
Entwicklung und Analyse von Konzepten für PV-Anlagen nach der EEG-Förderung in Deutschland

Mahy Ehrler
553439

MASTERARBEIT

HOCHSCHULE FÜR TECHNIK UND WIRTSCHAFT BERLIN

Im Studiengang:
REGENERATIVE ENERGIEN

Am Fachbereich:
INGENIEURWISSENSCHAFTEN – ENERGIE UND INFORMATION

Berlin
May 7, 2021

Betreuer:
Prof. Dr.-Ing. Volker QUASHNING
Dr.-Ing. Johannes WENIGER

Eigenständigkeitserklärung

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass

- ich die vorliegende wissenschaftliche Arbeit selbständig und ohne unerlaubte Hilfe angefertigt habe,
- ich andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt habe,
- ich die den benutzten Quellen wörtlich oder inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe,
- die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfbehörde vorgelegen hat.

Berlin
May 7, 2021



Mahy Ehrler

Abstract

More than 20 years ago, the first Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz; EEG) draft laid the foundation for the upswing of renewable energies in Germany. As the first photovoltaic systems have reached the end of the 20-year subsidy period by the 01.01.2021, it is necessary to review under which conditions economic operation is possible. By 2025, over 240 000 photovoltaic systems with a total capacity of over 3,1 GW will lose their remuneration, which for the mentioned year corresponds to a generation of an estimated 2,8 TWh of renewable electricity. Continued operation could save about 2,27 million tons of CO₂ cumulatively by 2025.

About 80 % of the photovoltaic plants belong to the plant segment below 10 kW_P, and they feed all the generated electricity into the public grid. From a technical point of view, it can be assumed that many of these plants could be operated for at least another ten years. For all these reasons, in this thesis a strong focus is placed on this plant segment. In this thesis, a MATLAB simulation model is developed to evaluate different continued operation options for photovoltaic systems. This includes the different marketing options, which are specified in the Renewable Energy Sources Act (EEG-Novelle) from 2021, as well as the conversion to self-consumption in interaction with various consumers and storage options. The determined results of the simulation are presented in an application and are freely available.

It is shown that with the majority of the investigated options for continued operation, an economic continued operation is possible. However, a change in the mode of operation of the photovoltaic system is usually necessary, since the available remuneration models according to the Renewable Energy Sources Act do not allow an adequate mode of operation for full feed-in operation. Instead, an increase in self-consumption proves to be economically reasonable. With increasing plant capacity, an increasing economic efficiency of the individual options for continued operation can usually be observed. Here, simple concepts such as covering the house load, are preferable instead of more complex and expensive approaches. Above all, it can be observed that battery systems prove to be less suitable due to high capital costs and a limited amortization period. In contrast, for larger systems, a heating element offers a useful supplement to further increase self-consumption. Power Clouds can offer a useful supplement if the amount of free electricity can be, if possible, completely consumed. Furthermore, a deterioration in the economic viability of photovoltaic systems can be observed as the timing of a subsidy phase-out progresses. Overall, it is clear that the economic viability of continued operation increases with the output of the plant, as the capital costs of technical conversions become less significant.

In summary, it can be stated that there are several options available for the economic viability of the subsidized photovoltaic systems, but the plant operators also need to take actively actions in this matter.

Zusammenfassung

Vor mehr als 20 Jahren wurde mit dem ersten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Entwurf der Grundstein für den Aufschwung der Erneuerbaren Energien (EEs) in Deutschland geschaffen. Da mit Ablauf des 01.01.2021 die ersten Photovoltaik-Anlagen (PVAs) das Ende des 20-jährigen Förderungszeitraums erreicht haben, gilt es zu überprüfen, unter welchen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb möglich ist. Bis zum Jahr 2025 werden über 240 000 PVAs mit einer Gesamtleistung von über 3,1 GW ihre Vergütung verlieren, was für das genannte Jahr einer Erzeugung von schätzungsweise 2,8 TWh erneuerbarem Strom entspricht. Ein Weiterbetrieb könnte kumuliert bis zum Jahr 2025 etwa 2,27 Millionen Tonnen an CO₂ einsparen.

Etwa 80 % der Anlagenanzahl liegt im Anlagensegment unter 10 kW_p und speist den erzeugten Strom vollständig in das öffentliche Stromnetz ein. Aus technischer Sicht ist davon auszugehen, dass viele dieser Anlagen mindestens für zehn weitere Jahre betrieben werden könnten. Aus diesen Gründen wird in der vorliegenden Arbeit ein starker Fokus auf dieses Anlagensegment gelegt. Innerhalb dieser Arbeit wird ein MATLAB Simulationsmodell entwickelt, mit welchem verschiedene Weiterbetrieboptionen für PVAs bewertet werden. Hierzu zählen die unterschiedlichen Vermarktungsmöglichkeiten, welche in der EEG-Novelle 2021 festgehalten werden, sowie die Umstellung auf den Eigenverbrauch im Zusammenspiel mit diversen Verbrauchern und Speichermöglichkeiten. Die ermittelten Ergebnisse der Simulation werden in einer Applikation dargestellt und stehen frei zur Verfügung.

Es zeigt sich, dass mit einem Großteil der untersuchten Weiterbetriebsmöglichkeiten ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb möglich ist. Jedoch ist in der Regel eine Umstellung in der Betriebsweise der PVA notwendig, da für einen volleinspeisenden Weiterbetrieb die zur Verfügung stehenden Vergütungsmodelle nach dem EEG keine auskömmliche Betriebsweise erlauben. Vielmehr erweist sich eine Erhöhung des Eigenverbrauchs als wirtschaftlich sinnvoll. Mit ansteigender Anlagenleistung ist meist auch eine ansteigende Wirtschaftlichkeit der einzelnen Weiterbetrieboptionen zu beobachten. Hierbei sind einfache Konzepte, wie die Deckung der Hauslast, aufwendigen und teuren Ansätzen vorzuziehen. Vor allem ist zu beobachten, dass Batteriesysteme sich aufgrund hoher Kapitalkosten und begrenztem Amortisationszeitraum als wenig geeignet zeigen. Demgegenüber bietet bei größeren Anlagen ein Heizstab eine sinnvolle Ergänzung, um den Eigenverbrauch weiter zu steigern. Stromclouds können eine sinnvolle Ergänzung bieten, wenn die Freistrommenge möglichst vollständig ausgenutzt werden kann. Des Weiteren ist eine Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit der PVAs mit einem Fortschreiten des Zeitpunktes eines Ausstiegs aus der Förderung zu beobachten. Insgesamt wird deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs mit der Anlagenleistung zunimmt, da die Kapitalkosten für die technischen Umstellungen weniger stark ins Gewicht fallen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der ausgeforderten PVAs diverse Möglichkeiten zur Verfügung stehen, jedoch von Seiten der Anlagenbetreiber*innen meist ein aktiver Handlungsbedarf besteht.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VIII
1. Einleitung	1
1.1. Motivation	1
1.2. Zielsetzung und Methodik	2
2. Betroffene PV-Anlagen und deren Stromerzeugung	3
2.1. Anlagenanzahl und Leistung	3
2.2. Anlagencharakteristiken	7
2.3. Betroffene Stromerzeugung und Auswirkung auf das Klima	9
3. Rahmenbedingungen eines Weiterbetriebs	11
3.1. Rechtliche Rahmenbedingungen	12
3.1.1. Regelungen zu ausgeförderter PV-Anlagen im EEG	13
3.1.2. Vorgaben zur Direktvermarktung	14
3.2. Lebensdauer der Komponenten	14
3.3. Betriebskosten	16
3.3.1. Anlagenüberprüfung	16
3.3.2. Versicherungskosten	16
3.3.3. Kosten für Wartung und Reparatur	17
3.3.4. Stromzählerkosten	17
3.3.5. Umlagen und Gebühren	18
3.3.6. Vermarktungskosten	19
3.3.7. Intelligentes Messsystem	19
3.4. Strompreis	19
4. Weiterbetriebsoptionen	21
4.1. Vermarktung des PV-Stromes	21
4.1.1. Einspeisevergütung nach dem EEG-2021 für ausgeförderte PV-Anlagen	21
4.1.2. Direktvermarktung	21
4.1.3. Peer-to-Peer	22
4.2. Umstellung auf den Eigenverbrauch	22
4.2.1. Heizstab	23
4.2.2. Batteriesystem	24
4.2.3. Stromcloud	25
4.2.4. Wärmepumpe	26
4.2.5. Elektrofahrzeug	28
5. Systemmodellierung	28
5.1. Modellbildung	29
5.2. Modellvalidierung	36
5.3. Visualisierung der Ergebnisse in einer App	39
6. Ergebnisse und Empfehlungen	41
6.1. Weiterbetriebsoptionen einer 1 kWp PV-Anlage	43
6.2. Weiterbetriebsoptionen einer 3 kWp PV-Anlage	44
6.3. Weiterbetriebsoptionen einer 5 kWp PV-Anlage	46
6.4. Weiterbetriebsoptionen einer 7 kWp PV-Anlage	49
6.5. Weiterbetriebsoptionen einer 9 kWp PV-Anlage	51

6.6. Weitere Ergebnisse	54
7. Zusammenfassung	58
A. Anhang	66
A.1. Kostenvoranschläge	66
A.2. Ergebnisberichte mit PV*SOL	95

Abbildungsverzeichnis

1. Anlagenanzahl pro Jahr in Abhängigkeit des offiziellen EEG-Inbetriebnahmedatums in den unterschiedlichen Segmenten, sowie deren Gesamtanzahl.	4
2. Jährliche Anlagenleistung in MW, welche zum 1. Januar des jeweiligen Jahres in den unterschiedlichen Leistungssegmenten die entsprechende EEG-Vergütung verliert, sowie deren Gesamtleistung.	5
3. Jährliche Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenleistung in kW _P in den verschiedenen Anlagensegmenten.	6
4. Aus der EEG-Vergütung fallende Anlagen bis 100 kW _P nach aufsteigender Anlagenleistung sortiert.	6
5. Einspeisungsart der Anlagen in den verschiedenen Segmenten.	7
6. Verschiedene Netzspannungsebenen der Netzanschlüsse der Anlagen	8
7. Unterschiedliche Ausrichtungen in Azimutrichtung der Solarmodule der Anlagen.	8
8. Bauliche Lage der Anlagen in den verschiedenen Segmenten.	9
9. Ermittelte, betroffene Stromerzeugung der ausgeförderten Anlagen pro Jahr in GWh.	10
10. Entwicklung des durchschnittlichen Monatsmarktwertes von Solarstrom zwischen den Jahren 2012 und 2021.	20
11. Wesentliche Systemkomponenten die in Verbindung mit den ausgeförderten PVAs untersucht werden. [Fre21]	29
12. Vereinfachtes Blockdiagramm des Simulationsmodells zur Untersuchung der unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen. [Fre21]	30
13. Übersicht der erstellten Applikation mit den entsprechenden Weiterbetrieboptionen sowie deren Ergebnisse.	40
14. Cashflow-Diagramme einer 1 kW _P PVA für die unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen.	43
15. Cashflow-Diagramme einer 1 kW _P PVA in einem Bestcase- und Worstcase-Szenario für die Weiterbetrieboptionen der Volleinspeisung und des Eigenverbrauchs für die Hauslast.	44
16. Cashflow-Diagramme einer 3 kW _P PVA für die unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen.	45
17. Cashflow-Diagramme einer 3 kW _P PVA mit einem Heizstab mit geringerer Leistung (1 kW) und einem kleineren Batteriespeicher (1 kWh).	46
18. Cashflow-Diagramme einer 3 kW _P PVA in einem Betcase- und Worstcase-Szenario für die Weiterbetrieboptionen der Volleinspeisung und des Eigenverbrauchs für die Hauslast.	46
19. Cashflow-Diagramme einer 5 kW _P PVA für die unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen.	47
20. Cashflow-Diagramme einer 5 kW _P PVA mit einem Heizstab mit geringer Leistung (1 kW) und einem kleineren Batteriespeicher (2,5 kWh).	48
21. Cashflow-Diagramme einer 5 kW _P PVA in einem Bestcase- und Worstcase-Szenario für die Weiterbetrieboptionen der Volleinspeisung und des Eigenverbrauchs für die Hauslast.	48
22. Cashflow-Diagramme einer 7 kW _P PVA für die unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen.	49
23. Cashflow-Diagramme einer 7 kW _P PVA mit einem Heizstab mit geringer Leistung (2 kW) und einem kleineren Batteriespeicher (4,5 kWh).	50
24. Cashflow-Diagramme einer 7 kW _P PVA in einem Betcase- und Worstcase-Szenario für die Weiterbetrieboptionen der Volleinspeisung und des Eigenverbrauchs für die Hauslast	50

25. Cashflow-Diagramme einer 9 kW _p PVA für die unterschiedlichen Weiterbetriebsoptionen.	52
26. Cashflow-Diagramme einer 9 kW _p PVA mit einem Heizstab mit geringer Leistung (4 kW) und einem kleineren Batteriespeicher (6,5 kWh).	52
27. Cashflow-Diagramme einer 9 kW _p PVA in einem Bestcase- und Worstcase-Szenario für die Weiterbetriebsoptionen der Volleinspeisung und des Eigenverbrauchs für die Hauslast.	53
28. Cashflow-Diagramme einer 5 kW _p PVA mit Ost-Ausrichtung für verschiedene Weiterbetriebsoptionen.	55
29. Cashflow-Diagramme einer 5 kW _p PVA mit West-Ausrichtung für verschiedene Weiterbetriebsoptionen.	56
30. Cashflow-Diagramme für 5 kW _p PVA mit unterschiedlichem Förderende für die Umstellung auf den Eigenverbrauch.	57

Tabellenverzeichnis

1.	Einspeisevergütung für Solarstrom aus baulichen Anlagen in ct/kWh bis zum Jahr 2004 in Abhängigkeit des offiziellen EEG-Inbetriebnahmedatums.	12
2.	Einspeisevergütung für Solarstrom aus Freiflächenanlagen in ct/kWh bis zum Jahr 2004 in Abhängigkeit des offiziellen EEG-Inbetriebnahmedatums.	12
3.	Jährliche Versicherungskosten von PVA in verschiedenen Leistungsgrößen.	17
4.	Jährliche Kosten für die Wartung und Reparatur von PVA in verschiedenen Leistungsgrößen.	17
5.	Jährliche Zählerkosten von PVA in verschiedenen Leistungsgrößen.	18
6.	Jährliche Kosten für den Betrieb eines intelligenten Messsystems von PVA in verschiedenen Leistungsgrößen.	19
7.	Eigenverbrauchsanteil der Hauslast für Solarstrom für unterschiedliche PV-Anlagenleistungen bezogen auf einen jährlichen Verbrauch von 5000 kWh.	23
8.	Einmalige Kosten für die Umrüstung auf Eigenverbrauch von PVA in verschiedenen Leistungsgrößen.	23
9.	Einmalige Kosten für die Nachrüstung eines Heizstabes für verschiedenen Leistungsbereiche inklusive Montagekosten.	24
10.	Einmalige Kosten für die Anschaffung eines Batteriesystems inklusive Installation für PVA in verschiedenen Leistungsgrößen.	25
11.	Monatliche Kosten für eine Stromcloud in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Freistrommenge pro Jahr.	26
12.	Eigenverbrauchsanteil für Solarstrom in Kombination mit einer WP in unterschiedlichen Konzepten für zwei unterschiedliche PV-Anlagenleistungen.	27
13.	Vergleich der Ergebnisse anhand eines 2 kW _p PV-Generators hinsichtlich der jährlichen Erträge für unterschiedlichen Ausrichtungen und deren relative Abweichung.	37
14.	Vergleich der Ergebnisse anhand eines 2 kW _p PV-Generators mit Südausrichtung hinsichtlich des Eigenverbrauchs und der relativen Abweichung.	37
15.	Vergleich der Ergebnisse anhand eines 5 kW _p PV-Generators hinsichtlich der jährlichen Erträge für unterschiedlichen Ausrichtungen und deren relative Abweichung.	38
16.	Vergleich der Ergebnisse anhand eines 5 kW _p PV-Generators mit Südausrichtung hinsichtlich des Eigenverbrauchs und der relativen Abweichung.	38
17.	Vergleich der Ergebnisse anhand eines 9 kW _p PV-Generators hinsichtlich der jährlichen Erträge für unterschiedlichen Ausrichtungen und deren relative Abweichung.	38
18.	Vergleich der Ergebnisse anhand eines 9 kW _p PV-Generators mit Südausrichtung hinsichtlich des Eigenverbrauchs und der relativen Abweichung.	39
19.	Zusammenfassung der Ergebnisse der Cashflow-Diagramme nach zehn Betriebsjahren für die unterschiedlichen Systemkombinationen unter Berücksichtigung der geringer dimensionierten Systemauslegungen (*).	54
20.	Relative Abweichungen der Ergebnisse der Cashflow-Diagramme nach zehn Betriebsjahren für unterschiedliche Systemkombinationen einer 5 kW _p PVA für einzelne Ausrichtungen im Vergleich zu einer Süd-Ausrichtung.	56

1. Einleitung

1.1. Motivation

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) setzt in Deutschland seit dem Jahr 2000 die Rahmenbedingungen, innerhalb welcher sich der Ausbau und die Förderung der Erneuerbaren Energien (EEs) und somit auch der klimaverträglichen Energieerzeugung bewegt. Mit dem Inkrafttreten der EEG-Novelle 2021 wird diesbezüglich ein weiteres Kapitel eröffnet. Hier besteht erstmals die Notwendigkeit, die Rahmenbedingungen zu definieren, in denen sich der Weiterbetrieb von ausgeförderten Photovoltaik-Anlagen (PVAs) entwickeln soll, nachdem deren staatliche Förderung endet. Des Weiteren werden mit dieser unter anderem die Ziele verfolgt, den Anteil des aus EEs erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 65 % zu erhöhen sowie den gesamten in Deutschland erzeugten oder verbrauchten Strom vor dem Jahr 2050 Treibhausgas-neutral zu erzeugen [Bun20b]. Unter Berücksichtigung dieser Ziele und weiterer internationaler Vereinbarungen, wie dem Pariser Klimaschutzabkommen aus dem Jahr 2015, erscheint es erstrebenswert, den Weiterbetrieb einer möglichst hohen Anzahl an ausgeförderten PVAs zu ermöglichen.

Zum 1. Januar 2021 verloren die ersten Anlagen nach 20 Jahren ihre Förderung in Form einer Einspeisevergütung. Dieses Schicksal wird in den folgenden Jahren eine stets deutlich anwachsende Anzahl an Anlagen erwarten. Hierbei handelt es sich in den meisten Fällen um Anlagen, bei denen die technische Lebensdauer der Komponenten noch nicht erreicht ist, und sowohl aus technischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht ein Weiterbetrieb nach Förderende möglich scheint. Diese Anlagen wurden meist von den Pionieren der Energiewende errichtet, die in die noch junge und damals sehr teure Solarenergie investierten, und so deren Weiterentwicklung ermöglichten. Bei anfänglichen Investitionskosten von über 10 000 €/kW_p wurden in der Anfangszeit vorwiegend kleinere Anlagen unter 7 kW_p installiert [Sol20]. Nach Ablauf der 20-jährigen Förderung kann davon ausgegangen werden, dass bei einer durchschnittlichen Betriebsführung sowohl die Kosten für den Bau und den Betrieb als auch eventuell angefallene Kapitalanschaffungskosten amortisiert worden sind. Hinsichtlich des Weiterbetriebs dieser Anlagen kann grundsätzlich von einer Lebensdauer von über 30 Jahren ausgegangen werden [Pau20].

Eine im Jahr 2019 durch das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE) durchgeführte Prosumer-Studie hinsichtlich der Vorstellungen von Photovoltaik (PV)-Anlagenbetreiber*innen ergab, dass ein Großteil sich zu diesem Zeitpunkt noch nicht mit den möglichen Weiterbetrieboptionen beschäftigt hatte [Sol20]. Demnach ist nur wenigen Anlagenbetreiber*innen die Komplexität der Regelungen zum Weiterbetrieb und die daran geknüpften, wirtschaftlichen Auswirkungen bekannt, wodurch davon auszugehen ist, dass hier ein hoher Aufklärungsbedarf besteht. Des Weiteren kann davon ausgegangen werden, dass ein Großteil der betroffenen Anlagenbetreiber*innen sich erst dann mit dieser Thematik beschäftigen wird, wenn das Ende der Förderung unmittelbar bevorsteht [Sol20]. Aus dieser Sicht scheint es erstrebenswert, möglichst einfach umzusetzende Weiterbetriebskonzepte zu definieren und diese hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Aspekte zu untersuchen.

Im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb von ausgeförderten PVAs wurden in der Vergangenheit bereits zahlreiche Gutachten veröffentlicht. Diese basieren jedoch meist auf den gesetzlichen Rahmenbedingungen der EEG-Novelle 2017, welche durch die bereits erwähnte EEG-Novelle 2021 abgelöst worden ist. Hervorzuheben sind hier das Kurzgutachten zu „Leistungen und Kosten beim Weiterbetrieb von PV-Altanlagen“ [Sol20], die Veröffentlichung „WIRTSCHAFTLICHE DIMENSIONEN DER DISKRIMINIERUNG VON Ü20-PHOTOVOLTAIK-ANLAGEN IM KABINETTSENTWURF EEG 2021“ [Pau20] sowie das Kurzgutachten „Analyse der Stromeinspeisung ausgefördelter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs“ [Joc20]. Ergänzend zu den in diesen Veröffentlichungen erlangten Erkenntnissen sollen im Rahmen dieser Arbeit simulationsbasierte Aussagen über die wirtschaftlichen Auswirkungen unterschiedlicher Weiterbetrieboptionen unter Berücksichtigung der EEG-Novelle 2021 unter-

sucht werden. Damit sollen den Betreiber*innen dieser **PVAs** mögliche Weiterbetrieboptionen aufgezeigt und die Entscheidungsfindung vereinfacht werden.

1.2. Zielsetzung und Methodik

Im Folgenden soll das Ziel der vorliegenden Arbeit formuliert und die notwendige Vorgehensweise aufgezeigt werden, um dieses zu erreichen.

Das zentrale Ziel dieser Arbeit besteht in der Untersuchung von Weiterbetrieboptionen für **PVAs** nach dem Ende der staatlichen Förderung in Deutschland, sowohl aus technischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht. Um dies zu erreichen werden die folgenden Punkte als zentrale Zielsetzung festgelegt:

- Quantifizierung und Analyse des aus der Förderung fallenden **PV**-Anlagenbestands,
- Aufbau eines Simulationsmodells zur Nachbildung und Auswertung der ausgeförderten **PVAs** in Kombination mit möglichen Weiterbetrieboptionen,
- Erstellung von Empfehlungen für Anlagenbetreiber*innen sowie die Visualisierung der ermittelten Simulationsergebnisse.

Um das Ausmaß der betroffenen **PVAs** sowie die Herausforderungen mit denen Anlagenbetreiber*innen in den nächsten Jahren konfrontiert werden besser einschätzen zu können, muss eine Vielzahl an Faktoren berücksichtigt werden.

In einem ersten Schritt wird in **Abschnitt 2** eine Quantifizierung und Charakterisierung des Anlagenbestands durchgeführt, welcher bis zum Jahr 2025 seine entsprechende Förderung verliert. Basierend auf diesen Erkenntnissen kann die Hauptzielgruppe der betroffenen Anlagen ausgemacht und die technischen Rahmenbedingungen des momentanen Betriebszustandes sowie des Weiterbetriebs der Anlagen eingeschätzt werden.

Um den Betreiber*innen von ausgeförderten **PVAs** in Abhängigkeit der einzelnen Rahmenbedingungen eine wirtschaftliche Perspektive hinsichtlich der Weiterbetrieboptionen aufzeigen zu können, wird in **Unterabschnitt 3.1** in einem zweiten Schritt auf die hierfür relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen in Deutschland eingegangen. Diese sind im **EEG** festgehalten, welches über die Jahre stetig weiterentwickelt wurde und als aktuellste Fassung zu Beginn des Jahres 2021 in Kraft getreten ist. Anschließend wird in **Unterabschnitt 3.2** die zu erwartende Lebensdauer der einzelnen Komponenten einer **PVA** erläutert, bevor in **Unterabschnitt 3.3** auf die anfallenden Kosten eines Weiterbetriebs eingegangen wird. Abschließend wird in **Unterabschnitt 3.4** sowohl die Entwicklung des Wertes von Strom aus Solarenergie als auch des Strombezugspreises untersucht, um deren weitere Entwicklung einschätzen zu können.

Daraufhin werden in **Abschnitt 4** die unterschiedlichen möglichen Weiterbetrieboptionen vorgestellt und untersucht, bevor diese einer wirtschaftlichen Vorbetrachtung unterzogen werden. Hier wird sowohl auf die Möglichkeiten einer Vermarktung des **PV**-Stroms als auch auf mögliche Eigenverbrauchskonzepte eingegangen.

Im Anschluss soll basierend auf den zuvor erlangten Erkenntnissen in **Abschnitt 5** mithilfe der Simulationssoftware MATLAB ein Modell erarbeitet werden, welches das Zusammenspiel eines elektrischen Hausnetzes in Kombination mit einer **PVA** und den unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen nachbildet. Auf Grundlage des Simulationsmodells können die gewählten Weiterbetrieboptionen hinsichtlich ihrer energetischen und wirtschaftlichen Aspekte untersucht werden. Für die Validierung der Simulationsergebnisse werden Literaturangaben und die Simulationssoftware PV*SOL verwendet.

Die ermittelten Simulationsergebnisse werden für die unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen in **Abschnitt 6** erläutert, anhand derer anschließend für verschiedene Anlagengrößen Empfehlungen ausgesprochen werden. Die ermittelten Ergebnisse werden abschließend mithilfe des MATLAB App-Designers in eine Applikation integriert, die es Anlagenbetreiber*innen ermöglicht, an deren

individuelle Rahmenbedingungen geknüpft mögliche Weiterbetriebskonzepte einzusehen, um deren energetischen sowie wirtschaftlichen Folgen besser einschätzen zu können.

Zusammenfassend ist das Ziel dieser Arbeit, Anlagenbetreiber*innen ausgeförderter PVAs unterschiedliche Weiterbetriebsmöglichkeiten aufzuzeigen, so dass sie diese wirtschaftlich weiter betreiben können und damit weiterhin einen Beitrag zur Energiewende und zu sauberem Strom beigetragen wird.

2. Betroffene PV-Anlagen und deren Stromerzeugung

Nun werden die aus der EEG-Förderung fallenden PVAs betrachtet, um einen Überblick über das Ausmaß sowie die Charakteristiken der betroffenen Erzeugungsanlagen zu schaffen und deren Einfluss auf die momentane Stromerzeugung in Deutschland einordnen zu können. Hierzu werden die Daten des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen verwendet [Bun20c, Stand 03.03.2021]. Dort sind alle Stammdaten von Strom- und Gaserzeugungsanlagen durch die Betreiber*innen zu registrieren. Bei den ausgewerteten Daten handelt es sich ausschließlich um PVAs, die zum Zeitpunkt der Datenabfrage mit dem Betriebsstatus „in Betrieb“ gekennzeichnet waren. Diese werden in Abhängigkeit ihres offiziellen EEG-Inbetriebnahmedatums sowie diverser Eigenschaften zur Charakterisierung des Anlagenbestands herangezogen. In den folgenden Unterabschnitten soll auf die Anlagenanzahl, deren Leistung und Charakteristiken sowie auf die betroffene Stromerzeugung eingegangen werden.

2.1. Anlagenanzahl und Leistung

In einem ersten Schritt soll auf die aus der Förderung fallende Anlagenanzahl und deren Leistung eingegangen werden. Um eine genauere Untersuchung der PVAs zu ermöglichen, werden diese in vier Segmente unterteilt. Im Anlagensegment A werden die Anlagen mit einer Bruttoleistung unter 10 kW_p betrachtet, im Anlagensegment B die Anlagen mit einer Bruttoleistung von 10 kW_p bis 30 kW_p , im Anlagensegment C der Leistungsbereich mit einer Bruttoleistung von 30 kW_p bis 100 kW_p und im Anlagensegment D solche mit einer Bruttoleistung von über 100 kW_p . Neben der Anlagenanzahl in den unterschiedlichen Segmenten soll ebenfalls auf die Anlagenleistung, deren Ausrichtung und bauliche Lage eingegangen werden. Auch die Einspeiseart und die dazugehörige Netzspannungsebene werden hier untersucht.

In Abbildung 1 sind die jährlichen Anlagenzahlen in Abhängigkeit ihres offiziellen EEG-Inbetriebnahmedatums in den einzelnen Segmenten und als jährliche Gesamtanzahl grafisch dargestellt. Bis zum Jahr 2025 werden anhand der vorliegenden Daten 242 673 Anlagen in allen vier Segmenten ihre EEG-Vergütung verlieren (191 365 im Anlagensegment A, 42 686 im Anlagensegment B, 7709 im Anlagensegment C und 913 im Anlagensegment D). Der größte Teil dieser Anlagen liegt mit etwa 79 % im Anlagensegment A. Damit wird der Fokus dieser Arbeit auf das Anlagensegment A gelegt.

Anhand der Abbildung 1 ist zu erkennen, wie die Anzahl an Anlagen aus den unterschiedlichen Jahren in Zusammenhang mit der zum jeweiligen Inbetriebnahmedatum geltenden Einspeisevergütung variiert. Bis einschließlich 2001 liegt die Einspeisevergütung für alle vier Anlagensegmente bei 50,62 ct/kWh, bevor sie jährlich bis einschließlich 2003 stufenweise auf 45,70 ct/kWh sinkt. Im Jahr 2004 wird diese dann für die Anlagensegmente A und B auf 57,40 ct/kWh angehoben, im Anlagensegment C auf 54,60 ct/kWh und im Anlagensegment D auf 54,00 ct/kWh [Sol08]. Dies spiegelt sich in den noch bestehenden Anlagezahlen, die pro Jahr installiert worden sind, wider.

Ebenfalls ist in Abbildung 1 zu erkennen, wie die Anzahl der Anlagen, welche die EEG-Vergütung zwischen den Jahren 2021 und 2025 verlieren, in den ersten vier Jahren konstant im Bereich der 35 000 Anlagen liegt, sich jedoch im darauf folgenden Jahr auf Grund der damals angehobene Einspeisevergütung weit mehr als verdoppelt. Des Weiteren ist die Dominanz des Anlagensegments

A zu erkennen. Das ist darauf zurückzuführen, dass die damalig mit der Solarenergie assoziierten Unsicherheiten und hohen Investitionskosten häufig nur aus ideellen Gründen von Privatpersonen in Kauf genommen wurden [Sol20]. Erst im Jahr 2003 wird eine geringe, nennenswerte Anzahl an Anlagen im Anlagensegment B errichtet, welche sich im darauffolgenden Jahr bereits verdreifacht. Das Anlagensegment C schafft es erst im Jahr 2004 auf eine geringe, nennenswerte Anzahl an Neuinstallationen. Genauso wie das Anlagensegment D, welches bis zu diesem Zeitpunkt entsprechend seiner Anlagenanzahlen eine eher marginale Rolle einnimmt.

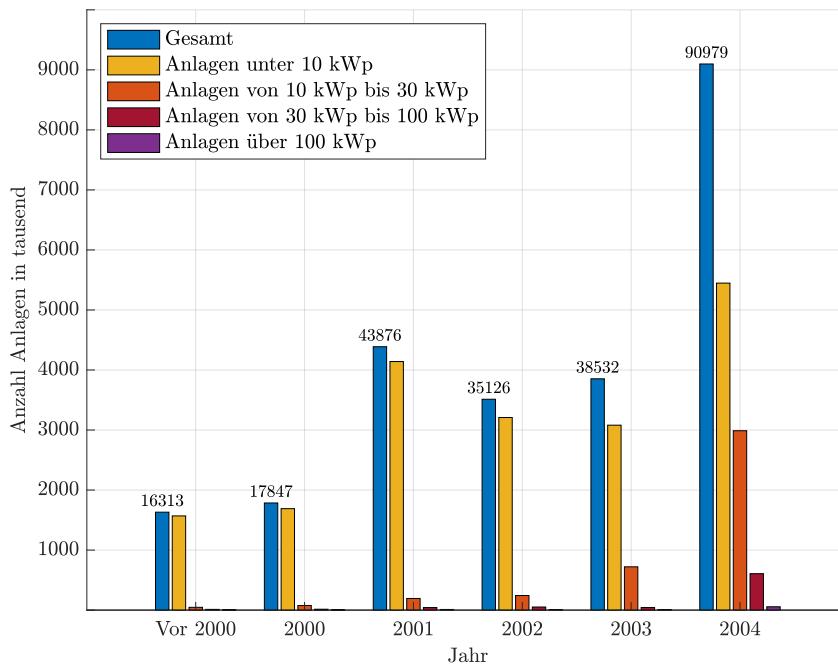


Abbildung 1: Anlagenanzahl pro Jahr in Abhängigkeit des offiziellen EEG-Inbetriebnahmedatums in den unterschiedlichen Segmenten, sowie deren Gesamtanzahl.

Die jährliche Bruttoleistung der **PVAs** welche die **EEG**-Vergütung zwischen den Jahren 2021 und 2025 verliert ist in [Abbildung 2](#) zu sehen. Auch hier ist sowohl die jährliche Anlagenleistung in den einzelnen Segmenten als auch deren Gesamtleistung dargestellt.

Insgesamt werden bis zum Jahr 2025 etwa 3141,4 MW die entsprechende **EEG**-Vergütung verlieren (774 MW im Anlagensegment A, 742,1 MW im Anlagensegment B, 350 MW im Anlagensegment C und 1275,2 MW im Anlagensegment D).

Hier ist zu erkennen, dass der bedeutsamste Anteil der Leistung dem Anlagensegment D zukommt, gefolgt von den Anlagensegmenten A und B, welchen über den Betrachtungszeitraum in etwa die gleiche Bedeutung zu kommt. Dass Anlagensegment C stellt bezüglich der Leistung den kleinsten Anteil dar.

In fast allen Anlagensegmenten ist über die Jahre ein konstanter Zuwachs der Leistung zu beobachten. Wie zu erkennen ist steigt die jährliche Anlagenleistung, welche die **EEG**-Vergütung verliert, innerhalb der ersten vier Jahren relativ konstant von ungefähr 231 MW auf 455 MW, bevor diese dann im Jahr 2025 schlagartig auf fast 1760 MW ansteigt.

Wie sich die Durchschnittsleistung der Anlagen in den verschiedenen Segmenten über die Jahre entwickelt, ist in [Abbildung 3](#) zu erkennen. Im Anlagensegment A ist über die Jahre ein konstanter Anstieg der Anlagenleistung von $2,8 \text{ kW}_p$ bis 5 kW_p zu beobachten.

Dieser Trend ist im Anlagensegment B nicht zu erkennen, bei welchem die Durchschnittsleistungen der Anlagen relativ konstant zwischen $14,5 \text{ kW}_p$ bis $18,3 \text{ kW}_p$ liegen. Allerdings ist in den ersten Jahren ein leicht absteigender Trend in den Anlagenleistungen zu erkennen, der sich im

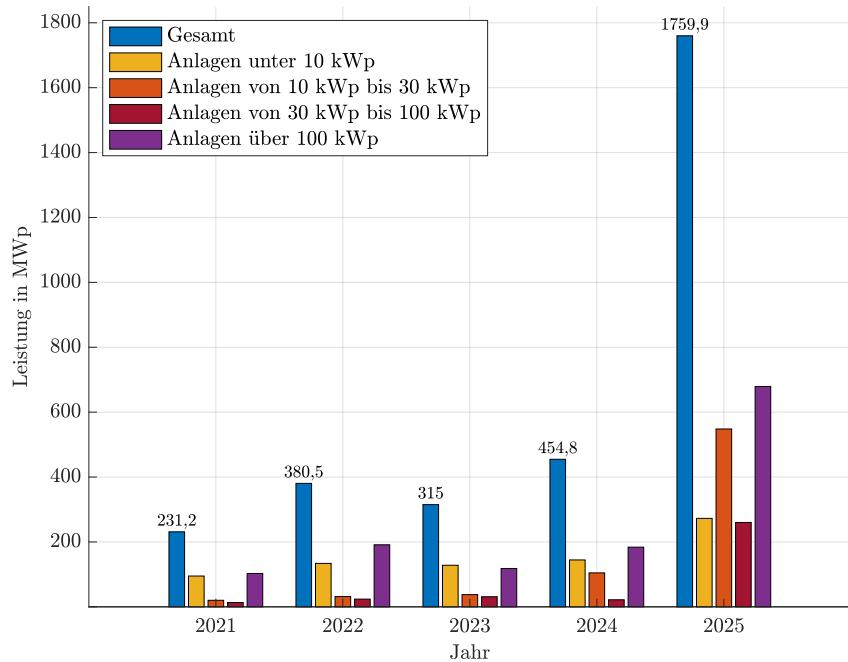


Abbildung 2: Jährliche Anlagenleistung in MW, welche zum 1. Januar des jeweiligen Jahres in den unterschiedlichen Leistungssegmenten die entsprechende EEG-Vergütung verliert, sowie deren Gesamtleistung.

Jahr 2004 jedoch umkehrt, und gleichzeitig auch die höchste Durchschnittsleistung über die Jahre aufweist.

Im Anlagensegment C zeichnet sich ein anderes Bild ab: Hier ist eine konstante Schwankung der Anlagenleistungen über die Jahre zu erkennen, die von $42,8 \text{ kW}_p$ bis $60,6 \text{ kW}_p$ reicht. In den Jahren 2000 bis 2002 scheint sich die Durchschnittsleistung der Anlagen konstant zu erhöhen, bevor diese dann in den darauffolgenden zwei Jahren wieder deutlich sinkt und 2004 die niedrigste Durchschnittsleistung aufweist.

Im Anlagensegment D zeigen sich innerhalb der unterschiedlichen Installationsjahre große Schwankungen in der Durchschnittsleistung. So schwankt diese über den Betrachtungszeitraum von $998,9 \text{ kW}_p$ bis 2358 kW_p . Hier hängt die jährliche Durchschnittsleistung von einer geringen Anzahl an Anlagen ab, wodurch wiederum einzelne, sehr große Anlagen einen entscheidenden Einfluss haben.

In Abbildung 4 sind die PVAs der Segmente A bis C nach aufsteigender Anlagenleistung sortiert. Eine Berücksichtigung des Anagesgments D in der Abbildung ergibt auf Grund der hohen Leistungsunterschiede keine zielführende grafische Darstellung. Wie hier erneut zu sehen ist, fällt ein Großteil der ausgeförderten Anlagen in das Anlagensegment A und etwa zwei Drittel dieses Anlagensegments fällt auf die Leistungsklasse unter 5 kW_p . Im Anlagensegment B ist eine erhöhte Anzahl an Anlagen sowohl an der unteren als auch an der oberen Segmentgrenzen zu beobachten. Im Anlagensegment C fällt der Großteil der Anlagen in die Leistungsklasse unter 50 kW_p . Zudem ist zu erkennen, dass über die Anlagensegmente A und B eine relativ gleichmäßige Verteilung der Leistungsklassen auftritt.

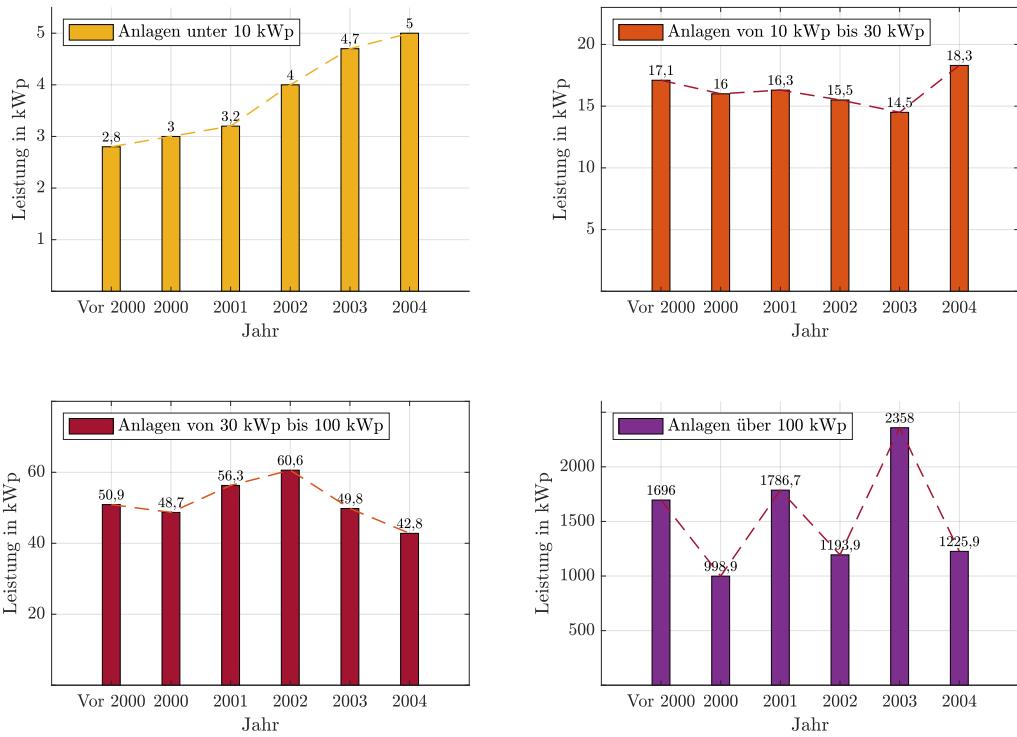


Abbildung 3: Jährliche Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenleistung in kW_p in den verschiedenen Anlagensegmenten.

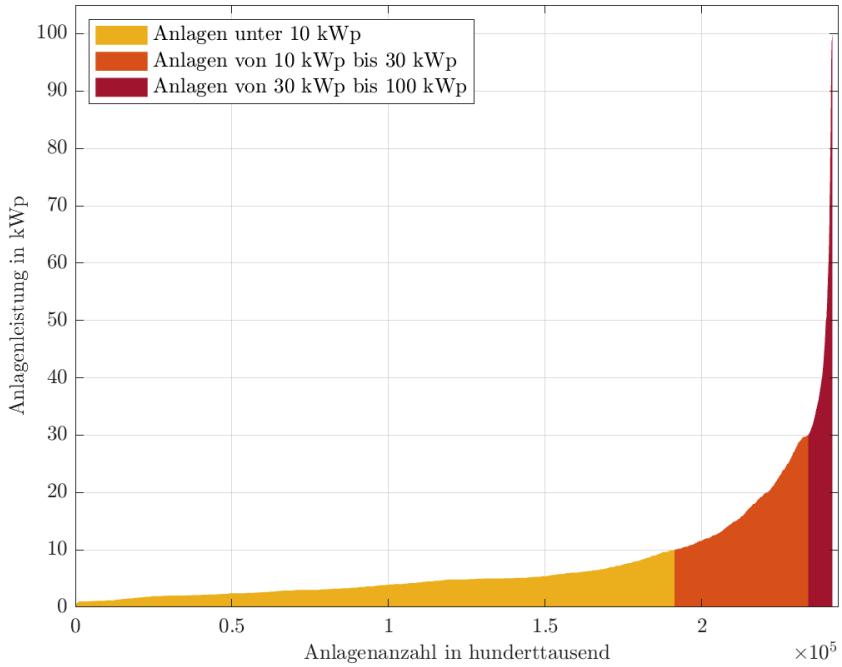


Abbildung 4: Aus der EEG-Vergütung fallende Anlagen bis 100 kW_p nach aufsteigender Anlagenleistung sortiert.

2.2. Anlagencharakteristiken

Nun werden die Anlagencharakteristiken der aus der Förderung fallenden PVAs untersucht.

Ein wichtiger Aspekt betrifft die Einspeisungsart. Hier ist entscheidend, auf welche Weise der erzeugte PV-Strom in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist wird. Einerseits kann zu jedem Zeitpunkt der gesamte, in der Anlage erzeugte Strom in das Versorgungsnetz eingespeist werden (Volleinspeisung), oder dieser wird bevorzugt direkt vor Ort selbst durch die Betreiber*innen verbraucht und es werden nur die entstehenden Stromüberschüsse in das Versorgungsnetz eingespeist (Teileinspeisung) [Sol20].

Laut der ausgewerteten Anlagendaten, besitzen 46,9 % der Anlagen eine Angabe zur Einspeisungsart. In Abbildung 5 ist die Einspeisungsart in den verschiedenen Anlagensegmenten dargestellt. Im Anlagensegment A speist lediglich 2,2 % der Anlagen mittels Teileinspeisung den Stromüberschuss ein. In den Anlagensegmenten B und C sinkt dieser Wert auf knapp 1 %, wobei im Anlagensegment D mit etwa 4,2 % der größte Anteil der Anlagen mittels Teileinspeisung betrieben wird. Allgemein ist zu erkennen, dass die damaligen Einspeisevergütungen sehr weit über dem Strombezugspreis lagen und diese mit Abstand die wirtschaftlichste Betriebsweise hinsichtlich der Einspeiseart war.

