

Wissen. Wandel. Berlin. | Report Nr. 25

StromNachbarn: Technisch-ökonomische Analyse für nahräumliche Stromversorgung und Sektorkopplung

Astrid Aretz und Jannes Katner



Impressum

Herausgeber:

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH (gemeinnützig)

Potsdamer Str. 105, 10785 Berlin

Tel. 030 /884594-0

E-Mail info@ioew.de

www.ioew.de

Autor*innen:

Dr. Astrid Aretz, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung

Jannes Katner, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung

Stand: November 2022, korrigierte Fassung

Danksagung:

Die Autor*innen danken Katharina Umpfenbach (Ecologic Institut) sowie Valentin Tappeser und Richard Harnisch (IÖW) für wertvolle Kommentare zum Entwurf des Berichts.

Zitiervorschlag:

Aretz, A. & Katner, J. (2022). StromNachbarn: Technisch-ökonomische Analyse für nahräumliche Stromversorgung und Sektorkopplung (Wissen. Wandel. Berlin. Report Nr. 25). Berlin: IÖW – Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Forschungsverbund Ecornet Berlin

Bildnachweis Titelbild:

@ JFL Photography | stock.adobe.com

Über das Projekt:

Diese Veröffentlichung ist entstanden im Vorhaben „StromNachbarn – Sozial-ökologische Selbstversorgung durch erneuerbare Energien und Sektorkopplung?“ innerhalb des Projektes „Wissen. Wandel. Berlin. – Transdisziplinäre Forschung für eine soziale und ökologische Metropole“ des Forschungsverbunds Ecornet Berlin.

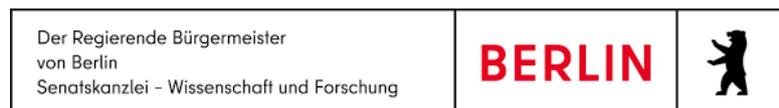
Über den Forschungsverbund Ecornet Berlin:

Fünf Berliner Institute der transdisziplinären Nachhaltigkeitsforschung forschen gemeinsam für den Wandel Berlins hin zu einer sozialen und ökologischen Metropole. Die Einrichtungen sind Teil des Ecological Research Network (Ecornet), einem Netzwerk unabhängiger Institute der Umwelt- und Nachhaltigkeitsforschung in Deutschland. Mitglied in Ecornet Berlin sind: Ecologic Institut, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), IZT – Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Öko-Institut und Unabhängiges Institut für Umweltfragen (UfU).

www.ecornet.berlin

Förderung:

Das Projekt wird mit finanzieller Unterstützung des Regierenden Bürgermeisters, Senatskanzlei – Wissenschaft und Forschung Berlin durchgeführt.



Zusammenfassung

Mieterstromanlagen haben das Potenzial, die Zielgruppe der Mieter*innen in die Energiewende einzubinden. Gleichzeitig bieten sie ein enormes Innovationspotenzial auf der Verbrauchsseite und können ein Baustein für ein flexibles zukunftsfähiges Stromsystem sein. So können Mieterstromprojekte in Kombination mit einem Quartierspeicher Erzeugung und Verbrauch zeitlich entkoppeln und damit Systemdienstleistungen erbringen. Zudem besteht ein großes Potenzial für die Sektorkopplung etwa durch Power-to-Heat-Technologien oder E-Mobilität. In diesem Bericht werden verschiedene Technologieoptionen analysiert, indem die Stromerzeugung der PV-Anlage und der Verbrauch der Mieter*innen simuliert werden. Dabei zeigt sich, dass Mieterstromanlagen nur mit Solarstrom schon eine sehr hohe Eigenverbrauchsquote aufweisen, die durch die Integration weiterer Technologien nochmals deutlich erhöht werden kann. Technisch gesehen zeigt die Kopplung also Vorteile, Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen aber, dass diese Anlagen wirtschaftlich kaum betrieben werden. Eine leichte Verbesserung wird sich durch den Wegfall der EEG-Umlage ergeben, aber um den Betrieb von Mieterstromanlagen attraktiver zu machen, müssten die Rahmenbedingungen nochmals deutlich verbessert werden. Dieser Bericht gibt hierfür Handlungsempfehlungen und zeigt Zukunftsperspektiven auf.

Summary

Landlord-to-tenant electricity supply systems have the potential to involve the target group of tenants in the energy transition. At the same time, they also offer enormous innovation-potential on the consumption side and can be a building block for a flexible, sustainable electricity system. For example, Landlord-to-tenant electricity supply projects in combination with a neighbourhood storage system can decouple power generation and consumption over time and thus provide system-services. There is also great potential for sector coupling, for example through power-to-heat technologies or e-mobility. In this report, different technology options are analysed by simulating the electricity generation of a Photovoltaic-system and the consumption of the tenants. It is shown that tenant power systems with solar power alone already have a very high domestic consumption rate, which can further be significantly increased by integrating other technologies. From a technical point of view, the coupling shows advantages, but profitability calculations show that these systems are hardly economically operated. A slight improvement would result from the elimination of the EEG surcharge, but to make the operation of tenant electricity systems more attractive, the general conditions would have to be significantly improved.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
2	Status quo und Auswahl der Fallbeispiele.....	7
	2.1 Status quo	7
	2.2 Auswahl der Fallbeispiele	9
	2.2.1 Fallbeispiel: Wohnungseigentümergeinschaft.....	9
	2.2.2 Fallbeispiel: Wohnungsbaugesellschaft klein	10
	2.2.3 Fallbeispiel: Wohnungsbaugesellschaft groß	11
	2.2.4 Fallbeispiel: Quartier	12
3	Technische Analyse für nähräumliche Stromversorgung und Sektorkopplung in Berlin.....	13
	3.1 Annahmen	14
	3.1.1 Erweiterungskomponenten für Mieterstromanlagen.....	15
	3.1.2 Carsharingmodell.....	16
	3.2 Ergebnisse.....	18
	3.2.1 Wohnungseigentümergeinschaft	19
	3.2.2 Wohnungsbaugenossenschaft klein	21
	3.2.3 Wohnungsbaugenossenschaft groß.....	24
	3.2.4 Quartier	26
	3.2.5 Vergleichende Ergebnisse und Diskussion.....	27
4	Ökonomische Analyse für nähräumliche Stromversorgung und Sektorkopplung im Berliner Raum.....	30
	4.1 Annahmen für die ökonomische Analyse.....	30
	4.1.1 Investitionskosten	30
	4.1.2 Betriebskosten	31
	4.1.3 Einnahmen und Ausgaben.....	32
	4.2 Wirtschaftlichkeit der Fallbeispiele	34
	4.2.1 Wohnungseigentümergeinschaft	34
	4.2.2 Wohnungsbaugenossenschaft klein	35
	4.2.3 Wohnungsbaugenossenschaft groß.....	36
	4.2.4 Quartier	37
	4.3 Stromgestehungskosten	38
	4.4 Diskussion	39

5	Sozio-ökonomische Auswirkungen auf Mieter*innen und Vermieter*innen	41
5.1	Auswirkungen auf Mieter*innen	41
5.1.1	Ökonomische Auswirkungen	41
5.1.2	Weitere Auswirkungen auf Mieter*innen.....	42
5.2	Auswirkungen auf Vermieter*innen.....	42
5.2.1	Mehrwert zum reinen Wohnangebot	42
5.2.2	Erhöhung der Eigenverbrauchsquote	42
6	Handlungsempfehlungen.....	43
6.1.1	Wirtschaftlichkeit.....	43
6.1.2	Initiativen für Mieterstrom unterstützen	44
6.1.3	Mieterstrom braucht Zukunftsperspektiven.....	44
7	Quellenverzeichnis.....	46

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Standorte der Mieterstromanlagen in Berlin.....	9
Abbildung 2: Schematische Darstellung der Komponenten und deren Zusammenhänge in <i>EPrOM</i>	14
Abbildung 3: Verteilung der Auslastung von Kleinfahrzeugen.....	17
Abbildung 4: Verteilung der Auslastung von Kompaktfahrzeugen	18
Abbildung 5: Tageswerte des Stromverbrauchs und des PV-Ertrags im Fallbeispiel Wohnungseigentümergeinschaft.....	19
Abbildung 6: Jährlicher Stromverbrauch und PV-Ertrag im Fallbeispiel WEG.....	20
Abbildung 7: Darstellung zur Optimierung der Eigenverbrauchsquote im Fallbeispiel „WEG“	21
Abbildung 8: Jahresverlauf von Stromverbrauch, PV-Ertrag und Netzaustausch im Fallbeispiel WBG _{klein} (Oben: nur PV, Unten: PV+BAT).....	22
Abbildung 9: Stromkennwerte im Fallbeispiel WBG _{klein} für die betrachteten Technologienvarianten	23
Abbildung 10: Darstellung zur Optimierung der Eigenverbrauchsquote im Fallbeispiel „WBG _{klein} “	24
Abbildung 11: Stromkennwerte für das Fallbeispiel WBG _{groß} über die betrachteten Technologienvarianten	25
Abbildung 12: Darstellung zur Optimierung der Eigenverbrauchsquote im Fallbeispiel „WBG _{groß} “	26
Abbildung 13: Jährlicher Stromverbrauch und PV-Ertrag im Fallbeispiel Quartier	27
Abbildung 14: Jährlicher Stromverbrauch, PV-Ertrag und Anzahl der teilnehmenden Wohneinheiten im Vergleich der Fallbeispiele	28
Abbildung 15: Vergleich der Autarkiequoten und der Eigenverbrauchsquoten zwischen den Fallbeispielen.....	29
Abbildung 16: Spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit von der installierten Leistung.....	30
Abbildung 17: Mieterstromlieferung des Anlagenbetreibers	33
Abbildung 18: Gewinne und Kosten des Fallbeispiels WEG.....	34
Abbildung 19: Gewinne und Kosten des Fallbeispiels WBG _{klein}	35
Abbildung 20: Gewinne und Kosten des Fallbeispiels WBG _{groß}	37
Abbildung 21: Gewinne und Kosten des Fallbeispiels Quartier	38
Abbildung 22: Vergleich der Stromgestehungskosten zwischen den Fallbeispielen	39
Abbildung 23: Preisvergleich für verschiedenen Stromtarife	41

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Fallbeispiel Wohnungseigentümergeinschaft.....	10
Tabelle 2: Fallbeispiel Wohnungsbaugesellschaft klein	11
Tabelle 3: Fallbeispiel Wohnungsbaugesellschaft groß	12
Tabelle 4: Fallbeispiel Quartier mit nachbarschaftlicher Versorgung	13
Tabelle 5: Auslastung von Klein- und Kompaktfahrzeugen	18

Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
HK	Heizkreis
SEK	Stromeffizienzklasse
WBG	Wohnungsbaugesellschaft
WE	Wohneinheit
WEG	Wohnungseigentümergeinschaft
WP	Wärmepumpe

1 Einleitung

Mieterstromanlagen haben das Potenzial, die Zielgruppe der Mieter*innen in die Energiewende einzubinden. Gleichzeitig bieten sie auch ein enormes Innovationspotenzial auf der Verbrauchsseite und können ein Baustein für ein flexibles zukunftsfähiges Stromsystem sein. So können Mieterstromprojekte in Kombination mit einem Quartiersspeicher Erzeugung und Verbrauch zeitlich entkoppeln und damit Systemdienstleistungen erbringen. Zudem besteht ein großes Potenzial für die Sektorkopplung etwa durch Power-to-Heat-Technologien oder E-Mobilität. In diesem Bericht werden verschiedene Technologieoptionen analysiert, in dem die Stromerzeugung der PV-Anlage und der Verbrauch der Mieter*innen simuliert werden. Damit werden die Auswirkungen von verschiedenen Technologieoptionen auf den Verbrauch deutlich.

Dafür werden vier verschiedenen Fallbeispiele betrachtet, die ein großes Spektrum an Berliner Mehrfamiliengebäuden repräsentieren und eine Bandbreite an nah-räumlicher Erzeugung in Berlin abbilden können. Für diese Fallbeispiele werden Untervarianten betrachtet, in denen jeweils unterschiedliche Technologien mitberücksichtigt werden.

Mit diesen Ergebnissen werden die verschiedenen Technologieoptionen ökonomisch bewertet. Dafür ist die Eigenverbrauchsquote, also der Anteil des eigenverbrauchten Stroms an der gesamten Stromerzeugung der Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage), eine sehr wichtige Stellgröße. Hier wird die Perspektive aus der Anlagenbetreiber und Anbieter der Mieterstrommodelle dargestellt, weil diese die Entscheidung für eine Mieterstromanlage treffen und letztlich das Risiko tragen. Aber auch die Sicht der Mieter*innen wird beleuchtet, denn der Strompreis hat auch eine soziale Dimension und entscheidet letztlich darüber, wie attraktiv das Angebot für die Mieter*innen ist. Zudem könnte auch ein gemeinschaftlicher Mehrwert für die Mieter*innen geschaffen werden, wenn die Ladesäulen z.B. für Carsharing-Autos genutzt würden. Der Bericht schließt mit Empfehlungen, wie der Mieterstrom insgesamt in Berlin mehr in die Verbreitung gebracht werden kann.

2 Status quo und Auswahl der Fallbeispiele

2.1 Status quo

In Umpfenbach und Faber (2021) wurden die in Berlin errichteten Mieterstromanlagen bis zum Ende des Jahres 2020 mit ihren technischen Kenndaten erhoben. Insgesamt wurden 74 Anlagen¹ mit einer gesamten installierten Leistung von 12,6 MW identifiziert. Dabei handelt es sich zum Großteil um PV-Anlagen, die ausschließlich der direkten Stromversorgung der Mieter*innen dienen und keine weitere Technologie implementiert haben. Im Umkehrschluss bilden Anlagen, die mit

¹ Hierbei handelt es sich zum Teil auch um Zusammenschlüsse von Anlagen, die formal aus kleineren Einheiten bestehen, aber aggregiert gezählt wurden.

anderen Technologien gekoppelt sind, die Ausnahme. Bei einer Anlage im Freudenberger Weg sind acht Ladesäulen zum Laden von Elektroautos in den Tiefgaragen aufgestellt, die mit dem Strom aus den Mieterstromanlagen und zugekauften Ökostrom gespeist werden (Jeß, 2021).

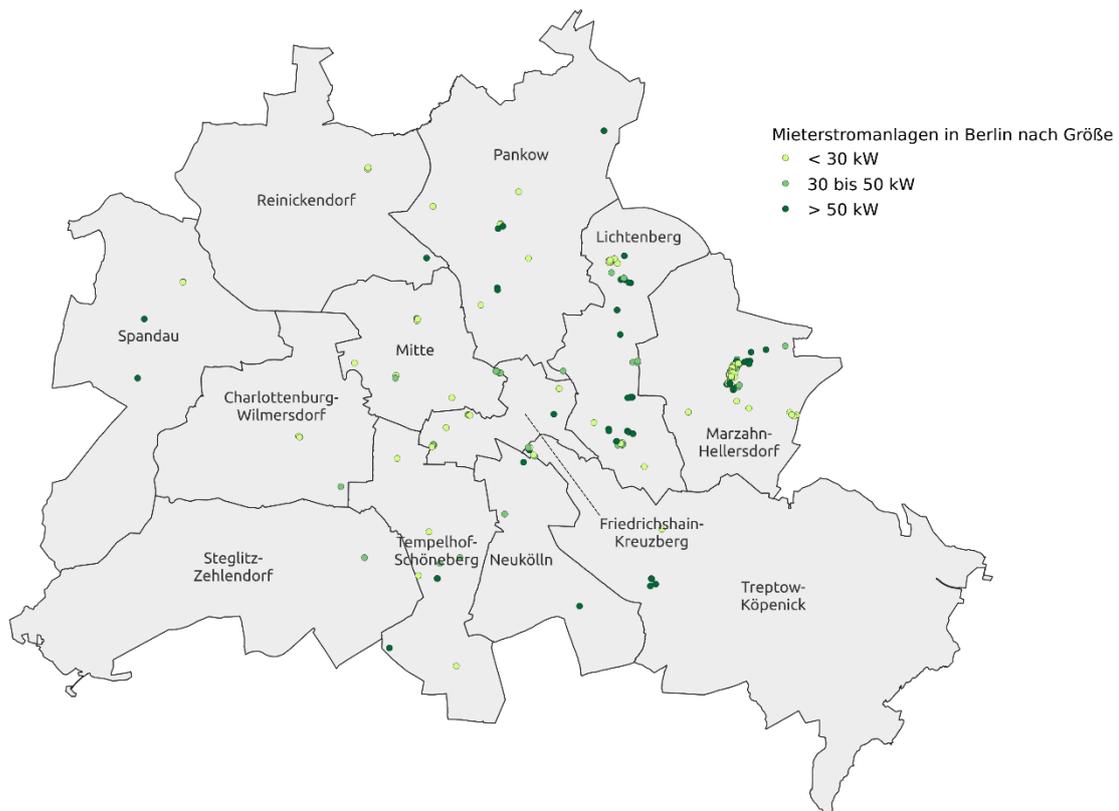
In Adlershof versorgt eine Mieterstromanlage noch 17 Ladestellen für Elektroautos und E-Bikes. Zusätzlich ist ein Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 96 kWh installiert (Polarstern Energie, o.J.). Ebenso wird in dem Quartier „Future Living Berlin“ in Adlershof die Energieversorgung neben einem Blockheizkraftwerk (BHKW) auch über eine PV-Anlage gewährleistet, die 17 Wärmepumpen für die Wärmelieferung mitversorgen und auch Strom für die Ladestellen liefern, mit denen Carsharing-Fahrzeuge geladen werden. Integriert in das Energiemanagementsystem ist außerdem ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 156 kWh (TGA Fachplaner, 2021).

Bis zum Stichtag 17.11.2021 gab es im Jahr 2021 einen deutlichen Zuwachs an neu installierten Anlagen. Eine Recherche im Marktstammdatenregister ergab, dass etwa 2 MW zusätzliche PV-Leistung als Mieterstromanlagen zugebaut wurden. Hierunter fallen nur Anlagen, die nach § 21 Absatz 3 EEG die Voraussetzungen für den Mieterstromzuschlag erfüllen und somit weniger als 100 kW Leistung aufweisen. Größere Anlagen, die nicht die Voraussetzungen für den Mieterstromzuschlag erfüllen, wurden nicht identifiziert. Fast die Hälfte der Leistung wird durch die *Berliner Stadtwerke Energiepartner GmbH* betrieben, ein Drittel von der *Vonovia Energie Service GmbH*. Weitere Betreiber der Mieterstromanlagen sind *Solarimo GmbH*, *SYNVIA energy GmbH* und *BürgerEnergie Berlin*.

Zugleich ist der PV-Ausbau insgesamt in Berlin auch deutlich angestiegen. Zum Stichtag 31.12.2021 wurden im Marktstammdatenregister 19,8 MW Leistung in PV-Neuanlagen gemeldet. Damit beträgt der Anteil der Leistung von Mieterstromanlagen etwa 10 %. Dies entspricht ungefähr dem Anteil aus dem Vorjahr (Umpfenbach und Faber 2021). Abbildung 1 zeigt die Standorte der Mieterstromanlagen in Berlin zum Stand Oktober 2022, da waren es gut 15 MW.² Dabei zeigt sich eine Konzentration in den Gebieten mit großem Bestand an Mehrfamilienhäusern.

² In einer früheren Version des Berichts vom Oktober 2022 wurde fälschlicherweise 22,2 MW Leistung genannt. Diese Zahl wurde korrigiert.

Abbildung 1: Standorte der Mieterstromanlagen in Berlin



Quelle: Marktstammdatenregister und eigene Recherche, Stand 10/2022

2.2 Auswahl der Fallbeispiele

Die für die Installation einer Mieterstromanlage relevanten Gebäudecharakteristika und die zu berücksichtigenden Rahmenbedingungen können stark variieren. Deshalb wurden für die Simulation der Mieterstromanlagen eine Bandbreite verschiedener Fallbeispiele betrachtet. Diese orientieren sich zum einen an unterschiedlichen Skalierungen von Mieterstromprojekten und zum anderen an diversen Technologien zur Sektorkopplung. Hier wurden in verschiedenen Konstellationen Wärmepumpen, eine Ladestation für Elektroautos und Batteriespeicher berücksichtigt.

Die Fallbeispiele orientieren sich an bereits in Berlin installierten Mieterstromanlagen, so dass daraus für Berlin spezifische Ergebnisse abgeleitet werden können. Es wurden ausschließlich Fallbeispiele definiert, die auf Bestandsgebäuden installiert werden, weil damit ein sehr großer Einsatzbereich für Mieterstromanlagen abgedeckt wird, aber auch, weil diese Gebäude im Gegensatz zu Neubauten durch eine nachträgliche Installation eine Herausforderung für Mieterstromanlagen darstellen. Die Fallbeispiele wurden im Vorfeld mit dem Praxispartner des Projekts und im Rahmen eines Workshops mit den Teilnehmenden diskutiert. Eine Übersicht der Fallbeispiele mit den variierten Parametern wird im Folgenden gegeben.

