



Landesagentur für
Energie und Klimaschutz



Zukunftslösungen für PV-Anlagen

Ein Leitfaden für Betreibende

Landesagentur für
Energie und Klimaschutz im
Bayerischen Landesamt für
Umwelt

TEAM ENERGIEWENDE BAYERN



C.A.R.M.E.N.



Landesagentur für
Energie und Klimaschutz



Zukunftslösungen für PV-Anlagen

Ein Leitfaden für Betreibende

IMPRESSUM

Zukunftslösungen für PV-Anlagen

Ein Leitfaden für Betreibende

Herausgeber:

Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU)
Bürgermeister-Ulrich-Straße 160
86179 Augsburg
Telefon: 0821 9071-0
E-Mail: poststelle@lfu.bayern.de
Internet: www.lfu.bayern.de

Konzept/Text/Redaktion:

Landesagentur für Energie
und Klimaschutz (LENK) im LfU
Franz-Mayer-Straße 1
93053 Regensburg
Tel.: 0941 46297-871
E-Mail: info@lenk.bayern.de
Internet: www.lenk.bayern.de

C.A.R.M.E.N. e.V.
Schulgasse 18
94315 Straubing
Tel.: 09421 960-300
E-mail: contact@carmen-ev.de
Internet: www.carmen-ev.de

Bildnachweis:

Adobe Stock: © anatoliy_gleb – stock.adobe.com, S. 5, S. 14; © LariBat – stock.adobe.com, S. 6;
© bilanol – stock.adobe.com, S. 13; © Sanhanat – stock.adobe.com, S. 15 o.;
© mmuenzl – stock.adobe.com, S. 17

Pixabay: Titel, S. 4, S. 7, S. 16, S. 20, S. 21

Unsplash: Mika Baumeister, S. 15 m.

Stand:

Februar 2022

Diese Publikation wird kostenlos im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit der Bayerischen Staatsregierung herausgegeben. Jede entgeltliche Weitergabe ist untersagt. Sie darf weder von den Parteien noch von Wahlwerbern oder Wahlhelfern im Zeitraum von fünf Monaten vor einer Wahl zum Zweck der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für Landtags-, Bundestags-, Kommunal- und Europawahlen. Missbräuchlich ist während dieser Zeit insbesondere die Verteilung auf Wahlveranstaltungen, an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken und Aufkleben parteipolitischer Informationen oder Werbemittel. Untersagt ist gleichfalls die Weitergabe an Dritte zum Zweck der Wahlwerbung. Auch ohne zeitlichen Bezug zu einer bevorstehenden Wahl darf die Publikation nicht in einer Weise verwendet werden, die als Parteinahme der Staatsregierung zugunsten einzelner politischer Gruppen verstanden werden könnte. Den Parteien ist es gestattet, die Publikation zur Unterrichtung ihrer eigenen Mitglieder zu verwenden.

Das Werk ist urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte sind vorbehalten. Die publizistische Verwertung der Veröffentlichung – auch von Teilen – wird jedoch ausdrücklich begrüßt. Bitte nehmen Sie Kontakt mit dem Herausgeber auf, der Sie – wenn möglich – mit digitalen Daten der Inhalte und bei der Beschaffung der Wiedergaberechte unterstützt.

Diese Publikation wurde mit großer Sorgfalt zusammengestellt. Eine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit kann dennoch nicht übernommen werden. Für die Inhalte fremder Internetangebote sind wir nicht verantwortlich.



BAYERN | DIREKT ist Ihr direkter Draht zur Bayerischen Staatsregierung. Unter Tel. 089 12 22 20 oder per E-Mail unter direkt@bayern.de erhalten Sie Informationsmaterial und Broschüren, Auskunft zu aktuellen Themen und Internetquellen sowie Hinweise zu Behörden, zuständigen Stellen und Ansprechpartnern bei der Bayerischen Staatsregierung.

INHALT

EINLEITUNG UND ÜBERBLICK	4
WELCHE LÖSUNG PASST ZU MEINER PV-ANLAGE?	6
Vorüberlegungen für den Weiterbetrieb	6
Weiterführung der Volleinspeisung	8
Eigenverbrauch des PV-Stroms	9
Direktvermarktung und Direktlieferung	10
Direktvermarktung	10
Direktlieferung	10
Weitere Erlösmöglichkeiten	12
Recycling und Repowering	13
EIGENVERBRAUCH OPTIMIEREN	14
Anpassung des Stromverbrauchs	14
Den Eigenverbrauch mit Batteriespeicher optimieren	16
Mit Wärmepumpen den Eigenverbrauch steigern	18
Eigenverbrauchsoptimierung mit einem Elektro-Fahrzeug	20
Anhang: Grundlagen zur Beispielberechnung	21
QUELLEN	22



Einleitung und Überblick

Betreiberinnen und Betreiber von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) erhalten für die Laufzeit von 20 Jahren zuzüglich dem Jahr der Inbetriebnahme eine Vergütung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz – kurz EEG. Für Anlagen, die vor dem Jahr 2000 in Betrieb gingen, gilt dieses Jahr als Inbetriebnahmejahr.

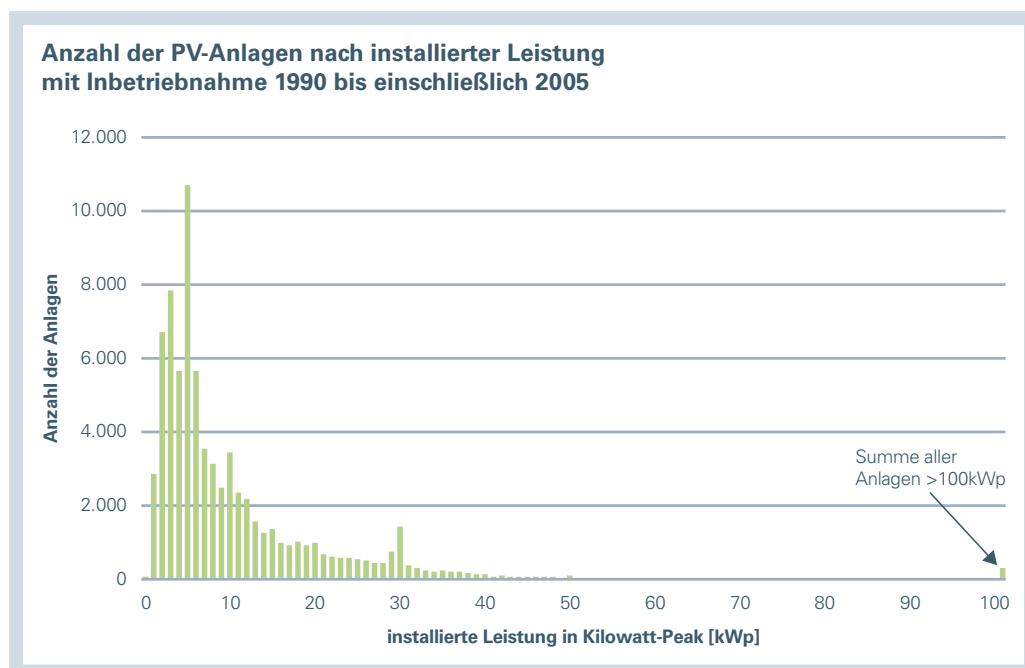
Damit endete zum 31. Dezember 2020 erstmals für alle PV-Anlagen aus der Zeit bis einschließlich 2000 die EEG-Förderung. Bei diesen Photovoltaikanlagen spricht man von ausgeförderten Anlagen, Ü20-Anlagen oder Post-EEG Anlagen. Nun stellt sich für die Betreiberinnen und Betreiber die Frage:

Wie kann ich auch in Zukunft meine Photovoltaikanlage wirtschaftlich betreiben?

Den Weiterbetrieb der Anlage zu planen und umzusetzen, ist sowohl für den Einzelnen als auch für die Energiewende insgesamt von großer Bedeutung. In den Jahren bis einschließlich 2005 sind rund 75.700 PV-Anlagen in Bayern errichtet worden (siehe Abbildung 1). Insgesamt weisen diese Anlagen eine installierte Leistung von ca. 925.000 kWp auf und liefern ca. 940 GWh Strom im Jahr.¹ Bis zum Jahr 2025 werden diese Anlagen aus der EEG-Förderung fallen und müssen deshalb ein geeignetes Betriebsmodell außerhalb oder zusätzlich zur garantieren Einspeisevergütung finden.

Abbildung 1: Anzahl der PV-Anlagen in Bayern je Größenklasse in kWp, die bis Ende 2025 das Ende der 20-Jährigen EEG-Vergütung erreichen.

(Quelle: Energie-Atlas Bayern (2021); zu beachten ist, dass nur im Marktstammdatenregister eingetragene Anlagen dargestellt sind. Besonders bei Anlagen im niedrigeren Leistungsbereich ist anzunehmen, dass Anlagen nicht registriert wurden.)



¹ Für eine genaue Berechnung sind Ausfallraten der Anlagen über die Förderdauer von 20 Jahren zu berücksichtigen (vergleiche hierzu Ökopool 2004).

Insbesondere in den Jahren vor 2001 wurden PV-Anlagen im Leistungsbereich bis bis einschließlich 5 kWp errichtet, meist als Dach-Anlagen auf Wohngebäuden. Ungefähr 17.000 PV-Anlagen in der Größenordnung von 10 bis einschließlich 20 kWp wurden bis zum Jahr 2005 errichtet. Anlagen dieser Größe wurden beispielsweise auf kommunalen Gebäuden, auf landwirtschaftlichen Gebäuden, Gewerbeimmobilien und natürlich auf größeren Wohnkomplexen errichtet.