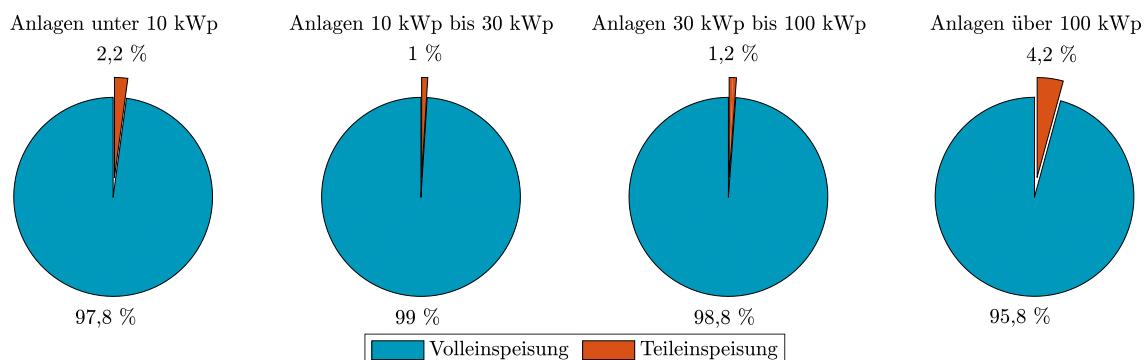


Abbildung 5: Einspeisungsart der Anlagen in den verschiedenen Segmenten.

Die unterschiedlichen Netzspannungsebenen, an denen sich der Netzanschluss der Anlagen befindet, sind in Abbildung 6 zu sehen. Laut der ausgewerteten Anlagendaten, weisen knapp über 49,1 % der Anlagen eine Angabe zur Einspeisungsart vor. Wie zu sehen ist, wird mit einem Anteil von 97,3 % fast ausschließlich über einen Hausanschluss auf der Niederspannungsebene der PV-Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Nur bei etwa 1,9 % der Anlagen geschieht dies über einen Mittelspannungsnetzanschluss, während die restlichen 0,8 % der Netzanschlüsse auf die noch verbleibenden, höheren Netzspannungsebenen zukommen.

Die unterschiedlichen Ausrichtungen der Solarmodule in Azimutrichtung sind in Abbildung 7 zu sehen. Eine Unterscheidung innerhalb der einzelnen Anlagensegmente führt hier zu keinen nennenswerten Abweichungen. Von den ausgewerteten Anlagendaten besitzen 75,5 % der Anlagen eine Angabe zur Hauptausrichtung der Solarmodule. Wie zu erkennen ist, lassen sich die Ausrichtungen wie folgt aufteilen: 59,2 % mit Süd-Ausrichtung, 13 % mit West-Ausrichtung, 11 % mit Süd-West-Ausrichtung, 8,5 % mit Ost-Ausrichtung, 7,6 % mit Süd-Ost-Ausrichtung und die restlichen 0,7 % der Anlagen besitzt eine nördliche Ausrichtung, eine Kombination aus Ost und West Ausrichtung oder werden dem Sonnenstand entsprechend nachgeführt. Hier ist zu erkennen, dass über die Hälfte der Anlagen eine Süd-Ausrichtung besitzen, mit der die höchstmöglichen Stromerträge zu erzielen sind. Ein kleinerer Anteil von knapp über 40 % der Anlagen weicht Richtung Osten oder Westen von dieser Ausrichtung ab.

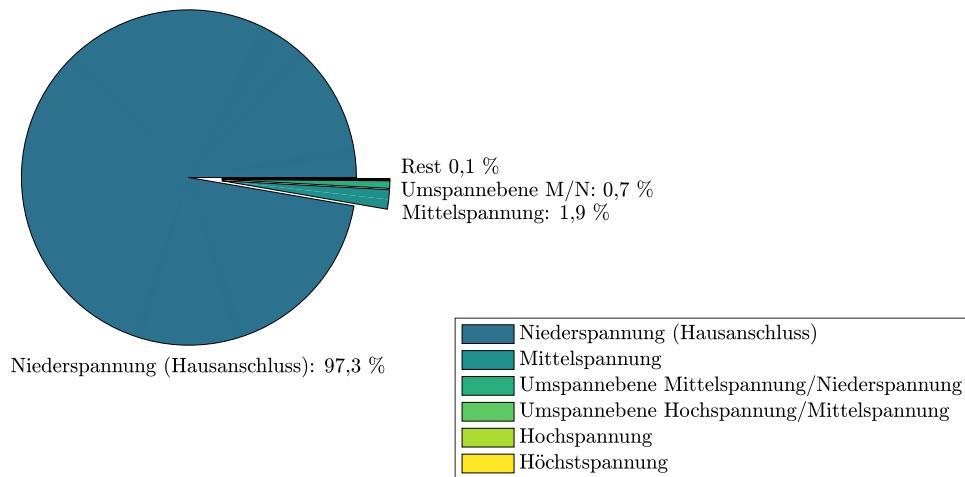


Abbildung 6: Verschiedene Netzspannungsebenen der Netzanschlüsse der Anlagen

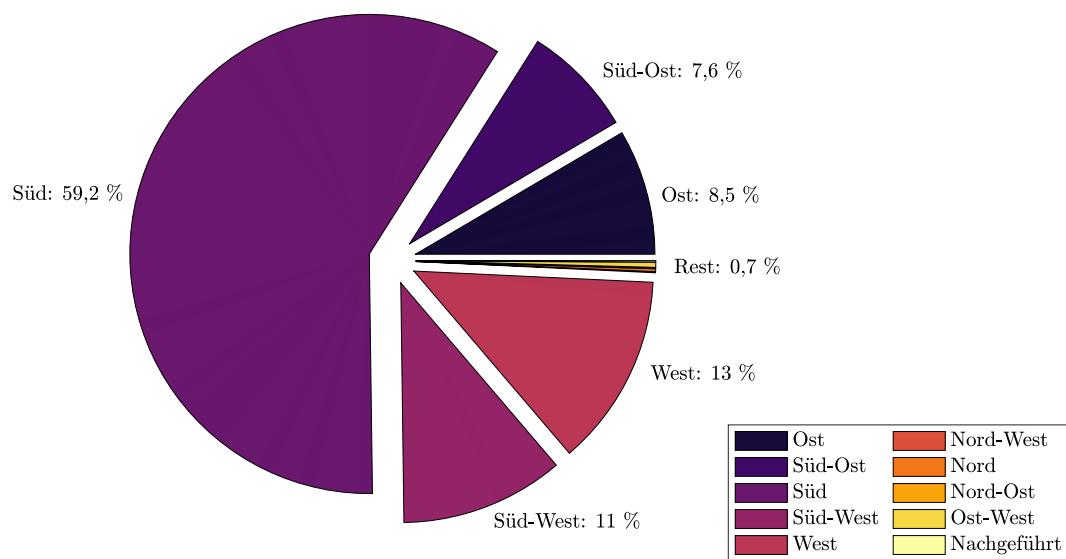


Abbildung 7: Unterschiedliche Ausrichtungen in Azimutrichtung der Solarmodule der Anlagen.

Das Verhältnis der baulichen Lagen innerhalb der einzelnen Anlagensegmente ist in [Abbildung 8](#) dargestellt. Hier wird unterschieden in bauliche Anlagen, bei denen die Solarmodule auf Hausdächern, im Gebäude, an der Fassade oder sonstig an welchem angebracht sind, sowie in Freiflächenanlagen, welche mithilfe einer Unterkonstruktion direkt auf den entsprechenden freien Untergrund montiert werden. Laut der ausgewerteten Anlagendaten, besitzen etwa 66,6 % der Anlagen eine Angabe zur baulichen Lage. Wie in [Abbildung 8](#) zu sehen ist, dominieren im Anlagensegment A und B mit 99,7 % die baulichen Anlagen. Im Anlagensegment C erreichen die Freiflächenanlagen einen kleinen, nennenswerten Anteil von 3,5 %, während das Anlagensegment D bereits zu 15,6 % aus Freiflächenanlagen besteht.

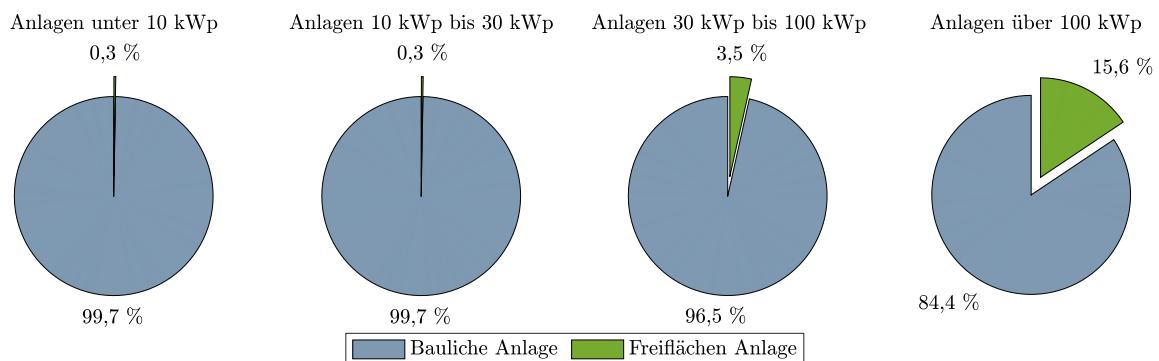


Abbildung 8: Bauliche Lage der Anlagen in den verschiedenen Segmenten.

2.3. Betroffene Stromerzeugung und Auswirkung auf das Klima

Als Letztes wird auf die aus der Förderung fallende Stromerzeugung und die damit verbundenen Auswirkungen auf das Klima eingegangen.

Die betroffene Strommenge, die von den aus der Einspeisevergütung fallenden Anlagen erzeugt wird, lässt sich nur schwer abschätzen. Eine Auswertung der hinterlegten **PVAs** mit einem Installationsdatum im Zeitraum 1995 bis 2004 mit Südausrichtung und einem Neigungswinkel von 35° des **Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV)**, ergibt im Durchschnitt über die Jahre 2016 bis 2020 einen spezifischen Ertrag von 941 kWh/kW_p [[Sol21](#)]. Dieser Neigungswinkel entspricht dem durchschnittlichen Neigungswinkel von **PVAs** in Deutschland im Anlagensegment unter 10 kW_p welcher zwischen 31° bis 35° liegt [[Yve15](#)].

Besteht eine Abweichung in Richtung Süd-Ost oder Süd-West, kann mit 95 % des Stromertrags gerechnet werden. Bei einer größeren Abweichung Richtung Ost oder West kann noch von 85 % ausgegangen werden. Für die restlichen Ausrichtungen kann hier ein mittlerer Ertrag von 60 % angenommen werden [[Hen18](#)].

Übernimmt man nun die Verhältnisse der ermittelten Hauptausrichtungen für alle Anlagen, und bezieht diese auf den eben erwähnten spezifischen Ertrag, kann überschlägig die betroffene Strommenge abgeschätzt werden. Das Ergebnis ist in [Abbildung 9](#) zu sehen. Beträgt die betroffene Strommenge im Jahr 2021 schätzungsweise noch knapp 208 GWh, steigt dieser Wert konstant bis zum Jahr 2024 auf über 1,2 TWh. Im Jahr 2025 verdoppelt sich dieser Wert bereits auf über 2,8 TWh. Nach Angaben des Umweltbundesamtes betrug der Bruttostromverbrauch in Deutschland im Jahr 2019 insgesamt 575 TWh [[Umw21a](#)]. Das bedeutet, dass bis zum Jahr 2025 fast 0,5 % des Bruttostromverbrauchs Deutschlands betroffen sein werden.

Zur Bewertung der Klimarelevanz des Weiterbetriebs der ausgeführten **PVAs**, werden für den Zeitraum 2021 bis 2025 die zugehörigen, vermiedenen CO₂-Emissionen abgeschätzt. Hierfür

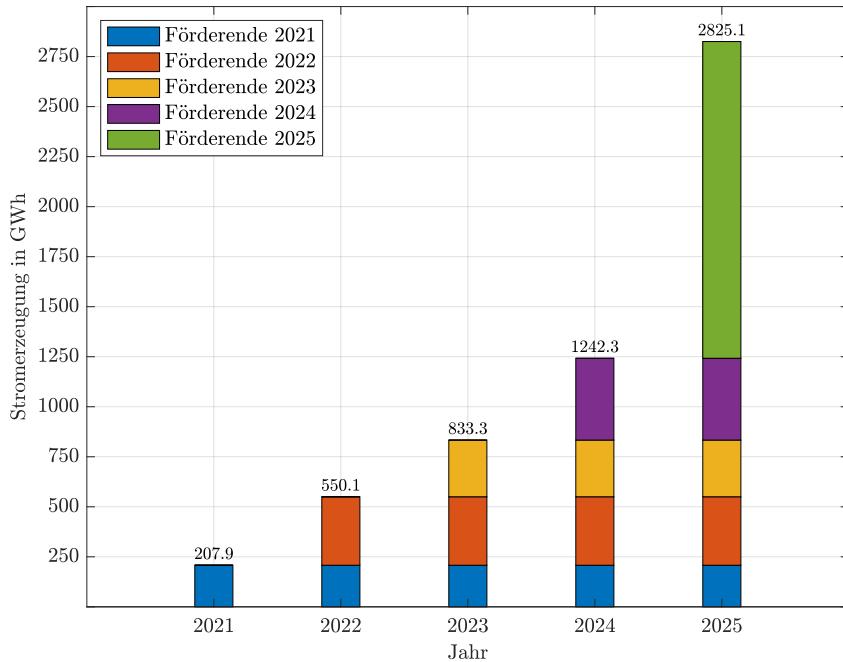


Abbildung 9: Ermittelte, betroffene Stromerzeugung der ausgeförderten Anlagen pro Jahr in GWh.

wird der spezifische CO₂-Emissionsfaktor im deutschen Strommix des Jahres 2019 herangezogen, welcher laut dem Umweltbundesamt 401 g/kWh betrug [Umw20]. Bezieht man diesen auf die kumulierte Stromerzeugung der ausgeförderten Anlagen bis einschließlich 2025, ergibt das eine CO₂-Einsparung von etwa 2,27 Mio t (83,4 kt im Jahr 2021, 220,6 kt im Jahr 2022, 334,2 kt im Jahr 2023, 498,2 kt im Jahr 2024 und 1132,9 kt im Jahr 2025). Für das Jahr 2019 wurden laut Umweltbundesamt CO₂-Emissionen in Höhe von etwa 711 Mio t berichtet [Umw21b]. Das bedeutet, dass durch den Weiterbetrieb dieser ausgeförderten Anlagen bis 2025 etwa 0,32 % der gesamten deutschen jährlichen CO₂-Emissionen eingespart werden können.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass in den Jahren 2021 bis 2025 in allen vier Anlagensegmenten über 240 000 PVAs mit einer Bruttoleistung von über 3,1 GW ihre entsprechende Einspeisevergütung verlieren werden. Im Vergleich zu anderen Studien, welche sich mit dieser Thematik beschäftigen ([Sol20], [Pau20], [Joc20]), fällt die hier ermittelte Anzahl an Anlagen sowie deren Leistung deutlich höher aus. Das ist auf die Ende Januar 2021 verstrichene Frist für die verpflichtende Eintragung der Anlagen in das Marktstammdatenregister zurückzuführen [Mar21]. Das Anlagensegment A im Leistungsbereich unter 10 kW_p stellt fast 80 % dieser Anlagen dar. Die durchschnittlichen Anlagenleistungen in diesem Segment zeigen ein stetiges Wachstum bis zum Installationsjahr 2004 von 2,8 kW_p bis 5 kW_p. Im Anlagensegment B liegt die Durchschnittsleistung der Anlagen relativ konstant zwischen 14,5 kW_p bis 18,3 kW_p. Im Anlagensegment C ist eine konstante Schwankung der Anlagenleistungen über die Jahre zu erkennen, welche von 42,8 kW_p bis 60,6 kW_p reicht. Das Anlagensegment D hingegen zeigt bis zum Installationsjahr 2004 eine stets schwankende Anlagenleistung von 998,9 kW_p bis 2358 kW_p. Von den Anlagen mit bekannten Daten speisen über 98 % den produzierten Strom mittels Volleinspeisung und über 97 % mittels eines Niederspannungsnetzanschluss (Hausanschluss) in das öffentliche Stromnetz ein. Des Weiteren besitzen die Solarmodule der PVAs in über 59 % der Fälle eine Süd-Ausrichtung. Bei knapp über 40 % weicht diese wage in Richtung Osten oder Westen von dieser Ausrichtung ab. Nur knapp 0,7 % der Solarmodule besitzen eine andere Ausrichtung als die hier benannten.

Hinsichtlich der baulichen Lage sind im Anlagensegment A und B circa 99,7 % als bauliche Anlagen ausgeführt. Im Anlagensegment C stellen die Freiflächenanlagen bereits einen Anteil von 3,5 %, während dieser Anteil im Anlagensegment D auf 15,6 % steigt. Generell ist zu erkennen, dass aufgrund der damals hohen Investitionskosten und Unsicherheiten ein Großteil der Anlagen durch Privatpersonen im Eigenheimbereich errichtet wurde. Ebenfalls fällt auf, dass die Anlagenbesitzer*innen aufgrund der fallenden Investitionskosten und der besser zu kalkulierenden Risiken im Verlauf der Zeit auf wachsende Anlagenleistungen setzen [Sol20]. Freiflächenanlagen werden zum damaligen Zeitpunkt vorwiegend in den höheren Anlagensegmenten realisiert. Außerdem ist zu erwähnen, dass keine dieser Anlagen laut der Datenbank der Bundesnetzagentur einen Batteriespeicher besitzt. Dies legt den Fokus dieser Arbeit in erster Linie auf bauliche PVAs des Anlagensegments A, die als Volleinspeiser agieren und eine südliche Ausrichtung besitzen. Mit dem Weiterbetrieb der ausgeförderten Anlagen bis 2025 könnten weitere 5,65 TWh erzeugt und 2,27 Mio t an CO₂-Emissionen verhindert werden.

3. Rahmenbedingungen eines Weiterbetriebs

Im vorliegenden Abschnitt wird nun auf die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb der ausgeförderten PVAs eingegangen und die Anlagenbetreiber*innen betrachtet.

Der Großteil der Anlagen, welcher in den Anfangsjahren Ende der 1980er sowie Anfang der 1990er entstand, wurde durch die Pioniere der Energiewende zu hohen Anschaffungskosten installiert [Sol20]. Wie in [Abschnitt 2](#) beschrieben, handelt es sich bei einem Großteil der Anlagen um Volleinspeiser in der Leistungsklasse unter 10 kW_p.

In einer durch das [Frauenhofer ISE](#) durchgeführten Prosumer-Studie [Sol20] aus dem Jahr 2019, wurden die Vorstellungen der Anlagenbetreiber*innen (1371 Personen) untersucht. Bei den Befragten handelt es sich um Anlagenbetreiber*innen mit einem Installationsdatum der PVAs zwischen 1982 und 2019. Die Hälfte der Anlagenbetreiber*innen gab an, ihre Anlage vor 2002 installiert zu haben, wobei das durchschnittliche Alter, der in der Studie Befragten, bei 59 Jahren lag. Ein Viertel der Anlagenbetreiber*innen gab an, sich bereits „gut“ oder „ziemlich gut“ mit den Weiterbetriebsmöglichkeiten nach Ende der Förderung auseinandergesetzt zu haben. Diese Angaben decken sich laut [SFV](#) mit Daten aus eigener Umfragen. Die Komplexität der Regelungen bezüglich der Weiterbetriebsmöglichkeiten und deren Wirtschaftliche Folgen ist damit laut Umfragen nur einem Viertel der Anlagenbetreiber*innen bekannt, weswegen ein vermehrter Aufklärungsbedarf zu bestehen scheint. Zudem wurde ein großer Anteil an Anlagenbetreiber*innen identifiziert, der eine Bereitschaft für zusätzliche Investitionen aufweist, jedoch vorwiegend an Eigenversorgungskonzepten interessiert ist die mit möglichst geringem Aufwand verbundenen sind. Des Weiteren ist anzunehmen, dass die meisten Anlagenbetreiber*innen sich erst intensiv mit der Thematik beschäftigen werden, wenn das Ende der Förderung unmittelbar bevorsteht [Sol20]. Um den Weiterbetrieb der funktionstüchtigen Anlagen sicherzustellen, werden im Rahmen dieser Arbeit möglichst leicht umzusetzende Konzepte erarbeitet.

Eine 2018 durchgeführte Umfrage der Technischen Hochschule Bielefeld zu den Weiterbetriebsoptionen und der Motivation der Anlagenbetreiber*innen [Sol20], die durch den [SFV](#) und die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V (DGS) unterstützt wurde, ergab, dass über 63 % der Befragten „auf keinen Fall“ die Möglichkeit in Betracht zogen, ihre PVA nach Ablauf der Förderzeit abzubauen. Ein Anteil von 64 % der Befragten hielt es für möglich nach Förderende den Strom weiterhin zur Deckung des Eigenbedarfs zu verwenden, wobei auch hier ein Großteil der Befragten die Bereitschaft für zusätzliche Investitionen aufweist. An der Umfrage beteiligten sich 132 Anlagenbetreiber*innen, bei denen das durchschnittliche Installationsjahr 2007 war.

Im Normalfall kann davon ausgegangen werden, dass nach Ablauf der 20-jährigen Förderung bei einer durchschnittlichen Betriebsführung sowohl die Kosten für den Bau und Betrieb als auch eventuell bestehende Kapitalanschaffungskosten abgedeckt sind [Sol20]. Es ist daher zu vermuten,

dass zumindest eine Amortisation der zusätzlichen Investitionen für den Weiterbetrieb bis zum Ende der Betriebszeit bei einem Großteil der Anlagenbetreiber*innen auf Zufriedenheit stößt.

3.1. Rechtliche Rahmenbedingungen

Ein entscheidender Aspekt für die Weiterbetriebsmöglichkeiten der ausgeförderten PVAs ergibt sich aus den gesetzlich vorgegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen, auf die in diesem Unterabschnitt eingegangen wird.

Bereits Anfang der 1990er Jahre wurde das Potential der Stromerzeugung mithilfe von Solarenergie durch die Politik erkannt und durch das Stromeinspeisegesetz (StromEinspG) sowie das 1000-Dächer-Photovoltaik-Förderprogramm unterstützt. Um die anfänglich hohen Anschaffungskosten amortisieren zu können, wurde eine Bezuschussung von 70 % der Anlagen- und Installationskosten durch Bund und Länder durchgeführt. Diese Anlagen wurden ausnahmslos als Eigenverbrauchsanlagen betrieben. Von 1999 bis 2003 erfolgte anschließend mithilfe des 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm eine Förderung mittels zinsreduzierter Kredite durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) in Höhe der gesamten Investitionskosten. Das Förderprogramm lief im Jahr 2003, nach dem Erreichen der finalen Fördergrenze von 300 MW installierter Leistung, aus. Wie in [Tabelle 1](#) und [Tabelle 2](#) zu sehen ist, wurde bereits im Jahr 2000 mit dem [EEG-2000](#) eine garantierte und feste Einspeisevergütung für den eingespeisten Strom festgelegt, welche durch den Gesetzgeber so bemessen wurde, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen möglich war. Die Dauer der Förderung beträgt bis heute 20 Jahre inklusive des Errichtungsjahres. Die Kosten werden durch die [EEG-Umlage](#) bundesweit auf die gesamte, an die Endverbraucher*innen gelieferte Strommenge umgelegt. Seit seiner Einführung hat sich das [EEG](#) als ein effektives und effizientes Instrument erwiesen. [\[Sol20\]](#)

Tabelle 1: Einspeisevergütung für Solarstrom aus baulichen Anlagen in ct/kWh bis zum Jahr 2004 in Abhängigkeit des offiziellen EEG-Inbetriebnahmedatums.

Jahr	Einspeisevergütung in ct/kWh		
	< 30 kW _P	30 kW _P – 100 kW _P	> 100 kW _P
bis 2000	50,62	50,62	50,62
2001	50,62	50,62	50,62
2002	48,10	48,10	48,10
2003	45,70	45,70	45,70
2004	57,40	54,00	54,00

Quelle: [\[Sol08\]](#)

Tabelle 2: Einspeisevergütung für Solarstrom aus Freiflächenanlagen in ct/kWh bis zum Jahr 2004 in Abhängigkeit des offiziellen EEG-Inbetriebnahmedatums.

Jahr	Einspeisevergütung	
	Freiflächenanlagen	in ct/kWh
bis 2000	(< 100 kW _P)	50,62
2001	(< 100 kW _P)	50,62
2002		48,10
2003		45,70
2004		45,70

Quelle: [\[Sol08\]](#)

Seit seiner Einführung wurde das **EEG** durch zahlreiche Neuerungen überarbeitet und ist mit der **EEG**-Novelle 2021 in seiner aktuellen Fassung zum 01.01.2021 in Kraft getreten. Zweck des **EEG** ist es, eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, fossile Ressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung der Technologien zur Erzeugung von Strom aus **EEs** zu fördern. Als Ziele werden unter anderen verankert, bis zum Jahr 2030 den Anteil des aus **EEs** erzeugten Stroms auf 65 % des Bruttostromverbrauchs zu erhöhen und bis 2050 die gesamte Stromerzeugung sowie den Stromverbrauch des Bundesgebiets Treibhausgas-neutral zu gestalten. Im **EEG**-2021 werden nicht nur die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung von Neuanlagen geregelt. Mit der neusten Fassung werden auch Regelungen zum Umgang mit ausgeförderten **PVAs** vorgegeben. Insbesondere auf diese wird in den nächsten Unterabschnitten eingegangen. [Bun20b]

3.1.1. Regelungen zu ausgefördelter PV-Anlagen im EEG

In einem ersten Schritt wird nun auf die speziell für ausgeförderte **PVAs** in der **EEG**-Novelle 2021 festgehaltenen Rahmenbedingungen eingegangen. In der **EEG**-Novelle 2021 wird speziell der Begriff „ausgeförderte Anlagen“ festgehalten.

Im Bezug darauf gilt weiterhin die Verpflichtung für Netzbetreiber, den gesamten aus **EE** erzeugten Strom vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Des Weiteren gilt ein Zahlungsanspruch für Betreiber*innen von Anlagen, in denen ausschließlich **EE** eingesetzt werden. Diese müssen ihre Anlage einer der vordefinierten Veräußerungsformen zuordnen, zwischen welchen immer zum ersten Tag eines Kalendermonats gewechselt werden kann.

Im Falle der ausgeförderten **PVAs** von bis zu 100 kW_p besteht die Möglichkeit einer Zuordnung in die Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 der **EEG**-Novelle 2021. Demnach besteht ein Anspruch auf eine Einspeisevergütung für den in das Stromnetz eingespeisten Strom. Der dafür anzulegende Wert wird jährlich rückwirkend errechnet und ergibt sich aus dem tatsächlichen Jahresmittelwert des Marktwertes von Strom aus Solaranlagen, welcher sich wiederum aus dem Spotmarktpreis ergibt. Der Spotmarkt dient als Handelsplatz für kurzfristige Stromlieferungen in einem Zeitraum von ein bis zwei Tagen [Net21]. Der anzulegende Wert schwankte in den Jahren 2016 bis 2020 zwischen 2,879 ct/kWh und 4,515 ct/kWh [Net21]. Von dem anzulegenden Wert sind für das Jahr 2021 bei Solaranlagen 0,4 ct/kWh abzuziehen, welche den Übertragungsnetzbetreibern für die Kosten der Vermarktung zukommen. Ab dem Jahr 2022 wird dieser Wert neu ermittelt und durch die Netzbetreiber veröffentlicht. Für ausgeförderte Anlagen mit einem intelligenten Messsystem verringert sich dieser Wert um die Hälfte auf 0,2 ct/kWh. Diese Veräußerungsform für ausgeförderte **PVAs** ist jedoch bis zum 31. Dezember 2027 zeitlich begrenzt. Danach ist nach heutiger Rechtslage ein verpflichtender Wechsel in die sonstige Direktvermarktung oder der Abschluss eines **Peer-to-Peer (P2P)/Power-Purchase-Agreement (PPA)** (abhängig von Anlagengröße und Vertragspartnern [Wis20]) notwendig.

Anlagen mit einer installierten Leistung, die diese Schwelle überschreiten, haben keinen Anspruch auf die Vergütung für ausgeförderte Anlagen nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 und müssen somit in die sonstige Direktvermarktung wechseln oder ein **P2P/PPA** mit dem entsprechenden Vertragspartner abschließen.

Weiterhin sind die Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, die **EEG**-Umlage bei Letztverbrauchern für die Eigenversorgung von Strom zu erheben. Davon befreit sind Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kW_p und einer Eigenversorgung von maximal 30 MWh innerhalb eines Kalenderjahres. Für Anlagen, welche diese Angaben überschreiten, besteht die Pflicht zur Zahlung der **EEG**-Umlage. Jedoch verringert sich diese Zahlung in einem Kalenderjahr auf 40 %, wenn während diesem Jahres in der Anlage ausschließlich **EE** eingesetzt worden sind. Strommengen, für welche die volle oder anteilige **EEG**-Umlage zu zahlen ist, müssen durch eine eichgerechte Messeinrichtungen erfasst werden. [Bun20b]

3.1.2. Vorgaben zur Direktvermarktung

In diesem Unterabschnitt wird auf die rechtlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Direktvermarktung von Strom eingegangen. Als Direktvermarktung gilt die Veräußerungsform von Strom aus **EE**-Anlagen an Dritte, der durch das öffentliche Stromnetz geleitet wird. Diese spielt insbesondere für ausgeförderte **PVAs** mit einer installierten Leistung von über 100 kW_p eine wichtige Rolle. Um an dieser Veräußerungsform der Vergütung teilnehmen zu können, wird durch den Gesetzgeber eine Reihe an technischen Voraussetzungen vorgeschrieben, welche in § 10b der **EEG**-Novelle 2021 zu finden sind. Anlagenbetreiber*innen sind verpflichtet ihre Anlage mit den technisch notwendigen Einrichtungen auszustatten, die es dem Direktvermarktungsunternehmen ermöglicht, jederzeit eine Ist-Einspeisung abrufen zu können und die Einspeiseleistung stufenweise, oder sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln zu können. Die Ist-Einspeisung muss in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert werden. Des Weiteren dürfen Netzbetreiber die Leistungseinspeisung regeln, sofern die Gefahr von Netzengpässen besteht.

Anlagenbetreiber*innen von **PVAs** mit einer installierten Leistung von höchstens 100 kW_p können mit dem jeweiligen Direktvermarktungsunternehmen vertragliche Regelungen vereinbaren, die von der Pflicht des Einbaus einer solchen technischen Einrichtung befreien, wenn der gesamte, in der Anlage erzeugte Strom in das Netz eingespeist wird.

Für Kalendermonate, in denen der Strom direkt vermarktet wird, besteht ein Anspruch auf die Zahlung einer Marktprämie. Dieser Anspruch besteht auch, wenn der Strom vor der Einspeisung zwischengespeichert wurde. In diesem Fall bezieht sich die Höhe des Anspruchs jedoch auf den Anspruch der bestanden hätte, wenn der Strom nicht zwischengespeichert worden wäre. Die Höhe der Marktprämie wird rückwirkend kalendermonatlich berechnet und ergibt sich aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert des Marktwertes von Strom aus Solaranlagen, welcher sich auch hier wiederum aus dem Spotmarktpreis ergibt. Auch hier ist vom anzulegenden Wert die in **Unterabschnitt 3.1.1** beschriebene Pauschale für die entstehenden Kosten der Vermarktung des Stromes an den Vermarkter abzuziehen. [Bun20b]

3.2. Lebensdauer der Komponenten

Um das Potential von möglichen Weiterbetriebsszenarien besser einschätzen zu können, ist eine Abschätzung der technischen Lebensdauer der eingesetzten Komponenten unerlässlich. Hier haben die Zuverlässigkeit und Beständigkeit von Solarmodulen und **Wechselrichter (WR)** eine besondere Bedeutung, aber auch die Unterkonstruktion sowie die Verkabelung spielen eine wichtige Rolle. Im Folgenden soll darauf im Einzelnen eingegangen werden.

Derzeit erhältliche Solarmodule werden durch die Hersteller mit einer Leistungs- und Produktgarantie belegt. Die Produktgarantie beträgt in der Regel 25 Jahre, die Leistungsgarantie zwischen 25 und 30 Jahren und garantiert nach Ablauf dieses Zeitraums eine elektrische Mindestleistung von 80 % bis 90 % der ursprünglichen Nennleistung. Auch **PV**-Module der ersten Stunde wurden teilweise mit ähnlichen Leistungsgarantien im Bereich der 80 % durch die jeweiligen Hersteller belegt. Es existieren derzeit jedoch noch keine zuverlässigen Lebensdauertests für Solarmodule, die gesicherte Prognosen zur Langzeitstabilität zulassen [Mic11]. In der Vergangenheit wurden zum Nachweis der Produktgüte von Solarmodulen verschiedene Prüfspezifikationen durch die **International Electrotechnical Commission (IEC)** entwickelt. Zur Produktgüte hat sich die Bauartzertifizierung nach **IEC 61215** (Solarmodule mit kristallinen Solarzellen) und die **IEC 61646** (Dünnschicht-Solarmodule) durchgesetzt, und hinsichtlich der elektrischen Sicherheit die **IEC 61730** [Mic11]. Je nach Einsatzort und Position sind die Module unterschiedlichen Umwelteinflüssen ausgesetzt, die sowohl zur chemischen als auch zur mechanischen Beanspruchung führen. Dies kann im Laufe der Betriebsdauer zu Einbußen in der Leistungserzeugung führen. Bekannte Schadensmechanismen sind, um hier nur einige zu nennen, Transmissionsverlust der Verglasung sowie des Einbettungsmaterials, Delamination der Einbettung mit dem Glas und/oder den Zellen,

sowie die Zelldegradation [Mic11]. Trotzdem muss davon ausgegangen werden, dass kommerziell erhältliche Module über eine Langlebigkeit verfügen, die eine Gebrauchsduer von über 30 Jahren ermöglicht [Pau20]. In einer Studie zum Langzeitverhalten von PVAs durch die Berner Fachhochschule [Hei06] wurden im Zeitraum von 1992 bis 2009 eine Vielzahl an netzgekoppelten Anlagen vermessen. Um eine Aussage über die reine Alterung und Degradation der vermessenen Solarmodule treffen zu können, wurden hierzu nur Anlagen mit einem Alter von mehr als zehn Jahren berücksichtigt. Die Ertragsdaten wurden von Wechselrichterausfällen und Schneebedeckung für die Vergleichbarkeit der Jahre bereinigt. Im Mittel nahm der Energieertrag um 0,3 % pro Jahr ab. Dies würde über 20 Jahre eine Ertragsminderung von 6 % aufgrund von Alterung und Degradation bedeuten. Zu erwähnen ist hier auch, dass nicht alle vermessenen Anlagen regelmäßig gereinigt wurden. Um den Einfluss der Verschmutzung von Solarmodulen auf den Ertrag ermitteln zu können, wurden daher diverse Untersuchungen durchgeführt. Diese ergaben, dass der Energieertrag der Module in den Anfangsjahren erst langsam, nach einigen Jahren jedoch immer schneller absinkt [Hei06]. In einem periodischen Abstand von vier Jahren wurden die Solarmodule einer Reinigung mit einem speziellen Reinigungsmittel unterzogen. Hierdurch konnte der größte Teil der Ertragsabnahmen rückgängig gemacht werden. Die Ertragsminderung gegenüber dem Anfangszustand infolge der Verschmutzungen vor der Reinigung betrug zwischen 9 % und 10,5 %, von welchen respektive 7 % bis 9 % rückgängig gemacht werden konnten. Das zeigt, dass die Verschmutzung der Solarmodule im Zusammenhang mit Ertragsminderungen eine deutlich bedeutsamer Rolle als die Alterung und Degradation der Solarmodule spielt [Hei06]. Die Degradation der Solarmodule fällt weitaus geringer aus, als es damaligen Prognosen und Garantiebedingungen erwarten ließen.

Die kritischste Komponente bezüglich der Zuverlässigkeit bei einer PVA ist der WR. Dieser bildet das Herzstück einer solchen Anlage und übernimmt nicht nur die Umwandlung von Gleichstrom zu Wechselstrom, er führt gleichzeitig vielfältige Steuerungs- sowie Regelungs- und Sicherheitsfunktionen aus. PV-Wechselrichter werden in der Regel für eine Lebensdauer von 20 Jahren ausgelegt. Bei bis zu 14 Stunden täglichem Betrieb über das gesamte Jahr stellt dies hohe Anforderungen an die komplexen, von Leistungs- und Signalelektronik sowie rechentechnischen Elementen dominierten, Komponenten dar. In den anfangs auf dem Markt erhältlichen WR wurden Transformatoren eingesetzt, mit welchen vergleichsweise eher geringe Wirkungsgrade erzielt werden konnten [Sön16]. Mit der Einführung von WR mit galvanischer Trennung konnte ein Anstieg des Umwandlungswirkungsgrades erzielt werden, der bei heutigen Modellen bei fast 100 % liegt [Hei06]. In der bereits erwähnten, durch die Berner Fachhochschule durchgeführten Studie, wurde ebenfalls die Ausfallstatistik der Wechselrichter analysiert. In den meisten Jahren lag der Wechselrichterdefekt pro Betriebsjahr zwischen 0,07 und 0,14. Das bedeutet, dass vor allem bei kleinen Wechselrichtern ein Ersatz etwa alle 10 bis 15 Jahre erforderlich zu sein scheint. Oft ist aber auch der Ersatz durch ein Neugerät nicht vermeidbar, da nach langer Zeit kein befriedigender Service mehr durch den ursprünglichen Hersteller gewährleistet werden kann. Ebenfalls konnte beobachtet werden, dass im Mittel die Wechselrichter mit einer galvanischen Trennung weniger Ausfälle erleiden [Hei06]. Eine durch das Forum Solarpraxis und der ADLER Solar Services GmbH durchgeführte Kurzbewertung zur Ausfallquote von PV-Wechselrichtern ergab, dass etwa 50 % der Geräte nach 15 Jahren ersetzt werden mussten [Sön16].

Auch der Zustand des Gestelles und des Montagesystems, mit denen die Solarmodule installiert sind, spielen eine wichtige Rolle. Die Unterkonstruktionen werden meist aus Aluminium und/oder Edelstahl gefertigt, aber auch aus verzinktem Stahl, und weisen eine Lebensdauer von weit über 20 Jahren auf [Sön16]. Die Rostbildung den Unterkonstruktionen aus verzinkten Stahl ist ein häufig auftretender Mangel [C R99]. Diese Eigenschaften treffen meist auch für ältere Anlagen zu. Trotz des Einsatzes von korrosionsfreien und langlebigen Materialien, kann nicht immer über die gesamte Nutzungsdauer von einem wartungsfreien Betrieb ausgegangen werden. Eventuelle Korrosionsschäden oder das Nachziehen von Schraubverbindungen kann notwendig sein. In der durchgeführten Kurzbewertung ergab die Ausfallquote zu den Montagesystemen der untersuchten

Anlagen, dass es nur in wenigen Einzelfällen zu Korrosionsschäden kam, dies jedoch zu keinem Rückbau einer Anlage führte [Sön16].

Als letzter Punkt wird auf die Verkabelung der Komponenten eingegangen, insbesondere auf der Gleichstromseite. Hier kann es im Extremfall zu Schwelbränden kommen, welche die Sicherheit eines Gebäudes und dessen Bewohner gefährden können. Aufgrund von **Ultraviolett (UV)**-Strahlung sowie Temperaturschwankungen und sonstigen Umwelteinflüssen, kann es zu Alterungsprozessen der Kabelummantlung kommen, wodurch die Isolation der Leitungen gefährdet wird. Deshalb sollte hier auf den Einsatz von **UV**-beständigen Solarkabeln geachtet werden. In der durchgeführten Kurzbewertung lag die Ausfallquote zur **direct current (DC)**-Leitungsführung der untersuchten Anlagen nach 15 Jahren bei unter 10 % [Sön16].

Abschließend kann festgehalten werden, dass die meisten der Komponenten von **PVAs** eine Lebensdauer von über 30 Jahren aufweisen. Lediglich die Wechselrichter weisen eine geringere Lebensdauer von etwa 15 bis 20 Jahren auf. Trotzdem wird aufgrund der zuvor diskutierten Risiken nach über 20 Betriebsjahren eine Inspektion der **PVA** durch einen Fachmann angeraten.

3.3. Betriebskosten

Obwohl die **PVA** vollautomatisch läuft und ihren Strom in das Stromnetz liefert, entstehen laufende Betriebskosten, die dem/der jeweiligen Eigentümer*in zu Lasten fallen. Auch wenn diese durch das Nichtvorhandensein von beweglichen, mechanischen Bauteilen eher gering ausfallen, dürfen sie nicht vernachlässigt werden. Hierbei handelt es sich um notwendige Versicherungskosten, solche für Wartung und Reparaturarbeiten, anfallende Zählerkosten, aber auch Vermarktungskosten sowie möglicherweise anfallende Umlagen und Gebühren. Diese variieren in Abhängigkeit der Anlagengröße und der eingesetzten Komponenten. Im Folgenden wird auf die einzelnen, möglichen laufenden Kosten eingegangen. Diese stammen zum Großteil aus den bereits erwähnten Gutachten [Sol20] und [Pau20]. Zusätzlich wurden eigene Anfragen bei verschiedenen Unternehmen durchgeführt, welche in Unterabschnitt A.1 einsehbar sind. [Sol20]

3.3.1. Anlagenüberprüfung

Um einen sicheren Weiterbetrieb zu gewährleisten und den technischen Zustand der **PVA** einschätzen zu können, ist die Inspektion durch einen Fachmann ratsam [Pau20]. Hierbei können eventuelle, über die Jahre aufgetretenen Mängel aufgedeckt, sowie insbesondere der Zustand der Solarmodule und des **WR** untersucht werden. Das ist insbesondere bei Anlagen ratsam, die während der gesamten Betriebszeit oder innerhalb der letzten 10 Jahre keiner Wartung/Inspektion unterzogen wurden [Sol20]. Hierfür kann von einem pauschalen Betrag von 200 € für **PVAs** mit einer installierten Leistung von unter 30 kW_p ausgegangen werden [Sol20]. Dieser Wert deckt sich mit den Annahmen aus dem Kurzgutachten [Pau20]. Für eine umfassende Überprüfung und Dokumentation einer Anlage z. B. durch einen Gutachter, muss von deutlich höheren Kosten ausgegangen werden [Sol20].

3.3.2. Versicherungskosten

Nach der Beendigung der Abschreibung für eine **PVA** nach 20 Jahren, beträgt der kaufmännische Wert der Anlage noch 1 € [Sol20]. Aus diesem Grund wird hier nur eine Haftpflichtversicherung empfohlen, welche eventuelle, durch die Anlage entstehende, Schäden abdeckt [Sol20]. Die jeweilige Anlagengröße ist für die jährlichen Versicherungskosten von zentraler Bedeutung. In **Tabelle 3** sind diese für verschiedene Anlagengrößen aufgelistet.

Tabelle 3: Jährliche Versicherungskosten von PVA in verschiedenen Leistungsgrößen.

Anlagenleistung in kW _P	Jährliche Kosten in €
1	50
3	60
5	70
7	90
9	120
30	200
100	500

Quellen: [Sol20] [Pau20]

3.3.3. Kosten für Wartung und Reparatur

Die jeweiligen Kosten für Wartung und Reparatur von PVAs zeigen große Schwankungen auf [Sol20]. Hier ist die Qualität der eingesetzten Komponenten und deren Installation ausschlaggebend [Sol20]. Während bei manchen Betreiber*innen während der gesamten Betriebszeit keinerlei Kosten für die Wartung und Reparaturen entstehen, müssen andere Betreiber*innen regelmäßig Reparaturen und Wartungsarbeiten durchführen [Sol20]. Wie in [Unterabschnitt 3.2](#) gezeigt, kann im Normalfall bei Solarmodulen von einer Lebensdauer von weit über 30 Jahren ausgegangen werden. Dies sieht für den WR anders aus. Falls in der Betriebszeit der Anlage noch kein WR-Tausch durchgeführt werden musste, muss für einen Weiterbetrieb von weiteren 10 Jahren davon ausgegangen werden dass dieser irgend wann ausgetauscht werden muss [Hei06]. Die Kosten für einen solchen Austausch sowie weitere kleinere Wartungsarbeiten sind für unterschiedliche Anlagengrößen in [Tabelle 4](#) zu finden.

Tabelle 4: Jährliche Kosten für die Wartung und Reparatur von PVA in verschiedenen Leistungsgrößen.

Anlagenleistung in kW _P	Jährliche Kosten in €
1	85
3	95
5	150
7	170
9	185
30	550
100	1100

Quellen: [Sol20] [Pau20]

3.3.4. Stromzählerkosten

Die Kosten für den Stromzähler hängen von dem Vertragsmodell ab, welches zwischen Anlagenbetreiber*in und Energieversorgungsunternehmen eingegangen wurde. Zum Einen gibt es Anlagenbetreiber*innen, welche den Zähler im Zusammenhang mit ihrer PVA gekauft haben (meist alte analoge Ferraris Zähler), die jedoch nach Ablauf der Eichfrist in einigen Fällen bereits

erneuert werden mussten. In diesen Fällen entstehen bei einer weiteren Volleinspeisung in den nächsten Betriebsjahren keine weiteren Zählerkosten.