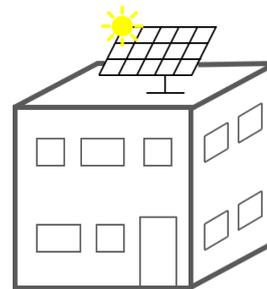
2.2.1 Fallbeispiel: Wohnungseigentümergeinschaft

Als kleinstes Beispiel dient der Fall einer Wohnungseigentümergeinschaft (WEG) mit 30 Wohneinheiten (WE), die eine PV-Anlage mit einer Leistung von 45 kW als

Mieterstromanlage betreibt. Mit einem angenommenen Anteil der am Mieterstromprojekt teilnehmenden Haushalte von 90 % ergeben sich 27 teilnehmende WE. Als Verbrauch wird hier lediglich der Haushaltstrombedarf angenommen, da die Anschaffung einer zusätzlichen Speichertechnologie als zu aufwändig für diese Größenordnung eingeschätzt wird. Die Verteilung über die Haushaltsgrößen von Einpersonenhaushalten bis Vier- und Mehrpersonenhaushalten entspricht der Berliner Durchschnittsverteilung nach (Destatis, 2021). In Tabelle 1 sind die Parameter für dieses Fallbeispiel dargestellt.

Tabelle 1: Fallbeispiel Wohnungseigentümergeinschaft

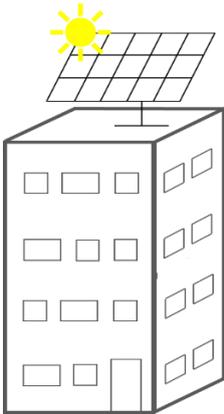
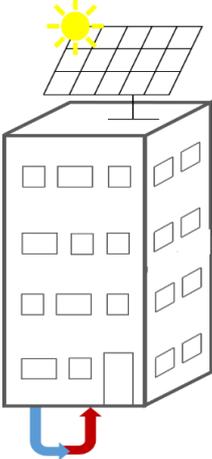
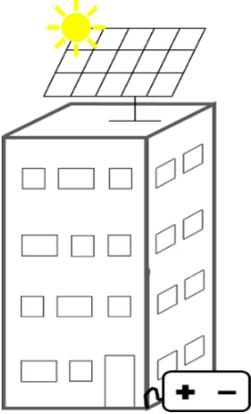
Wohneigentümergeinschaft	
Anzahl WE (teilnehmende WE)	30 (27)
HH-Größen [Anzahl HH: 1P 2P 3P 4P]	[14 8 3 2]
Leistung PV [kW]	45
Anschlussgrad [%]	90
Zusätzliche Technologien	keine



2.2.2 Fallbeispiel: Wohnungsbaugesellschaft klein

Mit 180 Wohneinheiten ist das zweite Fallbeispiel eines kleinen Gebäudes einer Wohnungsbaugesellschaft (WBG_{klein}) deutlich größer dimensioniert als die WEG. Mit einem deutlich geringeren Anteil an teilnehmenden Haushalten von 35 % werden letztlich 63 WE in die Betrachtung einbezogen. Die PV-Anlage ist mit einer Leistung von 100 kW dimensioniert. Zusätzlich zu diesem Fallbeispiel, in dem lediglich eine PV-Anlage auf dem Dach installiert ist, werden hier zusätzliche Technologien betrachtet, die den Eigenverbrauchsanteil des produzierten Stroms erhöhen sollen. Dies ist zum einen eine Wärmepumpe mit angeschlossenem Pufferspeicher und darüber hinaus der Fall eines zusätzlichen Batteriespeichers mit einer Ladeleistung von 18 kW und einer Kapazität von 84 kWh. Hierbei wird in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowohl der Fall mit Inanspruchnahme einer Förderung sowie der Fall ohne Förderung betrachtet. In Tabelle 2 sind die drei Varianten dieses Fallbeispiels zusammenfassend dargestellt.

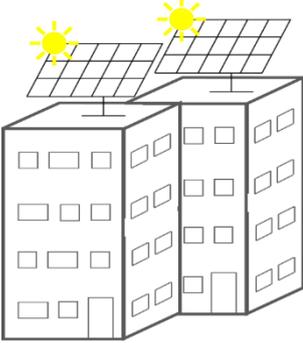
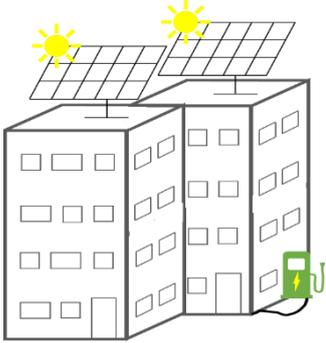
Tabelle 2: Fallbeispiel Wohnungsbaugesellschaft klein

	WBG _{klein}	WBG _{klein} + WP	WBG _{klein} + Speicher
			
Anzahl WE (teilnehmende WE)	180 (63)	180 (63)	180 (63)
HH-Größen [1P 2P 3P 4P]	[33 18 6 6]	[33 18 6 6]	[33 18 6 6]
Leistung PV [kW]	100	100	100
Anschlussgrad [%]	35	35	35
Zusätzliche Technologien	keine	Wärmepumpe	Batterie

2.2.3 Fallbeispiel: Wohnungsbaugesellschaft groß

Eine weitere Steigerung der PV-Leistung um das Fünffache auf 500 kW wird in dem Fallbeispiel einer großen Wohnungsbaugesellschaft (WBG_{groß}) betrachtet. Hierfür wird eine Größe von insgesamt 950 WE angenommen von denen 333 WE (35 %) Mieterstrom beziehen. Über den Fall einer alleinigen Nutzung des PV-Stroms über den Haushaltsstromverbrauch wird in diesem Fallbeispiel zusätzlich die Nutzung einer Carsharing-Autoflotte betrachtet. Es werden hierbei sechs Autos angenommen, von denen jeweils drei Kleinwagen und drei Kompaktwagen sind. Drei Ladestationen mit insgesamt sechs Ladepunkten werden hierfür installiert. In Tabelle 3 sind die Varianten zusammengefasst.

Tabelle 3: Fallbeispiel Wohnungsbaugesellschaft groß

	WBG _{groß}	WBG _{groß} +Ladesäule
		
Anzahl WE (teilnehmende WE)	950 (333)	950 (333)
HH-Größen [1P 2P 3P 4P]	[176 93 34 30]	[176 93 34 30]
Leistung PV [kW]	500	500
Anschlussgrad [%]	35	35
Zusätzliche Technologien	keine	Ladesäule

2.2.4 Fallbeispiel: Quartier

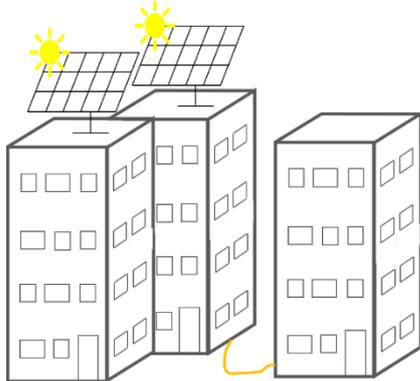
Zuletzt wird der Fall einer Quartiersversorgung als größte Option betrachtet. Ohne zusätzliche Speichertechnologien wird hierfür der Haushaltsstromverbrauch von 1.050 WE aus einem Gesamtquartier mit 3.000 WE angenommen, was ebenso wie in den Fallbeispielen der WBG einer Teilnehmerquote von 35 % entspricht. Zusätzlich soll hierbei eine nachbarschaftliche Versorgung mit angenommen werden, so dass in nahegelegenen Gebäuden eine weitere Gewerbeeinheit mitversorgt wird. Dieses Modell ist derzeit in Deutschland noch nicht möglich. Um aber auch zukünftige Optionen für Mieterstrommodelle aufzuzeigen, wird damit die Perspektive auf EU-Ebene aufgegriffen, die mit der Verabschiedung des Clean Energy Package 2019 den bisherigen Konsument*innen die neue Rolle als Prosumer*innen einräumt und damit Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ermöglicht (European Commission, Directorate General for Energy, 2019).

Laut Art. 22 der EU-Richtlinie 2018/20011 muss es den Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften möglich sein, Energie aus erneuerbaren Energien gemeinschaftlich zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen. Die Umsetzung auf nationaler Ebene dieser EU-Richtlinien hätte bis zum 30. Juni 2021 erfolgen sollen, in Deutschland ist jedoch ein gemeinschaftlicher Verbrauch lediglich über das Mieterstrommodell möglich. In dem neuen Koalitionsvertrag von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP stellen die Regierungsparteien in Aussicht, die Rahmenbedingungen im Rahmen des europarechtlich Möglichen zu verbessern (SPD, Bündnis 90/Die Grünen & FDP, 2021).

Als Vorbild für dieses Modell wurden die Möglichkeiten in Österreich herangezogen, wo die Umsetzung der Europäischen Richtlinie in nationales Gesetz bereits umgesetzt wurde. Damit ist es Energiegemeinschaften möglich, auch bei Benutzung des

Stromnetzes selbst Energie zu erzeugen, zu speichern, zu teilen, zu verbrauchen oder an den Markt zu verkaufen (PV-Gemeinschaft.at 2021). In Tabelle 4 sind die Parameter dieses Fallbeispiels dargestellt.

Tabelle 4: Fallbeispiel Quartier mit nachbarschaftlicher Versorgung

Quartier	
	
Anzahl WE (teilnehmende WE)	3.000 (1.050)
HH-Größen [1P 2P 3P 4P]	[795 420 150 135]
Leistung PV [kW]	1.600
Anschlussgrad [%]	35
Zusätzliche Technologien	keine
Besonderheit	Mitversorgung einer Gewerbeeinheit

3 Technische Analyse für nähräumliche Stromversorgung und Sektorkopplung in Berlin

Im folgenden Kapitel wird näher auf die technischen Aspekte der vorgestellten Fallbeispiele der Mieterstromanlagen eingegangen und das Zusammenspiel von Strombereitstellung aus der PV-Anlage einerseits und dem Stromverbrauch der Abnehmer*innen des Mieterstroms andererseits analysiert. Neben der Betrachtung einer PV-Anlage wird auch zusätzlich die Integration von Technologien zur Sektorkopplung berücksichtigt und deren Einfluss untersucht.

Mit Hilfe einer Simulation werden die Last- und Verbrauchsgänge abgebildet, so dass daraus abgeleitet werden kann, welcher Anteil des Solarstroms von den Mieterstromkund*innen bezogen wird, welcher Anteil in das Netz eingespeist wird und wieviel Strom zusätzlich zur Vollversorgung der Kund*innen bezogen werden muss. Dazu wird das IÖW-Energie-Prosumer-Modell *EPrOM* eingesetzt, mit dem die Erzeugung des PV-Stroms und der Verbrauch der Haushalte minutengenau über den Zeitraum eines ganzen Jahres simuliert werden, sodass saisonale und kurzzeitige

nicht Teil des Betrachtungsraumes ist, werden zusätzlich noch der Pufferspeicher sowie der Heizkreislauf deaktiviert. Zudem besteht noch die Möglichkeit, eine Elektroautoflotte mit einzubeziehen.

Da es sich in allen Fallbeispielen um ganze Häuser bzw. Wohnquartiere handelt, wäre eine vollständige Bottom-up-Berechnung des Stromverbrauchs der einzelnen Gerätschaften zu rechen- und zeitaufwändig. Daher wurde diese Auflösung auf den Stromverbrauch eines Haushaltes verkleinert. Um dennoch eine Varianz zu erzeugen, sind verschiedene Verbrauchsprofile hinterlegt, die je nach Tages- und Nachtzeit, Wochentag, Jahreszeit und Haushaltsgröße variieren. Um der Haushaltszusammensetzung der betrachteten Bezirke Rechnung zu tragen, wurden hierfür Zensusdaten für Berlin ausgewertet und die grobe Verteilung der Haushaltsgrößen bestimmt. Dafür wurden 53 % Einpersonenhaushalte, 28 % Zweipersonenhaushalte, 10 % Dreipersonenhaushalte sowie 9 % Vier-und-Mehrpersonenhaushalte angenommen (Destatis, 2021).

Die Stromerzeugung mittels Photovoltaikanlage wird minutengenau über das Jahr simuliert. Dadurch kommen zeitliche Aspekte wie der Sonnenstand in Abhängigkeit von der Tageszeit zum Tragen. In Abhängigkeit davon werden auch die Strahlungsintensität sowie die Jahreszeit und damit die Länge der täglichen Sonneneinstrahlung einbezogen. Hierzu liegen Strahlungsprofile für verschiedene Orte in Europa zu Grunde. Die Berechnung wurde für Lindenberg bei Ahrensfelde durchgeführt, welches hier als Referenz für Berlin genutzt wird. Die Gesamtkapazität der Photovoltaikmodule wird vor der Simulation ebenfalls festgelegt. Über alle Fälle hinweg wurden eine Südausrichtung sowie ein Aufstellwinkel von 35° eingestellt.

Für die Festlegung der Stromeffizienzklasse (SEK) wurde eine mittlere SEK für alle Haushalte angenommen. Darüber hinaus lässt sich der Anteil der berufstätigen Bewohner*innen variieren, was große Auswirkungen auf die Lastgänge hat. In allen Fällen wurde ein Anteil von 70 % angenommen.

3.1.1 Erweiterungskomponenten für Mieterstromanlagen

Die erste Variante zur Speicherung des selbstproduzierten Solarstroms und damit zur Erhöhung des Eigenverbrauchs ist die **Batterie**. Diese nimmt überschüssigen Strom auf, der vornehmlich tagsüber generiert wird, wenn die Sonneneinstrahlung hoch ist, und der Verbrauch durch abwesende Bewohner*innen gering ist. Am Abend kann sie diesen Strom wieder abgeben, wenn die Sonnenintensität nachlässt und durch den Feierabend der Verbrauch steigt. Der Wirkungsgrad der Batterie wurde mit 95 % angenommen und es wird davon ausgegangen, dass 100 % der Ladekapazität genutzt werden. Die variablen Einstellungen für Kapazität und Ladeleistung lassen sich je nach Anwendungsfall und Größe des Quartiers einstellen. Im Anwendungsfall WBG_{klein} mit 180 teilnehmenden Haushalten wurde eine Batteriekapazität von 84 kWh und eine Ladeleistung von 18 kW gewählt.

Als zweite Variation im Fallbeispiel WBG_{klein} wird eine **Wärmepumpe** mit einer Heizleistung von 50 W/m² als zusätzlicher Verbraucher zugeschaltet. Diese kann ebenfalls mit überschüssigem PV-Strom gespeist werden. Die produzierte Wärme wird anschließend in einem zentralen Pufferspeicher gespeichert. Auch hier führt die Speicherung zu einem erhöhten Eigenverbrauch, da durch die Wärmespeicherung tagsüber ein erneutes Anspringen der Wärmepumpe am Abend verhindert werden kann und so der Stromnetzbezug verringert wird. Zusätzlich zum Speicher wird der Heizkreis (HK) simuliert sowie der Warmwasserverbrauch über beiliegende

jährliche Warmwasserprofile einbezogen. Im Heizkreis wurde als Vorlauftemperatur 35°C, als Rücklauftemperatur 25°C angenommen. Für den Speicher wurde ein Volumen von 12,6 m³ angenommen.

Im Fallbeispiel WBG_{groß} wird als zusätzlicher Verbraucher eine **E-Auto-Flotte** simuliert. Insgesamt sechs Autos stehen den Bewohner*innen zur Verfügung, davon jeweils drei Kleinwagen und drei Kompaktwagen. Es wird angenommen, dass die E-Autos den Bewohner*innen als Carsharing-Angebot unterbreitet werden und von allen genutzt werden können. Daher wurden für das Ausleihverhalten Daten eines Carsharing-Anbieters ausgewertet und für die Simulation aufbereitet. Weitere Erläuterungen zu der Datengrundlage sind in Kapitel 3.1.2 beschrieben.

Der Stromverbrauch der E-Autos richtet sich nach den Mittelwerten aus den jeweiligen typischen Automodellen. Für einen typischen Kleinwagen wurde mit dem *MINI Cooper* ein mittlerer Stromverbrauch von 16,4 kWh/ 100 km gemäß WLTP³ angenommen (MINI, 2021). Für einen typischen Kompaktwagen wurde der *Renault Zoe* mit einem mittleren Stromverbrauch von 17,2 kWh/ 100 km gemäß WLTP angenommen (Renault, 2021). Der Stromverbrauch ist damit bei Kleinwagen geringer als in der Kompaktklasse. Es wird angenommen, dass zu jeder Zeit für jedes Auto eine Lademöglichkeit vorhanden ist, die über eine maximale Ladeleistung von 22 kW verfügt. Dieser Wert liegt am oberen Ende der Spannbreite von typischen öffentlichen Ladesäulen (Entega, 2021). Die Autobatterien besitzen in diesem Fallbeispiel eine Maximalkapazität von 18,8 kWh. Die angenommene Mindeststrecke für eine Ausleihe beträgt 2 km und die Mindestausleihdauer wurde auf 15 min gesetzt. Ein wichtiger Faktor für das Ausleihverhalten der Bewohner*innen und damit letztlich die verursachte Stromlast sind die Nutzungswünsche. Hier bestehen diverse Möglichkeiten, je nach Zusammensetzung der Bewohner*innen und Demografie. Um eine realistische Abbildung für typische Nutzungsmuster von Carsharing-Fahrzeugen zu verwenden, wurde, wie im Folgenden erläutert, ein Ausleihverhaltensmodell entwickelt.

3.1.2 Carsharingmodell

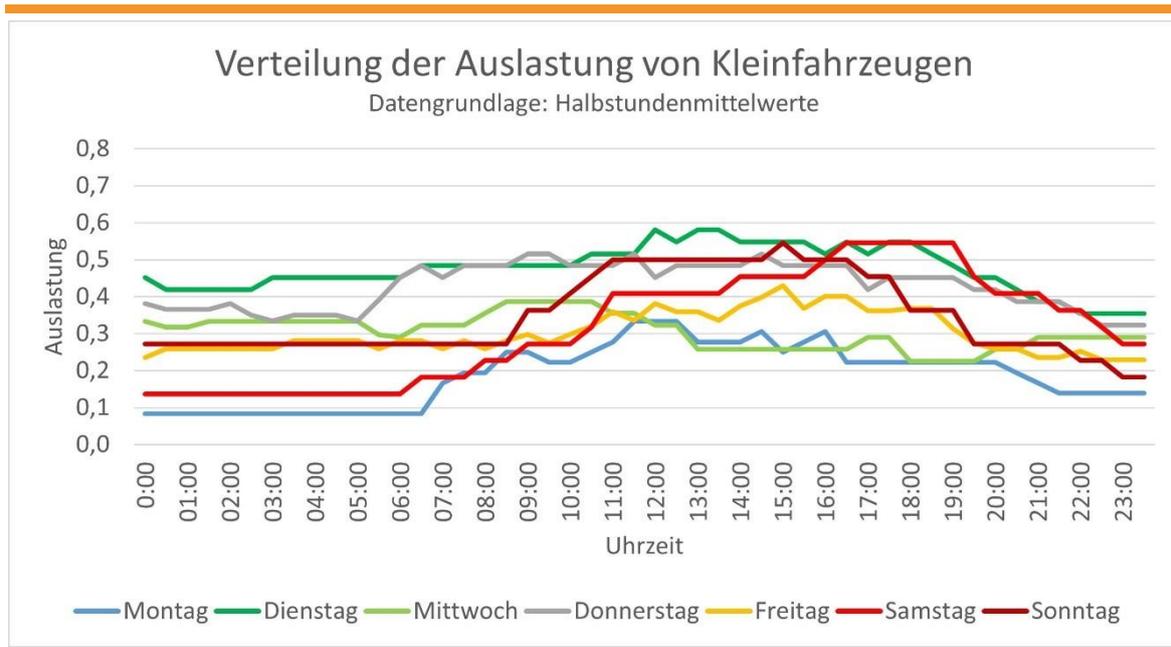
Für die Modellierung der Carsharing-Dienstleistung wurden Daten des Carsharing-Anbieters *Flinkster*⁴, das Carsharing-Angebot der *Deutschen Bahn*, herangezogen. Hierfür wurden auf der frei zugänglichen Buchungsseite von *Flinkster* die Verfügbarkeiten von Klein- und Kompaktwagen aller in Berlin ausleihbaren Autos ausgewertet. Die Flotte der Kleinwagen besteht aus insgesamt 25 Fahrzeugen. Kompaktwagen umfassen 31 Fahrzeuge. Für jedes Auto der Flotte wurde im Halbstundentakt vermerkt, ob das Auto verfügbar (0) oder verliehen (1) ist. Die Datenerhebung fand an fünf verschiedenen Tagen (01.09.2021, 07.09.2021, 16.09.2021, 24.09.2021, 29.11.2021) statt und betrachtet die Ausleihen an den Tagen 01.09.-07.09.2021, 07.09.-13.09.2021, 16.09.-17.09.2021, 24.09.-26.09.2021 und 29.11.2021.