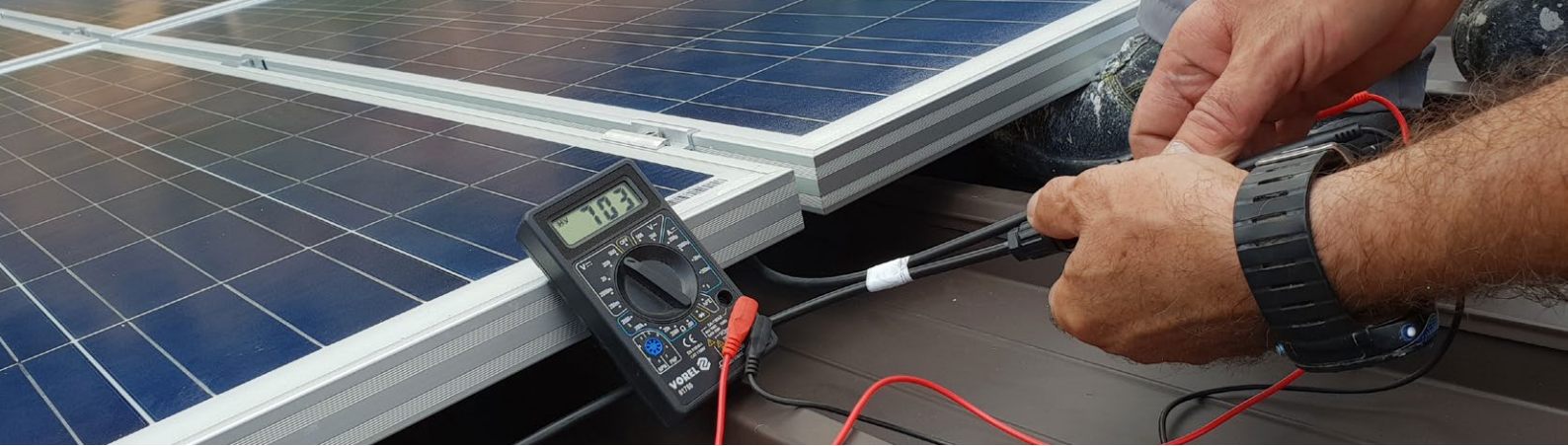
Rechtlich sind Erneuerbare-Energie-Anlagen auch ohne die EEG-Vergütung weiterhin „Anlagen gemäß EEG“, womit der Anspruch auf Netzanschluss sowie die vorrangige physikalische Abnahme des Stroms garantiert bleiben. Jedoch müssen die technischen Vorgaben des EEG sowie Melde- und Registrierungspflichten, insbesondere in Bezug auf das Marktstammdatenregister, weiterhin eingehalten werden. Jeder sogenannte Wechsel in eine andere Veräußerungsform muss in jedem Fall dem Netzbetreiber bekannt gegeben werden.

Für die Weiternutzung des PV-Stroms gibt es folgende Möglichkeiten:

- Weiterführung der Einspeisung zum Jahresmarktwert Solar: Hier erfolgt eine Vergütung der eingespeisten Strommengen zum Jahresmarktwert Solar, abzüglich einer Vermarktungskostenpauschale (sog. Anschlussförderung des EEG 2021)
- Eigenverbrauch des Stroms: Diese Option bietet die Möglichkeit, den Einkauf von Strom zu reduzieren und somit Stromkosten zu reduzieren.
- Direktlieferung und Direktvermarktung: Neben dem Einspeisen in das öffentliche Netz ist vor allem bei größeren Anlagen eine wirtschaftliche Option, den Strom direkt oder über Dienstleister an Kunden zu vermarkten.
- Weitere Erlösoptionen: Neben den bisher genannten Optionen bieten Energieversorgungsunternehmen spezielle PV-Stromtarife oder Cloud/Community Lösungen an.
- Recycling und Repowering: Grundsätzlich besteht immer die Möglichkeit, die eigene PV-Anlage zu erweitern, Module auszutauschen oder die gesamte Anlage zu demontieren. Nicht mehr genutzte Module sollten dem Zweimarkt zugeführt oder recycelt werden.

In den nächsten Jahren sollen in Deutschland intelligente Messsysteme zum Einsatz kommen (§9 EEG 2021). Die Entscheidung über den Zeitpunkt liegt beim Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Dieser Leitfaden stellt den aktuellen Stand dar und wird gegebenenfalls um neue Regelungen aktualisiert.





Welche Lösung passt zu meiner PV-Anlage?

VORÜBERLEGUNGEN FÜR DEN WEITERBETRIEB

Bestandsanalyse: Wie steht es um meine PV-Anlage?

Vor Beginn der konkreten Planung oder der Umsetzung von Maßnahmen sollte unbedingt der Zustand der eigenen PV-Anlage erhoben werden. Grundsätzlich sollten Betreiber regelmäßig den Zählerstand ablesen und den Wechselrichter prüfen. Auch eine einfache Sichtprüfung der PV-Anlage auf deutlich erkennbare Schäden, wie etwa lose Kabel oder herunterhängende Teile, sollte regelmäßig erfolgen. Betreiber sollten im Blick haben, wie sich die Stromerträge der Anlage im Laufe der Jahre verringern. Die Module der PV-Anlage sollten nach 20 Jahren noch mindestens 80 % der installierten Leistung liefern können. Neben der technischen Komponente kann auch ein gewachsener Baumbestand zu einer „schleichenden Verschattung“ und dementsprechend zu Leistungsverlusten führen.

Der **E-Check für PV-Anlagen** ist eine normierte Prüfung durch einen zertifizierten Fachbetrieb, bei dem neben der Funktionsfähigkeit und dem Ertrag auch die Sicherheit der Anlage geprüft wird. Dieser E-Check sollte alle vier Jahre erfolgen. Vor allem für einen gültigen Versicherungsschutz ist es wichtig, die Anlage regelmäßig warten und prüfen zu lassen. Mit dem Ende der zwanzigjährigen EEG-Vergütung sollte kontrolliert werden, ob die bestehenden Versicherungskonditionen angepasst werden müssen. Vielleicht lassen sich die Kosten hier durch eine einfache Haftpflichtversicherung reduzieren.

Besteht die Anlage die Prüfungen und verfügt noch über einen ausreichend hohen Wirkungsgrad, sollten noch das Alter und der Zustand des Wechselrichters überprüft werden. Allgemein ist davon auszugehen, dass in etwa alle 15 Jahre ein neuer Wechselrichter angeschafft werden muss. Neue Wechselrichter weisen höhere Wirkungsgrade als ältere Modelle auf, so dass die Anlage normalerweise etwas mehr Ertrag liefern wird.

Wie steht mein Haus eigentlich da?

Erreicht eine Dachanlage das Ende der EEG-Vergütung, kann das ein Anlass sein, über das energetische und ökologische Gesamtkonzept eines Hauses oder eines Betriebs nachzudenken. Wenn bspw. die Sanierung und Dämmung des Daches notwendig ist oder weitere Maßnahmen anstehen, kann es auch sinnvoll sein, die bestehende PV-Anlage abzubauen, die Sanierungsmaßnahmen als Gesamtkonzept umzusetzen und anschließend eine neue PV-Anlage in Betrieb zu nehmen.

Wo will ich eigentlich hin?

Um die verschiedenen Optionen richtig bewerten zu können, sollten sich die Betreibenden überlegen, was die eigenen Ziele sind. Das kann etwa bedeuten, dass im Moment mit der bestehenden Anlage einfach nur weiter erneuerbarer Strom erzeugt werden soll. Oder es besteht

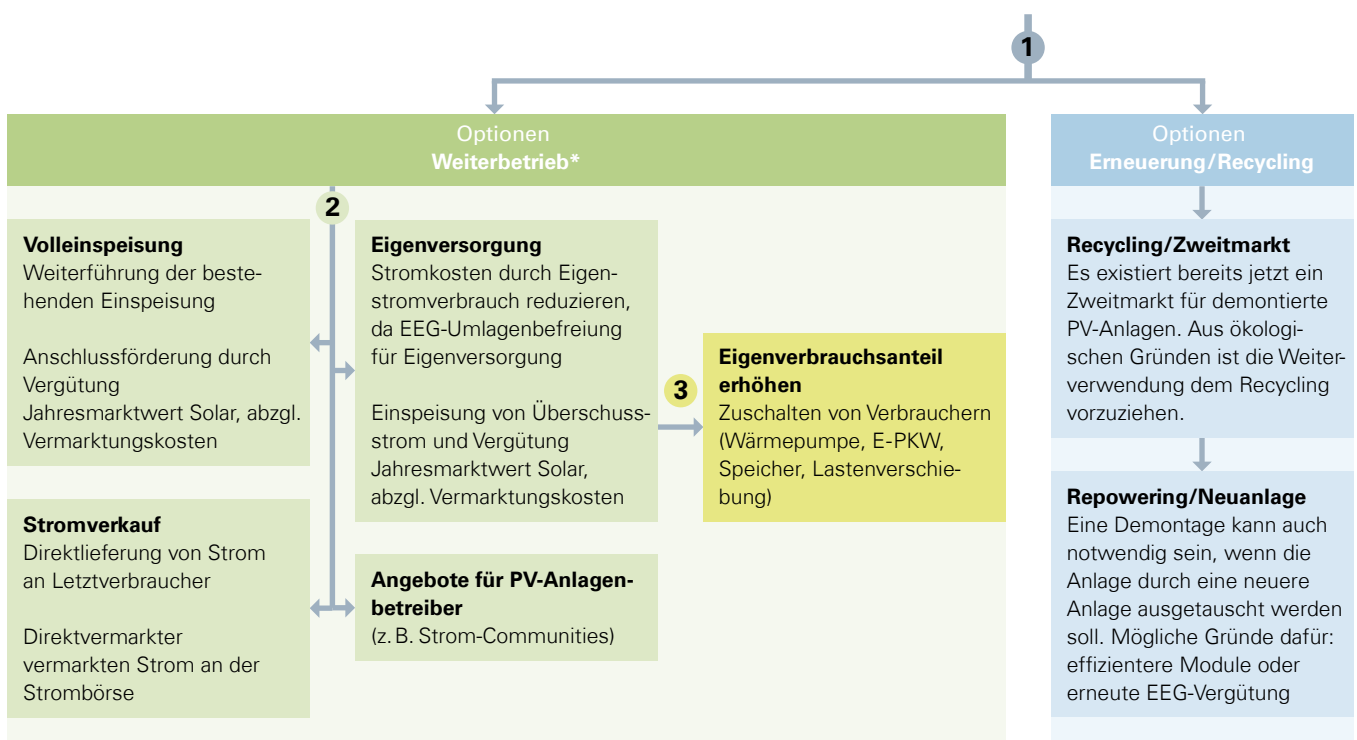
das Ziel, den eigenen ökologischen Fußabdruck zu optimieren, wie durch eine energetische Sanierung des ganzen Gebäudes oder einem Wechsel der Heizungstechnik hin zu Erneuerbaren Energien. Auch die persönliche Lebenssituation muss bei der Entscheidungsfindung ausreichend berücksichtigt werden. So könnte beispielsweise mittelfristig ein Umzug oder Verkauf des Gebäudes anstehen oder die Aufnahme eines Kredites könnte aktuell kritisch betrachtet werden.