Die meisten Anlagenbetreiber*innen haben ihren Zähler jedoch vom jeweiligen Energieversorgungsunternehmen einbauen lassen und bezahlen hierfür eine jährliche Zählermiete, die von der jeweiligen Preisgestaltung abhängt. Der Marktpreis für Zweirichtungszähler beträgt zwischen 20€/a bis 40€/a. Mit dem im Januar 2020 gestarteten SmartMeter-Rollout, der durch den Gesetzgeber beschlossen wurde, sollen bis zum Jahr 2032 alle Haushalte in Deutschland mit SmartMetern ausgestattet werden. Allerdings sind in den ersten Jahren des Rollouts nur Verbraucher mit hohen Stromverbräuchen für die Umrüstung vorgesehen. Die derzeit von der Bundesnetzagentur als Preisobergrenze festgelegten Zählerkosten für Verbraucher mit SmartMeter belaufen sich auf 23€/a bis 60€/a. Das gilt in erster Linie für Anlagen im Segment unter 10kW_p. Für Anlagen um die 30kW_p betragen die Zählerkosten ohne Wandlermessung circa 100€/a (Preisobergrenze 130€/a). Ist zusätzlich ein Erzeugungszähler installiert, fallen durchschnittlich weitere 20€/a an.

Befindet sich die PVA in der Direktvermarktung müssen hier Besonderheiten bei den Zählerkosten berücksichtigt werden. Hier müssen sogenannte Zähler mit registrierender Leistungsmessung (RLM) eingesetzt werden, welche den Leistungsmittelwert in 15 Minuten-Intervallen erfassen. Die Preise dieser Zähler unterscheiden sich je nach Netzbetreiber erheblich und reichen von 200€/a bis 1000€/a. In Tabelle 5 sind die Zählerkosten in Abhängigkeit der Anlagenleistung zusammengefasst. [Sol20]

Tabelle 5: Jährliche Zählerkosten von PVA in verschiedenen Leistungsgrößen.

Anlagenleistung in kW _p	Jährliche Kosten in €
1-10	40
30	120
100	300

Quellen: [Sol20] [Pau20]

Für analoge Zähler gilt eine Eichfrist von 16 Jahren, für digitale 8 Jahre. Der Ablauf der Eichfrist bedeutet allerdings nicht direkt die Notwendigkeit diesen zu ersetzen. In einem Stichprobenverfahren werden baugleiche Zähler mit demselben Eichjahr in sogenannten Losen zusammengefasst und bei einer staatlich anerkannten Prüfstelle geprüft. Entsprechen die Zähler der Stichprobe weiterhin den Vorgaben der Eichordnung, verlängert sich diese um fünf Jahre bei konventionellen Zählern und um bis zu acht Jahre bei modernen Messeinrichtungen. [Sta20]

3.3.5. Umlagen und Gebühren

Wie in Unterabschnitt 3.1 beschrieben, sind PVAs mit einer installierten Leistung von bis zu 30kW_p und einer Eigenversorgung von maximal 30 MWh innerhalb eines Kalenderjahres von der Zahlung der EEG-Umlage für den selbst verbrauchten Strom befreit. Für Anlagen, welche diese Angaben überschreiten, besteht die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage. Jedoch verringert sich diese auf 40 % [Bun20b]. Die EEG-Umlage beträgt für das Jahr 2021 6,5 ct/kWh und soll für das Jahr 2022 auf 6 ct/kWh gesenkt werden [Bun20a]. Das bedeutet eine Abgabe für den selbst verbrauchten PV-Strom von 2,6 ct/kWh für das Jahr 2021 und 2,4 ct/kWh für das Jahr 2022.

Wird der PV-Strom außerhalb des EEG vermarktet, muss ein Herkunftsachweis vorgelegt werden. Diese elektronischen Dokumente werden vom Umweltbundesamt ausgestellt und dienen zum Nachweis davon, wie und wo Strom aus EE produziert wurde, und der Sicherstellung, dass eine zertifizierte Qualität nur einmal verkauft wird. Das gilt für alle ausgeförderten PVAs, exclusive der sich bis Ende 2027 in der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2

befindlichen Anlagen. Je nach veräußerter Strommenge muss hier zwischen zwei unterschiedlichen Nachweisen unterschieden werden. Regionalnachweise werden jeweils für eine erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Strommenge von einer Kilowattstunde ausgestellt; Herkunfts nachweise für eine Strommenge von einer Megawattstunde [Bun20b]. Für die ausgeförderten PVAs unter 100 kW_p, die in die Direktvermarktung müssen, kommen daher nur die Herkunfts nachweise in Frage [Bun20b]. Die jährlichen Kosten hierfür betragen circa 50 € [Pau20].

3.3.6. Vermarktungskosten

Die Kosten für die Vermarktung des eingespeisten Stroms hängen wie in [Unterabschnitt 3.1](#) gezeigt von der gewählten Veräußerungsform ab. Für Betreiber*innen von ausgeförderte PVAs, die sich für die Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 entscheiden, sind für das Jahr 2021 0,4 ct/kWh abzuziehen. Ab dem Jahr 2022 wird dieser Wert neu ermittelt und durch die Netzbetreiber veröffentlicht. Für Anlagen mit einem intelligenten Messsystem verringert sich dieser Wert um die Hälfte. [Bun20b]

Befindet sich die Anlage in der Veräußerungsform der Direktvermarktung, hängen die Vermarktungskosten vom gewählten Direktvermarkter ab. Hier kann im Durchschnitt für Anlagen über 30 kW_p von Vermarktungskosten um die 0,5 ct/kWh ausgegangen werden. Zu beachten ist hier, dass am Markt noch keine Direktvermarktungsangebote für Anlagen unter 30 kW_p existieren [Sol20].

3.3.7. Intelligentes Messsystem

Wird der Strom von ausgeförderten PVAs in der Veräußerungsform der sonstigen Direktvermarktung veräußert, ist, wie in [Unterabschnitt 3.1.2](#) beschrieben, ein intelligentes Messsystem notwendig, welches dem Netzbetreiber/Direktvermarkter ermöglicht, jederzeit die Ist-Einspeisung abzurufen, und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln zu können. Nach aktueller Rechtslage ist zumindest langfristig für alle Anlagengrößen der Einbau eines intelligenten Messsystems notwendig [Bun20b]. Die dabei entstehenden, einmaligen Kosten für die Installation betragen im Anlagensegment unter 10 kW_p circa 500 € [Sol20]. Die anfallenden jährlichen Kosten sind für kleinere Anlagen gesetzlich gedeckt und können in [Tabelle 6](#) eingesehen werden.

Tabelle 6: Jährliche Kosten für den Betrieb eines intelligenten Messsystems von PVA in verschiedenen Leistungsgrößen.

Anlagenleistung in kW _p	Jährliche Kosten in €
1-5	60
7	70
9	90
30	160
100	400

Quelle: [Pau20]

3.4. Strompreis

Abschließend wird auf die Entwicklung des Strompreises eingegangen. Diese Analyse bezieht sich sowohl auf den Marktpreis für eingespeisten PV-Strom als auch auf den Bezugspreis für aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom.

Der Marktwert des eingespeisten Stroms bildet eine wesentliche, wirtschaftliche Rahmenbedingung für die Vermarktung nach Förderende. Der Preis ist dabei von verschiedenen Faktoren

abhängig. Zum Einen besteht eine Abhängigkeit vom allgemeinen Preisniveau an der Strombörse, welcher vom Marktanteil **EEs** beeinflusst wird. Zum Anderen aber auch von den restlichen Teilnehmern an der Strombörse. So spielt des Weiteren auch der zeitliche Verlauf der Abschaltung von konventionellen Kraftwerken sowie das Preisniveau von Brennstoffen und CO₂-Zertifikaten, aber auch der Netzausbau eine wichtige Rolle. Der Marktwert von **PV**-Strom hängt auch von dessen eigenem Marktanteil und damit auch von der Zubaugeschwindigkeit ab. [Joc20]

In Abbildung 10 ist die Entwicklung des Monatsmarktwertes der letzten Jahre zu sehen [Net21]. Im Jahr 2018 lag der durchschnittliche Marktwert von **PV** bei 4,52 ct/kWh, im Jahr 2019 bei 3,77 ct/kWh und im Jahr 2020 bei 2,88 ct/kWh. Über die gesamte Zeit ist ein minimal abfallender Trend des Marktwertes zu beobachten.

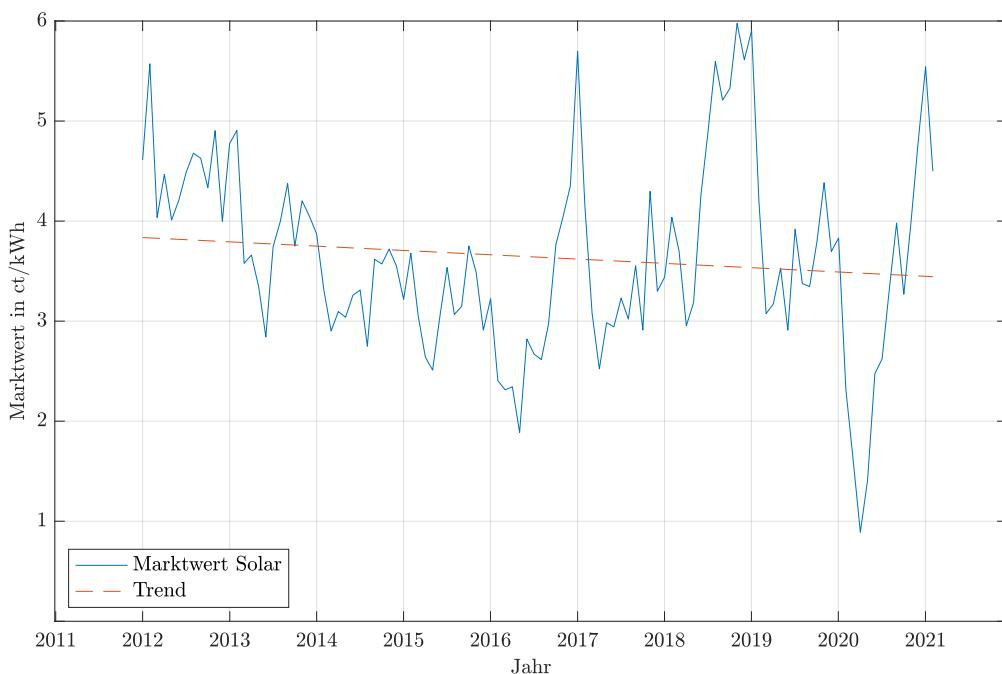


Abbildung 10: Entwicklung des durchschnittlichen Monatsmarktwertes von Solarstrom zwischen den Jahren 2012 und 2021.

Allgemein ist eine Prognose zur Entwicklung der Endkundenstrompreise zum heutigen Zeitpunkt mit starken Unsicherheiten behaftet. Hinsichtlich der aus geförderten **PVAs** ist eine Betrachtung über die nächsten 10 Jahre bis 15 Jahre relevant. Neben dem Börsenstrompreis und der **EEG**-Umlage sind auch andere Abgaben, Umlagen und insbesondere Netzentgelte entscheidend. Der aktuelle Haushaltsstrompreis für private Nutzer*innen liegt bei etwa 30 ct/kWh [Pau20]. Für das laufende Jahrzehnt wird im Allgemeinen mit einem Anstieg der Börsenstrompreise aufgrund des Ausstiegs aus der fossilen und atomaren Stromerzeugung, und einer Erhöhung der Brennstoffpreise sowie steigender CO₂-Zertifikatskosten gerechnet [Joc20]. Gleichzeitig ist eine Reduktion der **EEG**-Umlage wahrscheinlich, da Neuanlagen ältere **EE**-Erzeuger ersetzen und geringere Vergütungszahlungen beanspruchen. Zudem sieht das Klimaschutzprogramm 2030 eine Senkung der **EEG**-Umlage im Rahmen der CO₂-Bepreisung vor. Im Rahmen unterschiedlicher Entwicklungspfade wird davon ausgegangen, dass stets von einem ansteigenden Strompreis auszugehen ist, wobei hier die Höhe des Anstiegs variiert [For19]. Auch andere Studien und Prognosen gehen meist von einem steigenden Strompreis für Endkunden aus. Unter Berücksichtigung neuer Konzepte wie flexible Strompreistarife, ist an dieser Stelle eine genaue Prognose nicht möglich. Anhand der Entwicklung der letzten Jahre ist jedoch ein leicht steigender Strompreis wahrscheinlich.

4. Weiterbetrieboptionen

In diesem Kapitel wird auf die unterschiedlichen Betriebsmöglichkeiten eingegangen, die sich bieten, um die ausgeförderten PVAs nach dem Ende der garantierten Einspeisevergütung weiter zu betreiben. Im Fokus stehen Möglichkeiten, die es erlauben, den erzeugten Strom selbst zu nutzen, da hier das wirtschaftlich größere Potential im Vergleich zu den diversen Vermarktungsmöglichkeiten zu bestehen scheint. Aber auch auf die einmaligen, damit verbundenen Kosten, welche entstehen können, wenn die ausgeförderten PVAs mit den unterschiedlichen möglichen Konzepten weiter betrieben werden, soll im Folgenden eingegangen werden. Hier handelt es sich um notwendige technische Umrüstungsarbeiten, die im Einzelfall zu bewerten sind. Die Kosten hierfür sind abhängig von den vor Ort herrschenden Rahmenbedingungen wie Einbausituation oder Alter des Zählerschrankes, Zugänglichkeit dessen sowie die räumliche Trennung der einzelnen Komponenten. Auch diese Bedingungen stammen teilweise aus den bereits erwähnten Gutachten [Sol20] und [Pau20], aber auch aus eigenen Anfragen bei verschiedenen Unternehmen, welchen in **Unterabschnitt A.1** einsehbar sind. Basierend auf den in **Abschnitt 2** und **Abschnitt 3** gewonnenen Erkenntnissen sollen im Folgenden die diversen Weiterbetrieboptionen vorgestellt werden. Die Möglichkeit des Inselbetriebs wird aufgrund der im EEG-2021 ermöglichten Einspeisevergütung für ausgeförderte PVAs im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet, da dies als nicht zielführend erachtet wird.

4.1. Vermarktung des PV-Stromes

Folgend wird auf die Möglichkeiten der Vermarktung des selbst erzeugten PV-Stroms eingegangen, die sich den Betreiber*innen ausgefördelter Anlagen bieten. Betreiber*innen müssen den erzeugten Solarstrom, der in das öffentliche Netz eingespeist wird, vermarkten und werden damit Teilnehmer des Strommarktes. Die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen für ausgeförderte PVAs sind in **Unterabschnitt 3.1** beschrieben. Daraus ergeben sich die im Folgenden erläuterten Vermarktungsmöglichkeiten. Hierbei ist ebenfalls auf die jeweils notwendigen technischen Voraussetzungen zu achten.

4.1.1. Einspeisevergütung nach dem EEG-2021 für ausgeförderte PV-Anlagen

Die Einspeisevergütung nach dem EEG-2021 für ausgeförderte PVAs kann sowohl bei vollständiger Einspeisung des in der PVA erzeugten Stroms in das öffentlich Netz bezogen werden, als auch bei Konzepten mit vorrangigem Selbstverbrauch und Überschusseinspeisung. Die Möglichkeit der Zuordnung einer ausgeförderten PVA in die Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 der EEG-Novelle 2021 besteht nur für Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW_p. Hierbei entsteht ein Anspruch auf eine Einspeisevergütung für den in das Stromnetz eingespeisten Strom. Der anzulegende Wert dafür ergibt sich aus dem tatsächlichen Jahresmittelwert des Marktwertes von Strom aus Solaranlagen. Dieser schwankte zwischen den Jahren 2016 und 2020 zwischen 2,879 ct/kWh und 4,515 ct/kWh [Net21]. Davon sind die jeweiligen Vermarktungskosten abzuziehen (0,4 ct/kWh im Jahr 2021 ohne intelligentes Messsystem). Für ausgeförderte Anlagen ist diese Veräußerungsform jedoch bis zum 31. Dezember 2027 zeitlich begrenzt [Bun20b]. Nach Ablauf dieser Frist müssen die Betreiber*innen ausgeförderte PVAs nach aktueller Rechtslage in die sonstige Direktvermarktung wechseln oder ein P2P/PPA mit einem entsprechenden Vertragspartner abschließen.

4.1.2. Direktvermarktung

Als Direktvermarktung gilt die Veräußerung von Strom aus EE. Die rechtlichen Rahmenbedingungen hierzu werden in **Unterunterabschnitt 3.1.2** erläutert. Diese Möglichkeit der Vermarktung des Stroms für ausgeförderte PVAs spielt allerdings zunächst nur eine begrenzte Rolle. Wie eine im November 2019 durchgeführte Studie durch den SFV zu den Angeboten der Direktvermarkter

ergab, existieren auf dem freien Markt keine Angebote für die Direktvermarktung von Strom aus PVAs unter 30 kW_p [Sol20]. Ein Großteil der Unternehmen bietet diese Möglichkeit meist erst ab einer installierten Anlagenleistung von 80 kW_p oder mehr an. Demnach kann aus Sicht der aktuellen Rechtslage davon ausgegangen werden, dass diese Vermarktungsmöglichkeit lediglich eine Möglichkeit für 1 % bis 3 % der bis zum Jahr 2025 aus dem EEG fallenden PVAs darstellt [Bun20c].

4.1.3. Peer-to-Peer

Bei der P2P Vermarktung (englisch: peer: „Gleichgestellter“) treten Stromproduzenten und Stromendkunden in eine direkte Vertrags- und Handelsbeziehung. Diese Vermarktungsform macht somit Vermittler und Dienstleister wie etwa Energieversorger und Direktvermarkter überflüssig, da Strombezug, Lieferung und Abrechnung direkt zwischen den Handelpartnern stattfindet. Allerdings wird davon ausgegangen, dass sich der P2P-Stromhandel in naher Zukunft nicht wesentlich entwickeln wird. Es ist zu vermuten, dass Handelsteilnehmer mit der Einhaltung bestimmter regulatorischer und organisationstechnischer Regeln sowie der Stromsteuerabführung überfordert sein könnten. Des Weiteren müssen alle P2P-Teilnehmer die Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit erfüllen, die auch von Energieversorgungsunternehmen erwarten werden. Aufgrund der Komplexität dieser Vermarktungsform wird davon ausgegangen, dass diese nur für Anlagenbetreiber*innen ausgeförderter PVAs jenseits der 100 kW_p in Frage kommt. [Sol20]

4.2. Umstellung auf den Eigenverbrauch

Einen weit wichtigeren Grund für den Weiterbetrieb von ausgeförderten PVAs bieten die diversen Möglichkeiten zum Eigenverbrauch des erzeugten Solarstroms. Auf diese wird im Folgenden eingegangen.

Innerhalb der rechtlichen Voraussetzungen besteht die Möglichkeit, den selbst erzeugten Strom ganz oder in Teilen selber zu nutzen. Nach dem Ende der garantierten Einspeisevergütung ist es aus wirtschaftlicher Sicht meist sinnvoll den produzierten Strom zu möglichst hohen Anteilen selber zu nutzen, um den eigenen Bedarf zu decken und den Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz zu minimieren. Dadurch entsteht ein Ersparnis, das fast in der Höhe des Bezugspreises für jede selbst verbrauchte Kilowattstunde liegt, da der selbst erzeugte Strom nahezu als kostenlos betrachtet werden kann. Hier müssen nur mögliche Neuinvestitionen für den Weiterbetrieb der PVA gegengerechnet werden.

Wie in Abschnitt 2 gezeigt, kann davon ausgegangen werden, dass über 98 % der sich im Anlagensegment A bis C befindlichen PVAs, die bis zum Jahr 2025 ihre Förderung verlieren, als Volleinspeiseanlagen betrieben werden. Diese Anlagen besitzen einen eigenen Einspeisemeter, über den der gesamte, in der Anlage erzeugte Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird. Bei einer Umstellung auf Eigenverbrauch kann dieser Zähler entfallen und die alternating current (AC)-Seite der PVA im Zählerschrank der Hausversorgung mit dem bereits gezählten Bereich des Hausnetzes verkabelt werden. In diesem Zusammenhang ist meist auch ein Austausch des Hauszählers durch einen Zweirichtungszähler notwendig. Die Einzelheiten hierzu sind in Unterabschnitt 3.3 zusammengefasst. So können mithilfe der PVA zuerst die Verbraucher im Gebäude versorgt werden, und erst bei höherer Erzeugung der Überschuss in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Diese Weiterbetrieboption stellt aufgrund des verhältnismäßig geringen Aufwandes und des hohen Einsparpotentials die attraktivste Möglichkeit dar [Pau20]. Allerdings spielt hier das individuelle Verhalten der Verbraucher sowohl hinsichtlich der verbrauchten Strommenge als auch der Verbrauchszeitpunkt eine entscheidende Rolle.

Trotz einer Umstellung auf den Eigenverbrauch der Hauslast, kann im Normalfall weder davon ausgegangen werden, dass der gesamte, in der Anlage erzeugte Strom selber genutzt werden kann, noch dass der gesamte Bedarf damit gedeckt werden kann [Sol20]. Aus diesem Grund sind hier Möglichkeiten gefragt, die es erlauben, den Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms zu

erhöhen. In [Tabelle 7](#) sind die zu erwartenden Eigenverbrauchsanteile für einen Eigenverbrauch der elektrischen Hauslast für unterschiedliche Anlagengrößen aufgezeigt.

Tabelle 7: Eigenverbrauchsanteil der Hauslast für Solarstrom für unterschiedliche PV-Anlagenleistungen bezogen auf einen jährlichen Verbrauch von 5000 kWh.

Anlagenleistung in kW _p	Eigenverbrauchsanteil in %
1	70
3	40
5	30
7	25
9	20

Quelle: [\[DEN17\]](#)

Wie bereits erwähnt, handelt es sich bei dem allergrößten Teil der aus des Förderung fallenden PVAs um Volleinspeiser, die den gesamten, in der Anlage produzierten Strom über einen separaten Zähler in das Netz einspeisen. Um den in der Anlage produzierten Strom selbst verbrauchen zu können, ist ein Umbau im Zählerschrank notwendig. Hierbei entfällt der bisherige Erzeugungszähler und die PVA kann auf die Hauselektrik umverkabelt werden. Diese Umstellung muss durch einen Elektriker erfolgen [\[Sol20\]](#). Die Kosten hierfür sind in [Tabelle 8](#) in Abhängigkeit der Anlagengröße aufgelistet. Für Anlagen mit einer Leistung unter 10 kW_p sind diese unverändert, da die Zählertechnik sowie der Zählerschrank dort unabhängig von der Anlagengröße identisch sind. Ist ein Austausch des Zählerschrankes notwendig, was stark von den lokalen Gegebenheiten abhängt und somit durch vielen Unsicherheiten belegt ist, können die Kosten hierfür um die 2000 € betragen [\[Pau20\]](#). Zudem ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, dass in den meisten Fällen hierdurch der bisherige Hauszähler durch einen Zweirichtungszähler ersetzt werden muss [\[Sol20\]](#).

Tabelle 8: Einmalige Kosten für die Umrüstung auf Eigenverbrauch von PVA in verschiedenen Leistungegrößen.

Anlagenleistung in kW _p	Einmalige Kosten in €
1-10	300
30	400
100	750

Quellen: [\[Sol20\]](#) [\[Pau20\]](#)

Im Folgenden werden einige Möglichkeiten vorgestellt und untersucht, die es ermöglichen, eine Erhöhung des Eigenverbrauchs zu erzielen.

4.2.1. Heizstab

Durch den Einbau eines PV-Heizstabes kann mithilfe des Solarstroms ein Teil des vor Ort anfallenden Wärmebedarfs gedeckt werden. Dadurch können anfallende Kosten für Trinkwasser und Heizung gesenkt werden. Wird der Wärmebedarf anderweitig mit dem Einsatz von fossilen Energieträgern gedeckt, kann hier zusätzlich eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen erreicht werden [\[Joc20\]](#).

Der Heizstab kann in einen bereits vorhanden Warmwasserspeicher oder Pufferspeicher installiert werden und abhängig der Ausführungsvariante mit der DC- oder AC-Seite der PVA verbunden werden [Mey14].

Am Markt existiert eine große Bandbreite an unterschiedlichen Produkten in verschiedenen Leistungsklassen. Die meisten decken einen Leistungsbereich ab, innerhalb dessen die Heizstäbe entweder stufenweise oder stufenlos regelbar sind. So können die Heizstäbe sich möglichst genau an die vor Ort herrschenden PV-Stromüberschüsse anpassen. Die meisten Modelle liegen im Leistungsbereich von 0,5 kW bis 13,5 kW [Fuh15]. Bei der Auswahl sollte auf ein sinnvolles Verhältnis zwischen PV-Anlagenleistung und Heizstableistung sowie des beheizbaren Wasservolumens geachtet werden [Ank17].

In Abhängigkeit der implementierten Regelung, kann der Heizstab direkt aus der PVA und zusätzlich aus einem Batteriespeicher oder direkt aus dem Stromnetz gespeist werden. Letztere Möglichkeit wird jedoch nicht als Zielführend erachtet und daher nicht weiter untersucht. Hierzu ist meist ein Smart Meter notwendig, der die unterschiedlichen Energieflüsse erfassen kann und entsprechend dieser den Heizstab regelt [Ank17].

Auch in Kombination mit einer Wärmepumpe (WP) kann der Einsatz eines Heizstabes als sinnvoll erachtet werden [Tja13]. Der Heizstab verringert besonders im Sommer das Takten der WP und verlängert so die Lebenszeit dieser [Ank17]. Andererseits ist die Wärmeerzeugung mit dem Einsatz einer WP meist um das Vielfache effizienter, was wiederum für eine intelligente und prognosebasierte Steuerung einer solchen spricht [Tja13]. Im Weiteren wird die Kombination aus WP und Heizstab nicht weiter betrachtet.

Die Installation ist meist mit wenig Aufwand verbunden und der Heizstab benötigt nicht zwingendermaßen eine aufwändige Einstellungen und aufwändige Programmierungen wie beispielsweise ein Smart-Home-System [Mey14]. In Tabelle 9 sind die Kosten sowohl für DC- als auch für AC-Heizstäbe mit unterschiedlichen Leistungsbereichen inklusive der Installationskosten aufgelistet.

Tabelle 9: Einmalige Kosten für die Nachrüstung eines Heizstabes für verschiedenen Leistungsbereiche inklusive Montagekosten.

Leistungsbereich in kW	Art der Regelung	Einmalige Kosten in €
0-2 (AC/DC)	stufenlos, intelligent gesteuert inkl. Smart Meter	950
0-3 (AC)	stufenlos, intelligent gesteuert exkl. Smart Meter	650
0-3 (AC)	stufenlos, intelligent gesteuert inkl. Smart Meter	1000
0-6 (AC)	stufenlos, intelligent gesteuert inkl. Smart Meter	1050
0-9 (AC)	stufenlos, intelligent gesteuert inkl. Smart Meter	1100

Quelle: Unterabschnitt A.1

4.2.2. Batteriesystem

Eine weitere Möglichkeit, den Eigenverbrauch des selbst erzeugten PV-Stroms zu erhöhen, bietet sich durch die Installation eines Batteriespeichers. Hierdurch kann der Eigenverbrauch bedeutend erhöht werden, indem das Batteriesystem als Puffer agiert [Sol20]. So kann überschüssige Energie gespeichert und bei Bedarf wieder in das Hausnetz abgegeben werden.

Hier ist besonders die Nettospeicherkapazität aber auch die Leistung des Batterie-WR mitent-

scheidend. Es ist dabei auf ein sinnvolles Verhältnis zwischen PV-Anlagenleistung, Speicherkapazität und Verbrauch zu achten.

In Kombination mit einem Batteriespeicher ist meist auch die Installation eines Home-Management-Systems notwendig, um diesen optimal betreiben zu können. In diesem Zusammenhang kann es notwendig sein, den Zählerschrank auszutauschen oder zu erneuern, was meist mit erheblichem Mehraufwand und Kosten verbunden ist [Sol20].

Trotz der verhältnismäßig hohen Investitionskosten, bietet ein Batteriespeicher eine attraktive Möglichkeit, den selbst erzeugten PV-Strom selbst zu nutzen. Zudem existieren auf Länderebene unterschiedliche Förderprogramme, welche die Installation eines Stromspeichers bezuschussen [SMA21].

Auswertungen des Zusammenhangs von PV-Nennleistung, Speicherkapazität und Eigenverbrauchsquote zeigen, dass schon mit kleinen Batteriespeichern Eigenverbrauchsquoten von bis zu 60 % möglich sind. Hier ist nicht die Speicherkapazität entscheidend, sondern das Verhältnis zwischen PVA und Stromverbrauch. Je größer das Verhältnis zwischen Anlage und Haushaltslast, desto geringer ist die Eigenverbrauchsquote bei gleichbleibender Speicherkapazität [Kat18].

Bei Neuanlagen wird meist ein Verhältnis von 1 kWh Speichervolumen pro 1 kW_P Anlagenleistung empfohlen [Sol20]. Da wie bereits erwähnt, der spezifische Ertrag von ausgeförderten Anlagen etwas geringer ausfällt, kann hier ein etwas geringeres Verhältnis beim Speichervolumen angesetzt werden. Bei Anlagen mit einer Nennleistung von unter 10 kW_P wird im weiteren von einer Speicherkapazität von 90 % des zuvor genannten Verhältnisses ausgegangen.

Die Kosten des Speichers inklusive Installation gestalten sich in Anlehnung an die Leistung der PVA wie in Tabelle 10 aufgeführt.

Tabelle 10: Einmalige Kosten für die Anschaffung eines Batteriesystems inklusive Installation für PVA in verschiedenen Leistungsgrößen.

Anlagenleistung in kW _P	Speicherkapazität in kWh	Einmalige Kosten in €
1	1	2000
3	2,5	3100
5	4,5	4600
7	6,5	5600
9	8	6400
30	20	16 000
100	70	56 500

Quellen: [Sol20] [Pau20] Unterabschnitt A.1

4.2.3. Stromcloud

Mit einer Stromcloud besteht die Möglichkeit, überschüssigen PV-Strom, der nicht direkt oder zeitversetzt mithilfe eines Batteriespeichers selbst verbraucht werden kann, in das Stromnetz einzuspeisen und dem/der Anlagenbetreiber*in auf einem sogenannten Cloudkonto gutgeschrieben zu werden. Bis zum jetzigen Zeitpunkt besteht die Möglichkeit hierfür nur in Kombination mit einem eigenen Batteriespeicher [Red20] [SEN21] [son21].

Einige Anbieter bieten eine Cloudlösung nur in Kombination mit deren eigenem Batteriesystem an [SEN21] [son21], es existieren auch Angebote, die unabhängig des Speicherherstellers genutzt werden können [Red20]. Hier sind auch spezielle Angebote für Betreiber*innen von ausgeförderten PVAs in Kombination mit den Batteriespeichern der jeweiligen Hersteller zu finden. Es wird oft eine Mindestleistung der PVA vorausgesetzt, um als Anlagenbetreiber*in an den jeweiligen Angeboten teilnehmen zu können [son21].

Die Stromcloud agiert als eine Art virtueller Stromspeicher, welcher bis zum jetzigen Zeitpunkt meist bei kleineren privaten Stromerzeuger*innen zum Einsatz kommt. Kann der Stromverbrauch vor Ort nicht durch die **PVA** oder den Batteriespeicher gedeckt werden, so wird der zuvor eingespeiste Strom zurück bezogen und mit dem Cloudkonto verrechnet. Mit diesem Konzept ist theoretisch ein Eigenverbrauch von 100 % möglich. [Sol20]

In diesen Modellen tritt der/die Anlagenbetreiber*in die entsprechende Einspeisevergütung an den Cloudanbieter ab. In die Cloud eingespeiste und nicht wieder abgerufene Energie wird dem/der Anlagenbetreiber*in am Jahresende in Höhe der zugehörigen Einspeisevergütung gutgeschrieben [SEN21]. Zudem ist ein monatliches Entgelt zu entrichten, welches sich an der jährlichen Strommenge orientiert, die aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen werden muss, um den anfallenden Verbrauch zu decken. Diese wird als Freistrommenge bezeichnet. So kann ein passendes vordefiniertes Paket gewählt werden, welches einer entsprechenden Freistrommenge entspricht. Hier sind beispielsweise auch Kombinationen mit **WPs**-Tarifen möglich, wobei die **WP** weiterhin über einen separaten Zähler versorgt werden kann. Dies ist mit Mehrkosten von circa 10 € pro Monat verbunden [Red20].

In Abhängigkeit des Anbieters ist dabei mithilfe des Batteriespeichers auch eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt möglich, mit welcher zusätzliche Gewinne erwirtschaftet werden können [son21]. So kann mithilfe einer Stromcloud überschüssiger Strom gut saisonal zwischengespeichert werden. Ob und in welchem Ausmaß das eine sinnvolle Option ist, muss im Einzelfall bewertet werden.

Das Angebot solcher Stromclouds zeigt sich am Markt allerdings als recht begrenzt. In **Tabelle 11** sind die monatlichen Kosten von Stromclouds im Verhältnis zur Freistrommenge aufgezeigt.

Tabelle 11: Monatliche Kosten für eine Stromcloud in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Freistrommenge pro Jahr.

Jährliche Freistrommenge in kWh	Monatliche Kosten in €
1000	25
2000	35
2500	40
3000	45
4000	60
5000	75

Quelle: [Red20]

4.2.4. Wärmepumpe

Wird das Gebäude, an dem sich die **PVA** befindet, mithilfe einer **WP** mit thermischer Energie versorgt, so kann auch diese durch die Anlage mit Strom versorgt werden. Somit können sich diese beiden Systeme hervorragend ergänzen. Die **PVA** liefert günstigen Strom für die **WP** und senkt somit die anfallenden Heizkosten. Im Gegenzug steigert die **WP** durch die erhöhte Abnahme des Solarstroms den Eigenverbrauch und so die Wirtschaftlichkeit der **PVA** [Tja13]. Da es sich bei den Gebäuden auf denen die Weiterbetriebsanlagen installiert sind um Bestandsgebäude handelt, die mindestens 20 Jahre alt sind, kann davon ausgegangen werden, dass der Einsatz von Wärmepumpen ohne eine entsprechende Sanierung und Dämmung des Hauses nicht immer in Frage kommt [Joc20].

WPs nutzen vorhandene Umgebungsenergie in Kombination mit der eigenen Antriebsenergie in Form von elektrischer Energie, um die Umgebungsenergie auf ein höheres Temperaturniveau zu heben. Die notwendige Umgebungsenergie kann je nach **WP**-Typ entweder aus der Umgebungsluft,

dem Erdreich oder dem Grundwasser entnommen werden. [Bun21b]

Die Anschaffungskosten einer **WP** können durch die ausgeforderte **PVA** mit Sicherheit nicht amortisiert werden. Jedoch kann in Abhängigkeit der installierten Leistung der **PVA** ein bedeutender Anteil des Netzbezugs der **WP** reduziert werden. Die **WP** kann auf unterschiedliche Weise in Kombination mit einer **PVA** betrieben werden. Meist werden diese mit einem, vom Hausstrom separaten, Zähler zu einem günstigeren Stromtarif versorgt [Ene16]. Einerseits besteht die Möglichkeit diesen Zähler zu entfernen und die **WP** auf die Hauselektrik umzuverdichten. Hierbei wird die **WP** im Betrieb jedoch lediglich mit **PV**-Strom versorgt, wenn zu dem Zeitpunkt ein Überschuss besteht. Um einen höheren Eigenverbrauch zu erzielen, kann die **WP** zusätzlich, meist mittels einer **Smart Grid (SG)**-Ready Schnittstelle, direkt mit dem **WR** oder dem Smart-Home-System verbunden werden [Ene16]. So kann bei vorhandenem Stromüberschuss gezielt die **WP** eingeschaltet und im Wärmespeicher zwischengespeichert werden. Grundsätzlich kann in Kombination mit dem **PV**-Strom weiterhin ein separater **WP**-Tarif genutzt werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass ein aufwändigeres Messkonzept (Wärmepumpenkaskade [Ver19]) notwendig ist. Die Kosten für das Messkonzept mit einer Wärmepumpenkaskade hängen in erster Linie von den vor Ort herrschenden Zählerschrankbedingungen ab. Sind genug Zählerplätze vorhanden kann mit Kosten von circa 300€ ausgegangen werden ([Unterabschnitt A.1](#)), wobei die Kosten für neue Zählerschränke circa 2000€ betragen [Pau20].

In Kombination mit einem Batteriesystem kann der Eigenverbrauch zusätzlich erhöht werden. Die zu erwartenden Eigenverbrauchsanteile je nach Systemkombination sind in [Tabelle 12](#) zu sehen. Die Daten stammen aus einer Studie der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTWB) in Kooperation mit dem Reiner Lemoine Institut (RLI) [Tja13].

Tabelle 12: Eigenverbrauchsanteil für Solarstrom in Kombination mit einer **WP** in unterschiedlichen Konzepten für zwei unterschiedliche **PV**-Anlagenleistungen.

Konzept	Eigenverbrauchsanteil in %	
	PV 3 kW _P	PV 6 kW _P
Nur Haushaltsstrom	35	20
Haushaltsstrom mit WP (ohne Schnittstelleneinbindung)	45	30
Haushaltsstrom mit WP (mit Schnittstelleneinbindung)	70	50
Haushaltsstrom mit WP (mit Schnittstelleneinbindung) und Heizstab	85	70

Quelle: [Tja13]

Wie in [Tabelle 12](#) dargestellt, kann in Abhängigkeit der **PV**-Anlagengröße und des gewählten Betriebskonzepts der **WP** zwischen 25 % bis 100 % Eigenverbrauch erzielt werden. Hierbei ist auch das vorhandene Speichervolumen an Wasser entscheidend, in dem die Wärme zwischengespeichert werden kann. Auch eine Kühlung mithilfe des **PV**-Stroms in Kombination mit einer **WP** kann besonders im Sommer eine attraktive Möglichkeit bieten [Ene16].

Soll eine **WP** mit dem **PV**-Strom versorgt werden, muss diese im Zählerschrank umverdrahtet werden, was meist mit wenig Aufwand verbunden ist. Die Kosten hierfür sind sowohl von der **PV**-Anlagengröße als auch der Leistung der **WP** unabhängig. Diese werden hier mit 300€ beaufschlagt ([Unterabschnitt A.1](#)). Dabei werden zusätzlich anfallende Kosten für eine intelligente Einbindung der **WP** nicht berücksichtigt, da diese stark von den lokalen Bedingungen abhängen. Soll darüberhinaus ein separater **WP**-Tarif genutzt werden, ist ein aufwändigeres Messkonzept notwendig, welches, wie bereits erwähnt, mit erheblichen Mehrkosten verbunden sein kann. [Ene16]

4.2.5. Elektrofahrzeug

Im Zuge der Dekarbonisierung des Straßenverkehrs spielt die Elektromobilität eine immer wichtige Rolle. Durch die staatlichen Zuschüsse zum Kaufpreis und die Steuerbefreiung wird in den nächsten Jahren eine bedeutende Zunahme an Anschaffungen erwartet [Pre21].

Mit dem Einzug des Elektrofahrzeugs in den Privathaushalt ergibt sich die Möglichkeit, dieses ebenfalls mit eigenem PV-Strom zu Laden und den Netzbezug zu reduzieren. Moderne Elektrofahrzeuge für den Privatbereich weisen im Durchschnitt einen Realverbrauch zwischen 15 kWh/100 km und 25 kWh/100 km auf [Wie21]. Hierbei hängt der Eigenverbrauchsanteil wieder stark von der verwendeten Ladestrategie ab. Aber auch die Ladeleistung der Ladestation sowie das individuelle Fahrverhalten spielen eine entscheidende Rolle. Ausschlaggebend hierbei sind die Standzeiten des Elektrofahrzeuges an der heimischen Ladesäule [inf17]. Steht das Elektrofahrzeug vorwiegend über den Tag, wenn die Sonne scheint, kann es mit einem höheren Anteil an PV-Strom versorgt werden.

Ein Ergebnisbericht zum Erstnutzerverhalten von Elektrofahrzeugen in Deutschland durch das Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) [Ina15] ergab, dass der bevorzugte Ladeort der privaten Nutzer*innen und die höchste Nutzungshäufigkeit in unmittelbarer Nähe zum Wohnort liegt. Zudem werden Elektrofahrzeuge von Privatnutzer*innen für die allermeisten täglichen Wegzwecke genutzt. So legen 63 % der Nutzer*innen mit ihrem Elektrofahrzeug täglich den Arbeits- oder Ausbildungsweg zurück. Das Laden der Elektrofahrzeuge findet hauptsächlich abends statt. 51 % der privaten Nutzer*innen schließen das Fahrzeug zwischen 18 Uhr und 22 Uhr an den Ladepunkt an. Diese Ladezeiten richten sich in der Regel nach den Arbeitszeiten des/der Nutzer*in. Die genannten Angaben decken sich mit denen der Befragung zur Mobilität in Deutschland 2017 (MiD) Ergebnisbericht [inf17].

Des Weiteren spielt die Ladeleistung eine entscheidende Rolle. Im privaten Bereich spielen die Leistungsklassen bis 3,7 kW, 11 kW und 22 kW an AC-Ladeleistung eine besonderer Relevanz [inf17]. Für Letztere ist aufgrund der hohen Belastung des öffentlichen Stromnetzes eine separate Genehmigung vom jeweiligen Netzbetreibers notwendig [Stä21]. Auch die Ladestrategie spielt eine große Rolle. Hier existieren Konzepte vom einfachen Überschussladen mit PV-Strom bis zu smarten Ladesäulen, die in ein Smart-Home-System integriert werden können und Prognosebasiertes Laden vollziehen.

Zukünftig sind hier auch andere Konzepte wie bidirektionales Laden möglich, sodass im Elektrofahrzeug gespeicherte Energie wieder an die Verbraucher des Hausnetzes abgegeben werden kann [Dan18]. Diese Möglichkeit wird jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet.

5. Systemmodellierung

In dem vorliegenden Kapitel wird das Modell vorgestellt, auf welchem die simulationsbasierte Auswertung der Weiterbetriebsmöglichkeiten ausgeförderter PVAs basiert. Da sich, wie in Unterabschnitt 2.1 beschrieben, nahezu 80 % der ausgefördernten Anlagen im Leistungsbereich von unter 10 kW_P befinden, begrenzt sich das Simulationsmodell auf dieses Anlagensegment. Mit dem erstellten Modell ist jedoch mit wenig Aufwand auch die Simulation von größeren Anlagenleistungen möglich. Bei dem erstellten Modell handelt es sich um eine Simulation, welches in keinem Fall eine exakte Nachbildung der Realität darstellen kann. In diesem Modell soll die AC-Leistungsabgabe eines netzgekoppelten PV-Generators nachgebildet werden. Um die in Abschnitt 4 beschriebenen Weiterbetriebsoptionen der Anlagen untersuchen zu können, wird deren Zusammenspiel mit dem PV-Generator sowohl einzeln als auch in Kombination simuliert. Dabei werden die Energieflüsse zwischen den einzelnen Komponenten der verschiedenen Betriebsoptionen nachgebildet und deren wirtschaftliche Auswirkungen untersucht. Im Vordergrund stehen die verschiedenen Möglichkeiten, den selbst erzeugten Strom vor Ort selbst zu verbrauchen und das dabei entstehende wirtschaftliches Einsparpotential zu untersuchen.

In Abbildung 11 sind die Systemkomponenten dargestellt, welche in Kombination mit dem PV-Generator im Rahmen der Simulation untersucht werden.

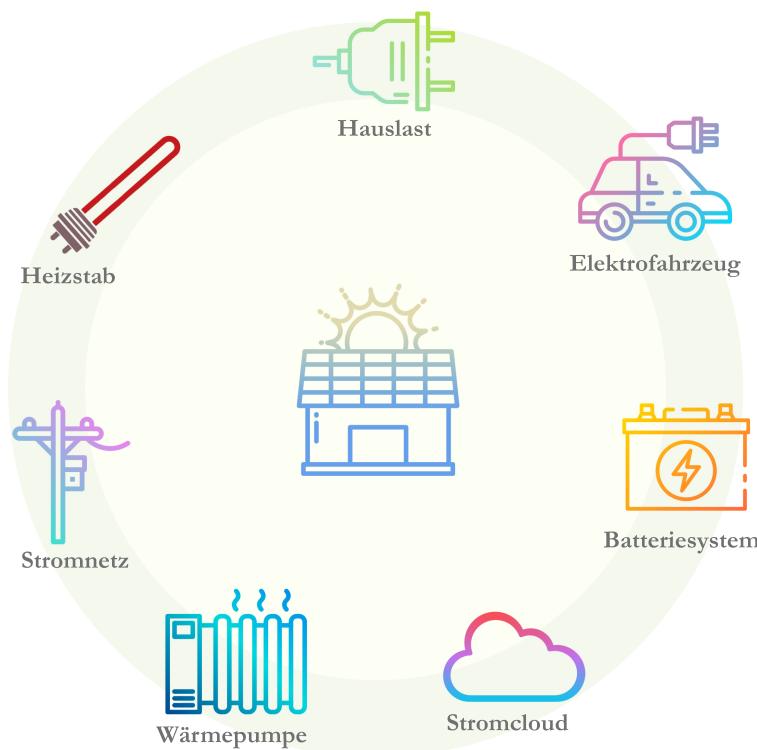


Abbildung 11: Wesentliche Systemkomponenten die in Verbindung mit den ausgeförderten PVAs untersucht werden. [Fre21]

5.1. Modellbildung

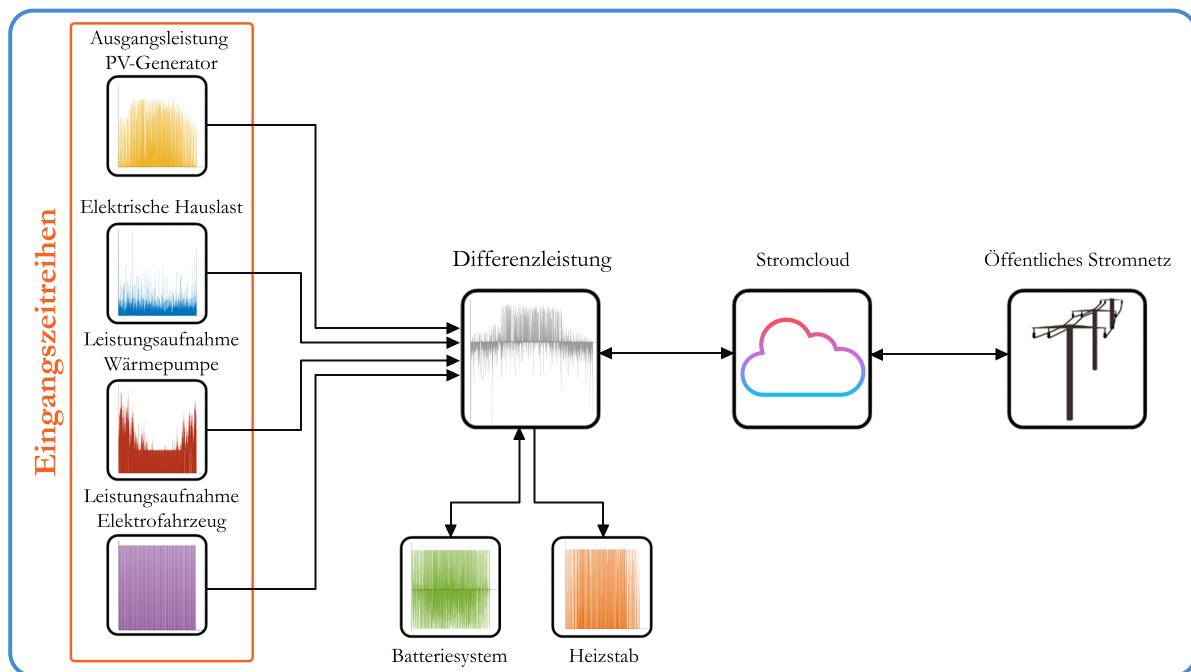
In diesem Abschnitt wird das Modell zur zeitschrittbasierten Simulation eines PV-Generators im Zusammenspiel mit den diversen Verbrauchern erläutert. Im Folgenden wird die Zielsetzung des Simulationsmodells vorgestellt.

