

KURZGUTACHTEN

WIRTSCHAFTLICHKEIT VON PV-ANLAGEN IN BERLIN

IM RAHMEN EINER SOLARPFLICHT

Im Auftrag von:
Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe Berlin

Erstellt von:
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg

Autor:
Gerhard Stryi-Hipp
Gruppenleiter Smart Cities

Freiburg, 15. Januar 2021

Inhalt

1	Aufgabenstellung	2
2	Grundsätzliche Bemerkungen zum Wirtschaftlichkeitsnachweis	2
3	Definition Wirtschaftlichkeit	3
4	Berechnungsmethode	4
5	Randbedingungen	5
6	Betrachtete Fälle	7
6.1	Betrachtete Fälle: Einfamilienhäuser	8
6.2	Betrachtete Fälle: Kleine Mehrfamilienhäuser	9
6.3	Betrachtete Fälle: Große Mehrfamilienhäuser	9
7	Berechnungsergebnisse Wirtschaftlichkeit	10
7.1	Amortisationszeiten Einfamilienhäuser	10
7.2	Amortisationszeiten kleine Mehrfamilienhäuser	10
7.3	Amortisationszeiten für große Mehrfamilienhäuser	11
8	Zusammenfassung	12
9	Literaturverzeichnis	14
10	Anhang Berechnungen	15

1 Aufgabenstellung

Der Berliner Senat erarbeitet derzeit das Solargesetz, das künftig Gebäudeeigentümer_innen von nicht-öffentlichen Gebäuden zur Installation einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) verpflichten soll. Die Pflicht soll für Neubauten gelten sowie für Bestandsgebäude im Falle von wesentlichen Umbauten des Daches. Der Gesetzesinitiative liegt die Annahme zugrunde, dass die Installation und der Betrieb einer PV-Anlage üblicherweise wirtschaftlich sind. Um diese Annahme zu überprüfen, wurde das Fraunhofer ISE im Rahmen der Arbeiten für den Masterplan Solarcity Berlin von der Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe Berlin gebeten, die Wirtschaftlichkeit der Installation von PV-Anlagen in Berlin für vorgegebene Fälle zu untersuchen. Die Ergebnisse der Untersuchung sind in diesem Kurzgutachten zusammengefasst.

2 Grundsätzliche Bemerkungen zum Wirtschaftlichkeitsnachweis

Die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, wie z.B. dem Standort (Globalstrahlungsstärke), der Umgebung (Verschattung), den baulichen Gegebenheiten (Ausrichtung, Montagebedingungen, elektrischer Anschluss, etc.), der Marktentwicklung (Preis für Investition und Montage), der Gebäudenutzung (möglicher Anteil des Selbstverbrauchs des Solarstroms) und den gesetzlichen Regelungen (Höhe der Einspeisevergütung, Geschäftsmodell). Es ist somit nicht abschließend möglich, die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen für alle Gebäude und alle Rahmenbedingungen durch eine pauschale Berechnung nachzuweisen oder eine einfache Berechnungsmethode bereitzustellen, mit der durch Variation weniger Parameter alle Varianten von PV-Anlagen angemessen berücksichtigt werden können.

Dieses Kurzgutachten zeigt deshalb durch die folgenden Berechnungen, dass die **Wirtschaftlichkeit für ausgewählte relevante und typische Fälle von PV-Anlagen in der Regel gegeben ist**. Auf dieser Basis kann davon ausgegangen werden, dass die große Mehrzahl der PV-Anlagen in Berlin wirtschaftlich ist. Die untersuchten Fälle richten sich nach den im Solargesetz vorgesehenen Mindestgröße der PV-Anlagen, die bei 30 % der Bruttodachfläche für Neubauten liegt. Bei Bestandsbauten beträgt die Mindestgröße 30 % der Nettodachfläche, wobei die Leistung nicht größer als 3 kW bei Wohngebäuden mit max. 2 Wohneinheiten (WE), 6 kW bei Wohngebäuden mit mehr als 2 WE und 6 kW bei Nichtwohngebäuden sein muss.

Eine Herausforderung des Wirtschaftlichkeitsnachweises besteht darin, dass dieser zuverlässig nur für PV-Anlagen unter bekannten Rahmenbedingungen erbracht werden kann. Für die in Zukunft im Rahmen einer PV-Pflicht zu erstellenden PV-Anlagen können über die dann gültigen Rahmenbedingungen nur Annahmen getroffen werden. Da Prognosen sowohl der künftigen Preisentwicklung als auch der künftigen regulativen Bedingungen naturgemäß unsicher sind, wäre ein Wirtschaftlichkeitsnachweis auf Basis von Hochrechnungen nicht ausreichend belastbar, weshalb darauf verzichtet wird. Allerdings wird davon ausgegangen, dass die regulativen Rahmenbedingungen (d.h. im Wesentlichen das Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) auch weiterhin der Preisentwicklung von PV-Anlagen angepasst werden und sich so weiterentwickeln, dass sich die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen künftig nicht verschlechtern wird.

Im Folgenden werden deshalb die Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die aktuellste verfügbare Datenbasis für März/April 2019 durchgeführt und es wird davon ausgegangen, dass die damit als wirtschaftlich identifizierten PV-Anlagen auch künftig wirtschaftlich sein werden. Grundlage für diese Annahme ist die Zielsetzung der Bundesregierung für den Ausbau der erneuerbaren Energien, die im

EEG festgelegt ist. Nach § 1 Abs. 2 EEG 2021 ist das Ziel des Gesetzes, bis zum Jahr 2030 den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms auf 65 % zu erhöhen und nach Abs. 3 vor dem Jahr 2050 den gesamten Strom, der erzeugt oder verbraucht wird, treibhausgasneutral zu erzeugen (EEG 2021 zuletzt geändert 21.12.2020). Nach Abs. 4 soll der für die Erreichung der Ziele erforderliche Ausbau der erneuerbaren Energien stetig, kosteneffizient und netzverträglich erfolgen. Um dies zu erreichen, wurde in § 4 Abs. 3 EEG 2021 der jährliche Bruttozubau von PV-Anlagen auf 5 GW pro Jahr zwischen 2022 und 2026 sowie 6 GW pro Jahr zwischen 2026 und 2028 erhöht, was eine deutliche Anhebung gegenüber dem noch im EEG 2017 angestrebten Bruttozubau von 2,5 GW pro Jahr darstellt. Dies belegt die Absicht der Bundesregierung, auch weiterhin die regulativen Rahmenbedingungen so zu gestalten und an die reale Markt- und Preisentwicklung anzupassen, dass ein ausreichender PV-Ausbau stattfindet. Ein beschleunigter Marktausbau setzt jedoch voraus, dass sich die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen eher verbessert als verschlechtert, **weshalb davon ausgegangen werden kann, dass die aktuell festgestellte Wirtschaftlichkeit für die betrachteten PV-Anlagenfälle auch künftig vorhanden ist**, solange in der Fördersystematik keine strukturellen Änderungen erfolgen, die bestimmte Anlagenfälle bevorzugen oder benachteiligen.

Dafür, dass sich die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen nicht verschlechtert, sprechen auch die sinkenden Anlagenpreise, so haben sich die Modulpreise von Januar 2015 bis Januar 2019 von ca. 600 €/kW auf ca. 300 €/kW halbiert (ZSW und Bosch & Partner 2019) und es wird erwartet, dass durch technischen Fortschritt und die Weiterentwicklung von Produktionsmethoden die Preise weiter fallen werden (Kost et al. 2018). Da allerdings die Installations- und Montagekosten mittlerweile über 50 % der PV-Anlagenpreise ausmachen und diese nur langsam abnehmen oder stagnieren, werden die PV-Anlagenpreise künftig vermutlich langsamer sinken als in der Vergangenheit.

Parallel dazu wurde auch die EEG-Vergütung in den letzten Jahren reduziert, beispielsweise ist sie zwischen Januar 2019 und Januar 2021 für PV-Anlagen bis 10 kW von 11,87 €/ct/kWh auf 8,56 €/ct/kWh gesunken, was einer Abnahme um 28 % innerhalb von zwei Jahren entspricht (Bundesnetzagentur 2020b). Das im Dezember 2020 beschlossene EEG 2021 weist nun allerdings einige Besserstellungen für die PV-Anlagen gegenüber dem EEG 2017 auf. So gilt die EEG-Umlagebefreiung künftig für PV-Anlagen bis 30 kW (bislang bis 10 kW), der Mieterstromzuschlag wurde deutlich erhöht und für PV-Anlagen, die nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung ausscheiden, wurde eine Anschlussregelung festgelegt, was den Weiterbetrieb erlaubt und eine geringe Vergütung in Höhe des Marktwerts des Solarstroms ermöglicht. In der Summe kann von einer ähnlich guten Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen im Jahr 2021 wie im Jahr 2019 ausgegangen werden, womit die Gültigkeit der folgenden Berechnungen für die kommenden Jahre belegt ist.