³ WLTP ist die Abkürzung für *Worldwide Harmonised Light-Duty Vehicles Test Procedure*. Dieses neue weltweit harmonisierte Testverfahren für leichtgewichtige Nutzfahrzeuge beschreibt ein neues Prüf- und Messverfahren, das den Verbrauch eines Fahrzeugs bestimmt (ADAC, 2022).

⁴ Website: www.flinkster.de.

Für die Abbildung der Auslastung der Fahrzeuge wurden ausschließlich die Betrachtungszeiträume herangezogen, die nicht mehr als 48 Stunden vom Erhebungszeitpunkt entfernt sind (01.09.-02.09.2021, 07.09.-08.09.2021, 16.09.-17.09.2021, 24.09.-26.09.2021, 29.11.2021). So soll sichergestellt werden, dass auch spontane Buchungen mit abgebildet werden. Anschließend wurden die Auslastungen jedes einzelnen Autos separat für Kompakt- und Kleinwagen über den Tagesverlauf gemittelt. Dadurch existieren für eine fiktive Siebentageweche Mittelwerte zur Auslastung der Flotte im Halbstundentakt. In Abbildung 3 ist die Auslastung für die einzelnen Wochentage über den Tagesverlauf für Kleinfahrzeuge abgebildet.

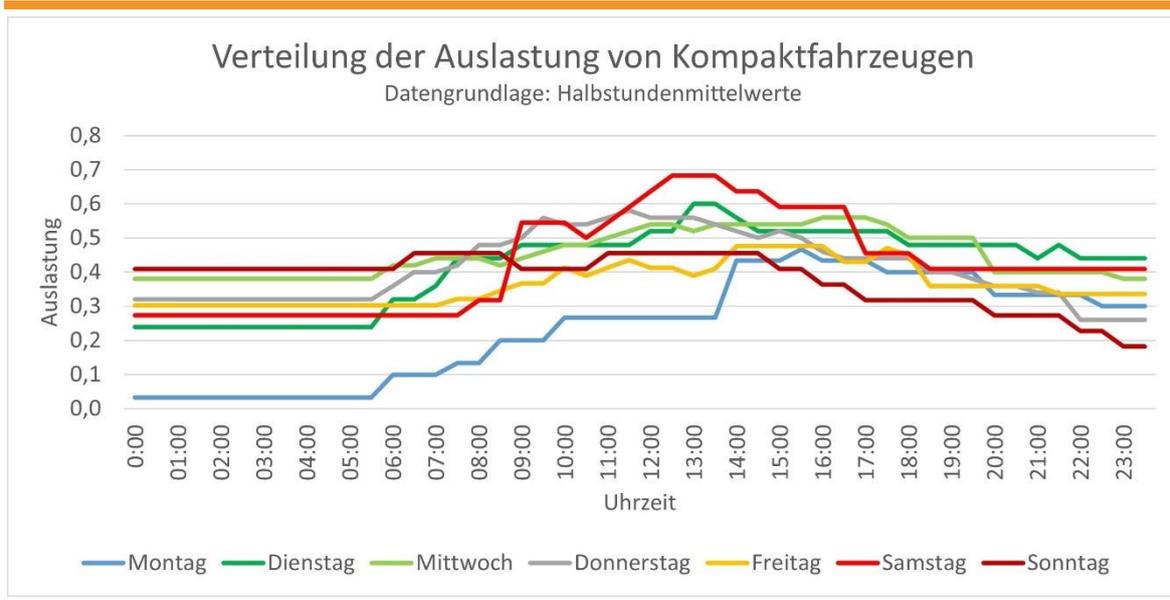
Abbildung 3: Verteilung der Auslastung von Kleinfahrzeugen



Quelle: Halbstundenmittelwerte der Ausleihen von Flinkster

Die Auslastung der Kompaktfahrzeuge ist in Abbildung 4 dargestellt.

Abbildung 4: Verteilung der Auslastung von Kompaktfahrzeugen



Quelle: Halbstundenmittelwerte der Ausleihen von Flinkster

Für die Parameter Ausleihstart (Uhrzeit und Wochentag) sowie Ausleihdauer wurden alle Ausleihen einbezogen, deren Ausleihstart und Ausleihende in die jeweiligen Betrachtungszeiträume fallen. Die Ausleihdauern wurden anschließend separat für Klein- und Kompaktwagen in die Kategorien kurz (<24 Stunden), mittel (≥ 24 Stunden, ≤ 48 Stunden) und lang (> 48 Stunden) unterteilt und für die drei Kategorien Mittelwerte gebildet.

In einem weiteren Schritt wurden die Halbstundenmittelwerte zu jeweils einem Tagesmittelwert aggregiert, wodurch jeder der sieben Wochentage durch einen einzigen Mittelwert repräsentiert wird (wochentagabhängige Auslastung, siehe Tabelle 5).

Die Vektoren Ausleihstart Uhrzeit, Ausleihstart Wochentag, Ausleihdauer, halbstündliche Auslastung und wochentagabhängige Auslastung werden als Grundlage für die Modellierung in *EPrOM* verwendet.

Tabelle 5: Auslastung von Klein- und Kompaktfahrzeugen

	Montag	Diens- tag	Mitt- woch	Don- nerstag	Freitag	Sams- tag	Sonn- tag
Kleinwagen	0,48	0,48	0,30	0,43	0,30	0,32	0,35
Kompakt- wagen	0,42	0,42	0,45	0,41	0,37	0,43	0,38

Quelle: Flinkster

3.2 Ergebnisse

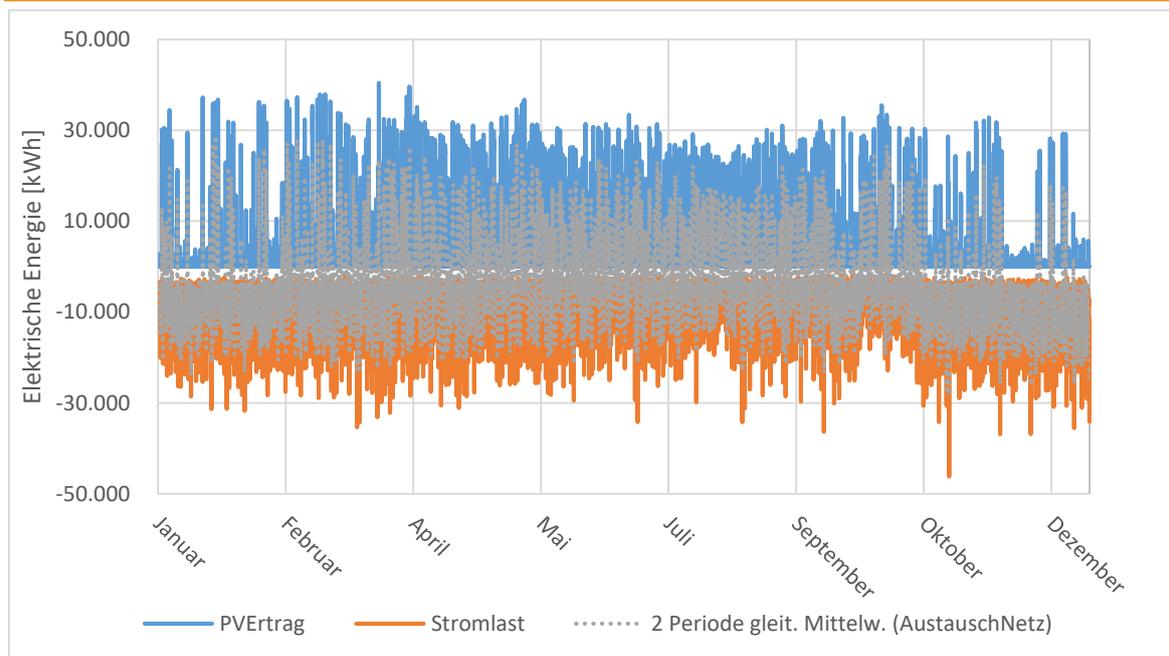
Die zeitliche Systemgrenze der Simulation beträgt ein Jahr. Innerhalb dieses Jahres werden diverse Parameter berechnet und aufgezeichnet. Die beiden grundsätzlich entscheidenden Variablen sind die Stromlast und der PV-Ertrag. Da aufgrund der

verschiedenen Tagesabläufe der Bewohner*innen in bestimmten Zeiträumen wenig Strom verbraucht wird, kommt es zu diesen Zeitpunkten zur Einspeisung des Überschussstroms in das Verteilnetz. Ist am Abend oder am Morgen der Stromverbrauch höher als die produzierte Strommenge, wird die Differenz aus dem Verteilnetz bezogen. Diese Mengen werden ebenfalls aufgezeichnet. Aus den jährlichen Summen lassen sich dann Eigenverbrauch und zusätzlicher Netzbezug berechnen. Beide Parameter haben einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Fallbeispiels und werden daher im Folgenden ebenfalls dargestellt.

3.2.1 Wohnungseigentümergeinschaft

Der jährliche Stromertrag der 45 kW Photovoltaikanlage im Fallbeispiel der WEG beträgt 44.172 kWh/a. In Abbildung 5 sind die Tageswerte des PV-Ertrags (blaue Striche) sowie des Stromverbrauchs (orangene Striche) für ein Jahr dargestellt. Die grauen Striche zeigen den Netzaustausch, im negativen Bereich ist dies der Netzbezug, im positiven Bereich die Einspeisung. Es wird deutlich, dass zum Anfang wie zum Ende des Jahres der PV-Ertrag durchschnittlich geringer ausfällt als beispielsweise in den Sommermonaten in der Mitte des Jahres. Dies ist ein zu erwartender Effekt und liegt vor allem an den kürzeren Tageszeiten zu dieser Zeit.

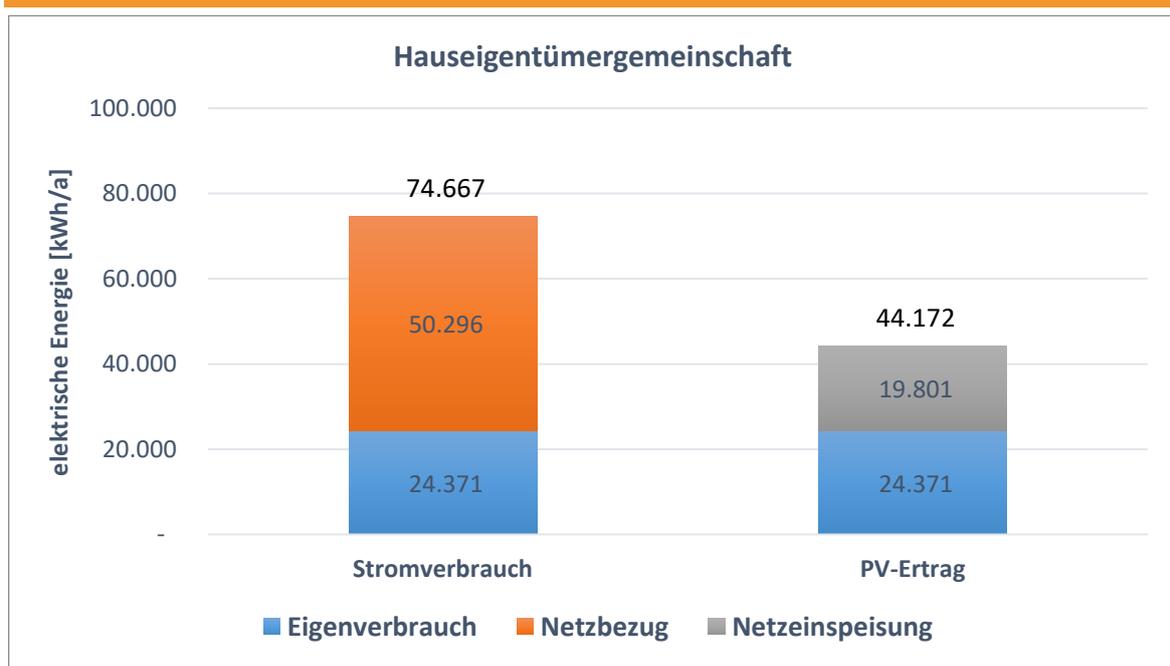
Abbildung 5: Tageswerte des Stromverbrauchs und des PV-Ertrags im Fallbeispiel Wohnungseigentümergeinschaft



Quelle: Eigene Berechnung

In Abbildung 6 ist die Zusammensetzung der Nutzung des produzierten PV-Stroms zu sehen. Hierbei werden mit 24.371 kWh/a etwa 55 % des Stroms direkt in den Haushalten verbraucht. Diesen Teil des Stroms muss der Betreiber nicht hinzukaufen, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Die restlichen 19.801 kWh/a, also etwa 45 %, werden in das Verteilnetz eingespeist und somit mit einer Einspeisevergütung abgegolten.

Abbildung 6: Jährlicher Stromverbrauch und PV-Ertrag im Fallbeispiel WEG

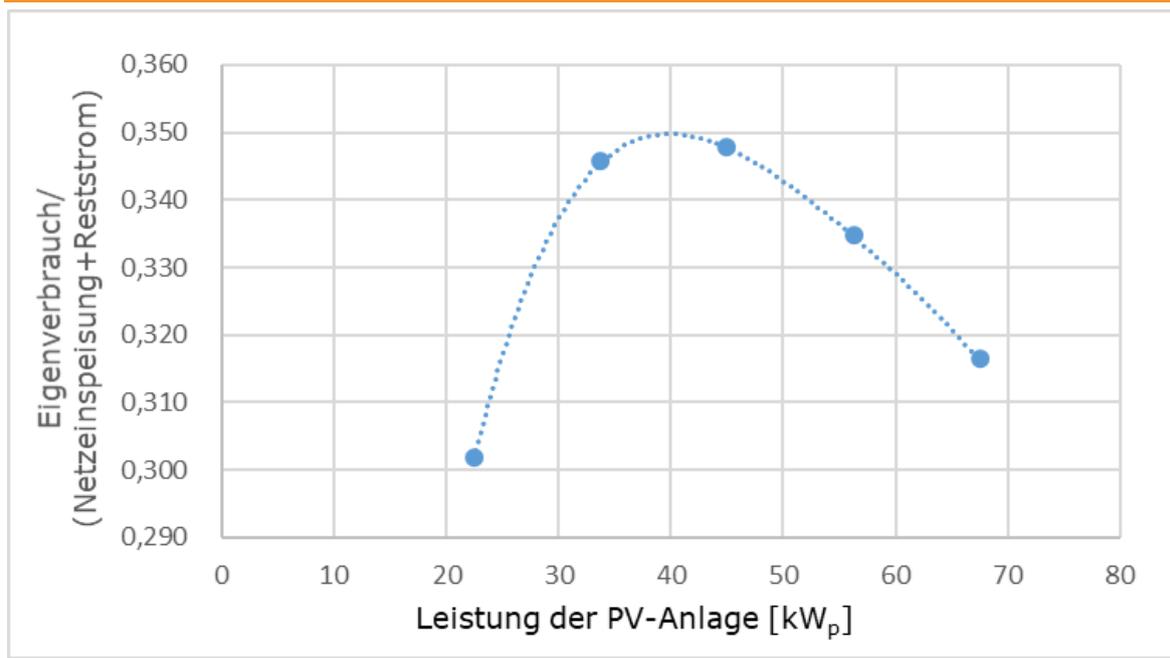


Quelle: Eigene Berechnung

Demgegenüber steht der jährliche Stromverbrauch der teilnehmenden Haushalte, der ebenfalls in Abbildung 6 dargestellt ist. In diesem Fallbeispiel beläuft sich dieser auf 74.667 kWh/a. Davon werden ca. 31 % durch die PV-Anlage bereitgestellt. Die restlichen 69 % werden aus dem Verteilnetz bezogen. Dieser Anteil muss von dem/der Betreiber*in eingekauft werden und wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes aus.

Aus dem Stromverbrauch und der gesamten produzierten Menge an PV-Strom ergibt sich ein Saldo von rund 30.500 kWh/a (die Differenz der beiden Säulen in Abbildung 6), das von der PV-Anlage nicht gedeckt werden kann. Allerdings lässt sich daraus nicht direkt ableiten, dass für eine höhere Wirtschaftlichkeit die Dimensionierung erhöht werden sollte. Eine zu große Dimensionierung führt zu größeren Strommengen, die in das Netz eingespeist werden. Aufgrund der mittlerweile geringen Einspeisevergütung bringt das aus ökonomischer Sicht keine Vorteile. Eine optimale Auslegung der PV-Anlagen ist unter den derzeitigen Bedingungen dann gegeben, wenn die Eigenverbrauchsquote möglichst groß, aber die Summe aus Einspeisung und Reststrom (also der Austausch mit dem Netz) möglichst gering ist. Abbildung 7 verdeutlicht diesen Zusammenhang durch den Quotienten „Eigenverbrauch / (Netzeinspeisung + Reststrom)“. Die Summe aus Netzeinspeisung und Reststrom bildet den Austausch mit dem Netz ab, der möglichst gering sein sollte. Dieser Quotient zeigt ein Optimum, das für ein einzelnes Projekt jeweils die günstigsten Parameter für eine optimierte Eigenverbrauchsquote aufweist. In diesem Fallbeispiel mit einer PV-Anlagen von 45 kW_p ist damit eine recht gute Leistungsgröße gewählt. Diese Optimierung ist sehr individuell von der Anzahl der Mieterstromkund*innen und deren Stromverbrauch abhängig.

Abbildung 7: Darstellung zur Optimierung der Eigenverbrauchsquote im Fallbeispiel „WEG“



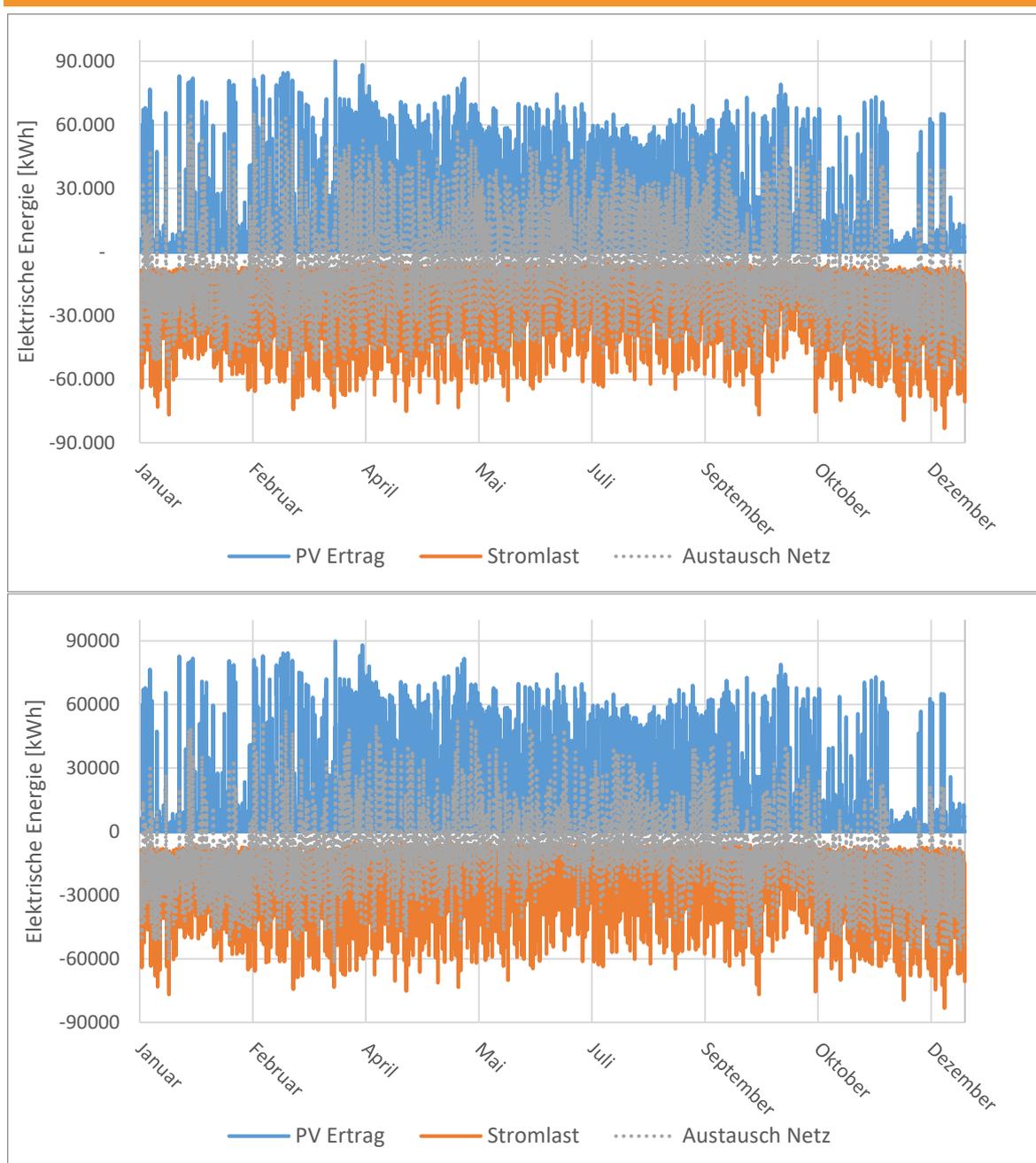
Quelle: Eigene Berechnung

3.2.2 Wohnungsbaugenossenschaft klein

Für die 180 Wohneinheiten, von denen 63 am Mieterstromprojekt teilnehmen, wird im Fallbeispiel WBG_{klein} eine 100 kW Photovoltaikanlage ausgelegt. Diese ist in der Lage, über das gesamte Jahr 173.980 kWh Solarstrom zu produzieren.