- Mit dem Modell soll das Zusammenspiel der einzelnen elektrischen Komponenten mit einer einminütigen Auflösung nachgebildet werden.
- In dem Modell sollen die wesentlichen Leistungsflüsse zwischen den Komponenten abgebildet werden, um deren wirtschaftlichen Einfluss analysieren zu können.
- Das Modell soll einen Großteil der Möglichkeiten und Herausforderungen nachbilden, mit denen sich Anlagenbetreiber*innen von ausgeförderten PVAs konfrontiert sehen.

Es müssen dabei Kompromisse zwischen der Detailtiefe und der Rechenzeit eingegangen werden, um diese in einem angemessenen Rahmen halten zu können. So beschränkt sich das Simulationsmodell auf die mathematische Beschreibung der zeitlich abhängigen Leistungsflüsse zwischen den einzelnen unveränderlichen Systemkomponenten. Hier werden beispielsweise die Alterung der Solarmodule oder des Batteriespeicher, sowie in der Realität auftretende Strom-Spannungs-Abhängigkeiten der einzelnen Wirkungsgrade nicht mitberücksichtigt. Basierend auf den in **Unterabschnitt 3.1**, **Abschnitt 2** und **Abschnitt 4** erlangten Erkenntnissen wird ein entsprechendes Modell gebildet.

Das Simulationsmodell baut auf einem im Wintersemester 2019/2020 an der HTWB im Rahmen des Masterkurses Solarspeichersysteme im Studiengang Regenerative Energien entwickelten Simulationsmodell auf. In diesem wird ein PV-Generator in Kombination mit einer elektrischen Hauslast und einem Batteriesystem nachgebildet. Dieses wird im Rahmen dieser Arbeit angepasst und erweitert.

Abbildung 12 gibt einen Überblick über die Struktur des in MATLAB entwickelten Modells mit den verschiedenen Eingangsparametern sowie den unterschiedlichen Betrieboptionen. Mit dem erstellten Simulationsmodell wird der zeitliche Verlauf über ein Kalenderjahr des Zusammenspiels der einzelnen elektrischen Systemkomponenten nachgebildet. Die einzelnen elektrischen Lasten sowie die Leistungsabgabe des PV-Generators werden dabei in einzelne Zeitreihen als Eingangsparameter verwendet, auf welche nachfolgend genauer eingegangen wird. Ausgehend davon werden je nach Systemkonfiguration die unterschiedlichen Differenzleistungen ermittelt, auf welchen aufbauend wiederum das Verhalten der weiteren Komponenten wie des Batteriesystems oder des Heizstabes ermittelt werden können. Im Weiteren wird der notwendige Energieaustausch mit der Stromcloud und/oder dem öffentlichen Stromnetz untersucht. Abschließend erfolgt eine wirtschaftliche Betrachtung des Betriebs über den genannten Zeitraum der jeweiligen Systemkonfiguration.



Energetische und wirtschaftliche Betrachtung

Abbildung 12: Vereinfachtes Blockdiagramm des Simulationsmodells zur Untersuchung der unterschiedlichen Weiterbetriebsoptionen. [Fre21]

Nachfolgend werden die Modellansätze zur Berechnung der einzelnen Systemkomponenten sowie das Simulationsmodell vorgestellt. In *PVU20.m* werden in einem ersten Schritt die einzelnen unveränderlichen Systemparameter der einzelnen Komponenten wie beispielsweise Wirkungsgrade und Ladeleistungen definiert. Im Weiteren werden die Werte der zu variierenden Systemparameter festgelegt, bevor diese in einem Großteil der Kombinationsmöglichkeiten zusammengestellt und berechnet werden. Im Folgenden sind alle gewählten Systemparameter und deren Größen festgehalten, welche innerhalb der Durchführung der Parametervariation verwendet werden:

- Variable 01: Nominale PV-Generatorleistung von 1 kW_p bis 10 kW_p mit einer 1 kW_p Auflö-

sung.

- Variable 02: Azimutausrichtung des **PV**-Generators mit 90° für eine Ost-Ausrichtung, 180° für eine Süd-Ausrichtung und 270° für eine West-Ausrichtung.
- Variable 03: Jährlicher Stromverbrauch der Hauslast von 0 kWh bis 5000 kWh mit einer 1000 kWh Auflösung.
- Variable 04: Nutzbare Batteriekapazität von 0 kWh bis 10 kWh mit einer 2,5 kWh Auflösung.
- Variable 05: Jährliche Freistrommenge der Stromcloud von 0 kWh bis 4000 kWh mit einer 1000 kWh Auflösung.
- Variable 06: Heizstab zur Nutzung von **PV**-Stromüberschüssen, stufenlos regelbar im Leistungsbereich 0,5 kW bis 4 kW.
- Variable 07: Jährlicher **WP**-Stromverbrauch von 0 kWh bis 6000 kWh mit einer 2000 kWh Auflösung.
- Variable 08: Jährliche Fahrstrecke eines Elektrofahrzeuges mit 0 km, 8000 km, 12 000 km und 16 000 km.
- Variable 09: Einspeisevergütung des vermarkteten Stromes mit 0 ct/kWh, 2 ct/kWh, 3 ct/kWh und 4 ct/kWh.
- Variable 10: Strombezugspreis aus dem öffentlichen Netz von 25 ct/kWh bis 35 ct/kWh mit einer Auflösung von 5 ct/kWh.
- Variable 11: Monatlich laufende Kosten für den Weiterbetrieb von 0 € bis 80 € mit einer Auflösung von 20 €.
- Variable 12: Notwendige einmalige Investitionen von 0 €, 1000 €, 3000 €, 5000 €, 7000 € und 10 000 €.

Aus diesen Variablen ergibt sich eine Anzahl von 51 840 000 Kombinationsmöglichkeiten, welche jeweils einzeln berechnet werden müssen. Im weiteren Verlauf der Simulation werden die jeweiligen Differenzleistungen, unter anderem zur **PV**-Generatorleistung, ermittelt und so das Hausnetz nachgebildet. Basierend darauf kann je nach Systemauslegung das Verhalten des Batteriesystems mittels *bssim.m* und/oder des Heizstabes mittels *hssim.m* berechnet werden. Im Anschluss kann die Netzeinspeisung sowie der Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz ermittelt werden. Ist die Stromcloud aktiv, wird in *clsim.m* der Stromtausch mit dem öffentlichen Netz im Rahmen der Freistrommenge manipuliert. Abschließend können die Energiesummen der zwischen den Komponenten geflossenen Leistung berechnet und die damit verbundenen wirtschaftlichen Aspekte untersucht werden. Als letzter Schritt werden die ermittelten Daten in der Ergebnismatrize *Ergebnisse.mat* abgespeichert.

Nachfolgend werden überschlägig die einzelnen Modellansätze der Komponenten und Annahmen zur Erstellung und Berechnung des Simulationsmodells beschrieben. Hierbei wird auch auf die wirtschaftlichen Aspekte eingegangen, die im Rahmen des Simulationsmodell berücksichtigt werden.

PV-Generator

In einem ersten Schritt muss die zeitliche Leistungsabgabe des **PV**-Generators generiert werden, welche das Herzstück der Simulation bildet, da alle weiteren Leistungsflüsse des Modells von dieser abhängig sind. Das Leistungsprofil wird mit Hilfe der **Photovoltaic Library (PVLib)** Toolbox

[San06a] erstellt, welche sowohl für MATLAB als auch für Phyton frei zur Verfügung steht. Dieses dient zur Simulation der Leistungsabgabe von PV-Energiesystemen. Eine ausführliche Dokumentation ist unter [San06b] zu finden. PVLib ist ein Produkt der Kollaboration von PV-Fachleuten und der Photovoltaic Performance Modelling Collaborative (PVPMC), welches an den Sandia National Laboratories entwickelt wurde. Es ist von Anfang an als Open-Source-Softwareprojekt angeboten worden und ist durch die Beiträge seiner aktiven Nutzergemeinschaft erheblich gewachsen.

Als Eingangsdaten dienen die aufgezeichneten Wetterdaten der HTWB-Wetterstation des Jahres 2017, welche unter [Hoc17] frei zugänglich sind. Bei diesen werden die vorhandenen Messlücken und fehlerhaften Messwerte linear zu den zur Verfügung stehenden Messpunkten ergänzt. Die Daten der Globalstrahlung und der Diffusstrahlung sind, bereits um Messlücken und fehlerhafte Messwerte bereinigt, ebenfalls frei zugänglich [Alf17].

Folgende jährliche Datenreihen werden in einminütiger Auflösung zur Generierung der Leistungsangabe des PV-Generators mit PVLib verwendet:

- Globalstrahlung in W/m^2 ,
- Diffusstrahlung in W/m^2 ,
- Windgeschwindigkeit in m/s (fehlende Datenpunkte 2919),
- Atmosphärischer Druck in Pa (fehlende Datenpunkte 2928, negative Datenpunkte 81),
- Temperatur in $^\circ\text{C}$ (fehlende Datenpunkte 3009).

Des Weiteren müssen die einzelnen Komponenten des PV-Generators ausgewählt und verschaltet werden. Hierzu wird eine PVA mit einer Anlagenleistung von $2,8 \text{ kW}_p$ (durchschnittliche Anlagenleistung im Anlagensegment unter 10 kW_p) unter der Verwendung von möglichst alten Systemkomponenten, die denen der aus der Förderung fallenden Anlagen möglichst nahe kommen, modelliert. Da PVLib ein US-Amerikanisches Produkt darstellt, ist die Datenbank der möglichen, auswählbaren Komponenten auf diesen Markt begrenzt. Im Folgenden sind die ausgewählten Komponenten des PV-Generators aufgelistet, sowie die Definition der Anlagenkonfiguration, welche in PVLib verwendet wird:

- Solarmodul: Siemens Solar SP140 aus dem Jahr 2001 mit 140 W_p (Nummer #402). Diese werden zu zwei parallelen Strings mit jeweils zehn Modulen miteinander in Serie verschaltet.
- Ausrichtung der Modulfläche: Neigungswinkel 35° ; Azimutausrichtung (drei Varianten) 90° , 180° und 270° .
- WR: PV Powered PVP2800 aus dem Jahr 2005 mit 2800 W (Nummer #798).
- Koordinaten: Breitengrad 52.210000; Längengrad 14.122000; Höhe 50 m.

Bei der Auslegung des PV-Generators wird auf die jeweiligen elektrischen Parameter der Komponenten geachtet, sodass diese eine elektrisch sinnvolle Auslegung ergeben. Um den Ertrag einer 20 Jahre alten Anlage nachzubilden, wird unter Berücksichtigung des in Unterabschnitt 2.3 ermittelten spezifischen Ertrag von $941 \text{ kWh}/\text{kW}_p$ ein Verschmutzungsfaktor der Modulfläche von 0,86703 gewählt.

So werden drei zeitliche Profile der AC-Leistungsabgabe eines PV-Generators mit einer einminütigen Auflösung über den Zeitraum von einem Jahr generiert. Die Erzeugungsprofile werden anschließend auf die Leistung des PV-Generators skaliert, um ein spezifisches Erzeugungsprofil zu erhalten, welches auf alle Leistungsklassen angewendet werden kann. Diese entsprechen jeweils einer Modulausrichtung für eine Anlage mit Ost-Ausrichtung *ppv090*, Süd-Ausrichtung *ppv180* sowie West-Ausrichtung *ppv270* und sind in der Datei *Eingangsdaten.mat* zu finden.

Haushaltlast

Als elektrische Haushaltlast dient ein Jahresprofil in einer einminütigen Auflösung, welches an der HTWB entwickelt und unter [Tja15] frei zugänglich ist. Das Lastprofil wurde im Rahmen eines Projekts der Forschungsgruppe „Solarspeichersysteme“ erstellt, in welchem 74 Lastprofile entstanden, mit dem Ziel der Erstellung von repräsentativen Lastprofilen für Einfamilienhäuser auf der Grundlage zweier Messkampagnen. Eine ausführliche Beschreibung zur Methodik sowie der Datengrundlage findet sich im Projektbericht unter [Tja20]. Bei dem verwendetem Lastprofil handelt es sich um die Datenreihe 31. Dieses wird auf den gesamten Jahresverbrauch skaliert, um ein spezifisches Hauslastprofil zu erhalten, welches auf alle jährlichen Stromverbräuche angewendet werden kann. Es ist in der Datei *Eingangsdaten.mat* unter dem Namen *pl* zu finden.

Heizstab

Der Einsatz des Heizstabs für die Bereitstellung von Wärme mithilfe von Solarstrom wird wie bereits erwähnt in *hssim.m* berechnet. Dieser wird als stufenlos regelbar von 0,5 kW bis 4 kW definiert. Hier wird eine Umwandlung von 1 kWh elektrischer Energie in 1 kWh thermische Energie vorausgesetzt [But17]. Der Heizstab wird nur eingeschaltet, wenn ein Überschuss an PV-Strom besteht und so weder aus dem Batteriesystem noch aus dem öffentlichen Stromnetz versorgt. Vorrang zur Versorgung mit PV-Strom haben, in Abhängigkeit der Systemkombination, die Hauslast, gefolgt von der WP, dem Elektrofahrzeug, der Ladung des Batteriesystems und letztlich dem Heizstab.

Innerhalb der Heizperiode (1. Oktober bis 31. März) wird aller zur Verfügung stehender Stromüberschuss innerhalb des definierten Leistungsbereiches in Wärme umgewandelt. Außerhalb dieser Periode wird die maximale tägliche Erzeugung von Wärme mittels Heizstab auf 6 kWh begrenzt. Dies entspricht ungefähr dem täglichen Warmwasserbedarf einer dreiköpfigen Familie [The19]. Um die Rechenzeit zu verkürzen, wird jedoch die Begrenzung der maximalen Wärmeproduktion auf einen Zeitraum von zwölf Stunden reduziert. Diese Vereinfachung bringt eine vernachlässigbare Abweichung mit sich.

Aus wirtschaftlicher Betrachtung wird hier unter der Voraussetzung der anderweitigen Wärmeerzeugung mit Gas oder Heizöl eine durchschnittliche Einsparung von 6,5 ct/kWh angesetzt [The19].

Eine Versorgung des Heizstabs mit Hilfe des Batteriesystems oder des Stromnetzes wird im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht, genauso wenig wie eine Kombination aus Heizstab und WP.

Batteriesystem

Wie bereits erwähnt, stammt das Simulationsmodell des Batteriesystems *bssim.m* aus einem an der HTWB im Rahmen des Masterkurses Solarspeichersysteme entwickelten Simulationsmodell. Hierbei handelt es sich um ein AC-gekoppeltes Batteriesystem, welches innerhalb der vordefinierten Systembedingungen überschüssigen PV-Strom zwischengespeichert und bei Bedarf zurück in das Hausnetz speist.

Als feste Parameter werden dafür die Lade- und Entladeleistungen des Batteriesystems mit 2,5 kW hinterlegt. Der mittlere Umwandlungswirkungsgrad des Batteriewechselrichters sowohl für den Lade- als auch für den Entladebetrieb wird mit 93 % festgelegt. Der mittlerer Umwandlungswirkungsgrad für den Batteriespeicher mit 95 %. Diese Werte entsprechen denen im Durchschnitt für Batteriespeichersysteme angegebenen Wirkungsgrade, basierend auf der im Rahmen der „Stromspeicher-Inspektion 2020“ durchgeföhrten Studie zur Analyse von Stromspeichern am deutschen Markt [Joh20].

In Abhängigkeit der Systemparameter kann aus dem Batteriesystem sowohl der Hausverbrauch als auch der Strombedarf der WP versorgt werden. Eine Versorgung des Elektrofahrzeugs

sowie des Heizstabs mit dem Einsatz des Batteriesystems wird im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht.

Stromcloud

Für die Möglichkeit einer Stromcloud muss ein Batteriespeicher vorhanden sein. Da anhand einer durchgeführten Marktrecherche von Stromcloudanbietern eine Mindestgröße an PV-Leistung vorausgesetzt wird, muss hier eine Mindestgröße des PV-Generators von $2,5 \text{ kW}_p$ festgesetzt werden [son21]. Die Betrachtung der Netzeinspeisung und des Netzbezuges für die Berechnungen der Stromcloud in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Freistrommenge werden in *clsim.m* durchgeführt.

Hierfür wird zunächst in die Kategorien unterhalb oder überhalb der zur Verfügung stehenden Freistrommenge unterschieden, bevor diese anschließend erneut in die Kategorien positive und negative Cloudbilanz differenziert werden. Die Cloudbilanz bezieht sich auf das Verhältnis zwischen Einspeisung und Bezug in und aus dem öffentlichen Stromnetz. Wird mehr Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist als bezogen, so entsteht ein Stromüberschuss in der Stromcloud, welcher zur geltenden Einspeisevergütung vergütet wird. Entsteht ein negatives Verhältnis zwischen Strombezug und Freistrommenge, wird diese Energiemenge zum geltenden Bezugstarif aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Der aus der Stromcloud bezogene Strom wird vorrangig für die Deckung des Hausverbrauchs verwendet, gefolgt von der WP und letztlich dem Elektrofahrzeug. Die Ermittlung der einzelnen Deckungsanteile mit dem Cloudstrom werden ebenfalls in *clsim.m* durchgeführt. Die anfallenden Kosten für die Stromcloud können in den laufenden Kosten berücksichtigt werden.

Wärmepumpe

Der Einsatz der WP wird in Form eines elektrischen Lastprofils in der Simulation dargestellt. Das verwendete Lastprofil wurde am Austrian Institute of Technology (AIT) basierend auf gemessenen SmartMeter-Daten aus Feldversuchen in Deutschland und Österreich generiert. Es ist unter [Aus18] frei zugänglich und eine ausführliche Dokumentation kann unter [Mat18] eingesehen werden.

Das verwendete Lastprofil stellt den Einsatz einer WP ohne Sperrzeiten in 15-minütiger Auflösung dar. Da die Simulation in einminütiger Auflösung durchgeführt werden soll, muss das Lastprofil angepasst werden. Hierfür wird die Auflösung auf eine Minute erhöht und die Leistungsaufnahme innerhalb der 15 min-Fenster als konstant angesehen. Anschließend wird das Lastprofil auf den gesamten Jahresverbrauch skaliert, um ein spezifisches Lastprofil zu erhalten, welches auf alle jährlichen Stromverbräuche der WP angewendet werden kann. Dieses ist in der Datei *Eingangsdaten.mat* unter dem Namen *pwp* zu finden.

Die Auswirkungen einer intelligenten Steuerung der WP (beispielsweise mittels SG-Ready Schnittstelle) werden im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht, genausowenig wie die Kombinationsmöglichkeit mit einem Heizstab.

Elektrofahrzeug

Auch der Einsatz eines Elektrofahrzeugs wird mithilfe eines Lastprofiles in der Simulation dargestellt. Hier wird ein Lastprofil herangezogen welches mit Hilfe des Software Tools **simulative Battery Electric Vehicle (simBEV)** am RLI im Rahmen einer Masterarbeit mitentwickelt wurde [Kil21].

Die Grundlage des simBEV-Tools bildet die Befragung MiD [inf17], welche die Datengrundlage für das alltägliche Mobilitätsverhalten von Personen und Haushalten über ein Jahr darstellt. Die Fahrtdaten werden über einen probabilistischen Ansatz erstellt, wobei Standzeiten generiert und die jeweiligen Ladezustände des Batteriespeichers ermittelt werden. Mithilfe von simBEV wurde am RLI eine Vielzahl an Lastprofilen generiert. Das ausgewählte Standzeitenprofil entspricht

dem eines Mittelklasse-Fahrzeuges mit 100 kWh Batteriekapazität und einer durchschnittlichen jährlichen Fahrstrecke von etwa 13 500 km. Das entspricht der durchschnittlichen deutschen Jahresfahrleistung im Jahr 2019 [Kra20]. Innerhalb der Fahrleistung werden Wegzwecke wie Arbeit, Einkauf oder Freizeit berücksichtigt.

Aus dem in [simBEV](#) generierten Standzeitenprofil kann anschließend das elektrische Leistungsprofil des Elektrofahrzeugs generiert werden. Die AC-Ladeleistung wird mit konstanten 11 kW und einem mittleren Umwandlungswirkungsgrad des Ladevorgangs von 90 % festgelegt. Des Weiteren wird ein mittlerer Umwandlungswirkungsgrad des Batteriespeichers im Elektrofahrzeug von 95 % angesetzt. Der Anteil der Zuhause geladenen Energiemenge wird mit 80 % angenommen [inf17]. Der Verbrauch des Elektrofahrzeugs wird mit 19 kWh/100 km veranschlagt. Das spiegelt den Mittelwert eines durch den Allgemeine Deutsche Automobil-Club e. V. (ADAC) durchgeföhrten, realitätsnahen Verbrauchstest mit 27 am deutschen Markt verfügbaren Elektrofahrzeugen wider [Wie21]. Steht das Fahrzeug, so wird dieses unverzüglich mit einer konstanten Ladeleistung von 11 kW beladen, bis der Batteriespeicher vollkommen geladen ist. Dieser kann je nach Auslegungsvariante mit überschüssigem PV-Strom, aus der Stromcloud oder dem öffentlichen Netz gespeist werden. Eine Batterieladung des Fahrzeugs mithilfe des Batteriesystems wird an dieser Stelle nicht untersucht. Die Auswirkungen einer intelligenten Steuerung des Ladevorgangs des Elektrofahrzeugs wird im Rahmen dieser Arbeit ebenfalls nicht untersucht. Mit Hilfe dieser ist mit hoher Wahrscheinlichkeit eine optimale Nutzung des PV-Stromes für diesen Einsatz möglich [WBC21].

Bezugspreis Strom

Falls ein Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms erfolgt, ist der aktuelle Strompreis für Verbraucher*innen ausschlaggebend, da auf diesen Wert basierend, die Einsparung durch den Eigenverbrauch kalkuliert werden kann. Der aktuelle Haushaltsstrompreis für private Nutzer*innen liegt bei etwa 30 ct/kWh [Pau20]. Da der weitere Verlauf des Strompreises unter Berücksichtigung des Börsenstrompreis und Gebühren, sowie neuen Konzepte wie flexible Strompreistarife nicht vorauszusehen ist, wird zusätzlich sowohl ein darunter als auch ein darüber liegender Strompreis gewählt. Des Weiteren wird keine Strompreisänderung des Bezugspreises über den Betrachtungszeitraum berücksichtigt.

Einspeisevergütung

Eine weitere entscheidende, wirtschaftliche Rahmenbedingung für die Vermarktung von eingespeistem Strom nach Förderende setzt der Marktwert des PV-Stroms. Für die Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 der EEG-Novelle 2021 ist der Jahresmittelwert des Marktwertes von Strom aus Solaranlagen entscheidend. Wie in [Unterabschnitt 3.4](#) gezeigt, schwankte dieser in den letzten fünf Jahren zwischen 2,879 ct/kWh bis 4,515 ct/kWh [Net21]. Von dem anzulegenden Wert sind weiterhin die Vermarktungskosten abzuziehen. Diese liegen im Jahr 2021 für Solaranlagen ohne intelligentes Messsystem bei 0,4 ct/kWh [Net21]. Des Weiteren wird keine Preisänderung der Einspeisevergütung über den Betrachtungszeitraum berücksichtigt.

Laufende Kosten

Auch die laufenden Kosten bilden einen wichtigen wirtschaftlichen Aspekt. Hier sollen die in [Unterabschnitt 3.3](#) anfallenden Betriebskosten berücksichtigt werden, mit Ausnahme der Vermarktungskosten, Umlagen und Gebühren, welche bei der Einspeisevergütung berücksichtigt werden müssen. Des Weiteren werden hier eventuell anfallende Kosten für die Stromcloud abgebildet.

Einmalige Investitionen

Als Letztes müssen die möglichen, in [Abschnitt 4](#) beschriebenen, einmaligen Kosten berücksichtigt werden. Diese Kosten betreffen mögliche technische Umrüstungsarbeiten an der **PVA** und/oder der Hauselektrik, um die jeweilige Weiterbetriebsoption nutzen zu können.

5.2. Modellvalidierung

In diesem Abschnitt werden die mit dem in [Unterabschnitt 5.1](#) vorgestelltem Simulationsmodell ermittelten Ergebnisse auf ihre Plausibilität untersucht. Hierzu wird das Simulationsprogramm PV***SOL** der Valentin Software GmbH verwendet [[Val21](#)]. Dieses repräsentiert ein dynamisches Simulationsprogramm zur Planung und Simulation von **PV**-Systemen in Kombination mit Verbrauchern, Batteriesystemen und Elektrofahrzeugen. Hierbei handelt es sich ebenfalls um ein Simulationsmodell, welches in keinem Fall eine exakte Nachbildung der Realität darstellen kann. Die hiermit ermittelten Ergebnisse sind in [Unterabschnitt A.2](#) zu finden.

Für die Validierung werden drei repräsentative **PV**-Generatorleistungen von 2 kW_p , 5 kW_p und 9 kW_p ausgewählt. Diese werden anfangs mit den verschiedenen Weiterbetrieboptionen einzeln und anschließend kombiniert analysiert. Folgende Parameter und Systemkombinationen sollen im einzelnen untersucht werden:

- Jahreserträge für die einzelnen **PV**-Generator-Ausrichtungen,
- Eigenverbrauch mit Haushaltslast,
- Eigenverbrauch mit Haushaltslast und Batteriespeicher,
- Eigenverbrauch mit Haushaltslast und **WP**,
- Eigenverbrauch mit Haushaltslast, **WP** und Batteriespeicher,
- Eigenverbrauch mit Haushaltslast und Elektrofahrzeug.

Eine Validierung für den Heizstab und die Stromcloud wird an dieser Stelle nicht durchgeführt. Mit dem Simulationsprogramm PV***SOL** wird ein **PV**-Generator in der entsprechenden Leistungsgröße unter Berücksichtigung der in [Abschnitt 5.1](#) erläuterten Parameter nachgebildet, mit welchem die Berechnungen der unterschiedlichen Systemkonfigurationen in einer einminütigen Auflösung durchgeführt werden. Um eine Vergleichbarkeit mit den ausgeführten Anlagen zu ermöglichen, wird eine Anlagenkonfiguration gewählt, die dem entsprechenden spezifischen Ertrag von 941 kWh/kW_p bei einer Süd-Ausrichtung mit 35° Neigung möglichst nahe kommt. Als Wetterdaten werden die in PV***SOL** hinterlegten Daten für den Standort Berlin von 1995 bis 2012 verwendet. Für das Hauslastprofil dient das ebenfalls in der Software verfügbare, repräsentative Lastprofil für Einfamilienhäuser, welches einen jahreszeitlichen Verlauf widerspiegelt. Dieses stammt von der **HTWB** aus dem Datensatz des Jahres 2015 mit der Nummerierung 31. Das Lastprofil der **WP**, ebenfalls in der Software vordefiniert, repräsentiert eine Luft-Wasser-**WP** mit Versorgung der Heizung und des Trinkwassers. Für das Lastprofil des Elektrofahrzeugs wird in einem ersten Schritt ein Fahrzeug mit den in [Abschnitt 5.1](#) erläuterten Parametern hinterlegt. Anschließend wird die erste Kalenderwoche des mit dem **simBEV**-Tool erzeugten Lastprofils in PV***SOL** nachgebildet und für die Dauer eines Kalenderjahres periodisch verlängert.

Die ermittelten Ergebnisse sollen im Folgenden für jede **PV**-Generatorleistung einzeln erläutert werden.

Modellvalidierung an einem 2 kW_p **PV**-System

In einem ersten Schritt werden die ermittelten Ergebnisse des erstellten Simulationsmodell im unteren Leistungssegment analysiert. Hierzu wird eine **PV**-Generatorleistung von 2 kW_p gewählt.

In [Tabelle 13](#) werden die ermittelten Jahreserträge des **PV**-Generators für die verschiedenen Ausrichtungen untersucht. Aufgrund der unterschiedlichen Systemkomponenten zwischen Simulationsmodell und der in **PV*SOL** erstellten Simulation ist bei einer Süd-Ausrichtung hinsichtlich des spezifischen Ertrags bereits eine relative Abweichung von 0,3 % zu beobachten. Bei der Süd-Ausrichtung der beiden Modelle ist mit -0,2 % keine nennenswerte relative Abweichung zu beobachten. Sowohl bei der Ost- als auch der West-Ausrichtung steigt diese respektive auf 3,4 % und 3,3 %.

Tabelle 13: Vergleich der Ergebnisse anhand eines 2 kW_p PV-Generators hinsichtlich der jährlichen Erträge für unterschiedlichen Ausrichtungen und deren relative Abweichung.

Ausrichtung PV-Generator	Jahresertrag in kWh PVU20	PV*SOL	Abweichung in %
Ost-Ausrichtung	1553	1502	3,4
Süd-Ausrichtung	1882	1886	-0,2
West-Ausrichtung	1494	1446	3,3

Um die Ergebnisse der einzelnen Weiterbetrieboptionen auf ihre Gültigkeit untersuchen zu können, werden in [Tabelle 14](#) die zuvor definierten Systemkombinationen hinsichtlich ihres Eigenverbrauchs gegenübergestellt. Auch hier wird die relative Abweichung zwischen dem erstellten Simulationsmodell und **PV*SOL** dargestellt. Bei den Systemkombinationen mit einer Hauslast und deren Kombination mit einer **WP** ist eine geringe Abweichung von um die ±1,5 % zu beobachten. Die Systemkombinationen mit einem Batteriesystem (BS) weisen mit 7,1 % und 7,5 % hier die höchsten Abweichungen auf. Beim Vergleich der Konzepte mit einem Elektrofahrzeug (BEV) ist eine Abweichung von -6,7 % zu beobachten.

Tabelle 14: Vergleich der Ergebnisse anhand eines 2 kW_p PV-Generators mit Südausrichtung hinsichtlich des Eigenverbrauchs und der relativen Abweichung.

Systemkombination	Eigenverbrauchsanteil in %		Abweichung in %
	PVU20	PV*SOL	
Hauslast	44,8	45,5	-1,5
Hauslast + BS	68,6	63,8	7,5
Hauslast + WP	67,4	66,5	1,4
Hauslast + BS + WP	87,3	81,5	7,1
Hauslast + BEV	47,1	50,5	-6,7

Modellvalidierung an einem 5 kW_p PV-System

In einem zweiten Schritt werden die ermittelten Ergebnisse des erstellten Simulationsmodell im mittleren Leistungssegment analysiert, wofür die **PV**-Generatorleistung von 5 kW_p herangezogen wird.

Auch hier werden in [Tabelle 15](#) zunächst die ermittelten Jahreserträge des **PV**-Generators für die verschiedenen Ausrichtungen gegenüber gestellt. Aufgrund der verschiedenen Systemkomponenten zwischen den Simulationsmodellen ist hier bei einer Süd-Ausrichtung bereits eine relative Abweichung des spezifischen Ertrags von -0,2 % zu beobachten. Die Abweichung des Ertrages bei einer Süd-Ausrichtung zeigt sich auch hier mit -0,4 % sehr gering. Die restlichen Ausrichtungen zeigen eine höhere relative Abweichung von 2,4 % auf.

Tabelle 15: Vergleich der Ergebnisse anhand eines 5 kW_p PV-Generators hinsichtlich der jährlichen Erträge für unterschiedlichen Ausrichtungen und deren relative Abweichung.

Ausrichtung PV-Generator	Jahresertrag in kWh PVU20	Abweichung in % PV*SOL
Ost-Ausrichtung	3881	3789 2,4
Süd-Ausrichtung	4705	4725 -0,4
West-Ausrichtung	3734	3646 2,4

In [Tabelle 16](#) sind die Ergebnisse der einzelnen, zuvor definierten Systemkombinationen hinsichtlich ihres Eigenverbrauchs und deren relativer Abweichung gegenübergestellt. Die Systemkombination mit einer Hauslast zeigt hier eine relative Abweichung von $-4,8\%$ auf, wobei diese sich mit einer zusätzlichen WP auf $-0,5\%$ verringert. Bei den Modellen mit einem Batteriesystem (BS) ist eine Abweichung von $5,2\%$ und $7,2\%$ zu beobachten. Die Systemkombination mit einem Elektrofahrzeug (BEV) weist hier mit $-16,4\%$ die höchste Abweichung auf.

Tabelle 16: Vergleich der Ergebnisse anhand eines 5 kW_p PV-Generators mit Südausrichtung hinsichtlich des Eigenverbrauchs und der relativen Abweichung.

Systemkombination	Eigenverbrauchsanteil in %		Abweichung in %
	PVU20	PV*SOL	
Hauslast	23,9	25,1	-4,8
Hauslast + BS	56,4	53,6	5,2
Hauslast + WP	41,3	41,5	-0,5
Hauslast + BS + WP	73,1	68,2	7,2
Hauslast + BEV	27,1	32,4	-16,4

Modellvalidierung an einem 9 kW_p PV-System

In einem letzten Schritt werden die ermittelten Ergebnisse des erstellten Simulationsmodell im oberen Leistungssegment analysiert, wozu die PV-Generatorleistung von 9 kW_p untersucht wird.

Die ermittelten Jahreserträge des PV-Generators für die verschiedenen Ausrichtungen sind in [Tabelle 17](#) aufgeführt. Durch die unterschiedlichen Systemkomponenten der beiden Simulationsmodelle ist auch hier bei einer Süd-Ausrichtung bereits eine relative Abweichung des spezifischen Ertrags von $0,2\%$ zu beobachten. Die Abweichung des Ertrages bei einer Süd-Ausrichtung zeigt sich mit $-0,1\%$ auch hier als sehr gering auf. Sowohl bei der Ost- als auch der West-Ausrichtung ist eine relative Abweichung von $3,5\%$ zu beobachten.

Tabelle 17: Vergleich der Ergebnisse anhand eines 9 kW_p PV-Generators hinsichtlich der jährlichen Erträge für unterschiedlichen Ausrichtungen und deren relative Abweichung.

Ausrichtung PV-Generator	Jahresertrag in kWh PVU20	Abweichung in % PV*SOL
Ost-Ausrichtung	6987	6750 3,5
Süd-Ausrichtung	8469	8473 -0,1
West-Ausrichtung	6722	6498 3,5

In [Tabelle 18](#) sind die Ergebnisse der einzelnen zuvor definierten Systemkombinationen hinsicht-

lich ihres Eigenverbrauchs gegenübergestellt. Die Simulationsmodelle mit einer Hauslast zeigen eine Abweichung von $-5,1\%$, wobei sich diese mit einer zusätzlichen WP auf $-1,1\%$ verringert. Bei den Systemkombinationen mit einem Batteriesystem (BS) ist eine Abweichung von $7,7\%$ und $8,3\%$ zu beobachten. Beim Vergleich der Konzepte mit einem Elektrofahrzeug (BEV) ist auch hier mit $29,3\%$ die höchste Abweichung zu verzeichnen.

Tabelle 18: Vergleich der Ergebnisse anhand eines 9 kW_p PV-Generators mit Südausrichtung hinsichtlich des Eigenverbrauchs und der relativen Abweichung.

Systemkombination	Eigenverbrauchsanteil in %		Abweichung in %
	PVU20	PV*SOL	
Hauslast	14,8	15,6	-5,1
Hauslast + BS	39,4	36,6	7,7
Hauslast + WP	27,0	27,3	-1,1
Hauslast + BS + WP	55,1	50,9	8,3
Hauslast + BEV	16,9	23,9	-29,3

Die Abweichungen der Erträge sind in erster Linie den minimal unterschiedlichen spezifischen Erträgen sowie den unterschiedlichen Berechnungsansätzen für die Ermittlung der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche geschuldet, da es sich um unterschiedliche Simulationsmodelle handelt. Bei den Simulationsmodellen mit der Verwendung einer Hauslast sind die Abweichungen der Ergebnissen auf die unterschiedlichen Erträge zurückzuführen, da es sich hierbei um identische Lastprofile handelt. Bei den Systemkombinationen mit einem Batteriesystem dürften die Abweichungen an den verschiedenen implementierten Berechnungsansätzen zur Nachbildung des Batteriesystems liegen. Die Varianten mit einem Elektrofahrzeug zeigen meist die höchste Abweichung auf. Die Ursache hierfür liegt an den verschiedenen Lastprofilen dieser, da diese nur in der ersten Kalenderwoche übereinstimmen.

Abschließend kann festgehalten werden, dass sich über alle Anlagengrößen und Systemkombinationen eine geringe Abweichung der Simulationsergebnisse mit den PV*SOL Ergebnissen abzeichnet. Mit ansteigender Anlagenleistung zeigt sich in den meisten Systemkombinationen eine ebenfalls leicht ansteigende relative Abweichung. Lediglich in den Systemkombinationen mit einem Elektrofahrzeug ist mit steigender Anlagenleistung auch eine deutlich ansteigende relative Abweichung des Eigenverbrauchs zu beobachten. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sich die ermittelten Ergebnisse mithilfe des erstellten Simulationsmodells sowohl mit denen der Simulationssoftware PV*SOL, als auch denen der Literaturrecherche in [Abschnitt 4](#) decken und realistische Ergebnisse liefert.

5.3. Visualisierung der Ergebnisse in einer App

Um die Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten und deren Ergebnisse möglichst kompakt einer großen Anzahl an Anlagenbetreiber*innen zugänglich zu machen, werden diese mit Hilfe des MATLAB App-Designers in einer Applikation visualisiert. In dieser werden alle zuvor in [Unterabschnitt 5.1](#) erwähnten Parameter hinterlegt und dem/der Benutzer*in zur freien Auswahl zur Verfügung gestellt. Dadurch können die individuellen Rahmenbedingungen einer aus geförderten PVA eintragen und so die ermittelten Simulationsergebnisse eingesehen werden. Diese beinhalten sowohl die energetischen als auch wirtschaftlichen Parameter der Ergebnissimulation. Um diese aufzurufen, muss die mitgelieferte *App05PVU20/App10PVU20* Datei aufgerufen werden. Aufgrund der hohen Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten müssen die Ergebnisse der Simulation auf zwei Applikationen aufgeteilt werden. In *App05PVU20* sind die Ergebnisse für PVAs im Leistungsbereich von 1 kW_p bis 5 kW_p hinterlegt und in *App10PVU20* die Ergebnisse für PVAs im Leistungsbereich von 6 kW_p bis 10 kW_p .

Nun erfolgt eine Vorstellung der Benutzeroberfläche der entwickelten Applikation und es wird auf die Handhabung dieser eingegangen. Durch das aufrufen der *App05PVU20/App10PVU20* Datei, öffnet sich die Applikation in Form eines Fensters. Innerhalb dieses Fensters sind alle auszuwählenden Parameter sowie Ergebnisse der durchgeführten Simulation zu finden. Über die am linken Rand zu findenden Switch-Buttons können die einzelnen Weiterbetriebsoptionen beliebig ein- und ausgeschaltet werden und die daraufhin auftauchenden Parameter variiert werden. In Abbildung 13 ist die Applikation mit den möglichen Weiterbetriebsoptionen aufgezeigt.

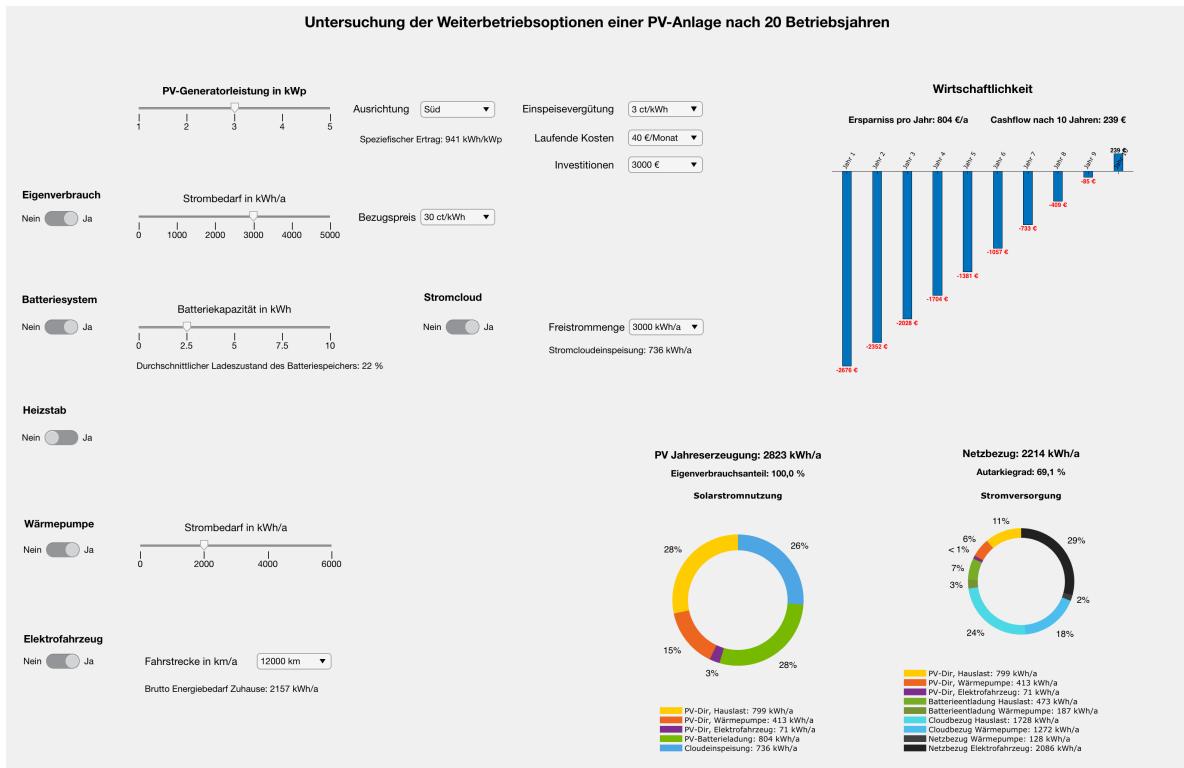


Abbildung 13: Übersicht der erstellten Applikation mit den entsprechenden Weiterbetriebsoptionen sowie deren Ergebnisse.

Nach dem Auswählen der entsprechenden Systemkombinationen werden die jeweiligen Eigenverbrauchsanteile sowie der Autarkiegrad detailliert dargestellt. Zudem wird die dazugehörige Entwicklung der Wirtschaftlichkeit über zehn Jahre in einer Cashflow-Tabelle aufgezeigt. Im Folgenden wird auf die einstellbaren Weiterbetriebsoptionen eingegangen und die dazu einstellbaren Parameter erläutert.

PV-Generator: Mit Hilfe des Schiebereglers kann die entsprechende nominale PV-Generatorleistung von 1 kW_p bis 10 kW_p eingestellt werden. Des Weiteren kann mit dem Dropdown-Menü die Azimutausrichtung des PV-Generators ausgewählt werden. Zur Auswahl stehen die Ausrichtungen Ost, Süd und West. Auszuwählen ist hier ebenfalls über ein Dropdown-Menü die Einspeisevergütung des eingespeisten Stromes in einer Bandbreite von 0 ct/kWh bis 4 ct/kWh. Als weitere wirtschaftliche Aspekte können hier sowohl anfallende, monatlich laufende Kosten von 0 € bis 80 € als auch einmalige Investitionen von 0 € bis 10 000 € in den jeweiligen Dropdown-Menüs hinterlegt werden.