Bevor ein neues Vermarktungskonzept erarbeitet wird, sind daher einige **grundlegende Überlegungen** wichtig. Einige bedeutende Fragen für die eigene Anlage sind:

- Ist der Weiterbetrieb technisch möglich oder sind größere Investitionen zur Sicherstellung des Weiterbetriebs nötig?
- Gibt es rechtliche Einschränkungen, wie eingeschränkte Nutzungsrechte bei gepachteten Gebäuden, Beschränkungen bei der Installation von weiteren Gewerken, etc.?
- Müssen Pachtverträge und Versicherungen verlängert werden?
- Ist ein Repowering am Standort möglich und sinnvoll?
- Wie hoch sind meine Betriebskosten?
- Welche Gewinnerwartungen bestehen?

Eine Hilfestellung für den Entscheidungsprozess sowie eine Übersicht zu diesem Leitfaden stellt die Abbildung 2 dar. In der Grafik werden die gängigen Handlungsoptionen dargestellt. Mit den farbigen Signaturen werden grundlegende Entscheidungsmomente aufgezeigt. In den weiteren Abschnitten dieses Leitfadens werden die Möglichkeiten im Detail beschrieben.

Abbildung 2: Zusammenfassender Überblick zu den möglichen Optionen und Hinweis auf grundlegende Entscheidungsmomente.



- 1** Für die Entscheidung zwischen einem Weiterbetrieb oder der Erneuerung/dem Recycling der Anlage ist der Gesamtzustand und die Funktionsfähigkeit der Anlage zu prüfen.
- 2** Die Wahl der Option zum Weiterbetrieb ist eine individuelle Entscheidung und hängt von der eigenen Situation ab. Der Leitfaden liefert hier Hilfestellungen, welche Fragen zu beantworten sind.
- 3** Wird die Option Eigenversorgung gewählt, bietet es sich an, auf elektrische Verbraucher zu setzen, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Zu prüfen ist, welche Möglichkeiten für den eigenen Fall sinnvoll sind.

* Mieterstrom, Peer-to-peer und ähnliche Modelle i.d.R. erst für größere Energiemengen interessant. Eine Erläuterung der Begriffe und Modelle folgt im Kapitel „Direktvermarktung und Direktlieferung“.

WEITERFÜHRUNG DER VOLLEINSPEISUNG

Während des Förderzeitraums wird der erzeugte PV-Strom meist vollständig in das öffentliche Netz eingespeist. Für Anlagenbetreibende besteht die Möglichkeit, diese sogenannte Volleinspeisung auch ohne die EEG-Förderung bis zum 31. Dezember 2027 weiterzuführen.

Diese Option greift automatisch, wenn die Betreibenden einer PV-Anlage nicht aktiv werden. Dann erhalten sie über den zuständigen Netzbetreiber, welcher auch bisher für die Abnahme des Stroms verantwortlich war und von dem bisher die Zahlungen geleistet wurden, den sogenannten „Jahresmarktwert Solar“ (JM Solar). Dieser Jahresmarktwert wird aus den tatsächlichen Preisen errechnet, die der Strom aus PV-Anlagen am Spotmarkt der Börse über ein Jahr gemittelt erzielt hat. Basierend auf den Monatsmarktwerten der vergangenen Jahre ist ein JM Solar im Bereich 2,0 bis 4,5 Cent/kWh zu erwarten. Aktuell scheint allerdings auch ein deutlich höherer Wert von bis zu 8,0 Cent/kWh denkbar (vgl. www.netztransparenz.de).

Wichtig zu beachten ist, dass von der Vergütung eine Vermarktungsgebühr abgezogen wird. Der Netzbetreiber erhält also für den Aufwand, um den Strom der PV-Anlage zu vermarkten, eine Zahlung. Für 2021 liegt diese bei 0,4 Cent/kWh. Ab 2022 können die Übertragungsnetzbetreiber ihre tatsächlichen Vermarktungskosten ansetzen. Der Abzugsbetrag für 2022 beträgt 0,184 ct/kWh. PV-Anlagen, die mit einem intelligenten Messsystem (iMSys) ausgestattet sind, zahlen 2021 nur die Hälfte der Vermarktungsgebühr. Ein iMSys misst mindestens viertelstündlich Verbrauch und Einspeisung und bilanziert die Werte. Diese Systeme werden vom grundzuständigen oder selbstgewählten Messstellenbetreiber eingebaut.

Befindet sich die PV-Anlage in einem guten technischen Zustand, so sind bei dieser Option zwar keine hohen Einnahmen zu erwarten, es müssen aber auch keine Investitionen getätigt werden und die Anlage speist weiterhin ein. Steht allerdings eine größere Investition an, vor allem der Wechselrichter ist hier ein Thema, stellt man schnell fest, dass sich bei kleinen Anlagen bis ca. 5 kWp diese Kosten nicht mehr amortisieren werden. Folgende Tabelle veranschaulicht, welche Kostenpunkte zu berücksichtigen sind. Eine Erläuterung der getroffenen Annahmen und der Berechnung findet sich im Anhang.

Beispielrechnung Einspeisung zum Jahresmarktwert Solar	
Leistung der PV-Anlage	5 kWp
Ertrag im 21. Betriebsjahr	5.000 kWh/a
Nötige Investitionen/einmalige Ausgaben	
Anlagen-Check	-400 €
Gemittelte jährliche Kosten	
Wartung und Instandhaltung PV	-90 €/a
Reinigung	-10 €/a
Versicherung	-50 €/a
Summe jährliche Kosten	-150 €/a
Gemittelte jährliche Erlöse	
Eingespeister Strom mit JM-Solar	
3 Cent/kWh	150 €/a
Summe jährliche Erlöse	150 €/a
reale Verzinsung	-2,2 %

Es wird deutlich, dass die Einnahmen aus der Einspeisung zum JM Solar zu gering sind, um die laufenden Kosten in diesem Beispiel zu decken. Auch der angeführte Anlagen-Check kann entsprechend nicht refinanziert werden. Der Betrachtungszeitraum liegt in diesem Beispiel bei 10 Jahren. Anzumerken ist noch, dass im EEG 2021 nur eine Vergütung mit dem JM Solar bis Ende 2027 festgelegt wurde. Für kleine Anlagen ist die Weiterführung der Einspeisung also wenig rentabel. Falls sich der aktuelle Strompreis-Trend verstetigt und in höheren Werten beim JM Solar niederschlägt, so steigt damit auch die Attraktivität der Weiterführung der Volleinspeisung. Eine Investition in die Umrüstung auf Eigenverbrauch stellt sich dann weniger vorzüglich dar. Größere PV-Anlagen schneiden etwas besser ab, was sich insbesondere aus der Kosten-degression, z. B. beim Anlagen-Check oder bei der Anschaffung von Wechselrichtern ergibt.

EIGENVERBRAUCH DES PV-STROMS

Während des Förderzeitraums wird der erzeugte PV-Strom meist vollständig in das öffentliche Netz eingespeist. Nach Ende des Förderzeitraums besteht für Betreibende die Möglichkeit, den kostengünstig erzeugten Strom selbst zu verbrauchen und dadurch die Stromkosten zu senken.

PV-Anlagen, die vor 2009 in Betrieb gingen, haben in der Regel nur einen Zähler, um den eingespeisten Strom in das öffentliche Stromnetz zu erfassen. Zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme war der Preis für den eingespeisten Strom deutlich höher als die Kosten für den Strom, den die Betreibenden aus dem Netz bezogen. Nach dem Ende der 20-jährigen EEG-Vergütung erhält man für den eingespeisten Strom allerdings nur noch den JM Solar, abzüglich einer Vermarktungsgebühr. Der Strom aus dem Netz kostet für Haushaltskunden hingegen ca. 30 Cent/kWh. Liegt der Stromverbrauch höher, etwa bei Industriebetrieben, Gewerbe oder landwirtschaftlichen Betrieben, kann der Preis darunterliegen. Somit ist klar, dass die Optimierung der Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage vor allem über einen möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil gelingt.

Voraussetzungen für Eigenverbrauch

In der Regel muss nur der Zählerschrank umgebaut werden. Für Anlagen bis 7 kWp wird dann eine sogenannte moderne Messeinrichtung nötig, die den eingespeisten und den selbstverbrauchten Strom erfasst. Die Kosten hierfür sind laut Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) auf 20 € im Jahr begrenzt. Größere Anlagen benötigen ein iMSys, also eine moderne Messeinrichtung mit einem Smart-Meter-Gateway. Im Einzelfall kann auch ein etwas umfangreicherer Umbau notwendig sein, weil etwa Stromkabel neu verlegt werden müssen. Es bietet sich an, den Umbau auf Eigenversorgung im Rahmen des Anlagen-Checks zu planen.

Wird mehr Strom produziert als selbst verbraucht, wird dies als Überschuss bezeichnet. Dieser Teil des Stroms wird als Überschusseinspeisung in das öffentliche Netz eingespeist. Die Abnahme erfolgt i.d.R. durch den Netzbetreiber und wird von diesem vergütet.

Infobox: Intelligente Messsysteme

In den nächsten Jahren sollen in Deutschland intelligente Messsysteme zum Einsatz kommen. Sobald die technischen Möglichkeiten – drei voneinander unabhängige Anbieter von iMSys – festgestellt wurden, wird vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) die Freigabe zum Einbau erteilt. Bis dahin gilt, dass Anlagen über eine geeignete technische Einrichtung fernsteuerbar sein müssen. Anlagen < 25 kW können vor einer Markterklärung durch das BSI alternativ auch ihre Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten Leistung reduzieren.

Künftig können auf PV-Anlagenbetreibende höhere Zählerkosten zukommen. Eine sorgfältige Prüfung und Abstimmung mit dem zuständigen Netzbetreiber ist daher empfehlenswert.

Im Teil „Steigerung des Eigenverbrauchs“ werden die verschiedenen Möglichkeiten ausführlich dargestellt.

DIREKTVERMARKTUNG UND DIREKTLIEFERUNG

Um mit dem Verkauf des eigenen Stroms die Erlöse zu optimieren, besteht die Möglichkeit den Strom per Direktvermarktung/-lieferung an Unternehmen oder andere Verbrauchsgruppen zu veräußern. Diese Möglichkeit bietet sich aufgrund des Organisationsaufwandes insbesondere für Betreibende größerer PV-Anlagen an.

DIREKTVERMARKTUNG

Wird der Strom ins öffentliche Netz eingespeist, besteht die Möglichkeit statt des Bezugs der EEG-Vergütung für ausgeforderte Anlagen, den Strom ohne gesetzliche Vergütung über Direktvermarkter zu vermarkten („sonstige Direktvermarktung“ § 21 a EEG). Die Vermarkter bezahlen für den Strom in der Regel den Marktwert abzüglich eines Vermarktungsentgelts. Die Preistransparenz der Anbieter ist dabei häufig gering und die geforderten Entgelte variieren stark. Meistens erfolgt die Entgeltabrechnung über eine vierteljährliche bis jährliche Pauschale, die abhängig von der Anlagengröße ist.

Der Wechsel in die Direktvermarktung muss bei den Netzbetreibern angezeigt werden. In der Regel übernimmt diese Aufgabe das Direktvermarktungsunternehmen. Ein Wechsel zwischen den Veräußerungsformen ist monatlich möglich, muss jedoch vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats mitgeteilt werden. Wird beispielsweise im Januar ein Vertrag mit einem Direktvermarktungsunternehmen geschlossen, kann dieses den Strom ab März kaufen.

Für die Direktvermarktung ist eine Viertelstundenmessung gesetzlich vorgeschrieben. Zusätzlich ist eine Fernsteuerbarkeit der Anlage üblich. Dadurch fallen für die Betreibenden neben den oben genannten Vermarktungsentgelten zusätzlich Kosten an.

Einige regionale Akteure haben spezielle Tarife für Ü20-Anlagen in ihr Portfolio aufgenommen und vergüten den eingespeisten Strom teilweise sogar höher als mit dem Jahresmarktwert Solar. Solche Angebote sollten ebenso auf zusätzliche Kosten, wie etwa Gebühren für Mess-technik, sowie ergänzende Pflichten, wie beispielsweise Reststrombezug, überprüft werden.

DIREKTLIEFERUNG

Wird der Strom direkt zu einem individuell vereinbarten Strompreis an Dritte verkauft, wird von einer Direktlieferung gesprochen. Erfolgt der Strombezug über eigene Leitungen, müssen keine Netzentgelte oder weitere netzbezogenen Abgaben und Umlagen gezahlt werden. Bei einer Anlage mit einer Leistung von maximal zwei Megawatt mit der Entnahmestelle in einem Radius von maximal 4,5 Kilometern kann zudem die Stromsteuer entfallen. Die EEG-Umlage ist aber in jedem Fall zu zahlen.

Der entstehende finanzielle Spielraum kann eine günstige Stromversorgung der Verbrauchenden vor Ort ermöglichen. So können über Direktlieferungsmodelle sowohl Industrie- und Gewerbeunternehmen als auch Kommunen und Privathaushalte mit lokal erzeugtem Strom versorgt werden.

Ein Überblick zu den Abgaben und Umlagen bei der Stromvermarktung ist in der Abbildung 3 dargestellt. Je nachdem, welche Art von Leitung beziehungsweise Netz genutzt wird und welche Anlagengröße vorhanden ist, sind Umlagen und Abgaben, wie beispielsweise Netzentgelte, zu entrichten. Dies wirkt sich dementsprechend direkt auf den Strompreis in der Vermarktung aus.

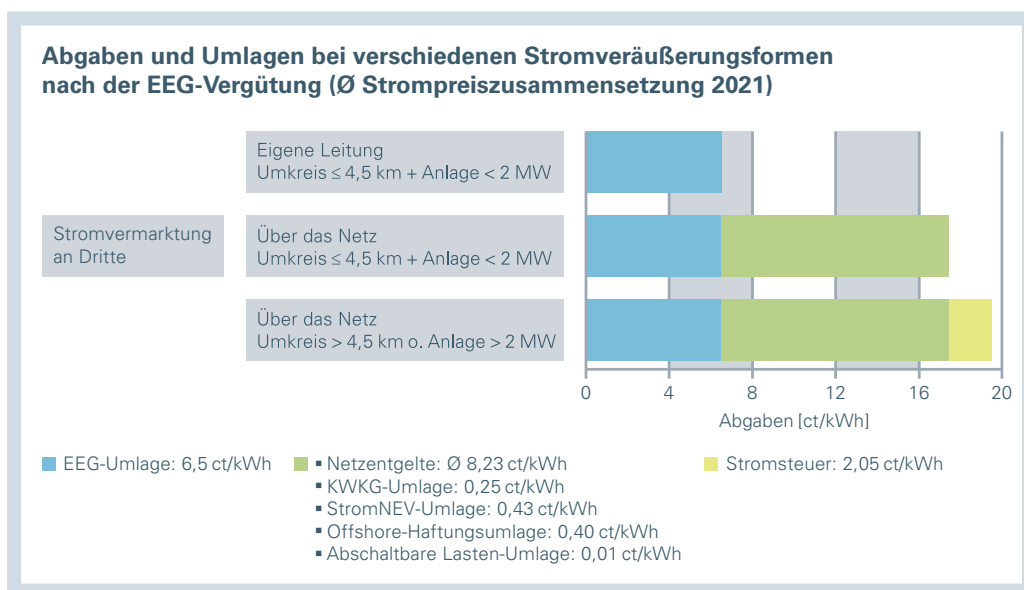


Abbildung 3: Abgaben und Umlagen bei verschiedenen Stromveräußerungsformen nach dem EEG-Vergütungszeitraum (Ø Strompreiszusammensetzung 2021); Datengrundlage: www.strom-report.de

Anwendungsbeispiel Mieterstrommodell

Eine bekannte Form der Direktlieferung sind Mieterstrommodelle. Hier wird Strom aus PV-Anlagen direkt an Mietparteien oder die Nachbarschaft im gleichen Haus verkauft. Dabei steht es den Anlagenbetreibern frei, ob sie den Abnehmern eine sogenannte Voll- oder Teilversorgung anbieten. Bei der Vollversorgung wird, wann immer möglich, Solarstrom vom eigenen Dach geliefert. Steht nicht genügend Solarstrom zur Verfügung, wird der von den Mietparteien zusätzlich benötigte Strom von den Betreibern übers Netz bezogen. Bei der Teilversorgung hingegen liefern die Betreiber ausschließlich Solarstrom vom eigenen Dach, wenn dieser zur Verfügung steht. Der darüber hinaus gehende Strombedarf der Mietparteien muss über das öffentliche Netz von einem anderen Versorger gedeckt werden.

Zu beachten gilt es, dass bei dieser Art von Lieferbeziehung Anlagenbetreiber rechtlich gesehen zu Elektrizitätsversorgungsunternehmen werden. Dadurch kommen auf sie einige energiewirtschaftliche Pflichten zu, insbesondere Meldepflichten und bei der Belieferung von privaten Haushaltskunden inhaltliche Vorgaben hinsichtlich der Gestaltung des Stromlieferungsvertrages und der Abrechnung der Stromlieferungen.

Um die Regulierungsfreiheit der Anlage, anders als bei einem herkömmlichen Energieversorgungsnetz, zu erreichen und damit keinen netzseitigen Pflichten des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zu unterliegen, müssen die Kriterien für eine sogenannte Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a erfüllt sein.

Infobox: Was ist eine Kundenanlage?

Zur Kundenanlage gehören nicht nur die Erzeugungseinheit, sondern unter anderem auch die Stromleitungen und -kabel. In § 3 Nr. 24a des Energiewirtschaftsgesetzes werden folgende Voraussetzungen für die Einstufung als Kundenanlage definiert:

- Sie muss sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden,
- mit einem Energieversorgungsnetz oder einer Erzeugungsanlage verbunden sein,
- unbedeutend für den Wettbewerb sein und
- jedermann muss zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher diskriminierungsfrei und unentgeltlich Zugang erhalten.

Ob es sich im konkreten Fall um eine Kundenanlage handelt, sollte jedoch nicht ohne juristischen Rat und nicht ohne Rücksprache mit dem Netzbetreiber entschieden werden.

Wird der erzeugte Strom nicht komplett vor Ort verbraucht, kann der Überschussstrom in das öffentliche Netz eingespeist werden. Die Anlagenbetreibenden erhalten hierfür gegebenenfalls noch die gesetzlich vorgesehene Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen oder benötigen eine weitere Abnahme, beispielsweise durch einen Direktvermarkter.

Inwiefern eine Direktlieferung wirtschaftlich sinnvoll ist, hängt von den zusätzlichen Kosten wie dem Leitungsbau und dem Messstellenbetrieb sowie dem örtlichen Preis für Netzstrom ab. Auch die Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung und -verbrauch und damit der tatsächlich vor Ort verbrauchte Stromanteil ist abzuschätzen und zu berücksichtigen.

WEITERE ERLÖSMÖGLICHKEITEN

Strom Communities/Cloud

Mit Angeboten wie Strom-Communities bzw. -Clouds kombinieren Anbieter die Stromeinspeisung und -belieferung für Haushaltskunden in einem einzigen Produkt. Die Begriffe „Cloud“ und „Community“ sind hinsichtlich des Stromverkaufs und -bezugs jedoch nicht einheitlich definiert. Die Begriffe werden von den Anbietern beliebig genutzt und sind oft mit unterschiedlichen Preisen und Konditionen verbunden. Häufig stehen diese Angebote im Zusammenhang mit dem Erwerb eines Stromspeichers oder dieser ist Voraussetzung für die Teilnahme an der Community.

Die Community/Cloud existiert allerdings nur virtuell. Eine Stromspeicherung findet außerhalb eines ggf. vorhandenen eigenen Speichers nicht statt. Daher wird mit diesen Modellen in der Regel nicht der „eigene“ Strom vom Sommer im Winter genutzt, sondern es handelt sich um eine rein bilanzielle Betrachtung. Die energiewirtschaftlichen Prozesse im Hintergrund sind die gleichen wie bei einer separaten Direktvermarktung des PV-Stroms und einer Strombelieferung mit Haushaltsstrom.

Die Angebote können grundsätzlich interessant sein. Allerdings zeigt sich, dass in vielen Fällen Nachteile auftreten können, wie z. B. zu große Speicherdimensionierungen oder höhere Stromkosten als beim klassischen Tarifmodell.

Vor der Entscheidung für einen Community- oder Cloud-Tarif sollte geklärt sein, inwiefern die PV-Anlage und der Speicher zum eigenen Stromverbrauch passen, welche Investitions- und laufenden Kosten insgesamt anfallen oder was bei einem höheren Stromverbrauch als geplant passiert.

Peer-to-Peer-Stromhandel

Es besteht zudem die Möglichkeit, den Verkauf über einen so genannten Peer-to-Peer-Stromhandel abzuwickeln. Bei dieser Form der Stromveräußerung entsteht eine direkte Vertragsbeziehung zwischen Anlagenbetreibenden und der Endkundschaft. Der Handel läuft dabei über spezielle Plattformen, mit deren Betreibenden beide Parteien ebenfalls einen Vertrag schließen. Auch hier müssen dieselben technischen Voraussetzungen wie bei der Veräußerung über einen Direktvermarkter geschaffen werden, die mit ähnlichen Kosten verbunden sind. Die meisten Plattformbetreibenden setzen keine Mindestgröße der Anlage voraus. Allerdings sollte die Wirtschaftlichkeit gerade bei kleinen Anlagen im Einzelfall überprüft werden.

Herkunftsnachweise

Bei Anlagen, die keine EEG-Vergütung mehr erhalten, kann auch die „grüne Eigenschaft“ des Stroms über Herkunftsnachweise vermarktet werden. Dazu muss die Anlage zunächst im Herkunftsnachweisregister registriert werden. Anschließend stellt das Umweltbundesamt die Herkunftsnachweise für jede erzeugte Megawattstunde (1.000 kWh) aus. Diese können dann

Weitere Informationen werden durch die Verbraucherzentrale Bayern e.V. bereitgestellt und sind im Bayerischen Verbraucherportal genauer nachzulesen. „Strom-Communities“ und „Strom-Clouds“: Was steckt dahinter?“
Direktlink zum Artikel:

[www.vis.bayern.de/
produkte_energie/
preise_kosten/strom-
communities.htm](http://www.vis.bayern.de/produkte_energie/preise_kosten/strom-communities.htm)



entwertet werden, wenn die entsprechende Strommenge verkauft wird. Ein Herkunftsnachweis entspricht einer Megawattstunde erneuerbar erzeugtem Strom. Für Anlagen im kleinen Leistungsbereich lohnt sich das bei einem durchschnittlichen Preisniveau von 0,5 bis 3 €/MWh in der Regel nicht.

RECYCLING UND REPOWERING

Sollte ein Weiterbetrieb der PV-Anlage nicht möglich sein, ist die Demontage durch einen Fachbetrieb empfehlenswert. Die Anlage sollte dann entweder dem Zweitmarkt, einer Vorbereitung zur Wiederverwendung oder dem Recycling zugeführt werden. Die nun freigewordene Fläche kann (nach vorheriger Überprüfung des Dachzustands) für eine neue PV-Anlage genutzt werden.

Zweitmarkt

Für PV-Anlagen und Module existieren Zweitmarkt-Plattformen, über die noch funktionsfähige Anlagen (PV-Module, Wechselrichter), die kein Abfall sind, verkauft werden können. Der Zweitmarkt bietet PV-Anlagenbetreibenden aber auch die Möglichkeit, z. B. bei Defekten oder Diebstahl ältere Modultypen oder nicht mehr lieferbare neue Module zu ersetzen.

Vorbereitung zur Wiederverwendung und Recycling

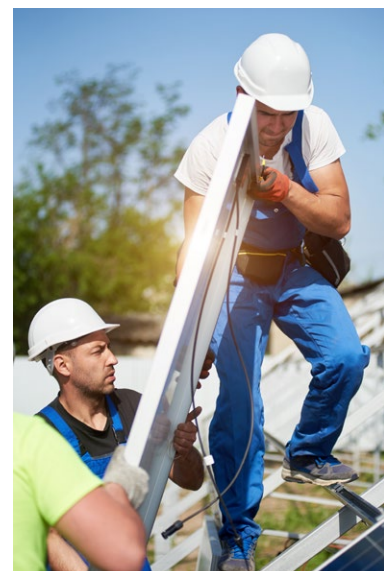
Ist die Gesamtanlage nicht für einen Weiterbetrieb oder den Zweitmarkt geeignet, wird sie zu Abfall, sofern sich die Eigentümerin oder der Eigentümer der Altmodule entledigen will. Die fachgerechte Entsorgung muss nach den Vorgaben des Elektrogerätegesetzes (ElektroG) erfolgen. Die Anlagenbetreibenden sind nur für die Demontage der Anlage und die Anlieferung der Module sowie der Wechselrichter bei den kommunalen Sammelstellen oder den Rücknahmestellen im Handel zuständig. Üblicherweise sollte ein Demontagefachbetrieb beauftragt werden. Sämtliche PV-Module aus privaten Haushalten können kostenfrei an geeigneten, kommunalen Wertstoffhöfen oder bei größeren PV-Händlern abgegeben werden. Die kommunale Abfallberatung des Landkreises oder der kreisfreien Stadt gibt dazu Auskunft.

Häufig tritt der Fall auf, dass nur ein geringer Anteil der PV-Module der gesamten PV-Anlage tatsächlich defekt ist. Viele Module funktionieren noch immer. Dafür bietet die Vorbereitung zur Wiederverwendung der Altmodule in einer zertifizierten Erstbehandlungsanlage die Möglichkeit, die Altmodule ggf. auch wieder über den Zweitmarkt zu vermarkten. Die Vorbereitung zur Wiederverwendung ist einer stofflichen Verwertung (Recycling) vorzuziehen.

Sofern keine Vorbereitung zur Wiederverwendung möglich ist, müssen die Altmodule und Wechselrichter in einer zertifizierten Erstbehandlungsanlage nach dem Stand der Technik stofflich verwertet werden. Verantwortlich dafür sind letztlich die Hersteller und Importunternehmen von PV-Anlagen, die ihre Produkte vor Inverkehrbringen bei der Stiftung Elektro-Altgeräte Register (ear) registrieren und dafür eine insolvenz sichere Garantie für die Entsorgung leisten müssen. Hersteller und Importunternehmen haben die Kosten für das Recycling zu tragen. Durch das Recycling von PV-Modulen können wertvolle Materialien zurückgewonnen werden, was zur Schonung der teils knappen Ressourcen beiträgt.

Repowering

Aufgrund der technischen Weiterentwicklung ist es möglich, bei gleicher Dachfläche eine Anlage mit signifikant höherer Leistung zu deutlich geringeren Kosten zu realisieren. Mit einer Neuanlage kann erneut eine EEG-Einspeisevergütung in Anspruch genommen werden oder verstärkt auf eine Eigenverbrauchslösung gesetzt werden.



Weitere Informationen zu diesen Themen werden durch C.A.R.M.E.N. (Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk) mit der Broschüre „Photovoltaik-Anlagentechnik, Eigenverbrauch und Speicherung“ bereitgestellt.



Eigenverbrauch optimieren

Die beste Möglichkeit, den Strom der eigenen PV-Anlage nach dem Ende der EEG-Vergütung wirtschaftlich zu nutzen, ist der Eigenverbrauch. Allerdings sollte zunächst immer hinterfragt werden, ob zuerst Energie eingespart werden kann. Anschaffungen wie Elektro-Fahrzeuge oder Wärmepumpen müssen zunächst für sich selbst betrachtet und beurteilt werden. Wer lieber Zug fährt, sollte sich nicht wegen der Steigerung des Eigenverbrauchs ein Elektro-Auto kaufen.



ANPASSUNG DES STROMVERBRAUCHS

Um den erzeugten Strom der eigenen PV-Anlage optimal zu nutzen, bietet es sich an, den eigenen Verbrauch anzupassen. Neben der zeitlichen Verschiebung des eigenen Verbrauchs besteht die Möglichkeit auf elektrische Verbraucher (bspw. Wärmepumpe) umzustellen.

Tipps für kleinere Anlagen

Soll der Anteil des eigenverbrauchten Stroms gesteigert werden, müssen zunächst Informationen über den Verlauf des Stromverbrauchs vorliegen. Haushalte weisen in der Regel in den Abendstunden den höchsten Stromverbrauch auf. Des Weiteren ist der Verbrauch im Winter höher als im Sommer. Allerdings spielt hier das individuelle Verhalten eine große Rolle, ebenso wie die Anzahl der Personen im Haushalt, der Effizienzstandard der Elektrogeräte, das Heizsystem des Hauses usw. Für Privathaushalte existieren gute Standardlastprofile, die es erlauben, den Eigenverbrauchsanteil vorherzusagen. Private Haushalte haben folgende Möglichkeiten, den Eigenverbrauch zu erhöhen:

- Geräte dann einschalten, wenn die PV-Anlage Strom liefert. Das kann entweder direkt über Zeitwahlprogramme der Geräte geschehen, über zusätzliche Zeitschaltuhren oder über Systeme zur intelligenten Vernetzung (Smart Home).
- Prüfen, ob es sinnvoll ist, Haustechnik insgesamt auf Strom umzustellen. Beispielsweise besteht die Möglichkeit, Warmwasser über eine Wärmepumpe zu erzeugen. Das bestehende Heizsystem kann mit einem elektrischen Heizstab unterstützt werden.

Sehr kleine Gewerbe ohne eigene Produktion, wie etwa ein kleines Ladengeschäft, können einen Stromverbrauch aufweisen, der nicht über dem eines normalen Privathaushaltes liegt. Allerdings kann sich der Lastgang deutlich unterscheiden. Beispielsweise wird in einem Geschäft, das am Sonntag geschlossen ist, an diesem Tag auch deutlich weniger Strom verbraucht als werktags oder in privaten Haushalten an einem Sonntag. Hier kann ein Verbrauchszähler Aufschluss über den individuellen Lastgang geben.

Grundsätzlich sollte eine Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs aber nicht zu Lasten der Energieeinsparung insgesamt gehen.

Tipps für größere Anlagen

Für Gewerbekunden werden meist eigene Stromtarife angeboten. In diesem Fall ist zwar der Bezugsstrompreis niedriger als bei Privathaushalten, aber dennoch lässt sich durch Eigenverbrauch eine Einsparung erzielen. Bei Gewerbeimmobilien und landwirtschaftlichen Gebäuden ist zunächst zu klären, ob überhaupt Eigenverbrauch im Sinne § 3, Ziffer 19 EEG 2021 (Definition von „Eigenversorgung“) vorliegt. Das ist nur dann der Fall, wenn die PV-Anlage und der Stromverbraucher von derselben natürlichen oder juristischen Person betrieben werden.

Um den eigenen Stromlastgang zu ermitteln, muss mindestens eine viertelstündliche Messung erfolgen. Des Weiteren sollte ablesbar sein, welche Verbraucher die Lastspitzen erzeugen. So kann ein einziger Verbraucher eine deutliche Lastspitze erzeugen, es können aber auch mehrere Verbraucher sein, die zeitgleich anlaufen oder betrieben werden.

Große Verbraucher mit einem Stromverbrauch von mindestens 100.000 kWh pro Jahr verfügen in der Regel bereits über eine viertelstündliche Messung ihres Verbrauchs (sogenannte registrierende Leistungsmessung kurz RLM) und können so ihren Stromlastgang gut nachvollziehen. Grundsätzlich unterscheiden sich die Lastgänge abhängig vom Gewerbe. Büros haben beispielsweise an Werktagen und morgens die höchsten Verbräuche, ein Restaurant hingegen weist eher abends und auch am Wochenende Verbrauchsspitzen auf.



Im landwirtschaftlichen Bereich hängt der Lastgang ebenfalls von vielen individuellen Faktoren ab. Im Ackerbau treten vor allem saisonale Spitzen auf, beispielsweise bei der Trocknung oder Einlagerung. Meist sind Belüftung, gefolgt von Beleuchtung und Futteraufbereitung die größten Stromverbraucher. Es lohnt sich also eine Umstellung auf elektrische Alternativen zu prüfen, wie etwa die Kühlung der Milch mit Eiswasser in der Milchviehhaltung. Der Lastgang eines Betriebes wird natürlich auch von der Haltungsform und der eingesetzten Technik stark beeinflusst.

Milchviehbetriebe können beispielsweise morgens und abends deutliche Verbrauchsspitzen aufweisen. Es sind aber auch andere Melkweisen und -zeiten möglich. Ferkelställe können zum Beispiel mit Infrarotlampen, also elektrisch beheizt werden, mit Gasthermen oder über die Abwärme einer Biogasanlage. Biogasanlagen sind geeignete Abnehmer für PV-Strom, da sie insgesamt einen hohen Strombedarf aufweisen. Sie benötigen vor allem für die Einbringung der Substrate, die Rührwerke und die Pumpen Strom.

Nähere Informationen zu diesem sogenannten Demand Side Management gibt das Pilotprojekt „Demand Side Management Bayern“ des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie.

www.dsm-bayern.de

Zunächst muss die Möglichkeit der Verschiebung von Verbrauchsspitzen genutzt werden. Dies kann dadurch gelingen, dass mehrere Verbraucher nicht zeitgleich anlaufen bzw. betrieben werden. Landwirtschaftliche Betriebe können beispielsweise ihre Güllepumpen dann anlaufen lassen, wenn die PV-Anlage Strom liefert. Auch die Futteraufbereitung kann bis zu einem gewissen Umfang verschoben werden. Grundsätzlich sind alle Prozesse dazu geeignet, die eine Speicherfunktion haben oder die auf Vorrat erledigt werden können. Dazu können z. B. Druckluftsysteme, Lüftungsanlagen, verschiedenste Pumpen und strombasierte Wärmeerzeuger zählen, aber auch Schleifer, Mühlen etc. Einige Geräte lassen sich auch hinsichtlich ihrer maximalen Leistungsaufnahme drosseln, können beim Anlaufen gedrosselt werden oder mit geringerer „Geschwindigkeit“ betrieben werden.

DEN EIGENVERBRAUCH MIT BATTERIESPEICHER OPTIMIEREN

Batteriespeicher werden bisher meist dazu genutzt, den PV-Eigenstromverbrauch auszuweiten, den Autarkiegrad zu erhöhen und bei Gewerbekunden auch, um Lastspitzen zu kappen. Bei Privathaushalten lässt sich durch Batteriespeicher ein höherer Eigenverbrauchsanteil realisieren, wodurch weniger Netzstrom zugekauft werden muss.

Je nach Art des Gewerbes, der Höhe des Strombedarfs, des Lastgangs und der Größe der PV-Anlage sind teilweise auch ohne Speicher bereits hohe Eigenverbrauchsanteile möglich. Da im Gewerbe oft der eigentliche Arbeitspreis für die kWh niedrig ist und der Leistungspreis die bedeutendere Rolle spielt, lohnt es sich, über die Kappung von Lastspitzen mittels Batteriespeicher nachzudenken. Auch eine bereits ausgereizte Anschlussleistung spricht dafür, über Lastmanagement nachzudenken. Strom, der vormittags eingespeichert wird, kann dann z. B. eine Lastspitze in den Mittagsstunden verringern. Je nachdem, wie genau die Vertragsbedingungen mit dem Stromlieferanten ausgestaltet sind, ergeben sich dadurch Kosteneinsparungen.

Vorüberlegungen

Bei der Auswahl des Speichers sollten folgende Fragen betrachtet werden:

- Soll der Speicher bei Stromausfall im Netz die Versorgung aufrechterhalten oder sicherstellen können?
- Wie soll der Speicher elektrisch eingebunden werden? Wie viele Phasen benötigt der Speicher?
- Wird ein herstellerabhängiges Steuerungssystem genutzt?
- Kann der Speicher modular erweitert werden?
- Welche Garantien bietet der Hersteller?
- Wie lange wird der Speicher vermutlich funktionieren und ergibt sich über die Betriebszeit ein wirtschaftlicher Vorteil?