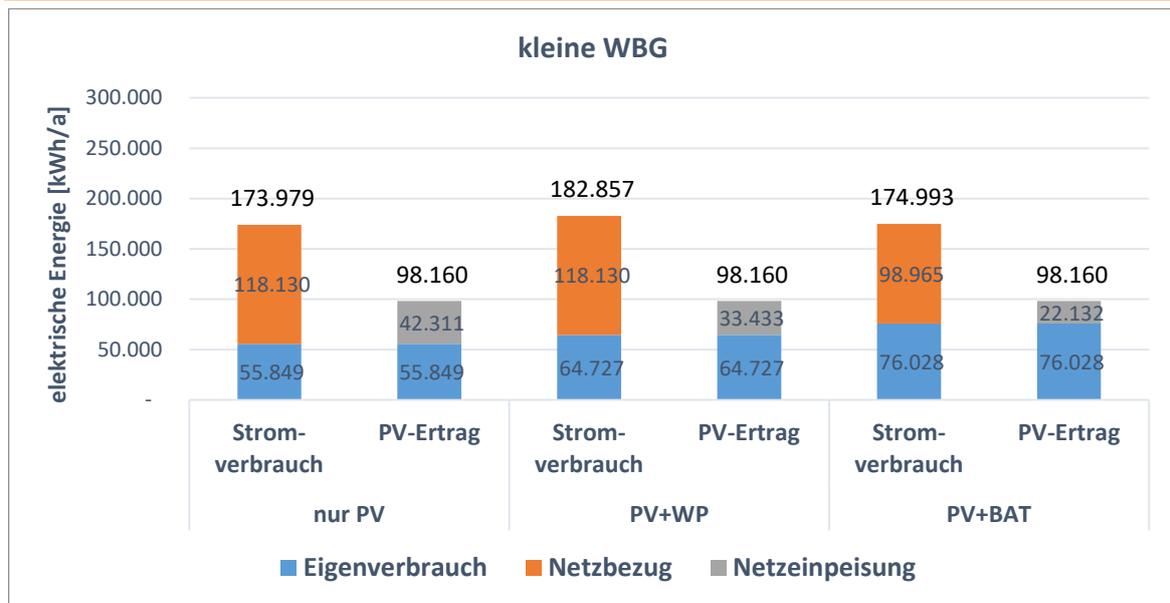
Abbildung 8 stellt die Tageswerte für die PV-Stromerzeugung (blaue Linie), den Stromverbrauch der Mieterstromkund*innen (orange Linie) und den Netzbezug (graue Linie im positiven Bereich) bzw. die -einspeisung (graue Linie im negativen Bereich) dar. Die obere Abbildung zeigt die Berechnung für die Variante „nur PV“, die untere die Variante „PV+BAT“. Hierbei lässt sich an der grauen Linie erkennen, wie der Einsatz der Batterie den Strombezug und die Einspeisung besonders in den Sommermonaten reduziert.

Abbildung 8: Jahresverlauf von Stromverbrauch, PV-Ertrag und Netzaustausch im Fallbeispiel WBG_{klein} (Oben: nur PV, Unten: PV+BAT)



Quelle: Eigene Berechnung, aggregierte Tagesauswertung

Die Aufteilung der Nutzung des Stroms ist in Abbildung 9 für alle drei Varianten dargestellt. Durch die zusätzlichen Technologien Wärmepumpe und Batterie steigt der Eigenverbrauch und damit der Anteil, der nicht in das Verteilnetz eingespeist wird. In der Variante PV ohne zusätzliche Speichertechnologien, werden rund 57 % des erzeugten Stroms durch die Haushalte verbraucht. Die restlichen 43 % werden in das Verteilnetz eingespeist. Wird eine Wärmepumpe zugeschaltet, erhöht sich der Anteil des Eigenverbrauchs des produzierten Stroms auf 66 %. Bei einer Batterie steigt dieser sogar auf 77 %, wohingegen hier lediglich 23 % in das Netz eingespeist werden.

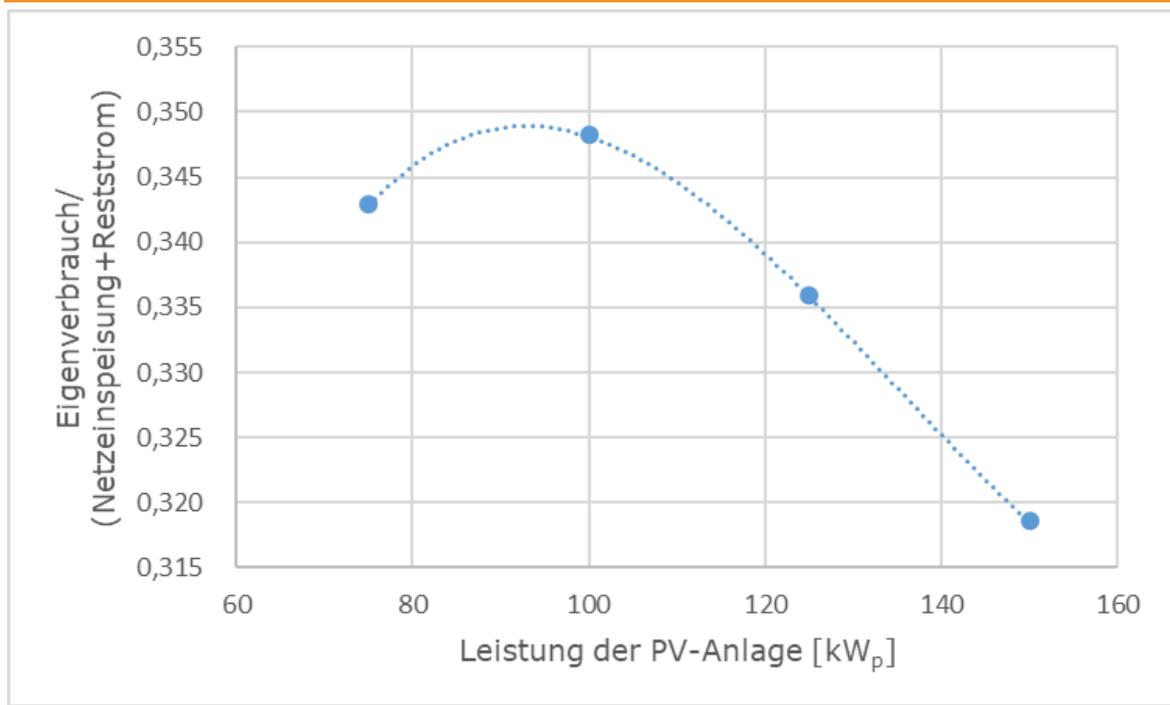
Abbildung 9: Stromkennwerte im Fallbeispiel WBG_{klein} für die betrachteten Technologienvarianten

Quelle: Eigene Berechnung

In der Variante „nur PV“ werden durch die Haushalte 173.980 kWh/a verbraucht. Wie in Abbildung 9 dargestellt macht der Eigenverbrauch von 55.849 kWh/a davon einen Anteil von gut 32 % aus. Die restlichen 118.130 kWh/a werden aus dem Stromnetz bezogen und tragen zu 68 % zur Deckung des Stromverbrauchs bei. Beim gleichzeitigen Betrieb einer Wärmepumpe steigt der eigenverbrauchte Strom auf 64.727 kWh/a an. Das entspricht einer gesteigerten Quote von über 37 %. Wird statt der Wärmepumpe eine Batterie für das Quartier bereitgestellt, erhöht sich die Quote noch weiter auf knapp 44 %. Dabei werden absolut 76.028 kWh ohne Netzeinspeisung im Quartier verbraucht. Dabei ändert sich der Netzbezug je nach Variante. In der Variante „nur PV“ ohne zusätzliche Speichertechnologie müssen 118.130 kWh/a zugekauft werden. Im Falle der Wärmepumpe, die selbst einen hohen Stromverbrauch aufweist, sind es 210.040 kWh. Im Falle der zusätzlichen Batterie sind es lediglich 98.965 kWh und damit nur etwas mehr als der Eigenverbrauch.

Beide Technologien tragen also zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote bei. Dabei steigt der Stromverbrauch insgesamt um knapp 10.100 kWh/a an. Der darüber hinaus benötigte Wärmepumpenstrom wird zugekauft und auf die Mieter*innen umgelegt. Mit der Stromspeicherung mittels einer 84 kWh Batterie steigt der Eigenverbrauch um 20.180 kWh/a an. Eine Kilowattstunde Batteriekapazität entspricht in diesem Fall also gut 240 kWh/a mehr an eigenverbrauchten Strom, beziehungsweise einer Erhöhung der Quote um 0,25 %.

In Abbildung 10 ist auch für die Variante „nur PV“ die Optimierungskurve durch den Quotienten „Eigenverbrauch / (Netzeinspeisung + Reststrom)“ dargestellt. Hier wird ersichtlich, dass die Leistung der Anlage mit 100 kWp für die Anzahl der Mieterstromkund*innen eine gute Auslegung ist.

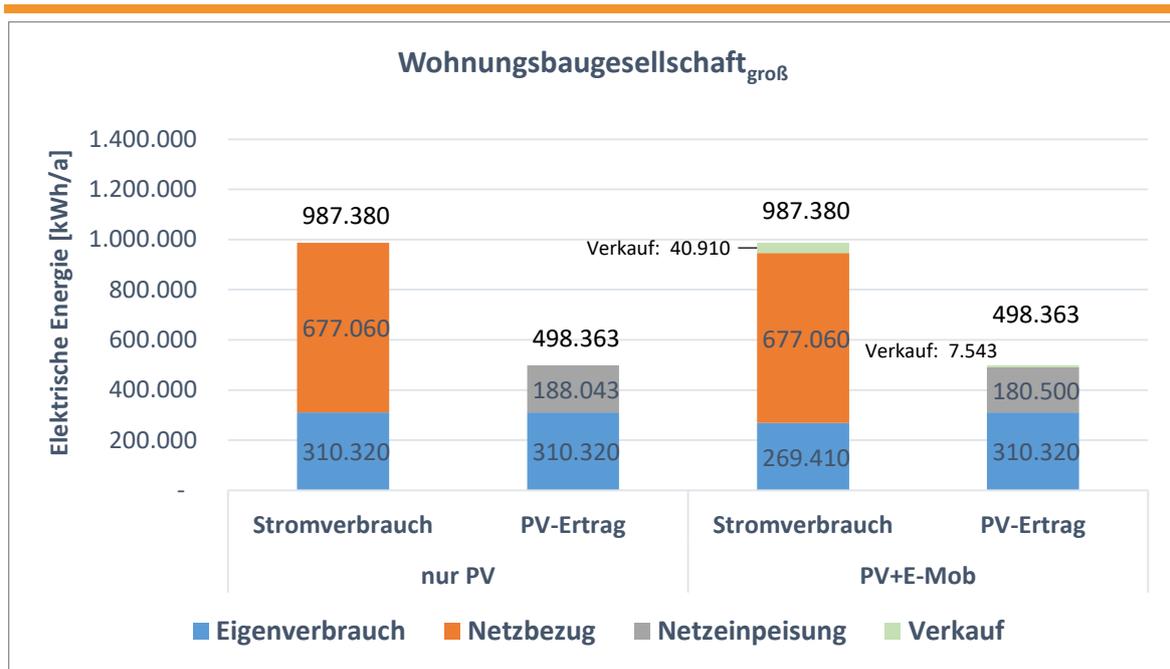
Abbildung 10: Darstellung zur Optimierung der Eigenverbrauchsquote im Fallbeispiel „WBG_{klein}“

Quelle: Eigene Berechnung

3.2.3 Wohnungsbaugenossenschaft groß

Im Fallbeispiel der großen Wohnungsbaugenossenschaft nehmen von den 950 Wohneinheiten 35 % am Mieterstromprojekt teil. Damit beläuft sich die Anzahl der zu versorgenden Haushalte auf 333. Die PV-Anlage ist dementsprechend größer dimensioniert und wird auf eine Leistung von 500 kW_p angesetzt. Die produziert über das gesamte Jahr einen Stromertrag von 490.818 kWh. Davon werden mit 302.775 kWh/a 62 % direkt von den Haushalten verbraucht. Die restlichen 188.043 kWh/a (28 %) werden in das Netz eingespeist und mit der Einspeisevergütung abgerechnet. Diese Verteilung, sowie die Stromlast ist in Abbildung 11/Abbildung 14 dargestellt.

Abbildung 11: Stromkennwerte für das Fallbeispiel WBG_{groß} über die betrachteten Technologievarianten

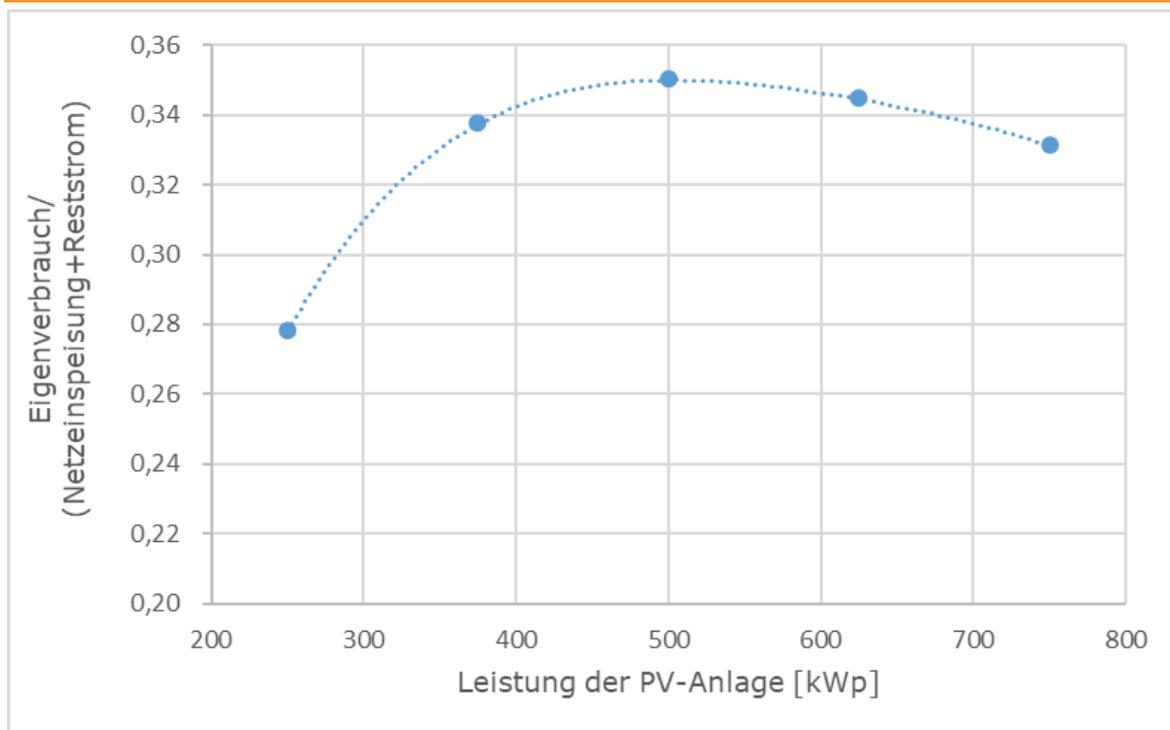


Quelle: Eigene Berechnung

Der Stromverbrauch der Mieterstromkund*innen beläuft sich in der Variante „nur PV“ auf 1.282.607 kWh/a. Hiervon können 31 % durch den produzierten PV-Strom gedeckt werden. Die restlichen 979.831 kWh/a werden aus dem Verteilnetz bezogen, was einen Anteil von 69 % ausmacht. Durch den flexiblen Stromverbrauch der E-Autoflotte steigt der Autarkiegrad auf 32 %. Durch den insgesamt gestiegenen Stromverbrauch werden jedoch auch 40.910 kWh an zusätzlichem Strom aus dem Netz bezogen.

Wie in der Abbildung 11 zu erkennen ist, steigert sich die Eigenverbrauchsquote durch das Anschließen einer E-Autoflotte mit 7.555 kWh/a auf 63 %. Dies entspricht in etwa 1.259 kWh/a pro Elektroauto, welches dadurch die Quote um ca. 0,26 % erhöht.

Auch zeigt sich anhand der Kurve zur Optimierung der Leistungsauslegung der PV-Anlage in Abbildung 12, dass in dieser Größenordnung die gewählte Leistung von 500 kW_p optimal ist.

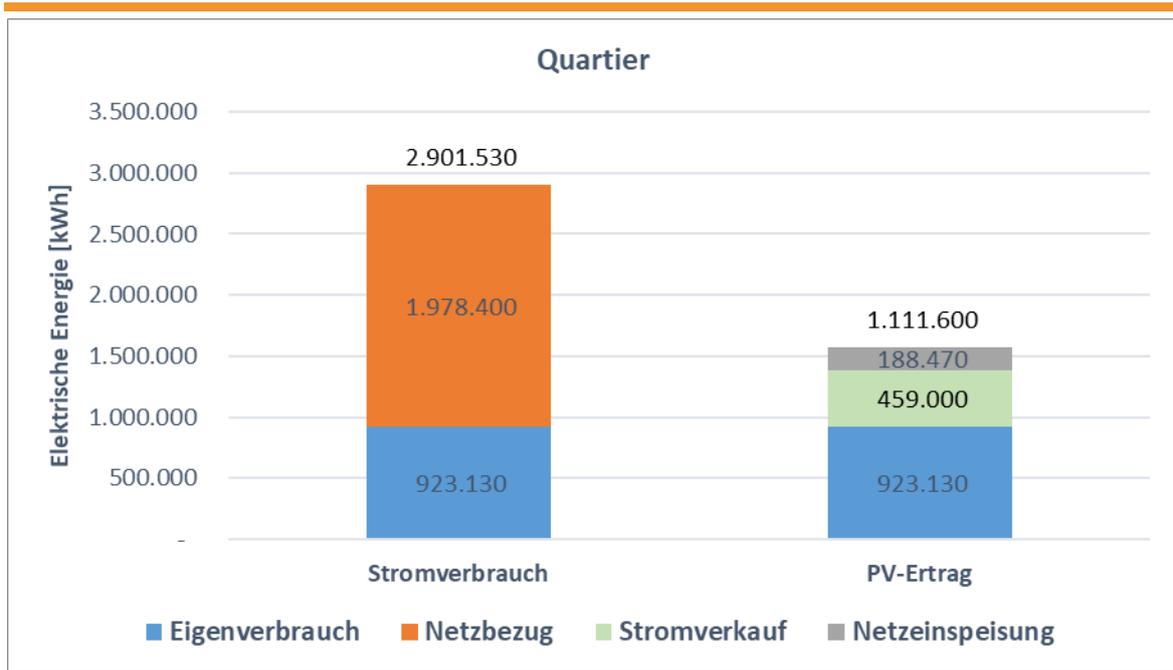
Abbildung 12: Darstellung zur Optimierung der Eigenverbrauchsquote im Fallbeispiel „WBG_{groß}“

Quelle: Eigene Berechnung

3.2.4 Quartier

Das Fallbeispiel eines gesamten Quartiers besitzt die größte Dimensionierung in dieser Untersuchung. Von den 3.000 Wohneinheiten werden durch eine Beteiligung von 35 % 1.050 Haushalte mit Mieterstrom versorgt. Dies soll durch eine PV-Anlage mit einer Leistung von 1.600 kW gewährleistet werden. Da ein zeitweise starker Überschuss zu erwarten ist, wird angenommen, dass ein Teil des Überschussstroms an einen benachbarten Discounter verkauft werden kann. Als Verkaufsfläche wurden 780 m² angenommen bei einem jährlichen spezifischen Verbrauch von 375 kWh/m² (Gähns et al., 2020; Karopka et al., 2009). Bei der Simulation im Quartiersmodell wird mit der PV-Anlage ein Ertrag von 1.570.600 kWh Solarstrom pro Jahr generiert. Rund 923.130 kWh davon werden direkt im Quartier als Mieterstrom verbraucht. Weitere 122.558 kWh werden an den benachbarten Supermarkt geliefert. Der restliche Strom, also jährlich rund 524.912 kWh werden in das Verteilnetz eingespeist und auf dem Strommarkt verkauft. Abbildung 13 macht dieses Verhältnis sowie die Zusammensetzung der Stromlastdeckung deutlich.