Eigenverbrauch Hauslast: Der Eigenverbrauch der Hauslast muss zunächst über den entsprechenden Switch-Button aktiviert werden. Über den erscheinenden Schiebereglern ist anschließend der jährliche Stromverbrauch der Hauslast im Bereich 0 kWh bis 5000 kWh auszuwählen. Zudem kann über das Dropdown-Menü „Strombezugspreis“ der entsprechende Bezugspreis für

den aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom im Bereich 25 ct/kWh bis 35 ct/kWh eingestellt werden. Um anfallende Umbaukosten zu berücksichtigen, können diese im Dropdown-Menü „*Einmalige Investitionen*“ ausgewählt werden.

Heizstab: Über den entsprechenden Switch-Button kann der Heizstab ein- und ausgeschaltet werden. Hier wird zudem die über das Jahr erzeugte Wärmemenge aufgeführt. Auch hier können im Dropdown-Menü „*Einmalige Investitionen*“ die Kosten des Einbaus berücksichtigt werden. Es wird zudem vorausgesetzt, dass alternativ die Wärmeenergie mit dem Einsatz fossiler Energieträger erzeugt wird, was eine durchschnittliche Einsparung von 6,5 ct/kWh bedeutet.

Batteriesystem: Auch ein Batteriesystem kann über den entsprechenden Switch-Button aktiviert werden. Mit Hilfe des auftauchenden Schiebereglers kann hier die nutzbare Batteriekapazität zwischen 0 kWh bis 10 kWh ausgewählt werden. Die entsprechenden Kosten hierfür können im Dropdown-Menü „*Einmalige Investitionen*“ berücksichtigt werden. Zudem wird der durchschnittliche Ladezustand des Batteriespeichers innerhalb des Betrachtungsjahres ausgegeben.

Stromcloud: Ist die Option des Batteriesystems ausgewählt, kann diese zusätzlich über den Switch-Button „*Stromcloud*“ aktiviert werden. In dem auftauchenden Dropdown-Menü kann anschließend eine entsprechende jährliche Freistrommenge ausgewählt werden, welche von 0 kWh bis 4000 kWh reicht. Um die auftretenden Kosten der Stromcloud zu berücksichtigen, können diese ebenfalls in dem Dropdown-Menü „*Laufende Kosten*“ eingetragen werden. Hier wird zudem die über das Jahr in der Stromcloud zwischengespeicherte Strommenge aufgeführt.

Wärmepumpe: Auch die Weiterbetrieboption der **WP** kann über den zugehörigen Switch-Button ausgewählt werden. Anschließend kann über den erscheinenden Schieberegler der jährliche Stromverbrauch der **WP** von 0 kWh bis 6000 kWh eingestellt werden. Anfallende Umbaukosten können im Dropdown-Menü „*Einmalige Investitionen*“ ausgewählt werden.

Elektrofahrzeug: Nach dem Aktivieren der Option „*Elektrofahrzeug*“, kann mithilfe des auftauchenden Dropdownmenü die jährliche Fahrstrecke des Elektrofahrzeugs im Bereich 0 km bis 16 000 km gewählt werden. Hier wird vorausgesetzt, dass 80 % des anfallenden Energiebedarfs an der heimischen Ladesäule bezogen wird. Zudem wird hier der benötigte jährliche Energiebedarf für die ausgewählte Fahrstrecke aufgeführt.

6. Ergebnisse und Empfehlungen

Im Folgenden werden nun, basierend auf den Simulationsergebnissen, die wirtschaftlichen Auswirkungen der unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen für jeweils fünf Anlagengrößen untersucht. Hierzu wird die Amortisierung der laufenden Kosten sowie der zusätzlichen Investitionen in die bestehende **PVA** innerhalb von zehn Jahren betrachtet. Die jeweiligen Kosten für die unterschiedlichen Betrieboptionen sowie laufende Kosten sind für die unterschiedlichen Anlagengrößen in [Abschnitt 4](#) beschrieben. Hierbei handelt es sich um Brutto-Preise, welche, falls anfallend, mögliche Installationskosten beinhalten. In dieser Arbeit werden die Auswirkungen der Inflation auf die Wirtschaftlichkeit der Investitionen nicht berücksichtigt.

Für alle Weiterbetriebsszenarien wird eine Überprüfung der Anlagen eingeplant, sowie anfallende Versicherungskosten und solche für Wartung und Reparatur. Kosten für anfallende Modulreinigungen werden hier nicht gesondert berücksichtigt. Des Weiteren wird als Vereinfachung von einer konstanten Netto-Einspeisevergütung von 3 ct/kWh und einem konstanten Bezugspreis von 30 ct/kWh über den gesamten Betrachtungszeitraum ausgegangen. Den Stromzählerkosten wird der jährliche Betrag von 20 € gegengerechnet, der für den Betrieb des Hausstromzählers

anfällt [Bun21a]. Darüberhinaus wird in allen Systemkombinationen von einer Einspeisung nach der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 der EEG-Novelle 2021 bis zum Jahr 2027 ausgegangen. Ab diesem Zeitpunkt besteht nach aktueller Gesetzgebung die Pflicht, in die sonstige Direktvermarktung zu wechseln. Hierzu werden der Einbau sowie die laufenden Kosten für ein intelligentes Messsystem, aber auch solche für die Beschaffung der Herkunftsachweise, berücksichtigt. Bei allen Anlagen handelt es sich, soweit nicht ausdrücklich anders beschrieben, um PVAs mit einer Süd-Ausrichtung.

Bei den Weiterbetriebsszenarien mit Umstellung auf Eigenverbrauch wird von einem jährlichen Stromverbrauch von 3500 kWh ausgegangen. Dies entspricht dem durchschnittlichen deutschen Stromverbrauch eines Haushaltes mit drei Personen [WEM20]. Bei dem Einsatz eines Heizstabes wird die Leistung dieses so gewählt, dass die maximale Leistung (mit Ausnahme der 1 kW_p Variante) 1 kW unterhalb der PV-Generatorleistung liegt. Für die Systemkombinationen mit einer WP wird ein jährlicher Stromverbrauch von 3000 kWh berücksichtigt. Dieser spiegelt den Mittelwert der in der Verbrauchsdatenbank für WP hinterlegten Geräte für das Jahr 2020 wider (2811 kWh) [Wae21]. Wird die Ladung eines Elektrofahrzeugs in den jeweiligen Systemkombinationen berücksichtigt, so wird hier eine jährliche Fahrstrecke von 12 000 km vorausgesetzt, wobei 80 % des Energiebedarfs an der heimischen Ladesäule gedeckt werden.

Im Folgenden werden die zehn Weiterbetrieboptionen vorgestellt die im Anschluss für die unterschiedlichen Anlagengrößen betrachtet werden sollen:

- Volleinspeisung,
- Umstellung auf Eigenverbrauch der Hauslast mit Überschusseinspeisung,
- Hauslast mit Heizstab und Überschusseinspeisung,
- Hauslast mit Batteriesystem und Überschusseinspeisung,
- Hauslast mit Batteriesystem und Stromcloud mit Überschusseinspeisung,
- Hauslast mit WP und Überschusseinspeisung,
- Hauslast mit Batteriesystem und WP mit Überschusseinspeisung,
- Hauslast mit Batteriesystem, WP und Stromcloud mit Überschusseinspeisung,
- Hauslast mit Elektrofahrzeug und Überschusseinspeisung,
- Hauslast mit Batteriesystem, WP und Elektrofahrzeug mit Überschusseinspeisung.

Die Cashflow-Diagramme zeigen jeweils die im ersten Betrachtungsjahr (2021) für den Weiterbetrieb notwendigen Investitionen, welche inklusive der Umsatzsteuer bezahlt werden müssen. Zudem werden die jährlichen Einsparungen durch den Selbstverbrauch und die erwirtschafteten Gewinne durch die Einspeisung berücksichtigt.

Im Anschluss wird jeweils ein Worstcase- und ein Bestcase-Szenario für die Weiterbetrieboptionen der Volleinspeisung sowie der Umstellung auf den Eigenverbrauch der Hauslast hinsichtlich der Einspeisevergütung sowie des Strombezugspreises analysiert. Für das Bestcase-Szenario wird eine konstante Einspeisevergütung von 4 ct/kWh und ein konstanter Strombezugspreis von 35 ct/kWh über den gesamten Betrachtungszeitraum vorausgesetzt. Für das Worstcase-Szenario wird von einer konstanten Einspeisevergütung von 2 ct/kWh und einem konstanten Strombezugspreis von 25 ct/kWh über den gesamten Betrachtungszeitraum ausgegangen.

Um eine Aussage für PVAs mit einer östlichen oder westlichen Ausrichtung treffen zu können, werden die Weiterbetrieboptionen einer 5 kW_p Anlage mit Südausrichtung mit diesen verglichen.

In einem letzten Schritt soll auf die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs für die unterschiedlichen Inbetriebnahmejahre der PVAs eingegangen werden.

6.1. Weiterbetrieboptionen einer 1 kW_p PV-Anlage

In Abbildung 14 sind die Cashflow-Diagramme der vorgestellten Weiterbetrieboptionen für eine 1 kW_p PVA zu sehen. Mit den getroffenen Annahmen ist hier kein wirtschaftlicher Betrieb der PVA möglich. Eine Betrachtung der Nutzung einer Stromcloud wird aufgrund der geringen Anlagenleistung und des Nichtvorhandenseins von Stromcloudangeboten für dieses Anlagensegment auf dem freien Markt nicht durchgeführt.

Der Weiterbetrieb der Anlage mit dem Konzept der Volleinspeisung stellt eine der unprofitabelsten Weiterbetriebsmöglichkeiten dar. Hier können die laufenden Kosten nicht durch den erwirtschafteten Erlös des Stromverkaufes abgedeckt werden.

Trotz der geringen Erträge, kann im Fall einer Umstellung auf den Eigenverbrauch im Laufe der Jahre zwar ein leichter Gewinn erzielt werden, dieser reicht jedoch nicht, um insbesondere die Kosten für die Umrüstung zur Direktvermarktung nach dem Jahr 2027 auszugleichen. Durch den geringen Ertrag kann hier kein nennenswerter wirtschaftlicher Mehrwert durch zusätzliche Verbraucher wie eine WP und/oder ein Elektrofahrzeug erzielt werden.

Höhere Investitionen in einen Heizstab oder gar eine Batteriesystem können hier über den Betrachtungszeitraum nicht amortisiert werden.

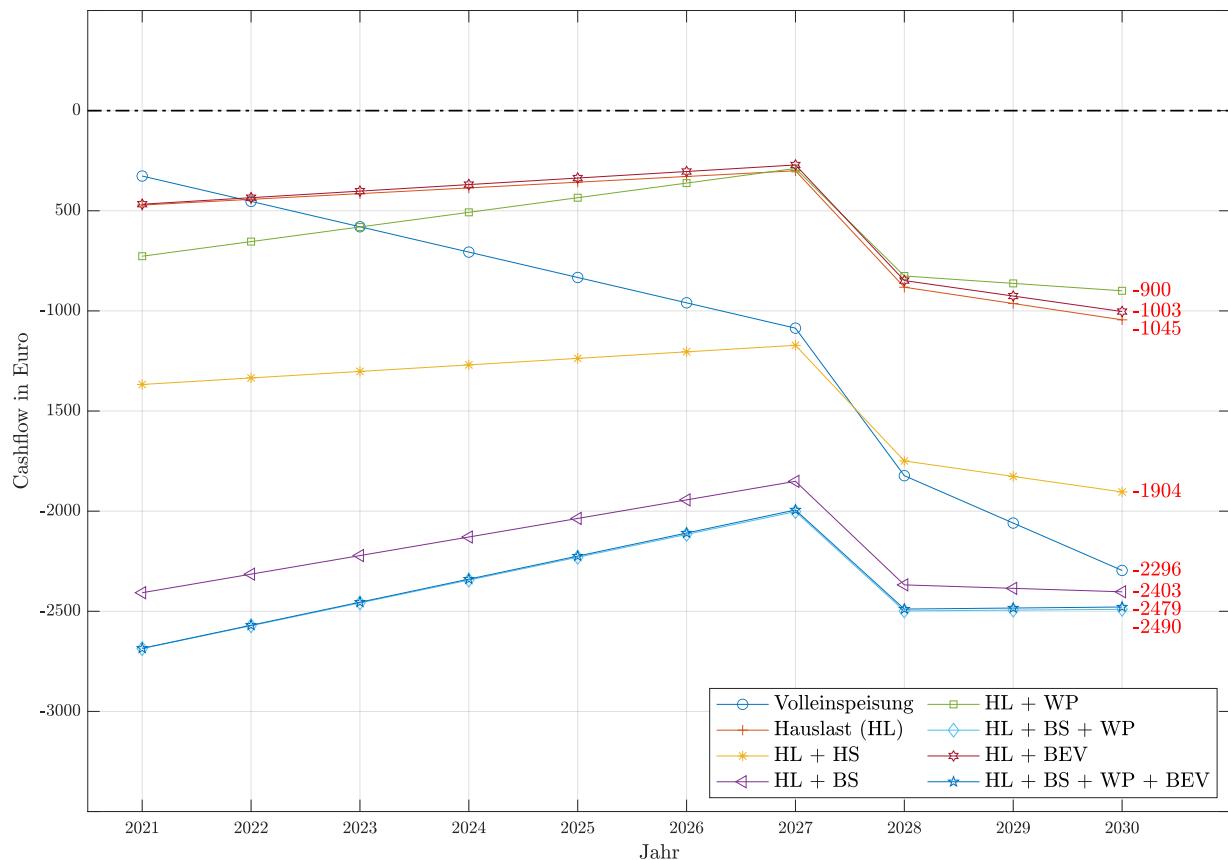


Abbildung 14: Cashflow-Diagramme einer 1 kW_p PVA für die unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen.

Die Entwicklung der Bestcase- und Worstcase-Szenarien sind in Abbildung 15 zu sehen. Selbst unter guten Rahmenbedingungen ist dabei kein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Anlage möglich. Wie zu erkennen ist, wäre ein Weiterbetrieb unter dem Worstcase-Szenario des Eigenverbrauchs

deutlich wirtschaftlicher als der Weiterbetrieb als Volleinspeisung im Bestcase-Szenario. Aufgrund der notwendigen Investitionen in ein intelligentes Messsystem nach dem Jahr 2027, bietet sich auch ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb mit einer Umstellung auf Eigenverbrauch der Hauslast nicht an.

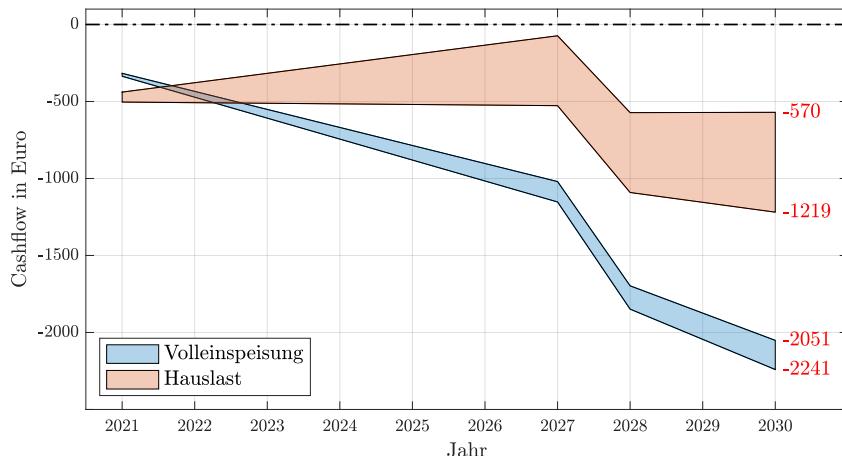


Abbildung 15: Cashflow-Diagramme einer 1 kW_p PVA in einem Bestcase- und Worstcase-Szenario für die Weiterbetrieboptionen der Volleinspeisung und des Eigenverbrauchs für die Hauslast.

Empfehlung: Um den Weiterbetrieb der **PVA** im Anlagensegment 1 kW_p sicherzustellen, wird an dieser Stelle eine Umstellung auf Eigenverbrauch empfohlen, um diese mindestens so lange weiterzubearbeiten, bis höhere Neuinvestitionen unvermeidbar werden. Wurde in den letzten Betriebsjahren bereits ein **WR-Tausch** durchgeführt, ist ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb mindestens bis zum Ende des Jahres 2027 möglich.

6.2. Weiterbetrieboptionen einer 3 kW_p PV-Anlage

Die Cashflow-Diagramme der vorgestellten Weiterbetrieboptionen für eine 3 kW_p **PVA** sind in **Abbildung 16** zu sehen. Unter den getroffenen Annahmen ist hier bereits mit einigen Weiterbetrieboptionen ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage möglich.

Der Weiterbetrieb der Anlage mit Volleinspeisung zeigt jedoch auch hier eine der unwirtschaftlichsten Weiterbetriebsmöglichkeiten, da hier die laufenden Kosten ebenfalls nicht durch den erwirtschafteten Erlös des Stromverkaufes abgedeckt werden können.

Eine Umstellung auf Eigenverbrauch, insbesondere in Kombination mit einer **WP** und/oder einem Elektrofahrzeug bieten hier die wirtschaftlichsten Weiterbetrieboptionen.

Die Installation eines Batteriespeichers kann unter den getroffenen Annahmen nicht amortisiert werden. Nur in Kombination mit einem erhöhten Stromverbrauch durch eine **WP** kann dies eine sinnvolle Betriebsmöglichkeit darstellen.

Die Investition in einen Heizstab zeigt sich über den Betrachtungszeitraum in der gewählten Leistungsklasse auf Grund der notwendigen Investitionen für die Umrüstung zur Direktvermarktung als nicht wirtschaftlich. Hier könnte ein Heizstab in einer geringeren Leistungsklasse sinnvoll sein.

Auch die Anschaffung einer Stromcloud lässt in diesem Fall keinen wirtschaftlichen Vorteil erwarten. Insbesondere in Kombination mit einer **WP** scheint aufgrund der benötigten erhöhten Freistrommenge und einer nicht vollständigen Nutzung dieser Strommenge kein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb möglich.

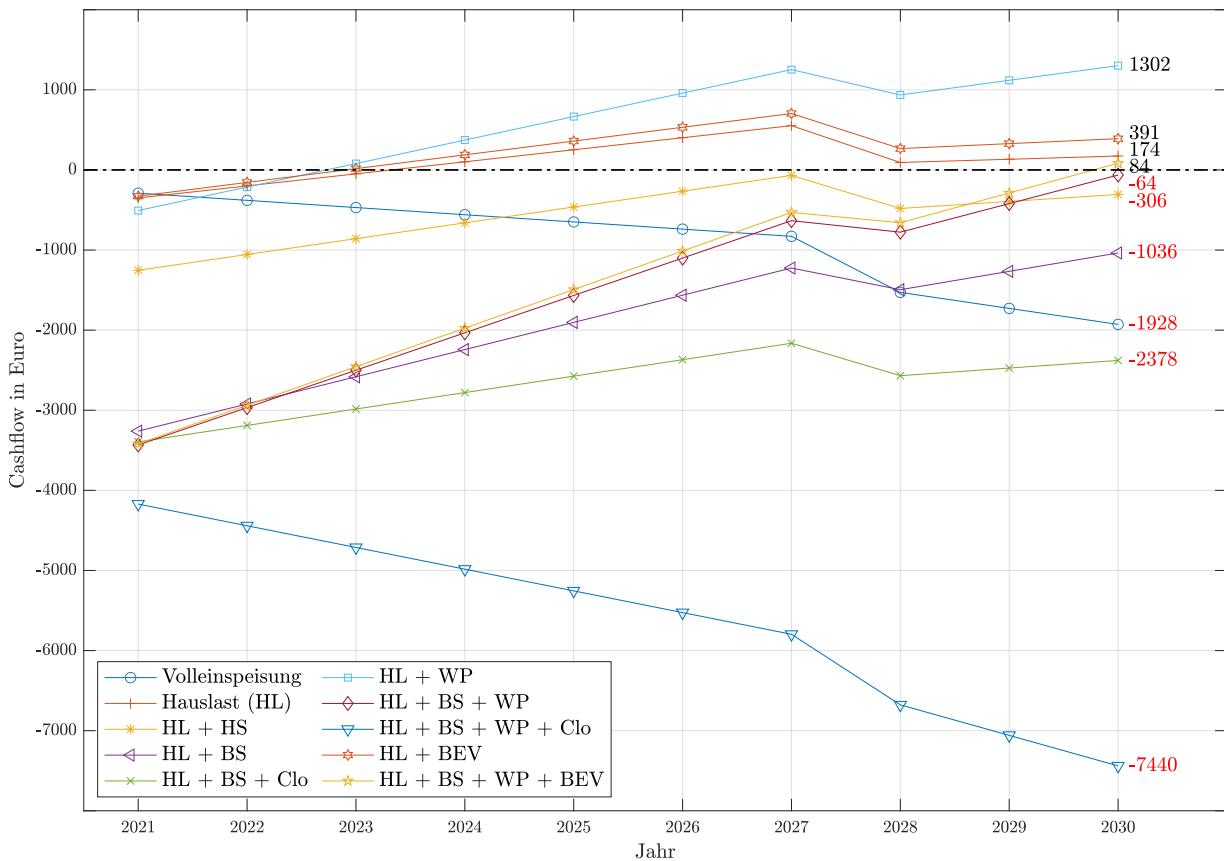


Abbildung 16: Cashflow-Diagramme einer 3 kW_p PVA für die unterschiedlichen Weiterbetriebsoptionen.

In Abbildung 17 sind die Cashflow-Diagramme für eine 3 kW_p PVA mit einem Heizstab in einer geringeren Leistungsklasse (1 kW) und mit einem kleineren Batteriespeicher (1 kWh) zu sehen. Die Auswahl eines kleineren Heizstabes ermöglicht auch hier unter den getroffenen Annahmen keinen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der PVA. Durch dessen geringere Leistung ist sogar eine Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit zu beobachten. Das ist jedoch in erster Linie den zusätzlichen Investitionen in ein intelligentes Messsystem ab dem Jahr 2028 geschuldet. Mit einem kleineren Batteriespeicher kann die Wirtschaftlichkeit zwar entscheidend gesteigert werden, jedoch reicht auch das nicht aus, um die getätigten Investitionen zu amortisieren. Erst in Kombination mit einem erhöhten Stromverbrauch, beispielsweise durch eine WP, wäre ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb möglich.

Die Entwicklung der Bestcase- und Worstcase-Szenarien sind in Abbildung 18 zu sehen. Auch hier ist ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Anlage als Volleinspeisung in keinem der gewählten Szenarien möglich. Die Umstellung auf den Eigenverbrauch zur Deckung der Hauslast zeigt sich unter den getroffenen Annahmen bereits in den meisten Fällen als wirtschaftliche Möglichkeit.

Empfehlung: Für das Anlagensegment 3 kW_p wird eine Umstellung auf Eigenverbrauch empfohlen, mit welcher bereits die laufenden Kosten sowie kleinere Investitionen amortisiert werden können. Die Investition in einen Heizstab erweist sich aufgrund der ab 2028 zusätzlich anfallenden Investitionen in ein intelligentes Messsystem als nicht wirtschaftlich. Besteht ein erhöhter Strombedarf, beispielsweise durch eine WP oder ein Elektrofahrzeug, kann die Wirtschaftlichkeit nennenswert gesteigert werden. Die Anschaffung eines kleinen

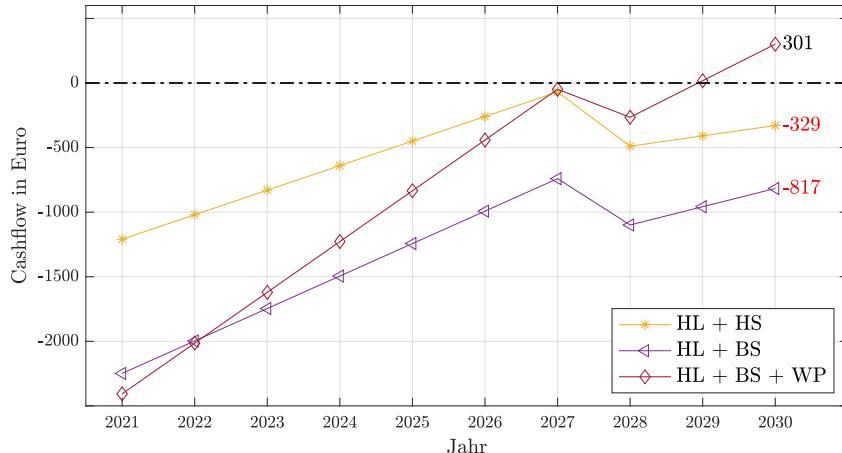


Abbildung 17: Cashflow-Diagramme einer 3 kW_p PVA mit einem Heizstab mit geringerer Leistung (1 kW) und einem kleineren Batteriespeicher (1 kWh).

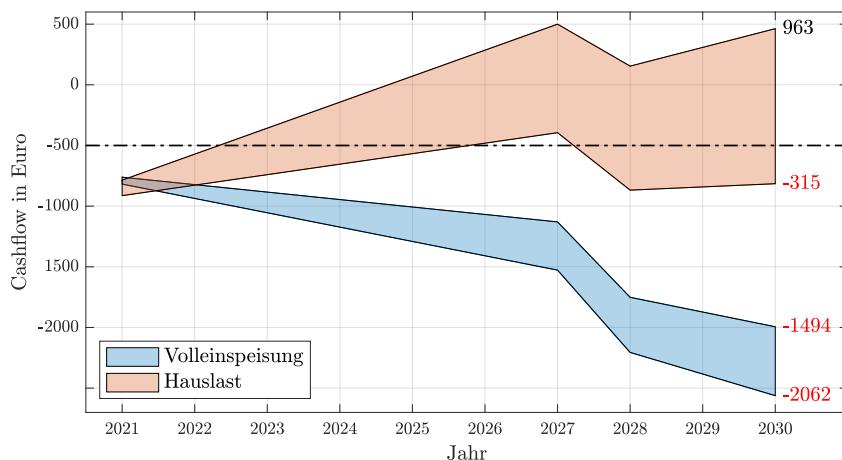


Abbildung 18: Cashflow-Diagramme einer 3 kW_p PVA in einem Betcase- und Worstcase-Szenario für die Weiterbetriebsoptionen der Volleinspeisung und des Eigenverbrauchs für die Hauslast.

Batteriespeichers erweist sich nur in Kombination mit einem erhöhten Stromverbrauch als wirtschaftlich.

6.3. Weiterbetriebsoptionen einer 5 kW_p PV-Anlage

In Abbildung 19 sind die Cashflow-Diagramme der vorgestellten Weiterbetriebsoptionen für eine 5 kW_p PVA aufgezeigt. Auch hier existieren diverse wirtschaftliche Weiterbetriebsmöglichkeiten.

Unter den getroffenen Annahmen ist jedoch kein wirtschaftlicher Weiterbetrieb mit einer Volleinspeisung möglich. Diese stellt auch hier eine der unwirtschaftlichsten Weiterbetriebsoptionen dar.

Eine Umstellung auf den Eigenverbrauch, insbesondere in der Kombination mit einer WP und/oder einem Elektrofahrzeug, stellen hier die wirtschaftlichsten Weiterbetriebsoptionen dar.

Die Installation eines Heizstabes zeigt sich hier über den Betrachtungszeitraum in der gewählten Leistungsklasse bereits als wirtschaftliche Möglichkeit. Jedoch stellt sie im Vergleich zu einer reinen Umstellung auf den Eigenverbrauch der Hauslast keinen Vorteil dar, da die Wirtschaftlichkeit deutlich geringer ausfällt. Ein Heizstab in einer niedrigeren Leistungsklasse könnte einen

wirtschaftlicheren Weiterbetrieb ermöglichen.

Die Investitionen in einen Batteriespeicher können unter den getroffenen Annahmen nur in Kombination mit einem erhöhtem Stromverbrauch wie durch eine WP amortisiert werden. Dies zeigt jedoch im Vergleich zu einer reinen Umstellung auf den Eigenverbrauch der Hauslast sowie der WP keinen Vorteil. Die Installation eines kleineren Batteriespeichers könnte auch hier eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit bedeuten.

Die Anschaffung einer Stromcloud zeigt gegenüber den Weiterbetrieboptionen mit einem Batteriesystem keinen wirtschaftlichen Vorteil. Aufgrund einer nicht vollständigen Nutzung der Freistrommenge erweist sich hier kein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb als zweckmäßig.

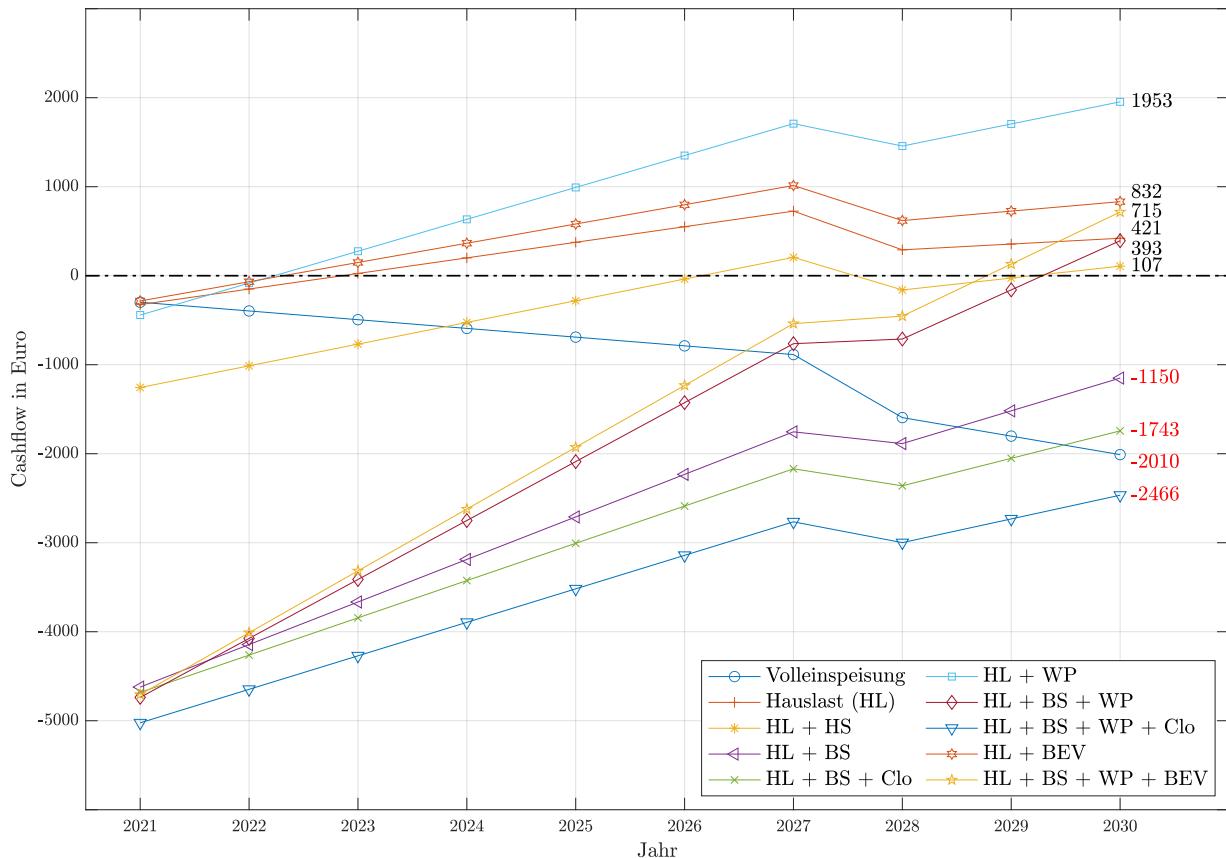


Abbildung 19: Cashflow-Diagramme einer 5kW_p PVA für die unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen.

In Abbildung 20 sind die Cashflow-Diagramme für eine 5kW_p PVA mit einem Heizstab mit geringer Leistung (1kW) und einem kleineren Batteriespeicher (2,5kWh) zu sehen. Die Auswahl eines kleineren Heizstabes ermöglicht unter den getroffenen Annahmen zwar einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der PVA, jedoch erweist sich auch hier der Heizstab in der höheren Leistungsklasse als wirtschaftlichere Möglichkeit. Mit einem kleineren Batteriespeicher kann die Wirtschaftlichkeit zwar auch hier entscheidend gesteigert werden, jedoch reicht dies nicht aus, um einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb sicherzustellen. Erst in Kombination mit einem erhöhten Stromverbrauch, beispielsweise durch eine WP, ist ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb möglich.

Die Entwicklung der Bestcase- und Worstcase-Szenarien sind in Abbildung 21 dargestellt. Ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Anlage als Volleinspeisung ist auch hier unter den getroffenen Annahmen nicht möglich. Der Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch zur Deckung der Hauslast zeigt

sich unter den getroffenen Annahmen in den meisten Fällen als wirtschaftliche Möglichkeit.

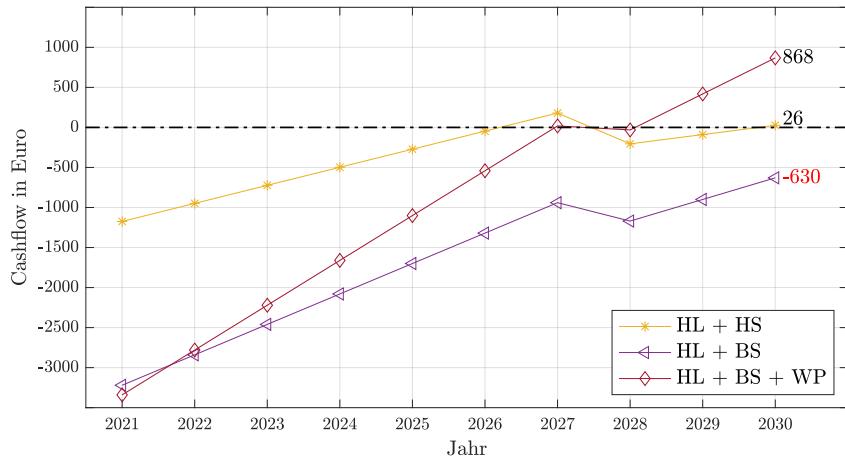


Abbildung 20: Cashflow-Diagramme einer 5 kW_p PVA mit einem Heizstab mit geringer Leistung (1 kW) und einem kleineren Batteriespeicher (2,5 kWh).

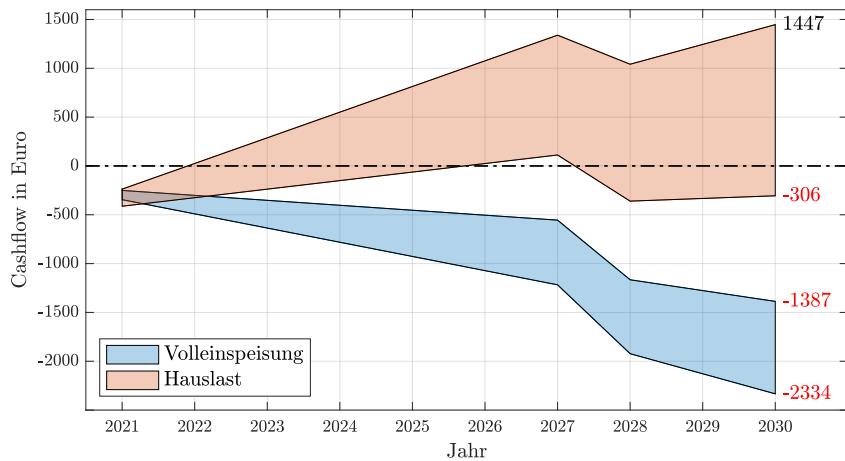


Abbildung 21: Cashflow-Diagramme einer 5 kW_p PVA in einem Bestcase- und Worstcase-Szenario für die Weiterbetriebsoptionen der Volleinspeisung und des Eigenverbrauchs für die Hauslast.

Empfehlung: Für das Anlagensegment 5 kW_p wird eine Umstellung auf Eigenverbrauch empfohlen. Besteht ein erhöhter Strombedarf, beispielsweise durch eine WP oder ein Elektrofahrzeug, kann die Wirtschaftlichkeit nennenswert erhöht werden. Zudem kann hier die Anschaffung eines Heizstabes einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb ermöglichen. Jedoch stellt sie im Vergleich zu einer reinen Umstellung auf den Eigenverbrauch der Hauslast keinen wirtschaftlichen Vorteil dar. Die Installation eines kleineren Batteriespeichers lohnt sich auch hier nur in Kombination mit einem erhöhten Stromverbrauch.

6.4. Weiterbetrieboptionen einer 7 kW_p PV-Anlage

Die Cashflow-Diagramme der vorgestellten Weiterbetrieboptionen für eine 7 kW_p PVA sind in Abbildung 22 zu sehen. In diesem Anlagensegment ermöglicht ein Großteil der vorgestellten Weiterbetrieboptionen unter den getroffenen Annahmen bereits einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb.

Der Weiterbetrieb als Volleinspeisung zeigt sich jedoch auch hier als nicht wirtschaftlich.

Eine Umstellung auf Eigenverbrauch, insbesondere in der Kombination mit einer WP und/oder einem Elektrofahrzeug, stellen auch hier unter anderem die wirtschaftlichsten Weiterbetrieboptionen dar.

Die Installation eines Heizstabes zeigt sich über den Betrachtungszeitraum in der gewählten Leistungsklasse als wirtschaftliche Möglichkeit, jedoch stellt sie auch hier im Vergleich zu einer reinen Umstellung zum Eigenverbrauch der Hauslast keinen Vorteil dar. Ein Heizstab in einer niedrigen Leistungsklasse könnte aufgrund der niedrigeren Investitionskosten einen wirtschaftlicheren Weiterbetrieb ermöglichen.

Die Investition in einen Batteriespeicher ist nur wirtschaftlich sinnvoll, wenn ein erhöhter Stromverbrauch, beispielsweise durch eine WP, vorliegt. Das stellt jedoch im Vergleich zu einer reinen Umstellung zum Eigenverbrauch der Hauslast sowie der WP keinen Vorteil dar. Die Auswahl eines kleineren Batteriespeichers könnte auch hier eine wirtschaftliche Möglichkeit darstellen.

Die Anschaffung einer Stromcloud bietet hier nur in Kombination mit einer WP und der fast vollständigen Nutzung der zur Verfügung stehenden Freistrommenge eine wirtschaftliche Möglichkeit.

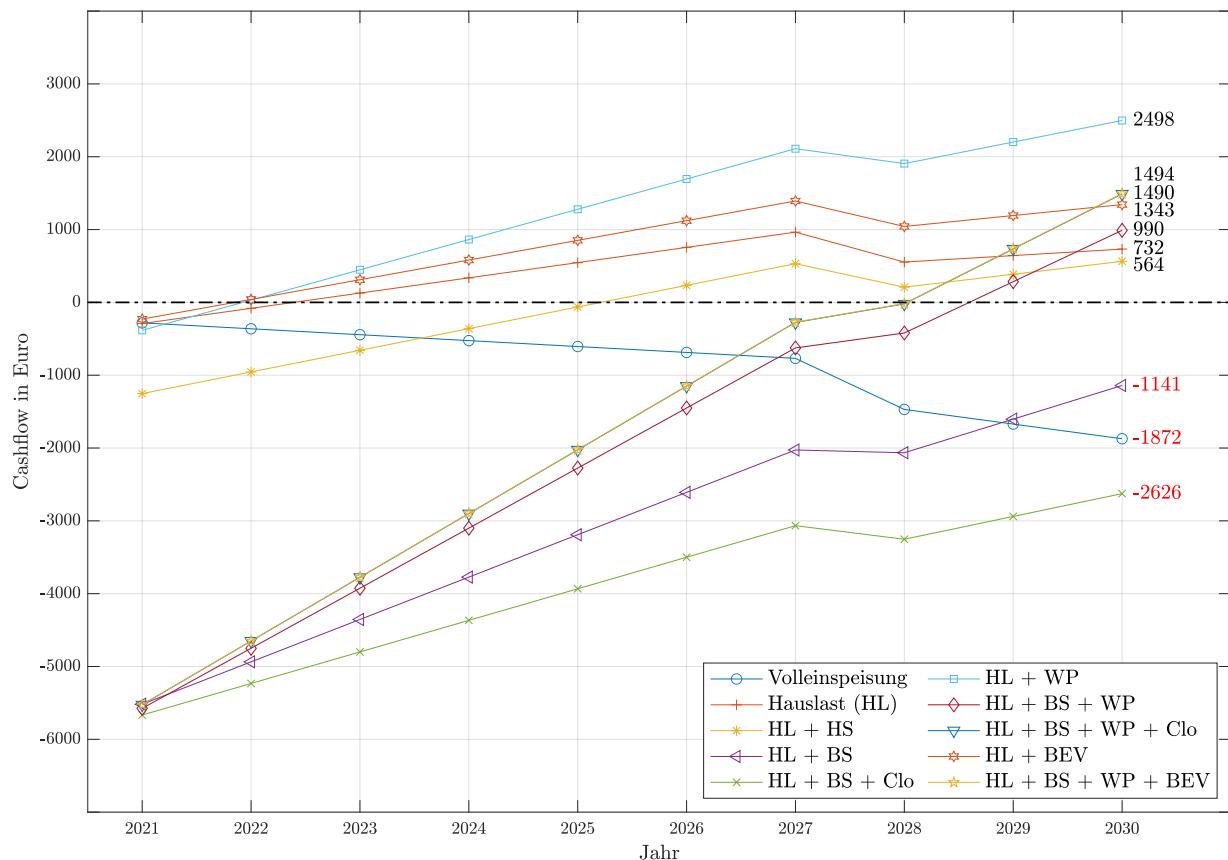


Abbildung 22: Cashflow-Diagramme einer 7 kW_p PVA für die unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen.

In Abbildung 23 sind die Cashflow-Diagramme für eine 7 kW_p PVA mit einem Heizstab mit geringer Leistung (2 kW) und einem kleineren Batteriespeicher (4,5 kWh) zu sehen. Die Auswahl eines kleineren Heizstabes ermöglicht unter den getroffenen Annahmen einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der PVA, jedoch erweist sich auch hier der Heizstab in der höheren Leistungsklasse als wirtschaftlichere Möglichkeit, da mehr zur Verfügung stehende Stromüberschüsse genutzt werden können. Mit einem kleineren Batteriespeicher kann die Wirtschaftlichkeit zwar gesteigert werden, reicht jedoch auch hier nicht aus, um einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb zu ermöglichen. Erst in Kombination mit einem erhöhten Stromverbrauch, beispielsweise durch eine WP, erweist sich dies als möglich.

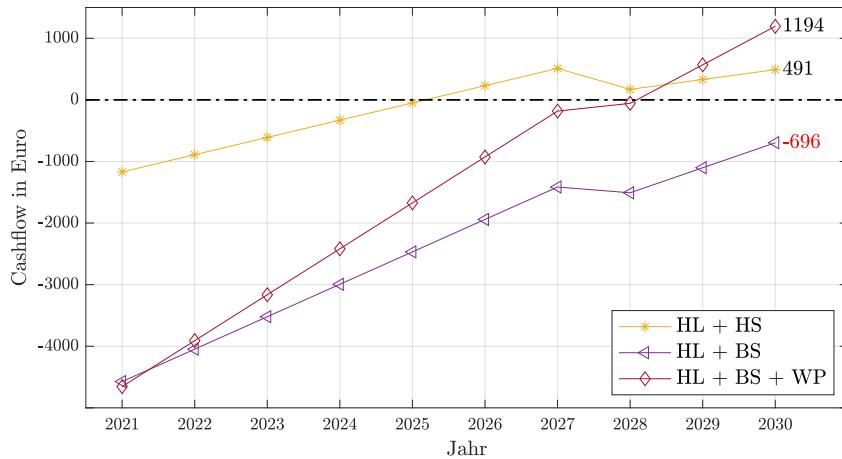


Abbildung 23: Cashflow-Diagramme einer 7 kW_p PVA mit einem Heizstab mit geringer Leistung (2 kW) und einem kleineren Batteriespeicher (4,5 kWh).

In Abbildung 24 sind die Entwicklung der Bestcase- und Worstcase-Szenarien dargestellt. Ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Anlage als Volleinspeisung ist auch hier in keinem der Szenarien sinnvoll. Der Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch zur Deckung der Hauslast zeigt sich unter den getroffenen Annahmen auch hier überwiegend als wirtschaftliche Möglichkeit.