3 Definition Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit der Investition in eine PV-Anlage kann unterschiedlich definiert werden. Dies bezieht sich sowohl auf die Methodik der zugrundeliegenden Wirtschaftlichkeitsrechnung (Kostenvergleich, Rentabilität, Amortisation) als auch auf die angenommenen Randbedingungen und den festgesetzten Wert, ab dem die Investition als „wirtschaftlich“ betrachtet wird (z.B. ab der Erzielung einer bestimmten Rendite).

Da eine Solarpflicht nicht das Ziel hat, den Investoren eine Mindestrendite zu gewährleisten, sondern den Zubau von PV-Anlagen zu beschleunigen unter der Voraussetzung, dass der Bau der PV-Anlagen für die Investoren „wirtschaftlich vertretbar“ ist, werden in diesem Kurzgutachten keine Renditen für

PV-Anlagen berechnet. Stattdessen wird derselbe Ansatz gewählt wie im Gebäudeenergiegesetz (GEG) das am 1. November 2020 in Kraft getreten ist. Dieses fordert für die Sanierungsmaßnahmen in Gebäuden die wirtschaftliche Vertretbarkeit und definiert in §5: „Anforderungen und Pflichten gelten als wirtschaftlich vertretbar, wenn generell die erforderlichen Aufwendungen innerhalb der üblichen Nutzungsdauer durch die eintretenden Einsparungen erwirtschaftet werden können. Bei bestehenden Gebäuden, Anlagen und Einrichtungen ist die noch zu erwartende Nutzungsdauer zu berücksichtigen.“ (GEG 2020)

In Bezug auf die PV-Pflicht sind nicht nur die Einsparungen, sondern zusätzlich auch die erzielten Einnahmen aus dem Verkauf des Solarstroms zu berücksichtigen. Was die Nutzungsdauer von PV-Anlagen angeht, wird heute meist von 30 und mehr Jahren ausgegangen. Viele Modulhersteller geben Leistungsgarantien über 25 oder mehr Jahre und es sind mittlerweile eine größere Zahl von PV-Anlagen aus den 1990er Jahren bekannt, die seit mehr als 25 Jahren in Betrieb sind. Es ist deshalb sehr realistisch, von einer Nutzungsdauer von mindestens 25 Jahren auszugehen.

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen wird deshalb in Anlehnung an das GEG im Folgenden als gegeben angesehen, wenn „generell die erforderlichen Aufwendungen für die Installation und den Betrieb einer PV-Anlage innerhalb der üblichen Nutzungsdauer von 25 Jahren durch die eintretenden Einsparungen und die durch die PV-Anlage erzielten Erlöse erwirtschaftet werden können; bei bestehenden Gebäuden wird die noch zu erwartende Nutzungsdauer berücksichtigt“.

4 Berechnungsmethode

Für Wirtschaftlichkeitsberechnungen von PV-Anlagen können die Berechnungsmethodik der verschiedenen Zahlungsströme sowie die notwendigen Annahmen und Setzungen der Eingangsparameter und Randbedingungen variieren. Die Unterschiede liegen dabei vielfach im Detail, so dass es für Außenstehende schwierig ist, die Berechnungen nachzuvollziehen und die Ergebnisse aus unterschiedlichen Quellen zu vergleichen.

Um eine möglichst große Transparenz bezüglich der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für PV-Anlagen zu erreichen und allen Interessierten die Durchführung eigener Berechnungen auf derselben Basis zu ermöglichen, wurden die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in diesem Gutachten mit dem Excel-Werkzeug „Wirtschaftlichkeit von Solarstrom“ des Münchner Umweltinstituts e.V. durchgeführt. Das Institut bietet die Berechnungssoftware kostenfrei auf ihrer Internetseite zum Download an (Umweltinstitut München e.V. 2020).

Im Wirtschaftlichkeitsrechner wird die Amortisationszeit bis maximal 20 Jahre berechnet. Wird diese überstiegen, erfolgt die Angabe „>20 Jahre“. Der Grund hierfür ist, dass die ökonomischen Bedingungen für die Einspeisung von Solarstrom durch PV-Anlagen nach dem Ende des EEG-Vergütungszeitraums von 20 Jahren bislang nicht vollständig klar waren. Ob sich eine PV-Anlage mit einer Amortisationszeit größer 20 Jahre innerhalb der Nutzungsdauer von 25 Jahren amortisiert, kann somit oftmals nicht abschließend abgeschätzt werden. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass PV-Anlagen mit einer Amortisationszeit von knapp unter 20 Jahren noch einen deutlichen Abstand zur Wirtschaftlichkeitsschwelle aufweisen, da die Nutzungsdauer 25 Jahre beträgt. Darüber hinaus verbessert sich mit dem o.g. EEG 2021 die Regelung für Altanlagen.

5 Randbedingungen

Für die Amortisationsrechnungen sind eine ganze Reihe von Randbedingungen zu definieren. Um die Berechnungen nachvollziehen zu können, sind die in diesem Gutachten getroffenen Annahmen für die verschiedenen Parameter im Folgenden aufgelistet. Für die Annahmen wurden möglichst repräsentative und typische Werte genutzt.

Anlagenpreise	<p>Verwendet wurde die aktuellste repräsentative Quelle für PV-Anlagenpreise in Deutschland vom März 2019 (ZSW und Bosch & Partner 2019) Folgende Preisangaben wurden der Tab. 11 des Berichts entnommen:</p> <p>PV-Anlage mit 5 kW: 1.300 €/kW PV-Anlage mit 30 kW: 1.040 €/kW PV-Anlage mit 60 kW: 970 €/kW PV-Anlage mit 100 kW: 940 €/kW</p> <p>Die Preise für Anlagen mit einer Leistung zwischen diesen Stützstellen wurden linear interpoliert. Für die betrachteten Fälle (siehe unten) errechnen sich somit folgende Anlagenpreise:</p> <p>3,00 kW: 3.962 € (1.321 €/kW) 4,60 kW: 5.999 € (1.304 €/kW) 6,13 kW: 7.901 € (1.288 €/kW) 6,00 kW: 7.738 € (1.290 €/kW) 15,85 kW: 18.816 € (1.187 €/kW) 42,27 kW: 42.748 € (1.011 €/kW) 31,65 kW: 32.794 € (1.036 €/kW) 84,40 kW: 80.323 € (952 €/kW)</p>								
EEG-Vergütung	<p>Es wurde angenommen, dass die PV-Anlagen, für die im März 2019 ein Angebot mit den oben genannten Preisen vorlag, im April 2019 ans Netz angeschlossen wurden. Somit wurden bei der Berechnung die EEG-Vergütungssätze vom April 2019 verwendet (Bundesnetzagentur 2020a).</p> <p>Für die Berechnung müssen die Anlagenpreise und die EEG-Vergütung vom selben Zeitraum stammen, da sich die Absenkung der Vergütung am Anlagenzubau orientiert, der u.a. von der Anlagenpreisentwicklung abhängt. Da keine aktuelleren repräsentativen Daten für die Anlagenpreise vorliegen erfolgt die Berechnung für PV-Anlagen, die im April 2019 ans Netz angeschlossen wurden.</p>								
Solaranlagenertrag	<p>Die durchschnittlichen jährlichen Solarstromerträge wurden mit dem im Internet verfügbaren PV Geographical Information System PVGIS der EU berechnet (EU Science Hub 2020). Für den Standort Berlin wurden unter Verwendung von kristallinen Solarmodulen („Cristalline Silicon“) und unter Annahme von typische Anlagenverlusten („system loss“) von 14 % die Solarstromerträge für unterschiedliche Ausrichtungen und Neigungen der Anlagen wie folgt berechnet:</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Südausrichtung 45° Neigung:</td> <td style="text-align: right;">1.021 kWh/m²a</td> </tr> <tr> <td>Süd-Ostausrichtung 45° Neigung:</td> <td style="text-align: right;">962 kWh/m²a</td> </tr> <tr> <td>Ostausrichtung 45° Neigung:</td> <td style="text-align: right;">785 kWh/m²a</td> </tr> <tr> <td>Gemischte Ost-Westausrichtung mit 15° Neigung:</td> <td style="text-align: right;">839 kWh/m²a</td> </tr> </table> <p>Der Solarstromertrag nach Westen ist etwas geringer als nach Osten aufgrund der typischen Wetterbedingungen am Morgen (Sonne von Osten)</p>	Südausrichtung 45° Neigung:	1.021 kWh/m ² a	Süd-Ostausrichtung 45° Neigung:	962 kWh/m ² a	Ostausrichtung 45° Neigung:	785 kWh/m ² a	Gemischte Ost-Westausrichtung mit 15° Neigung:	839 kWh/m ² a
Südausrichtung 45° Neigung:	1.021 kWh/m ² a								
Süd-Ostausrichtung 45° Neigung:	962 kWh/m ² a								
Ostausrichtung 45° Neigung:	785 kWh/m ² a								
Gemischte Ost-Westausrichtung mit 15° Neigung:	839 kWh/m ² a								

und am Abend (Sonne von Westen), doch wenn ein Westdach vorhanden ist, ist in den meisten Fällen auch ein Ostdach vorhanden, weshalb die Ostausrichtung verwendet wurde.