Abbildung 13: Jährlicher Stromverbrauch und PV-Ertrag im Fallbeispiel Quartier



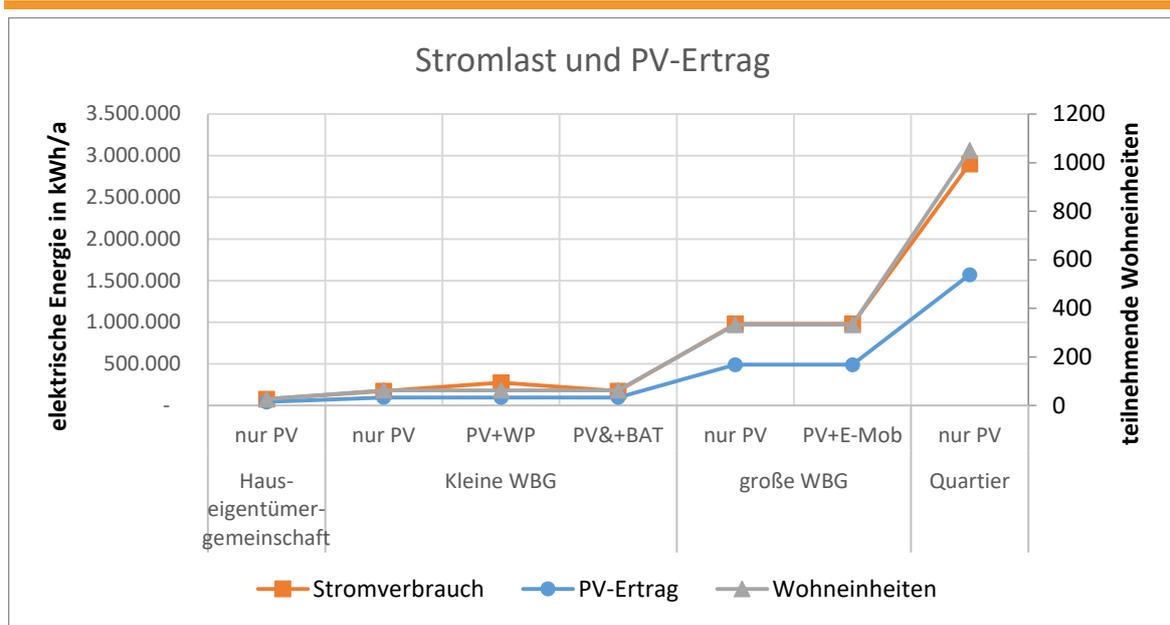
Quelle: Eigene Berechnung

Die Summe des Stromverbrauchs der betrachteten Haushalte beträgt über das Jahr 2.901.500 kWh. 923.130 kWh werden durch den produzierten PV-Strom gedeckt. Durch die hohe Diversität an Haushalten in diesem Fallbeispiel ergibt sich damit eine höhere Eigenverbrauchsquote von 59 %. Die restlichen 1.978.400 kWh/a die benötigt werden, um den Haushaltstrombedarf zu decken, werden aus dem Verteilnetz bezogen, was einem Anteil von 68 % an dem gesamten Stromverbrauch entspricht.

3.2.5 Vergleichende Ergebnisse und Diskussion

Für alle Fallbeispiele bleibt der spezifische Stromertrag aus der PV-Anlage über das Jahr konstant bei rund 982 kWh/kW_p. Der Stromverbrauch pro Haushalt liegt im Durchschnitt aller Fälle bei knapp 2.830 kWh pro Jahr, wobei dies auch der Durchschnitt für alle betrachteten Haushaltgrößen ist.

Abbildung 14: Jährlicher Stromverbrauch, PV-Ertrag und Anzahl der teilnehmenden Wohneinheiten im Vergleich der Fallbeispiele



Quelle: Eigene Berechnung

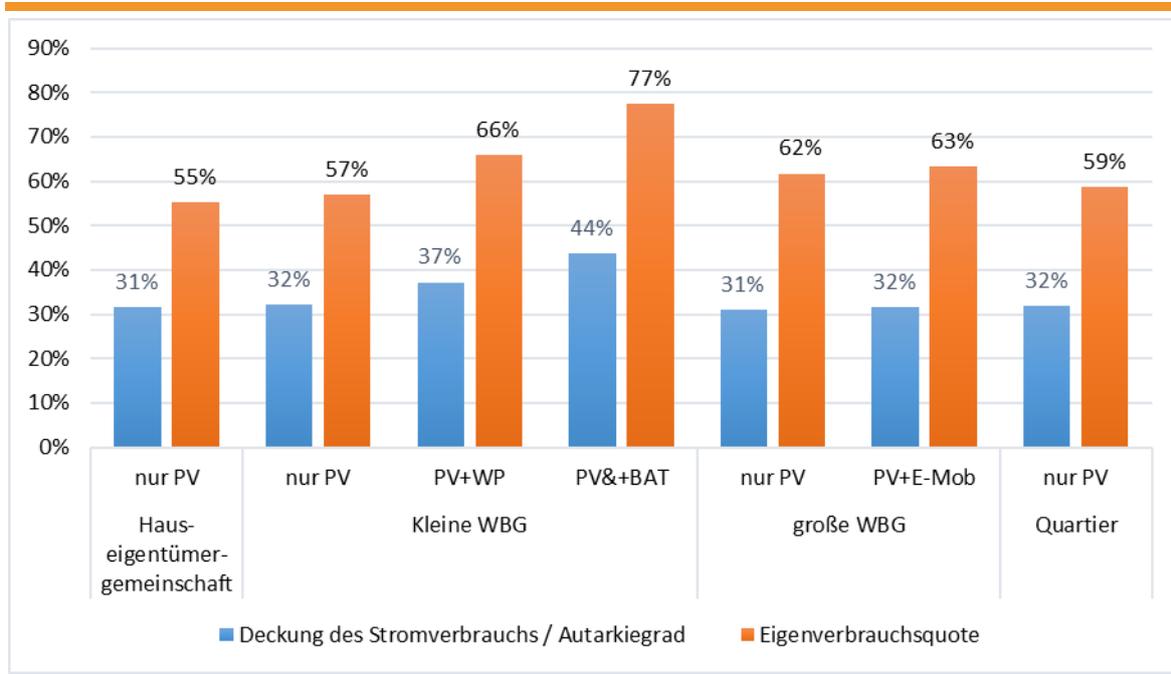
Werden die Eigenverbrauchsquoten und der Anteil des gedeckten Strombedarfs miteinander verglichen, wird der Einfluss der jeweiligen Technologie zur Speicherung oder Direktnutzung des PV-Stroms deutlich. Abbildung 14 zeigt die Unterschiede der Fälle auf. Im Referenzfall der WEG bei einer hohen Teilnehmendenquote von 90 % der Haushalte liegt die Eigenverbrauchsquote bei 55 % bezogen auf den PV-Ertrag. Bezogen auf die Haushaltsstromlast liegt der durch die PV-Anlage gedeckte Eigenbedarf bei 31 %. Das nächstgrößere Fallbeispiel WBG_{klein} verzeichnet eine mit 35 % deutlich kleinere Teilnehmendenquote, erreicht jedoch aufgrund der gleichmäßigeren Verteilung des Stromverbrauchs eine mit knapp 57 % etwas höhere Eigenverbrauchsquote. Die Deckung des Eigenbedarfs ist mit 32 % gegenüber der WEG auch nur geringfügig höher.

Wird zum Fall WBG_{klein} eine Batterie zur Speicherung des Mieterstroms hinzugefügt, erhöht sich der Eigenverbrauch um rund 20.000 kWh/a auf 77 % und damit um 12 Prozentpunkte. Die Eigenbedarfsdeckung steigt auf 44 %. Durch die Verwertung des Stroms in einer Wärmepumpe wird die Quote um 9 % auf 66 % erhöht. Der stärkere Einfluss der Batterie ist vermutlich auf die ganzjährige Nutzung zurückzuführen, während die Wärmepumpe hauptsächlich im Winter eine Stromlast erzeugt, wenn der PV-Ertrag vergleichsweise gering ist.

Die Kombination aus PV-Anlage und Haushaltsstromlast ergibt im Fallbeispiel WBG_{groß} eine Eigenverbrauchsquote von 62 % sowie eine Deckung des Eigenbedarfs von 31 %. Wird die Nutzung eines Carsharings von sechs Elektroautos angeboten, steigt der Eigenverbrauch um 5.500 kWh/a auf 62,8 % an. Hierbei werden die Akkus der E-Autos jeweils nach der Nutzung aufgeladen, was zum einen die Stromlast insgesamt erhöht, jedoch auch zu einer um 5.500 kWh/a geringeren Netzeinspeisung des PV-Stroms führt. Eine ähnliche Quote wie in den vorherigen Fällen wird im Beispiel der Quartiersversorgung erzielt. Bei einer gleichen Teilnehmendenquote von 35 % liegt die Eigenverbrauchsquote bei 59 %. Die Deckung des Eigenbedarfs ist hierbei nur geringfügig höher als im Beispiel WBG_{groß} mit 32 % des

Stromverbrauchs. Die Übersicht der Eigenverbrauchsquoten und Autarkiequoten für alle Fallbeispiele ist in Abbildung 15 dargestellt.

Abbildung 15: Vergleich der Autarkiequoten und der Eigenverbrauchsquoten zwischen den Fallbeispielen



Quelle: Eigene Berechnung

Im Vergleich zu anderen Studien zu Mieterstromprojekten sowie Erfahrungswerten aus realen Mieterstromanlagen liegen die Eigenverbrauchsquoten höher. So zeigen die Praxisbeispiele in Rietmann (2018) von der Naturstrom AG beschrieben oder in dem Gutachten zur *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz* (Kelm et al., 2019) deutlich niedrigere Werte. In Rietmann (2018) wird eine Spanne zwischen 34 % und 49 % ausgewiesen und in Kelm et al. (2019) eine Spanne zwischen 25 % und 45 % berechnet, allerdings weisen die Fälle in letztgenannter Quelle eine deutlich größere Anzahl an teilnehmenden Haushalten auf. Vor dem Hintergrund dieser unterschiedlichen Annahmen sind die Ergebnisse der Eigenverbrauchsquoten für die einzelnen Fallbeispiele plausibel.

Die wichtigsten Faktoren für die Höhe der Eigenverbrauchsquote sind das Verhältnis der PV-Anlagengröße und der Anzahl der teilnehmenden Haushalte mit entsprechendem Strombedarf. So lässt sich davon ausgehen, dass eine höhere Teilnehmendenquote immer auch zu höherem Eigenverbrauch führt – zumindest bis zu einem bestimmten Punkt. Abgesehen von der nicht gegebenen Wirtschaftlichkeit bei sehr hohen Teilnehmendenzahlen wird die Eigenverbrauchsquote ab einem gewissen Punkt jedoch auch durch den Tagesverlauf begrenzt. Ohne Batterie steht der größte Anteil des Solarstroms tagsüber bereit. Da hier jedoch der Verbrauch aufgrund der Abwesenheit vieler arbeitender Haushalte vergleichsweise gering ist, besteht eine Limitierung des direkten Verbrauchs.

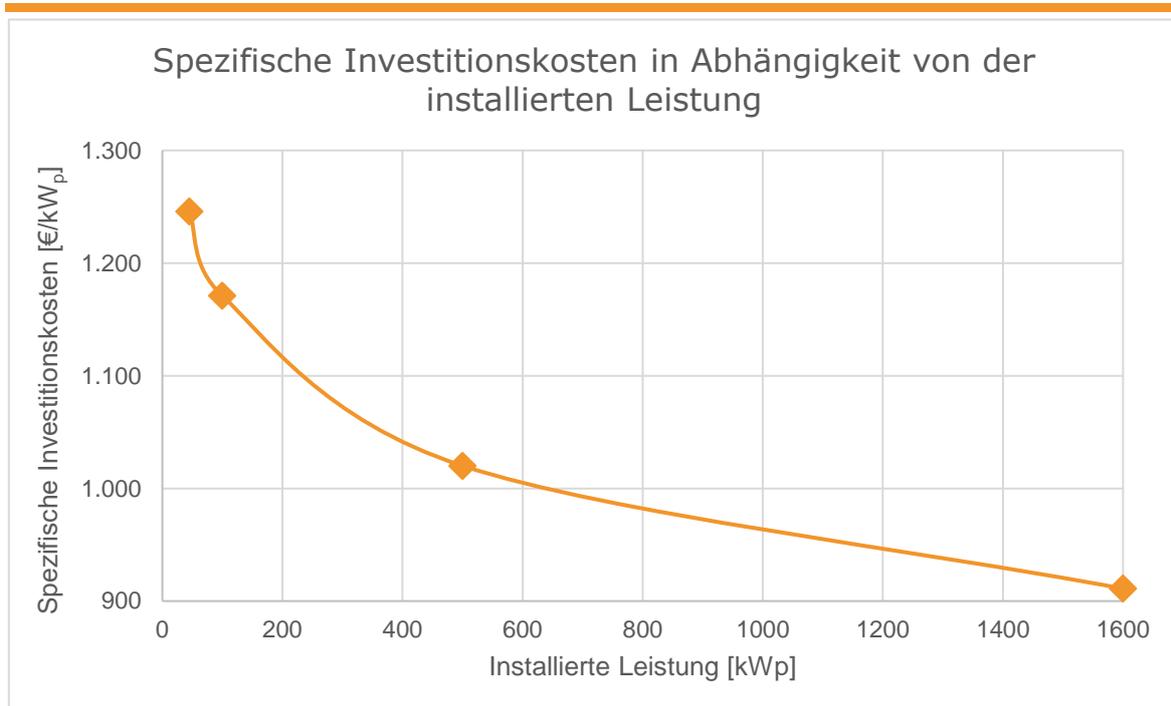
4 Ökonomische Analyse für nähräumliche Stromversorgung und Sektorkopplung im Berliner Raum

4.1 Annahmen für die ökonomische Analyse

4.1.1 Investitionskosten

Für die **Investitionskosten der PV-Anlagen** wurden in Anhängigkeit der Anlagengröße Kosten nach Ritter und Bauknecht (2021) zu Grunde gelegt. In der Studie wurden Anlagen mit 5, 30 und 60 kW_p Leistung betrachtet. Eine Fortschreibung auf die Anlagengrößen der Fallstudien (45 kW_p, 100 kW_p, 500 kW_p und 1.600 kW_p) wurde durch einen logarithmischen Zusammenhang⁵ der spezifischen Investitionskosten aus Ritter und Bauknecht (2021) berechnet. Die Werte wurden durch Literaturangaben (Daniel und Sattlberger, 2021) validiert und sind als spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit von der installierten Leistung in Abbildung 16 dargestellt. Insgesamt bewegen sich die angenommenen Investitionskosten auf einem hohen Niveau, dies ist aber für diesen Anwendungsfall der Mieterstromanlagen mit den zusätzlichen Aufwendungen z.B. für das Zählerkonzept, aber auch für Transaktionskosten für die Vermarktung des Stromangebots, begründet.

Abbildung 16: Spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit von der installierten Leistung



Quelle: Ritter und Bauknecht (2021), Daniel und Sattlberger (2021), eigene Berechnung

⁵ Mit $y = -93,7 \ln(x) + 1602,4$; wobei y den spezifischen Investitionskosten und x der installierten Leistung entspricht; $R^2 = 0,9958$

Die **Investitionskosten für Speicherakkus** sind in den letzten Jahren deutlich gesunken (pv magazin 2021). Die Kosten sind stark abhängig von der Gesamtkapazität des Speichers und sinken mit zunehmender Größe. Für das Fallbeispiel wurde ein Speicher mit einer Speicherkapazität von 84 kWh angenommen. Nach einer Marktrecherche⁶ wurden die Investitionskosten mit 500 Euro/kWh (brutto) für ein Komplettsystem aus einer Lithium-Batterie inkl. Batteriemanagementsystem festgesetzt.

In Berlin wird die Installation eines Stromspeichers gefördert, wenn er mit einer neu errichteten PV-Anlage kombiniert wird. Die Förderung wird bis zu der Höhe gewährt, wie das Verhältnis von Nennleistung der neu zu errichtenden PV-Anlage zur nutzbaren Speicherkapazität mindestens 1,2 kWp je 1 kWh beträgt. Die Förderung beträgt 300 € je Kilowattstunde nutzbarer Kapazität des Stromspeichersystems. Maximal werden 15.000 € pro Stromspeichersystem gewährt. Verfügt der Speicher bzw. das Energiemanagementsystem über eine prognosebasierte Betriebsstrategie, kommt ein Bonus von 300 Euro hinzu (Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe 2021). Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde die Obergrenze der Förderhöhe von 15.000 Euro eingerechnet.

Im Fallbeispiel WBG_{klein} wird zusätzlich zur PV-Anlage noch eine Wärmepumpe als Stromverbraucher zugeschaltet. Als benötigte Heizleistung wurden hier 50 W/m² angesetzt. Als **Investitionskosten für die gesamte Wärmepumpe** wurden 13.250 € als Mittelwert aus Schmitz (2020), Kloth (2021) und Heizsparer (2021) angenommen.

Für das Carsharing im Fallbeispiel WBG_{groß} wurden keine Investitionskosten für die Ladesäulen angerechnet. Stattdessen wird hierbei ein Contractor-Modell angenommen, bei dem die Ladeinfrastruktur von einer dritten Partei gestellt wird. Der produzierte Solarstrom wird hierbei zu einem vergünstigten Tarif an den/die Betreiber*in verkauft. Angesetzt wurden mit rund 19 ct/kWh 90 % des angenommenen Gewerbestrompreises.

Um die Gesamtkosten der Investitionen über die Lebensdauer der einzelnen Technologien abzubilden, wurde für die Bilanzierung die Annuitätenmethode in Anlehnung an VDI 2067 (2000) angewandt. Hierfür wurde ein Mischkalkulationszins von 1,2 % gebildet. Dieser setzt sich aus einem Eigenkapitalanteil von 20 % mit einem Eigenkapitalzins von 1 % sowie einem Fremdkapitalzins von 2 % zusammen. Zudem wurde eine Laufzeit von 20 Jahren angelegt mit einer Inflationsrate von 2 %. Aus dem Mischkalkulationszins sowie der Anlagenlaufzeit ergibt sich ein Annuitätenfaktor für die Investitionskosten von 0,057. Mit einer Zinsrate von 3 % wurde ein preisdynamischer Annuitätenfaktor von 14,88 berechnet, der jeweils für die Annuitäten der Betriebskosten verwendet wird.

Die Gesamtannuität wird schließlich aus den Einzelannuitäten gebildet. Sie dient anschließend zusammen mit den gesamten Investitionskosten zur Berechnung der Stromgestehungskosten für das jeweilige Fallbeispiel

4.1.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten über die Anlagenlaufzeit wurde ebenfalls mit der Annuitätenmethode mittels einem preisdynamischen Annuitätenfaktor von 14,88 berechnet. Je

⁶ Z.B. Angebote von GreenAkku, bau-tech Solarenergie GmbH, Lieckipedia

nach Anlagengröße und zusätzlich eingesetzter Technologie fallen diese unterschiedlich hoch aus. Für die PV-Anlagen wurden jeweils Betriebskosten in Höhe von 4 % der Investitionskosten angenommen. Darunter fallen Kosten für die Wartung der Anlage und des Anschlusses, welcher im Mieterstromfall wesentlich umfangreicher ist als bei einem gängigen Einfamilienhaus.