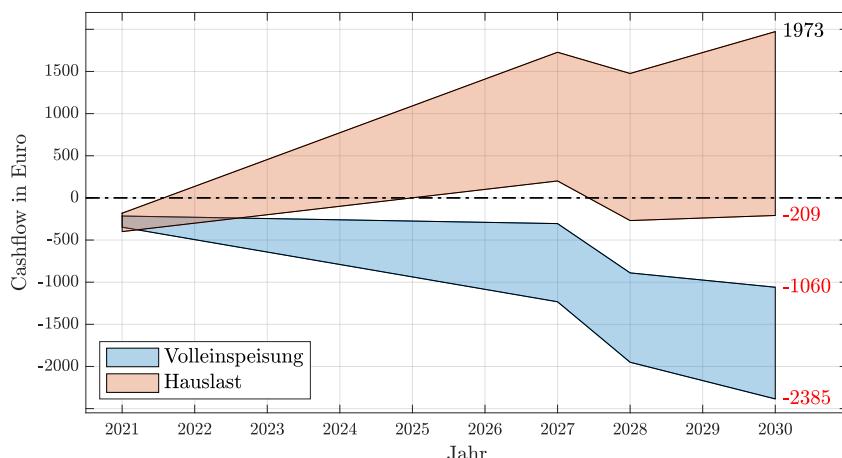


Abbildung 24: Cashflow-Diagramme einer 7 kW_p PVA in einem Bestcase- und Worstcase-Szenario für die Weiterbetrieboptionen der Volleinspeisung und des Eigenverbrauchs für die Hauslast

Empfehlung: Für das Anlagensegment 7 kW_p wird eine Umstellung auf Eigenverbrauch empfohlen. Besteht ein erhöhter Strombedarf, beispielsweise durch eine **WP** oder ein Elektrofahrzeug, kann die Wirtschaftlichkeit entscheidend erhöht werden und die Anschaffung eines kleinen Batteriespeichers in manchen Einzelfällen sinnvoll sein. Auch mit dem Einsatz eines Heizstabes kann ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb ermöglicht werden. Jedoch bietet auch das im Vergleich zu einer reinen Umstellung zum Eigenverbrauch der Hauslast keinen wirtschaftlichen Vorteil.

6.5. Weiterbetrieboptionen einer 9 kW_p PV-Anlage

In [Abbildung 25](#) sind die Cashflow-Diagramme der vorgestellten Weiterbetrieboptionen für eine 9 kW_p **PVA** zu sehen. Unter den getroffenen Annahmen existieren hier diverse wirtschaftliche Weiterbetrieboptionen.

Der Weiterbetrieb als Volleinspeisung erweist sich auch hier als unwirtschaftlich. Eine Umstellung auf den Eigenverbrauch, insbesondere in der Kombination mit einer **WP** und/oder einem Elektrofahrzeug, stellt auch hier eine der wirtschaftlichsten Weiterbetrieboptionen dar.

Die Installation eines Heizstabes zeigt sich über den Betrachtungszeitraum in der gewählten Leistungsklasse als wirtschaftliche Möglichkeit, und die Auswahl in einer niedrigeren Leistungsklasse könnte eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit ermöglichen.

Die Investition in einen Batteriespeicher zeigt sich in der gewählten Größe als wirtschaftlich nicht sinnvoll. Erst mit einem erhöhten Stromverbrauch zeigt sich dieser als rentabel. Die Kombination einer Umstellung auf den Eigenverbrauch der Hauslast sowie der **WP** mit einem Batteriesystem zeigt jedoch im Vergleich zur Kombination ohne Batteriesystem keinen Vorteil. Die Auswahl eines kleineren Batteriespeichers könnte auch hier einen Vorteil bieten.

Die Anschaffung einer Stromcloud stellt sich hier nur in Kombination mit einer **WP** und dem fast vollständigen Bezug der Freistrommenge als wirtschaftliche Möglichkeit heraus.

In [Abbildung 26](#) sind die Cashflow-Diagramme für eine 9 kW_p **PVA** mit einem Heizstab mit geringer Leistung (4 kW) und einem kleineren Batteriespeicher ($6,5\text{ kWh}$) zu sehen. Die Auswahl eines Heizstabes in einer niedrigen Leistungsklasse ermöglicht hier unter den getroffenen Annahmen einen minimal wirtschaftlicheren Weiterbetrieb. Mit einem kleineren Batteriespeicher kann die Wirtschaftlichkeit zwar gesteigert werden, jedoch reicht dies auch hier über den Betrachtungszeitraum nicht aus. Erst in Kombination mit einem erhöhten Stromverbrauch, beispielsweise durch eine **WP**, ist ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb möglich.

Die Entwicklung der Bestcase- und Worstcase-Szenarien sind in [Abbildung 27](#) zu sehen. Ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Anlage als Volleinspeisung ist auch hier nicht möglich. Der Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch zur Deckung der Hauslast stellt sich unter den getroffenen Annahmen überwiegend als wirtschaftliche Möglichkeit dar.

Empfehlung: Für das Anlagensegment 9 kW_p wird ebenfalls eine Umstellung auf Eigenverbrauch empfohlen. Besteht ein erhöhter Strombedarf, beispielsweise durch eine **WP** oder ein Elektrofahrzeug, kann die Wirtschaftlichkeit entscheidend erhöht werden und die Anschaffung eines kleinen Batteriespeichers in manchen Einzelfällen als sinnvoll erachtet werden. Auch die Anschaffung eines Heizstabes kann hier einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb ermöglichen.

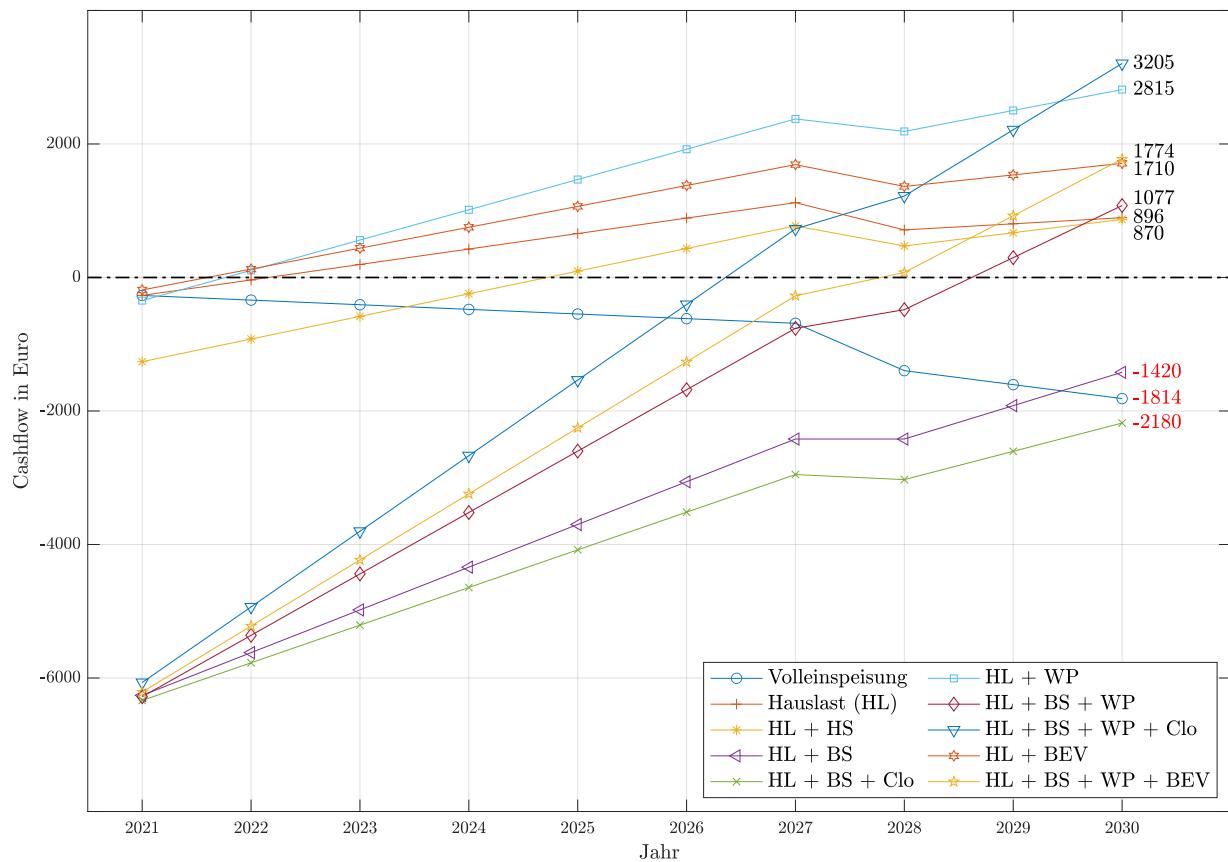


Abbildung 25: Cashflow-Diagramme einer 9 kW_p PVA für die unterschiedlichen Weiterbetriebsoptionen.

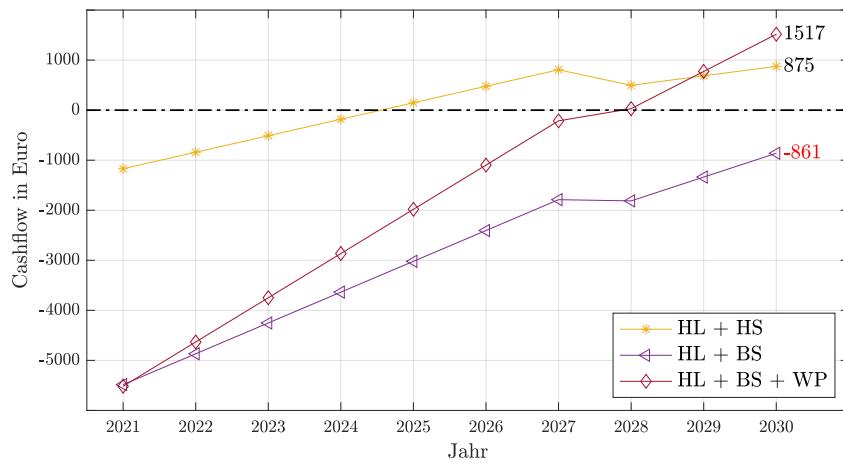


Abbildung 26: Cashflow-Diagramme einer 9 kW_p PVA mit einem Heizstab mit geringer Leistung (4 kW) und einem kleineren Batteriespeicher (6,5 kWh).

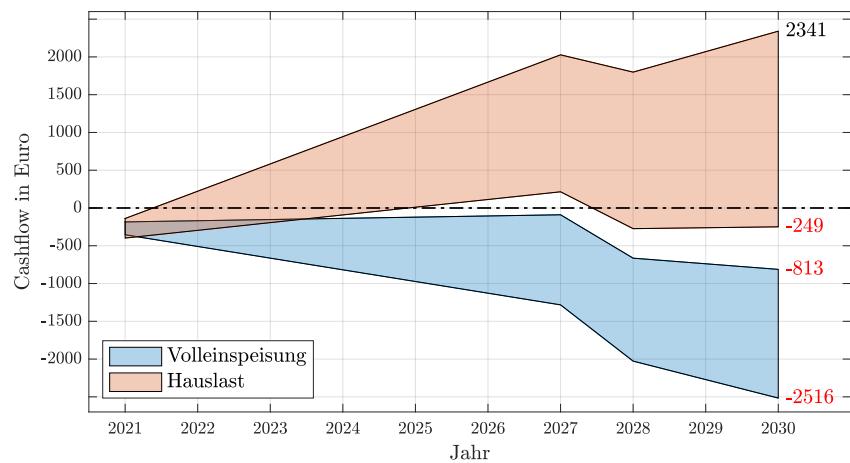


Abbildung 27: Cashflow-Diagramme einer 9 kW_p PVA in einem Bestcase- und Worstcase-Szenario für die Weiterbetrieboptionen der Volleinspeisung und des Eigenverbrauchs für die Hauslast.

Eine Zusammenfassung der Cashflow-Diagramme der unterschiedlichen Anlagengrößen nach zehn Betriebsjahren basierend auf den Simulationsergebnissen für die verschiedenen Weiterbetrieboptionen ist in [Tabelle 19](#) zu sehen. Hier sind bereits die Ergebnisse der optimierten Systemkombinationen mit einem kleinen Heizstab und Batteriespeicher in Zusammenspiel mit der Hauslast hinterlegt.

Mit steigender Anlagenleistung steigt in den meisten Fällen ebenfalls die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Weiterbetrieboption. Es zeigt sich jedoch, dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb im Anlagensegment um 1 kW_p sich als schwierig erweist. Auch mit einer Volleinspeisung kann dies in keinem der Anlagensegmente realisiert werden. Jedoch zeigt sich ein Eigenverbrauch der Hauslast in den allermeisten Fällen bereits als sinnvolle Weiterbetriebsmöglichkeit. Die Anschaffung eines Heizstabes zeigt nur im oberen Anlagensegment wirtschaftliche Vorteile, jedoch stellt sie im Vergleich zu einer reinen Umstellung zum Eigenverbrauch der Hauslast keinen Vorteil dar. Mit der Auswahl eines kleineren Batteriespeichers kann in den meisten Fällen eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Jedoch reicht dies unter den getroffenen Rahmenbedingungen nicht aus, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Erst in Kombination mit einem höheren Stromverbrauch ist auf diese Weise ein sinnvoller Weiterbetrieb möglich. Die Systemkombinationen mit einer Stromcloud scheinen nur dann wirtschaftlich, wenn eine nahezu vollständige Nutzung der zur Verfügung stehenden Freistrommenge vorliegt. Besteht ein erhöhter Stromverbrauch durch eine [WP](#) oder ein Elektrofahrzeug, kann eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit erreicht werden.

Tabelle 19: Zusammenfassung der Ergebnisse der Cashflow-Diagramme nach zehn Betriebsjahren für die unterschiedlichen Systemkombinationen unter Berücksichtigung der geringer dimensionierten Systemauslegungen (*).

Systemkombination	Wirtschaftlichkeit nach 10 Jahren in €				
	1 kW_p	3 kW_p	5 kW_p	7 kW_p	9 kW_p
Volleinspeisung	-2296	-1928	-2010	-1872	-1814
Hauslast (HL)	-1045	174	421	732	896
HL + HS	-1904	-306	107	564	* 875
HL + BS	-2403	* -817	-280	* -696	* -861
HL + BS + Clo		-2378	-1150	-2626	-2180
HL + WP	-900	1302	1953	2498	2815
HL + BS + WP	-2490	* 301	* 868	* 1194	* 1517
HL + BS + WP + Clo		-7440	-2466	1490	3205
HL + BEV	-1003	391	832	1343	1710
HL + BS + WP + BEV	-2479	84	715	1494	1774

6.6. Weitere Ergebnisse

Um die Auswirkungen der Weiterbetrieboptionen für [PVAs](#) mit einer östlichen oder westlichen Ausrichtung einschätzen zu können, sollen nun die vorgestellten Weiterbetrieboptionen für die entsprechenden Ausrichtungen der Solarmodule untersucht werden.

In [Abbildung 28](#) sind diese für eine Anlage mit Ost-Ausrichtung und in [Abbildung 29](#) für eine Anlage mit West-Ausrichtung aufgezeigt. In [Tabelle 20](#) werden die einzelnen relativen Abweichungen der Ergebnisse der Cashflow-Diagramme nach zehn Betriebsjahren für die einzelnen Ausrichtungen im Vergleich zu einer Süd-Ausrichtung aufgezeigt.

Die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Weiterbetrieboptionen im Vergleich zu einer Süd-Ausrichtung fällt aufgrund des geringeren Ertrages niedriger aus. Nichtsdestotrotz ist auch hier

grundsätzlich ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Anlagen möglich. Zu beobachten ist jedoch, dass die unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen in Abhängigkeit der Ausrichtung unterschiedlich reagieren. So ist aufgrund des höheren Ertrages bei einer Volleinspeisung eine Ost-Ausrichtung wirtschaftlicher als die West-Ausrichtung. Bei einem Umbau auf den Eigenverbrauch der Hauslast zeigt sich jedoch die West-Ausrichtung als wirtschaftlicher als die Ost-Ausrichtung, da hier in der Nachmittagszeit der maximale Ertrag erzielt wird, wenn auch ein erhöhter Hausverbrauch vorliegt. Die hohe Abweichung bei der Systemkombination mit einem Heizstab ist auf die geringer vorhandenen Stromüberschüsse zurückzuführen, mit denen der Heizstab versorgt wird. Grundsätzlich fällt hier die Wirtschaftlichkeit der Systemkombinationen mit erhöhtem Verbrauch aufgrund des niedrigeren Ertrages deutlich geringer aus.

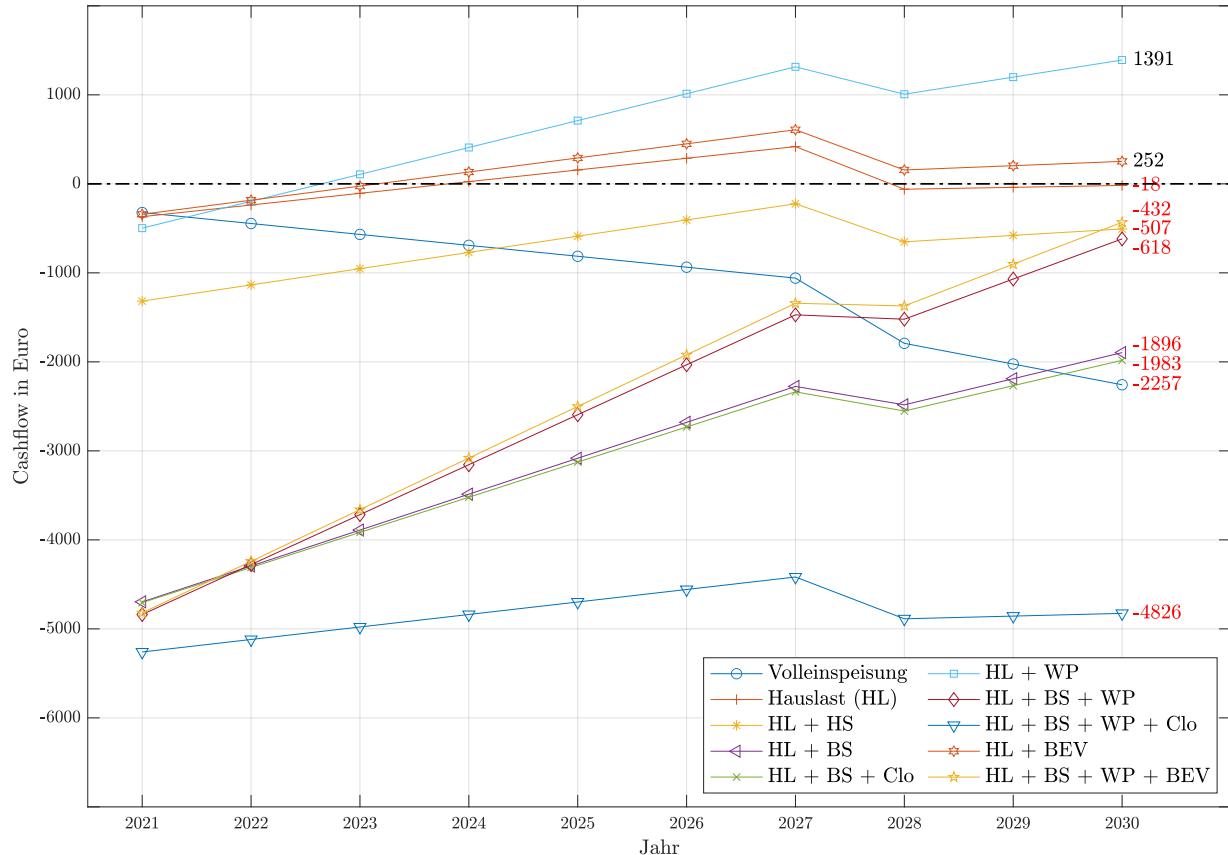


Abbildung 28: Cashflow-Diagramme einer 5 kW_p PVA mit Ost-Ausrichtung für verschiedene Weiterbetrieboptionen.

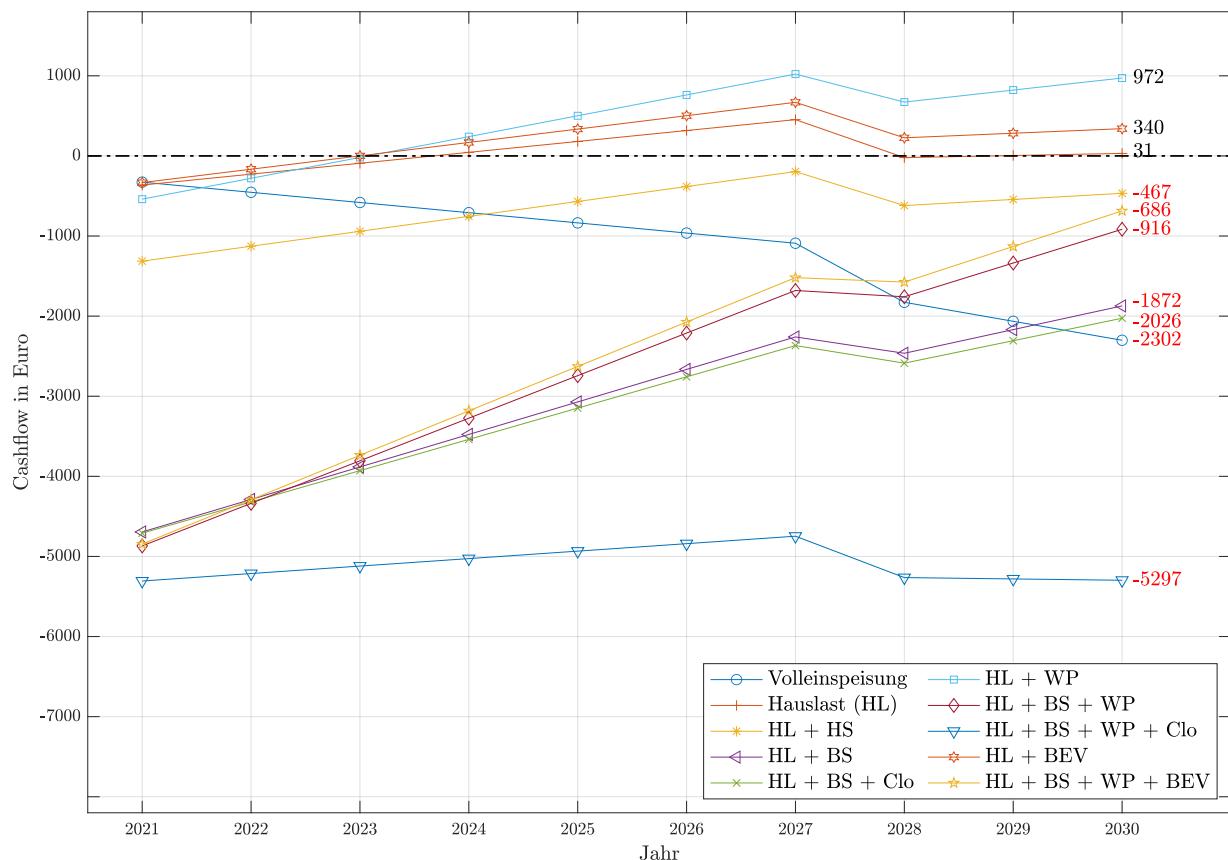


Abbildung 29: Cashflow-Diagramme einer 5 kW_p PVA mit West-Ausrichtung für verschiedene Weiterbetrieboptionen.

Tabelle 20: Relative Abweichungen der Ergebnisse der Cashflow-Diagramme nach zehn Betriebsjahren für unterschiedliche Systemkombinationen einer 5 kW_p PVA für einzelne Ausrichtungen im Vergleich zu einer Süd-Ausrichtung.

Systemkombination	Relative Abweichung der Wirtschaftlichkeit in %	
	Ost-Ausrichtung	West-Ausrichtung
Volleinspeisung	-12,3	-14,5
Hauslast (HL)	-104,3	-92,6
HL + HS	-573,8	-536,4
HL + BS	-64,9	-62,8
HL + BS + Clo	-13,8	-16,2
HL + WP	-28,8	-50,2
HL + BS + WP	-257,3	-333,1
HL + BS + WP + Clo	-95,7	-114,8
HL + BEV	-69,7	-59,1
HL + BS + WP + BEV	-503,7	-741,1

Die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit der Umstellung auf den Eigenverbrauch in Abhängigkeit des Förderendes ist in **Abbildung 30** zu sehen. Hier wird deutlich, dass mit fortschreitendem Förderende die Wirtschaftlichkeit über den Betrachtungszeitraum von zehn Jahren hinweg deutlich sinkt. Das setzt deutlich schlechtere Voraussetzungen für den Weiterbetrieb der ausgeförderten PVAs mit fortschreitendem Ausstieg aus der Förderung. Es bleibt an dieser Stelle offen, ob diesem Trend durch einen Anstieg der Durchschnittsleistung der Anlagen in den kommenden Jahren entgegengewirkt werden kann.

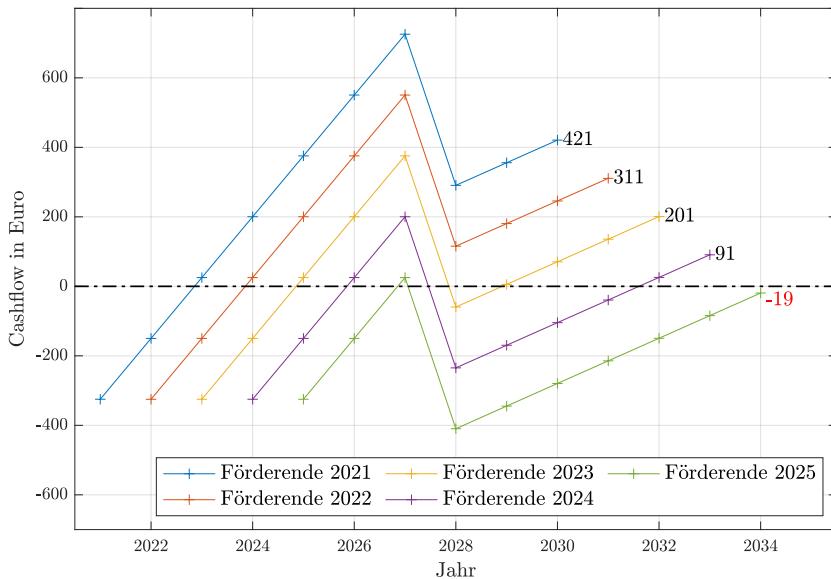


Abbildung 30: Cashflow-Diagramme für 5 kW_p PVA mit unterschiedlichem Förderende für die Umstellung auf den Eigenverbrauch.

7. Zusammenfassung

Das **EEG** verlieh ab dem Jahr 2000 unter anderem der Solarenergie einen ausschlaggebenden Schub, der diese Technologie von einem Nischendasein zu einem der wichtigsten Energielieferanten Deutschlands gewandelt hat. Mit dem Ende der 20-jährigen Förderung in Form einer garantierten Einspeisevergütung zum 1. Januar 2021 endet für die ersten **PVAs** in Deutschland deren bisherige wirtschaftliche Grundlage.

Bis zum Jahr 2025 werden anhand der ausgewerteten Daten aus dem Marktstammdatenregister über 240 000 Anlagen diesem Schicksal begegnen und ihre entsprechende **EEG**-Vergütung verlieren. Hierbei handelt es sich in erster Linie um bauliche Anlagen mit einer Süd-Ausrichtung, die an Gebäuden installiert wurden, über einen häuslichen Niederspannungsanschluss an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind und den erzeugten **PV**-Strom überwiegend vollständig in dieses einspeisen. Insgesamt werden bis zum Jahr 2025 über 3,1 GW die entsprechende **EEG**-Vergütung verlieren. Dabei liegt die dadurch betroffene Stromerzeugung im Jahr 2021 schätzungsweise noch bei knapp 208 GWh, und steigt bis zum Jahr 2025 bereits auf über 2,8 TWh. Die dazugehörige vermeidbare Treibhausgas-Emission aufgrund des momentan zur Verfügung stehenden Strommixes ergeben bis einschließlich 2025 eine kumulierte CO₂-Einsparung von circa 2,27 Mio t. Die größte Anzahl dieser Anlagen liegt mit etwa 80 % im Anlagensegment unter 10 kW_p und setzt somit den Fokus dieser Arbeit auf ebendiese Anlagen.

Mit der **EEG**-Novelle 2021 soll nicht nur die weitere Behandlung von Neuanlagen geregelt werden, sondern auch von jenen, die nach 20 Jahren ihre Förderung verlieren. Nach dieser besteht für **PVAs** mit einer Leistung von maximal 100 kW_p die Möglichkeit einer Zuordnung in die Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2. Hierbei entsteht ein Anspruch auf eine Einspeisevergütung für den in das Stromnetz eingespeisten Strom, wobei sich der anzulegende Wert für diesen aus dem tatsächlichen Jahresmittelwert des Marktwertes von Strom aus Solaranlagen ergibt und jährlich rückwirkend ermittelt wird. Diese Veräußerungsform für ausgeführte **PVAs** ist bis zum 31. Dezember 2027 zeitlich begrenzt. Danach ist nach aktueller Rechtslage ein verpflichtender Wechsel in die sonstige Direktvermarktung oder der Abschluss eines **PPA/P2P** notwendig. Letztere Möglichkeiten sind jedoch für das erwähnte Anlagensegment eher unwahrscheinlich, da die Handelsteilnehmer mit der Einhaltung regulatorischer und organisatorischer Regelungen sowie der Stromsteuerabfuhr überfordert sein könnten [Sol20]. Anlagen mit einer installierten Leistung, die den Schwellenwert von 100 kW_p überschreiten, haben keinen Anspruch auf die Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 und müssen mit sofortiger Wirkung nach dem Förderende in die sonstige Direktvermarktung wechseln, beziehungsweise ein **PPA/P2P** mit den entsprechenden Vertragspartner abschließen. Bei einem Wechsel in die Direktvermarktung sind Anlagenbetreiber*innen verpflichtet, diese mit den technisch notwendigen Einrichtungen auszustatten, die es dem Direktvermarktsunternehmen und dem Netzbetreiber ermöglichen, jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen zu können, sowie die Einspeiseleistung stufenweise, oder sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln zu können. Des Weiteren ist mit ausgeführten **PVAs** weiterhin ein Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stromes möglich. Hier sind die Netzbetreiber weiterhin berechtigt und verpflichtet, die **EEG**-Umlage bei Letztabbrauchern für die Eigenversorgung von Strom zu erheben. Davon befreit sind Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kW_p und einer Eigenversorgung von maximal 30 MWh innerhalb eines Kalenderjahres. Für **PVAs**, die diese Angaben überschreiten, besteht die Pflicht zur Zahlung der **EEG**-Umlage, jedoch verringert sich diese auf 40 %.

Zahlreichen Umfragen zufolge (vgl. **Abschnitt 3**) zieht ein Großteil der Anlagenbetreiber*innen die Möglichkeit nicht in Betracht, die ausgeführte **PVA** abzubauen. Sie bevorzugen in erster Linie Eigenverbrauchskonzepte, welche mit möglichst geringem Aufwand umsetzbar sind. Zudem ist anzunehmen, dass die meisten Anlagenbetreiber*innen sich erst intensiv mit der Thematik auseinandersetzen werden, wenn das Ende der Förderung unmittelbar bevorsteht [Sol20]. Die Komplexität der Regelungen bezüglich der Weiterbetriebsmöglichkeiten und deren wirtschaftliche Auswirkungen sind nur wenigen Anlagenbetreiber*innen bekannt, wodurch davon auszugehen ist,

dass diesbezüglich ein hoher Aufklärungsbedarf besteht. Des Weiteren kann davon ausgegangen werden, dass nach einer durchschnittlichen Betriebsführung nach dem Ende der Förderung sowohl die Kosten für den Bau und Betrieb als auch eventuelle Kapitalanschaffungskosten amortisiert worden sind.

Bezüglich der Lebensdauer der einzelnen Komponenten (vgl. [Unterabschnitt 3.2](#)) von **PVAs** kann von über 30 Jahren ausgegangen werden. Lediglich die **WR** weisen eine geringere Lebensdauer von etwa 15 bis 20 Jahren auf. Einige Studien zeigen, dass die jährlichen Leistungseinbussen von Solarmodulen durch unterschiedliche Umwelteinflüsse 0,3 % nicht überschreiten und damit einer regelmäßigen Reinigung der Moduloberfläche eine weitaus bedeutendere Rolle zukommt. Aufgrund der verwendeten Montagesysteme und der Verkabelung ist nur in wenigen Einzelfällen der Rückbau der Anlage notwendig. Trotzdem ist eine Inspektion durch einen Fachmann vor dem Weiterbetrieb ratsam, um das mögliche Potential der **PVA** besser einschätzen zu können und eventuell auftretende Mängel aufzudecken. Hierbei handelt es sich in den meisten dieser Fälle um Anlagen, bei denen die technische Lebensdauer der Komponenten noch nicht erreicht ist und sowohl aus technischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht ein Weiterbetrieb nach Förderende möglich ist.

Für den Weiterbetrieb der ausgeförderten **PVAs** bietet sich eine Vielzahl an unterschiedlichen Weiterbetriebsmöglichkeiten. Hier können sowohl Konzepte mit Volleinspeisung und Vermarktung des **PV**-Stromes zum Einsatz kommen als auch solche, die einen Eigenverbrauch ermöglichen. Durch Letztere kann der günstige Strom direkt vor Ort selbst durch den/die Betreiber*in verbraucht und so der Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz reduziert werden. Dadurch kann mithilfe des **PV**-Stromes nicht nur der anfallende Eigenbedarf der Hauslast, sondern auch zusätzliche Verbraucher wie eine **WP** oder ein Elektrofahrzeug versorgt werden. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, den erzeugten Strom zwischenzuspeichern, oder ihn bei vorhandenem Überschuss zu verbrauchen. Um die diversen Weiterbetrieboptionen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit beurteilen zu können, werden sie im Rahmen dieser Arbeit mithilfe einer erstellten Zeitschrittsimulation mit der Simulationssoftware MATLAB bewertet. Damit werden folgende Weiterbetrieboptionen sowohl einzeln, als auch in Kombination untersucht: eine Volleinspeisung des erzeugten **PV**-Stromes, eine Umstellung auf Eigenverbrauch der Hauslast, der Einsatz eines Heizstabes bei **PV**-Stromüberschüssen, die Zwischenspeicherung von **PV**-Strom in einem Batteriesystem mit und ohne eine Stromcloud und die Versorgung einer **WP** sowie eines Elektrofahrzeuges. Des Weiteren werden in Kombination mit diesen Weiterbetrieboptionen unterschiedliche Einspeisevergütungen, Strombezugspreise sowie laufende Kosten und notwendige Investitionen berücksichtigt.

Die Ergebnisse des Simulationsmodells zeigen, dass im ausgewerteten Anlagensegment von 1 kW_p bis 10 kW_p unter den getroffenen Annahmen kein wirtschaftlicher Weiterbetrieb mittels Volleinspeisung des erzeugten Stroms möglich ist. Selbst bei einer Betrachtung unter den Rahmenbedingungen eines Bestcase-Szenarios hinsichtlich einer Netto Einspeisevergütung von 4 ct/kWh zeigt sich dies als nicht möglich. So ist zu beobachten, dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der ausgeförderten **PVAs** nur in Kombination mit Konzepten des Eigenverbrauchs möglich ist. Hier reicht in den meisten Fällen bereits eine Umstellung auf den Eigenverbrauch der Hauslast. Lediglich für das Anlagensegment von 1 kW_p erweist sich dies aufgrund der ab dem Jahr 2028 notwendigen Investitionen für die Umstellung zur Direktvermarktung als problematisch. Mit ansteigender Anlagenleistung ist jedoch auch meist eine ansteigende Wirtschaftlichkeit der einzelnen Weiterbetrieboptionen zu beobachten. Je höher der vor Ort anfallende Stromverbrauch, desto eher ist ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb möglich. So zeigt sich über alle Anlagengrößen die Kombination aus Eigenverbrauch der Hauslast und einer **WP** als wirtschaftlichste Weiterbetriebsmöglichkeit. Aber auch mit dem Laden eines Elektrofahrzeuges kann in den meisten Fällen ein wirtschaftlicher Betrieb sichergestellt werden. Die Anschaffungskosten eines Batteriesystems können meist nicht amortisiert werden. Lediglich mit der Auswahl eines verhältnismäßig kleinen Batteriesystems im oberen Anlagensegment kann dies erreicht werden, sofern die Annahme eines erhöhten Strombedarfs getroffen wird. Die Anschaffung eines Heizstabes kann im mittleren und

oberen Anlagensegment als sinnvolle Weiterbetriebsmöglichkeit betrachtet werden, jedoch stellt sie im Vergleich zu einer reinen Umstellung zum Eigenverbrauch der Hauslast keinen Vorteil dar. So ist auch hier eine adäquate Dimensionierung im Verhältnis zur Anlagenleistung und dem restlichen anfallenden Stromverbrauch essenziell. Die Systemkombinationen mit einer Stromcloud zeigen, dass diese in einigen Fällen keinen Vorteil gegenüber dem Konzept mit einem reinen Batteriesystem bieten. Dabei ist nur ein wirtschaftlicher Betrieb möglich, wenn eine nahezu vollständige Nutzung der zur Verfügung stehende Freistrommenge vorliegt. Des Weiteren ist eine Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit der PVAs mit fortschreitendem Ausstieg aus der Förderung zu beobachten. Da die Energieerträge von Anlagen mit einer abweichenden Ausrichtung zur Süd-Ausrichtung niedriger ausfallen, fällt als Folge dieser auch die Wirtschaftlichkeit geringer aus. Nichtsdestotrotz ist auch hier grundsätzlich ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Anlagen möglich. Zu beobachten ist jedoch, dass die unterschiedlichen Weiterbetrieboptionen in Abhängigkeit der Ausrichtung unterschiedlich reagieren. Die ermittelten Ergebnisse der Simulation werden in einer Applikation übersichtlich dargestellt und stehen frei zur Verfügung.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der ausgeförderten PVAs eine Vielzahl an Möglichkeiten zur Verfügung steht, hier jedoch von Seiten der Anlagenbetreiber*innen in einem Großteil der Fälle ein aktiver Handlungsbedarf besteht.

Literatur

- [Alf17] Alfred-Wegener-Institut. *Wetterdaten*. PANGAEA. Data Publisher for Earth and Environmental Science. 2017. URL: https://wetter.hwt-berlin.de/Download/VWI_ANE1/2017-01-01/2018-01-01 (besucht am 21.03.2021).
- [Ank17] Anke Baars. *Warmwasser mit Solarstrom: Noch mehr Solarenergie im eigenen Haushalt nutzen*. 19. Apr. 2017. URL: <https://www.sma-sunny.com/warmwasser-mit-solarstrom-noch-mehr-solarenergie-im-eigenen-haushalt-nutzen/> (besucht am 07.02.2021).
- [Aus18] Austrian Institute of Technology. *Der Tarifkalkulator der E-Control. Im Auftrag der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft*. Typische Lastprofile für Smart Meter Kunden. 2018. URL: https://www.e-control.at/marketteilnehmer/infos/tarifkalkulator#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_hOTOCquhAp7M_ (besucht am 23.03.2021).
- [Bun20a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *EEG-Umlage sinkt 2021*. 17. Sep. 2020. URL: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/11/Meldung/News1.html> (besucht am 13.03.2021).
- [Bun20b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare- Energien-Gesetz - EEG 2021)*. 21. Dez. 2020. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf (besucht am 05.01.2021).
- [Bun20c] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. *Marktstammdatenregister*. Okt. 2020. URL: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht> (besucht am 23.10.2020).
- [Bun21a] Bundesnetzagentur. *Moderne Messeinrichtungen / Intelligente Messsysteme*. 2021. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Metering/SmartMeter_node.html (besucht am 06.04.2021).
- [Bun21b] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. & BWP Marketing und Service GmbH. *Wie funktioniert die Wärmepumpe?* März 2021. URL: <https://www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktion-waermequellen/> (besucht am 18.03.2021).
- [But17] Jan Butzner. "Warum es sich in Zukunft lohnen wird, mit Solarstrom zu heizen". In: *GreenCom Networks AG* (8. Nov. 2017). DOI: <https://www.shine.eco/2017/11/08/solarstrom-heizen-lohnt-sich-das/>.
- [C R99] C. Renken und H. Häberlin. *Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen. Schlussbericht*. Hochschule für Technik und Architektur (HTA) Burgdorf, Labor für Photovoltaik. Nov. 1999. URL: https://web.pvtest.bfh.science/Dokumente/Publikationen/064_PSEL_s.pdf (besucht am 21.10.2020).
- [Dan18] Daniel Heinz. *Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland. KIT – Die Forschungsuniversität in der Helmholtz-Gemeinschaft*. Okt. 2018. URL: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000086372> (besucht am 21.11.2020).
- [DEN17] DE[NK]ZENTRALE ENERGIE. *Kurzstudie: Eigenverbrauchsoptimierung ja, aber nicht über die Anlagengröße! im Auftrag der Photovoltaikforum GmbH*. Juli 2017. URL: https://www.denkzentrale-energie.de/wp-content/uploads/2017/07/Studie_EV-Optimierung.pdf (besucht am 02.02.2021).

- [Ene16] EnergieAgentur.NRW GmbH. *Leitfaden Wärmepumpe. Kombination von Wärmepumpe und Photovoltaik*. März 2016. URL: https://solarcluster-bw.de/fileadmin/user_upload/Stellungnahmen/Leitfaden_Waermepumpe_Energieagentur_NRW.pdf (besucht am 19.03.2021).
- [For19] Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. *Steckbrief: Strompreis*. 2019. URL: https://www.ffe-gmbh.de/images/stories/veroeffentlichungen/947_Steckbriefe_Niederbayern/Steckbrief_Strompreis.pdf (besucht am 01.04.2021).
- [Fre21] Freepik Company S.L. *flaticon*. Apr. 2021. URL: <https://www.flaticon.com/de/> (besucht am 05.04.2021).
- [Fuh15] Michael Fuhs. “Übersicht regelbare Heizstäbe”. In: *PV Magazine* (27. Feb. 2015). DOI: <https://www.pv-magazine.de/archiv/bersicht-regelbare-heizstbe/>.
- [Hei06] Heinrich Häberlin und Philipp Schärf. *Langzeitverhalten von PV-Anlagen über mehr als 15 Jahre*. Berner Fachhochschule (BFH), Technik und Informatik, Labor für Photovoltaik. Jan. 2006. URL: https://www.sunsniffer.de/images/downloads/Haeberlin-Schrif_2010.pdf (besucht am 2010).
- [Hen18] Henrik te Heesen und Volker Herbort und Martin Rumpler. *Studie zum Ertrag von Photovoltaikkleinanlagen 2017 in Deutschland. Herausgegeben von der Hochschule Trier*. März 2018. URL: https://www.umwelt-campus.de/fileadmin/Umwelt-Campus/User/HteHeesen/research/pv/Ertragsstudie_2017.pdf (besucht am 17.11.2020).
- [Hoc17] Hochschule für Technik un Wirtschaft Berlin. *Wetterdaten*. 2017. URL: <https://doi.pangaea.de/10.1594/PANGAEA.883232> (besucht am 21.03.2021).
- [Ina15] Ina Frenzel und Julia Jarass und Stefan Trommer und Barbara Lenz. *Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland. Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung*. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Mai 2015. URL: https://elib.dlr.de/96491/1/Ergebnisbericht_E-Nutzer_2015.pdf (besucht am 21.02.2021).
- [inf17] infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH. *Mobilität in Deutschland (MiD)*. 2017. URL: <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/index.html> (besucht am 23.03.2021).
- [Joc20] Jochen Metzger und Tobias Kelm und Anna-Lena Fuchs, Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart. *Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs. Weiterbetrieb ausgeförderter Photovoltaikanlagen – Kurzgutachten*. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Okt. 2020. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/climate_change_10_2020_weiterbetrieb_ausgefoerderte_photovoltaik.pdf (besucht am 21.11.2020).
- [Joh20] Johannes Weniger und Selina Maier und Nico Orth und Volker Quaschning. *Stromspeicher-Inspektion 2020. Forschungsgruppe Solarspeichersysteme*. Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin. Feb. 2020. URL: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/Stromspeicher-Inspektion-2020.pdf> (besucht am 23.03.2021).
- [Kat18] Kathrin Graulich und Inga Hilbert und Christoph Heinemann. *Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen. Kurzinformation für Verbraucherinnen und Verbraucher*. Institut für angewandte Ökologie, Öko-Institut e.V. März 2018. URL: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PV-Batteriespeicher-ETT-Information.pdf> (besucht am 31.03.2021).