Verschattung

Eine Verschattung wurde bei den Berechnungen der Solarstromerträge nicht berücksichtigt, da hierfür keine Annahmen vorliegen und davon ausgegangen wird, dass ein Investor einen möglichst unverschatteten Bereich auf seinem Dach zur Installation einer PV-Anlage wählt. Ist eine PV-Anlage teilweise / zeitweise oder ganz / dauerhaft verschattet, reduziert sich der Solarstromertrag und die Amortisationszeit verlängert sich.

Dachgrößen und PV-Anlagengrößen

Auf Basis von Literaturwerten wurden die folgend aufgeführten durchschnittlichen Dachgrößen für die verschiedenen Gebäudetypen für Berlin typisch angenommen (htw Berlin und DGS Berlin 2020). Daraus wurden die Anlagengrößen abgeleitet, wobei von einem Flächenbedarf einer PV-Anlage von 6 m² Dachfläche pro kW Leistung ausgegangen wurde.

Einfamilienhaus: 92 m² Bruttodachfläche (BDF).

Bei einem Satteldach sind davon 50% in eine südliche Richtung ausgerichtet und davon stehen typischerweise 80 % als Installationsfläche zur Verfügung. Daraus errechnet sich eine Fläche von 36,8 m² und eine Anlagenleistung von 6,13 kW.

Bei Neubauten sind als Mindestgröße 30 % der BDF für die PV-Anlage zu nutzen, dies sind 27,6 m² und entspricht 4,6 kW.

Im Bestand beträgt die Mindestanlagengröße 3,0 kW bei bis zu 2 WE.

Kleines MFH mit 15 WE: 317 m² BDF.

Die Maximalleistung errechnet sich für ein Flachdach aus 80 % der BDF (253,6 m²), woraus sich eine Leistung von 42,26 kW ergibt. Auf dem Flachdach können die Modulreihen abwechselnd nach Osten und nach Westen ausgerichtet installiert werden mit einer Neigung von z.B. 15°.

Im Neubau ergibt sich eine Mindestfläche von 30 % der BDF (95,1 m²) und damit eine PV-Leistung von 15,85 kW.

Im Bestand beträgt die Mindestgröße 6,0 kW, da mehr als 2 WE.

Großes MFH mit 30 WE: 633 m² BDF.

Für ein Flachdach berechnet sich die Maximalleistung aus 80 % der BDF (506,4 m²), woraus sich eine Leistung von 84,4 kW ergibt. Die Modulreihen werden abwechselnd in Richtung Ost und West ausgerichtet.

Im Neubau ergibt sich eine Mindestfläche von 30 % der BDF (189,9 m²) und damit eine PV-Leistung von 31,65 kW.

Im Bestand beträgt die Mindestgröße 6,0 kW, da mehr als 2 WE.

Selbstverbrauchsanteil

Bei **Einfamilienhäusern** beträgt der Selbstverbrauch des erzeugten Solarstroms etwa 30 %, wenn pro Jahr etwa so viel Solarstrom erzeugt wird, wie im Gebäude verbraucht wird. Wird deutlich mehr Solarstrom erzeugt, reduziert sich der Anteil.

Bei **Mehrfamilienhäusern** wird angenommen, dass der Allgemeinstrom ca. 4.500 kWh pro Jahr beträgt (ebd.). Dieser kann durch die Solarstromanlage teilweise gedeckt werden (z.B. für Beleuchtung, die tagsüber eingeschaltet wird oder Umwälzpumpen, die dauerhaft laufen). Es wird angenommen, dass in kleinen MFH 6 % des Solarstroms und in großen MFH 3 % des Solarstroms direkt für den Allgemeinstrom genutzt werden kann.

6 Betrachtete Fälle

Um die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen im Geltungsbereich der Solarpflicht zu bewerten, muss diese für typische und repräsentative Fälle in Bezug auf die relevanten Einflussfaktoren geprüft werden. Folgend sind die wesentlichen Wirtschaftlichkeitsfaktoren und deren Variationen dargestellt.

Einflussfaktor	Variation des Faktors
PV-Anlagenpreis / Anlagengröße	Der Preis einer PV-Anlage ist in erster Näherung proportional zu ihrer Leistung (ausgedrückt in €/kW), wobei mit wachsender Anlagengröße der spezifische Preis etwas sinkt. Somit ist es sinnvoll, die Berechnungen für unterschiedliche Größenklassen durchzuführen. Dabei sind die nach Solargesetz vorgesehenen Mindestgrößen der PV-Anlagen zu beachten.
Ausrichtung der PV-Anlagen / Solarstromertrag	<p>Der spezifische Solarstromertrag (Stromertrag pro kW Leistung) hängt von der Ausrichtung der PV-Anlage ab. Der größte Jahresertrag ergibt sich bei einer Ausrichtung nach Süden mit einer Neigung von ca. 40°, der Jahresertrag nach Osten oder Westen mit einer Neigung von 40° liegt 20 % bis 25% niedriger als der Maximalertrag. Für die Berechnungen wird die übliche Neigung von Satteldächern von 45° verwendet, die nur unwesentlich vom optimalen Neigungswinkel abweicht.</p> <p>Auf Flachdächern können PV-Anlagen optimal nach Süden ausgerichtet werden, um den spezifischen Solarstromertrag zu optimieren. Wenn eine möglichst große Anlagenleistung installiert werden soll, werden die Modulreihen jedoch nicht nach Süden mit entsprechendem Reihenabstand, sondern abwechselnd nach Osten und nach Westen mit einer Neigung von z.B. 15° ausgerichtet, so wird eine gegenseitige Verschattung vermieden und die Modulreihen können ohne große Abstände installiert werden. Der Ertrag ist in diesem Fall ca. 18 % niedriger als der Maximalertrag nach Süden mit 40° Neigung.</p>
Einspeisevergütung	Die Vergütung für eingespeisten Solarstrom richtet sich in den Berechnungen nach dem EEG 2017 für Anlagen, die im April 2019 ans Netz angeschlossen wurden (siehe Kap. 2.). Sie ist für Anlagen auf Wohngebäuden gestuft nach Leistung bis 10 kW, über 10 und 40 kW und über 40 bis 100 kW. Für PV-Anlagen auf Nichtwohngebäuden gibt es nur eine Vergütungshöhe bis 100 kW.
Geschäftsmodell	<p>Die Erlöse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung hängen stark vom gewählten Geschäftsmodell ab. Im Wesentlichen sind dabei folgende Fälle zu unterscheiden:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Volleinspeisung mit Vergütung nach EEG 2. Selbstverbrauch eines Teils des erzeugten Solarstroms und Resteinspeisung mit Vergütung nach EEG 3. Mieterstrommodell <p>Der Betrieb einer PV-Anlage ist umso profitabler, je größer der Anteil des Solarstroms ist, der selbst verbraucht werden kann, denn dem selbstverbrauchten Solarstrom mit Stromgestehungskosten von ca. 10 €/ct/kWh stehen eingesparte Stromkosten von ca. 20 bis 30 €/ct/kWh gegenüber. Ist kein Selbstverbrauch möglich, weil der PV-Anlageneigentümer das Gebäude nicht selbst nutzt und deshalb keinen eigenen Strom verbraucht, bleibt entweder die Volleinspeisung mit Vergütung nach EEG oder das Mieterstrommodell. Die Volleinspeisung mit Vergütung nach EEG ist die am wenigsten wirtschaftliche Variante.</p> <p>Die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen im Mieterstrommodell wird im Folgenden nicht betrachtet, da der die verpflichtete Gebäudeeigentümer_in sein ihr Dach einem Dienstleister für Mieterstromanlagen zur Verfügung</p>

stellen kann und dann keine Kosten bei der Pflichterfüllung hat (möglicherweise erhält sie_er eine Pachtzahlung). Inwieweit sich die Mieterstromanlage für den_die Betreiber_in rechnet, kann nicht pauschal bewertet werden, da die Kosten für den Umbau der Stromzähler und die Abrechnung stark variieren können und der Anteil der Mieter_innen, die freiwillig am Mieterstrommodell teilnehmen, unterschiedlich hoch sein können. Aus Sicht des_der verpflichteten Gebäudeeigentümer_in ist dies jedoch irrelevant, solange sie_er einen Dienstleister findet.