Zusätzliche Betriebskosten fallen im Fallbeispiel WGB_{klein} für die Varianten mit Batteriespeicher und Wärmepumpe an. Für den Batteriespeicher wurden 6.579€/Jahr folgend 1,2 % der Investitionskosten als laufende Kosten für Wartung und Reparaturen angelegt. Für den Betrieb der Wärmepumpe ergibt sich nach Schmitz (2020), Kloth (2021) und Heizsparer (2021) ein durchschnittlicher Wert von gut 9 % der Investitionskosten

4.1.3 Einnahmen und Ausgaben

Der letztendliche Gewinn oder Verlust für den/die Betreiber*in setzt sich beim Mieterstrom aus den Einnahmen aus Stromverkauf an die Mieter*innen, Einspeisung des überschüssigen Stroms und dem Mieterstromzuschlag zusammen. Demgegenüber stehen die Kosten für den Stromzukauf, noch die EEG-Umlage für den eigenverbrauchten Strom und die Investitions- und Betriebskosten der Anlage.

Der **Mieterstrompreis**, zu dem die Mieter*innen den Mieterstrom beziehen, darf nach dem Gesetz zur Förderung des Mieterstroms (Bundesnetzagentur, 2020) 90 % des in jeweiligen Netzgebieten geltenden Grundversorgertarifs, auf Basis des Grund- und Arbeitspreises, nicht übersteigen. In Berlin beträgt der Grundversorgertarif zum Redaktionsschluss 33,25 ct/kWh (Arbeitspreis) und 98,40 Euro/Jahr (Grundpreis) (Vattenfall 2022). Somit wurde für den Mieterstrompreis ein Arbeitspreis in Höhe von 29,9 ct/kWh sowie ein Grundpreis in Höhe von 88,56 Euro/Jahr angelegt. Wird von der PV-Anlage mehr produziert als von den Mietern zeitgleich verbraucht wird, wird der überschüssige Strom in das Verteilnetz eingespeist und nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet. Nach dem EEG erhält der Anlagenbetreiber für jede eingespeiste Kilowattstunde Solarstrom eine Vergütung von 5,35 Cent (November 2021). Diese Regelung gilt allerdings lediglich für Anlagengrößen bis zu 750 kW_p, weshalb im Fallbeispiel Quartier mit einer angenommenen PV-Leistung von 1.600 kW_p kein Anspruch auf die Einspeisevergütung besteht. Für Solarstromanlagen ab einer Leistung von 750 kW wird der Vergütungspreis seit Anfang 2017 per Ausschreibung ermittelt. Im Unterschied zur Festvergütung wird die Höhe der Vergütung nicht mehr durch das EEG festgelegt, die Inanspruchnahme einer Zahlung für Strom aus neu in Betrieb genommenen PV-Anlagen ist nur über eine erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungen möglich. Gleichwohl beläuft sich der Vergütungszeitraum wie bei der Festvergütung weiter auf 20 Jahre. Der Durchschnitt von 2018 bis 2021 lag bei ca. 5,21 ct/kWh für den durchschnittlichen Zuschlagswert (Bundesnetzagentur, 2022a). Dieser Wert wird für die Wirtschaftlichkeitsberechnung zu Grunde gelegt.

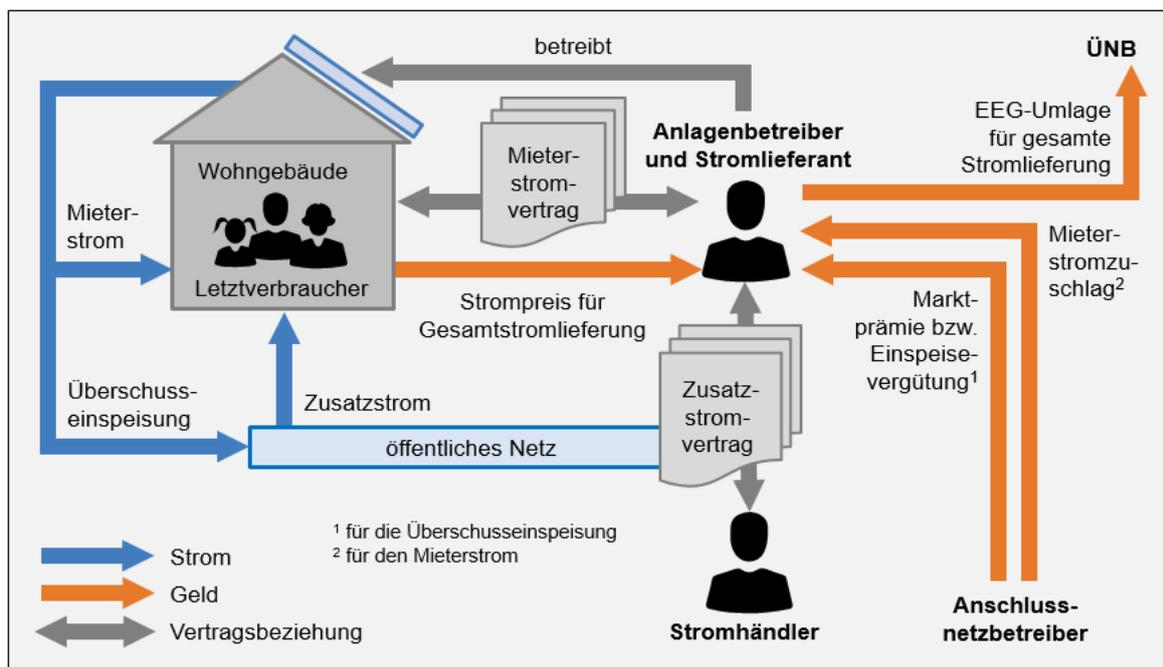
Mit der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021 gelten für neue Solaranlagen, die ab dem 01.01.2021 in Betrieb genommen wurden bzw. werden, Änderungen. Der anzulegende Wert für den **Mieterstromzuschlag** wurde erhöht. Er beträgt bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 kW 3,79 Cent/kWh, bis zu 40 kW 3,52 Cent/kWh und bis 750 kW 2,37 Cent/kWh. Die anzulegenden Werte für den Mieterstromzuschlag werden ab dem 01.02.2021 über die Zeit gemäß § 49 Abs.1 S.1 EEG 2021 abgesenkt. Die Degression wird von der Bundesnetzagentur in Abhängigkeit von dem Brutto-Zubau von Solaranlagen ermittelt und

ist unter (Bundesnetzagentur, 2022b) einsehbar. Für das Fallbeispiel WEG beträgt der Mieterstromzuschlag mit der Degression zum 1.2.2022 2,87 Cent/kWh und für das Fallbeispiel WBG_{klein} 2,38 Cent/kWh. Die Anlagen in den Fallbeispielen WBG_{groß} und Quartier sind nicht anspruchsberechtigt. Gleichzeitig ist der/die Anlagenbetreiber*in dazu verpflichtet, auf die gesamten Strommengen, die er/sie als Mieterstrom an die Bewohner*innen liefert, die **EEG-Umlage** in vollem Umfang zu zahlen (§ 60 Abs. 1 EEG) (Bundesnetzagentur, 2020).

Demgegenüber stehen vor allem die **Ausgaben** für den von dem Vermieter oder der Vermieterin zugekauften Strom. Zu den Zeiten, in denen von den Haushalten mehr Strom verbraucht als von der PV-Anlage produziert wird, wird der fehlende Strom aus dem Verteilnetz zugekauft. Für diesen Stromanteil wurde ein Gewerbesteuerpreis in Höhe von 21,2 ct/kWh angenommen (Strom-Report, 2022a). Dieser Anteil hat einen sehr großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Mieterstromprojektes, weshalb die betrachteten Speichertechnologien einen positiven Einfluss auf die Bilanz haben können. Der zweite große Kostenfaktor ist die jährliche Gesamtannuität aus Investitionskosten und betriebsgebundenen Kosten für die PV-Anlage und den entsprechenden Speichertechnologien. Die Differenz aus den Einnahmen und Kosten stellt die jährliche Bilanz des Projektes und damit seinen ökonomischen Nutzen dar. Wie dieser in den einzelnen Fallbeispielen ausfällt, wird im folgenden Kapitel aufgezeigt.

In Abbildung 17 sind die Geld- und Stromflüsse für eine Mieterstromanlage nach Bundesnetzagentur (2022b) dargestellt.

Abbildung 17: Mieterstromlieferung des Anlagenbetreibers



Quelle: Bundesnetzagentur (2022b)

4.2 Wirtschaftlichkeit der Fallbeispiele

4.2.1 Wohnungseigentümergeinschaft

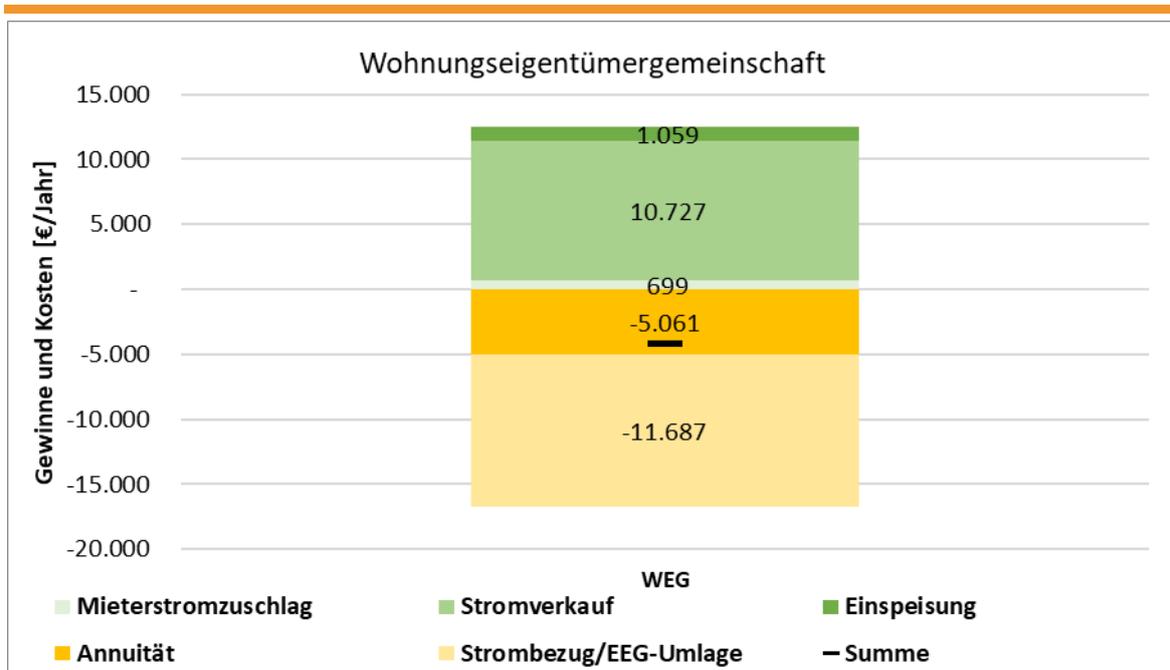
Die wirtschaftliche Bilanz der Fallstudie WEG setzt sich aus den zuvor beschriebenen Faktoren für Gewinn und Kosten zusammen und ist in Abbildung 18 dargestellt. Anhand der Balkendimensionen lässt sich erkennen, dass der Mieterstromzuschlag für jede gelieferte kWh mit 578 €/Jahr den kleinsten Teil der Einnahmen ausmacht. Die Summe der möglichen Einspeisevergütung durch überschüssigen Strom beträgt mit 1.059 €/a etwas mehr, liegt jedoch immer noch deutlich unter dem größten Einnahmefaktor Stromverkauf. Die rund 24.400 jährlich von den Mieter*innen bezogenen Kilowattstunden tragen mit 10.727 €/Jahr den allergrößten Teil zu den Einnahmen bei.

Auf der Kostenseite macht die Annuität aus Investitions- und Betriebskosten mit gut 5.000 €/Jahr etwa 30 % aus. Den restlichen, größeren Anteil halten mit 11.687 €/Jahr die zugekauften kWh an Strom zur Deckung des Strombedarfs der Mieter und die EEG-Umlage für den verkauften Mieterstrom.

Letztlich stehen Einnahmen von knapp 12.364 €/Jahr Gesamtkosten von fast 17.683 €/Jahr gegenüber, was eine negative Jahresbilanz von -4.262 €/Jahr ergibt. Somit ist dieses Fallbeispiel aus Sicht der Studie mit den angenommenen Parametern **nicht wirtschaftlich**.

Wird die EEG-Umlage für den verkauften Mieterstrom nicht abgeführt werden müssen und damit auch der zugekaufte Reststrom um die EEG-Umlage sinken, würde sich der Posten „Strombezug/EEG-Umlage“ auf 8.907 € reduzieren und damit die Jahresbilanz -2.417 € betragen. Das Projekt wäre auch in diesem Fall nicht wirtschaftlich.

Abbildung 18: Gewinne und Kosten des Fallbeispiels WEG

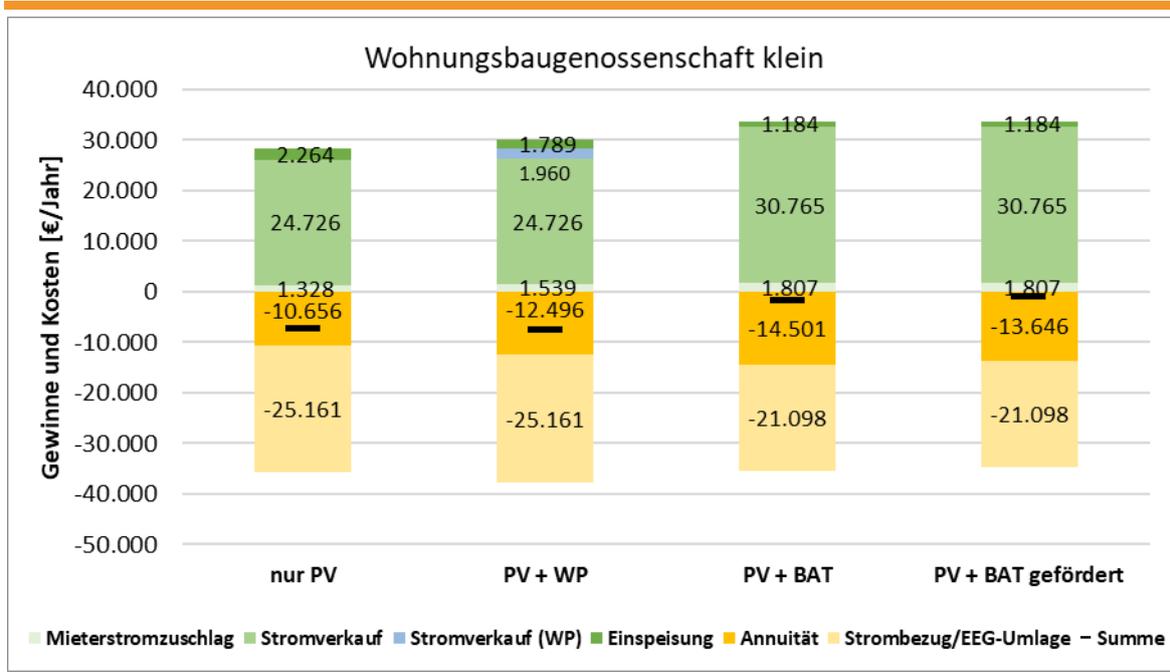


Quelle: Eigene Berechnungen

4.2.2 Wohnungsbaugenossenschaft klein

Für das Fallbeispiel der kleinen WBG wurden vier verschiedene Varianten mit einer Wärmepumpe und einer Batterie als Speichertechnologie betrachtet. Diese haben sowohl Auswirkungen auf den eigenverbrauchten Strom als auch auf Stromverbrauch und Annuitätskosten. Abbildung 19 zeigt die Jahresbilanzen der einzelnen Technologievarianten.

Abbildung 19: Gewinne und Kosten des Fallbeispiels WBG_{klein}



Quelle: Eigene Berechnungen

Wie im Fallbeispiel WEG macht der Mieterstromzuschlag auf der Einkommenseite einen vergleichsweise geringen Anteil aus. Dieser bewegt sich über alle Varianten zwischen 4,7 % und 5,3 %. Auch die Einspeisevergütung macht einen eher geringen Teil der Einnahmen durch Mieterstrom aus. Durch den höheren Eigenverbrauch liegt der Anteil am Gewinn in den Varianten mit Speichertechnologie (3,5 % bei PV+BAT, 5,8 % bei PV+WP) geringer als in der Variante „nur PV“. Hier werden knapp 8 % der Einnahmen, 2.264 €/Jahr, durch Einspeisung generiert. Der größte Teil der Einnahmen wird durch den Verkauf des Mieterstroms an die Teilnehmenden erzielt. Sind es in der Basisvariante knapp 25.000 €/Jahr, steigt diese Summe durch die Speichertechnologien und den damit erhöhten Eigenverbrauch auf 27.726 €/Jahr mit einer WP und auf fast 31.000 €/Jahr mit einem Batteriespeicher. Bei der Wärmepumpenvariante wird zudem der WP-Strom, der durch die PV-Anlage gedeckt werden kann, mit einem marktüblich Wärmepumpentarif an die Mieter*innen verkauft. Dies führt zu zusätzlichen Einnahmen von 1.960 €/a.

Demgegenüber stehen hingegen auch höhere Annuitätskosten in den Speichervarianten. Die zusätzlichen Technologien führen statt 10.656 €/Jahr in der Variante „nur PV“ zu knapp 12.500 €/Jahr bei einer zusätzlichen Wärmepumpe und zu 14.500 €/Jahr bei der Option mit Batterie. Wird eine Förderung für die Batterie in Anspruch genommen, sinken die Annuitätskosten hierbei auf etwas über 13.646 €/Jahr. Größer als die Annuitätskosten sind die Kosten für die Deckung des

Reststrombedarfs. Diese belaufen sich in den Varianten „nur PV“ und „PV+WP“ auf gut 25.000 €/Jahr. Mit rund 21.000 €/Jahr wirkt sich die Variante mit Batterie durch den höheren Eigenverbrauch hier am günstigsten aus.

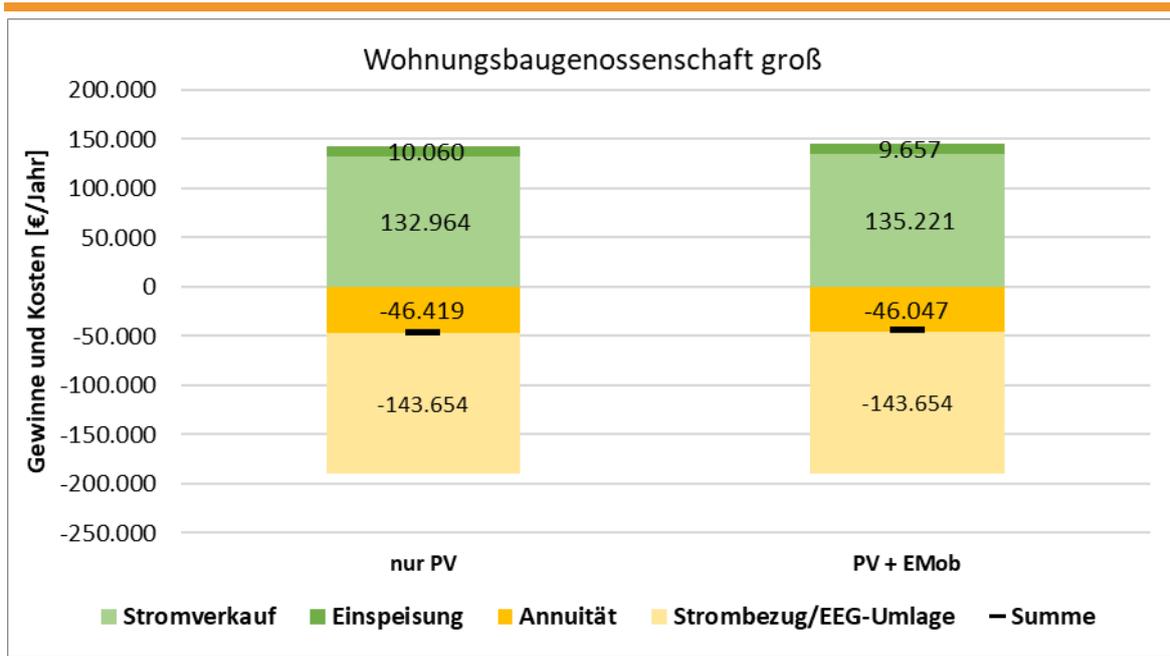
Trotz der gesteigerten **Eigenverbräuche kommt keine der Varianten auf ein positives Jahresergebnis**. Die Variante mit zusätzlicher Batterietechnologie erzielt mit Förderung das beste Ergebnis von -987 €/Jahr. Der Verlust halbiert sich im Vergleich zum Fall ohne Inanspruchnahme der Förderung. Die Wärmepumpe erzielt mit über -7.600 €/Jahr Verlust das schlechteste Ergebnis, gefolgt von der Basisvariante mit einem Minus von ca. 7.500 €/Jahr.