Bei der Anschaffung eines Batteriespeichers zu einer Ü20-PV-Anlage muss vorab die Funktionsfähigkeit der PV-Anlage sichergestellt sein. Die Installation wird von einer fachkundigen Person vorgenommen. Zunächst muss geklärt werden, wo der Speicher aufgestellt werden kann, beispielsweise sind für einige Speichertypen sowohl sehr hohe (> 30°C) als auch sehr niedrige Temperaturen (< 5°C) am Aufstellungsort zu vermeiden. Die genauen Anforderungen können den jeweiligen Datenblättern entnommen werden. Die Speicherung von Energie ist auch bei einer Batterie mit Verlusten verbunden, des Weiteren verbrauchen Batteriespeicher selbst Strom zum Betrieb. Dieser Verbrauch wird durch die Bedienungselemente und die Betriebsmanagementsysteme, die Verbindung mit dem Internet sowie dem internen Wechselrichter verursacht. Der Wirkungsgrad eines Batteriespeichers beträgt also weniger als 100 Prozent.

Aktuell ist von einer großen Bandbreite hinsichtlich des Stromverbrauchs auszugehen und es besteht Optimierungspotential. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Alterung des Speichers. Es ist davon auszugehen, dass über die Jahre hinweg die verfügbare Kapazität abnimmt. Hier sind insbesondere die Herstellergarantien zu beachten.



Organisatorische Aufgaben

Spätestens einen Monat nach Inbetriebnahme muss der Speicher ins Marktstammdatenregister eingetragen sein. Die bestehende Versicherung der PV-Anlage muss ergänzt werden. Mindestens muss dem Versicherer die Anschaffung des Speichers gemeldet werden. Es kann eine Anpassung der Police notwendig oder sinnvoll werden. Beispielsweise sollten bei Ausfällen des Speichers daraus resultierenden Mehrkosten beim Strombezug abgedeckt sein. Schließlich muss noch geklärt werden, wie der Speicher steuerlich zu betrachten ist.

Auslegung eines Batteriespeichers

Bei der Auslegung der Größe des Speichers können zwei Orientierungsgrößen herangezogen werden: das Verhältnis Verbrauch/Kapazität und das Verhältnis installierte Leistung/Kapazität.

Um den Speicher nicht überdimensioniert auszulegen, sollten pro 1.000 kWh jährlichem Stromverbrauch des Haushalts maximal 1 kWh Nutzkapazität installiert werden. Dieser Richtwert gilt als grobe Faustformel für Eigenheime. Ein Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 4.000 kWh beispielsweise benötigt dann einen Speicher mit einer Nutzkapazität von 4 kWh für eine gute Ausnutzung. Aber auch die Größe der PV-Anlage muss berücksichtigt werden. Hier gilt als Faustformel, dass pro 1 kWp der PV-Anlage in etwa eine Nutzkapazität des Speichers von 0,7 bis 1,0 kWh installiert werden sollten. Hat eine PV-Anlage zum Beispiel eine Leistung von 3 kWp, so sollte der dazu passende Speicher maximal eine Nutzkapazität von 3 kWh aufweisen. Es wird also deutlich, dass bei der Auslegung des Speichers durchaus Kompromisse gemacht werden müssen, wenn die Größe der PV-Anlage und die Höhe des Stromeigenbedarfs weit auseinanderliegen.

Landwirtschafts- und Gewerbebetriebe müssen für sie individuell ausgelegte Speicherlösungen entwickeln und die Speicher entsprechend dimensionieren. Zunächst sollten die Möglichkeiten der Lastverschiebung und gegebenenfalls die Wirtschaftlichkeit der Anschaffung neuer Geräte und Maschinen betrachtet werden. Beispielsweise kann durch eine intelligente Steuerung das gleichzeitige Anlaufen zweier Verbraucher vermieden werden. Zudem weisen neue Geräte oft eine deutliche geringere Anschlussleistung auf.

Die „Marktübersicht Batteriespeichersysteme“ von C.A.R.M.E.N. bietet einen umfassenden Überblick über verfügbare Modelle, Kosten, etc..

[www.carmen-ev.de/
service/publikationen](http://www.carmen-ev.de/service/publikationen)

Beispielrechnung Anschaffung Batteriespeicher	
Leistung der PV-Anlage	9 kWp
Batterie-Speicher	6,3 kWh
Strombedarf Haushalt	4.500 kWh/a
Ertrag der PV-Anlage im 21. Betriebsjahr	9.000 kWh/a
Eigenverbrauchsanteil	37 %
Nötige Investitionen/einmalige Ausgaben	
Batteriespeicher	– 7.371 €
Wechselrichter	– €
Anlagen-Check	– 400 €
Sonstiges	– 100 €
Summe Investitionen	– 7.771 €
Gemittelte jährliche Kosten	
Wartung und Instandhaltung PV	– 135 €/a
Wartung und Instandhaltung Speicher	– 37 €/a
Reinigung	– 10 €/a
iMSys	– 100 €/a
Strombedarf Batterie	– 32 €/a
Versicherung	– 100 €/a
jährliche Kosten gesamt	– 414 €/a

Gemittelte jährliche Erlöse	
Ersparnis Netzstrom (mit Berücksichtigung 19% Mehrwertsteuer)	912 €/a
Eingespeister Strom	
JM-Solar 3 Cent/kWh	166 €/a
jährliche Erlöse gesamt	1.078 €/a
Überschuss	664 €/a
reale Verzinsung	– 1,79 %

Die Modellrechnung zeigt, dass sich bei einer PV-Anlage mit 9 kWp die Investition in einen Speicher mit einer Kapazität von 6,3 kWh bei einem insgesamt eher hohen Haushaltsstromverbrauch von 4.500 kWh pro Jahr nicht wirtschaftlich darstellt. Allerdings geht diese Betrachtung nur von einer 10-jährigen Nutzung aus. Wird aber nach 10 Jahren beispielsweise die PV-Anlage erneuert und der Speicher noch weiter genutzt, stellt sich die Wirtschaftlichkeit der Anschaffung gegebenenfalls anders dar.

Bei kleineren PV-Anlagen und niedrigeren Stromverbräuchen fällt die Rechnung noch schlechter aus. Möchte der Betreiber dennoch einen Batterie-Speicher anschaffen, müssen ganz klar andere Motive im Vordergrund stehen, wie etwa Notfallversorgung, Autarkie oder auch die langfristige Perspektive über die Restlebensdauer der Ü20 PV-Anlage hinaus.

MIT WÄRMEPUMPEN DEN EIGENVERBRAUCH STEIGERN

Wärmepumpen stellen eine Heiztechnik dar, die in den letzten Jahren deutlich auf dem Vormarsch ist. Durch eine Wärmepumpe wird eine dauerhaft verfügbare Wärmequelle (i. d. R. Erdreich, Grundwasser oder Luft) genutzt, um Heizwärme bereit zu stellen. Dazu wird ein sogenanntes Kältemittel verdampft und wieder kondensiert. Bei der Verdampfung nimmt das Kältemittel Wärme auf und gibt diese bei der Kondensation wieder ab, nun aber auf einem höheren Temperaturniveau. Für diesen Prozess ist die Kompression des Kältemittels nötig, die meistens über einen elektrisch betriebenen Verdichter erzeugt wird. Wärmepumpen haben also einen nicht unerheblichen Strombedarf. Je geringer die Unterschiede zwischen Quell- und Vorlauftemperatur sind, desto effizienter arbeitet die Wärmepumpe. Luft-Wärmepumpen können insbesondere im Winter nur auf einen geringeren Wärmehub durch geringe Außentemperaturen zurückgreifen, so dass etwa ein Drittel (in ungünstigen Fällen auch noch mehr) der benötigten Heizwärme eigentlich aus Strom bereitgestellt wird. Wärmepumpen, die Kollektoren im Erdboden verwenden, sind effizienter, aber in der Anschaffung zumeist teurer.

Voraussetzungen

Um eine Wärmepumpe wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll zu betreiben, dürfen die benötigten Vorlauftemperaturen des Heizverteilsystems nicht zu hoch sein. In einem Altbau etwa wird der Heizkörper an der Wand ziemlich heiß. Das darin fließende Wasser kann Temperaturen bis zu 65°C erreichen. Für eine Wärmepumpe sollte idealerweise die Wärmeverteilung mit Temperaturen von maximal 35°C erfolgen. Dazu sind in der Regel Flächenheizungen, wie Fußboden- oder Wandheizungen oder Niedertemperaturheizkörper notwendig. Schnelles Aufheizen von wenig genutzten Räumen gelingt mit diesen Systemen nicht. Die Gebäude sollten über eine möglichst gute Dämmung, moderne Fenster sowie eine kontrollierte Wohnraumbelüftung mit Wärmerückgewinnung verfügen, um den Raumwärmebedarf mittels einer Wärmepumpe decken zu können.

Auslegung und Einbindung

Um eine Wärmepumpe richtig auslegen und somit den Stromverbrauch abschätzen zu können, muss der Heizwärmebedarf bekannt sein. Dieser kann an Hand der Gebäudedaten (Wandstärke,



Dämmung, Raumgröße, etc.) ermittelt werden oder aber über die bisherigen Verbräuche der bestehenden Heizung abgeschätzt werden. Des Weiteren sollten geplante energetische Sanierungsmaßnahmen berücksichtigt und gegebenenfalls vorgezogen werden. In jedem Fall muss bei der Planung und Auslegung der Wärmepumpe eine Fachfirma herangezogen werden.

Bei gängigen Wohngebäuden mit einem typischen Nutzungsverhalten kann man in einer ersten Abschätzung davon ausgehen, dass eine Wärmepumpe den Eigenverbrauchsanteil um 10–15%-Punkte, bezogen auf die durch die PV-Anlage erzeugte Strommenge, erhöhen kann. Dies sagt jedoch noch nichts über den Autarkiegrad des Gebäudes aus. Wie oben dargestellt, haben Wärmepumpen einen hohen Stromverbrauch. Ein erheblicher Teil davon muss über das öffentliche Netz bezogen werden. Meist bieten die Stromversorgung eigene Tarife für Kunden mit Wärmepumpen an. Häufig sind darin auch gestaffelte Arbeitspreise enthalten, die dazu anreizen sollen, die Wärmepumpen zu Zeiten von geringen Börsenstrompreisen laufen zu lassen. Auch dies muss im Detail geprüft werden und mit möglichen Auswirkungen auf den Eigenverbrauch abgeglichen werden.

Durch eine intelligente Steuerung der Wärmepumpe, den zusätzlichen Einbau eines Batteriespeichers und den Zubau von PV-Modulen in senkrechter Ausrichtung kann der Eigenverbrauch weiter gesteigert werden. Jedoch muss jede einzelne dieser Optionen genau auf ihre Wirtschaftlichkeit geprüft werden.

Generell sollte die Optimierung des Eigenverbrauchs nicht zu Lasten der Energieeinsparung gehen. Die Installation einer Wärmepumpe sollte als eigenes Vorhaben bewertet werden, das auch unabhängig vom günstigen, eigenen PV-Strom sinnvoll und zweckmäßig sein muss. Die Wärmepumpe sollte in jedem Fall in einem sinnvollen Gesamtpaket, welches das gesamte Gebäude betrachtet, integriert sein.

Die Broschüre „Nutzung von Umweltwärme mit Wärmepumpen – Überblick zu Technik und Anwendung“ von C.A.R.M.E.N. informiert umfassend.

[www.carmen-ev.de/
service/publikationen](http://www.carmen-ev.de/service/publikationen)

EIGENVERBRAUCHSOPTIMIERUNG MIT EINEM ELEKTRO-FAHRZEUG

Elektro-Fahrzeuge nutzen einen Elektromotor direkt für ihr jeweiliges Antriebssystem. Dabei gibt es je nach Anwendung ganz unterschiedliche Bauweisen. Grundsätzlich steigt durch die Umstellung auf einen batterieelektrischen Antrieb der Strombedarf zwar an, aber im Gegenzug wird fossile Energie in Form von Benzin oder Diesel eingespart. Des Weiteren sind elektrische Antriebe effizienter als Verbrennungsmotoren und klimafreundlicher, wenn der Strom zunehmend aus erneuerbaren Energien stammt.



PKW

E-Fahrzeuge sind auch mit einer Investitionsförderung in der Anschaffung noch teurer als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor in einer vergleichbaren Größenklasse. Bei der Nutzung können sich diese Mehrkosten allerdings insbesondere bei hohen Kilometerzahlen pro Jahr zügig amortisieren, da die Betriebs- und Wartungskosten geringer sind. E-Autos sind durch die geringeren Energiekosten gerade für Vielfahrer attraktiv.

Grundsätzlich sollte der Stromverbrauch eines PKW nicht überschätzt werden. Laut Kraftfahrtbundesamt liegt die durchschnittliche jährliche Fahrleistung von einem PKW bei ca. 14.000 km (KBA 2021). Bei der Annahme einer durchschnittlichen Fahrleistung von 20.000 km im Jahr und bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 20 kWh Ladestrom pro 100 km, ergibt sich ein Stromverbrauch von 4.000 kWh pro Jahr.

Jedoch wird das E-Auto nicht immer an der heimischen Ladestation angeschlossen sein: Fährt man beispielsweise morgens damit in die Arbeit und abends wieder nach Hause, so wird der Anteil der Ladungen, die zu Hause erfolgen, nicht besonders hoch sein. Es gilt also, realistisch abzuschätzen, um wieviel der Stromverbrauch des Haushalts tatsächlich durch ein E-Auto gesteigert wird. Wird zum Beispiel die Hälfte der angenommenen 4.000 kWh zu Hause geladen, so führt die Anschaffung eines E-Autos zu einem Mehrverbrauch von 2.000 kWh im Jahr. In dieser Annahme werden dann die restlichen 2.000 kWh an anderen Ladestationen aufgenommen, etwa am Arbeitsplatz oder an öffentlichen Ladesäulen. Die Auswahl der geeigneten Ladetechnik muss dann auf das vorgesehene Ladeverhalten abgestimmt werden. So kann zum Beispiel mit einer steuerbaren Schnellladetechnik bei kurzen Ladezeiten deutlich mehr Eigenstrom genutzt werden.

Nutzfahrzeuge

Im landwirtschaftlichen Bereich gibt es eine Reihe von Einsatzgebieten, in denen sich die Umstellung auf Elektro-Antriebe lohnen kann. Beispielsweise werden Hoflader häufig nur für kurze Zeiträume durchgehend genutzt und können zwischenzeitlich wieder geladen werden. Gerade in der Innenwirtschaft können Elektro-Antriebe ihre Vorteile ausspielen. Hier kommt es im Betrieb häufig zu Stand- bzw. Leerlaufzeiten, in denen der herkömmliche Verbrennungsmotor ineffizient ist. Des Weiteren sind Elektro-Fahrzeuge leiser und verursachen weniger Schadstoffemissionen am Einsatzort.

Mittlerweile sind erste Hoflader erhältlich, die sich vor allem für Gartenbaubetriebe oder die Pferdehaltung eignen. Für viehhaltende Betriebe sind bereits Futtermischwägen mit E-Antrieb erhältlich. Es sollte genau geprüft werden, welche Aufgaben ein landwirtschaftliches Fahrzeug erledigen muss und welche Batteriekapazität hierfür nötig ist. Die Planung der Ladestation sollte ebenfalls sehr sorgfältig erfolgen. Wie eine bestehende PV-Anlage idealerweise eingebunden werden kann, hängt vom Einzelfall ab.

ANHANG: GRUNDLAGEN ZUR BEISPIELBERECHNUNG

Infobox: Allgemeine Informationen zur Berechnung

Alterung

Photovoltaikanlagen verlieren im Laufe ihrer Nutzung an Wirkungsgrad (Degradation). Dieser Verlust wird für Aufdach-Anlagen mit 0,15% pro Jahr beziffert und für den Betrachtungszeitraum linear fortgeschrieben. Diese Abschätzung ist für die herkömmlichen mono- und polykristallinen Module geeignet. Für Dünnschichtmodule liegen laut Fraunhofer ISE keine ausreichenden Daten vor (Fraunhofer ISE 2021).

Stromnutzung

PV-Anlagen, die vor 2009 errichtet wurden, speisen den Strom i.d.R. vollständig ins Netz ein, da damals die Einspeisevergütung deutlich über den Strompreisen eines Haushalts lag.

Wirtschaftlichkeit

Die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit erfolgt für alle Anlagenbeispiele vereinfacht. Folgende Annahmen werden getroffen:

- Degradation: 0,15 %/a
- Ertrag PV-Anlage im 21. Betriebsjahr: 1.000 kWh/kWp
- Ausrichtung: Süden
- Eigenverbrauchsanteile werden bei Anlagen bis 10 kWp mit dem „Unabhängigkeitsrechner“ der HTW-Berlin abgeschätzt
pvspeicher.htw-berlin.de/unabhaengigkeitsrechner
- Betrachtungszeitraum: 10 Jahre; d.h. es wird angenommen, dass die PV-Anlage weitere 10 Jahre funktionsfähig bleibt
- Wartung und Instandhaltung: 1,5 % bezogen auf einen fiktiven Anschaffungswert bei aktuellen Kosten

Berechnungsmethode: Nettobarwert

Dieser gibt an, ob eine gewünschte Verzinsung mit einer Investition erreicht wird. Bei dessen Berechnung werden die Zeitpunkte von Erlösen und Kosten mitbetrachtet. Ist der Nettobarwert größer Null, wird die gewünschte Verzinsung erreicht; ist er kleiner Null, wird die geforderte Verzinsung der Investition nicht erreicht. Die Nettobarwertmethode ist somit betriebswirtschaftlich genauer als eine einfache jährlich gemittelte Betrachtungsweise. In den Modellrechnungen wird die über den Nettobarwert errechnete Verzinsung angegeben. Sie drückt somit aus, mit welchem Zinssatz das eingesetzte Kapital verzinst wird, wenn es in den Weiterbetrieb der Photovoltaikanlage investiert wird.

Quellen

- Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz, Verbraucherzentrale Bayern e.V. (2019): „Strom-Communities“ und „Strom-Clouds“: Was steckt dahinter? www.vis.bayern.de/produkte_energie/preise_kosten/stromcommunities.htm
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (2021): Energie-Atlas Bayern. www.energieatlas.bayern.de
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2020): Merkblatt zur Ermittlung des Gesamtenergieverbrauchs. www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ea_ermittlung_gesamtenergieverbrauch.html
- C.A.R.M.E.N. e.V. (2019): Nutzung von Umweltwärme mit Wärmepumpen – Überblick zu Technik und Anwendung. www.carmen-ev.de/wp-content/uploads/2020/07/Nutzung-von-Umweltwaerme-mit-Waermepumpe_2019.pdf
- C.A.R.M.E.N. e.V. (2021): Marktübersicht Batteriespeichersysteme.“ www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktuebersicht-batteriespeicher/
- Deutsche Energieagentur (dena) (2021): Pilotprojekt Demand Side Management Bayern. www.dsm-bayern.de
- Fraunhofer ISE (2021): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html
- Kraftfahrtbundesamt (KBA) (2021): Verkehr in Kilometern – Inländerfahrleistung. www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/vk_inlaenderfahrleistung_node.html
- Netztransparenz.de (Herausgeber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH) (2021): Netztransparenz. Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. www.netztransparenz.de
- Ökopol 2004: Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/stoffbezogene-anforderungen-an-photovoltaik>
- Strom-Report (2021): Statistiken und Infografiken aus den Bereichen Energie und Umwelt. www.strom-report.de