- [Kil21] Kilian Heilfenbein. *Analyse des Einflusses netzdienlicher Ladestrategien auf Verteilernetze aufgrund der zunehmenden Netzintegration von Elektrofahrzeugen*. Masterarbeit. Apr. 2021.
- [Kra20] Kraftfahrt-Bundesamt. *Verkehr in Kilometern - Inländerfahrleistung*. Juli 2020. URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/vk_inlaenderfahrleistung_inhalt.html (besucht am 23.03.2021).
- [Mar21] Marktstammdatenregister. *Webhilfe des Marktstammdatenregisters. Meldepflichten und -fristen*. 2021. URL: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStRHilfe/subpages/fristen.html> (besucht am 21.02.2021).
- [Mat18] Matthias Stifter und Paul Zehetbauer und Bharath Rao und Sabina Eichberger. *REPRÄSENTATIVE LASTPROFILE FÜR HAUSHALTE*. AIT Austrian Institute of Technology. 2018. URL: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Repr%C3%A4sentative+Lastprofile+f%C3%BCr+Haushalte.pdf/3427e6a8-3005-fcd8-b7f4-9cd75feeee83?t=1584003716148> (besucht am 23.03.2021).
- [Mey14] Jens-Peter Meyer. "Eine Frage der Priorität, Wirtschaftlichkeit PV-heizungen". In: *Sonne Wind & Wärme* (Dez. 2014). DOI: https://www.sonnewindwaerme.de/sites/default/files/wirtschaftlichkeit_photovoltaik_heizungen.pdf.
- [Mic11] Michael Köhl. *Grundlegende Untersuchungen zur Gebrauchsdueranalyse von Photovoltaik-Modulen*. DISSERTATION Zur Erlangung des akademischen Grades DOKTOR-INGENIEUR Der Fakultät für Mathematik und Informatik Elektrotechnik. 2011. URL: https://ub-deposit.fernuni-hagen.de/servlets/MCRFileNodeServlet/mir_derivate_00000048/Diss_Koehl_Gebrauchsdueranalyse_Photovoltaik-Module_2011.pdf (besucht am 08.12.2020).
- [Net21] Netztransparenz. *Marktwertübersicht*. Herausgeber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. 9. März 2021. URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte> (besucht am 09.03.2021).
- [Pau20] Paul Ahlgrim und Natalja Semerow und Martin Ammon. *WIRTSCHAFTLICHE DIMENSIONEN DER DISKRIMINIERUNG. VON Ü20-PHOTOVOLTAIK-ANLAGEN IM KABINETTSENTWURF EEG 2021*. Initiatoren: EuPD Research Sustainable Management GmbH und Bundesverband Solarwirtschaft e.V. Okt. 2020. URL: https://www.solarwirtschaft.de/wp-content/uploads/2020/11/EUPD_Kurzstudie_UE20_webversion.pdf (besucht am 16.03.2021).
- [Pre21] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. *Kaufprämie für Elektroautos erhöht*. Apr. 2021. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/kaufpraemie-fuer-elektroautos-erhoeht-369482> (besucht am 01.04.2021).
- [Red20] Redpoint new energy, GreenStone Energy GmbH. *Jetzt die persönliche Energiewende Schaffen*. New energy cloud Broschüre. 2020. URL: <https://www.redpoint-newenergy.de/new-energy-cloud/> (besucht am 21.11.2020).
- [San06a] Sandia National Laboratories. *PV_LIB Toolbox for MatLab*. Jan. 2006. URL: https://pvpmc.sandia.gov/applications/pv_lib-toolbox/matlab/ (besucht am 21.03.2021).
- [San06b] Sandia National Laboratories. *PV_LIB Toolbox for Matlab Function Documentation and Help*. Jan. 2006. URL: https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/ (besucht am 21.03.2021).

- [SEN21] SENECK GmbH. *SENEC.Cloud*. März 2021. URL: [https://senec.com/de/produkte/se nec-cloud?utm_term=%2Bsenec%20%2Bcloud&utm_campaign=Search+-+SENEC. Cloud+\(tCPA+45% E2%82%AC+ab+4.2.\)&utm_source=adwords&utm_medium=ppc&hsa_acc=3037100175&hsa_cam=1657969417&hsa_grp=65008869346&hsa_ad=326286336705&hsa_src=g&hsa_tgt=kwd-593727231353&hsa_kw=%2Bsenec%20%2Bcloud&hsa_mt=b&hsa_net=adwords&hsa_ver=3&gclid=EAIAIQobChMI07-0tKiZ7QIVyuF3Ch2epgUqEAAYASAAEgJIxfD_BwE](https://senec.com/de/produkte/se nec-cloud?utm_term=%2Bsenec%20%2Bcloud&utm_campaign=Search+-+SENEC. Cloud+(tCPA+45% E2%82%AC+ab+4.2.)&utm_source=adwords&utm_medium=ppc&hsa_acc=3037100175&hsa_cam=1657969417&hsa_grp=65008869346&hsa_ad=326286336705&hsa_src=g&hsa_tgt=kwd-593727231353&hsa_kw=%2Bsenec%20%2Bcloud&hsa_mt=b&hsa_net=adwords&hsa_ver=3&gclid=EAIAIQobChMI07-0tKiZ7QIVyuF3Ch2epgUqEAAYASAAEgJIxfD_BwE) (besucht am 09.02.2021).
- [SMA21] SMA Solar Technology AG. *Förderprogramme für Solaranlagen, Stromspeicher und Elektromobilität in Deutschland, Österreich und der Schweiz*. März 2021. URL: <https://www.sma.de/foerderprogramme-solaranlagen-stromspeicher.html> (besucht am 30.04.2021).
- [Sol08] Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV). *EEG 2000/2004: Einspeisevergütung*. Dez. 2008. URL: http://www.sfv-mail.de/artikel/eeg_20002004_einspeiseverguetung.htm (besucht am 18.03.2021).
- [Sol20] Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV). *Leistungen und Kosten beim Weiterbetrieb von PV-Altanlagen*. Kurzgutachten. März 2020. URL: https://www.dgs.de/fileadmin/newsletter/2020/KTBL_Gutachten_SFV_DGS_GGSC.pdf (besucht am 06.03.2021).
- [Sol21] Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. *Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen*. März 2021. URL: https://www.pv-erträge.de/pvdaten/sfvpv_selbst_uebersichten.html (besucht am 05.03.2021).
- [Sön16] Sönke Jäger, ADLER Solar Services GmbH. *Welche Lebensdauer haben PV-Anlagen nach heutigen Erfahrungen tatsächlich?* Forum Solarpraxis. 11. Nov. 2016. URL: <https://docplayer.org/52920643-Welche-lebensdauer-haben-pv-anlagen-nach-heutigen.html> (besucht am 12.03.2021).
- [son21] sonnen GmbH. *Der Stromvertrag für die Pioniere der Energiewende*. März 2021. URL: <https://sonnen.de/stromtarife/sonnen-flat-direkt/#kontakt> (besucht am 09.02.2021).
- [Sta20] Stadtwerke Rostock Netzesellschaft mbH. *Eichung von Stromzählern. Exakt und sicher*. 2020. URL: <https://www.swrng.de/messen/eichung> (besucht am 11.03.2021).
- [Stä21] Städtische Werke Netz + Service GmbH. *Elektrisch fahren und laden*. Apr. 2021. URL: <https://netzplusservice.de/fuer-kunden/e-mobilitaet/> (besucht am 05.04.2021).
- [The19] Thermondo GmbH. *Warmwasserverbrauch – welchen Einfluss hat das Warmwasser auf meinen Energieverbrauch?* Sep. 2019. URL: <https://www.thermondo.de/info/rat/heizen/sparpotenzial-warmwasserverbrauch/> (besucht am 23.03.2021).
- [Tja13] Tjarko Tjaden und Johannes Weniger und Volker Quaschning. *Möglichkeiten und Grenzen von Photovoltaik-Wärmepumpen-Systemen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Solarstrom*. 14. Forum Solarpraxis, 22. November 2013, Berlin. Nov. 2013. URL: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2014/04/FORUM-SOLARPRAXIS-2013-PDF-M%c3%b6glichkeiten-und-Grenzen-von-Photovoltaik-W%c3%a4rmepumpen-Systemen-zur-Erh%c3%b6hung-des-Eigenverbrauchs-von-Solarstrom.pdf> (besucht am 19.03.2021).
- [Tja15] Tjarko Tjaden und Joseph Bergner und Johannes Weniger und Volker Quaschning. *Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis*. Datensatz, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW)Berlin, Lizenz: CC-BY-NC-4.0, heruntergeladen am [2020-12-12]. 2015. URL: <https://fs-cloud.f1.htw-berlin.de/s/ZnPCimHTm9djNq2?> (besucht am 20.04.2021).

- [Tja20] Tjarko Tjaden und Joseph Bergner und Johannes Weniger und Volker Quaschning. *Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis*. HTW Berlin - University of Applied Sciences, Forschungsgruppe Solarspeichersysteme. Apr. 2020. URL: <https://pvspeicher.hwt-berlin.de/wp-content/uploads/Repr%C3%A4sentative-elektrische-Lastprofile-f%C3%BCr-Wohngeb%C3%A4ude-in-Deutschland-auf-1-sek%C3%BCndiger-Datenbasis.pdf> (besucht am 20.04.2021).
- [Umw20] Umweltbundesamt. *Bilanz 2019: CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde Strom sinken weiter. Deutschland verkauft mehr Strom ins Ausland als es importiert*. Apr. 2020. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/bilanz-2019-co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom> (besucht am 11.04.2021).
- [Umw21a] Umweltbundesamt. *Erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung*. März 2021. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-konventionelle-stromerzeugung#bruttostromerzeugung-nach-energietragern-> (besucht am 05.03.2021).
- [Umw21b] Umweltbundesamt. *Treibhausgas-Emissionen in Deutschland*. Jan. 2021. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung> (besucht am 11.04.2021).
- [Val21] Valentin Software GmbH. *PV*SOL premium*. Jan. 2021. URL: <https://valentin-software.com/produkte/pvsol-premium/> (besucht am 01.04.2021).
- [Ver19] Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e. V. - VBEW. *VBEW-Messkonzepte. Messkonzepte und Abrechnungshinweise für Erzeugungsanlagen*. Nov. 2019. URL: <https://www.e-netzeallgaeu.de/media/VBEW-Messkonzepte.pdf> (besucht am 21.06.2020).
- [Wae21] Waermepumpen-Verbrauchsdatenbank. *Verbrauchsdaten aller Anlagen*. 2021. URL: <https://www.waermepumpen-verbrauchsdatenbank.de/index.php?button=verbrauch> (besucht am 21.02.2021).
- [WBC21] WBC Wallbox Chargers Deutschland GmbH. *Was heißt „Smart charging“?* Apr. 2021. URL: https://wallbox.com/de_de/faqs-was-ist-smart-charging (besucht am 09.04.2021).
- [WEM20] WEMAG AG. *Stromverbrauch im 1, 2, 3 und 4 Personen Haushalt*. Sep. 2020. URL: <https://www.wemag.com/energiesparberatung/stromverbrauch-single-2-3-4-personen-haushalt> (besucht am 20.02.2021).
- [Wie21] Jochen Wieler. “Stromverbrauch Elektroautos: Aktuelle Modelle im ADAC Test”. In: *Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V.* (11. Jan. 2021). DOI: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>.
- [Wis20] Wissenschaftliche Dienste, Deutscher Bundestag. *Dezentrale Förderung und Finanzierung erneuerbarer Energien. Dokumentation*. Nov. 2020. URL: <https://www.bundestag.de/resource/blob/817016/c6eca020850294851072de0fda42409d/WD-5-123-20-pdf-data.pdf> (besucht am 31.03.2021).
- [Yve15] Yves-Marie Saint-Drenan. *A Probabilistic Approach to the Estimation of Regional Photovoltaic Power Generation using Meteorological Data. Application of the Approach to the German Case*. Dissertation for the acquisition of the academic degree Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) Aug. 2015. URL: <https://kobra.uni-kassel.de/themes/Mirage2/scripts.mozilla-pdf.js/web/viewer.html?file=/bitstream/handle/123456789/2016090550868/DissertationYMSaintDrenan.pdf?sequence=3&isAllowed=y#pagemode=thumbs> (besucht am 22.04.2021).

A. Anhang

A.1. Kostenvoranschläge

- Kostenschätzungen **Abbildung 31**.
- Kostenvoranschlag Anlagencheck **Abbildung 32**.
- Kostenvoranschlag Zählerzusammenlegung **PVA** und Hauslast **Abbildung 33**.
- Kostenvoranschlag Zählerzusammenlegung **WP** und Hauslast **Abbildung 34**.
- Kostenvoranschlag Zählerschrankerneuerung **Abbildung 35**.
- Kostenvoranschlag **WP**-Kaskade **Abbildung 36**.
- Kostenvoranschlag Speichernachrüstung 2,5 kWh **Abbildung 37**.
- Kostenvoranschlag Speichernachrüstung 5,1 kWh **Abbildung 38**.
- Kostenvoranschlag Speichernachrüstung 7,7 kWh **Abbildung 39**.
- Kostenvoranschlag Heizstabnachrüstung 3 kW **AC** **Abbildung 40**.
- Kostenvoranschlag Heizstabnachrüstung 3 kW **DC** **Abbildung 41**.
- Kostenvoranschlag Heizstabnachrüstung 6 kW **AC** **Abbildung 42**.
- Kostenvoranschlag Heizstabnachrüstung 9 kW **AC** **Abbildung 43**.



[renewex GmbH](#) • [Hauptstraße 101](#) • [04416 Markkleeberg](#)

renewex GmbH

Hauptstraße 101 • 04416 Markkleeberg
Tel. 034 135010720
info@renewex.de

Mahy Ehrler
Hönowerstr. 56
10318 Berlin

22.03.2021

Kostenschätzungen

Sehr geehrter Herr Mahy Ehrler,

anbei erhalten Sie die Kostenschätzungen für die getätigten Anfragen. Hierbei handelt es sich um Kostenschätzungen für PV-Anlagen unter 10 kWp, einer Anfahrt von < 50 km und ohne größere Besonderheiten. Bitte beachten Sie, dass es sich hierbei um netto Preise handelt.

1. Anlagencheck: Messung auf der AC- und DC-Seite, Sichtprüfung der Photovoltaikanlage auf Verschmutzung, Beschädigung, Alterungserscheinungen, Kabelführung, Kabelbefestigung	195,00 €
2. Zählerzusammenlegung: PV-Anlage und Hausstrom	125,00 €
3. Zählerzusammenlegung: Wärmepumpe und Hausstrom	250,00 €
4. Zählerschrankerneuerung: Erneuerung des Zählerschranks gemäß Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des Verteilnetzbetreibers, ohne Umbau der Elektroanlage	1.900,00 €
5. Zählerschrankerneuerung: Erneuerung des Zählerschranks gemäß Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des Verteilnetzbetreibers, Inkl. Umbau auf aktuelle Sicherung	3.500,00 €
6. Batteriespeicher: (inkl. Installation): ca. 2,5 kWh	1.979,00 €
7. Batteriespeicher: (inkl. Installation): ca. 5 kWh	4.065,00 €
8. Batteriespeicher: (inkl. Installation): ca. 7,5 kWh	4.750,00 €
9. Batteriespeicher: (inkl. Installation): ca. 10 kWh	5.895,00 €
10. Heizstab: (inkl. Installation, exkl. Smart-Meter): ca. 3 kW	470,00 €
11. Heizstab: (inkl. Installation, exkl. Smart-Meter): ca. 3 kW	483,00 €
12. Heizstab: (inkl. Installation, exkl. Smart-Meter): ca. 3 kW	499,00 €
13. Smart-Meter: Zur Steuerung eines Heizstabes	300,00 €

Ich freue mich, von Ihnen zu hören und stehe gerne für Rückfragen zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Markus Zerer

Solarenergie mit Erfolg.



Gexx aeroSol GmbH • Schmiedestr. 2A • 15745 Wildau

Herr
Mahy Ehrler
Hönowerstr. 56

10318 Berlin

Seite: 1
Kunden Nr.: 15478
Datum: 29.03.2021

Angebot Nr. 218781

Ansprechpartner:
Dipl.-Ing. (FH) Torsten Stallmann
Technischer Leiter
T: 03375 5226 250
M: 0157 3270 1680
E: torsten.stallmann@gexx-aerosol.com

Projekt: Anlagencheck PV-Anlage

Standort: Musterangebot

Voraussetzungen für die Realisierung des Projekts:

- Ausreichende Zugänglichkeit bzw. Begehbarkeit der zu prüfenden Komponenten
- Erreichbarkeit relevanter Ansprechpartner während der Wartungs-Termine zur Abstimmung möglicher offener Punkte

Anmerkungen:

- Bei diesem Angebot bezüglich der fachgerechten Anlagencheck der PV-Anlage handelt es sich um eine Schätzung. Die Endabrechnung erfolgt anhand des tatsächlichen Aufwandes.
- Die Wartung der PV-Anlage erfolgt unter Einhaltung aller sicherheitsrelevanten Vorschriften, Normen und Anwendungsregeln der Innung für Elektrotechnik Brandenburg, des VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. sowie der BG ETEM Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse.
- Die Wartung der PV-Anlage erfolgt durch einen für die Wartung geschulten Elektromeister sowie eine qualifizierte Elektrofachkraft
- Die Wartung der PV-Anlage beinhaltet die Bereitstellung aller erforderlichen Gerätschaften durch die Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer
- Die Behebung möglicher im Rahmen Wartung und Prüfung ermittelter Fehler oder Mängel ist nicht Bestandteil dieses Angebots

A. Anhang

Angebot Nr. 218781

vom 29.03.2021

Seite: 2

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1,000	Anlagencheck durch einen Servicetechniker inkl: PV-Anlage: - Messung auf der Gleichstromseite (DC), Leerlaufspannung, Kurzschlussstrom, Durchgängigkeit der Erdung und Isolationswiderstand - Messung auf der Wechselstromseite (AC), Isolationswiderstand, schleifenden Widerstand - Sichtprüfung der Photovoltaikanlage auf Verschmutzung, Beschädigung, Alterungserscheinungen, Kabelführung, Kabelbefestigung Wechselrichter: - Prüfung der DC-Schalteinrichtungen und AC-Trenneinrichtungen - Prüfung des Innenraums sowie der Schraubverbindungen - Prüfung der Wechselrichteroberfläche - Auslesung von Warnungen und Fehlermeldungen Gesamt-Anlage: - Bestandsaufnahme der Gesamtanlage - Erstellung einer Dokumentation	300,00	300,00
<hr/>			
Gesamt Netto			
zzgl. 19,00 % USt. auf			
<hr/>			
Gesamtbetrag			
<hr/>			

Zahlungsbedingungen:

Standard: 100% nach Abschluss der vollständigen Prüfung und Übergabe der Dokumentation.

Alternative Zahlungsbedingungen nach Vereinbarung.

AGB: Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB). Diese sind diesem Angebot beigefügt.

Bei Fragen zu diesem Angebot stehe ich Ihnen als Ihr persönlicher Ansprechpartner selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Dipl.-Ing. (FH) Torsten Stallmann
Technischer Leiter

Hiermit erteile ich den Auftrag zu den o.g. Bedingungen:

Ort, Datum

Unterschrift

Solarenergie mit Erfolg.



Gexx aeroSol GmbH • Schmiedestr. 2A • 15745 Wildau

Herr
Mahy Ehrler
Hönowerstr. 56

10318 Berlin

Seite: 1
Kunden Nr.: 15478
Datum: 29.03.2021

Angebot Nr. 218783

Ansprechpartner:
Lisa-Marie Bauer, B. Sc.
Technische Projektleiterin
T: 03375 5226 250
E: Lisa-Marie.Bauer@gexx-aerosol.com

Projekt: Zählerzusammenlegung einer PV-Anlage mit dem Häuslichen Stromnetz

Standort: Musterangebot

Voraussetzungen für die Projekt-Realisierung:

- Bereitstellung eines Zählerschranks gemäß aktuellen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des zuständigen Verteilernetzbetreibers (VNB)
- Vorhandene fachgerechte Erdung des Gebäudes gemäß DIN VDE 0100-540, DIN 18015-1, DIN 18014 und TAB VNB
- Ausreichend geeigneter Raum für die Installation der System-Komponenten im Haustechnikraum (HTR) sowie ausreichend Platz in der Unterverteilung zur Absicherung der System-Komponenten
- Ausreichende Zugänglichkeit des für die Installation der System-Komponenten vorgesehenen Orts im HTR

Rechtliche Hinweise:

- Die Installation erfolgt unter Einhaltung aller sicherheitsrelevanten Vorschriften, Normen und Anwendungsregeln der Innung für Elektrotechnik Brandenburg, des VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. sowie der BG ETEM Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse.

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1,000	Zusammenlegung Zähler - Abmeldung und Demontage des PV-Zählers - Verknüpfung des PV-Stromkreises mit dem Hausstromkreis		
Zwischensumme			

A. Anhang

Angebot Nr. 218783

vom 29.03.2021

Seite: 2

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
<u>Übertrag</u>			
1,000	- Aufschaltung des PV-Stromkreises auf den Hausstromzähler Umbau der Zähleranlage	350,00	350,00
<hr/>			
Gesamt Netto			350,00
zzgl. 19,00 % USt. auf			350,00 66,50
Gesamtbetrag			416,50

Garantie: Für alle oben aufgeführten Positionen gelten die jeweiligen Hersteller-Garantien.

Gewährleistung: Für die Installation der oben aufgeführten Positionen besteht eine 5-jährige Gewährleistung der Gexx aeroSol GmbH.

Zahlungsbedingungen:

Standard: 100% direkt nach Installation

Eigentumsvorbehalt: Alle Warenlieferungen sowie die vollständige oder teilweise Installation von PV-Systemen inklusive aller ihrer Bestandteile erfolgen unter Eigentumsvorbehalt. Das Eigentum geht erst dann auf den Auftraggeber über, wenn dieser sämtliche Verbindlichkeiten aus der mit uns als Auftragnehmer bestehenden Geschäftsverbindung beglichen hat.

AGB: Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB). Diese sind diesem Angebot beigefügt.

Bei Fragen zu diesem Angebot stehe ich Ihnen als Ihr persönlicher Ansprechpartner selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Lisa-Marie Bauer, B. Sc.
Technische Projektleiterin

Hiermit erteile ich den Auftrag zu den o.g. Bedingungen:

Ort, Datum

Unterschrift

Solarenergie mit Erfolg.



Gexx aeroSol GmbH • Schmiedestr. 2A • 15745 Wildau

Herr
Mahy Ehrler
Hönowerstr. 56

10318 Berlin

Seite: 1
Kunden Nr.: 15478
Datum: 29.03.2021

Angebot Nr. 218780

Ansprechpartner:
Lisa-Marie Bauer, B. Sc.
Technische Projektleiterin
T: 03375 5226 250
E: Lisa-Marie.Bauer@gexx-aerosol.com

Projekt: Zählerzusammenlegung einer Wärmepumpe mit dem Häuslichen Stromnetz

Standort: Musterangebot

Voraussetzungen für die Projekt-Realisierung:

- Bereitstellung eines Zählerschranks gemäß aktuellen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des zuständigen Verteilernetzbetreibers (VNB)
- Vorhandene fachgerechte Erdung des Gebäudes gemäß DIN VDE 0100-540, DIN 18015-1, DIN 18014 und TAB VNB
- Ausreichend geeigneter Raum für die Installation der System-Komponenten im Haustechnikraum (HTR) sowie ausreichend Platz in der Unterverteilung zur Absicherung der System-Komponenten
- Ausreichende Zugänglichkeit des für die Installation der System-Komponenten vorgesehenen Orts im HTR

Rechtliche Hinweise:

- Die Installation erfolgt unter Einhaltung aller sicherheitsrelevanten Vorschriften, Normen und Anwendungsregeln der Innung für Elektrotechnik Brandenburg, des VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. sowie der BG ETEM Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse.

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1,000	Zusammenlegung Zähler - Abmeldung und Demontage des Wärmestromzählers und Tarifschaltgeräts - Verknüpfung des Wärmestromkreises mit dem		
<hr/> Zwischensumme <hr/>			

A. Anhang

Angebot Nr. 218780

vom 29.03.2021

Seite: 2

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
Übertrag			
1,000	Hausstromkreis - Aufschaltung des Wärmestromkreises auf den Hausstromzähler Umbau der Zähleranlage	350,00	350,00
<hr/>			
Gesamt Netto			350,00
zzgl. 19,00 % USt. auf			66,50
<hr/>			416,50

Garantie: Für alle oben aufgeführten Positionen gelten die jeweiligen Hersteller-Garantien.

Gewährleistung: Für die Installation der oben aufgeführten Positionen besteht eine 5-jährige Gewährleistung der Gexx aeroSol GmbH.

Zahlungsbedingungen:

Standard: 100% direkt nach Installation

Eigentumsvorbehalt: Alle Warenlieferungen sowie die vollständige oder teilweise Installation von PV-Systemen inklusive aller ihrer Bestandteile erfolgen unter Eigentumsvorbehalt. Das Eigentum geht erst dann auf den Auftraggeber über, wenn dieser sämtliche Verbindlichkeiten aus der mit uns als Auftragnehmer bestehenden Geschäftsverbindung beglichen hat.

AGB: Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB). Diese sind diesem Angebot beigefügt.

Bei Fragen zu diesem Angebot stehe ich Ihnen als Ihr persönlicher Ansprechpartner selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Lisa-Marie Bauer, B. Sc.
Technische Projektleiterin

Hiermit erteile ich den Auftrag zu den o.g. Bedingungen:

Ort, Datum

Unterschrift

Solarenergie mit Erfolg.



Gexx aeroSol GmbH • Schmiedestr. 2A • 15745 Wildau

Herr
Mahy Ehrler
Hönowerstr. 56

10318 Berlin

Seite: 1
Kunden Nr.: 15478
Datum: 29.03.2021

Angebot Nr. 218782

Ansprechpartner:
Lisa-Marie Bauer, B. Sc.
Technische Projektleiterin
T: 03375 5226 250
E: Lisa-Marie.Bauer@gexx-aerosol.com

Projekt: Erneuerung des Zählerschranks gemäß Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des Verteilnetzbetreibers

Standort: Musterangebot

Voraussetzungen für die Realisierung des Projekts:

- Ausreichend geeigneter Raum für die Installation des Zählerschrank im HWR (bzw. an alternativem Ort)
- Ausreichende Zugänglichkeit des für die Installation des Zählerschranks vorgesehenen Orts
- Vorhandener Netzwerkanschluss mit Web-Konnektivität im HWR (bzw. an alternativem Ort) oder alternativ vorhandene freie Steckdose im HWR (bzw. an alternativem Ort) zur Realisierung der Web-Konnektivität via Powerline
- Möglichkeit zur Kabelführung mittels Leerrohren und ggf. Wand-/Deckendurchbrüchen

Anmerkungen:

- Bei diesem Angebot handelt es sich um ein Fixpreis-Angebot bezüglich der schlüsselfertigen Installation des unten spezifizierten Zählerschranks. Von Seiten der Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer entstehen keine weiteren Kosten. Das Risiko möglicher Zusatzaufwände im Hinblick auf unvorhergesehene Herausforderungen bei der Installation des Zählerschranks vor Ort trägt die Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer.
- Die Installation des Zählerschranks erfolgt unter Einhaltung aller sicherheitsrelevanten Vorschriften, Normen und Anwendungsregeln der Innung für Elektrotechnik Brandenburg, des VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. sowie der BG ETEM Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse.

Hinweise:

- Die Erneuerung des Zählerschranks ist Voraussetzung für die Realisierung der PV-Anlage
- Es sind ausreichende Platzverhältnisse zur Installation des neuen Zählerschranks inkl. Unterverteilung erforderlich
- Dieses Angebot beeinhaltet die Lieferung und Montage eines Zählerschranks inkl. Verteilerfeld; etwaige weitere Zählerplätze oder separate Unterverteilungen im Haus sind nicht Bestandteil dieses Angebots
- Es ist eine ausreichende Zugänglichkeit des für die Installation des Zählerschranks am vorgesehenen Orts erforderlich
- Es liegt ein vorhandener Netzwerkanschluss mit Web-Konnektivität im HWR (bzw. an alternativem Ort) oder

A. Anhang

Angebot Nr. 218782

vom 29.03.2021

Seite: 2

alternativ eine vorhandene freie Steckdose im HWR (bzw. an alternativem Ort) zur Realisierung der Web-Konnektivität via Powerline vor

- Es besteht die Möglichkeit zur Kabelführung mittels Leerrohren und ggf. Wand-/Deckendurchbrüchen
- Die Erneuerung der bestehenden Unterverteilung ist nicht Bestandteil dieses Angebots
- Dieses Angebot beeinhaltet ausschließlich die Erneuerung eines Zählerplatzes
- Die TAR-Konformität wird durch den VNB im Rahmen des Netzanschlusses der PV-Anlage bestätigt

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1,000	<p>Erneuerung des Zählerschranks gemäß Technischer Anschlussregeln</p> <p>Erneuerung des Zählerschranks gemäß Technischen Anschlussregeln (TAB) des Verteilnetzbetreibers (VNB)</p> <p>- Lieferung eines neuen Zählerschranks mit einem Zählerplatz gemäß TAB</p> <p>- Montage und Anschluss des neuen Zählerschranks mit einem Zählerplatz gemäß TAB</p> <p>- Lieferung und Installation eines Überspannungsschutzes Typ 1/2 für die Wechselstromseite (AC) gemäß Überspannungsnorm DIN VDE 0100-443:2016-10</p> <p>- Lieferung und Installation eines SLS-Schalters</p> <p>- Lieferung und Installation eines Erdungsstabs sowie einer Potentialausgleichsschiene (Inkl. Verbindung des Erdungsstabs mit der Potentialausgleichsschiene)</p>	2.150,00	2.150,00

Hinweise:

- Die Erneuerung des Zählerschranks ist Voraussetzung für die Realisierung der PV-Anlage
- Es sind ausreichende Platzverhältnisse zur Montage des neuen Zählerschranks erforderlich
- Es ist eine ausreichende Zugänglichkeit des für die Installation des Zählerschranks am vorgesehenen Orts erforderlich
- Es liegt ein vorhandener Netzwerkanschluss mit Web-Konnektivität im HWR (bzw. an alternativem Ort) oder alternativ eine vorhandene freie Steckdose im HWR (bzw. an alternativem Ort) zur Realisierung der Web-Konnektivität via Powerline vor
- Es besteht die Möglichkeit zur Kabelführung mittels Leerrohren und ggf. Wand-/Deckendurchbrüchen
- Die Erneuerung der bestehenden Unterverteilung ist nicht Bestandteil dieses Angebots
- Dieses Angebot beeinhaltet ausschließlich die Erneuerung eines Zählerplatzes
- Die TAR-Konformität wird durch den VNB im Rahmen des Netzanschlusses der PV-Anlage bestätigt

Zwischensumme	2.150,00
---------------	----------

A. Anhang

Angebot Nr. 218782

vom 29.03.2021

Seite: 3

Gesamt Netto	2.150,00
zzgl. 19,00 % USt. auf	2.150,00
Gesamtbetrag	2.558,50

Garantie: Für alle oben aufgeführten Positionen gelten die jeweiligen Hersteller-Garantien.

Gewährleistung: Für die Installation der oben aufgeführten Positionen besteht eine 5-jährige Gewährleistung der Gexx aeroSol GmbH.

Zahlungsbedingungen: 100% direkt nach Installation und Abnahme.
Alternative Zahlungsbedingungen nach Vereinbarung.

Eigentumsvorbehalt: Alle Warenlieferungen sowie die vollständige oder teilweise Installation von PV-Anlagen inklusive aller ihrer Bestandteile erfolgen unter Eigentumsvorbehalt. Das Eigentum geht erst dann auf den Auftraggeber über, wenn dieser sämtliche Verbindlichkeiten aus der mit uns als Auftragnehmer bestehenden Geschäftsverbindung beglichen hat.

AGB: Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB). Diese sind diesem Angebot beigefügt.

Bei Fragen zu diesem Angebot stehe ich Ihnen als Ihr persönlicher Ansprechpartner selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Lisa-Marie Bauer, B. Sc.
Technische Projektleiterin

Hiermit erteile ich den Auftrag zu den o.g. Bedingungen:

Ort, Datum

Unterschrift

Solarenergie mit Erfolg.



Herr
Mahy Ehrler
Hönoerstr. 56
10318 Berlin

A0 0120 2F88 00 0000 1061
IM 19.12.17 0,70 Deutsche Post 


Seite: 1
Kunden Nr.: 15478
Datum: 26.04.2021

Angebot Nr. 219058

Ansprechpartner:
Florian Jaenichen, M. Sc.
Technischer Projektleiter
T: 03375 5226 250
M: 0163 715 39 02
E: florian.jaenichen@gexx-aerosol.com

Projekt: Realisierung einer Kaskadenschaltung

Standort: Musterangebot

Voraussetzungen für die Projekt-Realisierung:

- Bereitstellung eines Zählerschranks gemäß aktuellen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des zuständigen Verteilnetzbetreibers (VNB) mit ausreichend freien Zählerplätzen
- Vorhandene und funktionsfähige SG Ready Schnittstelle in der vorhandenen Wärmepumpe
- Möglichkeit zur Spannungsversorgung des potentialfreien Schalters in räumlicher Nähe zur Wärmepumpe
- Distanz zwischen Wechselrichter und potentialfreiem Schalter darf 50 Meter nicht überschreiten (max. Reichweite der Funkverbindung)

Anmerkungen zum Angebots-Umfang:

- Bei diesem Angebot handelt es sich um ein Festpreis-Angebot bezüglich der schlüsselfertigen Installation und technischen Inbetriebnahme der unten spezifizierten Komponenten. Von Seiten der Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer entstehen keine weiteren Kosten. Das Risiko möglicher Zusatzaufwände im Hinblick auf unvorhergesehene Herausforderungen bei der Installation des PV-Systems vor Ort trägt die Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer.

Rechtliche Hinweise:

- Die Installation erfolgt unter Einhaltung aller sicherheitsrelevanten Vorschriften, Normen und Anwendungsregeln der Innung für Elektrotechnik Brandenburg, des VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. sowie der BG ETEM Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse.
- Bei Inanspruchnahme staatlicher Förderungen können zusätzliche Auflagen bzw. Nachweise erforderlich sein.

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1,000	Realisierung eines Kaskaden-Mess-Konzepts Ermöglichung der Nutzung der PV-Energie sowohl für den Hausstrom- als auch für den Wärmestrombedarf unter Beibehaltung der separaten Messung für Hausstrom und	250,00	250,00
Zwischensumme			250,00

A. Anhang

Angebot Nr. 219058

vom 26.04.2021

Seite: 2

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
Übertrag			250,00
	Wärmestrom - Abstimmung der Kaskadenmessung mit dem zuständigen VNB - Umbau der Zähleranlage - Vorbereitung des Einbaus der für die Kaskadenmessung erforderlichen Zähler bzw. Gateways		
	Hinweis: Die Bereitstellung der erforderlichen Zähler bzw. Gateways erfolgt durch den zuständigen VNB. Hierfür können sowohl einmalige als auch laufende Kosten für den Auftraggeber anfallen.		
	Voraussetzung: Die Kaskadenmessung erfordert insgesamt mindestens 3 Zählerplätze zzgl. ggf. weiterer erforderlicher Zählerplätze z.B. für Erzeugungszähler.		
Gesamt Netto		250,00	
zzgl. 19,00 % USt. auf		250,00	47,50
Gesamtbetrag			297,50

Garantie: Für alle oben aufgeführten Positionen gelten die jeweiligen Hersteller-Garantien.

Gewährleistung: Für die Installation der oben aufgeführten Positionen besteht eine 5-jährige Gewährleistung der Gexx aeroSol GmbH.

Versicherung: Wir empfehlen Ihnen, Ihr PV-System zu versichern. Gerne unterstützen wir Sie dabei, das optimale Angebot für Ihr PV-System zu finden. Alternativ können Sie natürlich auch Ihren persönlichen Versicherungsvertreter ansprechen.

Zahlungsbedingungen:

Standard: 100% direkt nach Rechnungslegung.

Alternative Zahlungsbedingungen nach Vereinbarung.

Eigentumsvorbehalt: Alle Komponenten-Lieferungen sowie die vollständige oder teilweise Installation von PV-Systemen inklusive aller ihrer Bestandteile erfolgen unter Eigentumsvorbehalt. Das Eigentum geht erst dann auf den Auftraggeber über, wenn dieser sämtliche Verbindlichkeiten aus der mit uns als Auftragnehmer bestehenden Geschäftsverbindung beglichen hat.

AGB: Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB). Diese sind diesem Angebot beigefügt.

Bei Fragen zu diesem Angebot stehe ich Ihnen als Ihr persönlicher Ansprechpartner selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Florian Jaenichen, M.Sc.
Technischer Projektleiter

Hiermit erteile ich den Auftrag zu den o.g. Bedingungen:

Ort, Datum

Unterschrift

Mein gewünschter Installations-Termin: _____

Solarenergie mit Erfolg.



Gexx aeroSol GmbH • Schmiedestr. 2A • 15745 Wildau

Herr
Mahy Ehrler
Hönowerstr. 56

10318 Berlin

Seite: 1
Kunden Nr.: 15478
Datum: 29.03.2021

Angebot Nr. 218786

Ansprechpartner:
Lisa-Marie Bauer, B. Sc.
Senior Projektleiterin
T: 03375 5226 250
E: Lisa-Marie.Bauer@gexx-aerosol.com

Projekt: Installation eines neuen Speicher-Systems in Ergänzung des bestehenden PV-Systems

Standort: Musterangebot

Voraussetzungen für die Projekt-Realisierung:

- Bereitstellung eines Zählerschranks gemäß aktuellen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des Verteilernetzbetreibers (VNB)
- Ausreichend geeigneter Raum für die Installation der Komponenten (z.B. im HTR) sowie ausreichend Platz in der Unterverteilung zur Absicherung der Komponenten
- Ausreichende Zugänglichkeit des für die Installation der Komponenten vorgesehenen Orts
- Vorhandener Netzwerkanschluss mit Web-Konnektivität im HTR oder alternativ vorhandene freie Steckdose im HTR zur Realisierung der Web-Konnektivität via Powerline
- Möglichkeit zur Kabelführung vom Speicher-System zum Zählerschrank bzw. zur Unterverteilung mittels Kabelkanälen und ggf. Wand-/Deckendurchbrüchen

Anmerkungen zum Angebots-Umfang:

- Bei diesem Angebot handelt es sich um ein Festpreis-Angebot bezüglich der schlüsselfertigen Installation und technischen Inbetriebnahme des unten spezifizierten Speicher-Systems. Von Seiten der Gexx aeroSol GmbH als Auftraggeber entstehen keine weiteren Kosten. Das Risiko möglicher Zusatzaufwände im Hinblick auf unvorhergesehene Herausforderungen bei der Installation des Speicher-Systems vor Ort trägt die Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer.
- Die Anlieferung der Komponenten erfolgt regulär am Vortag der Installation direkt durch unsere Spedition im Zeitraum zwischen 08.00h und 20.00h. Eine Lieferung zu einem genauen Zeitpunkt bzw. am Tag der Installation selbst ist mit zusätzlichen Kosten verbunden.
- Für die Web-Anbindung Ihres PV-Systems behalten wir uns die Berechnung von zusätzlichen Aufwänden vor, sofern eine besondere Konfiguration/Verschlüsselung Ihres Web-Zugangspunkts (z.B. Proxy Server) bzw. eine besondere Verkabelung (z.B. Haus-Netzwerk mit verschiedenen Powerline-Systemen) vorliegt.

A. Anhang

Angebot Nr. 218786

vom 29.03.2021

Seite: 2

Rechtliche Hinweise:

- Die Installation des Speicher-Systems erfolgt unter Einhaltung aller sicherheitsrelevanten Vorschriften, Normen und Anwendungsregeln der Innung für Elektrotechnik Brandenburg, des VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. sowie der BG ETEM Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse.
- Die Installation des Speicher-Systems muss bei der Bundesnetzagentur sowie beim zuständigen Verteilnetzbetreiber angemeldet werden.
- Bei Inanspruchnahme staatlicher Förderungen können zusätzliche Auflagen bzw. Nachweise erforderlich sein.

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1,000	Senec Home V2.1 2.5 Speicher-System mit integriertem Batterie-Wechselrichter Batterie-Technologie: Lithium-Ionen (Samsung NCA-Zellen) Nutzbare Speicher-Kapazität: 2,5 kWh Abmessungen in mm (H x B x T): 1,105 x 535 x 535 Gewicht: 83 kg Schutzart: IP20 Schnittstellen: Ethernet Produktgarantie: 10 Jahre (erweiterbar auf 15 oder 20 Jahre)		
1,000	Lieferung und Installation des gesamten Speicher-Systems - Lieferung aller Komponenten (s.o.) - Fachgerechte Installation, Konfiguration und Verkabelung der einzelnen Komponenten - Absicherung der Batterie bzw. der Steuerungs-Komponenten in der Unterverteilung - Einbindung des Speicher-Systems im zugehörigen Web-Portal (nach Möglichkeit bzw. auf Wunsch) - System-Dokumentation - Antrags-Management gegenüber der Bundesnetzagentur sowie dem zuständigen Verteilnetzbetreiber (VNB) - Inbetriebnahme, Einweisung und Abnahme	4.200,00	4.200,00
	Gesamt Netto	4.200,00	
	zzgl. 19,00 % USt. auf	4.200,00	798,00
	Gesamtbetrag		4.998,00

Garantie: Für alle oben aufgeführten Positionen gelten die jeweiligen Hersteller-Garantien.

Gewährleistung: Für die Installation der oben aufgeführten Positionen besteht eine 5-jährige Gewährleistung der Gexx aeroSol GmbH.

Versicherung: Wir empfehlen Ihnen, Ihr PV-System zu versichern. Gerne unterstützen wir Sie dabei, das optimale Angebot für Ihre Anlage zu finden. Alternativ können Sie natürlich auch Ihren persönlichen Versicherungsvertreter ansprechen.

Zahlungsbedingungen:

Standard: 100% direkt nach Lieferung und Installation.
Alternative Zahlungsbedingungen nach Vereinbarung.

Eigentumsvorbehalt: Alle Komponenten-Lieferungen sowie die vollständige oder teilweise Installation von PV-Anlagen inklusive aller ihrer Bestandteile erfolgen unter Eigentumsvorbehalt. Das Eigentum geht erst dann auf den Auftraggeber

Solarenergie mit Erfolg.



Gexx aeroSol GmbH • Schmiedestr. 2A • 15745 Wildau

Herr
Mahy Ehrler
Hönowerstr. 56

10318 Berlin

Seite: 1
Kunden Nr.: 15478
Datum: 29.03.2021

Angebot Nr. 218787

Ansprechpartner:
Lisa-Marie Bauer, B. Sc.
Senior Projektleiterin
T: 03375 5226 250
E: Lisa-Marie.Bauer@gexx-aerosol.com

Projekt: Installation eines neuen Speicher-Systems in Ergänzung des bestehenden PV-Systems

Standort: Musterangebot

Voraussetzungen für die Projekt-Realisierung:

- Bereitstellung eines Zählerschranks gemäß aktuellen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des Verteilernetzbetreibers (VNB)
- Ausreichend geeigneter Raum für die Installation der Komponenten (z.B. im HTR) sowie ausreichend Platz in der Unterverteilung zur Absicherung der Komponenten
- Ausreichende Zugänglichkeit des für die Installation der Komponenten vorgesehenen Orts
- Vorhandener Netzwerkanschluss mit Web-Konnektivität im HTR oder alternativ vorhandene freie Steckdose im HTR zur Realisierung der Web-Konnektivität via Powerline
- Möglichkeit zur Kabelführung vom Speicher-System zum Zählerschrank bzw. zur Unterverteilung mittels Kabelkanälen und ggf. Wand-/Deckendurchbrüchen

Anmerkungen zum Angebots-Umfang:

- Bei diesem Angebot handelt es sich um ein Festpreis-Angebot bezüglich der schlüsselfertigen Installation und technischen Inbetriebnahme des unten spezifizierten Speicher-Systems. Von Seiten der Gexx aeroSol GmbH als Auftraggeber entstehen keine weiteren Kosten. Das Risiko möglicher Zusatzaufwände im Hinblick auf unvorhergesehene Herausforderungen bei der Installation des Speicher-Systems vor Ort trägt die Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer.
- Die Anlieferung der Komponenten erfolgt regulär am Vortag der Installation direkt durch unsere Spedition im Zeitraum zwischen 08.00h und 20.00h. Eine Lieferung zu einem genauen Zeitpunkt bzw. am Tag der Installation selbst ist mit zusätzlichen Kosten verbunden.
- Für die Web-Anbindung Ihres PV-Systems behalten wir uns die Berechnung von zusätzlichen Aufwänden vor, sofern eine besondere Konfiguration/Verschlüsselung Ihres Web-Zugangspunkts (z.B. Proxy Server) bzw. eine besondere Verkabelung (z.B. Haus-Netzwerk mit verschiedenen Powerline-Systemen) vorliegt.

Angebot Nr. 218787

vom 29.03.2021

Seite: 2

Rechtliche Hinweise:

- Die Installation des Speicher-Systems erfolgt unter Einhaltung aller sicherheitsrelevanten Vorschriften, Normen und Anwendungsrägen der Innung für Elektrotechnik Brandenburg, des VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. sowie der BG ETEM Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse.
- Die Installation des Speicher-Systems muss bei der Bundesnetzagentur sowie beim zuständigen Verteilnetzbetreiber angemeldet werden.
- Bei Inanspruchnahme staatlicher Förderungen können zusätzliche Auflagen bzw. Nachweise erforderlich sein.

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1,000	BYD B-Box Premium HVS 5.1 Lithium-Eisenphosphat Hochvolt-Batterie zur Verwendung mit einem externen Wechselrichter Speicher-Kapazität: 5,12 kWh (nominal); 5,12 kWh (nutzbar) Batterie-Modul: 2 x B-Plus HVS (2,56 kWh, 38,0 kg) Zell-Technologie: Lithium-Eisenphosphat LiFePO4 Wirkungsgrad: >96% Max. Ausgangsleistung: 5,12 kW Nennspannung: 204 V Datenschnittstelle: RS485 / CAN Schutzklasse: IP55 Abmessungen Batterieschrank in mm (H x W x T): 712 x 585 x 298 Skalierbarkeit: Erweiterbar auf bis zu 38,4 kWh (nominal) / 38,4 kWh (nutzbar) Speicher-Kapazität Gewicht: 91,0 kg Produktgarantie: 10 Jahre		
1,000	SMA Sunny Boy Storage 2.5 VL-10 Einphasiger Batterie-Wechselrichter für Eigenverbrauchssysteme Max. Wirkungsgrad: 97,0% Max. Leistung: 2,5 kW Abmessungen in mm (B x H x T): 450 x 357 x 122 Gewicht: 9,2 kg Schutzart gemäß IEC 60529: IP65 Kommunikation: WLAN, Ethernet Produktgarantie: 10 Jahre		
1,000	SMA Sunny Home Manager 2.0 Schaltzentrale für intelligentes Energiemanagement inkl. dynamische Messwert-Erfassung Wechselrichterkommunikation: Ethernet oder WLAN über lokalen Router Sunny-Portal Kommunikation: Ethernet Statusanzeige: LEDs Abmessungen in mm (H x B x T): 88 x 70 x 65 Gewicht: 0,3 kg Produktgarantie: 2 Jahre		

Inkl. Lieferung, Installation und Konfiguration.

Zwischensumme

A. Anhang

Angebot Nr. 218787

vom 29.03.2021

Seite: 3

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
Übertrag			
1,000	Lieferung und Installation des gesamten Speicher-Systems - Lieferung aller Komponenten (s.o.) - Fachgerechte Installation, Konfiguration und Verkabelung der einzelnen Komponenten - Absicherung der Batterie bzw. der Steuerungs-Komponenten in der Unterverteilung - Einbindung des Speicher-Systems im zugehörigen Web-Portal (nach Möglichkeit bzw. auf Wunsch) - System-Dokumentation - Antrags-Management gegenüber der Bundesnetzagentur sowie dem zuständigen Verteilnetzbetreiber (VNB) - Inbetriebnahme, Einweisung und Abnahme	5.100,00	5.100,00
Gesamt Netto			
zzgl. 19,00 % USt. auf		5.100,00	969,00
Gesamtbetrag			
			6.069,00

Garantie: Für alle oben aufgeführten Positionen gelten die jeweiligen Hersteller-Garantien.

Gewährleistung: Für die Installation der oben aufgeführten Positionen besteht eine 5-jährige Gewährleistung der Gexx aeroSol GmbH.

Versicherung: Wir empfehlen Ihnen, Ihr PV-System zu versichern. Gerne unterstützen wir Sie dabei, das optimale Angebot für Ihre Anlage zu finden. Alternativ können Sie natürlich auch Ihren persönlichen Versicherungsvertreter ansprechen.

Zahlungsbedingungen:

Standard: 100% direkt nach Lieferung und Installation.

Alternative Zahlungsbedingungen nach Vereinbarung.

Eigentumsvorbehalt: Alle Komponenten-Lieferungen sowie die vollständige oder teilweise Installation von PV-Anlagen inklusive aller ihrer Bestandteile erfolgen unter Eigentumsvorbehalt. Das Eigentum geht erst dann auf den Auftraggeber über, wenn dieser sämtliche Verbindlichkeiten aus der mit uns als Auftragnehmer bestehenden Geschäftsverbindung beglichen hat.

AGB: Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB). Diese sind diesem Angebot beigefügt.

Urheberrechtlicher Hinweis: Dieses Angebot ist ein von uns erstelltes Leistungsverzeichnis und darf ohne unsere schriftliche Zustimmung weder kopiert bzw. vervielfältigt, noch Dritten zugänglich gemacht werden (vgl. BGB § 687 Abs. 2c).

Bei Fragen zu diesem Angebot stehe ich Ihnen als Ihr persönlicher Ansprechpartner selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Lisa-Marie Bauer, B.Sc.
Technische Projektleiterin

Hiermit erteile ich den Auftrag zu den o.g. Bedingungen:

Solarenergie mit Erfolg.



Gexx aeroSol GmbH • Schmiedestr. 2A • 15745 Wildau

Herr
Mahy Ehrler
Hönowerstr. 56

10318 Berlin

Seite: 1
Kunden Nr.: 15478
Datum: 29.03.2021

Angebot Nr. 218788

Ansprechpartner:
Lisa-Marie Bauer, B. Sc.
Senior Projektleiterin
T: 03375 5226 250
E: Lisa-Marie.Bauer@gexx-aerosol.com

Projekt: Installation eines neuen Speicher-Systems in Ergänzung des bestehenden PV-Systems

Standort: Musterangebot

Voraussetzungen für die Projekt-Realisierung:

- Bereitstellung eines Zählerschranks gemäß aktuellen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des Verteilernetzbetreibers (VNB)
- Ausreichend geeigneter Raum für die Installation der Komponenten (z.B. im HTR) sowie ausreichend Platz in der Unterverteilung zur Absicherung der Komponenten
- Ausreichende Zugänglichkeit des für die Installation der Komponenten vorgesehenen Orts
- Vorhandener Netzwerkanschluss mit Web-Konnektivität im HTR oder alternativ vorhandene freie Steckdose im HTR zur Realisierung der Web-Konnektivität via Powerline
- Möglichkeit zur Kabelführung vom Speicher-System zum Zählerschrank bzw. zur Unterverteilung mittels Kabelkanälen und ggf. Wand-/Deckendurchbrüchen

Anmerkungen zum Angebots-Umfang:

- Bei diesem Angebot handelt es sich um ein Festpreis-Angebot bezüglich der schlüsselfertigen Installation und technischen Inbetriebnahme des unten spezifizierten Speicher-Systems. Von Seiten der Gexx aeroSol GmbH als Auftraggeber entstehen keine weiteren Kosten. Das Risiko möglicher Zusatzaufwände im Hinblick auf unvorhergesehene Herausforderungen bei der Installation des Speicher-Systems vor Ort trägt die Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer.
- Die Anlieferung der Komponenten erfolgt regulär am Vortag der Installation direkt durch unsere Spedition im Zeitraum zwischen 08.00h und 20.00h. Eine Lieferung zu einem genauen Zeitpunkt bzw. am Tag der Installation selbst ist mit zusätzlichen Kosten verbunden.
- Für die Web-Anbindung Ihres PV-Systems behalten wir uns die Berechnung von zusätzlichen Aufwänden vor, sofern eine besondere Konfiguration/Verschlüsselung Ihres Web-Zugangspunkts (z.B. Proxy Server) bzw. eine besondere Verkabelung (z.B. Haus-Netzwerk mit verschiedenen Powerline-Systemen) vorliegt.

Angebot Nr. 218788

vom 29.03.2021

Seite: 2

Rechtliche Hinweise:

- Die Installation des Speicher-Systems erfolgt unter Einhaltung aller sicherheitsrelevanten Vorschriften, Normen und Anwendungsrägen der Innung für Elektrotechnik Brandenburg, des VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. sowie der BG ETEM Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse.
- Die Installation des Speicher-Systems muss bei der Bundesnetzagentur sowie beim zuständigen Verteilnetzbetreiber angemeldet werden.
- Bei Inanspruchnahme staatlicher Förderungen können zusätzliche Auflagen bzw. Nachweise erforderlich sein.

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1,000	BYD B-Box Premium HVS 7.7 Lithium-Eisenphosphat Hochvolt-Batterie zur Verwendung mit einem externen Wechselrichter Speicher-Kapazität: 7,68 kWh (nominal); 7,68 kWh (nutzbar) Batterie-Modul: 3 x B-Plus HVS (2,56 kWh, 38,0 kg) Zell-Technologie: Lithium-Eisenphosphat LiFePO4 Wirkungsgrad: >96% Max. Ausgangsleistung: 7,68 kW Nennspannung: 307 V Datenschnittstelle: RS485 / CAN Schutzklasse: IP20 Abmessungen Batterieschrank in mm (H x W x T): 945 x 585 x 298 Skalierbarkeit: Erweiterbar auf bis zu 38,4 kWh (nominal) / 38,4 kWh (nutzbar) Speicher-Kapazität Gewicht: 129,0 kg Produktgarantie: 10 Jahre		
1,000	SMA Sunny Boy Storage 2.5 VL-10 Einphasiger Batterie-Wechselrichter für Eigenverbrauchssysteme Max. Wirkungsgrad: 97,0% Max. Leistung: 2,5 kW Abmessungen in mm (B x H x T): 450 x 357 x 122 Gewicht: 9,2 kg Schutzart gemäß IEC 60529: IP65 Kommunikation: WLAN, Ethernet Produktgarantie: 10 Jahre		
1,000	SMA Sunny Home Manager 2.0 Schaltzentrale für intelligentes Energiemanagement inkl. dynamische Messwert-Erfassung Wechselrichterkommunikation: Ethernet oder WLAN über lokalen Router Sunny-Portal Kommunikation: Ethernet Statusanzeige: LEDs Abmessungen in mm (H x B x T): 88 x 70 x 65 Gewicht: 0,3 kg Produktgarantie: 2 Jahre		

Inkl. Lieferung, Installation und Konfiguration.

Zwischensumme

A. Anhang

Angebot Nr. 218788

vom 29.03.2021

Seite: 3

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
Übertrag			
1,000	Lieferung und Installation des gesamten Speicher-Systems - Lieferung aller Komponenten (s.o.) - Fachgerechte Installation, Konfiguration und Verkabelung der einzelnen Komponenten - Absicherung der Batterie bzw. der Steuerungs-Komponenten in der Unterverteilung - Einbindung des Speicher-Systems im zugehörigen Web-Portal (nach Möglichkeit bzw. auf Wunsch) - System-Dokumentation - Antrags-Management gegenüber der Bundesnetzagentur sowie dem zuständigen Verteilnetzbetreiber (VNB) - Inbetriebnahme, Einweisung und Abnahme	6.600,00	6.600,00
Gesamt Netto			
zzgl. 19,00 % USt. auf		6.600,00	1.254,00
Gesamtbetrag			
			7.854,00

Garantie: Für alle oben aufgeführten Positionen gelten die jeweiligen Hersteller-Garantien.

Gewährleistung: Für die Installation der oben aufgeführten Positionen besteht eine 5-jährige Gewährleistung der Gexx aeroSol GmbH.

Versicherung: Wir empfehlen Ihnen, Ihr PV-System zu versichern. Gerne unterstützen wir Sie dabei, das optimale Angebot für Ihre Anlage zu finden. Alternativ können Sie natürlich auch Ihren persönlichen Versicherungsvertreter ansprechen.

Zahlungsbedingungen:

Standard: 100% direkt nach Lieferung und Installation.

Alternative Zahlungsbedingungen nach Vereinbarung.

Eigentumsvorbehalt: Alle Komponenten-Lieferungen sowie die vollständige oder teilweise Installation von PV-Anlagen inklusive aller ihrer Bestandteile erfolgen unter Eigentumsvorbehalt. Das Eigentum geht erst dann auf den Auftraggeber über, wenn dieser sämtliche Verbindlichkeiten aus der mit uns als Auftragnehmer bestehenden Geschäftsverbindung beglichen hat.

AGB: Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB). Diese sind diesem Angebot beigefügt.

Urheberrechtlicher Hinweis: Dieses Angebot ist ein von uns erstelltes Leistungsverzeichnis und darf ohne unsere schriftliche Zustimmung weder kopiert bzw. vervielfältigt, noch Dritten zugänglich gemacht werden (vgl. BGB § 687 Abs. 2c).

Bei Fragen zu diesem Angebot stehe ich Ihnen als Ihr persönlicher Ansprechpartner selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Lisa-Marie Bauer, B.Sc.
Technische Projektleiterin

Hiermit erteile ich den Auftrag zu den o.g. Bedingungen:

Solarenergie mit Erfolg.



Gexx aeroSol GmbH • Schmiedestr. 2A • 15745 Wildau

Herr
Mahy Ehrler
Hönowerstr. 56

10318 Berlin

Seite: 1
Kunden Nr.: 15478
Datum: 29.03.2021

Angebot Nr. 218790

Ansprechpartner:

Lisa-Marie Bauer, B.Sc.
Senior Projektleiterin
T: 03375 5226 250
M: 0179 3236 324
E: lisa-marie.bauer@gexx-aerosol.com

Projekt: Nachrüstung eines Heizstabes

Standort: Musterangebot

Voraussetzungen für die Projekt-Realisierung:

- Bereitstellung eines Zählerschranks gemäß aktuellen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des zuständigen Verteilnetzbetreibers (VNB)
- Vorhandene fachgerechte Erdung des Gebäudes gemäß DIN VDE 0100-540, DIN 18015-1, DIN 18014 und TAB VNB
- Ausreichende statische Tragfähigkeit der für die Installation des PV-Systems vorgesehenen Flächen
- Ausreichend geeigneter Raum für die Installation der System-Komponenten im Haustechnikraum (HTR) sowie ausreichend Platz in der Unterverteilung zur Absicherung der System-Komponenten
- Ausreichende Zugänglichkeit des für die Installation der System-Komponenten vorgesehenen Orts im HTR
- Vorhandener Netzwerkanschluss mit Web-Konnektivität im HTR oder alternativ vorhandene freie Steckdose im HTR zur Realisierung der Web-Konnektivität via Powerline
- Möglichkeit zur Kabelführung vom Dach zum HTR mittels Leerrohren und ggf. Wand-/Deckendurchbrüchen

Anmerkungen zum Angebots-Umfang:

- Bei diesem Angebot handelt es sich um ein Festpreis-Angebot bezüglich der schlüsselfertigen Installation und technischen Inbetriebnahme des unten spezifizierten PV-Systems. Von Seiten der Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer entstehen keine weiteren Kosten. Das Risiko möglicher Zusatzaufwände im Hinblick auf unvorhergesehene Herausforderungen bei der Installation des PV-Systems vor Ort trägt die Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer.
- Die Anlieferung der Komponenten erfolgt regulär zwei Tage vor der Installation direkt durch unsere Spedition im Zeitraum zwischen 08.00h und 18.00h. Eine Lieferung zu einem genauen Zeitpunkt bzw. am Tag der Installation selbst ist mit zusätzlichen Kosten verbunden.
- Für die Web-Anbindung Ihres PV-Systems behalten wir uns die Berechnung von zusätzlichen Aufwänden vor, sofern eine besondere Konfiguration/Verschlüsselung Ihres Web-Zugangspunkts (z.B. Proxy Server) bzw. eine besondere Verkabelung (z.B. Haus-Netzwerk mit verschiedenen Powerline-Systemen) vorliegt.

Angebot Nr. 218790

vom 29.03.2021

Seite: 2

Rechtliche Hinweise:

- Die Installation des PV-Systems erfolgt unter Einhaltung aller sicherheitsrelevanten Vorschriften, Normen und Anwendungsregeln der Innung für Elektrotechnik Brandenburg, des VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. sowie der BG ETEM Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse.
- Die Installation des PV-Systems muss bei der Bundesnetzagentur sowie beim zuständigen VNB angemeldet werden.
- Bei Inanspruchnahme staatlicher Förderungen können zusätzliche Auflagen bzw. Nachweise erforderlich sein.

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1,000	my-PV AC ELWA-E - Intelligenter Heizstab Intelligenter Heizstab mit Regler für Tauchheizkörper Ansteuerung: Via MY PV Smart Meter (inklusive) Regelung: Stufenlose Anpassung der Heizleistung in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden PV-Überschussenergie (bis zu 3,00 kW) Netzanschluss: Einphasig Maximale Leistung pro Heizstab: 3,00 kW Abmessungen in mm (H x B x T): 130 x 180 x 600 mm (mit Heizstab) Heizstablänge: 45,00 cm Gewicht: 2,00 kg Schutzklasse: IP21 Produktgarantie: 2 Jahre Inklusive Lieferung, Installation und Konfiguration	1.100,00	1.100,00
Gesamt Netto		1.100,00	
zzgl. 19,00 % USt. auf		1.100,00	209,00
Gesamtbetrag			1.309,00

Garantie: Für alle oben aufgeführten Positionen gelten die jeweiligen Hersteller-Garantien.

Gewährleistung: Für die Installation der oben aufgeführten Positionen besteht eine 5-jährige Gewährleistung der Gexx aeroSol GmbH.

Versicherung: Wir empfehlen Ihnen, Ihr PV-System zu versichern. Gerne unterstützen wir Sie dabei, das optimale Angebot für Ihr PV-System zu finden. Alternativ können Sie natürlich auch Ihren persönlichen Versicherungsvertreter ansprechen.

Zahlungsbedingungen:

Standard: 60% bei Anlieferung, 35% direkt nach Installation, 5% nach Inbetriebnahme und Abnahme.

KfW Darlehen/Finanzierung: Anzahlung der Umsatzsteuer und Restzahlung nach Installation und vor Netzanschluss.

Alternative Zahlungsbedingungen nach Vereinbarung.

Eigentumsvorbehalt: Alle Komponenten-Lieferungen sowie die vollständige oder teilweise Installation von PV-Systemen inklusive aller ihrer Bestandteile erfolgen unter Eigentumsvorbehalt. Das Eigentum geht erst dann auf den Auftraggeber über, wenn dieser sämtliche Verbindlichkeiten aus der mit uns als Auftragnehmer bestehenden Geschäftsverbindung beglichen hat.

AGB: Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB). Diese sind diesem Angebot beigefügt.

Bei Fragen zu diesem Angebot stehe ich Ihnen als Ihr persönlicher Ansprechpartner selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Solarenergie mit Erfolg.



A0 0120 2F88 00 0000 1061
IM 19.12.17 0,70 Deutsche Post 


Herr
Mahy Ehrler
Hönoerstr. 56
10318 Berlin

Seite: 1
Kunden Nr.: 15478
Datum: 26.04.2021

Angebot Nr. 219057

Ansprechpartner:
Lisa-Marie Bauer, B.Sc.
Senior Projektleiterin
T: 03375 5226 250
M: 0179 3236 324
E: lisa-marie.bauer@gexx-aerosol.com

Projekt: Nachrüstung eines Heizstabes

Standort: Musterangebot

Voraussetzungen für die Projekt-Realisierung:

- Bereitstellung eines Zählerschranks gemäß aktuellen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des zuständigen Verteilnetzbetreibers (VNB)
- Vorhandene fachgerechte Erdung des Gebäudes gemäß DIN VDE 0100-540, DIN 18015-1, DIN 18014 und TAB VNB
- Ausreichende statische Tragfähigkeit der für die Installation des PV-Systems vorgesehenen Flächen
- Ausreichend geeigneter Raum für die Installation der System-Komponenten im Haustechnikraum (HTR) sowie ausreichend Platz in der Unterverteilung zur Absicherung der System-Komponenten
- Ausreichende Zugänglichkeit des für die Installation der System-Komponenten vorgesehenen Orts im HTR
- Vorhandener Netzwerkanschluss mit Web-Konnektivität im HTR oder alternativ vorhandene freie Steckdose im HTR zur Realisierung der Web-Konnektivität via Powerline
- Möglichkeit zur Kabelführung vom Dach zum HTR mittels Leerrohren und ggf. Wand-/Deckendurchbrüchen

Anmerkungen zum Angebots-Umfang:

- Bei diesem Angebot handelt es sich um ein Festpreis-Angebot bezüglich der schlüsselfertigen Installation und technischen Inbetriebnahme des unten spezifizierten PV-Systems. Von Seiten der Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer entstehen keine weiteren Kosten. Das Risiko möglicher Zusatzaufwände im Hinblick auf unvorhergesehene Herausforderungen bei der Installation des PV-Systems vor Ort trägt die Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer.
- Die Anlieferung der Komponenten erfolgt regulär zwei Tage vor der Installation direkt durch unsere Spedition im Zeitraum zwischen 08.00h und 18.00h. Eine Lieferung zu einem genauen Zeitpunkt bzw. am Tag der Installation selbst ist mit zusätzlichen Kosten verbunden.
- Für die Web-Anbindung Ihres PV-Systems behalten wir uns die Berechnung von zusätzlichen Aufwänden vor, sofern eine besondere Konfiguration/Verschlüsselung Ihres Web-Zugangspunkts (z.B. Proxy Server) bzw. eine besondere Verkabelung (z.B. Haus-Netzwerk mit verschiedenen Powerline-Systemen) vorliegt.

Rechtliche Hinweise:

- Die Installation des PV-Systems erfolgt unter Einhaltung aller sicherheitsrelevanten Vorschriften, Normen und Anwendungsregeln der Innung für Elektrotechnik Brandenburg, des VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. sowie der BG ETEM Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse.
- Die Installation des PV-Systems muss bei der Bundesnetzagentur sowie beim zuständigen VNB angemeldet werden.
- Bei Inanspruchnahme staatlicher Förderungen können zusätzliche Auflagen bzw. Nachweise erforderlich sein.

A. Anhang

Angebot Nr. 219057

vom 26.04.2021

Seite: 2

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1,000	my-PV ELWA - Intelligenter Heizstab Intelligenter Heizstab mit Regler für Tauchheizkörper Ansteuerung: Via MY PV Smart Meter (inklusive) Regelung: Stufenlose Anpassung der Heizleistung in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden PV-Überschussenergie (bis zu 2,00 kW) Netzanschluss: DC-Seitig Maximale Leistung pro Heizstab: 2,00 kW Abmessungen in mm (H x B x T): 130 x 180 x 600 mm (mit Heizstab) Heizstablänge: 45,00 cm Gewicht: 2,00 kg Schutzklasse: IP21 Produktgarantie: 2 Jahre Inklusive Lieferung, Installation und Konfiguration	1.100,00	1.100,00
	Gesamt Netto		1.100,00
	zzgl. 19,00 % USt. auf	1.100,00	209,00
	Gesamtbetrag		1.309,00

Garantie: Für alle oben aufgeführten Positionen gelten die jeweiligen Hersteller-Garantien.

Gewährleistung: Für die Installation der oben aufgeführten Positionen besteht eine 5-jährige Gewährleistung der Gexx aeroSol GmbH.

Versicherung: Wir empfehlen Ihnen, Ihr PV-System zu versichern. Gerne unterstützen wir Sie dabei, das optimale Angebot für Ihr PV-System zu finden. Alternativ können Sie natürlich auch Ihren persönlichen Versicherungsvertreter ansprechen.

Zahlungsbedingungen:

Standard: 60% bei Anlieferung, 35% direkt nach Installation, 5% nach Inbetriebnahme und Abnahme.

KfW Darlehen/Finanzierung: Anzahlung der Umsatzsteuer und Restzahlung nach Installation und vor Netzanschluss.

Alternative Zahlungsbedingungen nach Vereinbarung.

Eigentumsvorbehalt: Alle Komponenten-Lieferungen sowie die vollständige oder teilweise Installation von PV-Systemen inklusive aller ihrer Bestandteile erfolgen unter Eigentumsvorbehalt. Das Eigentum geht erst dann auf den Auftraggeber über, wenn dieser sämtliche Verbindlichkeiten aus der mit uns als Auftragnehmer bestehenden Geschäftsverbindung beglichen hat.

AGB: Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB). Diese sind diesem Angebot beigefügt.

Bei Fragen zu diesem Angebot stehe ich Ihnen als Ihr persönlicher Ansprechpartner selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Lisa-Marie Bauer, B.Sc.
Senior Projektleiterin

Hiermit erteile ich den Auftrag zu den o.g. Bedingungen:

Ort, Datum

Unterschrift

Solarenergie mit Erfolg.



Gexx aeroSol GmbH • Schmiedestr. 2A • 15745 Wildau

Herr
Mahy Ehrler
Hönowerstr. 56

10318 Berlin

Seite: 1
Kunden Nr.: 15478
Datum: 29.03.2021

Angebot Nr. 218793

Ansprechpartner:

Lisa-Marie Bauer, B.Sc.
Senior Projektleiterin
T: 03375 5226 250
M: 0179 3236 324
E: lisa-marie.bauer@gexx-aerosol.com

Projekt: Nachrüstung eines Heizstabes

Standort: Musterangebot

Voraussetzungen für die Projekt-Realisierung:

- Bereitstellung eines Zählerschranks gemäß aktuellen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des zuständigen Verteilnetzbetreibers (VNB)
- Vorhandene fachgerechte Erdung des Gebäudes gemäß DIN VDE 0100-540, DIN 18015-1, DIN 18014 und TAB VNB
- Ausreichende statische Tragfähigkeit der für die Installation des PV-Systems vorgesehenen Flächen
- Ausreichend geeigneter Raum für die Installation der System-Komponenten im Haustechnikraum (HTR) sowie ausreichend Platz in der Unterverteilung zur Absicherung der System-Komponenten
- Ausreichende Zugänglichkeit des für die Installation der System-Komponenten vorgesehenen Orts im HTR
- Vorhandener Netzwerkanschluss mit Web-Konnektivität im HTR oder alternativ vorhandene freie Steckdose im HTR zur Realisierung der Web-Konnektivität via Powerline
- Möglichkeit zur Kabelführung vom Dach zum HTR mittels Leerrohren und ggf. Wand-/Deckendurchbrüchen

Anmerkungen zum Angebots-Umfang:

- Bei diesem Angebot handelt es sich um ein Festpreis-Angebot bezüglich der schlüsselfertigen Installation und technischen Inbetriebnahme des unten spezifizierten PV-Systems. Von Seiten der Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer entstehen keine weiteren Kosten. Das Risiko möglicher Zusatzaufwände im Hinblick auf unvorhergesehene Herausforderungen bei der Installation des PV-Systems vor Ort trägt die Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer.
- Die Anlieferung der Komponenten erfolgt regulär zwei Tage vor der Installation direkt durch unsere Spedition im Zeitraum zwischen 08.00h und 18.00h. Eine Lieferung zu einem genauen Zeitpunkt bzw. am Tag der Installation selbst ist mit zusätzlichen Kosten verbunden.
- Für die Web-Anbindung Ihres PV-Systems behalten wir uns die Berechnung von zusätzlichen Aufwänden vor, sofern eine besondere Konfiguration/Verschlüsselung Ihres Web-Zugangspunkts (z.B. Proxy Server) bzw. eine besondere Verkabelung (z.B. Haus-Netzwerk mit verschiedenen Powerline-Systemen) vorliegt.

Angebot Nr. 218793

vom 29.03.2021

Seite: 2

Rechtliche Hinweise:

- Die Installation des PV-Systems erfolgt unter Einhaltung aller sicherheitsrelevanten Vorschriften, Normen und Anwendungsregeln der Innung für Elektrotechnik Brandenburg, des VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. sowie der BG ETEM Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse.
- Die Installation des PV-Systems muss bei der Bundesnetzagentur sowie beim zuständigen VNB angemeldet werden.
- Bei Inanspruchnahme staatlicher Förderungen können zusätzliche Auflagen bzw. Nachweise erforderlich sein.

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1,000	SmartFox - Heizstab Intelligenter Heizstab Regelung: Stufenlose Anpassung der Heizleistung in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden PV-Überschussenergie (bis zu 6,00 kW) Netzanschluss: Dreiphasig Maximale Leistung pro Heizstab: 6,00 kW Abmessungen in mm (H x B x T): 90 x 90 x 730 mm (mit Heizstab) Gewicht: 2,04 kg Schutzklasse: IP45 Produktgarantie: 2 Jahre Inklusive Lieferung, Installation und Konfiguration	800,00	800,00
Gesamt Netto		800,00	
zzgl. 19,00 % USt. auf		800,00	152,00
Gesamtbetrag			952,00

Garantie: Für alle oben aufgeführten Positionen gelten die jeweiligen Hersteller-Garantien.

Gewährleistung: Für die Installation der oben aufgeführten Positionen besteht eine 5-jährige Gewährleistung der Gexx aeroSol GmbH.

Versicherung: Wir empfehlen Ihnen, Ihr PV-System zu versichern. Gerne unterstützen wir Sie dabei, das optimale Angebot für Ihr PV-System zu finden. Alternativ können Sie natürlich auch Ihren persönlichen Versicherungsvertreter ansprechen.

Zahlungsbedingungen:

Standard: 60% bei Anlieferung, 35% direkt nach Installation, 5% nach Inbetriebnahme und Abnahme.

KfW Darlehen/Finanzierung: Anzahlung der Umsatzsteuer und Restzahlung nach Installation und vor Netzanschluss.

Alternative Zahlungsbedingungen nach Vereinbarung.

Eigentumsvorbehalt: Alle Komponenten-Lieferungen sowie die vollständige oder teilweise Installation von PV-Systemen inklusive aller ihrer Bestandteile erfolgen unter Eigentumsvorbehalt. Das Eigentum geht erst dann auf den Auftraggeber über, wenn dieser sämtliche Verbindlichkeiten aus der mit uns als Auftragnehmer bestehenden Geschäftsverbindung beglichen hat.

AGB: Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB). Diese sind diesem Angebot beigefügt.

Bei Fragen zu diesem Angebot stehe ich Ihnen als Ihr persönlicher Ansprechpartner selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Solarenergie mit Erfolg.



Gexx aeroSol GmbH • Schmiedestr. 2A • 15745 Wildau

Herr
Mahy Ehrler
Hönowerstr. 56

10318 Berlin

Seite: 1
Kunden Nr.: 15478
Datum: 29.03.2021

Angebot Nr. 218792

Ansprechpartner:

Lisa-Marie Bauer, B.Sc.
Senior Projektleiterin
T: 03375 5226 250
M: 0179 3236 324
E: lisa-marie.bauer@gexx-aerosol.com

Projekt: Nachrüstung eines Heizstabes

Standort: Musterangebot

Voraussetzungen für die Projekt-Realisierung:

- Bereitstellung eines Zählerschranks gemäß aktuellen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des zuständigen Verteilnetzbetreibers (VNB)
- Vorhandene fachgerechte Erdung des Gebäudes gemäß DIN VDE 0100-540, DIN 18015-1, DIN 18014 und TAB VNB
- Ausreichende statische Tragfähigkeit der für die Installation des PV-Systems vorgesehenen Flächen
- Ausreichend geeigneter Raum für die Installation der System-Komponenten im Haustechnikraum (HTR) sowie ausreichend Platz in der Unterverteilung zur Absicherung der System-Komponenten
- Ausreichende Zugänglichkeit des für die Installation der System-Komponenten vorgesehenen Orts im HTR
- Vorhandener Netzwerkanschluss mit Web-Konnektivität im HTR oder alternativ vorhandene freie Steckdose im HTR zur Realisierung der Web-Konnektivität via Powerline
- Möglichkeit zur Kabelführung vom Dach zum HTR mittels Leerrohren und ggf. Wand-/Deckendurchbrüchen

Anmerkungen zum Angebots-Umfang:

- Bei diesem Angebot handelt es sich um ein Festpreis-Angebot bezüglich der schlüsselfertigen Installation und technischen Inbetriebnahme des unten spezifizierten PV-Systems. Von Seiten der Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer entstehen keine weiteren Kosten. Das Risiko möglicher Zusatzaufwände im Hinblick auf unvorhergesehene Herausforderungen bei der Installation des PV-Systems vor Ort trägt die Gexx aeroSol GmbH als Auftragnehmer.
- Die Anlieferung der Komponenten erfolgt regulär zwei Tage vor der Installation direkt durch unsere Spedition im Zeitraum zwischen 08.00h und 18.00h. Eine Lieferung zu einem genauen Zeitpunkt bzw. am Tag der Installation selbst ist mit zusätzlichen Kosten verbunden.
- Für die Web-Anbindung Ihres PV-Systems behalten wir uns die Berechnung von zusätzlichen Aufwänden vor, sofern eine besondere Konfiguration/Verschlüsselung Ihres Web-Zugangspunkts (z.B. Proxy Server) bzw. eine besondere Verkabelung (z.B. Haus-Netzwerk mit verschiedenen Powerline-Systemen) vorliegt.

Angebot Nr. 218792

vom 29.03.2021

Seite: 2

Rechtliche Hinweise:

- Die Installation des PV-Systems erfolgt unter Einhaltung aller sicherheitsrelevanten Vorschriften, Normen und Anwendungsregeln der Innung für Elektrotechnik Brandenburg, des VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. sowie der BG ETEM Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse.
- Die Installation des PV-Systems muss bei der Bundesnetzagentur sowie beim zuständigen VNB angemeldet werden.
- Bei Inanspruchnahme staatlicher Förderungen können zusätzliche Auflagen bzw. Nachweise erforderlich sein.

Menge	Text	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1,000	my-PV AC-THOR - Heizstab Heizstab mit manuell einstellbarer Zieltemperatur Regelung: Stufenlose Anpassung der Heizleistung in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden PV-Überschussenergie (bis zu 9,00 kW) Netzanschluss: Dreiphasig Maximale Leistung pro Heizstab: 9,00 kW Abmessungen in mm (H x B x T): 88 x 88 x 873 mm (mit Heizstab) Heizstablänge: 87,30 cm Gewicht: 2,00 kg Schutzklasse: IP45 Produktgarantie: 2 Jahre Inklusive Lieferung, Installation und Konfiguration	750,00	750,00
<hr/>			
	Gesamt Netto		750,00
	zzgl. 19,00 % USt. auf	750,00	142,50
<hr/>			892,50

Garantie: Für alle oben aufgeführten Positionen gelten die jeweiligen Hersteller-Garantien.

Gewährleistung: Für die Installation der oben aufgeführten Positionen besteht eine 5-jährige Gewährleistung der Gexx aeroSol GmbH.

Versicherung: Wir empfehlen Ihnen, Ihr PV-System zu versichern. Gerne unterstützen wir Sie dabei, das optimale Angebot für Ihr PV-System zu finden. Alternativ können Sie natürlich auch Ihren persönlichen Versicherungsvertreter ansprechen.

Zahlungsbedingungen:

Standard: 60% bei Anlieferung, 35% direkt nach Installation, 5% nach Inbetriebnahme und Abnahme.

KfW Darlehen/Finanzierung: Anzahlung der Umsatzsteuer und Restzahlung nach Installation und vor Netzanschluss.

Alternative Zahlungsbedingungen nach Vereinbarung.

Eigentumsvorbehalt: Alle Komponenten-Lieferungen sowie die vollständige oder teilweise Installation von PV-Systemen inklusive aller ihrer Bestandteile erfolgen unter Eigentumsvorbehalt. Das Eigentum geht erst dann auf den Auftraggeber über, wenn dieser sämtliche Verbindlichkeiten aus der mit uns als Auftragnehmer bestehenden Geschäftsverbindung beglichen hat.

AGB: Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB). Diese sind diesem Angebot beigefügt.

Bei Fragen zu diesem Angebot stehe ich Ihnen als Ihr persönlicher Ansprechpartner selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

A.2. Ergebnisberichte mit PV*SOL

- Energieerträge einer 2 kW_p PVA Abbildung 44.
- Energieerträge einer 5 kW_p PVA Abbildung 45.
- Energieerträge einer 9 kW_p PVA Abbildung 46.
- Eigenverbrauchsanteil einer 2 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast Abbildung 47.
- Eigenverbrauchsanteil einer 2 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast und Batteriesystem Abbildung 48.
- Eigenverbrauchsanteil einer 2 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast und WP Abbildung 49.
- Eigenverbrauchsanteil einer 2 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast und Elektrofahrzeug Abbildung 50.
- Eigenverbrauchsanteil einer 2 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast, Batteriesystem und WP Abbildung 51.
- Eigenverbrauchsanteil einer 5 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast Abbildung 52.
- Eigenverbrauchsanteil einer 5 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast und Batteriesystem Abbildung 53.
- Eigenverbrauchsanteil einer 5 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast und WP Abbildung 54.
- Eigenverbrauchsanteil einer 5 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast und Elektrofahrzeug Abbildung 55.
- Eigenverbrauchsanteil einer 5 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast, Batteriesystem und WP Abbildung 56.
- Eigenverbrauchsanteil einer 9 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast Abbildung 57.
- Eigenverbrauchsanteil einer 9 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast und Batteriesystem Abbildung 58.
- Eigenverbrauchsanteil einer 9 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast und WP Abbildung 59.
- Eigenverbrauchsanteil einer 9 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast und Elektrofahrzeug Abbildung 60.
- Eigenverbrauchsanteil einer 9 kW_p PVA mit Eigenverbrauch der Hauslast, Batteriesystem und WP Abbildung 61.

2 kWp PV-Anlage Ertrag für Süd-Ausrichtung

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorenenergie (AC-Netz)	1.886 kWh
Netzeinspeisung	1.886 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	0,0 %
Solarer Deckungsanteil	0,0 %
Spez. Jahresertrag	938,09 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,5 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	1.126 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

2 kWp PV-Anlage Ertrag für Ost-Ausrichtung

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	1.502 kWh
Netzeinspeisung	1.502 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	0,0 %
Solarer Deckungsanteil	0,0 %
Spez. Jahresertrag	746,34 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,2 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	896 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

2 kWp PV-Anlage Ertrag für West-Ausrichtung

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	1.446 kWh
Netzeinspeisung	1.446 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	0,0 %
Solarer Deckungsanteil	0,0 %
Spez. Jahresertrag	718,04 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	76,7 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	862 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

2 kWp PV-Anlage Ertrag für West-Ausrichtung

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	20	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Boy 2.0-1VL-40 1		Stück

5 kWp PV-Anlage Ertrag Süd-Ausrichtung

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	4.725 kWh
Netzeinspeisung	4.725 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	0,0 %
Solarer Deckungsanteil	0,0 %
Spez. Jahresertrag	943,17 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,9 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	2.830 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

5 kWp PV-Anlage Ertrag für Ost-Ausrichtung

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	3.787 kWh
Netzeinspeisung	3.787 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	0,0 %
Solarer Deckungsanteil	0,0 %
Spez. Jahresertrag	753,91 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	78,0 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	2.262 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

5 kWp PV-Anlage Ertrag für West-Ausrichtung

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	3.646 kWh
Netzeinspeisung	3.646 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	0,0 %
Solarer Deckungsanteil	0,0 %
Spez. Jahresertrag	725,83 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,6 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	2.178 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

5 kWp PV-Anlage Ertrag für West-Ausrichtung

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	50	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	STP5.0-3AV-40	1	Stück

9 kWp PV-Anlage Ertrag für Süd-Ausrichtung

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	8.473 kWh
Netzeinspeisung	8.473 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	0,0 %
Solarer Deckungsanteil	0,0 %
Spez. Jahresertrag	939,07 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,6 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	5.071 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

9 kWp PV-Anlage Ertrag für Ost-Ausrichtung

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	6.750 kWh
Netzeinspeisung	6.750 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	0,0 %
Solarer Deckungsanteil	0,0 %
Spez. Jahresertrag	747,64 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,3 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	4.037 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

9 kWp PV-Anlage Ertrag für West-Ausrichtung

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	6.498 kWh
Netzeinspeisung	6.498 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	0,0 %
Solarer Deckungsanteil	0,0 %
Spez. Jahresertrag	719,69 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	76,9 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	3.886 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

9 kWp PV-Anlage Ertrag für West-Ausrichtung

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	90	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Tripower 10000TL-20	1	Stück

2 kWp PV-Anlage mit Hauslast

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	1.886 kWh
Direkter Eigenverbrauch	863 kWh
Netzeinspeisung	1.023 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	45,5 %
Solarer Deckungsanteil	21,5 %
Spez. Jahresertrag	938,09 kWh/kWp
Anlagenutzungsgrad (PR)	77,5 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	1.126 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

2 kWp PV-Anlage mit Hauslast

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	20	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Boy 2.0-1VL-40 1		Stück

2 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Batteriesystem

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	1.886 kWh
Direkter Eigenverbrauch	855 kWh
Batterieladung	353 kWh
Netzeinspeisung	678 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	63,8 %
Autarkiegrad	28,1 %
Spez. Jahresertrag	938,09 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,5 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	1.077 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

2 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Batteriesystem

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	20	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Boy 2.0-1VL-40 1		Stück
3	Batteriesystem		Example	2,5 kW - AC Coupling 1 - 1 kWh		Stück

2 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Wärmepumpe

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	1.886 kWh
Direkter Eigenverbrauch	1.258 kWh
Netzeinspeisung	628 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	66,5 %
Solarer Deckungsanteil	15,7 %
Spez. Jahresertrag	938,09 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,5 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	1.126 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

2 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Wärmepumpe

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	20	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Boy 2.0-1VL-40 1		Stück

2 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Elektrofahrzeug

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	1.886 kWh
Direkter Eigenverbrauch	862 kWh
Ladung des E-Fahrzeugs	95 kWh
Netzeinspeisung	928 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	50,5 %
Solarer Deckungsanteil	16,9 %
Spez. Jahresertrag	938,09 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,5 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	1.126 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

2 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Elektrofahrzeug

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	20	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Boy 2.0-1VL-40 1		Stück
3	Elektrofahrzeug		Audi	Beispiel	1	Stück

2 kWp PV-Anlage mit Hauslast, Batteriesystem und Wärmepumpe

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	1.886 kWh
Direkter Eigenverbrauch	1.251 kWh
Batterieladung	287 kWh
Netzeinspeisung	348 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	81,5 %
Autarkiegrad	18,5 %
Spez. Jahresertrag	938,09 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,5 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	1.090 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

2 kWp PV-Anlage mit Hauslast, Batteriesystem und Wärmepumpe

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	20	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Boy 2.0-1VL-40 1		Stück
3	Batteriesystem		Example	2,5 kW - AC Coupling 1 - 1 kWh		Stück

5 kWp PV-Anlage mit Hauslast

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	4.725 kWh
Direkter Eigenverbrauch	1.191 kWh
Netzeinspeisung	3.534 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	25,1 %
Solarer Deckungsanteil	29,7 %
Spez. Jahresertrag	943,17 kWh/kWp
Anlagenutzungsgrad (PR)	77,9 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	2.830 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

5 kWp PV-Anlage mit Hauslast

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	50	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Boy 5.0-1AV- 40	1	Stück

5 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Batteriespeicher

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	4.747 kWh
Direkter Eigenverbrauch	1.172 kWh
Batterieladung	1.379 kWh
Netzeinspeisung	2.196 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	53,6 %
Autarkiegrad	57,7 %
Spez. Jahresertrag	946,04 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	78,2 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	2.696 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

5 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Batteriespeicher

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	50	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	STP5.0-3AV-40	1	Stück
3	Batteriesystem		Example	2,5 kW - AC Coupling - 5 kWh	1	Stück

5 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Wärmepumpe

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorenergie (AC-Netz)	4.725 kWh
Direkter Eigenverbrauch	1.965 kWh
Netzeinspeisung	2.760 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	41,5 %
Solarer Deckungsanteil	24,5 %
Spez. Jahresertrag	943,17 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,9 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	2.830 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

5 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Wärmepumpe

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	50	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Boy 5.0-1AV- 40	1	Stück

5 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Elektrofahrzeug

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	4.725 kWh
Direkter Eigenverbrauch	1.190 kWh
Ladung des E-Fahrzeugs	346 kWh
Netzeinspeisung	3.190 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	32,4 %
Solarer Deckungsanteil	27,0 %
Spez. Jahresertrag	943,17 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,9 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	2.830 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

5 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Elektrofahrzeug

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	50	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Boy 5.0-1AV- 40	1	Stück
3	Elektrofahrzeug		Audi	Beispiel	1	Stück

5 kWp PV-Anlage mit Hauslast, Batteriesystem und Wärmepumpe

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	4.747 kWh
Direkter Eigenverbrauch	1.942 kWh
Batterieladung	1.301 kWh
Netzeinspeisung	1.504 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	68,2 %
Autarkiegrad	38,2 %
Spez. Jahresertrag	946,04 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	78,2 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	2.727 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

5 kWp PV-Anlage mit Hauslast, Batteriesystem und Wärmepumpe

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	50	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	STP5.0-3AV-40	1	Stück
3	Batteriesystem		Example	2,5 kW - AC Coupling - 5 kWh	1	Stück

9 kWp PV-Anlage mit Hauslast

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	8.473 kWh
Direkter Eigenverbrauch	1.339 kWh
Netzeinspeisung	7.134 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	15,6 %
Solarer Deckungsanteil	33,3 %
Spez. Jahresertrag	939,07 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,6 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	5.071 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

9 kWp PV-Anlage mit Hauslast

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	90	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Tripower 10000TL-20	1	Stück

9 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Batteriesystem

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	8.473 kWh
Direkter Eigenverbrauch	1.318 kWh
Batterieladung	1.796 kWh
Netzeinspeisung	5.359 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	36,6 %
Autarkiegrad	70,2 %
Spez. Jahresertrag	939,07 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,6 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	4.892 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

9 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Batteriesystem

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	90	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Tripower 10000TL-20	1	Stück
3	Batteriesystem		Example	2,5 kW - AC Coupling - 9 kWh	1	Stück

9 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Wärmepumpe

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	8.473 kWh
Direkter Eigenverbrauch	2.331 kWh
Netzeinspeisung	6.142 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	27,3 %
Solarer Deckungsanteil	29,1 %
Spez. Jahresertrag	939,07 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,6 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	5.071 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

9 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Wärmepumpe

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	90	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Tripower 10000TL-20	1	Stück

9 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Elektrofahrzeug

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	8.473 kWh
Direkter Eigenverbrauch	1.338 kWh
Ladung des E-Fahrzeugs	705 kWh
Netzeinspeisung	6.430 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	23,9 %
Solarer Deckungsanteil	35,6 %
Spez. Jahresertrag	939,07 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,6 %
Ertragsminderung durch Abschattung	Nicht berechnet
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	5.071 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

9 kWp PV-Anlage mit Hauslast und Elektrofahrzeug

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	90	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Tripower 10000TL-20	1	Stück
3	Elektrofahrzeug		Audi	Beispiel	1	Stück

9 kWp PV-Anlage mit Hauslast, Batteriesystem und Wärmepumpe

Gexx aeroSol GmbH



Projektübersicht

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorennergie (AC-Netz)	8.473 kWh
Direkter Eigenverbrauch	2.303 kWh
Batterieladung	2.024 kWh
Netzeinspeisung	4.146 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	50,9 %
Autarkiegrad	50,7 %
Spez. Jahresertrag	939,07 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	77,6 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	4.908 kg/Jahr

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

9 kWp PV-Anlage mit Hauslast, Batteriesystem und Wärmepumpe

Gexx aeroSol GmbH



Pläne und Stückliste

Stückliste

Stückliste

#	Typ	Artikelnummer	Hersteller	Name	Menge	Einheit
1	PV-Modul		Example	100 Wp - Si monocrystalline	90	Stück
2	Wechselrichter		SMA Solar Technology AG	Sunny Tripower 10000TL-20	1	Stück
3	Batteriesystem		Example	2,5 kW - AC Coupling - 9 kWh	1	Stück