Bei der Berechnung ohne EEG-Umlage wird die Bilanz für die Varianten mit Batterie positiv, beim Fall ohne Förderung liegt die Jahresbilanz bei 1.800 €/Jahr, mit Förderung sogar bei 2.700 €/Jahr. Die PV-Anlage mit Wärmepumpe fällt mit -7.650 €/Jahr ähnlich aus wie die Variante „nur PV“ mit -7.500 €/Jahr.

4.2.3 Wohnungsbaugenossenschaft groß

Abbildung 20 zeigt die einzelnen Gewinn- und Verlustpositionen der beiden Varianten im Fallbeispiel WBG_{groß}. Da der Mieterstromzuschlag lediglich bis zu einer Anlagenleistung von 100 kW ausgezahlt wird, fallen diese Einnahmen hier mit einer installierten Leistung von 500 kW_p weg. Den deutlich kleineren Teil der Einnahmen generiert stattdessen die Einspeisung des Überschussstroms in das Verteilnetz mit 10.060 €/Jahr in der Variante „nur PV“ und 9.657 €/Jahr, wenn eine E-Autoflotte mit eingerechnet wird. Der nicht eingespeiste Strom wird stattdessen an die Ladesäule verkauft, was mit Erlösen in Höhe von gut 1.500 €/a einhergeht. Die Einnahmen aus dem Stromverkauf an die Mieter*innen belaufen sich jeweils auf etwa 140.000 €/Jahr.

Da angenommen wird, dass der/die Betreiber*in der Mieterstromanlage nicht gleichzeitig als Betreiber*in der Ladesäulen agiert, bleiben die Annuitätskosten über beide Varianten mit gut 46.000 €/Jahr gleich. Die Reststrommenge zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs und die EEG-Umlage verursachen in diesem Fallbeispiel knapp 144.000 €/Jahr und damit den deutlich größeren Anteil.

Abbildung 20: Gewinne und Kosten des Fallbeispiels WBG_{groß}

Quelle: Eigene Berechnungen

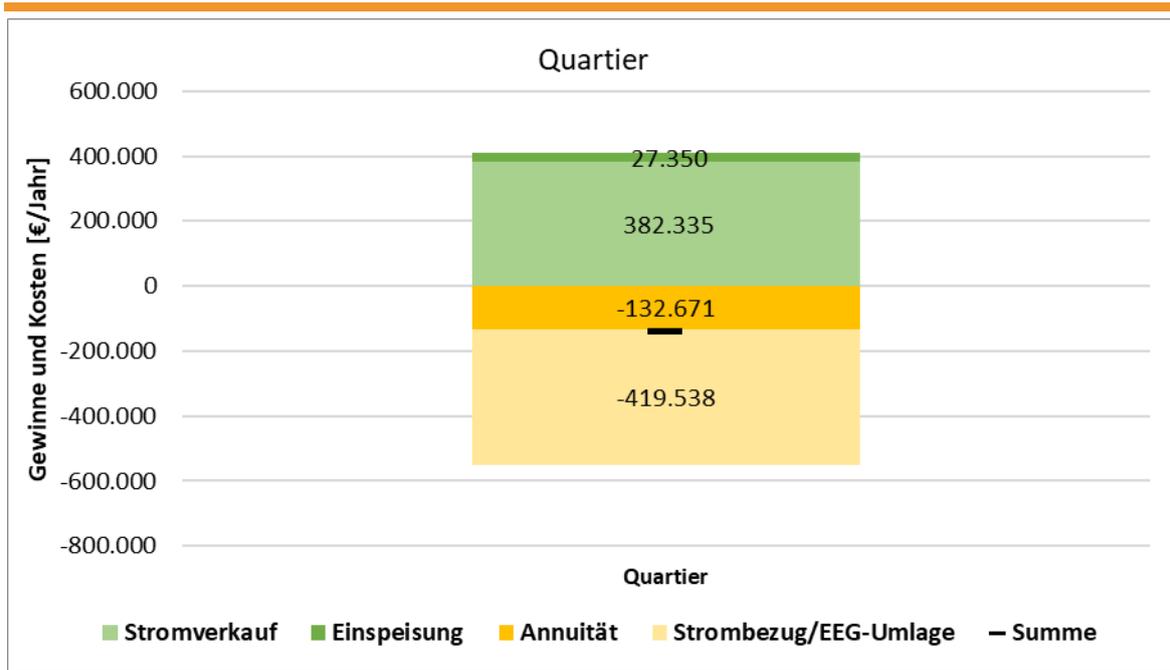
Somit haben **beide Varianten eine stark negative Jahresbilanz** von über 47.000 €/Jahr (nur PV) sowie 45.600 €/Jahr mit Stromverkauf an die Ladesäule.

Die EEG-Umlage hat dabei einen großen Einfluss auf diese hohen Verluste. Ohne diese zusätzlichen Kosten würden sich die Kosten für „Strombezug/EEG-Umlage“ in beiden Fällen nur auf ca. 118.500 €/Jahr belaufen. Daraus folgt für die Bilanz für das Fallbeispiel „nur PV“ ein negativer Wert von -29.981 €/Jahr, für das Fallbeispiel mit E-Mobilität eine Jahresbilanz von -28.945 €/Jahr.

4.2.4 Quartier

Die Jahresbilanz für das Fallbeispiel Quartier ist in Abbildung 21 dargestellt.

Abbildung 21: Gewinne und Kosten des Fallbeispiels Quartier



Quelle: Eigene Berechnungen

Der Mieterstromzuschlag gilt für dieses Fallbeispiel aufgrund der Größe der PV-Anlage ebenfalls nicht, weshalb wie auch im vorigen Fallbeispiel die Einnahmen hieraus wegfallen. Ebenso entfällt die Festvergütung nach dem EEG, stattdessen wird der Mittelwert der PV-Ausschreibungen seit 2017 als Vergütungshöhe angenommen. Dies führt zu jährlichen Einnahmen von etwa 27.000 € was jedoch lediglich 6,7 % des Umsatzes ausmacht. Der wesentlich größere Teil der Einnahmen wird durch den Verkauf des Solarstroms an die Mieter*innen und einen nahegelegenen Supermarkt generiert. Von den insgesamt 410.000 €/Jahr kommen 27.350 € aus dem verkauften Strom für den Supermarkt und die restlichen knapp 382,335 € aus dem Mieterstrom.

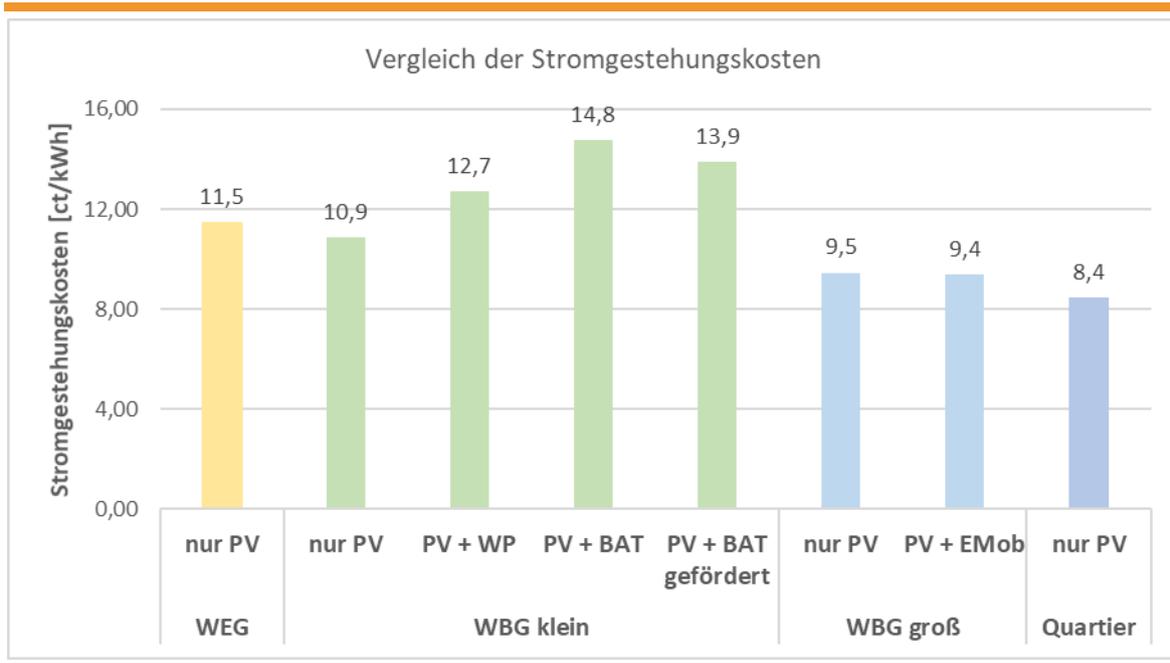
Kostenseitig fallen jährliche Annuitätskosten durch die PV-Anlage von knapp 133.000 € an. Der für die Mieter*innen zugekaufte Strom verursacht Kosten von etwas über 419.500 € pro Jahr. Letztlich fällt also auch im Quartiersbeispiel **die wirtschaftliche Jahresbilanz** mit ca. -194.000 €/Jahr **deutlich negativ** aus.

Auch ohne die EEG-Umlage zu berücksichtigen, fällt die Bilanz mit – 92.129 €/Jahr weiterhin negativ aus. Es wird dadurch aber deutlich, welchen großen Einfluss diese Umlage auf die Wirtschaftlichkeit hat. Diese etwas positivere Bilanz ist mit einer Kostenreduktion für den/die Vermieter*in auf ca. 346.000 €/Jahr zu erklären.

4.3 Stromgestehungskosten

Aus den gesamten Annuitätskosten und dem produzierten Solarstrom wurden für alle Fallbeispiele und Varianten die Stromgestehungskosten berechnet und in Abbildung 22 dargestellt.

Abbildung 22: Vergleich der Stromgestehungskosten zwischen den Fallbeispielen



Quelle: Eigene Berechnung

Generell lässt sich eine Verringerung der Gestehungskosten bei größer werdender Leistung der PV-Anlage beobachten. Liegen diese bei der WEG mit der kleinsten PV-Anlage bei 11,5 ct/kWh, belaufen sie sich im Quartier nur noch auf 8,4 ct/kWh. Dies hängt vor allem mit der Absenkung der spezifischen Investitionskosten bei größeren Anlagen zusammen. Im Beispiel WBG_{klein} steigen die Gestehungskosten durch die zusätzlichen Technologien auf 12,7 ct/kWh bei der Variante PV+WP und auf 14,8 ct/kWh bei PV+BAT. Wird der Batteriekauf gefördert, führt dies zu deutlich verringerten Gestehungskosten von 13,9 ct/kWh.

Verglichen mit Literaturwerten handelt es sich hierbei um vergleichsweise hohe Kosten pro Kilowattstunde. (Kost et al. 2021) gehen in ihren Berechnungen von Gestehungskosten für PV-Freiflächenanlagen von 5 ct/kWh aus. Für große PV-Dachanlagen werden zwischen 4,95 ct/kWh und 8,46 ct/kWh und für kleine Dachanlagen 7,23 ct/kWh – 11,54 ct/kWh angesetzt. Die deutlich höheren Gestehungskosten lassen sich im Falle dieser Studie auf die erhöhten Installationskosten in Mieterstromprojekten zurückführen, die durch die erforderliche Messeinrichtung begründet ist, aber auch durch andere Posten wie Transaktionskosten.

4.4 Diskussion

Die wirtschaftlichen Bilanzen der Fallstudien sind durchgängig alle negativ. Ein wichtiger Einflussparameter ist die EEG-Umlage, deren Abschaffung in den Berechnungen analysiert wurde. Die Abschaffung würde den Betrieb der Anlagen deutlich besser dastehen lassen und in dem Fallbeispiel der kleinen Wohnungsbaugesellschaft mit integriertem Speicher könnte damit der Betrieb wirtschaftlich sein. Weitere Einflussparameter auf Einkommenseite sind der Mieterstromzuschlag für den eigenverbrauchten Strom sowie die Einspeisevergütung für überschüssigen Solarstrom. Auf Kostenseite hat der Bezugspreis für den Haushaltstrom, der nicht direkt durch die PV-Anlage gedeckt werden kann, den größten Einfluss. Schließlich ist

aber auch das generelle Verhältnis zwischen angenommener Anlagengröße und dem Stromverbrauch der entscheidende Einflussfaktor für die Wirtschaftlichkeit. Wird hierbei zu wenig PV-Leistung installiert, überwiegen die Kosten für den zugekauften Haushaltsstrom. Ist verhältnismäßig zu viel PV-Leistung vorhanden, sinkt die Eigenverbrauchsquote, wodurch die Bilanz ebenfalls getrübt wird.

Mit dem Mieterstromzuschlag ist ein Instrument zur expliziten Förderung des Mieterstrommodells bereits vorhanden. Dieser gilt jedoch aufgrund der Größenbegrenzung lediglich für die Fallbeispiele WEG und WBG klein. In beiden Fällen machen die Erlöse jedoch nur rund 5 % der Einnahmen aus. Im Fall WBG_{klein}, dem wirtschaftlich vorteilhaftesten Beispiel, würde eine Erhöhung des Mieterstromzuschlags auf 7 ct/kWh (PV+BAT gefördert) bzw. 9 ct/kWh (PV+BAT) dazu führen, dass die Jahresbilanz positiv ausfällt. In allen anderen Fällen liegt eine Erhöhung des Bonus mit diesem Ziel deutlich darüber, wie beispielsweise im Beispiel WEG mit benötigten 25 ct/kWh.

Bei der Einspeisevergütung ergibt sich ein ähnliches Bild. In den Fällen, wo diese aus dem eingespeisten Strom erlöst werden kann (WEG, WBG_{klein}, WBG_{groß}) trägt sie zwischen 3,5 % und 8,6 % zum Umsatz bei. Im besten Falle, der WBG_{klein} + BAT(gefördert) müsste die Vergütung auf 20 ct/kWh erhöht werden, um die Bilanz ins Positive zu verschieben. In allen anderen Fallbeispielen fiel diese Erhöhung noch deutlich größer aus.

Der größere und damit sensiblere Teil der Kostenseite ist der Netzstrombezug zur Deckung des restlichen Haushaltsstrombedarfs, der durch die PV-Anlage nicht abdeckbar ist. Dieser macht über alle Fallstudien etwa 60 % - 80 % der Kosten aus. Um hier eine wirtschaftliche positive Jahresbilanz zu erreichen, müsste dieser Wert gesenkt werden. Im Falle WBG_{klein}+BAT (gefördert) ist eine Absenkung auf 18,4 ct/kWh nötig, im nicht geförderten Fall auf bis zu 16,7 ct/kWh. Ein ähnlich niedriger Wert würde für das Quartiersbeispiel mit 16,8 ct/kWh gelten. Für die WEG wäre letztlich eine Absenkung auf bis zu 12,4 ct/kWh nötig, um eine positive Bilanz zu erreichen.

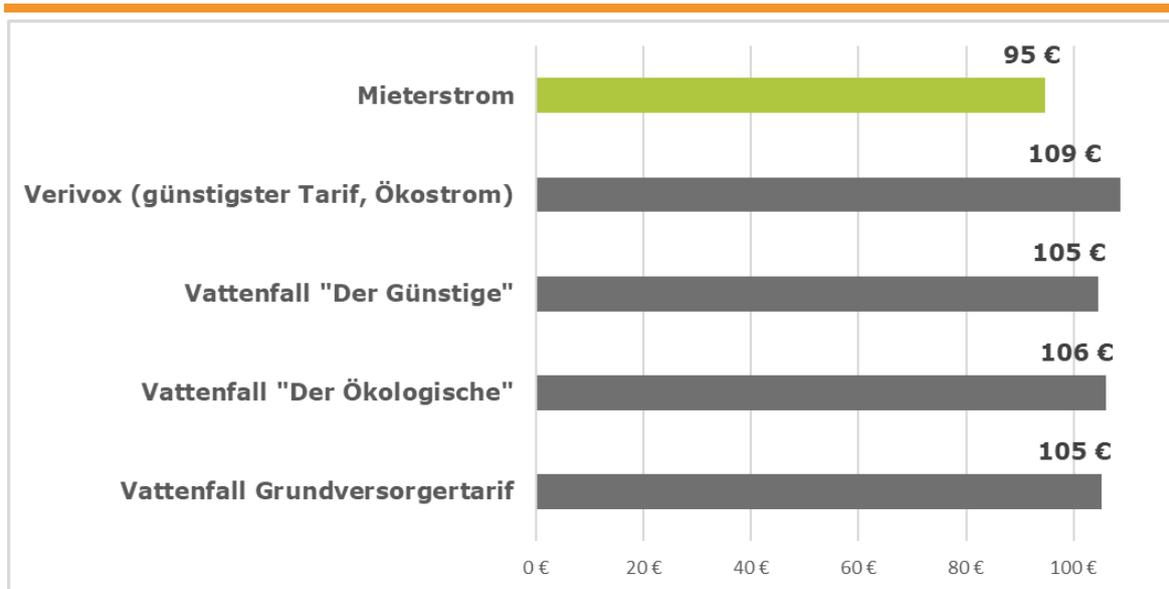
5 Sozio-ökonomische Auswirkungen auf Mieter*innen und Vermieter*innen

5.1 Auswirkungen auf Mieter*innen

5.1.1 Ökonomische Auswirkungen

Die Wahrnehmung für den Strompreis für Verbraucher*innen hat in der öffentlichen Wahrnehmung deutlich zugenommen. Den größten Einfluss auf die Strompreisentwicklung haben die Börsenstrompreise, die CO₂-Abgabe und die EEG-Umlage. Die EEG-Umlage ist in den Jahren 2021 und 2022 nochmals deutlich gesunken, doch die beiden anderen Kostenblöcke steigen rasant, weshalb 2022 weiter steigende Strompreise erwartet werden (Strom-Report, 2022b). Auch ein Großteil der Grundversorger hat die Strompreise erhöht, doch bleibt der Mieterstrompreis weiterhin mindestens 10 % unterhalb des Grundversorgertarifs. Ein Vergleich verschiedener Tarife des Grundversorgers *Vattenfall* in Berlin und dem aktuell günstigsten Angebot der Vergleichsplattform *verivox* mit dem maximalen Strompreis, der gerade bei Mieterstromanlagen angelegt werden kann, zeigt die Abbildung 23. Dabei werden die Vorteile des Mieterstroms für die Kund*innen deutlich. Allerdings sind die Relationen, wie sie sich hier darstellen, erst in den letzten Monaten eingetreten. Die durchschnittlichen Haushaltspreise sind Anfang 2022 gegenüber dem Durchschnittswert von 2021 um 8,5 % gestiegen (in Vergleich dazu betrug der Anstieg in den acht Jahren zwischen 2013 und 2021 10,5 %). Diese Entwicklung hat dazu beigetragen, dass die verlässliche Preisgestaltung von Mieterstrom für die Kund*innen derzeit sehr vorteilhaft ist. Damit zeigt sich die Stabilität und Planbarkeit von Mieterstromprojekten als ein großer Pluspunkt für Mieter*innen.

Abbildung 23: Preisvergleich für verschiedenen Stromtarife



Monatlicher Abschlag bei 3.500 kWh/a Jahresverbrauch, Berechnung ohne Boni
Quelle: www.vattenfall.de, www.verivox.de

5.1.2 Weitere Auswirkungen auf Mieter*innen

Der Bezug von Mieterstrom kann zum einen zu einer Sensibilisierung und Aufmerksamkeit für das Thema Stromverbrauch führen und zum anderen für eine engere Bindung zwischen Mieterstromanbieter*in und Kund*in genutzt werden. Diese Bindung kann für eine Informationsbereitstellung über Stromverbräuche und -vergleiche oder auch für eine Energieberatung genutzt werden. Dies hat dann insbesondere gute Voraussetzungen, wenn das Messkonzept des Anbieters auf intelligenten Stromzählern aufbaut und damit der Verbrauch in einer höheren Frequenz erfasst wird. Damit bietet sich die Möglichkeit, Verbrauchsdaten über ein Portal (meist eines zusätzlichen Dienstleisters) in Echtzeit darzustellen und mit weiteren Energiespartipps anzureichern. Auch der Vergleich mit anderen Kund*innen oder allgemeinen Referenzwerten ist möglich, ebenso wie Aktionen zum gemeinsamen Stromsparen. Der Wechsel zu Mieterstrom kann also ein Anlass sein, sich mit dem eigenen Stromverbrauch auseinanderzusetzen und Verhaltensmuster zu reflektieren.