Ein_e verpflichtete_r Gebäudeeigentümer_in hat aber immer auch die Möglichkeit einer Volleinspeisung des Solarstroms nach EEG. Wenn also die Wirtschaftlichkeit für den Fall der Volleinspeisung nachgewiesen ist, erübrigt sich der Nachweis, dass der Betrieb einer Mieterstromanlage wirtschaftlich ist oder ein Dienstleister gefunden würde.

Vor diesem Hintergrund werden in dieser Studie folgende Fälle unterschieden:

6.1 Betrachtete Fälle: Einfamilienhäuser

Für Einfamilienhäuser werden folgende Fälle unterschieden. Dabei wird davon ausgegangen, dass alle EFHs ein Satteldach mit einer Bruttodachfläche (BDF) von durchschnittlich 92 m² aufweisen.

Anlagengrößen	Neubau, maximale Größe (80 % der in südlicher Richtung orientierten Dachhälfte):	6,13 kW
	Neubau, Mindestgröße (30 % der BDF):	4,6 kW
	Bestand Dachsanierung, Mindestgröße:	3,0 kW
Ausrichtungen	Südausrichtung 45° Neigung:	1.021 kWh/kW Solarstromertrag pro Jahr
	Süd-Ostausrichtung 45° Neigung:	962 kWh/kW Solarstromertrag pro Jahr
	Ostausrichtung 45° Neigung:	785 kWh/kW Solarstromertrag pro Jahr
Geschäftsmodelle	a) Selbstverbrauch von 25 % (bei max. Größe) bzw. 30 % (sonst)	
	b) Volleinspeisung	

Der Anteil des Selbstverbrauchs des erzeugten Solarstroms liegt bei etwa 30 %, wenn die Solarstromerzeugung pro Jahr etwa dem Verbrauch entspricht. Deshalb wird für die maximale Größe ein verminderter Anteil am Selbstverbrauch von 25 % angenommen. Die Unterschiede in Bezug auf Neubau und Bestand beruhen nur auf der unterschiedlichen Mindestanlagengröße.

Die optimale Ausrichtung und Neigung der PV-Anlage ist nach Süden mit 40° Neigung. Ein typisches Satteldach mit 45° Neigung repräsentiert somit mit 1.021 kWh/kW Solarstromertrag in Berlin fast den optimalen Ertrag. Der Solarstromertrag beträgt bei Ostausrichtung und 45° Neigung 785 kWh/kW und stellt damit den schlechtesten Fall dar. Alle anderen Orientierungen von Ost über Süd nach West sowie einem anderen Neigungswinkel weisen einen Solarstromertrag zwischen den beiden Fällen (oder nur minimal davon abweichend) auf. Die Süd-Ost-Ausrichtung ist noch interessant bei Fällen, bei denen die Ost-Ausrichtung wirtschaftlich kritisch ist. Die Aufstellung von PV-Anlagen auf Flachdächern ist mit diesen Fällen abgedeckt, da diese für einen optimalen Ertrag nach Süden ausgerichtet werden können, so dass sich kein Unterschied zum Schrägdach ergibt.

6.2 Betrachtete Fälle: Kleine Mehrfamilienhäuser

Für kleine Mehrfamilienhäuser mit 15 Wohneinheiten (WE) und einer typischen BDF von 317 m² werden folgende Varianten untersucht. Die maximale Anlagengröße wird betrachtet, um zu untersuchen, welchen Einfluss die geringeren Anlagenpreise und Vergütungen auf die Wirtschaftlichkeit haben. Die maximale Anlagengröße wird allerdings nur bei Flachdächern bei abwechselnder Ost-West-Ausrichtung der Modulreihen erreicht, was zu einer geringeren Einstrahlung gegenüber der Südausrichtung führt.

Anlagengrößen	Neubau, maximale Größe (80 % BDF):	42,3 kW
	Neubau, Mindestgröße (30 % der BDF):	15,9 kW
	Bestand Dachsanierung, Mindestgröße:	6,0 kW
Ausrichtungen	Südausrichtung 45° Neigung:	1.021 kWh/kW Solarstromertrag pro Jahr
	Süd-Ostausrichtung 45° Neigung:	962 kWh/kW Solarstromertrag pro Jahr
	Ostausrichtung 45° Neigung:	785 kWh/kW Solarstromertrag pro Jahr
	Ost-Westausrichtung 15° Neigung:	839 kWh/kW Solarstromertrag pro Jahr
	Die maximale Anlagengröße auf einem Flachdach wird mit abwechselnder Ost-Westausrichtung der Modulreihen mit einer Neigung von ca. 15° erreicht. Ansonsten sind die Berechnungen für Schrägdächer ausgelegt (auf Flachdächern kann bei kleineren Anlagen immer die Südausrichtung gewählt werden).	
Geschäftsmodelle	a) Selbstverbrauch von 6 % für Allgemeinstrom	
	b) Volleinspeisung	
Das Mieterstrommodell ist für vermietete Gebäude sinnvoll. Da dabei für den die Vermieter_in keine Kosten entstehen, sondern ggf. Pachteinahmen erzielt werden können, ist eine Wirtschaftlichkeitsberechnung für Mieterstromanlagen nicht erforderlich.		

6.3 Betrachtete Fälle: Große Mehrfamilienhäuser

Für große Mehrfamilienhäuser mit 30 WE und einer typischen BDF von 633 m² werden folgende Varianten untersucht. Die maximale Anlagengröße wird betrachtet, um zu untersuchen welchen Einfluss die spezifisch geringeren Anlagenpreise und Vergütungen auf die Wirtschaftlichkeit haben. Die maximale Anlagengröße wird allerdings nur bei Flachdächern bei abwechselnder Ost-West-Ausrichtung der Modulreihen erreicht, was zu einer geringeren Einstrahlung gegenüber der Südausrichtung führt.

Anlagengrößen	Neubau, maximale Größe (80 % der BDF):	84,4 kW
	Neubau, Mindestgröße (30 % der BDF):	31,7 kW
	Bestand Dachsanierung, Mindestgröße:	6,0 kW
Ausrichtungen	Südausrichtung 45° Neigung:	1.021 kWh/kW Solarstromertrag pro Jahr
	Süd-Ostausrichtung 45° Neigung:	962 kWh/kW Solarstromertrag pro Jahr
	Ostausrichtung 45° Neigung:	785 kWh/kW Solarstromertrag pro Jahr
	Ost-Westausrichtung 15° Neigung:	839 kWh/kW Solarstromertrag pro Jahr
Geschäftsmodelle	a) Selbstverbrauch von 3 % für Allgemeinstrom	
	b) Volleinspeisung	

7 Berechnungsergebnisse Wirtschaftlichkeit

Für die in Kapitel 6 definierten Fälle wurden mit dem in Kapitel 4 vorgestellten Berechnungswerkzeug die Amortisationszeiten berechnet. Grundlage für die Auswahl der Fälle sind die im Solargesetz vorgesehenen Mindestgrößen. Die Amortisationszeiten wurden für die optimale Südausrichtung sowie für eine Süd-Ost- und für die reine Ostausrichtung berechnet. Die Süd-West- entspricht etwa der Süd-Ostausrichtung. Die Westausrichtung hat eine etwas geringere Einstrahlung als die Ostausrichtung, allerdings kann bei einem Satteldach nach Ost und West immer auch die etwas günstigere Ostausrichtung gewählt werden. Die Neigung beträgt für diese Fälle immer 45° als typische Neigung für Satteldächer. Für Flachdächer, auf denen die maximale PV-Leistung installiert werden soll, wird die Ausrichtung der Modulreihen abwechselnd nach Ost und West mit einer geringen Neigung von 15° gewählt. Dieser Fall wurde für die MFH zusätzlich berechnet.

7.1 Amortisationszeiten Einfamilienhäuser

Tab. 1 zeigt die Amortisationszeiten für typische Einfamilienhäuser in Berlin für unterschiedliche Anlagengrößen und Ausrichtungen. Bei Volleinspeisung und Vergütung nach EEG (Fall b in Tab. 1) ergibt sich eine Amortisationszeit von 20 oder weniger Jahren für die Ausrichtung Südwest bis Südost für alle Anlagenvarianten. Bei anteiligem Selbstverbrauch von 25 % oder 30 % ergeben sich Amortisationszeiten zwischen 12 und 18 Jahren in Abhängigkeit von der Ausrichtung von Osten über Süden bis Westen (Fall a in Tab. 1).

Tab. 1: Amortisationszeit für PV-Anlagen auf typischen Einfamilienhäusern

Amortisationszeit in Jahren PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern	Neubau maximale Größe 6,1 kW	Neubau Mindestgröße 30 % BDF: 4,6 kW	Bestand Mindestgröße 3,0 kW
Südausrichtung 45° Neigung (Ertrag 1.021 kWh/kW/Jahr)	a) SV 25 %: 12 b) VE: 18	a) SV 30 %: 12 b) VE: 18	a) SV 30 %: 12 b) VE: 18
Süd-Ostausr. 45° Neigung (Ertrag 962 kWh/kW/Jahr)	a) SV 25 %: 13 b) VE: 19	a) SV 30 %: 12 b) VE: 19	a) SV 30 %: 12 b) VE: 20
Ostausrichtung 45° Neigung (Ertrag 785 kWh/kW/Jahr)	a) SV 25 %: 16	a) SV 30 %: 15	a) SV 30 %: 15

SV = Selbstverbrauch, VE = Volleinspeisung

7.2 Amortisationszeiten kleine Mehrfamilienhäuser

Tab. 2 zeigt die Amortisationszeiten für kleine Mehrfamilienhäuser mit 15 WE, die bei Volleinspeisung für geneigte Dächer mit einer Ausrichtung von Südost bis Südwest in allen Fällen unter 20 Jahren liegen (Fall b in Tab. 2). Bei anteiligem Selbstverbrauch von 6 % des Solarstroms für den Allgemeinstrom ist die Amortisationszeit kürzer und sogar bei reiner Ostausrichtung liegt sie noch bei 20 Jahren für die Anlagengröße von 15,9 kW (Fall a in Tab. 2). Da die Anlagenpreise pro kW Leistung für kleinere Anlagen höher sind, ist die Amortisationszeit für die 6 kW große, nach Osten ausgerichtete PV-Anlage mehr als 20 Jahre. In diesem Fall kann durch die größere Anlage mit 15,9 kW die Wirtschaftlichkeit erreicht werden gegenüber der Mindestgröße von 6,0 kW. Für kleine MFH mit Flachdächern und einer maximalen PV-Anlagengröße von 42,3 kW mit einer Ost-Westausrichtung der Modulreihen ergibt sich eine

Amortisationszeit von 18 Jahren für die Volleinspeisung und von 16 Jahren bei anteiligem Selbstverbrauch von 6 %.

Tab. 2: Amortisationszeit für PV-Anlagen auf typischen kleinen Mehrfamilienhäusern mit 15 WE

Amortisationszeit in Jahren PV-Anlagen auf kleinen MFH (15 WE)	Neubau maximale Größe 42,3 kW	Neubau Mindestgröße 30 % BDF: 15,9 kW	Bestand Mindestgröße 6,0 kW
Südausrichtung 45° Neigung (Ertrag 1.021 kWh/kW/Jahr)	-	a) SV AS 6 %: 15 b) VE: 16	a) SV AS 6 %: 16 b) VE: 18
Süd-Ostausr. 45° Neigung (Ertrag 962 kWh/kW/Jahr)	-	a) SV AS 6 %: 16 b) VE: 18	a) SV AS 6 %: 17 b) VE: 19
Ostausrichtung 45° Neigung (Ertrag 785 kWh/kW/Jahr)	-	a) SV AS 6 %: 20	
Ost-Westausr. 15° Neigung (Ertrag 839 kWh/kW/Jahr)	a) SV AS 6 %: 16 b) VE: 18	-	-

SV AS = Selbstverbrauch für Allgemiestrom, VE = Volleinspeisung

7.3 Amortisationszeiten für große Mehrfamilienhäuser

Tab. 3 zeigt die Amortisationszeiten für große Mehrfamilienhäuser mit 30 WE. Diese sind bei der Mindestgröße im Bestand mit 6,0 kW bei Volleinspeisung naturgemäß gleich wie bei kleinen MFH, bei anteiligem Selbstverbrauch etwas länger, da der Selbstverbrauchsanteil nur 3 % beträgt. Da die Mindestanlagengröße im Neubau mit 31,7 kW doppelt so groß ist wie bei kleinen MFH mit 15,9 kW und damit die spezifischen Kosten pro kW Leistung geringer liegen, errechnen sich auch hier die Amortisationszeiten für alle Fälle von Osten über Süden nach Westen unterhalb von 20 Jahren. Auch bei Maximalbelegung des Daches in Ost-Westausrichtung ergibt sich eine Amortisationszeit von unter 20 Jahren, obwohl die Einspeisevergütung für die Anlagengröße geringer ist, was aber durch einen günstigeren Anlagenpreis weitgehend kompensiert wird.

Tab. 3: Amortisationszeit für PV-Anlagen auf typischen großen Mehrfamilienhäusern mit 30 WE

Amortisationszeit in Jahren PV-Anlagen auf großen MFH (30 WE)	Neubau maximale Größe 84,4 kW	Neubau Mindest- größe 30 % BDF 31,7 kW	Bestand Mindestgröße 6,0 kW
Südausrichtung 45° Neigung (Ertrag 1.021 kWh/kW/Jahr)	-	a) SV AS 3 %: 14 b) VE: 14	a) SV AS 3 %: 17 b) VE: 18
Süd-Ostausr. 45° Neigung (Ertrag 962 kWh/kW/Jahr)	-	a) SV AS 3 %: 14 b) VE: 15	a) SV AS 3 %: 18 b) VE: 19
Ostausrichtung 45° Neigung (Ertrag 785 kWh/kW/Jahr)	-	a) SV AS 3 %: 18 b) VE: 19	
Ost-Westausr. 15° Neigung (Ertrag 839 kWh/kW/Jahr)	a) SV AS 3 %: 17 b) VE: 19	-	-

SV AS = Selbstverbrauch für Allgemiestrom, VE = Volleinspeisung

8 Zusammenfassung

Für die betrachteten und dargestellten Fälle konnte gezeigt werden, dass die Amortisationszeiten für PV-Anlagen in Berlin unter den im April 2019 geltenden Bedingungen deutlich unter 20 Jahren oder bei maximal 20 Jahren liegen. Da davon auszugehen ist, dass sich die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen im Rahmen der Weiterentwicklung des EEGs nicht verschlechtert (siehe Kap. 2), ist die große Mehrzahl der im Rahmen der PV-Pflicht zu realisierenden PV-Anlagen als wirtschaftlich anzusehen.

Bei kleinen PV-Anlagen auf EFH ohne anteiligen Selbstverbrauch beträgt die Amortisationszeit nur bei Ausrichtung zwischen Südost und Südwest weniger als 20 Jahre. Ob Dächer, die nach Westen oder Osten ausgerichtet sind, sich noch innerhalb der Nutzungsdauer von 25 Jahren amortisieren, kann aktuell noch nicht festgestellt werden. Allerdings betrifft dies nur eine Minderheit der Gebäude, da die Mehrzahl der EFH den anteiligen Selbstverbrauch nutzen können, der wirtschaftlich attraktiv ist.

Nicht berechnet wurde die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen auf Nichtwohngebäuden, die sich von den Wohngebäuden durch eine etwas geringere Einspeisevergütung und in vielen Fällen durch etwas geringere Strombezugskosten unterscheiden. Vorteilhaft bei Nichtwohngebäuden (Dienstleistung, Gewerbe, Industrie) ist, dass der Strombedarf vor allem tagsüber anfällt und somit ein deutlich höherer Anteil am Selbstverbrauch des erzeugten Solarstroms möglich ist, was die Wirtschaftlichkeit deutlich verbessert. Um den Sektor konkret abzubilden, müssten verschiedene Gebäudenutzungen und Geschäftsmodelle unterschieden werden, was in diesem Rahmen nicht möglich war. Allerdings kann auf Basis der vorliegenden Berechnungen sicher davon ausgegangen werden, dass der Betrieb von PV-Anlagen auf Nichtwohngebäuden immer dann wirtschaftlich attraktiv ist, wenn ein größerer Anteil des Solarstroms selbst verbraucht werden kann. Ist ein Selbstverbrauch nicht möglich, ist die wirtschaftliche Vertretbarkeit möglicherweise kritisch, allerdings kann dann das Dach in vielen Fällen an Dienstleister verpachtet und damit Investitionskosten vermieden werden.

PV-Anlagen, die von Südost bis Südwest ausgerichtet sind, weisen alle eine Amortisationszeit von maximal 20 Jahren oder deutlich darunter auf. Bei Gleichverteilung der Ausrichtung der Berliner Gebäude mit Satteldächern sind die Hälfte davon nach Südost bis Südwest ausgerichtet. Da die solargeeigneten Dachflächen in Berlin nur zu 39 % Satteldächer sind (siehe Tab. 23 in (Stryi-Hipp et al. 2019)) und angenommen werden kann, dass bei der Hälfte dieser Gebäude ein anteiliger Selbstverbrauch (oder eine Mieterstromanlage) möglich sind, reduziert sich der Anteil der evtl. nicht wirtschaftlichen PV-Anlagen auf maximal 10 %, da auf Flachdächern immer eine optimale Südausrichtung gewählt werden kann. Somit ist die wirtschaftliche Vertretbarkeit für die große Mehrzahl der PV-Anlagen auf Berliner Gebäuden zweifellos gegeben.

Nicht berücksichtigt sind dabei allerdings ein reduzierter Solarstromertrag aufgrund von (Teil-) Verschattungen der Solaranlagen. Der Einfluss der Verschattung ist vermutlich meist relativ gering, da bei Nutzung der Mindestgrößen die PV-Module auf einen möglichst wenig verschatteten Ort auf dem Dach platziert werden können. Dies trifft insbesondere auf MFHs zu, da die Mehrzahl der Gebäude eine ähnliche Gebäudehöhe aufweist. Allerdings können EFHs in Gegenden mit großem Baumbestand teilweise deutlich von einer Verschattung betroffen sein. Außerdem können die Investitions- oder Betriebskosten der PV-Anlage im Einzelfall aus anderen Gründen deutlich höher als die angesetzten Durchschnittswerte ausfallen und damit die Amortisationszeiten erhöhen. Hierzu sind, wie im Solargesetz vorgesehen, Befreiungen von der Pflicht zu definieren, die bei entsprechendem Nachweis zu gewähren sind.

Das Kurzgutachten konnte zeigen, dass die Erfüllung des Solargesetzes durch Installation einer PV-Anlage für die große Mehrheit der Berliner Gebäudeeigentümer_innen wirtschaftlich vertretbar ist. Die Amortisationszeiten betragen meist deutlich weniger als 20 Jahre bei einer Nutzungsdauer von mindestens 25 Jahren. Weiter wurde dargelegt, warum davon ausgegangen werden kann, dass die für das Jahr 2019 vorliegenden Berechnungsergebnisse auch in den kommenden Jahren gültig sind, solange das regulative Umfeld für PV-Anlagen nicht grundsätzlich geändert wird.


9 Literaturverzeichnis

- Bundesnetzagentur (2020a): Bestimmung der anzulegenden Werte für Solaranlagen § 49 EEG 2017 für die Kalendermonate November 2019, Dezember 2019 und Januar 2020. Hg. v. Bundesnetzagentur. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/PV_Datenmeldungen/DegressionsVergSaetze_11-01_20.xlsx, Stand: 12.09.2020.
- Bundesnetzagentur (2020b): Bestimmung der anzulegenden Werte für Solaranlagen § 49 EEG 2017 für die Kalendermonate November, Dezember 2020 und Januar 2021. Hg. v. Bundesnetzagentur. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html, Stand: 15.12.2020.
- EEG 2021 (zuletzt geändert 21.12.2020): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021). EEG 2021. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/.
- EU Science Hub (2020): Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Performance of grid connected PV. Hg. v. European Commission. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html, Stand: 10.12.2020.
- htw Berlin; DGS Berlin (2020): Ökonomie von Photovoltaikanlagen auf neuen Wohngebäuden und Empfehlungen zu solaren Installationspflichten. Berlin.
- Kost, Christoph; Shammugam, Shivenes; Jülch, Verena; Nguyen, Huyen-Tran; Schlegl, Thomas (2018): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Stryi-Hipp, Gerhard; Gölz, Sebastian; Bär, Christian; Wieland, Stefan; Xu-Sigurdsson, Bin; Freudenmacher, Till; Taani, Rania (2019): Expertenempfehlung zum Masterplan Solarcity Berlin. Masterplanstudie und Maßnahmenkatalog. Hg. v. / im Auftrag des Landes Berlin, Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe, Berlin. Berlin.
- Umweltinstitut München e.V. (2020): Wirtschaftlichkeit von Solarstrom. solarstrom.xls. URL: <http://www.umweltinstitut.org/themen/energie-und-klima/wirtschaftlichkeitsberechnungen.html>, Stand: 10.07.2020.
- ZSW; Bosch & Partner (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Abschlussbericht erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Stuttgart/Hannover.


10 Anhang Berechnungen

Im Folgenden sind Screenshots der Berechnungen mit dem Solarstromrechner des Umweltinstituts München zur Verdeutlichung der Vorgehensweise abgebildet.


EFH, Südausrichtung, 45° Neigung, 3,0 kW, Volleinspeisung

Wirtschaftlichkeit von Solarstrom		Stand: 12.11.2020			
Hinweise:					
Die eingerahmten Felder können beliebig verändert werden; die Inhalte sind lediglich Anhaltswerte.					
Die restlichen Felder sind gegen irrtümliches Überschreiben gesperrt.					
Der Blattschutz kann bei Bedarf aufgehoben werden.					
Ergebnisse:					
interner Zinsfuß (IRR)	3,0%	p.a.			
Amortisationszeit	18	Jahre			
Stromgestehungskosten (LCOE)	0,095	€/kWh			
Kapitalwert (Gewinn bzw. Verlust)	354	€			
Anfangs-Eigenkapital (incl. MwSt.)	4.715	€			
1. PV-Anlage					
1.1 Anlagenleistung (max. 100 kWp)	3,0	kWp			
1.2 Kosten der PV-Anlage (ohne Batterien, ohne MwSt)	3.962	€	entspr.	1.321	€/kWp
Batteriespeicher (ja=1, nein=0)	0				
Kosten für Batteriesystem (netto)	0	nicht relevant			
Zuschuss für Batteriesystem	0	€	siehe: Zuschuss		
1.3 Vorlaufkosten, Zwischenfinanzierung MwSt	79	€			
1.4 laufende Kosten	40	€ p.a.			
Dachmiete	0	€ p.a.			
1.5 spezifischer Stromertrag	1,021	kWh/kWpa	siehe: PVGIS		
1.6 Ertragsminderung pro Jahr	0,40%				
1.7 Direktnutzung in % des Solarertrags	0%				
zusätzl. Direktnutzung über Batteriespeicher	0%				
Batterie-Lade/Entladeverluste	0%				
Jährl. Abnahme der Direktnutzung über Speicher	0,0%	p.a.			
1.8 Jahr der Inbetriebnahme	2019				
1.9 Monat der Inbetriebnahme (1-12)	4		entspr.	82%	anteiliger Solarertrag im Jahr der Inbetriebnahme
Gesamtkosten (Investition)	3.962	€			
EEG-Einspeisevergütung	0,1111	€/kWh			
2. Finanzierung					
1. Darlehen	0	€	100% Eigenfinanzierungsanteil		
Auszahlung	100%				
Bereitstellung	0,25%				
Zinssatz (nominal)	1,03%	p.a.	Konditionen	Programm 270	
Zinsbindung (5 / 10 / 20 Jahre)	10				
Zinssatz nach Zinsbindung	4,00%	p.a.			
Laufzeit	10	Jahre			
Tilgungsfreie Zeit	2	Jahre			
2. Darlehen (gleichbleibende Annuitäten)	0	€			
Zinssatz	4,0%	p.a.			
Laufzeit	15	Jahre			
Tilgungsfreie Zeit	0	Jahre			
3. Sonstiges					
3.1 Direktvermarktung (ja / nein)	nein				
3.2 Kleinunternehmerregelung (KUR) (ja / nein)	nein				
3.3 Umstellung auf KUR im 7. Jahr	nein				
3.4 Inflationsrate	1,5%	p.a.			
3.5 Zinssatz für Barwertermittlung (Diskontsatz)	2,0%	p.a.			
Zinssatz bei Wiederanlage	0,0%	p.a.			
3.6 jährlicher Stromverbrauch	4.500	kWh/a			
3.7 Jährliche Grundgebühr Strom (netto)	79,70	€/a			
3.8 Strompreis im ersten Jahr (netto)	0,2693	€/kWh	entspricht	0,3205	€/kWh brutto
3.9 Strompreissteigerung	1,5%	p.a.			
Stromerlös bei Direktvermarktung (DV)	0,0750	€/kWh			
Jährl. Steigerung des Erlöses bei DV	1,5%	p.a.			
3.10 Gewerbebetrieb? (ja/nein)	ja				
3.11 Ökostromumlage	0,06405	€/kWh	0%	0,0000	€/kWh auf Eigenverbrauch
3.12 indiv. Steuersatz (in den ersten 10 Jahren)	30%				
3.13 Steuersatz (danach)	30%				
Investitionsabzug in % (max. 40%)	0%				
20% Sonderabschreibung?	nein				


EFH, Südostausrichtung, 45° Neigung, 4,6 kW, 30 % Selbstversorgung

Wirtschaftlichkeit von Solarstrom		Stand: 12.11.2020	
			
Hinweise:			
Die eingerahmten Felder können beliebig verändert werden; die Inhalte sind lediglich Anhaltswerte.			
Die restlichen Felder sind gegen irrtümliches Überschreiben gesperrt.			
Der Blattschutz kann bei Bedarf aufgehoben werden.			
Ergebnisse:			
interner Zinsfuß (IRR)	7,3%	p.a.	
Amortisationszeit	12	Jahre	
Stromgestehungskosten (LCOE)	0,100	€/kWh	
Kapitalwert (Gewinn bzw. Verlust)	3.323	€	
Anfangs-Eigenkapital (incl. MwSt.)	7.139	€	
1. PV-Anlage			
1.1 Anlagenleistung (max. 100 kWp)	4,6	kWp	
1.2 Kosten der PV-Anlage (ohne Batterien, ohne MwSt)	5.999	€	entspr. 1.304 €/kWp
Batteriespeicher (ja=1, nein=0)	0		
Kosten für Batteriesystem (netto)	0		nicht relevant
Zuschuss für Batteriesystem	0	€	siehe: Zuschuss
1.3 Vorlaufkosten, Zwischenfinanzierung MwSt	120	€	
1.4 laufende Kosten	60	€ p.a.	
Dachmiete	0	€ p.a.	
1.5 spezifischer Stromertrag	962	kWh/kWpa	siehe: PVGIS
1.6 Ertragsminderung pro Jahr	0,40%		
1.7 Direktnutzung in % des Solarertrags	30%		
zusätzl. Direktnutzung über Batteriespeicher	0%		
Batterie-Lade/Entladeverluste	0%		
Jährl. Abnahme der Direktnutzung über Speicher	0,0%	p.a.	
1.8 Jahr der Inbetriebnahme	2019		
1.9 Monat der Inbetriebnahme (1-12)	4	entspr.	82% anteiliger Solarertrag im Jahr der Inbetriebnahme


EFH, Ostausrichtung, 45° Neigung, 6,1 kW, 25 % Selbstversorgung

Wirtschaftlichkeit von Solarstrom		Stand: 12.11.2020	
			
Hinweise:			
Die eingerahmten Felder können beliebig verändert werden; die Inhalte sind lediglich Anhaltswerte.			
Die restlichen Felder sind gegen irrtümliches Überschreiben gesperrt.			
Der Blattschutz kann bei Bedarf aufgehoben werden.			
Ergebnisse:			
interner Zinsfuß (IRR)	4,3%	p.a.	
Amortisationszeit	16	Jahre	
Stromgestehungskosten (LCOE)	0,121	€/kWh	
Kapitalwert (Gewinn bzw. Verlust)	1.812	€	
Anfangs-Eigenkapital (incl. MwSt.)	9.402	€	
1. PV-Anlage			
1.1 Anlagenleistung (max. 100 kWp)	6,1	kWp	
1.2 Kosten der PV-Anlage (ohne Batterien, ohne MwSt)	7.901	€	entspr. 1.289 €/kWp
Batteriespeicher (ja=1, nein=0)	0		
Kosten für Batteriesystem (netto)	0		nicht relevant
Zuschuss für Batteriesystem	0	€	siehe: Zuschuss
1.3 Vorlaufkosten, Zwischenfinanzierung MwSt	150	€	
1.4 laufende Kosten	79	€ p.a.	
Dachmiete	0	€ p.a.	
1.5 spezifischer Stromertrag	785	kWh/kWpa	siehe: PVGIS
1.6 Ertragsminderung pro Jahr	0,40%		
1.7 Direktnutzung in % des Solarertrags	25%		
zusätzl. Direktnutzung über Batteriespeicher	0%		
Batterie-Lade/Entladeverluste	0%		
Jährl. Abnahme der Direktnutzung über Speicher	0,0%	p.a.	
1.8 Jahr der Inbetriebnahme	2019		
1.9 Monat der Inbetriebnahme (1-12)	4	entspr.	82% anteiliger Solarertrag im Jahr der Inbetriebnahme


MFH klein, Südausrichtung, 45° Neigung, 6,0 kW, Volleinspeisung

Wirtschaftlichkeit von Solarstrom		Stand: 12.11.2020	
			
Hinweise:			
Die eingerahmten Felder können beliebig verändert werden; die Inhalte sind lediglich Anhaltswerte.			
Die restlichen Felder sind gegen irrtümliches Überschreiben gesperrt.			
Der Blattschutz kann bei Bedarf aufgehoben werden.			
Ergebnisse:			
interner Zinsfuß (IRR)		3,2%	p.a.
Amortisationszeit		18	Jahre
Stromgestehungskosten (LCOE)		0,093	€/kWh
Kapitalwert (Gewinn bzw. Verlust)		877	€
Anfangs-Eigenkapital (incl. MwSt.)		9.208	€
1. PV-Anlage			
1.1 Anlagenleistung (max. 100 kWp)	6,0	kWp	
1.2 Kosten der PV-Anlage (ohne Batterien, ohne MwSt)	7.738	€	entspr. 1.290 €/kWp
Batteriespeicher (ja=1, nein=0)	0		
Kosten für Batteriesystem (netto)	0		nicht relevant
Zuschuss für Batteriesystem	0	€	siehe: Zuschuss
1.3 Vorlaufkosten, Zwischenfinanzierung MwSt	155	€	
1.4 laufende Kosten	77	€ p.a.	
Dachmiete	0	€ p.a.	
1.5 spezifischer Stromertrag	1.021	kWh/kWpa	siehe: PVGIS
1.6 Ertragsminderung pro Jahr	0,40%		
1.7 Direktnutzung in % des Solarertrags	0%		
zusätzl. Direktnutzung über Batteriespeicher	0%		
Batterie-Lade/Entladeverluste	0%		
Jährl. Abnahme der Direktnutzung über Speicher	0,0%	p.a.	
1.8 Jahr der Inbetriebnahme	2019		
1.9 Monat der Inbetriebnahme (1-12)	4	entspr.	82% anteiliger Solarertrag im Jahr der Inbetriebnahme


MFH klein, Süd-Ostausrichtung, 45° Neigung, 15,9 kW, 6 % Selbstverbrauch

Wirtschaftlichkeit von Solarstrom		Stand: 12.11.2020	
			
Hinweise:			
Die eingerahmten Felder können beliebig verändert werden; die Inhalte sind lediglich Anhaltswerte.			
Die restlichen Felder sind gegen irrtümliches Überschreiben gesperrt.			
Der Blattschutz kann bei Bedarf aufgehoben werden.			
Ergebnisse:			
interner Zinsfuß (IRR)		4,3%	p.a.
Amortisationszeit		16	Jahre
Stromgestehungskosten (LCOE)		0,091	€/kWh
Kapitalwert (Gewinn bzw. Verlust)		4.238	€
Anfangs-Eigenkapital (incl. MwSt.)		22.391	€
1. PV-Anlage			
1.1 Anlagenleistung (max. 100 kWp)	15,9	kWp	
1.2 Kosten der PV-Anlage (ohne Batterien, ohne MwSt)	18.816	€	entspr. 1.187 €/kWp
Batteriespeicher (ja=1, nein=0)	0		
Kosten für Batteriesystem (netto)	0		nicht relevant
Zuschuss für Batteriesystem	0	€	siehe: Zuschuss
1.3 Vorlaufkosten, Zwischenfinanzierung MwSt	376	€	
1.4 laufende Kosten	188	€ p.a.	
Dachmiete	0	€ p.a.	
1.5 spezifischer Stromertrag	962	kWh/kWpa	siehe: PVGIS
1.6 Ertragsminderung pro Jahr	0,40%		
1.7 Direktnutzung in % des Solarertrags	6%		
zusätzl. Direktnutzung über Batteriespeicher	0%		
Batterie-Lade/Entladeverluste	0%		
Jährl. Abnahme der Direktnutzung über Speicher	0,0%	p.a.	
1.8 Jahr der Inbetriebnahme	2019		
1.9 Monat der Inbetriebnahme (1-12)	4	entspr.	82% anteiliger Solarertrag im Jahr der Inbetriebnahme


MFH klein, Ost-Westausrichtung, 15° Neigung, 42,3 kW, Volleinspeisung

Wirtschaftlichkeit von Solarstrom		Stand: 12.11.2020			
Hinweise:					
Die eingerahmten Felder können beliebig verändert werden; die Inhalte sind lediglich Anhaltswerte.					
Die restlichen Felder sind gegen irrtümliches Überschreiben gesperrt.					
Der Blattschutz kann bei Bedarf aufgehoben werden.					
Ergebnisse:					
interner Zinsfuß (IRR)		3,4%	p.a.		
Amortisationszeit		18	Jahre		
Stromgestehungskosten (LCOE)		0,089	€/kWh		
Kapitalwert (Gewinn bzw. Verlust)		5.481	€		
Anfangs-Eigenkapital (incl. MwSt.)		50.870	€		
1. PV-Anlage					
1.1 Anlagenleistung (max. 100 kWp)		42,3	kWp		
1.2 Kosten der PV-Anlage (ohne Batterien, ohne MwSt)		42.748	€	entspr.	1.011 €/kWp
Batteriespeicher (ja=1, nein=0)		0			
Kosten für Batteriesystem (netto)		0		nicht relevant	
Zuschuss für Batteriesystem		0	€	siehe:	Zuschuss
1.3 Vorlaufkosten, Zwischenfinanzierung MwSt		855	€		
1.4 laufende Kosten		427	€ p.a.		
Dachmiete		0	€ p.a.		
1.5 spezifischer Stromertrag		839	kWh/kWpa	siehe:	PVGIS
1.6 Ertragsminderung pro Jahr		0,40%			
1.7 Direktnutzung in % des Solarertrags		0%			
zusätzl. Direktnutzung über Batteriespeicher		0%			
Batterie-Lade/Entladeverluste		0%			
Jährl. Abnahme der Direktnutzung über Speicher		0,0%	p.a.		
1.8 Jahr der Inbetriebnahme		2019			
1.9 Monat der Inbetriebnahme (1-12)		4		entspr.	82% anteiliger Solarertrag im Jahr der Inbetriebnahme


MFH groß, Südausrichtung, 45° Neigung, 31,7 kW, 3 % Selbstverbrauch

Wirtschaftlichkeit von Solarstrom		Stand: 12.11.2020			
Hinweise:					
Die eingerahmten Felder können beliebig verändert werden; die Inhalte sind lediglich Anhaltswerte.					
Die restlichen Felder sind gegen irrtümliches Überschreiben gesperrt.					
Der Blattschutz kann bei Bedarf aufgehoben werden.					
Ergebnisse:					
interner Zinsfuß (IRR)		6,0%	p.a.		
Amortisationszeit		14	Jahre		
Stromgestehungskosten (LCOE)		0,075	€/kWh		
Kapitalwert (Gewinn bzw. Verlust)		13.089	€		
Anfangs-Eigenkapital (incl. MwSt.)		39.025	€		
1. PV-Anlage					
1.1 Anlagenleistung (max. 100 kWp)		31,7	kWp		
1.2 Kosten der PV-Anlage (ohne Batterien, ohne MwSt)		32.794	€	entspr.	1.036 €/kWp
Batteriespeicher (ja=1, nein=0)		0			
Kosten für Batteriesystem (netto)		0		nicht relevant	
Zuschuss für Batteriesystem		0	€	siehe:	Zuschuss
1.3 Vorlaufkosten, Zwischenfinanzierung MwSt		656	€		
1.4 laufende Kosten		328	€ p.a.		
Dachmiete		0	€ p.a.		
1.5 spezifischer Stromertrag		1.021	kWh/kWpa	siehe:	PVGIS
1.6 Ertragsminderung pro Jahr		0,40%			
1.7 Direktnutzung in % des Solarertrags		3%			
zusätzl. Direktnutzung über Batteriespeicher		0%			
Batterie-Lade/Entladeverluste		0%			
Jährl. Abnahme der Direktnutzung über Speicher		0,0%	p.a.		
1.8 Jahr der Inbetriebnahme		2019			
1.9 Monat der Inbetriebnahme (1-12)		4		entspr.	82% anteiliger Solarertrag im Jahr der Inbetriebnahme

MFH groß, Ostausrichtung, 45° Neigung, 31,7 kW, Volleinspeisung

Wirtschaftlichkeit von Solarstrom		Stand: 12.11.2020	
			
Hinweise:			
Die eingerahmten Felder können beliebig verändert werden; die Inhalte sind lediglich Anhaltswerte.			
Die restlichen Felder sind gegen irrtümliches Überschreiben gesperrt.			
Der Blattschutz kann bei Bedarf aufgehoben werden.			
Ergebnisse:			
interner Zinsfuß (IRR)	2,6%	p.a.	
Amortisationszeit	19	Jahre	
Stromgestehungskosten (LCOE)	0,097	€/kWh	
Kapitalwert (Gewinn bzw. Verlust)	1.689	€	
Anfangs-Eigenkapital (incl. MwSt.)	39.025	€	
1. PV-Anlage			
1.1 Anlagenleistung (max. 100 kWp)	31,7	kWp	
1.2 Kosten der PV-Anlage (ohne Batterien, ohne MwSt)	32.794	€	entspr. 1.036 €/kWp
Batteriespeicher (ja=1, nein=0)	0		
Kosten für Batteriesystem (netto)	0		nicht relevant
Zuschuss für Batteriesystem	0	€	siehe: Zuschuss
1.3 Vorlaufkosten, Zwischenfinanzierung MwSt	656	€	
1.4 laufende Kosten	328	€ p.a.	
Dachmiete	0	€ p.a.	
1.5 spezifischer Stromertrag	785	kWh/kWpa	siehe: PVGIS
1.6 Ertragsminderung pro Jahr	0,40%		
1.7 Direktnutzung in % des Solarertrags	0%		
zusätzl. Direktnutzung über Batteriespeicher	0%		
Batterie-Lade/Entladeverluste	0%		
Jährl. Abnahme der Direktnutzung über Speicher	0,0%	p.a.	
1.8 Jahr der Inbetriebnahme	2019		
1.9 Monat der Inbetriebnahme (1-12)	4	entspr.	82% anteiliger Solarertrag im Jahr der Inbetriebnahme

MFH groß, Ost-Westausrichtung, 15° Neigung, 84,4 kW, Volleinspeisung

Wirtschaftlichkeit von Solarstrom		Stand: 12.11.2020	
			
Hinweise:			
Die eingerahmten Felder können beliebig verändert werden; die Inhalte sind lediglich Anhaltswerte.			
Die restlichen Felder sind gegen irrtümliches Überschreiben gesperrt.			
Der Blattschutz kann bei Bedarf aufgehoben werden.			
Ergebnisse:			
interner Zinsfuß (IRR)	2,8%	p.a.	
Amortisationszeit	19	Jahre	
Stromgestehungskosten (LCOE)	0,084	€/kWh	
Kapitalwert (Gewinn bzw. Verlust)	6.261	€	
Anfangs-Eigenkapital (incl. MwSt.)	95.584	€	
1. PV-Anlage			
1.1 Anlagenleistung (max. 100 kWp)	84,4	kWp	
1.2 Kosten der PV-Anlage (ohne Batterien, ohne MwSt)	80.323	€	entspr. 952 €/kWp
Batteriespeicher (ja=1, nein=0)	0		
Kosten für Batteriesystem (netto)	0		nicht relevant
Zuschuss für Batteriesystem	0	€	siehe: Zuschuss
1.3 Vorlaufkosten, Zwischenfinanzierung MwSt	1.606	€	
1.4 laufende Kosten	803	€ p.a.	
Dachmiete	0	€ p.a.	
1.5 spezifischer Stromertrag	839	kWh/kWpa	siehe: PVGIS
1.6 Ertragsminderung pro Jahr	0,40%		
1.7 Direktnutzung in % des Solarertrags	0%		
zusätzl. Direktnutzung über Batteriespeicher	0%		
Batterie-Lade/Entladeverluste	0%		
Jährl. Abnahme der Direktnutzung über Speicher	0,0%	p.a.	
1.8 Jahr der Inbetriebnahme	2019		
1.9 Monat der Inbetriebnahme (1-12)	4	entspr.	82% anteiliger Solarertrag im Jahr der Inbetriebnahme