5.2 Auswirkungen auf Vermieter*innen

5.2.1 Mehrwert zum reinen Wohnangebot

Die Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Mieterstromanlage sind derzeit nicht günstig. Vielmehr wird die Motivation für die Installation einer Mieterstromanlage darin liegen, den Mieter*innen ein günstiges und preisstabiles Angebot für lokal erzeugten Ökostrom zu machen und damit einen Mehrwert über ein reines Wohnangebot hinaus zu schaffen. Daneben besteht durch die Integration von weiteren Technologien zur Sektorkopplung mit einer Wärmepumpe oder einer Ladeinfrastruktur die Möglichkeit, diesen Mehrwert zu erhöhen. Auch wenn der Immobilienmarkt es derzeit nicht erforderlich macht, sich als Vermieter*in damit ein Alleinstellungsmerkmal zu schaffen, ist dies ein Merkmal, das in der Zukunft relevant werden kann.

5.2.2 Erhöhung der Eigenverbrauchsquote

Die Ergebnisse haben verdeutlicht, dass sich die Eigenverbrauchsquote durch Skalierung der Größe nicht von allein erhöht. Auch wenn die Anzahl der teilnehmenden Haushalte zunimmt und damit der Strombedarf eine größere statistische Streuung durch eine unterschiedliche Geräteausstattung und Nutzungszeiten aufweist, führt dies in der Gesamtheit nicht zu einer deutlich abweichenden Verbrauchsstruktur, die sich positiv auf die Eigenverbrauchsquote auswirken würde. Eine deutliche Erhöhung der Eigenverbrauchsquote lässt sich nur durch zusätzliche Technologien erreichen. Das Potenzial, das durch die Integration von Wärmepumpen und Elektromobilität nutzbar gemacht werden kann, wurden in den vorangegangenen Kapiteln verdeutlicht. Auch die Einbindung von Verbraucher*innen mit einem sich ergänzenden Bedarfsprofil wurde in dem Fallbeispiel „Quartier“ dargestellt. Eine weitere Option ist die Nutzbarmachung von Flexibilitätsoptionen bei den Mieterstromkund*innen, in dem diese nach Möglichkeit das Einschalten von elektrischen Geräten in die Zeiten verlagern, in denen es ein Solarstromangebot gibt. Besonderen Anreiz könnten dafür Zwei-Tarif-Modelle bieten, die bei einem Eigenstromangebot einen günstigeren Tarif anbieten als bei Fremdbezug. Der jeweils gültige Tarif kann zum Beispiel über Lichtsignale oder über Apps auf dem Smartphone angezeigt werden. Voraussetzung ist dafür die Installation von Smart Metern. In einem aktuellen

Mieterstromprojekt von Polarstern (2022) ist diese Vernetzung bereits implementiert. Damit werden Lastverschiebungen bei den elektrischen Geräten der Haushalte lohnenswert und ein Anreiz für Verschiebungen wird geschaffen.

6 Handlungsempfehlungen

Auch wenn die Überarbeitung des EEG durch die neue Bundesregierung ansteht und damit bessere Rahmenbedingungen für den Mieterstromausbau erwartet werden, sind darüber hinaus für eine stärkere Verbreitung von Mieterstromanlagen noch weitere Verbesserungen notwendig.

6.1.1 Wirtschaftlichkeit

Ein sehr großes Umsetzungshemmnis ist die fehlende Wirtschaftlichkeit. Es wird günstige Bedingungen geben, unter denen Betreiber*innen gerade noch einen wirtschaftlichen Betrieb realisieren können, aber für eine größere Verbreitung sind die Rahmenbedingungen nicht ausreichend gut, insbesondere nicht bei kleinen Mehrfamilienhäusern. Das Segment der kleinen Mehrfamilienhäuser im Bestand ist aber gerade in Berlin sehr groß und birgt daher ein enormes, bislang ungenutztes Potenzial. Jenseits der zurzeit fehlenden Wirtschaftlichkeit für kleinere MFH ist der organisatorische Aufwand sehr hoch und in der Regel von einer WEG und deren Verwaltungen nicht zu leisten. Auch haben Interviews im Rahmen des Projektes gezeigt, dass diese Zielgruppe auch für professionelle Anbieter, die über einen großen Erfahrungsschatz verfügen, nicht attraktiv ist und daher die Möglichkeit für WEG sehr beschränkt ist, die Anlagen von einem professionellen Anbieter betreiben zu lassen.

Bedeutende Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit haben vor allem die zwei Komponenten Einspeisevergütung bzw. Marktprämie und der Einkaufspreis für den Reststrom. Auch die EEG-Umlage hat einen Einfluss, allerdings haben die Ergebnisse gezeigt, dass mit dem Wegfall der EEG-Umlage nur in dem Beispiel der Wohnungsbaugesellschaft_{klein} mit Batterie dieser Verbesserung zu einer ausgeglichenen Bilanz führt, in allen anderen Fällen kein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden kann. Auch bei dem Verkaufspreis des Mieterstroms gibt es wenig Gestaltungsspielraum, da sich dieser an dem Grundversorgertarif ausrichtet, damit auch die Mieterstromkund*innen einen Preisvorteil haben. Die Eigenverbrauchsquote hat einen großen Einfluss auf die Mengenverhältnisse von zugekauften, eigenverbrauchten und eingespeisten Strom, ist aber innerhalb der gültigen Regelungen kaum beeinflussbar, außer durch die Erweiterung von Technologien. Daher werden die beiden Parameter Einspeisevergütung und Einkaufspreis die Stellschrauben sein, die für die Zukunft des Mieterstroms eine außerordentliche Bedeutung haben werden.

Die **Einspeisevergütung**, die in den letzten Jahren kontinuierlich gesenkt wurde, wird auch von der neuen Bundesregierung als die Größe angesehen, die für die ambitionierten Ausbauziele zumindest nicht so stark gesenkt werden sollte wie in den Vorjahren (Bundesregierung, 2022). Auch wenn die Diskussion über die konkrete Ausgestaltung noch nicht beendet ist, so werden Bestrebungen deutlich, dass die Einnahmen für den eingespeisten Strom insgesamt für den/die Betreiber*in steigen sollen. Diese Entwicklung käme dem Mieterstrom sehr zugute.

Der Einkaufspreis des **Reststroms** ist an sich nicht in größerem Umfang gestaltbar. Die Bedingung an sich, als Betreiber*in einer Mieterstromanlage grundsätzlich Vollversorger*in für die Kund*innen zu sein, ist zwar ein bisher unerschütterlicher Grundsatz, aber andere europäische Länder haben gezeigt, dass dies nicht zwingend notwendig ist (Umpfenbach et al., 2022). Wenn die Verpflichtung zur Übernahme aller Leistungen, die ein*e Energieversorger*in erbringen muss, reduziert würde und der Zukauf von Reststrommengen nicht mehr an dem Mieterstrombetrieb gekoppelt wäre, würde das Mieterstromprojekte in Zukunft auf eine wirtschaftliche Basis stellen können. Durch eine solche Regelung könnten auch die Vertriebs- und Transaktionskosten der Betreiber gesenkt werden. Hier bleibt insbesondere abzuwarten, ob Art. 21 der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie 2018/2001, der bereits zum 30. Juni 2021 auf nationaler Ebene hätte umgesetzt werden sollen, für die Eigenversorgung Verbesserungen mit sich bringen wird.

6.1.2 Initiativen für Mieterstrom unterstützen

Die Errichtung von Mieterstromanlagen liegt zurzeit ausschließlich in dem Gestaltungsspielraum der Investor*innen oder Betreiber*innen. Im Rahmen der abgehaltenen Veranstaltungen im Projekt wurde durch Mieter*innen mehrfach der Wunsch geäußert, mehr Mitspracherecht für diese Entscheidung zu ermöglichen und damit die passive Rolle der Mieter*innen in eine aktivere Rolle zu wandeln. Als ein Vorschlag wurde das Instrument des Mieterrats oder Mieterbeirats eingebracht, wie sie auch beispielsweise in den landeseigenen Wohnungsunternehmen in Berlin bereits etabliert sind (Die Landeseigenen, 2018). Aber auch diese Gremien können lediglich einen Anstoß geben, über Mieterstrom nachzudenken, dass daraus konkrete Forderungen abgeleitet werden können, ist derzeit nicht vorgesehen. Grundsätzlich sind die Möglichkeiten für Mieter*innen damit sehr eingeschränkt. Neue Perspektiven könnten sich durch Vorgaben der Europäischen Union eröffnen, die in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001 den Erneuerbare-Energien einen besonderen Stellenwert einräumt. So muss es den Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften möglich sein, gemeinschaftlich zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen. Entgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern müssen in einem transparenten Kosten-Nutzen Verhältnis erhoben werden. Das bedeutet, dass nach der nationalen Umsetzung dieser Richtlinie insgesamt auch für Mieter*innen grundsätzlich Möglichkeiten entstehen könnten, sich an PV-Anlagen zu beteiligen und deren Strom zu beziehen. Wie sich diese Entwicklung insgesamt auf den Mieterstromausbau auswirkt, ist derzeit noch nicht absehbar.

6.1.3 Mieterstrom braucht Zukunftsperspektiven

Mieterstrom hat eine enorme Bedeutung für die Erreichung der Ziele zur Klimaneutralität für Berlin. Durch die Eigentumsverhältnisse der Wohnimmobilien in Berlin mit den im Vergleich zum Bundesdurchschnitt überdurchschnittlich vielen Mieter*innen sollte das Modell *Mieterstrom* weitergedacht werden als in dem engen Rahmen, in dem es derzeit stattfinden kann. Die Definition des Mieterstroms nach dem EEG ist einerseits für die Mieterstromanbieter*innen sowohl bezüglich des organisatorischen Aufwands als auch des wirtschaftlichen Betriebs sehr herausfordernd. Für die Mieter*innen besteht zwar ein möglicher wirtschaftlicher Nutzen, aber ihre Rolle bleibt passiv und ohne Gestaltungsmöglichkeit bei der Entscheidung für oder gegen eine Mieterstromanlage. Auch bleibt die Rolle die eines Stromkund*innen ohne die Möglichkeit der finanziellen Beteiligung. Daher wäre eine weiter gefasste Definition von Mieterstrom eine Option, um einerseits das Modell für

Vermieter*innen und Betreiber*innen attraktiver zu machen und gleichzeitig auch mehr Mieter*innen das Angebot zu unterbreiten, aber auch, um die Zielgruppe zu vergrößern. So könnte die Mitversorgung von anliegenden Verbrauchern, insbesondere von Gewerbekunden, eine gute Ergänzung zu dem PV-Angebot sein.

7 Quellenverzeichnis

- ADAC (2022): WLTP statt NEFZ: So funktioniert das neue Messverfahren. <https://www.adac.de/verkehr/abgas-diesel-fahrverbote/abgasnorm/wltp-messverfahren/>.
- Bundesnetzagentur (2020): Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung Version 1.1. Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Mieterstrom/Hinweis_Mieterstrom.pdf;jsessionid=BC822FC7D7026A1F921A5EFE5ADCE03E?__blob=publicationFile&v=6.
- Bundesnetzagentur (2022a): Beendete Ausschreibungen für Solaranlagen der Jahre 2015-2021. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html;jsessionid=23DA732C520AD89F79C467682D75B2FE.
- Bundesnetzagentur (2022b): Mieterstromzuschlag. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/EEGAufsicht/Mieterstrom/start.html.
- Bundesregierung (2022): Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04_EEG_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8.
- Daniel, Cornelia und Florian Sattlberger (2021): Kosten von Photovoltaikanlagen. https://www.dachgold.at/photovoltaik-kosten/#Aufteilung_in_fixe_und_variable_Kosten_von_Solaranlagen.
- Destatis (2021): Hauptwohnsitzhaushalte nach Haushaltsgröße und Haushaltsmitgliedern. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/1-2-privathaushalte-bundeslaender.html>.
- Die Landeseigenen (2018): Leitlinien für Mieterbeiräte. <https://inberlinwohnen.de/wp-content/uploads/2018/05/Mieterbeirat.pdf>.
- Entega (2021): Ladezeit von Elektroautos: Wie schnell ist das Auto aufgeladen? <https://www.entega.de/blog/elektroauto-ladezeit/#ladezeiten>.
- European Commission - Directorate General for Energy (2019): *Clean energy for all Europeans*. LU: Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/9937>.
- Gähns, Swantje, Alexander Deisböck, Noelle Cremer und Paula Cremerius (2020): Regionale Flexibilität in Haushalten und Supermärkten. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung.
- Heizsparer (2021): Wärmepumpen Kosten. Ulm: Anondi GmbH. <https://www.heizsparer.de/heizung/heizungssysteme/waermepumpe/waermepumpen-kosten>.
- Jeß, Henning (2021): Innovatives Vorzeigeprojekt der BEA kombiniert PV-Strom auf Gründächern mit Ladesäulen. *Berliner Energieagentur*. <https://www.berliner-e-agentur.de/presse/innovatives-vorzeigeprojekt-der-bea-kombiniert-pv-strom-auf-gruendaechern-mit-ladesaeulen>.
- Karopka, Lars, Andreas Klöffel, Ingo Therburg, Roland Kopetzky, Tim Weber und Sabine Kunkel (2009): Benchmarks für die Energieeffizienz von Nichtwohngebäuden. BBSR-Online-Publikation. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2009/DL_ON092009.pdf;jsessionid=8184941B938FED22F7D0C4E1BAE5FB25.live11291?__blob=publicationFile&v=2.
- Kelm, Tobias, Jochen Metzger und Henning Jachmann (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Stuttgart: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-gemaess-paragraph-97-eeg.pdf;jsessionid=0A9B19D5752624345530E65258EFE49E?__blob=publicationFile&v=4.

- Kloth, Philipp (2021): Die Wärmepumpe - alle Kosten im Vergleich. Hamburg: RENEWA GmbH. <https://www.energieheld.de/heizung/waermepumpe/kosten#preis-vergleich>.
- Kost, Christoph, Shivens Shammugam, Verena Fluri, Dominik Peper, Aschkan Davoodi Memar und Thomas Schlegl (2021): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>.
- Mini (2021): Der neue vollelektrische Mini Cooper SE. https://www.mini.de/content/dam/MINI/marketDE/mini_de/brochures/919_F56_BEV_Flyer_DIN_web.as-set.1612769193121.pdf.
- Polarstern (2022): Mieterstrom: Diese Maßnahmen steigern den Direktverbrauch. <https://www.polarstern-energie.de/magazin/artikel/so-steigt-der-direktverbrauch-im-mieterstrom/>.
- Polarstern Energie (o.J.): Passivhaussiedlung einer Baugemeinschaft - Zukunftsweisendes Wohnen mit speziellem Zwei-Tarif-Mieterstrom-Modell. *Polarstern - 100% Ökostrom und 100% Ökogas*. <https://www.polarstern-energie.de/mieterstrom/passivhaussiedlung-einer-baugemeinschaft/>.
- pv magazin (2021): EUPD Research: Speicherpreise schrecken Photovoltaik-Installateure weiterhin ab. <https://www.pv-magazine.de/2021/06/01/eupd-research-speicherpreise-schrecken-photovoltaik-installateure-weiterhin-ab/>.
- PV-Gemeinschaft.at (2021): Energiegemeinschaften. <http://pv-gemeinschaft.at/energiegemeinschaften>.
- Renault (2021): Reichweite, Batterie und Aufladen - Renault ZOE E-Tech. <https://www.renault.de/elektromodelle/zoe/technische-daten.html>.
- Rietmann, Ulf (2018): Mieterstrom - Einblicke in die Praxis. Berlin: Naturstrom AG. <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/node/3749/Rietmann.pdf>.
- Ritter, David und Dierk Bauknecht (2021): Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen - Eine differenzierte Betrachtung von Volleinspeise- und Eigenverbrauchsanlagen. Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_66-2021_wirtschaftlichkeit_von_photovoltaik-dachanlagen.pdf.
- Schmitz, Jascha (2020): 5 Kosten der Wärmepumpe, die man kennen muss. Brilon. <https://ihre-waermepumpe.de/kosten-forderung-recht/waermepumpe-kosten-preise.html>.
- Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe (2021): Förderprogramm Stromspeicher Berlin. <https://www.berlin.de/sen/energie/energie/erneuerbare-energien/foerderprogramm-stromspeicher/>.
- SPD, Bündnis 90/Die Grünen & FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit, Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP). Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften.
- Strom-Report (2022a): Gewerbestrompreis: Günstiger Strompreis für Gewerbe. *Strom-Report*. <https://strom-report.de/strompreis-gewerbe/>.
- Strom-Report (2022b): Strompreisentwicklung: So stark steigen die Strompreis 2022. <https://strom-report.de/strompreise/strompreisentwicklung/>.
- TGA Fachplaner (2021): „Future Living Berlin“: CO2 reduzieren und Energie sparen im Quartier - TGA Fachplaner. 26. Januar. <https://www.tga-fachplaner.de/gebaeudekonzepte/pa-nasonic-energie-komplettloesung-future-living-berlin-co2-reduzieren-und-energie>.
- Umpfenbach, Katharina, Lina-Marie Dück und Ricarda Faber (2022): StromNachbarn: Reformoptionen für einen beschleunigten Ausbau von Photovoltaikanlagen auf Mehrfamilienhäusern in Berlin (Wissen. Wandel. Berlin. Report Nr. 17). Berlin: Ecologic Institut, Forschungsverbund EcorNet Berlin. https://ecornet.berlin/sites/default/files/2022-02/EcornetBerlin_Report17_Reformoptionen_PV_Mehrfamilienhaeuser.pdf.
- Umpfenbach, Katharina und Ricarda Faber (2021): StromNachbarn: Evaluation der sozialen und ökologischen Wirkungen von Mieterstromanlagen in Berlin (Wissen. Wandel. Berlin. Report Nr. 1). Berlin: Ecologic Institut, Forschungsverbund EcorNet Berlin. https://ecornet.berlin/sites/default/files/2021-10/EcornetBerlin_Report1_StromNachbarn_Evaluation_Mieterstrom.pdf.
- Vattenfall (2022): Berlin Basis Privatstrom. <https://www.vattenfall.de/stromtarife/strom-basis>.
- VDI [Verein Deutscher Ingenieure e.V.] (2000): VDI 2067 Blatt 1. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnungen.

Über den Forschungsverbund Ecornet Berlin

Fünf Institute forschen transdisziplinär für eine soziale und ökologische Metropole

Ecornet Berlin ist ein Forschungsverbund aus fünf Berliner Instituten der transdisziplinären Nachhaltigkeitsforschung. Der in dieser Form einzigartige Zusammenschluss setzt Impulse für den Wandel Berlins hin zu einer sozialen und ökologischen Metropole. In den Themenfeldern Klimawende sozial, Nachhaltiges Wirtschaften und Digitalisierung bündeln die Institute ihre Forschungskompetenzen mit dem Ziel, Berlins Vorreiterrolle bei der Entwicklung innovativer Ansätze für eine lebenswerte, solidarische, klimaneutrale und ressourcenleichte Stadtgesellschaft auf innovative Weise auszubauen. Gemeinsam mit Akteuren der Stadtgesellschaft wollen die Forschungspartner die nachhaltige Stadtentwicklung Berlins mit Fokus auf sozial-ökologische Transformationen und damit verbundene Beteiligungs-, Verteilungs- und Gerechtigkeitsfragen voranbringen.

Mitglied des Forschungsverbunds Ecornet Berlin sind: Ecologic Institut, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT), Öko-Institut und Unabhängiges Institut für Umweltfragen (UfU). Der Verbund entstand aus langjähriger Kooperation der fünf Forschungseinrichtungen im namensgebenden Ecological Research Network (Ecornet), einem Netzwerk unabhängiger, gemeinnütziger Institute der Umwelt- und Nachhaltigkeitsforschung in Deutschland, das die Mission verfolgt, den gesellschaftlichen Wandel in Richtung Nachhaltigkeit mitzugestalten und wissenschaftlich zu fundieren.

Im Projekt „Wissen. Wandel. Berlin.“ verfolgt der Forschungsverbund Ecornet Berlin das Ziel, Berlins Vorreiterrolle bei innovativen Ansätzen für eine lebenswerte, klimaneutrale und ressourcenleichte Stadt auszubauen.

Das Projekt wird mit finanzieller Unterstützung des Regierenden Bürgermeisters, Senatskanzlei – Wissenschaft und Forschung Berlin durchgeführt.

Weitere Informationen: www.ecornet.berlin

Wissen. Wandel. Berlin.

Transdisziplinäre Forschung für eine
soziale und ökologische Metropole



www.ecornet.berlin



Mitglieder im Forschungsverbund Ecornet Berlin:

