

B E T

Energie. Weiter denken



ENERGIEAGENTUR
Rheinland-Pfalz



ATTRAKTIVE GESCHÄFTSMODELLE
MIT PV-ANLAGEN

ATTRAKTIVE GESCHÄFTSMODELLE MIT PV-ANLAGEN

Eine Studie im Auftrag der
Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH in Zusammenarbeit mit
BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Stand: Mai 2017

INHALT

| | | |
|------|---|----|
| 1 | ZUSAMMENFASSUNG DER KERNERGEBNISSE | 06 |
| 2 | EINLEITUNG UND MOTIVATION | 11 |
| 3 | VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN FÜR PV-STROM | 15 |
| 3.1 | (Voll-)Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung. | 16 |
| 3.2 | Eigenverbrauch ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung | 27 |
| 3.3 | Direktstromlieferung ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung. | 40 |
| 4 | AUSGEWÄHLTE GESCHÄFTSMODELLE ZUR VERMARKTUNG VON PV-STROM | 49 |
| 4.1 | Miet- und Pachtmodelle | 49 |
| 4.2 | Mieterstrommodell: Lieferung von PV-Strom an Mieter | 55 |
| 4.3 | Quartiersansätze als (gegenseitige) Versorgung von Eigenheimbesitzern mit Strom und Wärme. | 63 |
| 4.4 | Bereitstellung von Systemdienstleistungen. | 72 |
| 5 | NUTZUNGSMÖGLICHKEITEN VON PV-ANLAGEN NACH ABLAUF DER EEG-FÖRDERUNG. | 79 |
| 5.1 | Abbau der Leistungsfähigkeit unterschiedlicher Zelltechnologien und Komponenten | 80 |
| 5.2 | Entsorgung bzw. Verkauf von Komponenten | 82 |
| 5.3 | Vermarktungsmöglichkeit für Weiterbetrieb über die Förderlaufzeit hinaus . . . | 83 |
| 6 | ÜBERBLICK FÖRDERMÖGLICHKEITEN | 87 |
| 7 | AUSBLICK DER ENTWICKLUNG DER PV IN RLP UND DEUTSCHLAND | 90 |
| 8 | LITERATURVERZEICHNIS. | 93 |
| 9 | ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS | 93 |
| 10 | FUSSNOTEN. | 94 |
| 11 | ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS & GLOSSAR | 96 |
| 12 | IMPRESSUM | 98 |
| 12.1 | Kurzvorstellung Energieagentur Rheinland-Pfalz | 98 |
| 12.2 | Kurvorstellung BET | 98 |



1 ZUSAMMENFASSUNG DER KERN- ERGEBNISSE

Die Entwicklung auf dem deutschen Photovoltaik (PV)-Markt ist in den letzten Jahren stark durch politisch getriebene Veränderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen geprägt worden. Der Markt ist durch die überwiegend sinkende Einspeisevergütungen aus dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) sowie durch eine marktorientierte Vergütung des PV-Stroms, aber auch durch sinkende PV-Systempreise gekennzeichnet gewesen. Durch diese Phänomene haben sich für potenzielle Umsetzer von PV-Projekten, wie Kommunen und Unternehmen, neue Vermarktungsmöglichkeiten und Geschäftsmodelle für PV-Strom entwickelt.

Als Vermarktungsmöglichkeiten stehen den Anlagenbetreibern von PV-Anlagen grundsätzlich drei Optionen zur Verfügung: die Einspeisung des PV-Stroms, der Eigenverbrauch des PV-Stroms vor Ort und der Verkauf des PV-Stroms in Form einer Direktlieferung an einen Stromabnehmer. Der Anlagenbetreiber unterliegt bei den unterschiedlichen Vermarktungsmöglichkeiten bestimmten rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen, woraus sich unter anderem die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Vermarktungsmöglichkeiten ergibt.

Wird der erzeugte PV-Strom ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist, erhält der PV-Anlagenbetreiber je nach Größe der PV-Anlage einen EEG-Vergütungssatz für jede eingespeiste Kilowattstunde PV-Strom. Die EEG-Vergütung wird über 20 Jahre gezahlt. Dies bedeutet für PV-Anlagenbetreiber eine gewisse Planungssicherheit bei der Umsetzung und dem Betrieb von PV-Anlagen. Für die EEG-Vergütung gilt: Je größer die PV-Anlage, desto geringer der Vergütungssatz. Dies ist darin begründet, dass größere PV-Anlagen geringere spezifische Investitionskosten pro

installierten kWp aufweisen. Die EEG-Vergütungssätze liegen heute im Bereich der Stromgestehungskosten (SGK) der PV-Anlagen (je nach Anlagengröße zwischen 8 und 12 €Cent / kWh) und werden monatlich (abhängig vom PV-Zubau in Deutschland) an die Marktlage angepasst. PV-Anlagen können auch heute noch durch die Volleinspeisung des erzeugten PV-Stroms refinanziert werden. Die Amortisationszeit liegt, je nach verwendeter PV-Technologie, Ausrichtung und Finanzierung der PV-Anlage, zwischen 10 und 12 Jahren. Im Vergleich zu den in den Jahren 2008 bis 2012 errichteten PV-Anlagen, bei denen Rendite im zweistelligen Prozentbereich im Betrieb erwirtschaftet werden konnten, ist die Attraktivität der Vermarktungsmöglichkeit (Voll-)Einspeisung allerdings deutlich gesunken. Heutige Renditeerwartungen liegen im Bereich von drei bis fünf Prozent.

Durch gesunkene PV-Systempreise, aufgrund der Marktdurchdringung und der Weiterentwicklung der PV-Technologie, sind die Anlagen heute so günstig wie nie. Dadurch bedingt sind die SGK von PV-Anlagen gesunken und die Wirtschaftlichkeit für die Vermarktungsmöglichkeit Eigenverbrauch des PV-Stroms gestiegen. Das Modell des Eigenverbrauchs beruht auf der Vermeidung von Steuern, Umlagen und Entgelten, die bei einem Strombezug aus dem Netz anfallen würden. Der rechtliche Rahmen im Eigenverbrauch ist sehr eng gesteckt. Zum einen muss Personenidentität von Anlagenbetreiber und Endverbraucher des PV-Stroms vorliegen, der PV-Strom muss in unmittelbarer räumlicher Nähe verbraucht und darf nicht durchs Netz der öffentlichen Versorgung geleitet werden. Des Weiteren muss der Verbrauch des PV-Stroms zeitgleich

zur Produktion stattfinden. Bei der Umsetzung von PV-Anlagen im Eigenverbrauch sollte besonderes Augenmerk darauf gelegt werden, die rechtlichen Vorgaben zu erfüllen. Werden diese nicht erfüllt, ist es juristisch gesehen nicht möglich, Eigenverbrauch geltend zu machen. Folglich ist die Vermeidung von Steuern, Umlagen und Entgelten nicht möglich.

Die Wirtschaftlichkeit der Vermarktungsmöglichkeit Eigenverbrauch ist von der Höhe der Strombezugskosten bzw. deren zeitlicher Entwicklung, dem Eigenverbrauchsanteil bzw. dem Autonomiegrad des Endverbrauchers und der Höhe der zu zahlenden anteiligen EEG-Umlage abhängig. Je größer die Differenz zwischen Strombezugskosten und den PV-SGK ist, umso wirtschaftlicher ist der Eigenverbrauch für den Endverbraucher. Bei der Planung von PV-Anlagen im Eigenverbrauch ist es zwingend notwendig, dass die PV-Anlage optimal auf den Endverbraucher abgestimmt ist. Eine zu groß geplante Anlage würde höhere Investitionskosten bei gleichzeitig sinkendem Eigenverbrauchsanteil nach sich ziehen, eine zu klein geplante Anlage hat einen geringeren Autonomiegrad zur Folge.

Die meisten Gewerbetriebe oder kommunalen Liegenschaften benötigen den Großteil des Stroms tagsüber. Genau hier spielt der Eigenverbrauch seine Stärken aus. Die Stromproduktion der PV-Anlage ist vom Stromverbrauch zeitlich nicht entkoppelt, d. h. der Strom kann vor Ort und ohne Zwischenspeicherung verbraucht werden. Je nach Endverbraucher sind Eigenverbrauchsanteile von bis zu 90 Prozent bei gleichzeitig hohem Autonomiegrad möglich. Unter den heutigen Rahmenbedingungen ist eine Anlage, die im Eigenverbrauch betrieben wird, oft rentabler als eine Anlage, bei der der PV-Strom (voll-) eingespeist wird. Die Amortisationszeiten für PV-Anlagen liegen bei dieser Vermarktungsmöglichkeit zwischen acht und zehn Jahren.

Eine weitere Vermarktungsmöglichkeit stellt die Direktstromlieferung, also der Verkauf des PV-Stroms an Dritte, dar. Im Unterschied zur Vermarktungsmöglichkeit Eigenverbrauch liegt bei dieser Vermarktungsmöglichkeit keine Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Endverbraucher des PV-Stroms vor. Aus wirtschaftlicher Sicht sollte bei der Direktstromlieferung der Stromabnehmer in räumlicher Nähe zur PV-Anlage ansässig sein und die Lieferung des Stroms ohne Nutzung des Netzes der öffentlichen Versorgung stattfinden. Ist dies der Fall, können Netzentgelte, Umlagen und Steuern vermieden werden. Ein Beispiel für eine solche Direktstromlieferung stellen Mieterstrommodelle dar. Gleichwohl kann eine Direktstromlieferung auch mit Nutzung des Netzes stattfinden. Aus wirtschaftlicher Sicht ist dieses Modell allerdings wenig rentabel, da Netzentgelte und die mit ihnen gewälzten Umlagen anfallen.

Mit der Lieferung des PV-Stroms an Dritte wird der Anlagenbetreiber / Stromlieferant aus rechtlicher Sicht Energieversorgungsunternehmen (EVU) und hat verschiedene Melde- und Anzeigepflichten sowie die Rechnungslegung und -gestaltung nach dem EnWG zu erfüllen. Die Kundenansprache fällt ebenfalls in den Aufgabenbereich des Anlagenbetreibers. Im Vergleich zu den beiden oben beschriebenen Vermarktungsmöglichkeiten ist die Direktstromlieferung daher mit einem höheren Verwaltungsaufwand verbunden. Ein weiterer Nachteil stellt die gesetzlich festgelegte kurze Vertragslaufzeit für Stromlieferverträge (maximal 2 Jahre) dar, somit ist eine Planungssicherheit für den Anlagenbetreiber / Stromlieferanten nur bedingt gegeben. Die Wirtschaftlichkeit der Vermarktungsmöglichkeit Direktstromlieferung ist von der Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher und den Strombezugskosten bzw. deren zeitlicher Entwicklung abhängig. Je größer die Differenz zwischen Strombezugskosten und den PV-SGK ist und je höher die Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher ist, umso

wirtschaftlicher wird die Direktstromlieferung für den Anlagenbetreiber / Stromlieferant.

Die oben beschriebenen Vermarktungsmöglichkeiten des PV-Stroms finden Anwendung in verschiedenen Umsetzungsbeispielen in der Praxis. Endverbraucher können beispielsweise PV-Anlagen auf dem eigenen Dach errichten lassen und diese anstatt zu kaufen auch mieten oder pachten. Der Vermieter / Verpächter der PV-Anlage übernimmt dabei die Planung, die Finanzierung, die Errichtung und die Wartung der PV-Anlage. Im Gegenzug erhält er vom Mieter / Pächter der Anlage über eine bestimmte Vertragslaufzeit eine monatliche Miete / Pacht. Der Mieter / Pächter der Anlage kann den erzeugten PV-Strom vor Ort selbst verbrauchen und den Überschussstrom ins Netz der öffentlichen Versorgung gegen die Zahlung der EEG-Vergütung einspeisen. Für den Mieter / Pächter der Anlage ergeben sich beim Modell der Miete / Pacht einer Anlage zwei Vorteile: Er muss die Anlage nicht aus Eigenmitteln finanzieren und entstehende Wartungskosten werden vom Vermieter / Verpächter übernommen. Letztendlich genießen Vermieter / Verpächter und Mieter / Pächter der Anlage durch dieses Modell gleichermaßen Planungssicherheit.

Wird eine PV-Anlage auf einem Mehrfamilienhaus durch eine EVU, Bürgerenergiegenossenschaft (BEG) oder eine Baugenossenschaft errichtet und der erzeugte Strom an die im Gebäude wohnenden Mieter verkauft, spricht man von einem Mieterstrommodell. Das Mieterstrommodell ist eine Form der Direktstromlieferung. Besonderes Augenmerk muss bei der Umsetzung dieses Modells auf die Stromzählerarchitektur gelegt werden. Jedem Endverbraucher muss der entsprechende PV-Strombezug zugeordnet werden können. Hier kann der Einsatz von intelligenten Zählern von Vorteil sein. Der Betreiber der Anlage, der durch den Verkauf des PV-Stroms zum EVU wird, muss für

die Versorgung des Endverbrauchers durch Reststrom, wenn kein PV-Strom zur Verfügung steht, sorgen. Hierdurch fällt ein hoher Verwaltungsaufwand beim Betreiber der Anlage an. Die Wirtschaftlichkeit des Modells ist von der Höhe der Strombezugskosten und der Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher abhängig. Werden mehrere Gebäude einbezogen, wird von einem Quartier gesprochen. Ziel eines energetischen Quartiersansatzes sollte die gesamtheitliche aufeinander abgestimmte Energieversorgung (Strom, Wärme, Mobilität) eines Areals sein. Dabei können neben PV-Anlagen auch andere Technologien, wie KWK, E-Mobilität oder Speicher, zum Einsatz kommen.

Eine bisher eher untergeordnete Rolle spielt die Vermarktung des PV-Stroms im Regelenergiemarkt. Betreiber können Ihre PV-Anlage am Regelenergiemarkt zu einem bestimmten Entgelt anbieten und somit zur Stabilisierung des Netzes der öffentlichen Versorgung beitragen. Darüber hinaus kann der Betreiber einer PV-Anlage Blindleistung bereitstellen, die aktuell allerdings nicht vergütet wird. Für die Bereitstellung von Blindleistung und Regelenergie durch PV-Anlagen können sich zukünftig bei steigendem Anteil von erneuerbaren Energien (EE) im Netz neue Geschäftsfelder ergeben.

Die Vermarktungsmöglichkeit des Eigenverbrauchs weist unter der heutigen Marktlage die höchste Wirtschaftlichkeit und den geringsten Umsetzungsaufwand auf. Das Marktpotenzial ist besonders bei kommunalen oder gewerblichen Gebäuden hoch, da hier viele Dächer noch nicht mit einer PV-Anlage belegt wurden. Auch bei der Einspeisung des erzeugten PV-Stromes ist das Marktpotenzial aufgrund der oben beschriebenen Gründe groß. Durch gesunkene EEG-Vergütungssätze hat die wirtschaftliche Attraktivität, im Vergleich zu den Jahren 2010 bis 2012, bei der Einspeisung nachgelassen. Gewinne können über den

ABBILDUNG 1: WIRTSCHAFTLICHKEIT UND UMSETZBARKEIT VON VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN UND GESCHÄFTSMODELLEN

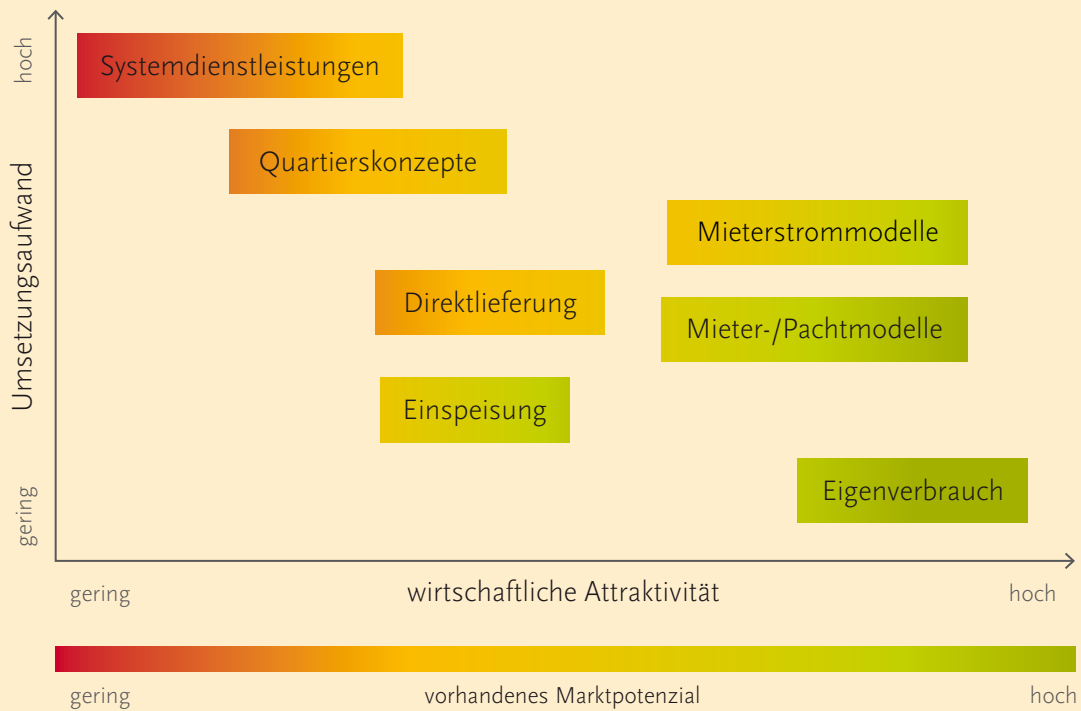


Abbildung 1 stellt die in dieser Studie behandelten Vermarktungsmöglichkeiten und Geschäftsmodelle in Abhängigkeit ihrer wirtschaftlichen Attraktivität und deren Umsetzungsaufwand gegenüber. Die wirtschaftliche Attraktivität ist ein Maß der erzielbaren Gewinne, der Umsetzungsaufwand spiegelt die zeitlichen und finanziellen Aufwendungen bei der Realisierung des Projektes wieder. Des Weiteren ist das vorhandene Marktpotenzial der Vermarktungsmöglichkeiten und Geschäftsmodelle farblich dargestellt. Als Marktpotenzial wird in dieser Studie die in einem bestimmten Markt maximal verkäufliche Absatzmenge oder das maximal erzielbare Umsatzvolumen verstanden.

Darstellung: Energieagentur Rheinland-Pfalz

Zeitraum der Vergütungszahlung jedoch immer noch generiert werden. Der Umsetzungsaufwand ist besonders bei großen Anlagen höher als beim Eigenverbrauch, da PV-Anlagen über 100 kWp am Marktprämienmodell und Anlagen über 750 kWp am Marktprämienmodell mit Ausschreibung jeweils verpflichtend teilnehmen müssen. Die Direktlieferung des PV-Stromes an Dritte ist aufgrund des vergleichsweise hohen Umsetzungsaufwandes und der geringen zu erwartenden Erträge etwas unattraktiver als der Eigenverbrauch.

Die in dieser Studie beschriebenen Geschäftsmodelle sind, bis auf das Geschäftsmodell der Bereitsstellung von Systemdienstleistungen, „Mischformen“ der Vermarktungsmöglichkeiten des PV-Stroms. Miet- / Pachtmodelle können im Eigenverbrauch oder in der Einspeisung gefahren werden. Mieterstrommodelle und Quartiersansätze sind im Bereich der Direktlieferung und der Einspeisung anzusiedeln. Da es sich bei den Geschäftsmodellen um Mischformen handelt, ist der Umsetzungsaufwand immer höher als der, der Vermarktungsmo-

Zusammenfassung der Kernergebnisse

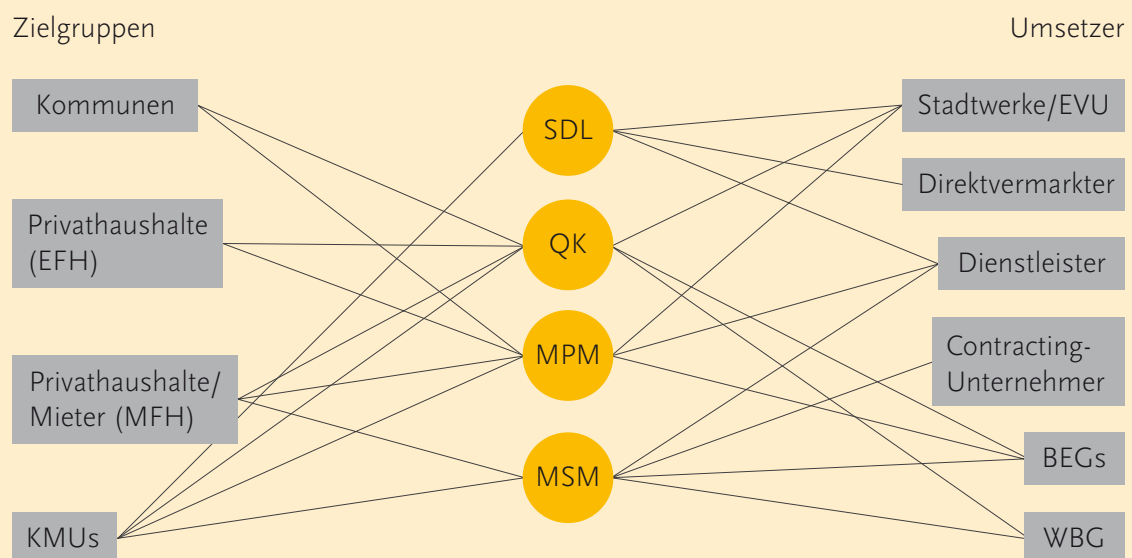
delle. Das Marktpotenzial von Miet- / Pachtmodellen und Mieterstrommodellen ist hoch, da hier Zielgruppen / Endverbraucher (private Haushalte und Mieter in MFH) angesprochen werden, die bisher nur wenig von der Umsetzung von PV-Projekten profitieren konnten. Das Marktpotenzial von Quartiersansätzen ist eher gering, da auch hier Endabnehmer angesprochen werden müssen, die den PV-Strom über einen längeren Zeitraum beziehen.

Welche Zielgruppen und welche Umsetzer für die in dieser Studie beschriebenen Geschäftsmodellen angesprochen werden, ist in [Abbildung 2](#) dargestellt.

Der Bau von PV-Anlage wird durch verschiedene Förderprogramme auf Bundes-, Landes-

oder Gemeindeebene unterstützt. Oft handelt sich hierbei um zinsgünstige Darlehen. Die Inanspruchnahme solcher Programme ist teilweise abhängig vom jeweiligen Endverbraucher. Auch einzelne Banken bieten zinsgünstige Darlehen für den Bau oder den Erwerb einer PV-Anlage an.

ABBILDUNG 2: POTENZIELLE UMSETZER VON GESCHÄFTSMODELLEN UND DEREN ZIELGRUPPEN



SDL: Systemdienstleistungen
QK: Quartierskonzepte
MPM: Miet- / Pachtmodelle
MSM: Mieterstrommodelle

KMU: kleine- und mittelständische Unternehmen
EVU: Energieversorgungsunternehmen
BEG: Bürgerenergiegenossenschaft
WEG: Wohnungseigentümergeinschaft

2 EINLEITUNG UND MOTIVATION

Anteil der EE
am deutschen
Strommarkt

Die Energiewende wird in Deutschland seit knapp zwei Jahrzehnten vorangetrieben. Neben einem deutlichen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen steht die Energieeffizienz und Energieeinsparung zunehmend im politischen Fokus. Mit der Einführung des EEG im Jahr 2000 hat sich der Marktanteil der EE an der Bruttostromerzeugung von rund 6 Prozent auf über 32 Prozent im Jahr 2016 erhöht¹. Allein durch die in Deutschland installierten PV-Anlagen wurden knapp 40TWh erneuerbarer Strom im Jahr 2016 erzeugt². Die PV ist neben der Windenergie³ die wichtigste Säule in der Energieversorgung der Zukunft. In Deutschland sind ca. 1,6 Mio. Anlagen mit einer kumulierten Leistung von ca. 41 GWp⁴ installiert. In Rheinland-Pfalz beträgt die Anzahl der PV-Anlagen ca. 85.000 bei einer kumulierten Leistung von 1,9 GWp. 2016 wurden in Rheinland-Pfalz 1,7 TWh PV-Strom erzeugt, womit 1,1 Mio. Tonnen CO₂ eingespart werden konnten.

Konsolidierung
des deutschen
PV-Marktes

Ungeachtet des Stellenwertes der PV für die heutige Stromversorgung in Deutschland und Rheinland-Pfalz hat der PV-Markt in den letzten Jahren eine Konsolidierung in Deutschland durchlaufen. Der größte jährliche Zubau von 7,4 bis 7,6 GWp fand in den Jahren 2010 bis 2012 statt (siehe [Abbildung 3](#)). Anschließend wurde der PV-Markt jedoch mehr und mehr gebremst. Mit der EEG-Novelle im Jahr 2012 strebte die Bundesregierung einen jährlichen Ausbaukorridor von 3,5 GWp an. Im EEG 2014 und EEG 2017 wurde dieses Ziel auf jährlich 2,5 GWp reduziert. In 2014, 2015 und 2016 wurde der angestrebte Ausbaukorridor mit 1,9 GWp, 1,5 GWp bzw. ca. 1,6 GWp deutlich unterschritten. Und das, obgleich die PV mittlerweile zu einer der kostengünstigsten Stromerzeugungstechnologien zählt. Lagen Anfang 2006 die Systempreise für PV-Anlagen noch bei über 5.000 €/kWp, kostet heute eine schlüssel-

fertige PV-Anlage mit einer Größe unter 100 kWp zwischen 1.200 und 1.400 €/kWp.

Einhergehend mit den sinkenden Systempreisen sind auch die SGK für PV-Anlagen in Deutschland in den letzten Jahren deutlich gesunken (siehe [Abbildung 4](#)). Lagen diese im Jahr 2000 noch bei über 70 €/Cent / kWh, so sind diese heute, je nach Anlagengröße, auf einen Wert von 7 bis 12 €/Cent / kWh gesunken.

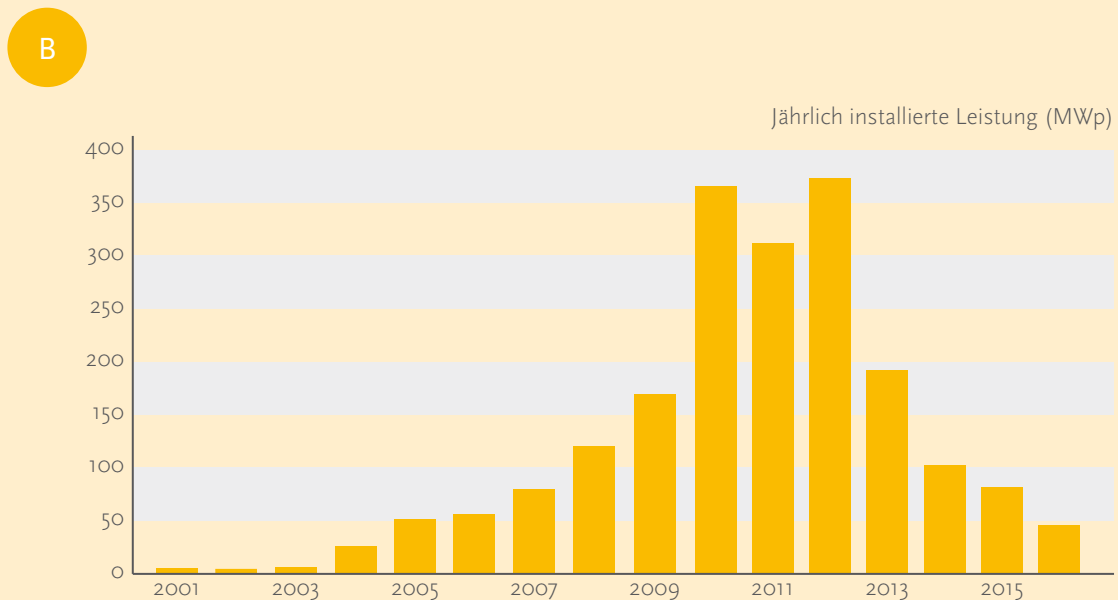
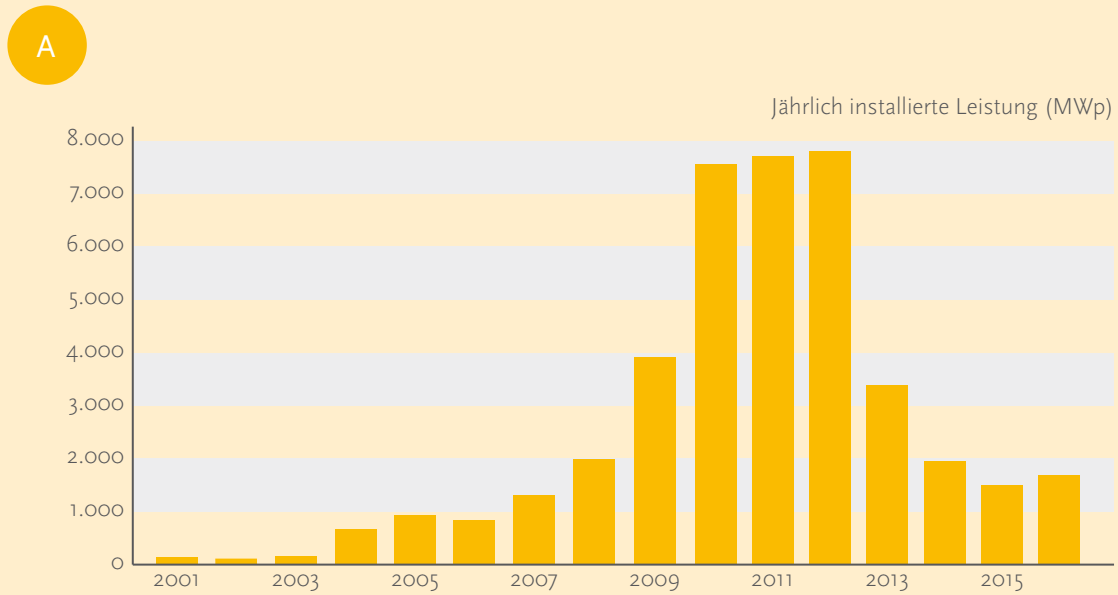
Im Jahr 2012 wurde für Deutschland die Netz-Parität von PV-Strom im Vergleich zu Haushaltsstrom erreicht. Ab diesen Zeitpunkt waren die SGK von PV-Anlagen geringer, als die Bezugskosten für Haushalte aus dem Stromnetz. Im Jahr 2013 wurde die Netz-Parität analog für viele Gewerbe- und Industrieunternehmen erreicht. Die Verschiebung gegenüber den Haushalten resultiert daraus, dass Unternehmen über günstigere Strombezugskosten verfügen als private Haushalte.

Durch das Erreichen der Netz-Parität hat sich in den letzten Jahren ein Paradigmenwechsel in der PV, vom Modell der Volleinspeisung zum Modell der Eigenversorgung, vollzogen. Wurde noch vor fünf Jahren die gesamte zur Verfügung stehende Dachfläche mit PV-Modulen belegt, um von hohen Fördersätzen zu profitieren, ist ein neuer Trend auf dem Markt erkennbar. Heutige Anlagen werden oft auf den Eigenverbrauch, d. h. den Verbrauch des PV-Stroms vor Ort, optimiert. Dabei sollten der Stromverbrauch des Endverbrauchers und die Stromproduktion der PV-Anlage aufeinander abgestimmt sein. Dies kann durch eine endverbraucheroptimierte PV-Anlagengröße, Smarte-Systeme mit Lastmanagement-Komponenten, oder Speichertechnologien erreicht werden. Ein hoher Eigenverbrauchsanteil kann die

Entwicklung
der SGK für
PV-Anlagen

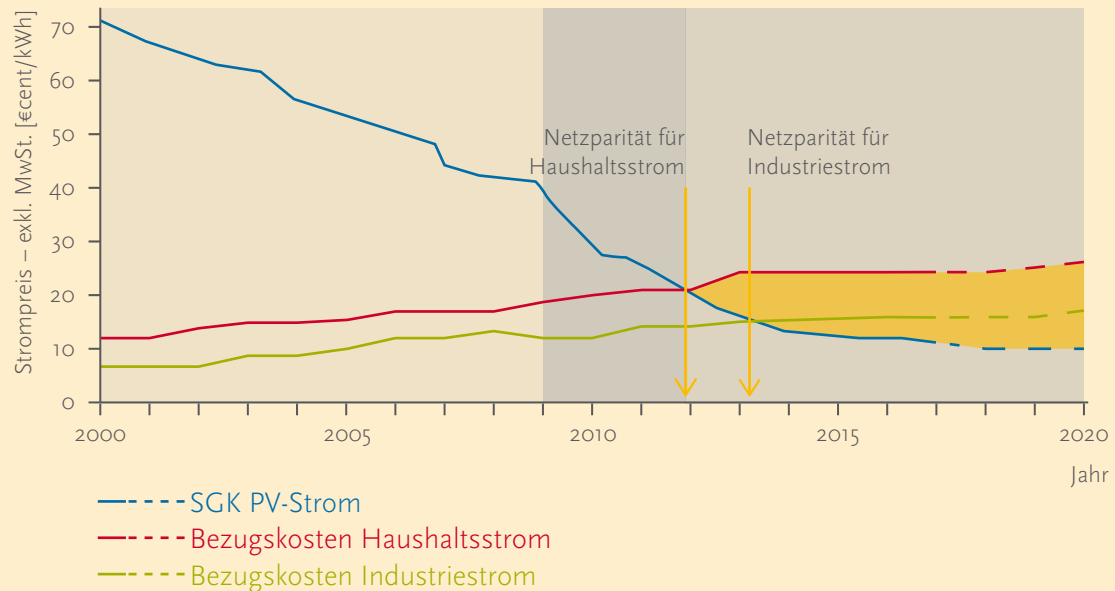
ABBILDUNG 3: **A** ENTWICKLUNG DES PV-ZUBAUS IN DEUTSCHLAND, IN ORANGE HINTERLEGT IST DER VON DER BUNDESREGIERUNG ANGESTREBTE AUSBAUKORRIDOR FÜR PV VON 2,5 GWP PRO JAHR

B ENTWICKLUNG DES PV-ZUBAUS IN RHEINLAND-PFALZ



Darstellung: Energieagentur Rheinland-Pfalz

ABBILDUNG 4: HISTORISCHE UND PERSPEKTIVISCHE ENTWICKLUNG DER SGK FÜR PV-ANLAGEN IM VERGLEICH ZU DEN BEZUGSKOSTEN FÜR HAUSHALTS- UND INDUSTRIESTROM



Darstellung: Energieagentur Rheinland-Pfalz

Energieausgaben für private Haushalte, Unternehmen und Kommunen spürbar senken (siehe [Kapitel 3.2](#)). Nebeneffekt des Verbrauches vor Ort ist eine Entlastung des Netzes der allgemeinen Versorgung sowie das Erreichen gesteckter Klimaziele durch die Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch besteht damit die Möglichkeit, insbesondere Bürger energetisch und / oder finanziell an den Errungenschaften der Energiewende teilhaben zu lassen.

Ziel und Aufbau der Studie

Die vorliegende Studie ist an EVU, Kommunen, kleine und mittelständische Unternehmen (KMU), Wohnungsbaugesellschaften (WBG), Bürgerenergiegesellschaften (BEG) u. a. gerichtet. Ziel ist es, diesen Akteuren eine Entscheidungshilfe zu geben, welche PV-Versorgungsmodelle ökonomisch und ökologisch für den jeweiligen Anwendungsfall geeignet sind. Die Studie soll als Grundlage für individuell zu entwickelnde Finanzierungs- und Versorgungskonzepte dienen.

Nach einer Umfrage des deutschen Industrie- und Handelskammertages beschäftigen sich 40 Prozent der Betriebe aus allen Branchen mit dem Thema der dezentralen Stromversorgung mittels intelligenter Systemlösungen mit PV. Auch für kommunale Betreiber rückt das Thema der erneuerbaren Stromerzeugung mit Hilfe von PV-Anlagen aus ökologischer und ökonomischer Sicht immer mehr in den Fokus. Aufgrund der sich schnell ändernden rechtlichen Rahmenbedingungen und der sich daraus ergebenden Unsicherheit des Endverbrauchers, stagniert derzeit der Zubau der PV deutschlandweit. Die Folge ist ein sich reduzierender PV-Markt. Dabei ist gerade die PV ideal für eine dezentrale Stromlieferung bzw. Eigenerzeugung geeignet. Die Vorteile einer Nutzung des PV-Stroms vor Ort oder in räumlicher Nähe liegen auf der Hand:

- › Kommunen können ihre Klimaschutzziele erreichen
- › Unternehmen können ein „grünes“ Image aufbauen
- › Je nach Geschäfts- bzw. Betreibermodell stellt sich für den Betreiber der Anlage(n) sowie dem Stromabnehmer ein finanzieller Vorteil ein
- › Aus volkswirtschaftlicher Sicht können teilweise die Netze entlastet und ein Netzausbau vermieden werden
- › Heutige Geschäftsmodelle für die PV kommen überwiegend ohne EEG-Förderung aus und leisten damit einen wichtigen Beitrag zu einer kostengünstigen Fortsetzung der Energiewende
- › Die PV genießt eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung (kein Lärm, geringer Eingriff in die Natur, etc.)
- › Die PV ist eine wichtige Säule der Energiewende.

In [Kapitel 3](#) der Studie werden die grundlegenden Vermarktungsmöglichkeiten Stromeinspeisung, Eigenverbrauchsnutzung und Direktlieferung des PV-Stroms rechtlich und wirtschaftlich beschrieben und eingeordnet sowie durch Best-Practice Beispiele aus Rheinland-Pfalz gestützt. Checklisten zu

jeder Vermarktungsmöglichkeit sollen dem potenziellen Investor die Vorgehensweise bei der Umsetzung von PV-Projekten vereinfachen und vor Tücken in der Umsetzung bewahren. In [Kapitel 4](#) werden verschiedene Geschäftsmodelle für die PV-Stromnutzung vorgestellt. Für die Auswahl der Geschäftsmodelle bildete die wirtschaftliche Attraktivität und Aktualität ein zentrales Merkmal. Näher beschrieben wurden Geschäftsmodelle zur Umsetzung von Miet- / Pachtmodellen, dem Mieterstrommodell, die Einbindung von PV-Anlagen in Quartiersansätzen sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Neben der Fragestellung, welche Geschäftsmodelle für neu in Betrieb genommene PV-Anlagen attraktiv sind, stellt sich zunehmend auch die Frage, welche Vermarktungsmöglichkeiten für PV-Anlagenbetreiber nach Ablauf der EEG-Förderung bestehen und was es dabei zu beachten gilt. Antworten auf die Fragestellungen werden in [Kapitel 5](#) der vorliegenden Studie gegeben. Abschließend erfolgt in [Kapitel 6](#) ein Überblick über Fördermittel auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene, bevor in [Kapitel 7](#) ein Ausblick zum zukünftig erwarteten PV-Markt und der weiteren Ausbauentwicklung der PV in Deutschland gegeben wird.

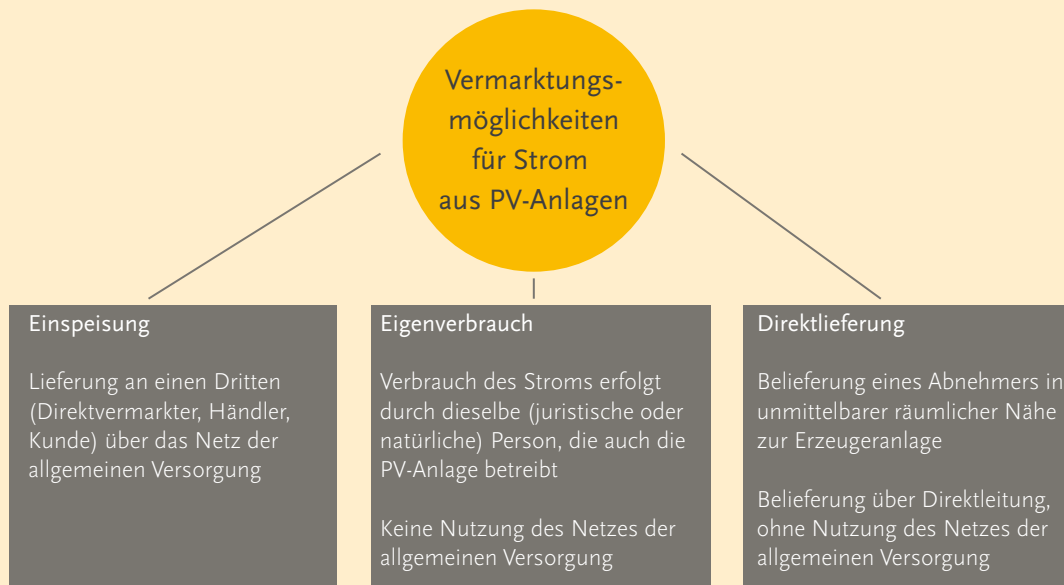
3 VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN FÜR PV-STROM

Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) im Allgemeinen, wie PV-Anlagenbetreiber im Speziellen, stehen heute in Deutschland drei grundlegende Vermarktungsmöglichkeiten des erzeugten Stroms zur Verfügung. Abbildung 5 stellt diese Vermarktungsmöglichkeiten gegenüber. Die Erlöse, die aus den dargestellten Vermarktungsmöglichkeiten erzielt werden,

dienen der Refinanzierung der Investition in eine PV-Anlage. Jede der aufgezeigten Vermarktungsmöglichkeiten bietet dabei hinreichend Raum, um verschieden ausgestaltete Geschäftsmodelle darunter entwickeln zu können, wie später in Kapitel 4 gezeigt wird.

Die aufgezeigten Vermarktungsmöglichkeiten können für PV-Anlagen bis zu einer bestimm-

ABBILDUNG 5: GRUNDLEGENDE VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN FÜR PV-STROM AUS SICHT DES ANLAGENBETREIBERS



Darstellung: BET

EXKURS KILOWATT PEAK (KWP)

Die Einheit Kilowatt peak stellt eine normierte Nennleistung eines PV-Moduls unter Normbedingungen dar. Dabei ist die Temperatur auf 25°C, die Bestrahlungsstärke auf 1000 W / m² und das Sonnenlichtspektrum beim Durchgang des Sonnenlichts durch

die Erdatmosphäre bei einem Winkel von 45° (air mass 1,5) festgelegt. Die Einheit kWp wurde eingeführt, um eine Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen PV-Modulen zu gewährleisten.

ten Leistungsgröße miteinander kombiniert werden. Bspw. können Überschussmengen an Strom, die nicht vor Ort verbraucht werden, weiterhin in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, sofern die Nennleistung der Anlage nicht 750 kWp übersteigt. Die Möglichkeit der Stromeinspeisung des nicht vor Ort verbrauchten Stromes, verbunden mit dem Erhalt der EEG-Vergütung, ist unabhängig davon, ob ein Eigenverbrauchsmodell oder ein Direktlieferungsmodell der Stromnutzung zu Grunde liegt. Für die Ausschreibungsteilnahme unter dem EEG 2017 für PV-Anlagen größer 750 kWp wird künftig allerdings eine vollständige Einspeisung des Stroms in das Netz der allgemeinen Versorgung verlangt.

Den dargestellten Vermarktungsmöglichkeiten liegen jeweils unterschiedliche wirtschaftliche und rechtlichregulatorische Rahmenbedingungen zu Grunde, die nachstehend dargestellt werden. Wie für alle geltenden Gesetze sind auch die Rahmenbedingungen für die Vermarktungsmöglichkeiten Änderungen unterworfen, weshalb nachstehend lediglich der aktuelle Stand und ggf. absehbare Änderungen dargestellt werden. Die Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens der jeweiligen Vermarktungsmöglichkeiten entscheidet maßgeblich über die (wirtschaftliche) Attraktivität zur Nutzung der jeweiligen Vermarktungsmöglichkeit.

3.1 (Voll-)Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung

Unter (Voll-)Einspeisung wird zunächst die Einspeisung des erzeugten Stroms in das Netz der allgemeinen Versorgung verstanden. Die Fördersystematik, d. h. die Voraussetzungen und Auflagen zum Erhalt der finanziellen Förderung, wie auch die konkrete Höhe, unterscheiden sich für Gebäude- und Freiflächenanlagen. Innerhalb der Gebäudeanlagen wird die Förderhöhe ferner nach ver-

schiedenen Leistungsklassen (kleiner 10 kWp, 10 bis 40 kWp, 40 bis 750 kWp) differenziert. Zentral für die Bestimmung der Höhe der finanziellen Förderung nach dem EEG ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der PV-Anlage.

Die finanzielle Förderung von PV-Anlagen ist gemäß den aktuellen gesetzlichen Regelungen des EEG 2017 bis zum Erreichen eines Ausbaudeckels von 52 GWp installierter Gesamtleistung in Deutschland garantiert. Darüber hinaus würde die finanzielle Förderung entfallen. §49 Abs. 6 EEG 2017 schreibt vor, dass die Bundesregierung vor Erreichung des Ausbaudeckels einen Vorschlag für eine Neugestaltung der bisherigen Regelungen vorzusehen hat. Ende 2016 beträgt die installierte PV-Leistung in Deutschland etwa 41 GWp.

In Teilen der Öffentlichkeit wird die Meinung vertreten, dass sich der Betrieb einer PV-Anlage zum Zwecke der Stromeinspeisung aufgrund der gesunkenen EEG-Vergütung aus wirtschaftlicher Sicht nicht mehr lohnen würde. Durch sinkende SGK der PV-Anlagen, verbunden mit Maßnahmen, die eine bessere Steuerung der Vergütungsdegression bewirken (atmender Deckel), kann diese Vermarktungsmöglichkeit künftig wieder deutlich attraktiver werden. Die Renditen fallen allerdings im Vergleich zu den Jahren mit hohen EEG-Vergütungen geringer aus.

3.1.1 Rechtlicher Rahmen

Als Betreiber einer PV-Anlage, hat man für den in der Anlage erzeugten Strom, der in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, durch das EEG einen Anspruch auf eine finanzielle Förderung. Die Leistungsgröße der PV-Anlage entscheidet darüber, ob der Anlagenbetreiber eine Einspeisevergütung erhält oder das sogenannte Marktprämienmodell (auch Einspeiseprämien) in Verbindung mit der Direktvermarktung des erzeugten Stromes in Anspruch nehmen muss. Abbildung 6 stellt die Zusammenhänge grafisch dar.

ABBILDUNG 6: VERÄUSSERUNGSFORMEN VON PV-STROM IN ABHÄNGIGKEIT DER LEISTUNG DER PV-ANLAGEN FÜR NEUANLAGEN SEIT DEM 01.01.2017



Darstellung: BET

Einspeisevergütung Die Option der Einspeisevergütung besteht für Anlagen bis 100 kWp installierter Leistung. Das bedeutet, dass der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber den gesamten in der Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellt (mit Ausnahme des Eigenverbrauchs und der „Drittveräußerung“) und dafür eine gesetzlich festgelegte Vergütung erhält⁵. Optional besteht auch die Möglichkeit den Strom direkt zu veräußern und die Marktprämie zu erhalten.

Die Höhe der Einspeisevergütung ist von verschiedenen Faktoren abhängig, wie z. B. dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der PV-Anlage, dem Installationsort (Freifläche oder Gebäude) oder der installierten Leistung der Anlage. Sie berechnet sich nach dem anzulegenden Wert, der im §48 EEG 2017 definiert

ist, verringert um 0,4 €Cent / kWh. Der anzulegende Wert unterteilt sich, in Abhängigkeit zur installierten Leistung der Anlage, in verschiedene Förderklassen (bis 10 kWp, 10 bis 40 kWp, 40 bis 750 kWp). Grundsätzlich kann man sagen, dass die spezifische Höhe der Vergütung je eingespeister Kilowattstunde (€Cent / kWh) mit abnehmender Leistungsgröße der Anlage steigt.

VERGÜTUNGSENTWICKLUNG PV-ANLAGEN

Die jeweiligen gültigen Vergütungssätze inkl. der Degression werden von der BNetzA quartalsweise veröffentlicht und sind auf der [Website der Bundesnetzagentur](#) abrufbar.

Die Vergütung unterliegt der Degression nach §49 EEG 2017. Die Degression liegt anfangs bei 0,5 Prozent je Monat und wird quartalsweise an den jeweiligen PV-Ausbau angepasst (sog. atmender Deckel). Überschreitet der PV-Ausbau den vom Gesetzgeber anvisierten Zubau von 2,5 GWp im Bemessungszeitraum, wird die Degression stufenweise erhöht. Analog dazu wird sie herabgesenkt, wenn der Zubau den anvisierten Ausbau nicht erreicht. Die Einspeisevergütung für eine Einzelanlage wird grundsätzlich für die Dauer von 20 Jahren, zzgl. des Jahres der Inbetriebnahme, gezahlt.

Um die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen zu können, müssen einige formale Anforderungen eingehalten werden. So muss der Anlagenbetreiber z. B. der Bundesnetzagentur (BNetzA) verschiedene Daten, wie den Standort der Anlage oder die Nennleistung in kWp, übermitteln. Wichtig ist, dass diese Meldungen in jedem Fall vor oder spätestens am Tag der Inbetriebnahme erfolgt. Ebenfalls muss die Anlage dem zuständigen Netzbetreiber gemeldet bzw. ein Antrag auf Netzanschluss gestellt werden. Diesen empfiehlt es sich bereits vor Installation der Anlage zu beantragen.

Die Auszahlung der Einspeisevergütung wird vom Netzbetreiber erst vorgenommen, wenn das Inbetriebnahmeprotokoll zusammen mit der Bescheinigung über die Anlagenanmeldung der BNetzA vorliegt.

Anlagen mit einer installierten Leistung größer 100 kWp müssen (um eine Förderung zu erhalten) den erzeugten Strom direkt vermarkten (sog. Direktvermarktungspflicht). Umgesetzt wird dies in die Praxis, indem der Anlagenbetreiber den Strom direkt an einer Strombörse oder an einen Dritten vermarktet bzw. diese Aufgabe an ein Direktvermarktungsunternehmen überträgt. Die dabei erzielbaren Verkaufserlöse sind meist geringer als der gesetzlich / wettbewerblich festgelegte anzulegende Wert. Die entstehende Differenz wird durch die Marktprämie ausgeglichen, die vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber zu zahlen ist. Das bedeutet, dass der durchschnittliche monatliche Marktpreis für PV-Strom an der Strombörse zuzüglich der Marktprämie grob der Höhe des gesetzlich / wettbewerblich definierten anzulegenden Wertes entspricht. Ausschlaggebend für die Marktprämie ist somit der Monatsmittelwert, d. h. der durchschnittliche Stundenwert der gesamten PV-Erzeugung über einen Monat und der anzulegende Wert, der sich entweder gesetzlich oder wettbewerblich (durch Ausschreibung) bestimmt.

Innerhalb der Direktvermarktung ist vor allem die Anlagengröße entscheidend, denn diese bestimmt, ob der anzulegende Wert gesetzlich oder wettbewerblich bestimmt wird. Handelt es sich um eine Anlage bis 750 kWp, wird der Wert gesetzlich bestimmt, darüber hinaus wettbewerblich. Beide Verfahren unterscheiden sich hinsichtlich der Anforderungen und dem Ablauf zum Fördererhalt.

Markt-
prämien-
modell

Markt-
prämien-
modell
ohne Aus-
schreibung

VEREINFACHTES RECHENBEISPIEL

Es wird unterstellt, dass der durchschnittliche Erlös für PV-Strom an der Strombörse in einem Monat 3 €Cent / kWh beträgt. Der PV-Anlagenbetreiber verkauft seinen Strom für 4 €Cent / kWh, dann beträgt die Marktprämie, bei Unterstellung eines anzulegenden Werts von 9 €Cent / kWh, 6 €Cent / kWh. Zusammen mit dem Verkaufserlös von 4 €Cent / kWh erhält der PV-Anlagenbetreiber 10 €Cent je eingespeister kWh Strom.

Wird der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt, gilt der in §48 EEG 2017 genannte Wert minus die in §49 EEG 2017 genannte Degression.

Für den gesetzlich definierten anzulegenden Wert gilt ebenfalls die Förderdauer von 20 Jahren zzgl. dem Jahr der Inbetriebnahme.

Um die Marktprämie in Anspruch nehmen zu können, müssen zunächst verschiedene Voraussetzungen erfüllt sein. So muss z. B. der Strom zwingend direkt vermarktet werden und die Anlage fernsteuerbar sein. Analog gelten die bereits oben genannten Anmeldefristen bei der BNetzA und dem Netzbetreiber.

Marktprämienmodell mit Ausschreibung

Die wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie erfolgt über Ausschreibungen für PV-Anlagen mit Leistungen über 750 kWp. PV-Anlagen größer als 10 MWp sind nicht förderberechtigt, weder im System der Einspeisevergütung noch im Marktprämiensystem (Abbildung 7).

Wird der anzulegende Wert im Zuge einer Ausschreibung ermittelt, gibt der Betreiber der PV-Anlage seinen persönlichen anzulegenden Wert als Gebot an – den Wert, mit dem er die Anlage wirtschaftlich betreiben kann. Es wird also nicht vom Gesetzgeber, sondern vom Betreiber der Anlage, festgelegt, welcher Wert wirtschaftlich ist.

Das Ausschreibungsvolumen für PV-Anlagen beträgt 600 MW pro Jahr und wird in drei Ausschreibungsrunden pro Jahr vergeben. Das bedeutet, dass die Vergütungssätze über die Ausschreibungen für jedes PV-Projekt einzeln bestimmt werden. Bei den Ausschreibungsrunden erhalten die Bieter mit dem niedrigsten Gebotspreis den Zuschlag. Die Umsetzung des bezuschlagten Projektes muss innerhalb von 2 Jahren erfolgen.

Um an der Ausschreibung teilnehmen zu können, müssen verschiedene Voraussetzungen erfüllt werden. So muss bspw. neben den allgemeinen Angaben wie Wohnsitz, Gebotsmenge in Kilowatt ohne Nachkommastelle u. a. für PV-Freiflächenanlagen auch eine Erklärung des Bieters erfolgen, dass er der Eigentümer der Fläche ist, auf der die PV-Anlage errichtet werden soll oder dass er das Gebot mit Zustimmung des Eigentümers der

ABBILDUNG 7: ALLGEMEINER ABLAUF DES AUSSCHREIBUNGSVERFAHRENS



Darstellung: Energieagentur Rheinland-Pfalz

VEREINFACHTES RECHENBEISPIEL

Der Anlagenbetreiber benötigt für den wirtschaftlichen Betrieb seiner PV-Anlage 7 €Cent / kWh und gibt daher ein Gebot mit 7 €Cent / kWh ab. Es wird angenommen, dass der mittlere Erlös von PV-Strom an der Strombörse in einem Monat 3 €Cent / kWh beträgt. Der Photovoltaik-Betreiber verkauft seinen Strom für 4 €Cent / kWh, dann beträgt die Marktprämie 4 €Cent / kWh (anzulegender Wert 7 €Cent / kWh – 3 €Cent / kWh). Zusammen mit den eingenommenen 4 €Cent / kWh erhält der Anlagenbetreiber einen Erlös von 8 €Cent je eingespeister kWh Strom.

Fläche abgibt. Hiermit soll verhindert werden, dass Bieter mit „fremden“ Flächen ins Verfahren gehen. Auch der Gebotspreis muss in €Cent / kWh angegeben werden. Hierbei darf

der in §37 b EEG 2017 genannte Höchstwert von 8,91 €Cent / kWh nicht überschritten werden. Der Höchstwert verringert oder erhöht sich monatlich entsprechend §49 EEG 2017 – dies entspricht der bereits beschriebenen Anpassung der Einspeisevergütung für Anlagen bis 100 kWp durch den „atmenden Deckel“.

Bei der Zuschlagserteilung hat sich der Gesetzgeber für das sog. Pay-as-Bid-Verfahren entschieden, wonach jeder bezuschlagte Bieter seinen Gebotspreis erhält. Wird das Projekt nicht innerhalb der vorgegebenen Zeit realisiert, muss der Bieter Strafzahlungen (Pönalen) entrichten. Um diese abzusichern, muss der Bieter bereits bei Gebotsabgabe Sicherheiten hinterlegen. Diese können in Form einer unwiderruflichen, unbedingten und unbefristeten Bürgschaft oder durch Zahlung des Geldbetrags an ein Verwahrkonto der BNetzA erfolgen. Insgesamt handelt es sich bei der Ausschreibung um ein stark formalisiertes Verfahren. Es ist daher elementar wichtig, die Formatvorlagen der BNetzA einzuhalten. Erhält der Bieter keinen Zuschlag für sein Projekt oder hält er die

Formatvorgaben der BNetzA nicht ein, erhält er keinerlei Förderung durch das EEG.

3.1.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit im Rahmen der Vermarktungsmöglichkeit (Voll-)Einspeisung werden nachfolgend die SGK heutiger PV-Anlagen den geltenden EEG-Vergütungen, gestaffelt nach unterschiedlichen Anlagengrößen und Vergütungsklassen, gegenübergestellt. Aus den vorgenommenen Gegenüberstellungen in [Abbildung 8](#) und [Abbildung 9](#) wird deutlich, dass die Vermarktungsmöglichkeit (Voll-)Einspeisung mittlerweile an Attraktivität verloren hat. Die Gründe hierfür liegen maßgeblich in den stark gesunkenen EEG-Vergütungen. Um genau diesem Zusammenhang entgegenzuwirken, wurde der oben beschriebene sog. atmende Deckel eingeführt. Bislang konnte dieser Mechanismus zur Mengensteuerung des Ausbaus von PV-Anlagen seine Wirkung nur unzureichend entfalten. Trotz einer Verfehlung der Ausbauziele für die PV seit 2014 kam es bislang zu keiner spürbaren Belebung des Zubaus, indem die Vergütungshöhe

speziell für PV-Anlagen kleiner 500 kWp bzw. 100 kWp⁶ angepasst wurden. Der Mechanismus führte lediglich zu einem Aussetzen der Degression der Fördersätze seit September 2015. Mit dem EEG 2017 wurde als Reaktion darauf eine Anpassung des atmenden Deckels vorgenommen, womit eine schnellere Reaktionsfähigkeit in der Anpassung der Degression der Vergütungssätze entsprechend des Brutto-Zubaus im Bemessungszeitraum erreicht werden soll. Die Attraktivität für die Nutzung dieser Vermarktungsmöglichkeit sollte damit wieder steigen.

EXKURS SGK VON PV-ANLAGEN

Die Stromgestehungskosten (SGK) werden aus dem Verhältnis der Gesamtkosten für die PV-Anlage und deren Energieproduktion über den Nutzungszeitraum bestimmt. Sie werden in €Cent / kWh angegeben. Um einen wirtschaftlichen Betrieb aus Sicht eines PV-Anlagenbetreibers zu gewährleisten, sollten sie entsprechend nur so hoch sein, wie die insgesamt erwirtschaftete Erlöse für den produzierten Strom über die Nutzungszeit der Anlage. Zur Ermittlung der SGK wird überwiegend eine dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung verwendet, d. h. dass der zeitliche Anfall der Kosten berücksichtigt und auf den Anfangswert diskontiert wird.

Die SGK werden vor allem durch die Anschaffungskosten für den Bau und die Errichtung der PV-Anlage, den Finanzierungsbedingungen (Eigenkapitalrendite, Zinsen, Kreditlaufzeit), den Betriebskosten (Versicherung, Wartung, Reparatur), den Einstrahlungsangebot am Installationsort, der Lebensdauer der Anlage und der jährliche Degradation bestimmt (Kost C. 2013).

PV-Anlagen
mit Nenn-
leistungen
<=
100 kWp

Für PV-Anlagen mit Nennleistungen kleiner gleich 100 kWp besteht grundsätzlich keine Direktvermarktungspflicht. Auf freiwilliger Basis kann vom Marktprämienmodell Gebrauch gemacht werden. In diesem Fall reduziert sich die im Gesetz festgestellte Vergütung (d. h. der anzulegende Wert) nicht um 0,4 €Cent / kWh. Hintergrund ist, dass die für die Direktvermarktung ggf. zusätzlich erforderlichen Aufwendungen, wie Erzeugungsprognose, Fernsteuerbarkeit, Handel, etc., im EEG 2017 bereits in den Vergütungssätzen berücksichtigt wurden.

Die Vergütung für PV-Anlagen kleiner gleich 100 kWp, die auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht werden, unterteilt sich in mehrere Förderklassen entsprechend der Nennleistung. Unterschieden werden Anlagen mit Nennleistungen kleiner gleich 10 kWp, Anlagen mit einer installierten Leistung von 10 kWp bis einschließlich 40 kWp sowie PV-Anlagen von 40 kWp bis 750 kWp Nennleistung. Eine Differenzierung in den Vergütungssätzen für PV-Anlagen mit Nennleistungen zwischen 40 kWp und 100 kWp gegenüber Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 kWp und bis 750 kWp ergibt sich durch die ab 100 kWp greifende Direktvermarktungspflicht und den in den Vergütungssätzen bereits berücksichtigten Mehrkosten für die Direktvermarktung. Nutzen Betreiber von PV-Anlagen kleiner gleich 100 kWp nicht das Marktprämienmodell, reduziert sich deren Vergütung um 0,4 €Cent / kWh. Diese 0,4 €Cent / kWh stellen den Unterschied in der Darstellung der Vergütungsentwicklung in [Abbildung 8](#) und [Abbildung 9](#) dar, wenngleich es sich formal um die gleiche Vergütungsklasse handelt. Für die PV-Anlagen mit Leistungen bis 100 kWp wurde unterstellt, dass nicht von einer Direktvermarktung Gebrauch gemacht wurde, während diese für Anlagen größer 100 kWp verpflichtend ist.

Für PV-Anlagen zwischen 10 kWp bis einschließlich 40 kWp installierter Leistung spannt sich gemäß der Logik des atmenden Deckels für

2017 ein theoretischer, maximaler Vergütungskorridor auf, der sich von 11,96 €Cent / kWh im Januar 2017 bis auf 8,75 bis 13,07 €Cent / kWh zum Ende des Jahres 2017 entwickeln kann. Für Anlagen ab 40 kWp bis einschließlich 100 kWp ergibt sich für Ende 2017 ein Vergütungskorridor, der durch maximal 11,68 bzw. minimal 7,82 €Cent / kWh definiert ist (siehe [Abbildung 8](#)). Auch hier kann für beide Vergütungsklassen davon ausgegangen werden, dass es aufgrund des moderaten Ausbaus der PV in den Jahren 2015 und 2016 eher zu einer leichten Anhebung der EEG-Einspeisevergütung kommen wird, als zu einer weiteren Absenkung.

Die SGK für PV-Anlagen mit Nennleistungen bis 100 kWp liegen aktuell (Stand Anfang 2017) zwischen 11,80 bis 12,80 €Cent / kWh.

PV-Anlagen mit Nennleistungen zwischen 100 kWp und 750 kWp sind nicht ausschreibungspflichtig, sondern erhalten eine gesetzlich bestimmte EEG-Vergütung. Die Vergütungshöhe wird für neu in Betrieb genommene Anlagen auch in diesem Segment monatlich auf Basis einer quartalsweisen Prüfung angepasst. In [Abbildung 9](#) ist der Korridor der möglichen Vergütungsentwicklung für PV-Anlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand mit Nennleistungen zwischen 100 kWp und 750 kWp dargestellt. Entsprechend der vorgestellten Logik der maximalen Vergütungsanpassung wird ein Korridor aufgespannt, der sich von 11,09 €Cent / kWh im Januar 2017 bis auf 8,11 bis 12,12 €Cent / kWh im Dezember 2017 entwickeln kann. Auch für dieses Leistungssegment ist davon auszugehen, dass es aufgrund des stark zurückgegangenen Ausbaus von PV-Anlagen in den Jahren 2015 und 2016 eher zu einer leichten Anhebung der Vergütungssätze kommen wird, als zu einer weiteren Degression.

Aktuelle SGK wurden auf Basis einer größeren Aufdachanlage mit einer Nennleistung von 500 kWp ermittelt. Diese liegen aktuell

PV-Anlagen
mit Nenn-
leistungen
zwischen
100 kWp und
750 kWp

ABBILDUNG 8: SGK UND KORRIDOR DER VERGÜTUNGSENTWICKLUNG FÜR PV-ANLAGEN BIS 100 KWP IN 2017⁷

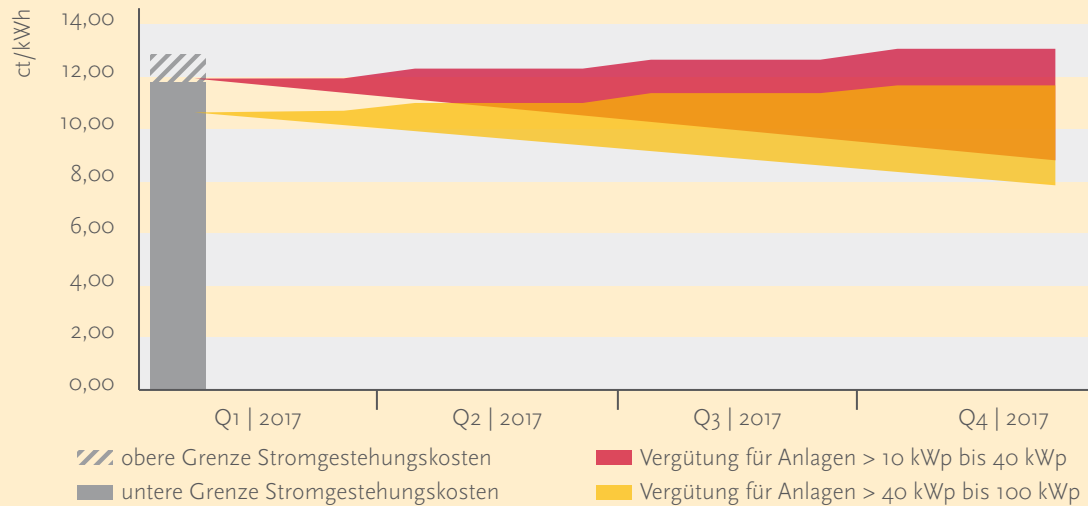
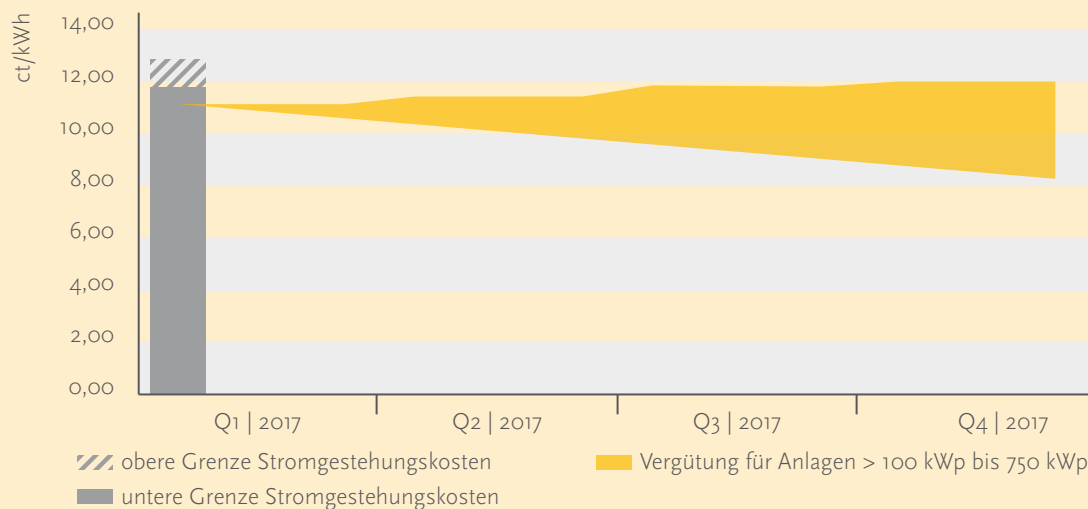


ABBILDUNG 9: SGK UND KORRIDOR DER VERGÜTUNGSENTWICKLUNG FÜR PV-ANLAGEN BIS 750 KWP IN 2017⁸



Darstellungen: BET

zwischen 10,30 bis 11,95 €Cent / kWh. Auch hierbei sind, je nach projektspezifischen Gegebenheiten, durchaus Abweichungen nach oben oder unten möglich.

Neu in Betrieb zu nehmende PV-Anlagen mit Nennleistungen über 750 kWp müssen seit dem 01.01.2017 am Ausschreibungsverfahren teilnehmen, um eine Förderung nach EEG zu erhalten. Hierin wird die Förderhöhe in

einem wettbewerblichen Verfahren bestimmt (siehe Kapitel 3.1.1). Die Direktvermarktung des erzeugten Stromes, d. h. die Nutzung des Marktprämienmodells, ist für diese Leistungsklasse verpflichtend. Neben PV-Freiflächenanlagen müssen auch große Dachanlagen und Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen an dem Ausschreibungsverfahren teilnehmen, um eine Förderung nach EEG zu erhalten. Ein anteiliger Eigenverbrauch

Große PV-Anlagen mit Nennleistungen über 750 kWp

des erzeugten PV-Stromes ist bei Erhalt einer EEG-Vergütung untersagt.

Erste Erfahrungen mit dem Förderinstrument Ausschreibungen konnten bereits unter dem EEG 2014 mit dem Piloten für PV-Freiflächenanlagen gesammelt werden. Die ersten sechs abgeschlossenen Ausschreibungen führten zu einer kontinuierlichen Absenkung der durchschnittlichen Förderhöhe für PV-Frei-

flächenanlagen. Zuletzt wurde eine mittlere Förderhöhe von 6,90 €Cent / kWh ermittelt. Das ausgeschriebene Leistungsvolumen war in den Ausschreibungsrunden stets mehrfach überzeichnet und eine Vergabe der ausgeschriebenen Leistungsmenge problemlos möglich. [Tabelle 1](#) gibt einen Überblick über die Ergebnisse der ersten sieben Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen.

TABELLE 1: ERGEBNISSE DER ERSTEN SECHS ABGESCHLOSSENEN PILOT-AUSSCHREIBUNGSRUNDEN FÜR PV-FREIFLÄCHENANLAGEN⁹

| | 04/2015 | 08/2015 | 12/2015 | 04/2016 | 08/2016 | 12/2016* | 02/2017* |
|-------------------------------------|------------|-----------------|-----------------|------------|------------|------------|------------|
| Ausgeschriebene Menge [MW] | 150 | 150 | 200 | 125 | 125 | 160 | 200 |
| Eingereichte Gebote [#] | 170 | 136 | 127 | 108 | 62 | 76 | 97 |
| Eingereichte Gebotsmenge [MW] | 715 | 558 | 562 | 539 | 311 | 423 | 488 |
| Zuschläge [#] | 25 | 33 | 43 | 21 | 22 | 27 | 38 |
| Zuschlagsmenge [MW] | 157 | 159 | 204 | 128 | 118 | 163 | 200 |
| Durchschn. Förderhöhe [€Cent / kWh] | 9,17 | 8,49 | 8,00 | 7,41 | 7,25 | 6,90 | 6,58 |
| Preismechanismus | Pay-as-bid | Uniform pricing | Uniform pricing | Pay-as-bid | Pay-as-bid | Pay-as-bid | Pay-as-bid |

*Öffnung der Ausschreibung auf EU-Ebene (Pilotprojekt mit DK)

Aussagen über die weitere Vergütungsentwicklung im Rahmen einer wettbewerblichen Preisfindung sind schwer zu treffen. Wertet man die Entwicklung der durchschnittlichen Förderhöhe der abgeschlossenen sechs Ausschreibungsrunden unter dem EEG 2014 aus, kam es zu einer Absenkung der mittleren Förderhöhe um knapp 25 Prozent innerhalb von weniger als zwei Jahren. Zwischen den Runden vier, fünf und sechs im April, August und Dezember 2016 reduzierte sich die durchschnittliche Vergütung allerdings weniger stark als noch in den ersten drei Ausschreibungsrunden. Welche Schlussfolgerungen nun für die weiteren Ausschreibungen unter dem EEG 2017 zu ziehen sind, bedarf einer umfassenderen Analyse. Für 2017 sieht

das EEG Ausschreibungen für große PV-Anlagen im Februar, Juni und Oktober vor.

Die mittleren SGK für große PV-Anlagen liegen aktuell (Stand Mai 2017) bei 7,00 bis 7,50 €Cent / kWh¹⁰. Projekt- und größenspezifisch können sich hierbei Abweichungen nach oben oder unten ergeben. Änderungen in den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Bau von PV-Anlagen, wie bspw. die europäischen Importbestimmungen für PV-Module, die Entwicklung von weltweiten Herstellungskapazitäten oder die weltweite Nachfragesituation, haben Einfluss auf die weitere Entwicklung der SGK. Diese Entwicklungen beeinflusst wiederum die Ausschreibungsergebnisse und damit die weitere

Vergütungsentwicklung in diesem Größen-segment.

3.1.3 Technische Besonderheiten

VNB sind gesetzlich verpflichtet, Strom aus EE-Anlagen vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Diese Pflichten greifen auch dann, wenn der erneuerbar erzeugte Strom nach Auslaufen der Förderlaufzeit der EEG-Anlage in das Netz eingespeist und direktvermarktet wird.

Betreiber von PV-Neuanlagen mit einer installierten Leistung über 100 kWp sowie Neu- und Bestandsanlagen, die das Marktprämienmodell in Verbindung mit der Direktvermarktung des erzeugten Stromes nutzen, sind verpflichtet, technische Einrichtungen zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und zum viertelstündigen Abruf der Ist-Einspeiseleistung zu installieren. Mit der Installation der Fernwirktechnik (meist ein in Stufen schaltbarer Funkrundsteuerempfänger) können VNB bei Netzüberlastung bzw. Netzengpässen im jeweiligen Netzgebiet oder dem vorgelagerten Netz die Einspeiseleistung der PV-Anlage ferngesteuert reduzieren. Für diese sog. Einspeisemanagementmaßnahmen des VNB bestehen gesetzliche Auflagen und Regelungen, sodass keine Beliebigkeit für solche Eingriffe zu befürchten ist. So gilt bspw. weiterhin der Vorrang für Strom aus EE-Anlagen, der vorsieht, dass vor der Abregelung oder Leistungsreduzierung von EE-Anlagen zunächst alle sonstigen (konventionellen) Anlagen zur Stromerzeugung hinsichtlich deren Wirkleistungsreduzierung geprüft werden müssen. Auch werden EE-Anlagenbetreiber entschädigt, soweit diese von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen sind. Mindest-

tens 95 Prozent der entgangenen Einnahmen werden ihnen gutgeschrieben. Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende werden ab dem 01.01.2017 ebenfalls intelligente Messsysteme (d. h. ein Leistung messender Erzeugungszähler) für Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung ab 7 kWp verpflichtend.

PV-Neuanlagen mit einer installierten Leistung bis 100 kWp benötigen lediglich die technische Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung. PV-Anlagen bis 30 kWp Nennleistung können als Alternative zur Fernwirktechnik eine technische Lösung vorsehen, die eine dauerhafte Begrenzung der Einspeise(wirk-)leistung auf maximal 70 Prozent der Nennleistung am Netzverknüpfungspunkt vorsieht. Dies kann relativ einfach durch eine Programmierung am Wechselrichter geschehen. Über das Jahr gesehen heißt dies für den Anlagenbetreiber vier bis fünf Prozent weniger EEG-Vergütung.

Kleine PV-Anlagen mit Nennleistungen von bis zu 30 kWp werden an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Das bedeutet, dass der mit der PV-Anlage erzeugte Strom auf einer Spannungsebene von 0,4 kV mit einer Frequenz von etwa 50 Hz in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Für den Anschluss solcher PV-Anlagen an das Netz der allgemeinen Versorgung gilt die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“. Hinzu kommen meist weitere technische Anschlussbedingungen der VNB.

Die Kosten für die Installation der technischen Einrichtungen zur Fernwirktechnik und -auslösung (einschließlich der ggf. erforderlichen Schnittstellen und Anschlüsse zum Telekommunikationsnetz) trägt der Anlagenbetreiber.

FORMULARVORLAGEN FÜR AUSSCHREIBUNGSTEILNAHME

Für eine erfolgreiche Präqualifikation ist es zwingend, dass die Formatvorgaben und -vorlagen der BNetzA erfüllt bzw. genutzt werden. Diese sind auf deren [Seite](#) abrufbar.

3.1.4 Checkliste für Umsetzung

Für Anlagenbetreiber, die nicht von der Ausschreibungspflicht betroffen sind (Anlagen mit Nennleistungen kleiner 750 kWp), sind folgende Hinweise zu beachten:

- Prüfung der Notwendigkeit einer Baugenehmigung, speziell bei Gebäuden, die unter Denkmalschutz stehen.
- Prüfung der Dacheignung (Statik, Lebenserwartung, Asbest), auf dem die PV-Anlage errichtet werden soll, z. B. bei Gebäuden mit Flachdächern, Hallen, Scheunen oder älteren Gebäuden.
- Rechtzeitige Antragstellung auf Netzanschluss beim zuständigen VNB (sog. Netzanschlussbegehren).
- Rechtzeitige Antragstellung auf Messstellenbetrieb beim zuständigen Messstellenbetreiber (der meist identisch ist mit dem VNB). Seit 01.01.2017 hat sich diese Grundzuständigkeit auf den Messstellenbetreiber übertragen, wobei dem EEG-Anlagenbetreiber künftig auch freisteht, den Messstellenbetrieb einem Dritten zu übertragen oder selbst durchzuführen. Voraussetzung hierzu ist die Gewährleistung eines einwandfreien Messstellenbetriebs.
- Berücksichtigung von technischen Einrichtungen zur ferngesteuerten Leistungsreduzierung und Abruf der Ist-Einspeiseleistung (1/4-stündlich).
- Meldung an BNetzA und an den zuständigen VNB mit Angaben zum Standort der Anlage und der Nennleistung in kWp, spätestens bis zum Tag der Inbetriebnahme.
- Mitteilung der Veräußerungsform des PV-Stroms beim VNB.
- Abschluss erforderlicher Verträge mit / über Direktvermarkter für PV-Anlagen über 100 kWp
- Registrierung der PV-Anlage im Marktstammdatenregister
- Meldung aller für die Endabrechnung der EEG-Umlage für das Vorjahr erforderlichen Daten beim zuständigen VNB bis zum 28.02. eines Jahres.

Für Anlagenbetreiber, die sich an der Ausschreibung beteiligen (Anlagen mit Nennleistungen größer 750 kWp), sind zusätzlich folgende Hinweise zu beachten:

- Die Abgabe des / der Gebote / s hat bis zum jeweiligen Gebotstermin bis 24:00 Uhr bei der BNetzA in Bonn zu erfolgen.
- Das Gebot muss Angaben über Energieträger, Gebotstermin, Gebotsmenge in kWp und Gebotswert in €Cent / kWh, Standort der Anlage und des zuständigen ÜNB enthalten.
- Das Gebot muss Angaben über den Bieter enthalten.
- Dem Gebot ist eine Erklärung des Bieters beizufügen, dass er selbst Eigentümer der Fläche ist bzw. die Zustimmung des Eigentümers zur Nutzung der Fläche vorliegt.
- Dem Gebot sind Nachweise eines Aufstellungsbeschlusses, Offenlegungsbeschlusses oder Bebauungsplans in Kopie beizufügen, aus denen klar erkennbar ist, dass eine positive Beschlussfassung zum Zweck der Errichtung einer PV-Anlage stattgefunden hat.
- Für die Ausschreibungsteilnahme ist eine Teilnahmegebühr ($\approx 1.000 \text{ €} / \text{Gebot}$) sowie eine Erstsicherheit in Höhe von $5 \text{ €} / \text{kWp}$ zu entrichten. Für das jeweilige Gebot müssen diese finanziellen Anforderungen in voller Höhe bis zum Gebotstermin bei der BNetzA eingegangen sein. Die Überweisung von Gebühr und Erstsicherheit hat gemeinsam als eine Zahlung pro Gebot zu erfolgen.

Erhält das in die Auktion eingebrachte Gebot einen Zuschlag, ist eine Zweitsicherheit in Höhe von $45 \text{ €} / \text{kWp}$ bei der BNetzA zu hinterlegen. Die Höhe der Zweitsicherheit reduziert sich auf $20 \text{ €} / \text{kWp}$, sofern für das geplante Projekt ein „Beschluss über die Aufstellung oder Änderung eines Bebauungsplans“ nach Baugesetzbuch zum Zwecke der Errichtung einer PV-Anlage besteht (§37a Absatz 2 EEG 2017).

3.1.5 Umsetzungsbeispiel

Steckbrief PV-Anlage Kaiserslautern:

Die Firma Egon Aucher GmbH & Co. KG installierte im Jahr 2016 eine PV-Anlage auf ihren Produktionshallen. Die Motivation für die Installation war die Nutzung bisher ungenutzter Flächen für die regenerative Stromerzeugung. Ein Großteil des auf dem Dach produzierten Stromes wird in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist, nur drei Prozent des PV-Stromes wird durch die Firma vor Ort verbraucht. Die Anlage refinanziert sich somit über die Einspeisevergütung, die jährlich ca. 29.700 € beträgt.

- › Ort der Anlage: Kaiserslautern
- › Inbetriebnahme der Anlage: Juli 2016
- › Betreiber der Anlage: Egon Aucher GmbH & Co. KG, Merkurstr. 44 | 67663 Kaiserslautern
- › Projektierer der Anlage: Damm Solar GmbH, Pariser Str. 248 | 67663 Kaiserslautern
- › Größe der Anlage: 320 kWp (1280 Module à 250 Watt)
- › Verbaute Modultechnologie: 250 Watt polykristallin Solarmodul der Firma Axitec AC 250
- › (Erwarteter) jährlicher Stromertrag der Anlage: 271.600 kWh

- › Eigenverbrauchsanteil: drei Prozent
- › jährlicher Ertrag durch die EEG-Einspeisevergütung: ca. 29.700 €
- › THG-Einsparung der Anlage: ca. 170 t/a

Steckbrief PV-Anlage Bobenheim-Roxheim:

Die Anlage Bobenheim-Roxheim wurde als Volleinspeise-Anlage konzipiert mit der Zielsetzung einer nachhaltigen und sicheren Rendite. Zudem kann bei vorteilhaften Rahmenbedingungen der erzeugte Strom an den Betreiber der Logistikhallen verkauft werden.

- › Ort der Anlage: Bobenheim Roxheim
- › Inbetriebnahme der Anlage: Dezember 2016
- › Betreiber der Anlage: Regionaler Energieversorger
- › Projektierer der Anlage: Avantag Energy s.à r.l., 51, Route de Wasserbillig, L-6686 Mertert, Luxemburg
- › Größe der Anlage: 1.809,42 kWp
- › Verbaute Modultechnologie: Polykristalline 265 Watt Module, 3.408 Module
- › (Erwarteter) jährlicher Stromertrag der Anlage: 1.646.572 kWh
- › EEG-Einspeisevergütung pro Jahr: 155.075 €
- › THG-Einsparung der Anlage: ca. 890 t/a



Steckbrief PV-Anlage Trier:

Die Anlage Sektkellerei Trier wurde als Vollein-
speise Anlage konzipiert mit der Zielsetzung
einer nachhaltigen und sicheren Rendite.
Zudem kann bei vorteilhaften Rahmenbedin-
gungen der erzeugte Strom an den Betreiber
der Sektkellerei verkauft werden. Des Weiteren
wurde dem Besitzer der Gebäude eine Option
zur Übernahme der Anlage gemäß vorab
vereinbarten Preisen eingeräumt.

- Ort der Anlage: Trier
- Inbetriebnahme der Anlage: Mai 2016
- Betreiber der Anlage:
Regionaler Energieversorger
- Projektierer der Anlage: Avantag Energy s.à
r.l., 51, route de Wasserbillig |
L-6686 Mertert, Luxemburg
- Größe der Anlage: 998 kWp
- Verbaute Modultechnologie:
Polykristalline 265 Watt Module,
3.768 Module
- (Erwarteter) jährlicher
Stromertrag der Anlage:
880.300 kWh
- EEG-Einspeisevergütung
pro Jahr: ca. 92.000 €
- THG-Einsparung
der Anlage: ca. 440 t/a

3.2 Eigenverbrauch ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung

Wird der vor Ort auf, an oder in einem Objekt
produzierte Strom durch den PV-Anlagenbe-
treiber zur anteiligen Deckung des eigenen
Strombedarfs selbst genutzt, so handelt es
sich um Eigenverbrauch gemäß EEG. Da-
bei erfolgt in der Regel die Einspeisung des
überschüssigen Stroms in das Netz der all-
gemeinen Versorgung. Der Strombedarf, der
nicht durch die PV-Anlage gedeckt werden
kann, wird vom Stromverbraucher über das
Stromnetz bezogen. Wesentlich beim Eigen-
verbrauch ist die Personenidentität von Pro-
duzent und Verbraucher des Stromes (siehe
Kapitel 3.2.1), d. h. es erfolgt keine Lieferung
des Stromes an dritte Parteien. Hauptmotiv
für den Eigenverbrauch ist die (anteilige)
Vermeidung von Steuern, Entgelten und Um-
lagen, sodass der eigenverbrauchte Strom

Abb. 10 (li.): Blick auf die PV-Anlage auf dem Hallendach der Firma Egon
Auchter GmbH & Co. KG (Quelle: Damm Solar GmbH)

Abb. 11 (mi.): PV-Anlage auf einem Dach einer Gewerbehalle, die Anlage
speist den PV-Strom zu 100 Prozent ins Netz der allgemeinen Versorgung.
(Quelle: Avantag Energy s.à r.l.)

Abb. 12: PV-Anlage auf einer Sektkellerei speist den PV-Strom zu 100 Pro-
zent ins Netz der allgemeinen Versorgung (Quelle: Avantag Energy s.à r.l.)



günstiger ist, als der über das Netz bezogene Strom. Der Eigenverbrauch des PV-Stroms bietet demnach neben dem positiven Image für den Nutzer auch eine immer stärkere Grundlage für den wirtschaftlichen Betrieb von PV-Anlagen.

3.2.1 Rechtlicher Rahmen

Grundsätzlich muss für jede Kilowattstunde Strom, die an einen Endverbraucher geliefert wird bzw. von ihm verbraucht wird, die sogenannte EEG-Umlage von derzeit 6,880 €Cent / kWh (Stand 2017) gezahlt werden. Mit Inkrafttreten des EEG 2014 besteht diese Umlagepflicht prinzipiell auch für alle Eigenversorger. Hier wird allerdings nicht die komplette EEG-Umlage, sondern nur anteilig 40 Prozent der Umlage fällig. Ein sonstiger Verbrauch oder ein Eigenverbrauch aus fossilen Erzeugungsanlagen unterliegt der vollen EEG-Umlage. Der Prozentsatz kann sich unter bestimmten Voraussetzungen und bei bestimmten Anlagenkonstellationen (z. B. Kraftwerkseigenverbrauch, Inselanlagen oder Kleinanlagen) auch auf null reduzieren.

Um die oben genannten Vergünstigungen in Anspruch zu nehmen, muss aus rechtlicher Sicht der sogenannte Eigenverbrauch vorliegen. Dieser liegt vor, wenn eine natürliche oder juristische Person den selbst erzeugten Strom zeitgleich in unmittelbarem räumlichem Zusammenhang zur Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht ohne, dass der Strom durch das Netz der allgemeinen Versorgung durchgeleitet wird. Das heißt, es muss zunächst eine Personenidentität zwischen Erzeuger / Betreiber der Anlage und Verbraucher vorliegen.

Als Betreiber der Anlage gilt – unabhängig von den Eigentumsverhältnissen – diejenige Person, die die tatsächliche Sachherrschaft über die Anlage hat, ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und das wirtschaftliche Risiko trägt. Als Verbraucher des Stroms gilt derjenige, der den Strom tatsächlich, phy-

sikalischtechnisch verbraucht – unabhängig davon, ob er ihn erzeugt hat, käuflich oder unentgeltlich erworben hat oder z. B. über die Miete überlassen bekommt. Diese beiden Rollen müssen zwingend „selbst“, d. h. in eigener Person wahrgenommen werden, damit ein Eigenverbrauch vorliegen kann. Diese Betreibereigenschaft kann unter bestimmten Voraussetzungen auch vertraglich auf eine Person übertragen werden. Hier ist aber in jedem Fall eine Einzelfallprüfung notwendig.

HINWEIS

Wer als Eigenversorger gegen seine Meldefristen verstößt, riskiert die volle Zahlung der EEG-Umlage!

Beispiel 1:

Der klassische Eigenverbrauch findet im Einfamilienhaus statt. Hier betreibt Herr Müller eine PV-Anlage auf dem Dach und nutzt den erzeugten PV-Strom im Haus für das Licht, die Elektrogeräte etc. Es liegt eine Personenidentität auf Erzeuger- und Verbraucherseite vor – auch wenn er gemeinsam mit Frau und Kind den PV-Strom nutzt.

Beispiel 2:

Miet- oder Wohnheimkonstellationen (Vermieter ist Betreiber, Mieter bzw. Bewohner ist Verbraucher des Stroms), Genossenschaftsmodelle (Genossenschaft ist Betreiber, einzelne Genossen sind Verbraucher) oder auch Konzernverbände (Mutterkonzern ist Betreiber, Tochtergesellschaft ist Verbraucher) sind problematisch. In den genannten Fällen wird in der Regel aufgrund der fehlenden Personenidentität keine juristische Eigenversorgung vorliegen.

Neben der Personenidentität muss der Verbrauch im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zur Erzeugungsanlage erfolgen,

ohne dass er durch das Netz der allgemeinen Versorgung durchgeleitet wird. Hiervon kann regelmäßig ausgegangen werden, wenn über PV-Aufdachanlagen und dem Verbrauch im selben Gebäude gesprochen wird. Ist dies nicht der Fall, so muss zumindest eine Nähe zwischen Erzeugung und Verbrauch vorliegen. Die Einspeisung des Überschusses ins Netz der allgemeinen Versorgung ist jederzeit möglich, eine Vergütung erhalten allerdings nur Anlagen mit Leistungen kleiner gleich 750 kWp. Da keine Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung stattfindet, müssen auch keine Netzentgelte und damit verbundene Umlagen und Abgaben gezahlt werden.

3.2.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Wie oben beschrieben, ist ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Geschäftsmodellen, die auf dem Eigenverbrauch beruhen, die Vermeidung von Steuern, Entgelten und Umlagen, die für den eigengenutzten Strom nicht oder nur teilweise anfallen.

Für den in der PV-Anlage erzeugten und eigenverbrauchten Strom können die folgenden Kosten ggü. dem klassischen Strombezug über einen Stromlieferanten vermieden werden:

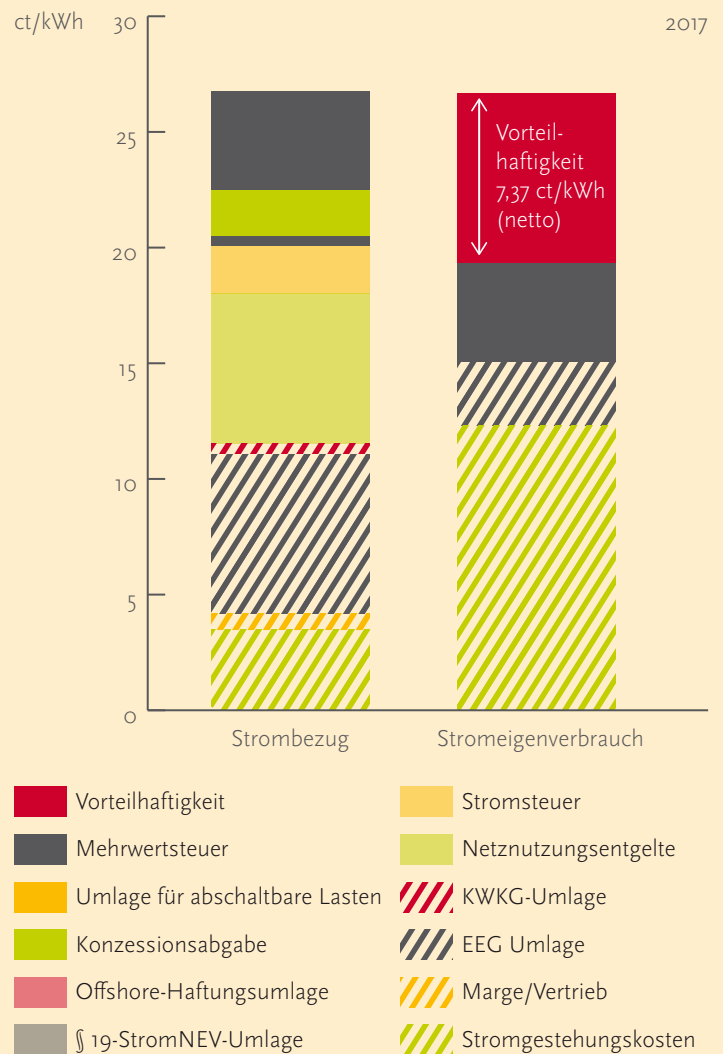
- Energiekosten, inkl. Marge des Stromlieferanten
- Netzentgelte
- (anteilige) EEG-Umlage (vollständige Vermeidung bei PV-Anlagen < 10 kWp bzw. 40-prozentige EEG-Umlage bei größeren Anlagen)
- KWKG-Umlage
- Stromsteuer
- Sonstige Umlagen (Konzessionsabgabe, Offshore-Haftungsumlage (§17f EnWG), Umlage für abschaltbare Lasten (§18 AbLaV), §19 StromNEV-Umlage)

Abbildung 13 zeigt beispielhaft die Komponenten der Strombezugskosten und des Eigenverbrauchs und die sich daraus

ergebenden finanziellen Vorteile des Eigenverbrauchs.

Die Kosteneinsparung, die sich durch Vermeidung des Strombezugs ergibt, ist darüber hinaus immer höher als die Vergütung nach dem EEG 2017 bei Einspeisung in das Stromnetz, was den wesentlichen Treiber der

ABBILDUNG 13: VORTEILHAFTIGKEIT DES EIGENVERBRAUCHS BEI EINER PV-ANLAGENGRÖSSE GRÖßER 10 kWp GEGENÜBER DEM STROMBEZUG AUS DEM NETZ AM BEISPIEL EINES KOMMUNALEN VERWALTUNGSGEBÄUDES



Darstellung: BET

Wirtschaftlichkeit darstellt. Je höher der Anteil des eigenverbrauchten (und nicht ins Netz eingespeisten) PV-Stromes ist, desto besser ist die Wirtschaftlichkeit.

Während die Vergütung nach EEG 2017 für den eingespeisten PV-Strom über einen Zeitraum von 20 Jahren konstant bleibt, ist aktuell davon auszugehen, dass die eingesparten Strombezugskosten durch Eigenverbrauch aufgrund wachsender Endverbraucherpreise weiter steigen werden, welches die Attraktivität des Eigenverbrauchs weiter erhöht.

Voraussetzung des Eigenverbrauchs ist die zeitgleiche Nutzung des von der PV-Anlage produzierten Stroms, die vom zeitlichen Verlauf des Verbrauchs und der Stromproduktion der PV-Anlage abhängt. Zeitliche Verläufe der Last oder Erzeugung werden auch als „Lastgang“ bezeichnet.

Der Lastgang der PV-Produktion ist im Wesentlichen vom Einstrahlwinkel der Sonne auf die PV-Module sowie deren Verschattung (durch Wolken, Bäume, Gebäude, etc.) abhängig und schwankt im Laufe eines Tages und der Jahreszeiten erheblich.

Das hier gezeigte Beispiel zeigt einen typischen PV-Lastgang während eines unbewölkten Sommertages im Juni und einer nach Süden ausgerichteten PV-Anlage ([Abbildung 14](#)) sowie einer nach Osten und Westen ausgerichteten PV-Anlage (u.) am Standort Mainz. Deutlich zu erkennen sind dabei zum einen die Zeiten, in denen keine PV-Stromproduktion stattfindet, aber dennoch Strombedarf im Verwaltungsgebäude besteht und zum anderen die starke Schwankung des PV-Lastgangs im Tagesverlauf¹. Die nach Süden ausgerichtete PV-Anlage (oberes Bild) produziert mehr Strom in den Mittagsstunden, die nach Osten und Westen ausgerichtete PV-Anlage produziert weniger Strom in dieser Zeit, hat aber einen gleichmäßigeren Verlauf des Lastganges. Dies verringert den Anteil des

Stromes, der in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird und erhöht den Anteil des eigenverbrauchten Stromes.

Der Lastgang des Verbrauchs ist abhängig von der Stromnutzung. So weist das Lastprofil eines Haushalts einen anderen Verlauf auf, als das eines Gewerbe-, landwirtschaftlichen Betriebes oder eines Bürogebäudes einer Kommune ([Abbildung 15](#)).

Während beim Lastprofil eines Haushaltes Lastspitzen mittags und abends auszumachen sind, die vom Wochentag abhängen, ist das Lastprofil eines Gewerbebetriebes, der werktags zwischen 8 und 18 Uhr produziert, sehr von der Produktion abhängig. Im Lastprofil eines Backbetriebs ist deutlich der hohe produktionsbedingte Strombedarf in der ersten Nachthälfte und den frühen Morgenstunden während der Woche und samstags erkennbar. Der Landwirtschaftsbetrieb

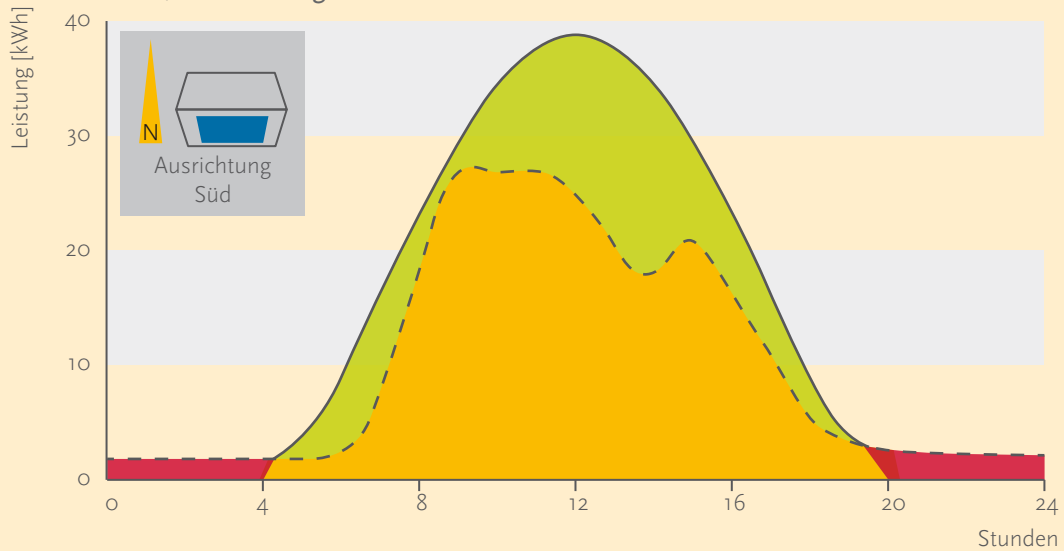
EXKURS LASTPROFILE

Bei Stromabnehmer mit einem Strombezug von über 100.000 kWh erfolgt eine Abrechnung als sog. RLM-Kunde. Hier kann ein Lastgang in viertelstündlicher Auflösung vom Netz- bzw. Messstellenbetreiber angefragt werden. Für Stromabnehmer mit einem geringeren Bezug erfolgt eine Abrechnung als SLP-Kunde. Hier liegt in der Regel kein Erfahrungswert zum individuellen Lastgang vor, sondern es werden sogenannte Standardlastprofile angewandt (s. [Abbildung 15](#)). Diese stellen eine Näherung dar und weichen in der Praxis immer vom tatsächlichen Verbrauchsverhalten ab.

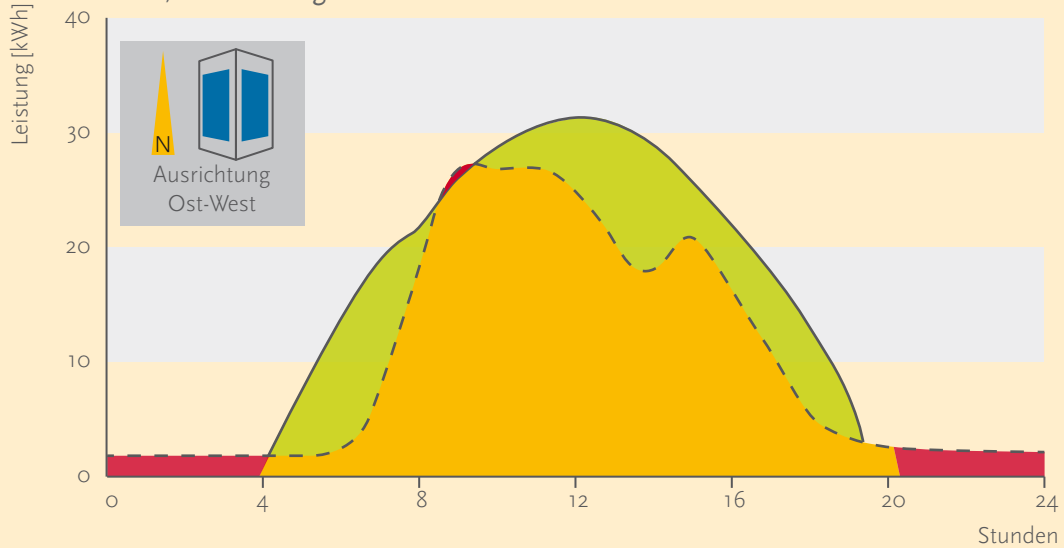
Im Falle der RLM-Kunden kann bei der Planung einer PV-Anlage relativ einfach eine mögliche Eigenverbrauchsquote ermittelt werden. Im Falle der SLP-Kunden sollte, wenn möglich, ein individuelles Nutzungsprofil ermittelt und berücksichtigt werden.

ABBILDUNG 14: BEISPIELLASTGÄNGE FÜR DIE STROMPRODUKTION AUS PV-ANLAGEN UND DER STROMLAST IN EINEM KOMMUNALEN VERWALTUNGSGE-
BÄUDE (SOMMER, WERKTAGS) MIT ZWEI VERSCHIEDENEN ANLAGEN-
AUSRICHTUNGEN

Standort Mainz, Ausrichtung Süd



Standort Mainz, Ausrichtung Ost-West



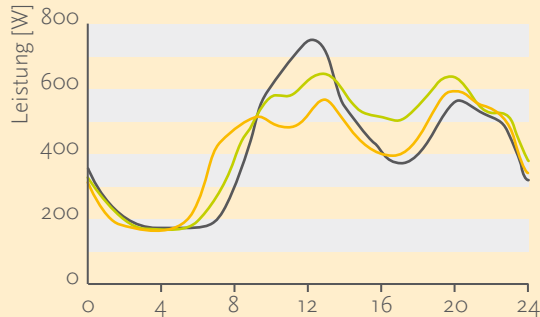
--- Last Einspeisung Eigenverbrauch Bezug — PV-Produktion

Abbildung 14 zeigt beispielhaft den Lastgang einer PV-Anlage und den Stromverbrauch (PV-Produktion) eines Verwaltungsgebäudes in einer Kommune. Der Stromverbrauch wird dabei vorrangig durch PV-Strom gedeckt (Eigenverbrauch). Überschüssiger Strom wird in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist (Einspeisung). Zu Zeiten, in denen die PV-Anlage keinen oder nur wenig PV-Strom produziert (in den Abend- und Morgenstunden), wird der fehlende Strombetrag aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen (Bezug).

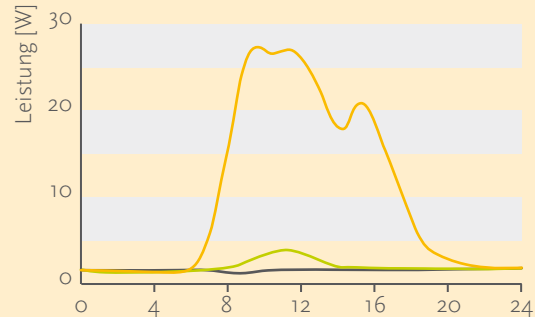
Darstellung: BET

ABBILDUNG 15: BEISPIELE VON LASTPROFILIEN BASIEREND AUF DEN VDEW-STANDARDLASTPROFILIEN (SOMMER)

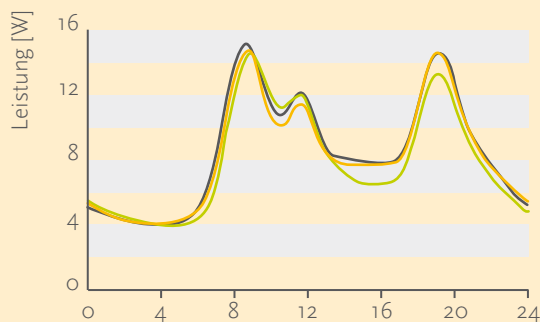
Haushalte



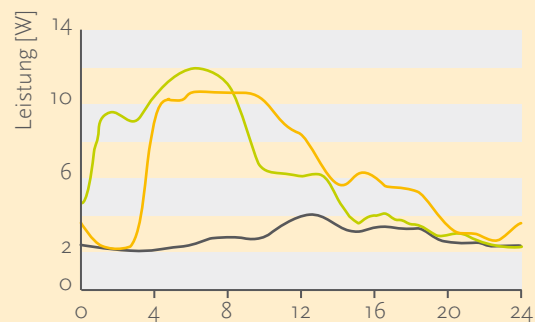
kommunale Gebäude und Gewerbe



Landwirtschaftsbetriebe allgemein



Backbetriebe



— Werktag — Samstag — Sonntag

Beispiele von Lastprofilen basierend auf den VDEW-Standardlastprofilen (Sommer)
Darstellung: BET

EXKURS KENNZAHLEN UND DEREN DEFINITION

Eigenverbrauchsanteil: Der Eigenverbrauchsanteil wird in Prozent angegeben. Er berechnet sich aus dem Anteil des Solarstroms, der vor Ort vom Endnutzer selbst verbraucht wird im Verhältnis zur gesamten Stromproduktion der PV-Anlage:

$$EV = EeV / EPV$$

(EeV – eigenverbraucher Solarstrom, EPV – gesamter durch die PV-Anlage produzierter Solarstrom)

Autonomiegrad: Der Autonomiegrad wird ebenfalls in Prozent angegeben. Er ist ein Maß der Unabhängigkeit vom Anschluss an

ein Netz der allgemeinen Versorgung. Je höher der Autonomiegrad eines Endnutzers ist, desto weniger Strom muss dieser aus dem Netz beziehen. Der Autonomiegrad berechnet sich wie folgt:

$$AG = EeV / (EeV + ENetz)$$

(EeV – eigenverbraucher Solarstrom, ENetz – Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung)

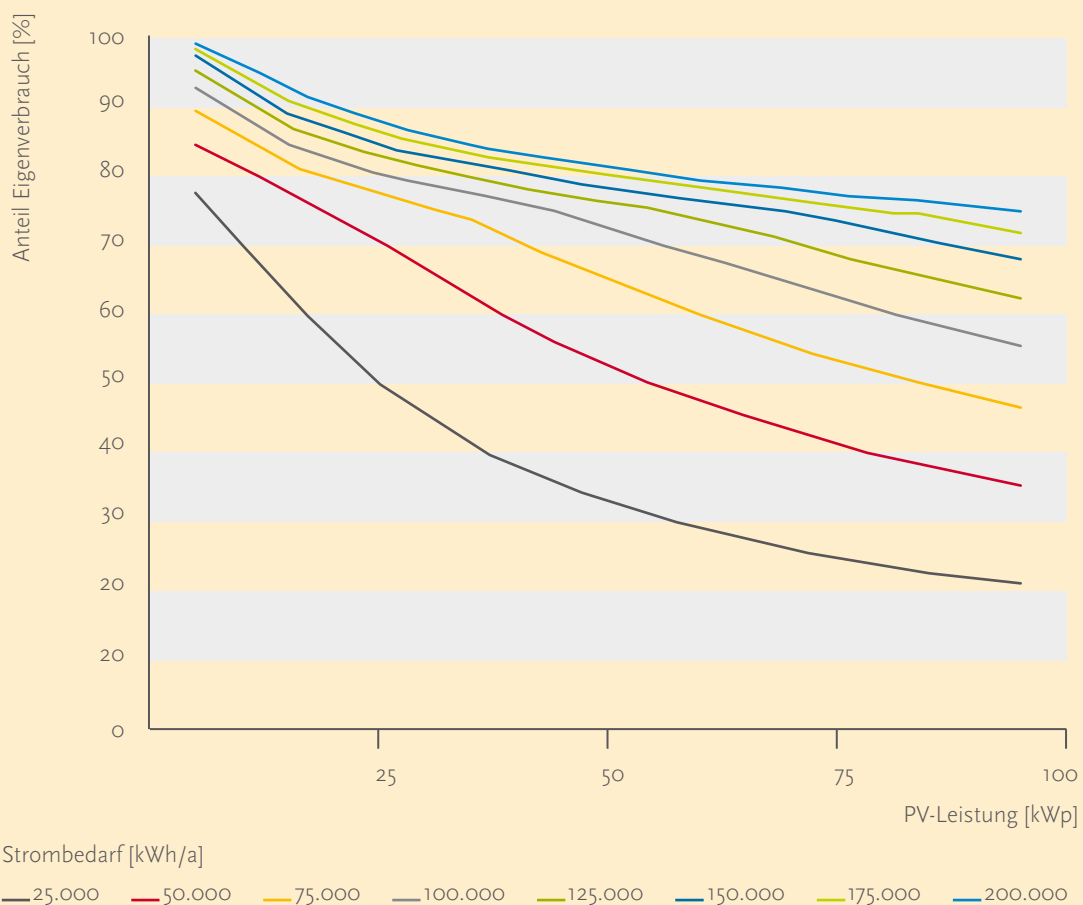
Der Eigenverbrauch und der Autonomiegrad sind abhängig von der Größe der PV-Anlage und dem Verbraucherverhalten bzw. dem Lastgang des Endnutzers.

hingegen weist eine ausgeprägte Lastspitze am frühen Morgen auf, die auf einen Strombedarf zu diesem Zeitpunkt für Melkung und Fütterung von Milchvieh zurückzuführen ist.

Für die Planung und Auslegung der Anlage und für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit ist eine möglichst gute Ermittlung des Eigenverbrauchsanteils und des erzielbaren Autonomiegrades wichtig. Dafür sollte, wenn möglich, der Lastgang des Verbrauchs und der Stromproduktion im Vorfeld analysiert werden. Die Größe der PV-Anlage und ggf. eines Speichers sollte entsprechend darauf abgestimmt sein, um einen möglichst hohen

Eigenverbrauchsanteil zu realisieren. Dabei gilt grundsätzlich (auch ohne Speicher), dass mit abnehmender Anlagegröße der zu erwartende Eigenverbrauchsanteil zunimmt. Abbildung 16 zeigt dazu beispielhaft den erzielbaren Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von der PV-Leistung und des Strombedarfs für ein kommunales Gebäude. Zu bedenken ist allerdings, dass mit einer kleineren PV-Anlage die Anschaffungskosten spezifisch ansteigen und der Autonomiegrad sinkt. D. h., dass für die vollständige Versorgung ein hoher Anteil Strom aus dem Netz gezogen werden muss.

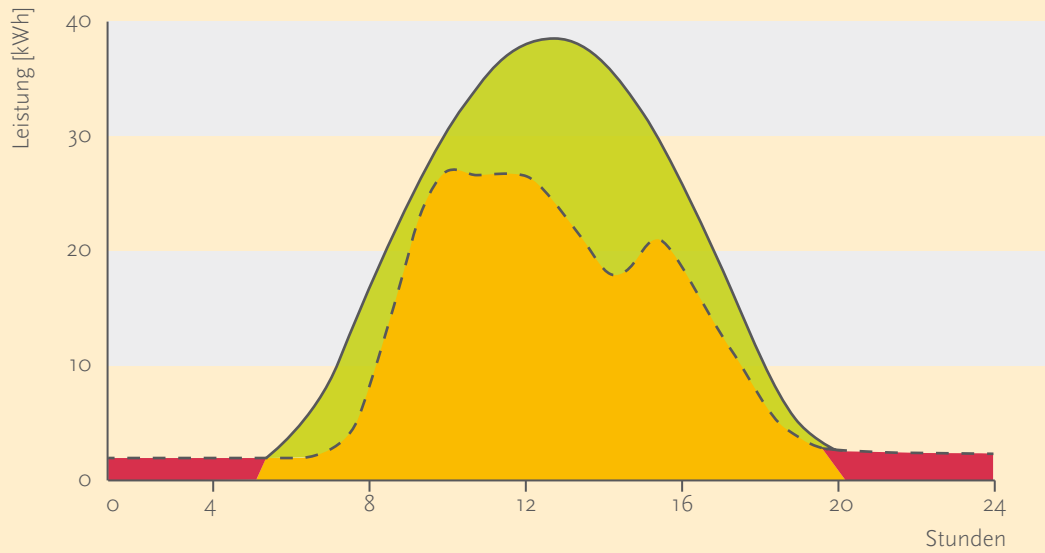
ABBILDUNG 16: ERZIELBARER EIGENVERBRAUCHSANTEIL IN ABHÄNGIGKEIT DES STROMVERBRAUCHS UND DER INSTALLIERTEN PV-LEISTUNG (BEISPIEL FÜR LASTGANG KOMMUNALER GEBÄUDE UND GEWERBE)



Darstellung: BET

ABBILDUNG 17: WIRKUNG EINES PV-SPEICHERS AUF DEN STROMBEZUG AUS DEM NETZ

Standort Mainz, Ausrichtung Süd (ohne Speicher)



Standort Mainz, Ausrichtung Süd (mit Speicher)

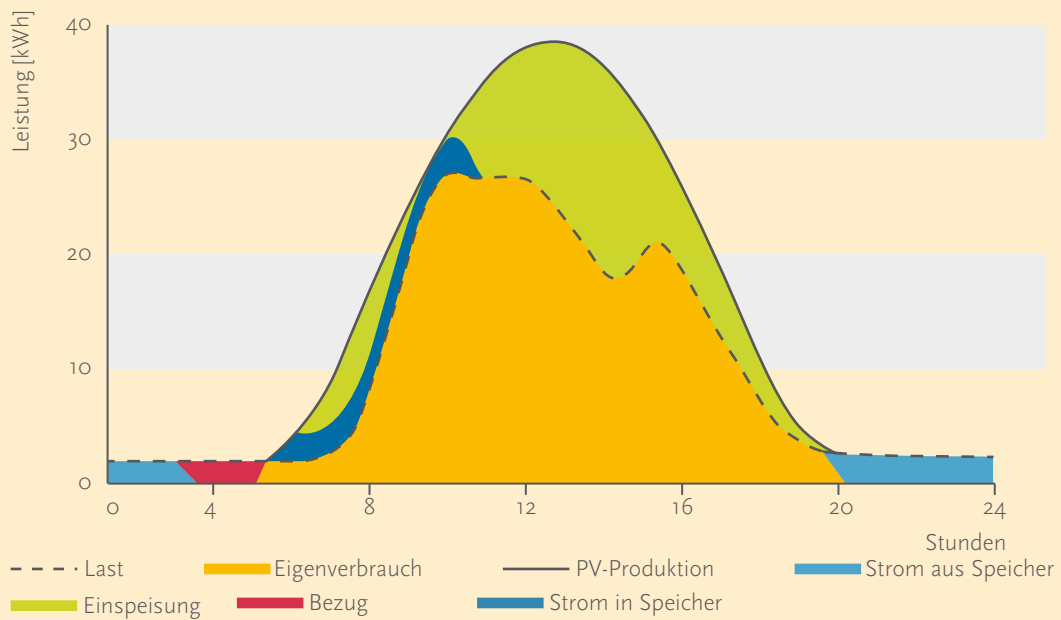


Abbildung 17 zeigt beispielhaft die Funktion eines Speichers. Dabei ist oben die in Abbildung 14 gezeigte PV-Anlage dargestellt, auf der rechten Seite die gleiche Anlage mit einem Speicher.

Darstellung: BET

Durch die Nutzung von Stromspeichern kann zu Zeiten, in denen die PV-Produktion die Verbrauchslast übersteigt, die überschüssige Energie in Batteriespeichern zwischengespeichert werden (siehe [Abbildung 17](#) unten). Aus den Batteriespeichern wird in Zeiten, in denen die PV-Stromproduktion für die Deckung der Verbrauchslast nicht ausreicht, Energie bereitgestellt. In Folge dessen steigt der Anteil des Eigenverbrauchs.

Ein großer Teil des produzierten Stromes wird nach wie vor eigenverbraucht, allerdings wird ein Teil der elektrischen Energie in Zeiten zwischengespeichert, an denen sonst eine Einspeisung in das Stromnetz erfolgen würde (dunkelblaue Fläche).

Dabei ist sowohl die maximale Leistung, die in den Speicher eingespeichert wird, als auch die Energiemenge begrenzt. Dies erklärt, warum ein Teil des Stromes eingespeist wird bzw. nach Erreichen der maximalen Speicherkapazität keine Einspeicherung mehr erfolgt. Der eingespeicherte Strom wird in Zeiten ohne bzw. mit geringer PV-Produktion verbraucht, der Bezug (rote Fläche) wird nochmals deutlich minimiert.

Aufgrund der zusätzlichen Investitionskosten von Speichern muss bei der Planung von einer PV-Anlage in Kombination mit einem Speicher ein Optimum gefunden werden, das zum einen möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil gewährleistet, zum anderen aber die Speicherkosten berücksichtigt. Eine sorgfältige Analyse der Lastgänge sowohl auf der Erzeugungsseite (PV-Strom) und der Verbraucherseite und eine Einsatzsimulation des Speichers können dabei Berücksichtigung finden. An-

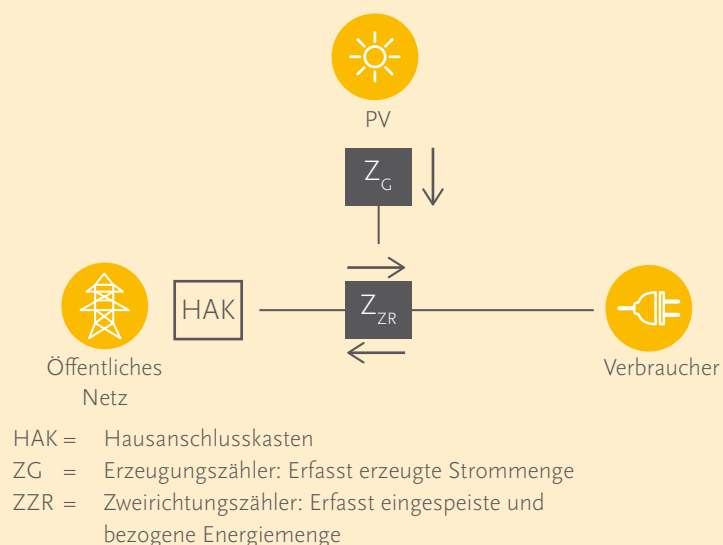
gesichts der schon in den letzten Jahren zu beobachtenden und weiter absehbaren stark sinkenden Investitionskosten für Batteriespeicher ist immer auch die Nachrüstung dieser zu einem späteren Zeitpunkt denkbar.

3.2.3 Technische Besonderheiten

Für Anlagen mit Eigenverbrauch gelten zunächst die gleichen technischen Anforderungen wie für Anlagen mit vollständiger Einspeisung, mit dem Zusatz, dass der eigenverbraachte Strom messtechnisch zu erfassen ist. [Abbildung 18](#) zeigt das hier angewandte Mess- und Zählkonzept, das aus einem Erzeugungs- und Zweirichtungszähler besteht.

Dabei erfasst der Erzeugungszähler die gesamte, von der PV-Anlage produzierte Strommenge. Der Zweirichtungszähler misst sowohl die in das Stromnetz eingespeiste, als auch die aus dem Netz bezogene Strommenge in zwei getrennten Zählwerken. Für den in das Netz eingespeisten Strom ist eine Vergütung nach EEG möglich (siehe [Kapitel 3.1](#)). Der aus dem Netz bezogene Strom wird

ABBILDUNG 18: MESS- UND ZÄHLKONZEPT BEI EIGENVERBRAUCH



Darstellung: BET

von einem Stromlieferanten (bspw. dem örtlichen EVU) zur Verfügung gestellt. Der eigenverbrauchte Strom aus der PV-Anlage entspricht dann der Differenz des von der PV-Anlage produzierten Stromes (erfasst vom Erzeugungszähler) und der in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strommenge. Der Stromverbrauch ist die Summe aus Strombezug (erfasst als Strombezug im Zweirichtungszähler) und eigenverbraucher Strommenge.

Gibt es in dem Objekt (jenseits des Zweirichtungszählers) mehr als einen Verbraucher,

sind für diese jeweils einzelnen Verbrauchszähler zur Zuordnung der aus dem Stromnetz bezogenen und eigenverbrauchten Strommengen nötig. Dabei ist zu beachten, dass hierbei die Personenidentität mit dem Stromerzeuger gewährleistet sein muss, d. h. der Betrieb der Anlage erfolgt gemeinschaftlich durch alle Stromverbraucher – dies ist in der Praxis juristisch allerdings nur schwer abbildbar. Oft handelt es sich bei den Verbrauchern um verschiedene Parteien eines Mietshauses. In diesen Fällen ist von einer Direktstromlieferung auszugehen (siehe [Kapitel 3.3](#)).

3.2.4 Checkliste für die Umsetzung PV-Anlagen, deren Strom eigenverbraucht wird, sind in aller Regel Anlagen, die nicht von der Ausschreibungspflicht betroffen sind (Anlagen mit Nennleistungen kleiner 750 kWp). Für diese sind folgende Hinweise zu beachten:

- Prüfung der Notwendigkeit einer Baugenehmigung, speziell bei Gebäuden, die unter Denkmalschutz stehen.
- Prüfung der Dacheignung (Statik, Lebenserwartung, Asbest), auf dem die PV-Anlage errichtet werden soll, z. B. bei Gebäuden mit Flachdächern, Hallen, Scheunen oder älteren Gebäuden.
- Rechtzeitige Antragstellung auf Netzananschluss beim zuständigen VNB (sog. Netzananschlussbegehren).
- Rechtzeitige Antragstellung auf Messstellenbetrieb beim zuständigen Messstellenbetreiber (der meist identisch ist mit dem VNB). Ab 01.01.2017 hat sich diese Grundzuständigkeit auf den Messstellen-

betreiber übertragen, wobei dem EEG-Anlagenbetreiber künftig auch frei steht, den Messstellenbetrieb einem Dritten zu übertragen oder selbst durchzuführen. Voraussetzung hierzu ist die Gewährleistung eines einwandfreien Messstellenbetriebs. Bestätigung der Anerkennung des Messkonzeptes durch Messstellenbetreiber

- Berücksichtigung von technischen Einrichtungen zur ferngesteuerten Leistungsreduzierung und Abruf der Ist-Einspeiseleistung (1/4-stündlich).
- Meldung an BNetzA und dem zuständigen VNB mit Angaben zum Standort der Anlage und der Nennleistung in kWp, spätestens bis zum Tag der Inbetriebnahme.
- Mitteilung der Veräußerungsform des PV-Stroms beim VNB
- Registrierung der PV-Anlage im Marktstammdatenregister
- Meldung aller für die Endabrechnung der EEG-Umlage für das Vorjahr erforderlichen Daten beim zuständigen VNB bis zum 28.02. eines Jahres.

Abb. 19 (li.): Aufdachanlage der Firma Draht Hemmer Betriebs GmbH
(Quelle: Damm Solar GmbH).

Abb. 20: Blick auf die PV-Anlage des Weinguts Kilian-Bopp. Die Anlage wurde in Ost-West-Ausrichtung mit Aufständerrichtung errichtet
(Quelle: Solar-Info-Zentrum SiZ GmbH)

3.2.5 Umsetzungsbeispiele

Steckbrief PV-Anlage Kaiserslautern:

Die Firma Draht Hemmer Betriebs GmbH errichtete eine PV-Anlage auf dem Dach seiner Produktionshalle. Durch eine gute Planung im Vorfeld der Errichtung der PV-Anlage konnte eine optimale Anlagengröße für die Firma gefunden werden. Der Großteil des PV-Stroms wird durch die Firma vor Ort selbst verbraucht. Nur 20 Prozent des produzierten PV-Stroms werden eingespeist.

- › Ort der Anlage: Kaiserslautern
- › Inbetriebnahme der Anlage: November 2016
- › Betreiber der Anlage:
Draht Hemmer Betriebs GmbH,
Blechhammerweg 3 | 67659 Kaiserslautern
- › Projektierer der Anlage:
Damm Solar GmbH,
Pariser Str. 248 | 67663 Kaiserslautern
- › Größe der Anlage: 29,975 kWp
(109 Module à 275 Watt)
- › Verbaute Modultechnologie:
275 Watt polykristallin Solarmodul der Firma Heckert Solar
- › (Erwarteter) jährlicher Stromertrag der Anlage: ca. 24.600 kWh
- › Eigenverbrauchsanteil: 80 Prozent
- › jährlicher Ertrag durch die EEG-Einspeisevergütung: ca. 594 €
- › THG-Einsparung der Anlage: ca. 17 t/a

Steckbrief PV-Anlage Edenkoben:

Das Weingut Kilian-Bopp strebt einen ökologischen Weinbau an. Aus diesem Grund wurde auf einem Gebäude des Weinguts eine PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung errichtet. Da es sich bei dem Dach um ein Flachdach handelte, wurden die PV-Module mittels Aufständering auf dem Dach installiert. Dies gewährleistet einen höheren Stromertragswert der Anlage. Neben der Anlage wurde ein Speicher mit einer Kapazität von 13,8 kWh installiert. Das System wurde auf den Lastgang des Weingutes abgestimmt, sodass der produzierte PV-Strom zum überwiegenden Teil (ca. 60 Prozent) vor Ort selbst verbraucht werden kann.

- › Ort der Anlage: Edenkoben
- › Inbetriebnahme der Anlage: September 2016
- › Betreiber der Anlage:
Weingut Kilian-Bopp, Heike Kilian-Bopp,
Bismarckstr. 7a | 67480 Edenkoben
- › Projektierer der Anlage:
Solar-Info-Zentrum SIZ GmbH,
Solarparkstr. 1 | 67435 Neustadt an der
Weinstraße
- › Größe der Anlage: 10,50 kWp (30 x 350 Wp)
- › Verbaute Modultechnologie: monokristallin
- › (Erwarteter) jährlicher Stromertrag der Anlage: 9.900 kWh
- › Eigenverbrauchsanteil: 58,6 Prozent
- › jährlicher Ertrag durch die EEG-Einspeisevergütung: ca. 460 €
- › THG-Einsparung der Anlage: ca. 8 t/a





Abb. 21 (o.):
Aufdachanlage
der Schlosserei
Neumann
GmbH
(Quelle:
Damm Solar
GmbH).



Abb. 22:
Fassaden-
integrierte
PV-Anlage am
Gebäude der
Georg-von-
Neumayer-
Stiftung der
Pollichia e.V.
(Quelle:
Solar-Info-
Zentrum SIZ
GmbH).

Steckbrief PV-Anlage

Bruchmühlbach-Miesau:

Im Dezember 2016 installierte die Schlosserei Neumann GmbH aus Bruchmühlbach-Miesau eine PV-Aufdachanlage auf dem Firmengelände. Durch die Errichtung strepte die Schlosserei eine höhere Unabhängigkeit von steigenden Strombezugskosten und die Einsparung von Energiekosten an. Rund 70 Prozent des PV-Stroms wird durch die Schlosserei vor Ort selbst verbraucht. Bei der Errichtung der Anlage kamen Module mit unterschiedlichen Leistungsklassen zum Einsatz.

- Ort der Anlage: Bruchmühlbach-Miesau
- Inbetriebnahme der Anlage: Dezember 2016
- Betreiber der Anlage: Schlosserei Neumann GmbH, Pfühlstr. 41 | 66892 Bruchmühlbach-Miesau

- Projektierer der Anlage: Damm Solar GmbH, Pariser Str. 248 | 67663 Kaiserslautern
- Größe der Anlage: 270,17 kWp (557 Module à 260 Watt & 165 Module à 265 Watt und 88 Module à 270 Watt)
- Verbaute Modultechnologie: 260, 265 und 270 Watt polykristallin Solarmodul der Firma Heckert Solar
- (Erwarteter) jährlicher Stromertrag der Anlage: ca. 271.600 kWh
- Eigenverbrauchsanteil: 70 Prozent
- jährlicher Ertrag durch die EEG-Einspeisevergütung: ca. 7760 €
- THG-Einsparung der Anlage: ca. 190t/a

Steckbrief PV-Anlage

Neustadt an der Weinstraße:

Das gesamte Gebäude der Georg-von-Neumayer-Stiftung der Pollichia e.V. wurde unter dem Aspekt der Nachhaltigkeit geplant. Unter anderem wurde bei der Verwendung von Baustoffen auf regionale Produkte, wie Holz und Sandstein aus dem Pfälzer Wald, geachtet. Zum Gesamtkonzept gehört auch der nachhaltige Umgang mit Energie. Aus diesem Grund wurde eine fassadenintegrierte PV-Anlage am Gebäude errichtet, der produzierte PV-Strom wird zum Teil vor Ort selbst verbraucht, der restliche Strom wird ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist.

- › Ort der Anlage: Neustadt an der Weinstraße
- › Inbetriebnahme der Anlage: Juni 2015
- › Betreiber der Anlage: Georg-von-Neumayer-Stiftung der Pollichia e.V., Verein für Naturforschung und Landschaftspflege, Erfurter Str. 7 | 67433 Neustadt an der Weinstraße
- › Projektierer der Anlage: Solar-Info-Zentrum SIZ GmbH, Solarparkstr. 1 | 67435 Neustadt an der Weinstraße
- › Größe der Anlage: 15,52 kWp (69 x 225 Wp)
- › Verbaute Modultechnologie: polykristallin
- › (Erwarteter) jährlicher Stromertrag der Anlage: 10.700 kWh
- › Eigenverbrauchsanteil: 30 Prozent
- › jährlicher Ertrag durch die EEG-Einspeisevergütung: ca. 900 €
- › THG-Einsparung der Anlage: ca. 8,6 t/a

Steckbrief PV-Anlage

Bruchmühlbach-Miesau:

Die Firma Kaus Backes GmbH aus Bruchmühlbach-Miesau errichtete im Juni 2016 eine PV-Anlage auf dem Dach seiner Produktionshalle. Der Großteil des Stromverbrauchs der Firma fällt tagsüber an. Dadurch kann ein Großteil des PV-Stroms vor Ort verbraucht werden (Eigenverbrauchsanteil 80 Prozent). Die Firma reduziert somit die Stromkosten und investierte in eine nachhaltige und saubere Energieversorgung.

- › Ort der Anlage: Bruchmühlbach-Miesau
- › Inbetriebnahme der Anlage: Juni 2016
- › Betreiber der Anlage: Kaus Backes GmbH – Maschinen- und Werkzeugbau, Eisenbahnstr. 11 | 66892 Bruchmühlbach-Miesau
- › Projektierer der Anlage: Damm Solar GmbH, Pariser Str. 248 | 67663 Kaiserslautern
- › Größe der Anlage: 80,08 kWp (308 Module à 260 Watt)
- › Verbaute Modultechnologie: 260 Watt polykristallin Solarmodul der Firma Heckert Solar
- › (Erwarteter) jährlicher Stromertrag der Anlage: 75.275 kWh
- › Eigenverbrauchsanteil: 80 Prozent
- › jährlicher Ertrag durch die EEG-Einspeisevergütung: ca. 1710 €
- › THG-Einsparung der Anlage: ca. 52 t/a



Abb. 23:
Aufdachanlage
der Firma Kaus
Backes GmbH
(Quelle:
Damm Solar
GmbH).

3.3 Direktstromlieferung ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung

Eine weitere Vermarktungsmöglichkeit ist die Direktstromlieferung ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung. Darunter versteht man die Veräußerung des PV-Stroms an einen Dritten, wenn der Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird und nicht durch ein Netz der allgemeinen Versorgung durchgeleitet wird. Dieser Dritte kann bspw. ein oder mehrere Mieter oder ein Gewerbeunternehmen sein.

Die Nutzung des erneuerbaren Stromes vor Ort, d. h. ohne Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz, macht diese Vermarktungsmöglichkeit erst wirtschaftlich attraktiv, wie in [Kapitel 3.3.2](#) näher ausgeführt wird. Die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes für die Belieferung einer dritten Partei ist im Rahmen einer Direktstromlieferung möglich. Durch die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes sind allerdings Abgaben und Umlagen (Netzentgelte und weitere über Netzentgelte gewälzte Abgaben) auf den gelieferten Strom abzuführen, was grundsätzlich die Wirtschaftlichkeit für potenzielle Geschäftsmodelle der Direktstromlieferung mit Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung vermindert.

Eine besondere Ausgestaltungsform einer Direktstromlieferung ohne Netznutzung stellt das Mieterstrommodell dar. Mieterstrommodelle genießen bei Einhaltung bestimmter rechtlich-regulatorischer Vorgaben (siehe [Kapitel 3.3.1](#)) eine zusätzliche Förderung,

die sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit dieses Geschäftsmodells auswirkt (siehe [Kapitel 3.3.2](#)).

3.3.1 Rechtlicher Rahmen

In Abgrenzung zum Eigenverbrauch liegt bei dieser Variante der Direktstromlieferung keine Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Stromverbraucher vor. Wichtig ist jedoch, dass der PV-Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und dieser nicht durch das Netz der allgemeinen Versorgung durchgeleitet wird.

Für den mit der PV-Anlage vor Ort erzeugten und an Dritte direkt gelieferten PV-Strom erhält der Anlagenbetreiber keine EEG-Vergütung vom Netzbetreiber, sondern ein vorab mit dem Dritten ausgehandeltes und vertraglich vereinbartes Entgelt.

Eine regulatorische Besonderheit innerhalb dieser Vermarktungsmöglichkeit von PV-Strom stellt das Mieterstrommodell dar.

EXKURS KÜNFTIGE ÄNDERUNG DER NETZENTGELT-SYSTEMATIK UND FOLGEN FÜR DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT EINER DIREKTSTROMLIEFERUNG

Das BMWi hat u. a. mit dem Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (BWi 2015) eine Reform der Netzentgeltsystematik angekündigt. Sollte es demnach bspw. zu einer Erhöhung der Leistungspreise für einen Netzanschluss kommen, wäre die Wirtschaftlichkeit dieser Vermarktungsmöglichkeit (gegenüber dem klassischen Strombezug) deutlich schlechter gestellt. Aktuell wird für private Haushalte der überwiegende Teil der Netzentgelte über den Arbeitspreis, d. h. mit jeder bezogenen Kilowattstunde Strom abgerechnet. Der monatlich zu entrichtende Leistungspreis hat eine untergeordnete Bedeutung. Größere Fixkostenbestandteile bestehen damit nicht. Wird zukünftig die Abrechnungssystematik stärker auf ein leistungspreisorientiertes Entgelt abgestellt, das unabhängig der Nutzung eines Eigenverbrauchs- oder Direktstromliefermodells abgeführt werden müsste, könnte ein großer Kostenbestandteil in der Vorteilhaftigkeit des Modells i. H. v. bis zu 6,0 €Cent / kWh wegfallen.

Sofern die Voraussetzung erfüllt ist, dass die PV-Anlage(n) auf, an oder in einem Wohngebäude installiert ist (sind) und die Nennleistung der Anlage(n) insgesamt nicht 100 kWp übersteigen ist eine EEG-Förderung möglich. Dazu ist der vor Ort erzeugte Strom an Letztverbraucher zu liefern, die den Strom im Wohngebäude verbrauchen. Außerdem muss die Voraussetzungen erfüllt sein, dass mindestens 40 Prozent der Fläche des Gebäudes dem Wohnen dient.

Bis zu 500 MWp werden jährlich nach dem First-Come-First-Serve Prinzip (Windhundverfahren) gefördert. Die Höhe des Mieterstromzuschlags (Vergütung) bestimmt sich aus den üblichen anzulegenden Werten, d. h. der Einspeisevergütung bei Netzeinspeisung, abzüglich 8,50 €Cent / kWh. Die Höhe des Mieterstromzuschlags ist demnach gleichartig gestaffelt nach installierter Leistung der Anlage, wie die reguläre Einspeisevergütung (vgl. Ausführungen in [Kapitel 3.1.2](#)). Am Ende kann mit einem Mieterstromzuschlag zwischen 2,10 €Cent / kWh und 3,71 €Cent / kWh gerechnet werden, der allerdings gleichfalls dem atmenden Deckel der regulären Einspeisevergütung folgt.

Für den Erhalt des Mieterstromzuschlags muss darüber hinaus gewährleistet sein, dass die Höhe des hieraus kreierte Stromtarifs für die Mieter des Wohngebäudes nicht 90 Prozent des Grundversorgungstarifs des jeweiligen Netzgebietes überschreitet. Ebenfalls ist eine jährliche Kündigungsmöglichkeit des Stromtarifs vorzusehen.

Mit der Belieferung des PV-Stroms an Dritte wird der Stromlieferant aus rechtlicher Sicht ein EVU mit allen energierechtlichen Pflichten und Anforderungen. Hinzuweisen ist hier auf verschiedene Melde- und Anzeigepflichten oder die Rechnungslegung und -gestaltung nach den Vorgaben des §40 EnWG. Das bedeutet z. B., dass die Rechnung einfach und allgemein verständlich gestaltet sein

muss, dass Angaben über die Vertragsdauer, den geltenden Preisen und den nächstmöglichen Kündigungsterminen enthalten sein müssen, wie auch die Anfangs- und Endzählerstände des abgerechneten Zeitraums.

Des Weiteren fallen verschiedene Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten an. So müssen z. B. bis zum 28. Februar eines Jahres die für die Endabrechnung des Vorjahres erforderlichen Daten an den VNB geliefert werden. Ebenfalls müssen die an den Endverbraucher (Dritten) gelieferten Energiemengen gegenüber dem ÜNB und der BNetzA gemeldet werden.

Daneben muss in der Regel beim zuständigen Hauptzollamt eine stromsteuerliche Erlaubnis beantragt werden, die für die Belieferung eines Dritten mit Strom benötigt wird. Voraussetzung hierfür ist u. a. das ordnungsgemäße Führen kaufmännischer Bücher oder auch das rechtzeitige Aufstellen von Jahresabschlüssen.

EVUs sind in der Regel auch umsatz- und gewerbesteuerpflichtig, wobei ggf. eine Stromsteuerbefreiung geltend gemacht werden kann. Da es sich nicht um einen Eigenverbrauch handelt, besteht die Pflicht zur Zahlung der vollen EEG-Umlage, allerdings entfallen bei Nichtnutzung des Stromnetzes in der Regel die Netzentgelte, Konzessionsabgaben, KWKG-Umlage, Umlage nach §19 StromNEV / §18 AbLaV, Offshore Haftungsumlage und Stromsteuer.

Der Überschussstrom, der nicht an einen Dritten veräußert wird, kann selbst verbraucht (Eigenverbrauch) oder in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden – der Netzbetreiber ist weiterhin zu einer Abnahme und Vergütungszahlung des PV-Stroms verpflichtet. Hierbei ist zu beachten, dass bei PV-Anlagen mit installierter Leistung über 100 kWp weiter die Direktvermarktungspflicht in Verbindung mit dem Marktprämi-

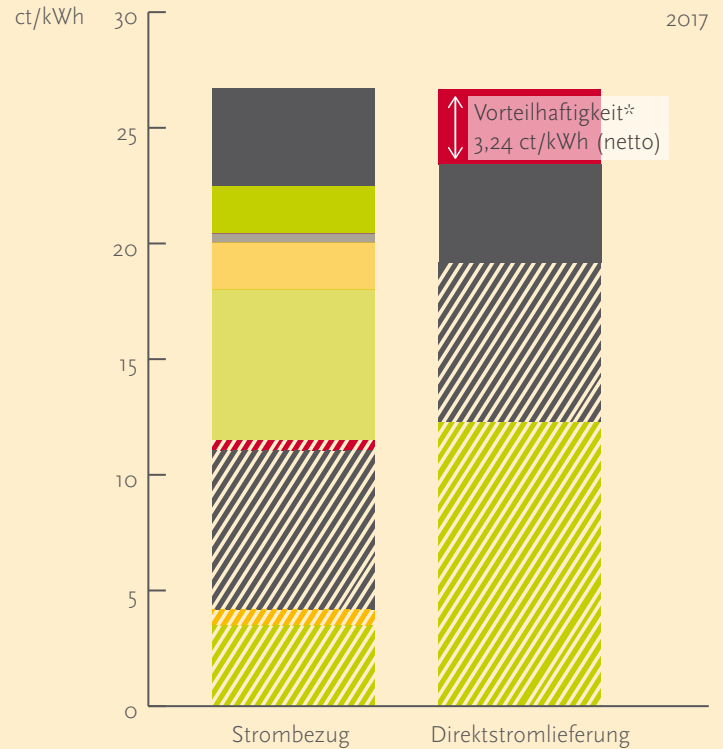
enmodell greift (siehe Ausführungen unter Kapitel 3.1.1).

3.3.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die finanzielle Vorteilhaftigkeit einer Direktstromlieferung resultiert, wie beim Eigenverbrauch, aus Opportunitätskostenüberlegungen. Während durch den normalen Strombezug über einen Stromlieferanten eine Vielzahl von Abgaben und Umlagen auf den eigentlichen Marktpreis für Strom zu zahlen sind, entfallen Teile der Abgaben und Umlagen bei Umsetzung einer Direktstromlieferung mit einer PV-Anlage. Bei Nichtnutzung des öffentlichen Stromnetzes im Rahmen der Direktstromlieferung entfallen nicht nur die Netzentgelte selbst, sondern auch sämtliche Abgaben und Umlagen, die über die Netzentgelte gewälzt werden. Diese sind die KWKG-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage (§17f EnWG), die Konzessionsabgabe, die Umlage nach §19 StromNEV sowie die Umlage für abschaltbare Lasten nach §18 AbLaV. Auch die Stromsteuer entfällt für jenen Teil des Stromes, der vor Ort Dritten direkt geliefert wird. Abbildung 24 zeigt die grundsätzliche Vorteilhaftigkeit dieses Modells gegenüber dem klassischen Strombezug über einen Stromlieferanten.

Aktuell ist die volle EEG-Umlage (6,880 €Cent / kWh für 2017) auf den direktbeliefernten PV-Strom zu zahlen. Einen weiteren großen Anteil am Endverbraucherpreis für die Umsetzung eines solchen Modells haben die Selbstkosten des Projekts. Diese setzen sich aus den Kosten für die Planung, Errichtung, Abrechnung sowie den Betrieb und die Wartung der PV-Anlage zusammen. Zwecks der Vergleichbarkeit wurden für die Umsetzung eines solchen Modells als Selbstkosten die aktuellen SGK für kleine PV-Anlagen unterstellt (konservativer Ansatz). Wird die volle Zahlung der EEG-Umlage im Direktstromliefermodell berücksichtigt, ergibt sich eine netto Vorteilhaftigkeit von 3,24 €Cent / kWh. Für die Ermittlung der netto

ABBILDUNG 24: VORTEILHAFTIGKEIT DER DIREKTSTROMLIEFERUNG GEGENÜBER DEM STROMBEZUG AUS DEM NETZ



- | | | | |
|--|--------------------------------|--|-----------------------|
| | Vorteilhaftigkeit | | Stromsteuer |
| | Mehrwertsteuer | | Netznutzungsentgelte |
| | Umlage für abschaltbare Lasten | | KWK-Aufschlag |
| | Konzessionsabgabe | | EEG Umlage |
| | Offshore-Haftungsumlage | | Marge Vertrieb |
| | § 19-StromNEV-Umlage | | Stromgestehungskosten |

* Vorteilhaftigkeit bei Mieterstrommodellen steigt um 2,10 bis 3,71 €Cent/kWh an.

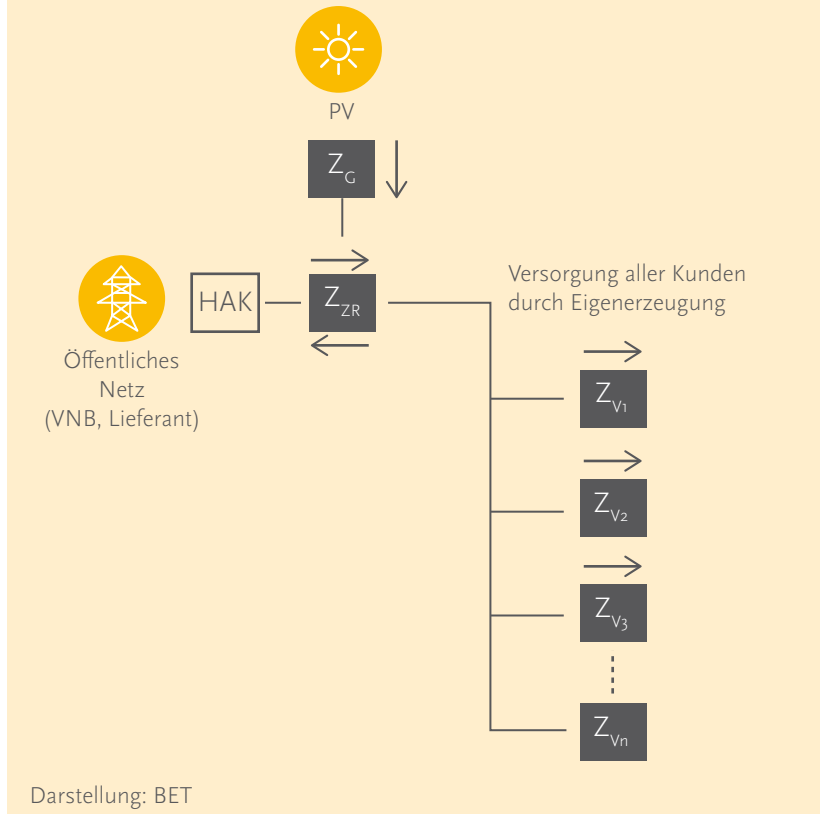
Darstellung: BET

Vorteilhaftigkeit wurde ein Strombezugspreis (netto Arbeitspreis) von 22,42 €Cent / kWh für einen mittleren Endverbraucherhaushalt unterstellt. Werden Steuern berücksichtigt (Mehrwertsteuern aus Sicht der Endverbraucher), steigt die Vorteilhaftigkeit weiter leicht an.

Aus der resultierenden Vorteilhaftigkeit von 3,24 €Cent / kWh netto sind allerdings Aufwendungen zu finanzieren, die mit der Umsetzung einer Direktstromlieferung mit einer PV-Anlage verknüpft sind. Diese umfassen u. a. die Installation von weiteren (intelligenten) Zählern zur Energiemengenabrechnung, die Gewährleistung der Residuallastlieferung, für jene Zeiten, in denen der Strombedarf der direktbeliefernten Endverbraucher nicht durch die Stromerzeugung der PV-Anlage gedeckt werden kann, Vertriebskosten für die Ansprache und Gewinnung von Kunden, oder Kosten für die Erweiterung der IT-Systeme, um eine automatisierte Abrechnung und Abbildung der Direktlieferung bei wiederholter Umsetzung automatisiert und standardisiert (im Unternehmen) vornehmen zu können. Es wird deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit dieses Modells aktuell begrenzt ist und von einer professionellen und effizienten Projektplanung und -umsetzung abhängig ist.

Durch den Beschluss des Bundeskabinetts zur Annahme des Gesetzesentwurfs zur Förderung von Mieterstrom am 26.04.2017 wird die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von Mieterstrommodellen sogar weiter erhöht. Die in [Abbildung 24](#) dargestellte Vorteilhaftigkeit erhöht sich durch den erhaltenden Mieterstromzuschlag auf voraussichtlich ca. 5,34 €Cent / kWh bis 6,95 €Cent / kWh (ohne die Berücksichtigung künftiger Degressionen des Zuschlags). Durch den Vergütungszuschlag bei Sicherstellung der regulatorischen Vorgaben eines Mieterstrommodells wird

ABBILDUNG 25: MESSKONZEPT BEI VOLLSTÄNDIGER VERSORGUNG ALLER BEWOHNER EINER IMMOBILIE MIT STROM AUS DER ERZEUGUNGSANLAGE



also eine ähnliche Wirtschaftlichkeit erreicht, wie bei Eigenverbrauchsmodellen. Die Förderung erster Mieterstromprojekte soll noch in 2017 erfolgen.

3.3.3 Technische Besonderheiten

Die für Abrechnungszwecke korrekte messtechnische Abbildung der Mengenflüsse in einem Direktstromliefermodell stellt keine leichte Aufgabe dar. Im einfachsten Fall werden alle Mieter des Wohnobjekts mit Strom aus der PV-Anlage versorgt und es erfolgt eine gemeinsame Reststromlieferung für alle versorgten Endverbraucher bzw. Mieter über einen Stromlieferanten. [Abbildung 25](#) stellt für diesen Fall die erforderliche Zähleranordnung dar.

Die Abrechnung der eingespeisten und bezogenen Strommenge erfolgt über den Zweirichtungszähler mit dem Messstellenbetreiber (meist VNB) und Stromlieferanten. Die Ablesung und Abrechnung der einzelnen Verbrauchszähler für jeden Mieter kann unabhängig von Dritten erfolgen. Hierfür ist kein Messstellenbetrieb im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) erforderlich. Die Vorhaltung eines (nicht zwangsläufig intelligenten) Zählers je Mieter ist dennoch notwendig, um die Stromkosten den einzelnen Mietern zuordnen zu können.

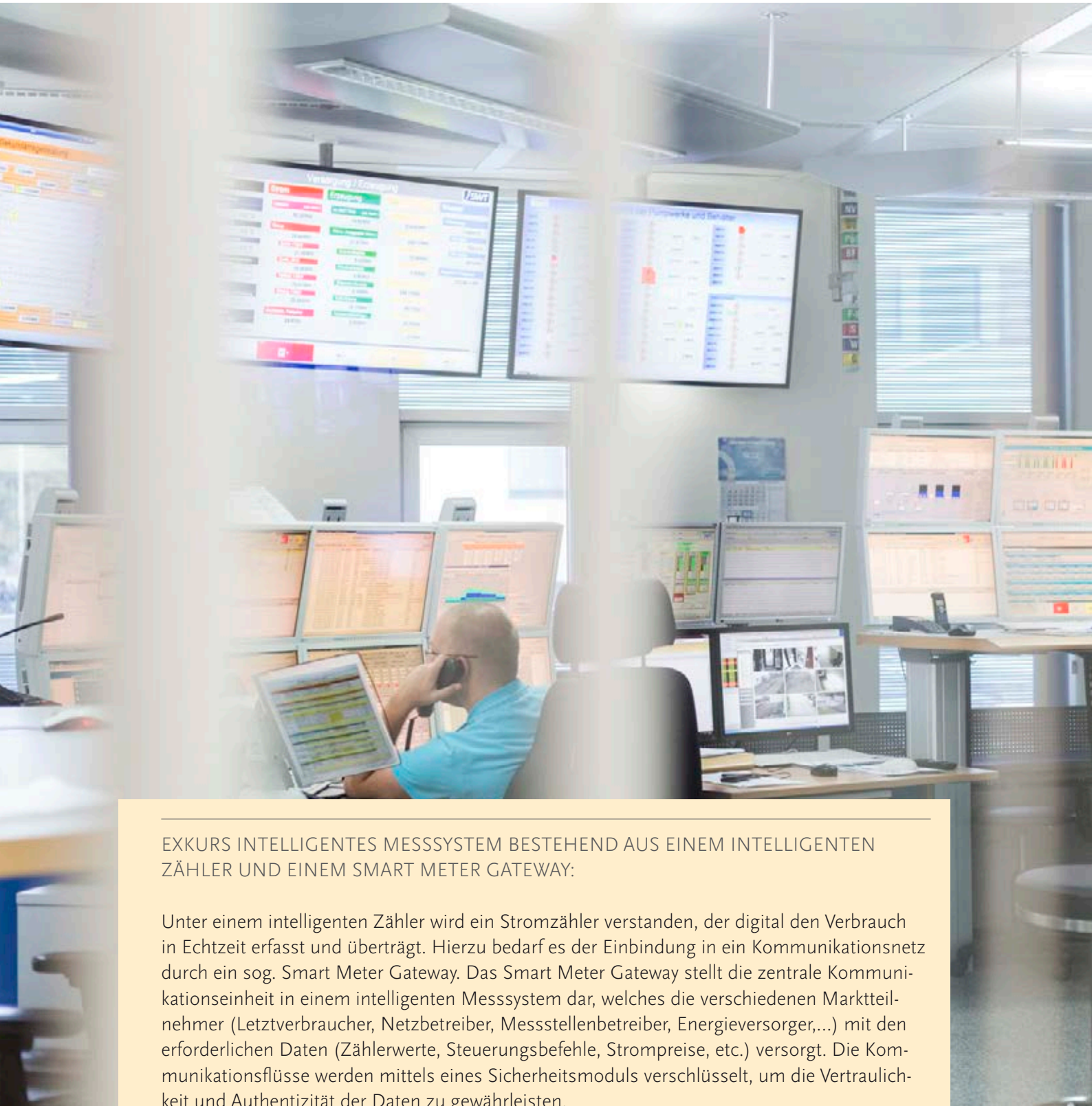
Alle Endverbraucher können ihren Stromlieferanten frei wählen. Eine Verpflichtung zur Teilnahme an dem Direktstromliefermodell, also der Stromversorgung aus der PV-Anlage, z. B. einer Mieterstromversorgung, besteht nicht. Das führt dazu, dass es regelmäßig zu Konstellationen kommen kann, in denen nur ein Teil der Hausbewohner bzw. Mieter einer Direktstromlieferung aus einer vor Ort installierten PV-Anlage zustimmen und andere Bewohner wiederum auf andere Stromlieferanten zurückgreifen. Hinzu kommen mögliche Mieterwechsel, die den Aufwand zur Abrechnung und Ablesung der Zählerstände deutlich erhöhen können.

Die Abrechnung von fremdversorgten Verbrauchern außerhalb der Direktstromlieferung erfordert ein Messkonzept, das mit wenigen Freiheitsgraden zu gestalten ist. Die Erfassung der Verbrauchsmengen der fremdbelieferten Endkunden kann durch sog. virtuelle Zählpunkte erfolgen, d. h. durch reine Addition und / oder Subtraktion von tatsächlichen Zählpunkten, wie dem Zweirichtungszähler, dem Erzeugungszähler der PV-Anlage und den einzelnen Verbrauchszählern auf Basis der jährlichen Energiemengen. Das Modell wird in der Praxis eingesetzt,

erfordert aber immer eine Abstimmung mit dem jeweiligen Netzbetreiber. Die Nutzung von intelligenten Messsystemen (iMSys) vereinfacht die Abrechnung im Modell der Direktstromlieferung aufgrund der Echtzeiterfassung der Daten und einer viertelstundenscharfen Abrechnung erheblich. Die Nutzung von iMSys, also der Kombination von intelligenten Zählern mit einem entsprechenden Gateway für alle Erzeuger und Verbraucher, ermöglicht eine eindeutige, mieterscharfe Zuordnung der Verbrauchsmengen (Netzbezug vs. Versorgung durch Direktstromlieferung aus der PV-Anlage). Die Abrechnung der Strombezugs- und -verbrauchsmengen der einzelnen Mieter wird transparenter und einfacher. Dieser Vorteil muss allerdings durch die Aufrüstung solcher Messsysteme erkauft werden.

Mit der Verabschiedung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende durch den Bundestag in 2016 wurde der verpflichtende Roll out für intelligente Messsysteme festgelegt. Bis spätestens zum Jahr 2032 sind demnach alle mechanischen Ferrariszähler bei Endverbrauchern durch digitale Zähler zu ersetzen. Das MsbG staffelt den Roll out zeitlich entsprechend der Abnahmemengen. Für kleine, private Verbraucher hat der Einbau von iMSys nicht vor 2020 zu erfolgen. Allerdings werden ab 2017 für Erzeugungsanlagen größer 7 kW „Erzeugungszähler“ erforderlich. Da hierdurch für die Erzeugungsanlage ohnehin ein iMSys mit Smart Meter Gateway im Objekt nachgerüstet werden muss, bietet sich eine Mitnutzung dieser Messeinrichtung und Kommunikationseinheit durch die Verbraucher über intelligente Zähler an. D. h. dass die ggf. zusätzlich zu installierenden intelligenten Zähler auf die Infrastruktur des Erzeugungszählers zurückgreifen können.





EXKURS INTELLIGENTES MESSSYSTEM BESTEHEND AUS EINEM INTELLIGENTEN ZÄHLER UND EINEM SMART METER GATEWAY:

Unter einem intelligenten Zähler wird ein Stromzähler verstanden, der digital den Verbrauch in Echtzeit erfasst und überträgt. Hierzu bedarf es der Einbindung in ein Kommunikationsnetz durch ein sog. Smart Meter Gateway. Das Smart Meter Gateway stellt die zentrale Kommunikationseinheit in einem intelligenten Messsystem dar, welches die verschiedenen Marktteilnehmer (Letztverbraucher, Netzbetreiber, Messstellenbetreiber, Energieversorger,...) mit den erforderlichen Daten (Zählerwerte, Steuerungsbefehle, Strompreise, etc.) versorgt. Die Kommunikationsflüsse werden mittels eines Sicherheitsmoduls verschlüsselt, um die Vertraulichkeit und Authentizität der Daten zu gewährleisten.

Erst mit einem solchen intelligenten Messsystem wird eine „Kommunikation“ zum Stromlieferanten möglich, womit weitere Nutzungsmöglichkeiten, wie bspw. das Profitieren von zeitvariablen Tarifen, einhergehen.

3.3.4 Checkliste für Umsetzung

Mit der Umsetzung einer Direktstromlieferung gehen bestimmte Melde-, Transparenz-, Mess- und Abrechnungspflichten einher, die nachfolgend für Investoren und Betreiber eines solchen Geschäftsmodells übersichtsartig aufgeführt sind:

- Rechtzeitige Antragstellung auf Netzanschluss beim zuständigen VNB (sog. Netzanschlussbegehren).
- Rechtzeitige Antragstellung auf Messstellenbetrieb beim zuständigen Messstellenbetreiber (der meist identisch ist mit dem VNB). Seit 01.01.2017 hat sich diese Grundzuständigkeit auf den Messstellenbetreiber übertragen, wobei dem EEG-Anlagenbetreiber künftig auch frei steht, den Messstellenbetrieb einem Dritten zu übertragen oder selbst durchzuführen. Voraussetzung hierzu ist die Gewährleistung eines einwandfreien Messstellenbetriebs. Bestätigung der Anerkennung des Messkonzeptes durch Messstellenbetreiber.
- Meldung der PV-Anlage mit Standort und Nennleistung bei BNetzA und dem zuständigen VNB.
- Meldung aller für die Endabrechnung der EEG-Umlage für das Vorjahr erforderlichen Daten beim zuständigen VNB bis zum 28.02. eines Jahres.
- Gemäß EnWG werden Lieferanten von Strom an Haushaltskunden zu EVUs (§3 Abs. 18 EnWG). Hieraus erwächst eine Anzeigepflicht in Bezug auf die Aufnahme und Beendigung der Energiebelieferung gegenüber der BNetzA (§5 EnWG)¹². Ausgenommen von dieser Pflicht sind Mieterstrommodelle innerhalb einer sogenannten Kundenanlage oder eines geschlossenen Verteilnetzes, was wiederum für die überwiegenden Fälle zutreffen sollte (§5 EnWG in Verbindung mit §3 Abs. 24 EnWG und §110 EnWG).
- EVUs sind verpflichtet die Stromliefermengen an Endverbraucher für das vorherige Abrechnungsjahr an die BNetzA bis spätestens zum 31.05. eines Jahres zu übermitteln¹³.
- Berichtspflichten bestehen gegenüber dem ÜNB (§74 EEG 2017), der für eine ordnungsgemäße Abwicklung der EEG-Umlage-Erhebung, Daten über die an Endverbraucher gelieferten Strommengen benötigt. Mitteilungsfrist ist bis zum 31.05. eines Jahres für das vorherige Abrechnungsjahr.
- Mitteilung der Veräußerungsform des PV-Stroms beim VNB
- Registrierung der PV-Anlage im Marktstammdatenregister
- Weitere Mitteilungs- und Abrechnungspflichten des Anlagenbetreibers bestehen gegenüber dem zuständigen VNB (§71 EEG 2017 i.V.m. §9 AusglMechV).
- Gemäß StromStG wird bei der Versorgung von Mietern mit Strom regelmäßig eine Erlaubnis des zuständigen Hauptzollamtes benötigt (§4 Abs. 1 StromStG).
- Das EnWG definiert Anforderungen und Vorgaben hinsichtlich der Vertragsgestaltung und Rechnungsstellung an private Endverbraucher i. S. d. Einfachheit und Verständlichkeit sowie bzgl. den Kennzeichnungspflichten des Strommixes und der Umweltauswirkungen, mit denen die Endverbraucher bzw. Mieter beliefert wird (§40 EnWG ff.). Für potenziell erforderliche Residuallastlieferungen¹⁴ aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bestehen Stromkennzeichnungspflichten, entsprechend der gezahlten EEG-Umlage der Endverbraucher (§78 EEG 2017).
- Für die vertragliche Ausgestaltung der Stromlieferverträge für Haushaltskunden sind die Anforderungen des allgemeinen Zivilrechts zu beachten.
- Für die Dachnutzung zur Errichtung, Betrieb und Wartung der PV-Anlage sollte ein Gestattungsvertrag geschlossen werden, sofern Anlagenbetreiber und Wohneigentümer unterschiedliche juristische oder natürliche Personen darstellen. Dieser schützt beide Parteien, sollte es im Rahmen der Arbeiten an der PV-Anlage zu Schäden am Haus oder an Personen kommen.

3.3.5 Umsetzungsbeispiele

Steckbrief PV-Anlage Weisenheim am Sand:
Durch den Bau der Anlage in Weisenheim am Sand wurde eine maximale Eigenversorgung des Endverbrauchers angestrebt. Die Anlage wurde in Kombination mit einer KWK-Anlage errichtet. Das Gesamtsystem wurde in Form eines Contractingmodells umgesetzt.

- › Ort der Anlage: Weisenheim am Sand
- › Inbetriebnahme der Anlage: September 2016
- › Projektierer der Anlage:
Pfalzsolar GmbH,
Kurfürstenstr. 29 | 67061 Ludwigshafen
- › Größe der Anlage: 23,92 kWp
- › Verbaute Modultechnologie: kristallin von Solarworld
- › (Erwarteter) jährlicher Stromertrag der Anlage: 23.000 kWh
- › Vor-Ort-Verbrauch: 46 Prozent
- › jährlicher Ertrag durch die EEG-Einspeisevergütung: ca. 1.500 €
- › THG-Einsparung der Anlage: ca. 16 t/a

Abb. 26 (li.): Carport-PV-Anlage in Weisenheim
(Quelle: Pfalzsolar GmbH).

Abb. 27: Aufgeständerte PV-Anlage auf dem Flachdach des Autohauses Rittersbacher in Kusel
(Quelle: Damm Solar GmbH).

Steckbrief PV-Anlage Kusel:

Das Autohaus Rittersbacher in Kusel stellte seine Dachflächen für die Installation einer PV-Anlage zur Verfügung. Die Anlage wurde von einer Privatperson errichtet, der erzeugte Strom wird zum Großteil an das Autohaus geliefert, der nicht vor Ort Verbrauchte Strom wird ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist. Die PV-Anlage wurde auf einem Flachdach mit Aufständern errichtet, um eine optimale Stromproduktion zu gewährleisten.

- › Ort der Anlage: Kusel
- › Inbetriebnahme der Anlage: April 2016
- › Betreiber der Anlage: Privatperson
- › Stromabnehmer: Autohaus Rittersbacher,
Industriestr. 39 | 66869 Kusel
- › Projektierer der Anlage:
Damm Solar GmbH, Pariser Str. 248 |
67663 Kaiserslautern
- › Größe der Anlage: 86,580 kWp
(333 Module à 260 Watt)
- › Verbaute Modultechnologie: 260 Watt polykristallin Solarmodul der Firma Heckert Solar
- › (Erwarteter) jährlicher Stromertrag der Anlage: 79.600 kWh
- › Vor-Ort-Verbrauch: 60 Prozent
- › jährlicher Ertrag durch die EEG-Einspeisevergütung: ca. 3.583 €
- › THG-Einsparung der Anlage: ca. 55 t/a



Vermarktungsmöglichkeiten für PV-Strom

Steckbrief PV-Anlage Enkenbach-Alsenborn:
Im November 2015 wurde eine PV-Aufdachanlage auf einem Gebäude der Firma Getränke Schmitt GmbH & Co. KG in Enkenbach-Alsenborn installiert. Der Betreiber der Anlage ist eine Privatperson. 20 Prozent des von der Anlage produzierten Stromes liefert der Anlagenbetreiber an die Firma, der restliche PV-Strom wird ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist.

- Ort der Anlage: Enkenbach-Alsenborn
- Inbetriebnahme der Anlage: November 2015
- Betreiber der Anlage: Privatperson
- Stromabnehmer: Getränke Schmitt GmbH & Co. KG, Schlehenweg 5 | 67677 Enkenbach-Alsenborn
- Projektierer der Anlage: Damm Solar GmbH, Pariser Str. 248 | 67663 Kaiserslautern
- Größe der Anlage: 99,58 kWp (383 Module à 260 Watt)
- Verbaute Modultechnologie: 260 Watt polykristallin Solarmodul der Firma Heckert Solar

Abb. 28 (li.): Aufdachanlage auf dem Gebäude der Firma Getränke Schmitt GmbH & Co. KG in Enkenbach-Alsenborn (Quelle: Damm Solar GmbH).

Abb. 29: Umsetzung eines Mieterstrommodells der Stadtwerke Neustadt an der Weinstraße GmbH (Quelle: Pfalzsolar GmbH).

- (Erwarteter) jährlicher Stromertrag der Anlage: 108.150 kWh
- Vor-Ort-Verbrauch: 20 Prozent
- jährlicher Ertrag durch die EEG-Einspeisevergütung: ca. 9.825 €
- THG-Einsparung der Anlage: ca. 75 t/a

Steckbrief PV-Anlage

Neustadt an der Weinstraße:

Eines der ersten Mieterstrommodelle in Rheinland-Pfalz wurde in Neustadt an der Weinstraße in der Breslauer Straße durch die Stadtwerke Neustadt an der Weinstraße GmbH, der Wohnungsbaugesellschaft mbH und der Pfalzsolar GmbH umgesetzt. Neben den PV-Anlagen auf sieben Mietshäuser-Dächern wurde ein BHKW installiert, um eine optimale Stromversorgung der Mieter zu gewährleisten.

- Ort der Anlage: Neustadt an der Weinstraße
- Inbetriebnahme der Anlage: Mai 2016
- Betreiber der Anlage: Stadtwerke Neustadt an der Weinstraße GmbH, Schlachthofstr. 60 | 67433 Neustadt an der Weinstraße
- Projektierer der Anlage: Pfalzsolar GmbH, Kurfürstenstraße 29, 67061 Ludwigshafen
- Größe der Anlage: 7.23,49 kWp
- Verbaute Modultechnologie: kristalline Module
- (Erwarteter) jährlicher Stromertrag der Anlage: 7x21.000 kWh
- Vor-Ort-Verbrauch: 44 Prozent
- THG-Einsparung der Anlage: ca. 100 t/a



4 AUSGEWÄHLTE GESCHÄFTSMODELLE ZUR VERMARKTUNG VON PV-STROM

Aus den in [Kapitel 3](#) aufgezeigten Vermarktungsmöglichkeiten lassen sich Geschäftsmodelle ableiten, von denen die vier aktuellsten und attraktivsten in diesem Kapitel detaillierter vorgestellt werden. Die aufgezeigten Geschäftsmodelle sollen auch nur als Beispiel dienen, wie und wo PV-Anlagen heute umgesetzt werden können.

Die Beschreibung der Geschäftsmodelle folgt jeweils einer einheitlichen Struktur. Relevant für die Definition sind die Fragestellungen, welches Nutzenversprechen gegeben wird und was den Mehrwert aus Sicht der angesprochenen Kundengruppe(n) darstellt. Dafür ist es gleichermaßen erforderlich zu bestimmen, welche Kundengruppen mit dem Geschäftsmodell angesprochen werden sollen. Das Geschäftsmodell sollte auch die Frage beantworten, welche Wertschöpfungsarchitekturen für die Umsetzung denkbar sind und welche Ausgestaltung für wen die sinnvollste Variante darstellt, wieviel der Dienstleistungen selbst übernommen werden sollen und ob ggf. weitere Partner zur erfolgreichen Umsetzung benötigt werden. Ein weiteres Kernelement eines Geschäftsmodells stellt die Ertragslogik und Wirtschaftlichkeit – kurz der Business Case – dar. Hier gilt es zu beantworten, wie und wodurch in dem Geschäftsmodell die Erlöse zur Finanzierung der Investition verdient werden und wie hoch die wirtschaftliche Attraktivität insgesamt ist.

4.1 Miet- und Pachtmodelle

Bei Miet- / Pachtmodellen wird eine PV-Anlage (ggf. mit Batteriespeicher) an Endverbraucher vermietet bzw. verpachtet. Der Vermieter / Verpächter übernimmt dabei in der Regel

Leistungen wie Anlagenplanung und -errichtung und ggf. auch die Instandhaltung. Die dabei angewandte Vermarktungsmöglichkeit ist entweder die Stromeinspeisung in das öffentliche Stromnetz (siehe [Kapitel 3.1](#)) oder der Eigenverbrauch (siehe [Kapitel 3.2](#)).

4.1.1 Allgemeine Beschreibung und Nutzenversprechen

Mieter / Pächter in einem solchen Modell sind in der Regel Endverbraucher, die den Wunsch nach einer PV-Anlage hegen, jedoch die mit der Installation und dem Betrieb verbundenen Aufwendungen scheuen. Hier kommt der Vermieter / Verpächter ins Spiel. Dieser übernimmt in der Regel die Planung, Errichtung und Finanzierung der PV-Anlagen. Dazu wird meist auch die Wartung und Reparatur (z. B. Wechselrichtertausch) für die Dauer der Vertragslaufzeit angeboten, die in der Regel bei 20 Jahren liegt. Es handelt sich somit um eine Kombination eines Dienstleistungs- und Finanzierungsmodells. Der Endverbraucher ist Nutznießer der Anlage und zahlt dafür eine monatliche Miete / Pacht.

Die wesentliche Motivation für ein solches Modell besteht in dem Wunsch von Endverbrauchern nach einer Verringerung der „Abhängigkeit“ vom Strombezug und steigenden Strompreisen durch die Steigerung der eigenen. Daneben spielen ein steigendes Umweltbewusstsein und der Wunsch nach einer eigenen, CO₂-freien Stromversorgung eine zentrale Rolle.

Ein erster Schritt in Richtung Umsetzung ist oftmals die Nutzung eines Onlinetools (meist ein Solarkataster), das es Endverbrauchern ermöglicht, eine Grobplanung einer PV-Anlage auf dem eigenen Dach vorzunehmen. Der Endverbraucher gibt hierbei Größe und Aus-

richtung des Daches ein. Oftmals helfen hier auch hinterlegte Karten bzw. Satellitenbilder, auf denen der Endverbraucher nach Eingabe seiner Adresse die gewünschte Installationsfläche markiert. Basierend auf den Eingaben der Verbraucher erfolgt im Tool eine grobe Anlagendimensionierung und Kostenschätzung, aus der die für den Verbraucher entstehenden Erlöse aus Strombezugsvermeidung und Miet- / Pachtkosten hervorgehen.

In einem nächsten Schritt erfolgt in der Regel eine Besichtigung durch einen ansässigen PV-Installateur, der die örtlichen Gegebenheiten wie Verschattung, Baustellenzugänglichkeit, Platzbedarf für Stromzähler etc. überprüft. Nimmt der Dachbesitzer das ggf. angepasste verbindliche Angebot an, erfolgt eine zeitnahe Errichtung der Anlage. Je nach Größe der Anlage kann die Errichtung einer Aufdachanlage zwischen zwei Tagen und einer Woche liegen.

4.1.2 Zielkunden und Umsetzer

Zielkunden von Miet- / Pachtmodellen einer PV-Anlage sind EFH-Besitzer sowie KMUs und Kommunen, die eine Eigenkapitalbin-

dung in einer PV-Anlage umgehen wollen. Die Zielkunden profitieren neben dem Eigenverbrauch auch davon, dass die Aufgaben der Installation, Finanzierung und Wartung der Anlage in dritter Hand liegen. Dadurch wird der Aufwand bei der Planungs- und Betriebsphase der PV-Anlage für die Zielkunden minimiert.

Mögliche Umsetzer von Miet- / Pachtmodellen sind klassischerweise Energieversorger oder -dienstleister (EVU, Bürgerenergiegesellschaften, etc.), für die sich durch Vermarktung von PV-Miet- / Pachtmodellen die Möglichkeit eines zusätzlichen Geschäftsfeldes ergibt. Auch Projektentwickler und Contracting-Unternehmen zählen zu den Anbietern solcher Geschäftsmodelle. Ein wesentlicher Vorteil besteht in der Möglichkeit, eine sehr langfristige Kundenbindung aufzubauen und dabei ein grünes Produkt offensiv zu vermarkten. Zusätzlich eröffnet sich die Vermarktung weiterer Produkte („Cross-Selling“), wie eine klassische Energielieferung oder zukunftsweisende Energiedienstleistungen. Denkbar hierbei ist der nachträgliche Einbau von Energiespeichern oder die Vermarktung von „smarten“ Endprodukten.

Oftmals wird bei der Abwicklung auf White-Label-Anbieter¹⁵ zurückgegriffen, so dass im anbietenden Unternehmen selbst keine oder nur rudimentäre Infrastruktur für die Abwicklung und Kundenbetreuung aufgebaut werden muss.

EXKURS SOLARKATASTER

Ein Solarkataster ermöglicht es, gebäudescharf das jeweilige Potenzial zur Nutzung von Dachflächen für PV-Anlagen abzuschätzen. Als Basis dienen Informationen wie Größe, Ausrichtung (Himmelsrichtung) und Neigungswinkel der Dachflächen.

Eine Zusammenstellung von den in Rheinland-Pfalz zugänglichen Solarkatastern finden Sie auf der [Internetseite der Energieagentur Rheinland-Pfalz](#).

EXKURS ANBIETERVERZEICHNIS

Potenziellen Umsetzern von PV-Projekten steht auf der [Internetseite der Energieagentur Rheinland-Pfalz](#) ein Anbieterverzeichnis von regionalen Solarteuren zur Verfügung.

4.1.3 Ausgestaltungsmöglichkeiten der Wertschöpfungsarchitektur

Die Ausgestaltung der Wertschöpfungsarchitektur von Miet- / Pachtmodellen erfolgt in der Regel wie in [Abbildung 30](#) aufgezeigt. Der Anlagenbetreiber erzeugt und verbraucht den PV-Strom selbst, überschüssiger Strom wird eingespeist, der Reststrombedarf wird über Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung gedeckt. In Folge dessen reduzieren sich die Strombezugskosten für den Mieter / Pächter durch den Eigenverbrauch des PV-Stromes. Zusätzlich erhält dieser die EEG-Vergütung für den eingespeisten PV-Strom.

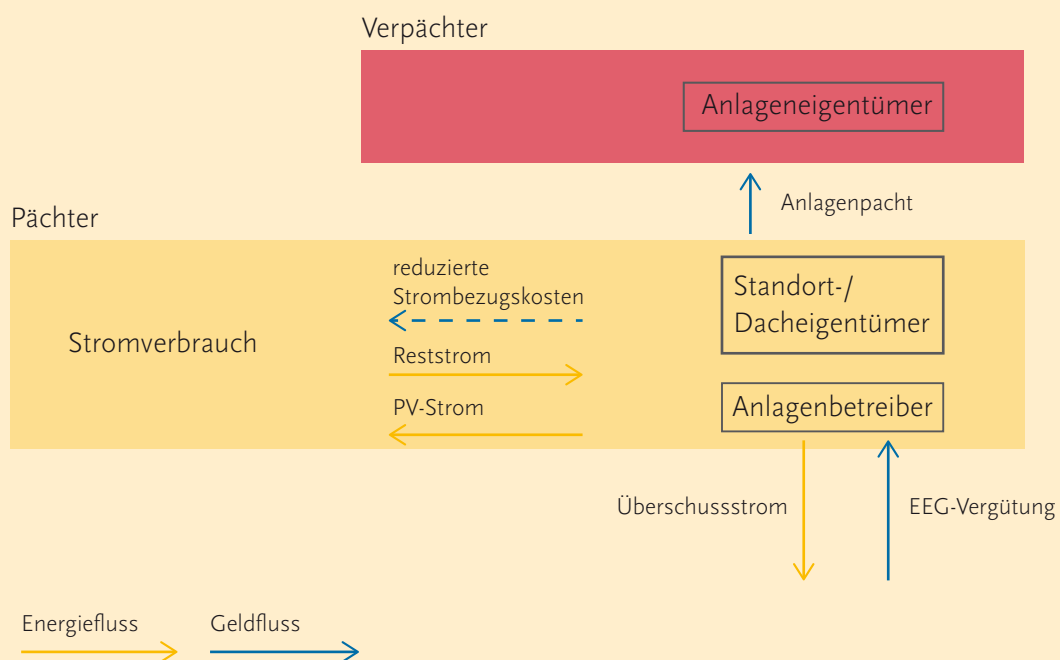
Der Vermieter / Verpächter ist Eigentümer der Anlage, der diese gegen eine Miete bzw. Pachtentgelt errichtet, finanziert und für Reparatur und Instandhaltung zuständig ist. Der Vermieter / Verpächter kann sich dabei eigener Dienstleister bedienen – klassischerweise sind dies regionale Kooperationspartner, die die Anlagenplanung und -errichtung

sowie Reparaturen (z. B. Wechselrichter-tausch) durchführen.

4.1.4 Ertragslogik und Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Erträge dieses Geschäftsmodells speisen sich aus Sicht des Anlagenbetreibers und Mieters / Pächters aus der Vergütung für den ins Netz eingespeisten Strom nach dem EEG sowie aus einer anteiligen Vermeidung von Strombezugskosten für den eigenverbrauchten Strom. In dieser Hinsicht gibt es keinen Unterschied zum Bau und Betrieb einer eigenen PV-Anlage durch den Endverbraucher (siehe [Kapitel 3.1](#) und [Kapitel 3.2](#)). Andererseits entstehen dem Endverbraucher keine unmittelbaren Kosten für die Finanzierung der Anlage, da diese vom Vermieter / Verpächter der Anlage getragen werden, der dafür wiederum eine Miete / Pacht erhält. Ein weiterer wesentlicher Vorteil für den Mieter / Pächter besteht in der Gewährleistung eines reibungslosen Anlagenbetriebes. Zwar ist der Wartungsaufwand einer PV-Anlage aufgrund

ABBILDUNG 30: WERTSCHÖPFUNGSARCHITEKTUR BEI MIET- / PACTMODELLEN



Darstellung: BET

fehlender Verschleißteile sehr gering. Allerdings ist ein Ausfall der oder des Wechselrichters über die gesamte Vertragslaufzeit (20 Jahre) durchaus möglich¹⁶. Das Risiko und die dabei ggf. entstehenden Kosten übernimmt in diesem Fall der Vermieter/Verpächter.

Nach Ablauf der Vertragslaufzeit kann der Mieter/Pächter die Anlage für einen Rückkaufswert käuflich vom Vermieter/Verpächter erwerben. Teilweise werden die PV-Anlagen vom Vermieter/Verpächter an den Mieter/Pächter je nach Vereinbarungen im Miet-/Pachtvertrag mit Ende der Vertragslaufzeit kostenfrei abgegeben.

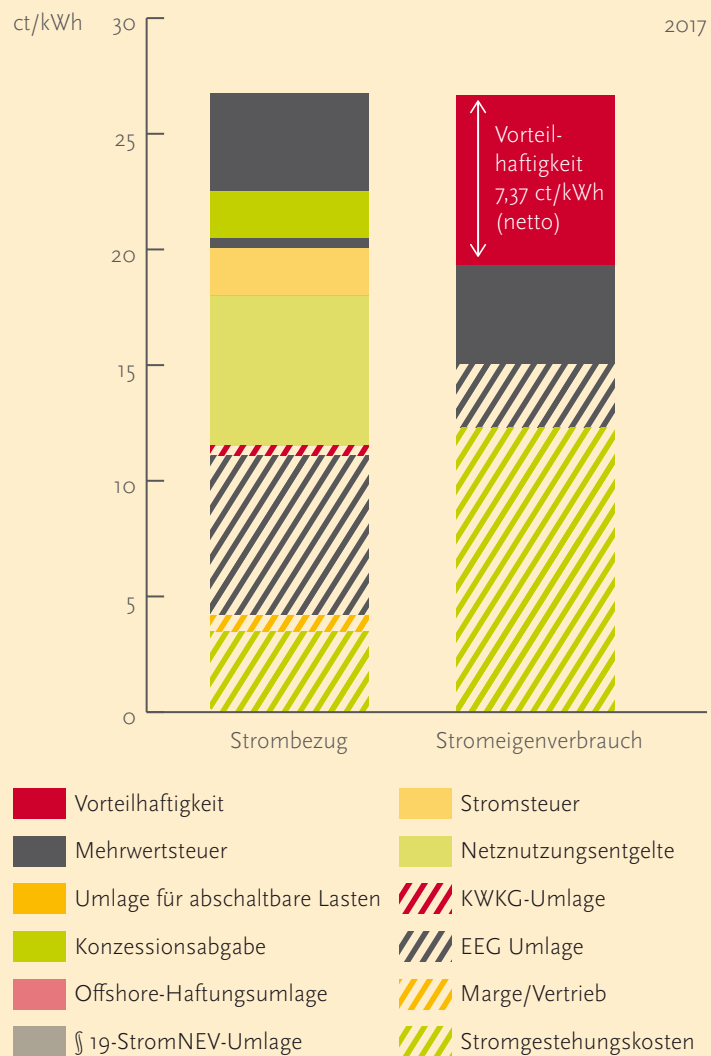
Abbildung 31 zeigt die finanzielle Vorteilhaftigkeit eines Miet-/Pachtmodells bei Eigenverbrauch gegenüber einem klassischen Stromliefervertrag für Haushaltskunden. Für 2017 wurde ein Stromtarif mit spezifischen Kosten von 22,4 €Cent/kWh (netto) als Referenz herangezogen. Vereinfachend wurde für die Darlegung der Vorteilhaftigkeit des Miet-/Pachtmodells unterstellt, dass die Kosten für die Errichtung (Investition), den Betrieb und der Wartung der PV-Anlage über den Nutzungszeitraum den heutigen SGK kleinerer PV-Anlage in Höhe von ca. 12,30 €Cent/kWh betragen. Die vermiedene EEG-Umlage wurde entsprechend dem aktuell geltenden Rechtsrahmen vollständig mit 6,880 €Cent/kWh für 2017 in Ansatz gebracht.

In Summe ergibt sich für den Endverbraucher ein Vorteil gegenüber einem klassischen Stromliefervertrag von 7,37 €Cent/kWh netto.

Als Projektbeispiel dient die Vermarktung des Miet-/Pachtmodells durch ein EVU an Endverbraucher (Ein- und Zweifamilienhäuser). Es wird unterstellt, dass 100 Mieter/Pächter mit einem mittleren Anlagenanteil von 3 kWp (in der Folge „Anlage“) akquiriert

Rechnungsbeispiel für Projektumsetzung

ABBILDUNG 31: ERTRAGSLOGIK BEI MIET-/PACHTMODELLEN GEGENÜBER KLASSISCHER VERSORGUNG AUS DEM STROMNETZ



Darstellung: BET

werden können. Für diese übernimmt das EVU die Planung, Errichtung und Finanzierung der Anlagen. Als Investitionskosten für die PV-Anlagen werden 1.200 € / kWp, d. h. 3.600 € je Anlage angesetzt. Die Wartungskosten bzw. Reparaturrücklagen betragen je Anlage 45 € / a und werden mit 1,5 Prozent jährlich über den Betrachtungszeitraum inflationsiert. Des Weiteren wird als interner Aufwand für Marketing, Personal und Nutzung von externen Dienstleistern (White-Label-Produkte) initial 10.000 € und 1.000 € pro Jahr angesetzt. Die Erlöse aus der Miete / Pacht werden mit jährlich 140 € / kWp bzw. 420 € je Anlage angesetzt.

Die Kosten für die dabei notwendige Anpassung des Netzanschlusses bzw. Zählkonzeptes, die sich in der Regel aus der Installation eines Erzeugungs- und eines Zweirichtungszählers ergeben, übernimmt der Mieter / Pächter. Eine Versicherung der Anlage gegen Diebstahl, Überspannung etc. erfolgt ebenfalls durch den Mieter / Pächter.

Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird ein vereinfachter, gewichteter Kapitalkostensatz von vier Prozent unterstellt. Dieser setzt sich zusammen aus einer Eigenkapitalrendite von zehn Prozent auf das eingesetzte Kapital, das 30 Prozent der Investitionssumme entspricht sowie zwei Prozent für die Finanzierung. Es wird ein vereinfachter Ansatz zur Berücksichtigung der Ertragssteuern mit 30 Prozent Steuer auf den EBIT gewählt. Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahre zzgl. des Jahres der Inbetriebnahme der PV-Anlage.

Für das skizzierte Beispiel ergibt sich zuzüglich zu der verdienten Eigenkapitalrendite von zehn Prozent ein Kapitalwert von knapp 120.000 € über den Betrachtungszeitraum. Dieser sollte dazu genutzt werden, um mögliche weitere Abwicklungs- und Transaktionskosten, die mit der Modellumsetzung einhergehen, zu decken und die in der vorliegenden Kalkulation nicht abgebildet sind. Insgesamt ergibt sich eine Gesamtkapitalrendite von ca. 8,42 Prozent. Bei einer statischen Betrachtung wäre das Projekt innerhalb von knapp zehn Jahren amortisiert und hätte seine Kosten inklusive des Eigenkapitalzinses wieder eingespielt.

Die Höhe der Wirtschaftlichkeit dieses Geschäftsmodells hängt neben der Kostenstruktur und -effizienz des umsetzenden Unternehmens von den durchsetzbaren jährlichen Miet- / Pachtpreisen für die PV-Anlage ab. In der Beispielrechnung wurde in Bezug auf den Erlös konservativ gerechnet und unterstellt, dass lediglich 30 Prozent des mit der vergleichsweise klein dimensionierten PV-Anlage erzeugten Stroms eigenverbraucht werden. Der übrige Strom wird in das Stromnetz eingespeist und vergütet. Hieraus ergibt sich für den Mieter / Pächter grundsätzlich eine jährliche Vorteilhaftigkeit, die dennoch höher ist, als die jährliche Miete / Pacht. Die Vorteilhaftigkeit für den Mieter / Pächter steigt umso mehr, je höher er den Eigenverbrauchsanteil über die zunächst unterstellten 30 Prozent hinaus angeheben kann.

Ausgewählte Geschäftsmodelle zur Vermarktung von PV-Strom

ABBILDUNG 32: BEISPIELHAFTE WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG EINES MIET-/PACHTMODELLS MIT PV-ANLAGEN

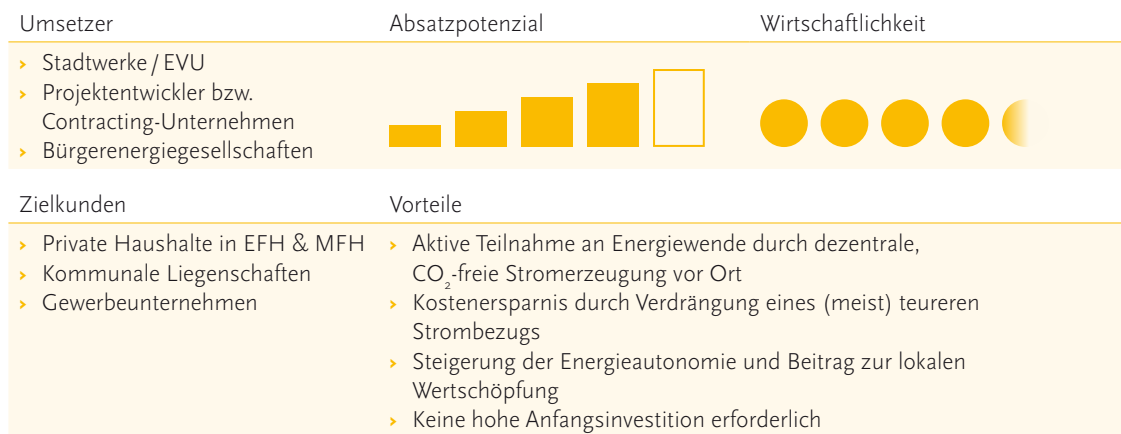
| | 0 2017 | 1 2018 | 2 2019 | 3 2020 | 4 2021 | 5 2022 | [...] [...] | 20 2037 |
|--|------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------------|------------|
| Free Cashflow | | | | | | | | |
| 1. Umsatzerlöse | 42.000 € | 42.000 € | 42.000 € | 42.000 € | 42.000 € | 42.000 € | | 42.000 € |
| Anlagenpacht | 42.000 € | 42.000 € | 42.000 € | 42.000 € | 42.000 € | 42.000 € | | 42.000 € |
| - 2. Aufwendungen | 15.500 € | 5.583 € | 5.666 € | 5.751 € | 5.837 € | 5.925 € | | 7.408 € |
| interner Aufwand (Marketing, etc.) | 11.000 € | 1.015 € | 1.030 € | 1.046 € | 1.061 € | 1.077 € | | 1.347 € |
| Wartungskosten | 4.500 € | 4.568 € | 4.636 € | 4.706 € | 4.776 € | 4.848 € | | 6.061 € |
| = 3. Ergebnis vor Zinsen, Steuern, Abschreibung (EBITDA) | 26.500 € | 36.418 € | 36.334 € | 36.249 € | 36.163 € | 36.075 € | | 34.592 € |
| - 4. Abschreibungen | 14.406 € | 14.406 € | 14.406 € | 14.406 € | 14.406 € | 14.406 € | | 14.406 € |
| = 5. Betriebsergebnis (EBIT) | 12.094 € | 22.012 € | 21.928 € | 21.843 € | 21.757 € | 21.669 € | | 20.187 € |
| - 6. Ertragsteuern (vereinfacht) | 3.628 € | 6.604 € | 6.578 € | 6.553 € | 6.527 € | 6.501 € | | 6.056 € |
| - 7. operatives Ergebnis nach Steuern (NOPAT) | 8.466 € | 15.408 € | 15.350 € | 15.290 € | 15.230 € | 15.168 € | | 14.131 € |
| + 8. Abschreibungen | 14.406 € | 14.406 € | 14.406 € | 14.406 € | 14.406 € | 14.406 € | | 14.406 € |
| = 9. Brutto Cashflow | 22.872 € | 29.814 € | 29.755 € | 29.696 € | 29.635 € | 29.574 € | | 28.536 € |
| - 10. Investition | 302.521 € | 0 € | 0 € | 0 € | 0 € | 0 € | | 0 € |
| = 11. Free Cashflow | -279.649 € | 29.814 € | 29.755 € | 29.696 € | 29.635 € | 29.574 € | | 28.536 € |
| Kapitalwert | | | | | | | | |
| Diskontierungsfaktor | 1,00 | 0,96 | 0,92 | 0,89 | 0,86 | 0,82 | | 0,46 |
| Discounted Cashflow | -279.649 € | 28.673 € | 27.521 € | 26.415 € | 25.352 € | 24.331 € | | 13.074 € |
| Kapitelwert | 119.112 € | | | | | | | |
| Interner Zinsfuß (GK) | 8,42% | | | | | | | |
| Amortisationszeit (statisch) | 9,6 a | | | | | | | |

4.1.5 Auf einen Blick: Bewertung Miet- und Pachtmodelle

Miet- und Pachtmodelle bieten Dachbesitzern eine einfache und komfortable Möglichkeit, die Vorteile einer eigenen PV-Anlage zu genießen, ohne größere Anfangsinvestitionen finanziell stemmen zu müssen. Diese Modelle stellen ein heute weit verbreitetes Geschäftsmodell dar – viele Energieversor-

ger, wie auch Projektier- und Contracting-Unternehmen bieten diese selbst oder über White-Label-Anbieter an. Daneben haben sich weitere unabhängige Anbieter etabliert. Die Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Anbieter ist erheblich von einem möglichst standardisierten und automatisierten Angebots- und Umsetzungsprozess abhängig, welche die Abwicklung großer Stückzahlen ermöglicht.

ABBILDUNG 33: KURZBEWERTUNG GESCHÄFTSMODELL MIET-/PACHTMODELLE



4.2 Mieterstrommodell: Lieferung von PV-Strom an Mieter

Das Geschäftsmodell der Direktlieferung bezeichnet die Belieferung eines Abnehmers, der nicht mit dem Anlagenbetreiber identisch ist. Der PV-Strom wird dabei in unmittelbarer räumlicher Nähe, im Wohngebäude, auf, an oder in dem die Anlage errichtet ist, verbraucht. Das Mieterstrommodell stellt eine besondere Form der Direktstromlieferung dar (siehe hierzu auch Ausführungen in [Kapitel 3.3](#)). Der nicht vor Ort verbrauchte PV-Strom kann in das Netz eingespeist und für diesen eine EEG-Vergütung gelten gemacht werden. Der Mieterstromzuschlag wird für Anlagen gewährt, deren Nennleistung den Wert von 100 kWp nicht überschreiten darf.

4.2.1 Allgemeine Beschreibung und Nutzenversprechen

Im Falle des Mieterstrommodells erfolgt eine Lieferung von PV-Strom, der durch eine PV-Anlage eines Dritten (Vermieter, Stadtwerk, Contractor,...) auf oder an dem Wohnhaus erzeugt wird, an die Mieter des Objektes. Mieter können von einem solchen Stromlieferangebot Gebrauch machen, müssen es jedoch nicht zwangsläufig. Es besteht für die Mieter weiterhin die freie Wahl des Stromanbieters. Dies bedeutet, dass ein Vermieter seinen Mietern die Nutzung eines solchen Modells nicht verpflichtend vorschreiben kann. Gleichwohl sprechen eine Reihe von Gründen dafür, sich auch als Mieter für ein solches Belieferungsmodell zu entscheiden.

Die Auslegung der PV-Anlage bestimmen in Verbindung mit der Frage der Berücksichtigung eines Batteriespeichers den zusätzlich erforderlichen Reststrombedarf der Mieter. Hinsichtlich Nutzen-Aufwand-Überlegungen muss für einen Betreiber eines solchen Modells eine vollständige Stromversorgung der Mieter durch die vor Ort errichtete PV-Anlage und eines zusätzlich berücksichtigten Batteriespeichers nicht zwangsläufig die wirtschaftlich optimalste Lösung darstellen.

Um die Stromabrechnung und -verwaltung der Mieter zu vereinfachen, kann bei Umsetzung des Mieterstrommodells ebenfalls ein Wechsel der aktuell verwendeten Ferraris-Zähler zu intelligenten Zählern erfolgen (siehe auch [Kapitel 3.3.3](#)). Mit intelligenten Zählern erhält der Mieter mehr Transparenz über sein Verbrauchsverhalten und seinen Strombezug. Neben einer zusätzlichen Attraktivität des Modells, die für Mieter hieraus resultiert, können sich auch Impulse für eine Beeinflussung des eigenen Nutzungsverhalten ergeben, um die Versorgung aus der PV-Anlage zu erhöhen. Hierdurch können durch die Mieter eigenständig weitere Stromkostensenkungen erzielt werden.

Lokale Stadtwerke, EVUs, Projektierungsunternehmen und BEGs, die solche Modelle umsetzen, haben den Vorteil, dass sie Stromverbraucher (Mieter) längerfristig an sich binden können (trotz jährlicher Kündigungsmöglichkeit). Die Umsetzung solcher Modelle geht vielfach mit einer Verbesserung der öffentlichen Wahrnehmung als „kundenorientiertes und ökologisches“ Unternehmen bzw. Gesellschaft einher. Durch die Nutzung von iMSys können darüber hinaus auch für die Reststromlieferung flexible Stromtarife angeboten werden. Die Ablesung und Abrechnung lässt sich automatisieren und via Fernauslegung umsetzen. Insgesamt lässt sich durch die Nutzung solcher Modelle die Wertschöpfung vor Ort erhöhen.

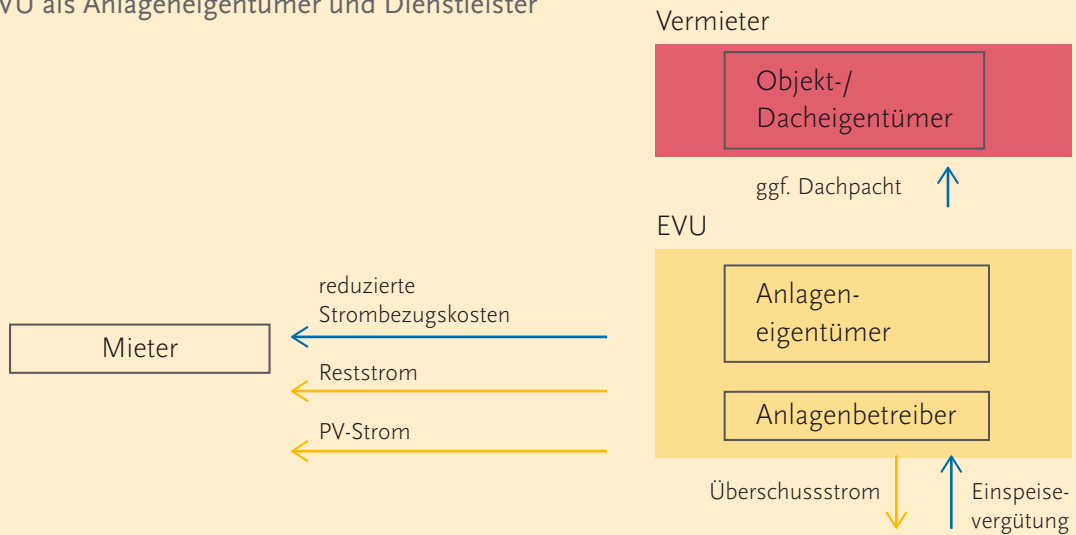
4.2.2 Zielkunden und Umsetzer

Mögliche Zielkunden eines Mieterstrommodells sind in der Regel private Haushalte als Mieter in mittelgroßen bis großen Wohnobjekten. Aufgrund eines gewissen Planungs- und Umstellungsaufwands zur Installation der PV-Anlage steigt tendenziell die Wirtschaftlichkeit in dem Modell mit zunehmender Abnehmerzahl und Anlagengröße. Je größer ein Mietobjekt, desto wirtschaftlicher ist grundsätzlich die Umsetzung. Typischerweise lohnen sich heute PV-Mieterstrommodelle im privaten Haushaltsbereich ab einer Größe von etwa 10 Haushalten und einem Stromverbrauch des Objekts von grob 30.000 kWh. Ausnahmen nach oben oder unten sind gleichwohl möglich und sind abhängig von der Möglichkeit der Standardisierung der Umsetzung eines solchen Mieterstrommodells, aber auch von der (Kosten-)Effizienz der Umsetzung. Besonders lohnenswert ist die Umsetzung von Mieterstrommodellen in Wohnobjekten, bei denen eine Renovierung bzw. Sanierung ansteht oder sich gar um ein Neubauprojekt handelt.

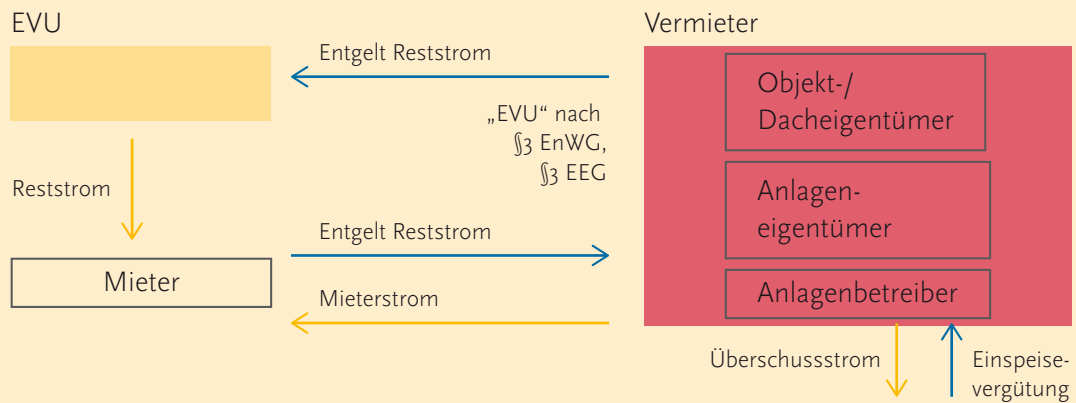
Als Umsetzer des Geschäftsmodells Mieterstrom kommen klassischerweise die lokalen Stadtwerke bzw. EVUs in Frage. Aber auch auf dieses Geschäftsmodell spezialisierte Projektierungsunternehmen, BEGs oder Dienstleister, wie Immobilienunternehmen, haben das Geschäftsmodell für sich entdeckt. Auch einzelne, kleinere Immobilienbesitzer können ein solches Mieterstrommodell umsetzen, sind dann aber meist auf die Hinzunahme von Dienstleistern zur Umsetzung angewiesen.

ABBILDUNG 35: DENKBARE WERTSCHÖPFUNGSARCHITEKTUREN IM GESCHÄFTSMODELL MIETERSTROM

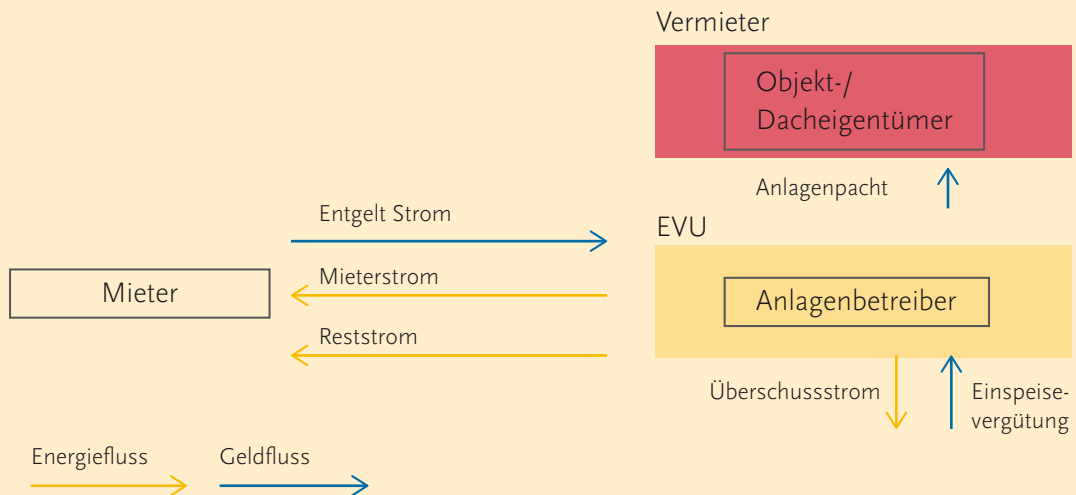
EVU als Anlageneigentümer und Dienstleister



Immobilien-gesellschaft als Betreiber, EVU als Dienstleister



EVU als reiner Anlagenbetreiber und Dienstleister



4.2.3 Ausgestaltungsmöglichkeiten der Wertschöpfungsarchitektur

Zur Umsetzung der Mieterstrommodelle im Sinne von Stromliefermodellen sind verschiedene Wertschöpfungsarchitekturen möglich, wie in Abbildung 35 dargestellt. Die Auswahl hat im Einzelfall auf Basis der eigenen Ressourcen, Fertigkeiten und Kosten des Unternehmens zu erfolgen, wobei grundsätzlich die wirtschaftliche Attraktivität bei Übernahme aller Dienstleistungen am größten ist.

EVU als
Anlageneigen-
tümer und
Dienstleister

In dem Modell „EVU als Anlageneigentümer und Dienstleister“ kann das lokale EVU / Stadtwerke bzw. ein Dienstleister als Generalunternehmer auftreten und sowohl die Anlageneigentümerschaft und den -betrieb der PV-Anlage, einschließlich Überwachung, Wartung und Abrechnung der Mieter (einschließlich einer ggf. erforderlichen residualen Stromlieferung) übernehmen. Mit dem Objekteigentümer sollte ein Vertrag zur Dachnutzung geschlossen werden, um potenzielle Risiken, die mit der Installation, dem Betrieb und Wartung der Anlage und dem Betreten der Dachfläche verbunden sind, abzusichern. Zu diesen Risiken zählen beispielhaft Gestattungsrechte und Befugnisse zur Betretung der Dachfläche, Rücktrittsregelungen und außerordentliche Kündigungsmöglichkeiten, Dienstbarkeiten, Gewährleistungspflichten, Haftungsangelegenheiten und Regelungen bei unvorhergesehener Dachreparatur. Ob für die Dachnutzung durch den Generalunternehmer auch eine Miete / Pachtzahlung an den Objekteigentümer zu leisten ist, ist den individuellen Ausgestaltungen und Verhandlungspositionen überlassen.

Eine andere Ausgestaltungsvariante stellt das Modell „Immobilien-gesellschaft als Betreiber, EVU als Dienstleister“ dar. Dieser Variante liegt zu Grunde, dass der Objekteigentümer bzw. die Immobilien-gesellschaft als Generalunternehmer auftritt und sowohl Anlageneigentümerschaft als auch Betrieb

und Wartung der Anlage übernimmt. Je nach Größe und Professionalität der Immobilien-gesellschaft kann auch dieses Modell eine denkbare Ausgestaltungsmöglichkeit darstellen. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass der Vermieter bzw. Objekteigentümer zu einem EVU gemäß § 3 EEG 2017 und ggf. einem EVU gemäß § 3 EnWG wird, da er den PV-Strom an die Endverbraucher liefert. Damit verbunden sind verschiedene rechtliche Melde- und Mitteilungspflichten (siehe Kapitel 3.3.4) und ein größerer bürokratischer Aufwand. Für die praktische Durchführung eines solchen Modells werden damit nur solche Immobilien-gesellschaften in Frage kommen, die eine mehrfache Umsetzung eines Mieterstrommodells planen. Ansonsten ist aus Effizienz-, Wissens- und Kostengründen auch der Einbezug von Dienstleistern für einzelne Tätigkeiten denkbar, indem bspw. der Betrieb und die Wartung der PV-Anlage an Dritte übertragen werden.

Das Modell „EVU als reiner Anlagenbetreiber und Dienstleister“ unterscheidet sich in seiner Ausgestaltung zu den vorangehenden Modellen dadurch, dass der Vermieter die Rolle des Anlageneigentümers übernimmt und das EVU/Stadtwerke bzw. ein Dienstleister als Pächter der Anlage fungiert. Rechtlich übergibt der Eigentümer somit seine Pflichten als Anlagenbetreiber an einen Dritten, wodurch der Vermieter von seinen Pflichten als Energielieferant gemäß EnWG enthoben wird.

EVU als reiner
Anlagenbetreiber
und Dienstleister

4.2.4 Ertragslogik und Wirtschaftlichkeitsrechnung

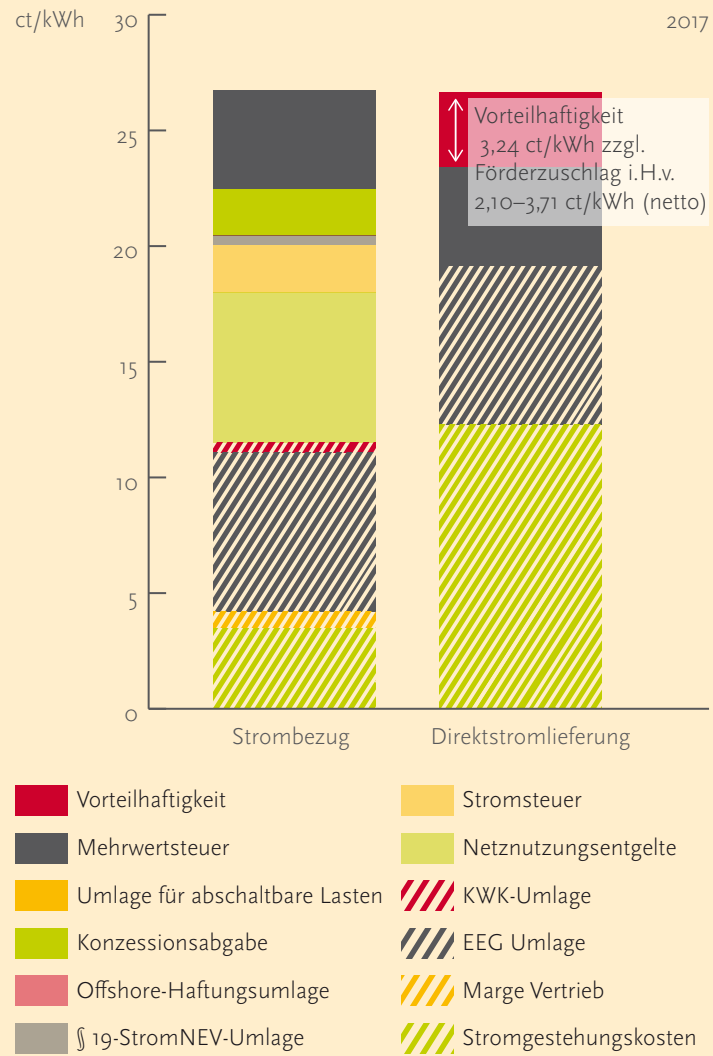
Die Wirtschaftlichkeit eines Mieterstrommodells resultiert daraus, dass gegenüber der „konventionellen“ Stromlieferung durch einen klassischen Stromlieferanten im Direktlieferungsfall bei einer Energieerzeugung vor Ort ohne Nutzung des öffentlichen Netzes nur ein Teil der Abgaben und Umlagen auf den zu liefernden erneuerbaren Strom gezahlt werden muss. Der Betreiber des

Modells erhält einen wesentlichen Erlösbeitrag durch den Verkauf des mit der PV-Anlage vor Ort erzeugten Stromes an die Mieter sowie bei Erfüllung der Voraussetzungen zusätzlich eine Förderung, den sog. Mieterstromzuschlag. Nicht von den Mietern unmittelbar direkt bezogener Strom der PV-Anlage (sog. Überschussstrom) kann in das Stromnetz eingespeist werden. Sofern die nach dem 01.01.2017 errichtete PV-Anlage eine installierte Leistung von maximal 100 kWp aufweist, kann für den eingespeisten Strom eine EEG-Vergütung geltend gemacht werden (siehe Kapitel 3.1).

Abbildung 36 zeigt die finanzielle Vorteilhaftigkeit eines Mieterstrommodells gegenüber einem typischen Stromliefervertrag für Haushaltskunden. Für 2017 wurde ein Stromtarif mit spezifischen Kosten von 22,4 €Cent/kWh (netto) als Referenz herangezogen. Vereinfachend wurde für die Abbildung der Vorteilhaftigkeit des Mieterstrommodells unterstellt, dass die Kosten für die Errichtung (Investition), den Betrieb und der Wartung der PV-Anlage über den Nutzungszeitraum den heutigen SGK kleinerer PV-Anlage in Höhe von ca. 12,30 €Cent/kWh betragen. Die EEG-Umlage wurde entsprechend dem aktuell geltenden Rechtsrahmen vollständig mit 6,880 €Cent/kWh für 2017 in Ansatz gebracht.

In Summe ergibt sich eine Vorteilhaftigkeit gegenüber einem typischen Stromlieferver-

ABBILDUNG 36: ERTRAGSLOGIK MIETERSTROMMODELL GEGENÜBER KLASSISCHER VERSOR- GUNG AUS DEM NETZ DER ALLGEMEIN- EN VERSORGUNG



Darstellung: BET

trag von 3,2 €Cent/kWh netto. Hinzu kommt bei Anlagen kleiner gleich 100 kWp der Mieterstromzuschlag i. H. v. 2,1 €Cent/kWh bis 3,71 €Cent/kWh, je nach Größe und Inbetriebnahmedatum der PV-Anlage. Weitere Aufwendungen für die erforderlichen Abrechnungs- und Marktkommunikationsprozesse, den Aufwendungen zur Ansprache und Gewinnung von Mietern oder der Erarbeitung von Vertragswerken, schmälern die dargestellte Netto-Vorteilhaftigkeit des Modells.

Umgekehrt ergäbe sich die Möglichkeit die Vorteilhaftigkeit durch einen höher angesetzten Stromlieferpreis zu steigern, da mit dem Modell ein höherwertiges, ökologisches Stromprodukt den Endverbrauchern angeboten wird. Eine zusätzlich gegebene Zahlungsbereitschaft für ein solches Stromprodukt gegenüber einem Graustromtarif ergäbe eine Ausweitung des Deckungsbeitrages.

tern angeboten. Als Investitionskosten für die PV-Anlage werden 1.200 € / kWp angesetzt, die Wartungskosten betragen jährlich 150 € / a und werden über den Betrachtungszeitraum inflationiert. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird ein gewichteter Kapitalkostensatz von vier Prozent unterstellt. Dieser setzt sich zusammen aus einer Eigenkapitalrendite von zehn Prozent auf das eingesetzte Kapital, das 30 Prozent der Investitionssumme entspricht sowie zwei Prozent für die Finanzierung. Es wird ein vereinfachter Ansatz zur Berücksichtigung der Ertragssteuern mit 30 Prozent Steuer auf den EBIT gewählt. Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahre zzgl. des Jahres der Inbetriebnahme.

Für das skizzierte Beispiel ergibt sich zuzüglich zu der verdienten Eigenkapitalrendite von zehn Prozent ein Kapitalwert von knapp 120.000 € über den Betrachtungszeitraum. Dieser sollte dazu genutzt werden, um mögliche Abwicklungs- und Transaktionskosten, die mit der Modellumsetzung einhergehen, zu decken. Insgesamt ergibt sich eine Gesamtkapitalrendite von 10,1 Prozent. Bei einer statischen Betrachtung wäre das Projekt innerhalb von weniger als neun Jahren amortisiert und hätte seine Kosten wieder eingespielt.

Rechnungs-
beispiel für
Projektum-
setzung

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wird beispielhaft ein Wohnblock mit ca. 10 Mietparteien betrachtet. Deren Stromverbrauch beträgt pro Jahr insgesamt angenommene 35.000 kWh. Für die Versorgung der Mieter über ein Mieterstrommodell wird auf dem Wohngebäude eine PV-Anlagen mit einer Nennleistung von 40 kWp installiert. Dies entspräche einer installierten Leistung von 4,0 kWp je Mietpartei, bei gleichmäßiger, verbrauchsungewichteter Leistungsaufteilung. Für die nachstehende Rechnung wird unterstellt, dass 60 Prozent des mit den PV-Anlagen erzeugten Stroms im Mittel über alle Mieter vor Ort verbraucht werden. 40 Prozent werden ins Stromnetz eingespeist und gemäß EEG vergütet. Die EEG-Vergütung wird vereinfachend mit 12 €Cent / kWh angenommen¹⁷, der Mieterstromzuschlag beträgt in der Rechnung 0,035 €Cent / kWh. Der Mieterstrom wird für 23 €Cent / kWh netto den Mie-

ABBILDUNG 37: BEISPIELHAFTE WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG EINES MIETERSTROMMODELLS MIT PV-ANLAGE

| | 0 2017 | 1 2018 | 2 2019 | 3 2020 | 4 2021 | 5 2022 | [...] [...] | 20 2037 |
|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------------|------------|
| Free Cashflow | | | | | | | | |
| 1. Umsatzerlöse | 2.248 € | 2.248 € | 2.248 € | 2.248 € | 2.248 € | 2.248 € | | 2.248 € |
| Direktstromlieferung Mieter | 1.291 € | 1.291 € | 1.291 € | 1.291 € | 1.291 € | 1.291 € | | 1.291 € |
| Mieterstromzuschlag | 290 € | 290 € | 290 € | 290 € | 290 € | 290 € | | 290 € |
| Erlös aus Netzeinspeisung | 667 € | 667 € | 667 € | 667 € | 667 € | 667 € | | 667 € |
| - 2. Aufwendungen | 150 € | 152 € | 155 € | 157 € | 159 € | 162 € | | 202 € |

Ausgewählte Geschäftsmodelle zur Vermarktung von PV-Strom

| | 0 2017 | 1 2018 | 2 2019 | 3 2020 | 4 2021 | 5 2022 | [...] [...] | 20 2037 |
|--|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------------|------------|
| Wartungs- kosten | 150 € | 152 € | 155 € | 157 € | 159 € | 162 € | | 202 € |
| = 3. Ergebnis vor Zinsen, Steuern, Ab- schreibung (EBITDA) | 2.098 € | 2.095 € | 2.093 € | 2.091 € | 2.088 € | 2.086 € | | 2.046 € |
| - 4. Abschrei- bungen | 720 € | 720 € | 720 € | 720 € | 720 € | 720 € | | 720 € |
| = 5. Betriebs- ergebnis (EBIT) | 1.377 € | 1.375 € | 1.373 € | 1.370 € | 1.368 € | 1.366 € | | 1.325 € |
| - 6. Ertragsteuern (vereinfacht) | 413 € | 413 € | 412 € | 411 € | 410 € | 410 € | | 398 € |
| - 7. operatives Ergebnis nach Steuern (NOPAT) | 964 € | 963 € | 961 € | 959 € | 958 € | 956 € | | 928 € |
| + 8. Abschrei- bungen | 720 € | 720 € | 720 € | 720 € | 720 € | 720 € | | 720 € |
| = 9. Brutto Cashflow | 1.684 € | 1.683 € | 1.681 € | 1.680 € | 1.678 € | 1.676 € | | 1.648 € |
| - 10. Investition | 15.126 € | 0 € | 0 € | 0 € | 0 € | 0 € | | 0 € |
| = 11. Free Cashflow | -13.442 € | 1.683 € | 1.681 € | 1.680 € | 1.678 € | 1.676 € | | 1.648 € |
| Kapitalwert | | | | | | | | |
| Diskontierungs- faktor | 1,00 | 0,96 | 0,92 | 0,89 | 0,86 | 0,82 | | 0,46 |
| Discounted Cashflow | -13.442 € | 1.618 € | 1.555 € | 1.494 € | 1.435 € | 1.379 € | | 755 € |
| Kapitelwert | 9.275 € | | | | | | | |
| Kapitelwert | | | | | | | | |
| Interner Zinsfuß (GK) | 10,08 % | | | | | | | |
| Amortisationszeit | | | | | | | | |
| (statisch) | 8,5 a | | | | | | | |

Das Ergebnis ist neben den Investitionskosten der PV-Anlagen von den Einspeiseerlösen, den Mieterstromzuschlägen sowie den durchsetzbaren Lieferkonditionen des PV-Stroms an die Mieter abhängig. In der beispielhaften Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden konservative Annahmen getroffen. Die potenziellen Erlöse wurden auf der einen Seite vergleichsweise niedrig und die Kosten – ohne die Berücksichtigung von Skaleneffekten für die Errichtung der PV-Anlagen mit einer installier-

ten Leistung von 40 kWp – auf der anderen Seite vergleichsweise hoch angesetzt. Würden die Kosten und die Erlösmöglichkeiten im Modell optimiert, ergäbe sich eine positive Ergebniswirkung. Der Kapitalwert und der Gesamtkapitalrentabilität stiegen an.

4.2.5 Auf einen Blick: Bewertung Mieterstrommodelle

Mieterstrommodelle ermöglichen Mietern die Teilhabe an der Energiewende durch eine

„eigene“ PV-Anlage. Die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells hängt erheblich von der Größe des Mietobjekts und von der Akzeptanz der Mieter ab, d. h. der Anzahl der für das Modell zu gewinnenden Mieter. Die Komplexität ist aufgrund der einzuhaltenden

Mess- und Zählerkonzepte vergleichsweise hoch. EVUs bzw. Stadtwerke oder spezialisierte Projektierungsunternehmen bieten sich als Erfahrungsträger (auch in Zusammenarbeit mit WBGs) für die anteilige bis vollständige Umsetzung derartiger Konzept an.

ABBILDUNG 38: KURZBEWERTUNG GESCHÄFTSMODELL MIETERSTROM



4.3 Quartiersansätze als (gegenseitige) Versorgung von Eigenheimbesitzern mit Strom und Wärme

Im Gegensatz zu Direktliefermodellen wird bei Quartiersansätzen die Systemgrenze weiter gefasst: Die Idee ist dabei die gegenseitige Versorgung in einem Quartier mit Strom aber auch mit Wärme. Ein Quartier kann dabei ein geschlossener Siedlungsblock (z. B. Neubaugebiet) oder auch der Zusammenschluss mehrere Gebäude darstellen.

Weitere mögliche Flexibilität bei der Wärme- und Strombereitstellung stellen Stromspeicher oder Power-to-Heat-Anlagen (siehe [Abbildung 39](#)) dar. Letztere ermöglichen eine Nutzung von Überschussstrom aus dem Quartier oder dem öffentlichen Netz. Darüber hinaus ist die Einbindung weiterer Stromabnehmer wie Elektrofahrzeuge (denkbar auch als lokale Carsharing-Fahrzeuge für das jeweilige Quartier) und elektrifizierte ÖPNV möglich. Stromspeicher ermöglichen die zeitliche Entkopplung von Stromproduktion und -verbrauch (siehe Aus-

führungen zu Speichern in [3.2.2](#)). Sie erhöhen somit den Anteil des im Quartier selbst genutzten Stromes. Dabei kann anstatt dezentraler Speicher auch ein zentraler Speicher errichtet werden, der aufgrund der Skaleneffekte wirtschaftlicher gegenüber den dezentralen Speichern ist. Ein mögliches Umsetzungsbeispiel stellt die „Strombank“ der MVV dar¹⁸.

Da Quartiersansätze sehr unterschiedlich und mitunter auch sehr komplex gestaltet sein können, wird in der vorliegenden Studie von einem Geschäftsmodell ausgegangen, das eine PV-Anlage und eine KWK-Anlage umfasst.

4.3.1 Allgemeine Beschreibung und Nutzenversprechen

Unter Quartier ist ein räumlicher Bezugsraum zu verstehen, der zumindest aus zwei Gebäuden besteht. In diesem räumlichen Kontext können wiederum Wohngebäude, aber auch öffentliche Gebäude oder Gewerbe angesiedelt sein. Ziel von Quartiersansätzen ist meist die integrierte, zentrale Versorgung mit Strom und Wärme. Die zentrale Erzeu-

ABBILDUNG 39: BAUSTEINE EINES MÖGLICHEN QUARTIERANSATZES

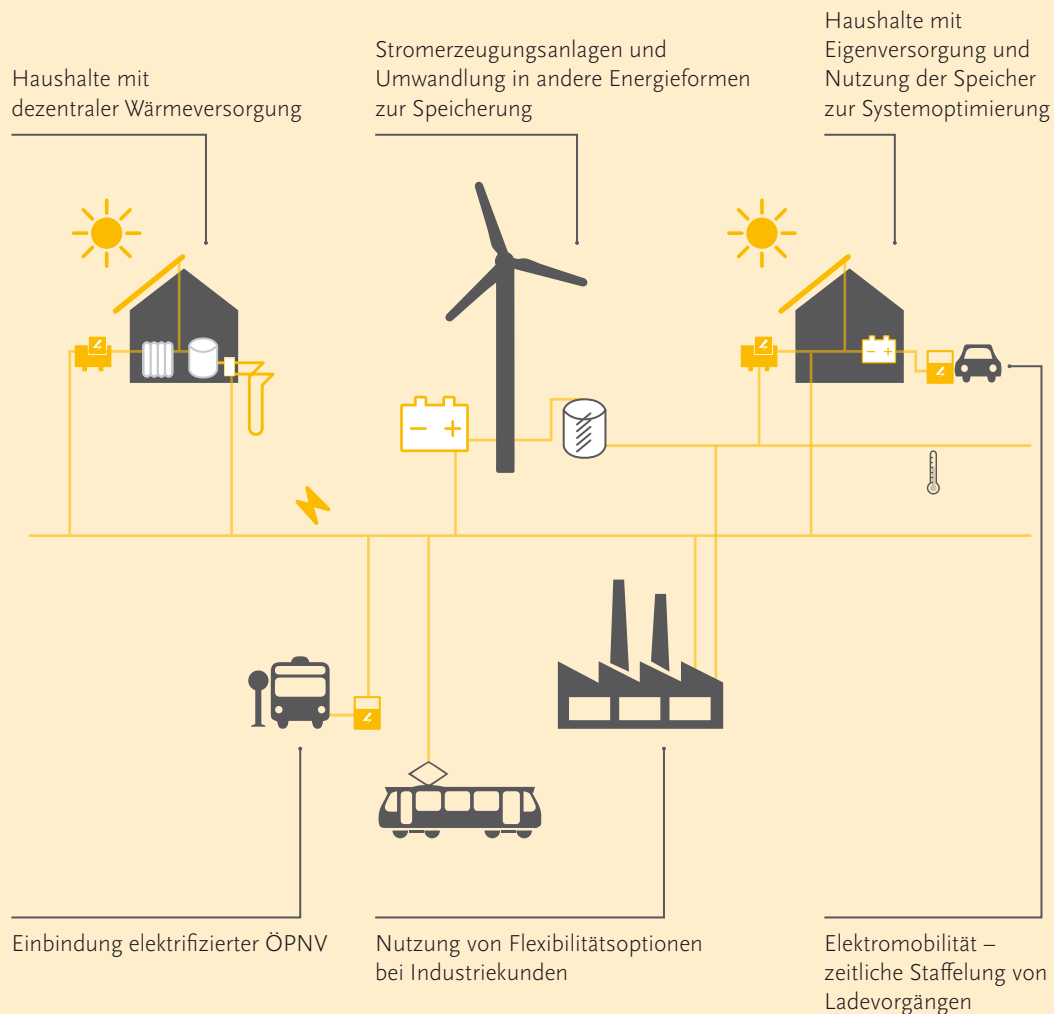


Abbildung 39 zeigt den Aufbau eines möglichen Quartiers als Clustering verschiedener Energieproduzenten, -konsumenten und -speicher. Neben der bisher betrachteten Stromerzeugung mit PV-Anlagen können hier auch weitere Stromerzeugungsanlagen, wie Kraftwärmekopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen), eingebunden werden, bei denen eine gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme erfolgt. Im Gegensatz zu PV-Anlagen sind KWK-Anlagen steuerbar und eignen sich so zur Ergänzung der PV-Stromlieferung bei gleichzeitiger Bereitstellung ressourceneffizienter Wärme. Allerdings gilt als wesentliche Rahmenbedingung für KWK-Anlagen ein ganzjährig benötigter Wärmebedarf. Zudem fällt dieser zeitlich oft versetzt zum Strombedarf in einem Quartier an – hier bieten jedoch Wärmespeicher zur Entkopplung der Strom- und Wärmeproduktion eine Lösungsoption.

Darstellung: BET

gung von Strom und insbesondere Wärme bietet dabei den Vorteil der spezifisch deutlich geringeren Investitionskosten gegenüber einer dezentralen Versorgung (d. h. gegenüber der Einzelfeuerung). Diese Vorausset-

zung ist für Nahwärmenetzlösungen – u. a. für den wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen – interessant. Ein weiterer wesentlicher Vorteil ergibt sich durch die unterschiedlichen Nutzungsstrukturen, insbesondere bei

zeitlich verschobenem Energiebedarf der verschiedenen Energieproduzenten und -konsumenten, deren Bedarf durch die Nutzung von lokalen Netzen und Speichern optimiert wird.

Der wesentliche Nutzen für die Endverbraucher besteht in der größeren Unabhängigkeit von steigenden Energiepreisen (hierbei insbesondere Strompreise) und einer größeren Energieautonomie (in Bezug auf Strombezug) analog zur Stromeigennutzung (siehe [Kapitel 3.2](#)). Das Bewusstsein, einen eigenen Umweltbeitrag durch Minderung der eingesetzten Ressourcen zu leisten, ist ebenfalls ein Nutzen für den Endverbraucher. Darüber hinaus kann die Teilnahme in finanzieller aber auch in teilhabender Hinsicht an der Infrastruktur eines Quartiers (Carsharing, Wärme,...) identitätsstiftende und generationsübergreifende Effekte im Sinne von „Unser Quartier versorgt sich umweltfreundlich selbst [...]“ haben. Dieser Nutzen steigert aus Sicht der Vermieter /Verkäufer den Wert der Objekte und somit die potenziellen Miet- bzw. Verkaufserlöse.

Generell lässt sich durch die Nutzung von KWK-Anlagen ein deutlich günstigerer Primärenergiefaktor für die Wärmeerzeugung gegenüber konventioneller, fossiler Technologie erzielen. Neben der deutlich besseren Energiebilanz lassen sich auf diese Weise Ziele im Rahmen der geltenden Anforderungen hinsichtlich des Energiebedarfs von Gebäuden (EEWärmeG, EnEV) erfüllen, bzw. andere Maßnahmen vermeiden (Nahwärme aus KWK-Anlagen als sog. „Ersatzmaßnahme“).

4.3.2 Zielkunden und Umsetzer

Mögliche Zielkunden eines Quartiersansatzes sind analog zum Mieterstrommodell in der Regel Mieter in mittelgroßen bis großen Wohnobjekten, aber auch Eigentümer von Einfamilienhäusern sowie Gewerbekunden. Je größer die Zahl der potenziellen Abnehmer und deren Energiebedarf im räumlichen

Kontext ist, desto wirtschaftlich interessanter ist grundsätzlich die Umsetzung. Interessant ist vor allem die Zusammenarbeit mit größeren Wohnungsbaugesellschaften. Besonders lohnenswert ist die Umsetzung von Quartiersansätzen in Wohnobjekten, bei denen eine Heizungsmodernisierung bzw. energetische Sanierung ansteht, oder es sich gar um ein Neubauprojekt handelt. Auch für Gewerbegebiete stellen Quartiersansätze eine attraktive nachhaltige Energieversorgungslösung dar.

Mögliche Umsetzer von Quartiersansätzen sind Energieversorger oder -dienstleister (EVU, BEG, etc.), für die sich ein zusätzliches Geschäftsfeld ergibt. Ein wesentlicher Vorteil besteht in der Möglichkeit, eine sehr langfristige Kundenbindung aufzubauen und dabei ein grünes Produkt offensiv zu vermarkten. Zusätzlich ist auch die Vermarktung weiterer Produkte („Cross-Selling“) möglich, wie eine klassische Energielieferung oder auch zukunftsweisender Energiedienstleistungen.

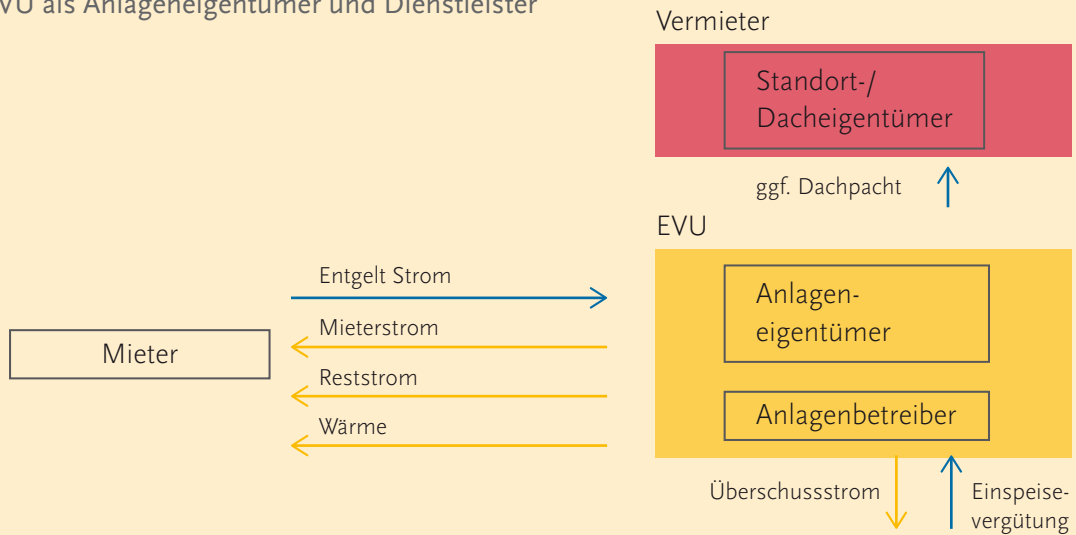
4.3.3 Ausgestaltungsmöglichkeiten der Wertschöpfungsarchitektur

Die alternativen Wertschöpfungsarchitekturen von Quartiersansätzen sind die gleichen wie bei Mieterstrommodellen, da bei Quartiersansätzen lediglich die Grenzen von Mieterstromobjekten weiter gefasst sind ([Abbildung 40](#)). Ein wesentlicher Unterschied bei dem hier aufgezeigten Modell ist die zusätzliche Wärmelieferung an Mieter.

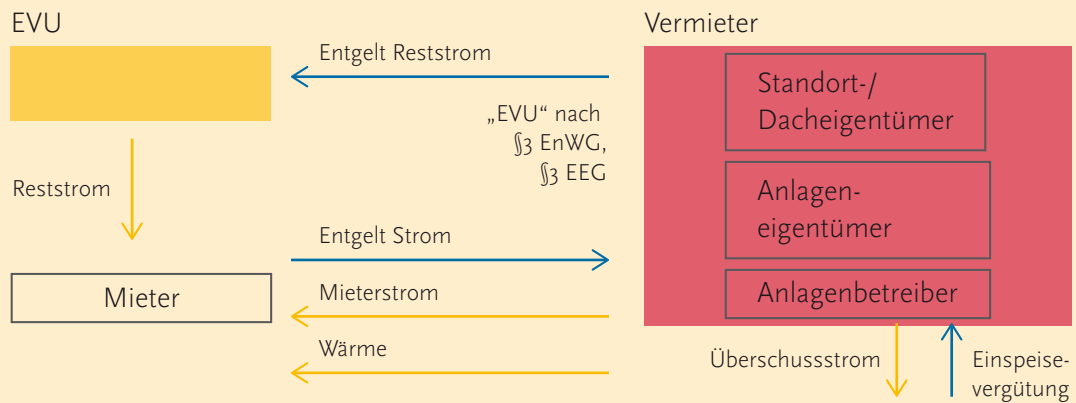
Die Wärmelieferung erfordert, neben der Belieferung von Mieterstrom, eine zusätzliche Vertragsbeziehung und Abrechnung. Die Messung und Abrechnung der gelieferten Wärmemenge erfolgt, wie in großen Mietobjekten mit zentraler Wärmeerzeugung üblich, über Wärmemengenzähler bei den einzelnen Verbrauchern, die den Wärmebedarf eines Endverbrauchers (Warmwasser und / oder Heizung) erfassen und somit eine verursachungsgerechte Zuordnung von Kosten ermöglichen. In einem Wärmeliefervertrag

ABBILDUNG 40: DENKBARE WERTSCHÖPFUNGSARCHITEKTUREN
BEI EINEM QUARTIERSANSATZ¹⁹

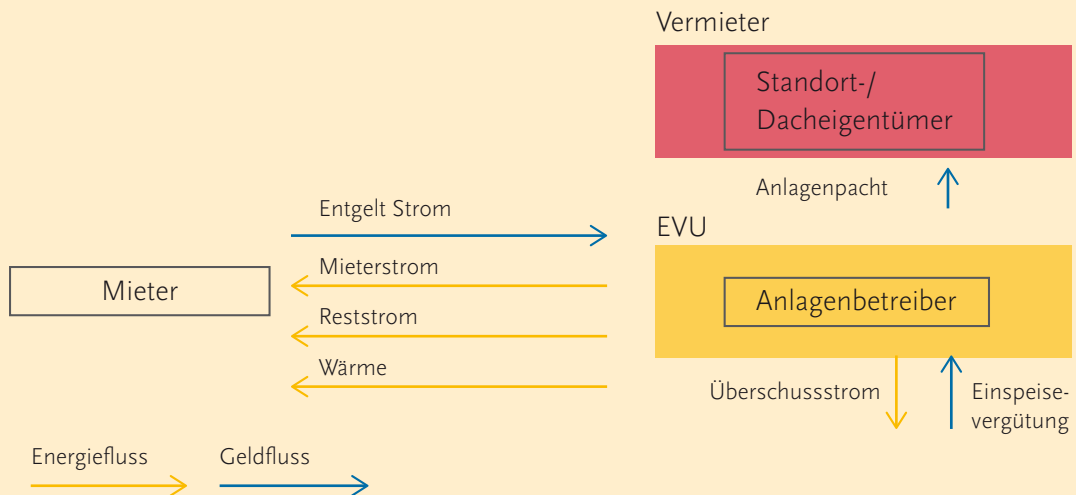
EVU als Anlageneigentümer und Dienstleister



Immobilien-gesellschaft als Betreiber, EVU als Dienstleister



EVU als reiner Anlagenbetreiber und Dienstleister



Energiefluss → Geldfluss

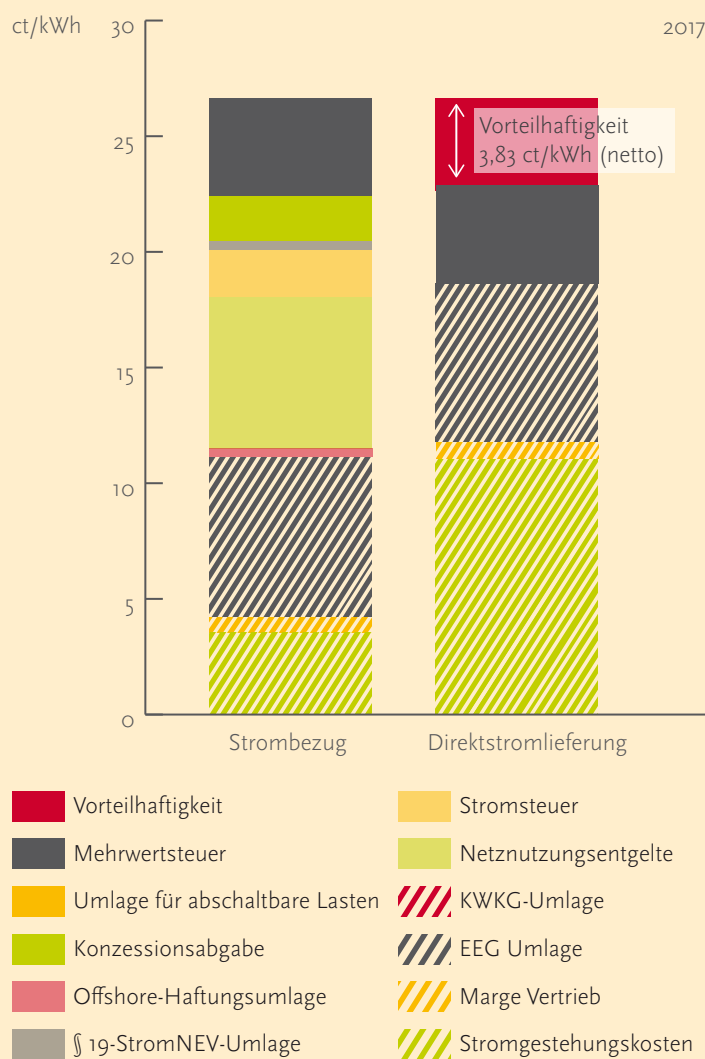
werden die entsprechenden Rahmenbedingungen erfasst, die in der Regel einen Leistungs- und einen Arbeitspreis beinhalten. Von zentraler Bedeutung sind auch hier die vertraglichen Regelungen zur Preisbildung und die Preisänderungsklauseln.

4.3.4 Ertragslogik und Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Ertragsmechanik der am Quartiersansatz beteiligten PV-Anlage ist analog zum Direktliefermodell (siehe Kapitel 4.2) mit dem Unterschied, dass nunmehr auch Wärme an Mieter geliefert wird. Kommen eine oder mehrere KWK-Anlagen zum Einsatz, gelten zusätzliche Förderbedingungen für den erzeugten KWK-Strom, wobei zwischen einer Nutzung des Stromes im Quartier oder Objekt und einer Einspeisung in das öffentliche Netz unterschieden wird. Auch hier gilt analog zur Direktlieferung von PV-Strom, dass diese wirtschaftlicher ist als eine Einspeisung des Stromes ins öffentliche Netz. Bei der Anlagenauslegung und Dimensionierung des Wärmespeichers ist dies entsprechend zu berücksichtigen (siehe auch Kapitel 3.2).

Abbildung 41 zeigt die finanzielle Vorteilhaftigkeit eines Mieterstrommodells bei Nutzung von KWK-Strom (typische KWK-Anlage mit 50 kW elektrischer Leistung) gegenüber einem klassischen Stromliefervertrag für Haushaltskunden. Für 2017 wurde ein Stromtarif mit spezifischen Kosten von 22,4 €Cent / kWh (netto) als Referenz herangezogen. Vereinfachend wurde für die Darlegung der Vorteilhaftigkeit des Mieterstrommodells unterstellt, dass die Kosten für die Errichtung, den Betrieb und der Wartung der KWK-Anlage über den Nutzungszeitraum von zehn Jahren den SGK von ca. 11 €Cent / kWh betragen. Dabei berücksichtigt wurde auch eine Zahlung einer Vergütung nach KWKG 2016. Diese beträgt für eine Anlage mit einer Leistung von 50 kW und einer Stromdirektlieferung 4 €Cent / kWh für eine Laufzeit von 60.000 Vollbenutzungs-

ABBILDUNG 41: ERTRAGSLOGIK BEI EINEM QUARTIERANSATZ (ÄQUIVALENT ZU MIETERSTROMMODELL) BEI EINER VERSORUNG MIT KWK-STROM (TYPISCHE KWK-ANLAGE MIT 50 KW ELEKTRISCHER LEISTUNG) GEGENÜBER KLASSISCHER VERSORUNG AUS DEM NETZ DER ALLGEMEINEN VERSORUNG



Darstellung: BET

stunden²⁰. Für den ins Netz eingespeisten Überschussstrom wird bei dieser Leistung für die gleiche Laufzeit eine Vergütung von 8 €Cent / kWh gezahlt, die der Betreiber zusätzlich zu den am Strommarkt erzielbaren Erlösen und ggf. weiteren Vergütungsbestandteilen erhält. Darüber hinaus werden

Wartungskosten für die KWK-Anlage (Vollwartungsvertrag) von 1,65 € pro Betriebsstunden berücksichtigt.

Die EEG-Umlage wurde entsprechend dem aktuell geltenden Rechtsrahmen vollständig mit 6,880 €Cent / kWh für 2017 in Ansatz gebracht.

In Summe ergibt sich eine Vorteilhaftigkeit gegenüber einem klassischen Stromliefervertrag von 3,83 €Cent / kWh netto. Weitere Aufwendungen für die erforderlichen Abrechnungs- und Marktkommunikationsprozesse schmälern die Vorteilhaftigkeit des Modells. Umgekehrt ergäbe sich die Möglichkeit die Vorteilhaftigkeit weiter zu steigern, da mit dem Modell ein höherwertiges, ökologisches Stromprodukt und somit auch eine Aufwertung der Energiebilanz durch einen besseren Primärenergiefaktor den Endverbrauchern angeboten werden. Eine zusätzlich gegebene Zahlungsbereitschaft für ein solches Produkt gegenüber einem Graustromtarif ergäbe eine Ausweitung des Deckungsbeitrages.

des Gesamtwärmebedarfs mit der KWK-Anlage gedeckt werden. Der restliche Wärmebedarf wird aus einem Erdgaskessel gedeckt. Für den Bezug von Erdgas wird ein Preis von 5,00 €Cent / kWh angesetzt. Es ist bei Einsatz in der KWK-Anlage von der Energiesteuer (0,55 €Cent / kWh) befreit. Da die Wärme aus der KWK-Anlage die ansonsten in Erdgaskesseln erzeugte Wärme verdrängt, können für diese Wärmeerlöse von knapp 6,8 €Cent / kWh angesetzt werden.²³

Für die nachstehende beispielhafte Rechnung wird unterstellt, dass 50 Prozent des mit den PV-Anlagen und 50 Prozent des mit der KWK-Anlage erzeugten Stromes im Mittel über alle Mieter vor Ort verbraucht werden. 50 Prozent werden eingespeist und vergütet. Die EEG-Vergütung für die PV-Anlagen wird vereinfachend mit 12 €Cent / kWh angenommen²⁴. Der Strom von der PV- und der KWK-Anlage wird für 23 €Cent / kWh netto den Mietern angeboten. Als Investitionskosten für die PV-Anlage werden 1.200 € / kWp angesetzt, die Wartungskosten betragen jährlich 2.800 € / a und werden mit 1,5 Prozent über den Betrachtungszeitraum jährlich inflationiert. Als Investitionskosten für die KWK-Anlage werden 105.000 € angesetzt, die Vollwartungskosten betragen 1,65 € / Betriebsstunde und werden ebenfalls über den Betrachtungszeitraum inflationiert. Die Lebensdauer der KWK-Anlage wird mit zehn Jahren angesetzt. Anschließend kann von einer Reinvestition in eine neue KWK-Anlage ausgegangen werden, die sich allerdings ergebnisneutral darstellt und daher vereinfachend hier nicht abgebildet wird. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird ein gewichteter Kapitalkostensatz von vier Prozent unterstellt. Dieser setzt sich zusammen aus einer Eigenkapitalrendite von zehn Prozent auf das eingesetzte Kapital, das 30 Prozent der Investitionssumme entspricht sowie zwei Prozent für die Finanzierung. Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahre zzgl. des Jahres der Inbetriebnahme.

Rechnungsbeispiel für Projektumsetzung

Analog zum Mieterstrommodell betrachten wir mehrere Wohnblöcke mit ca. 250 Mietparteien. Deren Stromverbrauch beträgt für ein Jahr insgesamt angenommene 850.000 kWh. Für die Versorgung der Mieter über ein Mieterstrommodell werden auf acht Wohnblöcken mehrere PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 280 kWp installiert. Dies entspräche einer installierten Leistung von 1,12 kWp je Mietpartei, bei gleichmäßiger, verbrauchsungewichteter Leistungsaufteilung. Des Weiteren wird eine mit Erdgas betriebene KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 50 kW und einer thermischen Leistung von 81 kW installiert. Ausgehend von einem spezifischen Wärmebedarf (Heizung) von 75 kWh / m²²¹ und 12,5 kWh / m² (Warmwasser)²² und einer mittleren Wohnfläche von 60 m² ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf von knapp 710.000 kWh. Bei einer KWK-Laufzeit von 5.000 Vollbenutzungsstunden je Jahr können ca. 60 Prozent

Für das skizzierte Beispiel ergibt sich zusätzlich zu der verdienten Eigenkapitalrendite von zehn Prozent ein Kapitalwert von ca. 119.000 € über den Betrachtungszeitraum. Dieser sollte dazu genutzt werden, um mögliche Abwicklungs- und Transaktionskosten, die mit der Modellumsetzung einhergehen, zu decken und in der vorliegenden Kalkulation nicht abgebildet sind. Insgesamt ergibt sich eine Gesamtkapitalrendite von ca. 8,1 Prozent. Bei einer statischen Betrachtung wäre das Projekt innerhalb von knapp elf Jahren amortisiert und hätte seine Kosten wieder eingespielt.

Das Ergebnis ist neben den Investitionskosten der KWK-Anlage und der PV-Anlagen von den Einspeiseerlösen sowie den durchsetz-

baren Lieferkonditionen des PV- und KWK-Stroms an die Mieter abhängig. Insbesondere die Einspeiseerlöse der KWK-Anlage sind abhängig den Spotpreisen für Strom. In der beispielhaften Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden konservative Annahmen getroffen: Die potenziellen Erlöse wurden auf der einen Seite vergleichsweise niedrig angesetzt. Die Kosten wurden – ohne die Berücksichtigung von Skaleneffekten für die Errichtung der PV-Anlagen – auf der anderen Seite vergleichsweise hoch angesetzt. Würden die Kosten und die Erlösmöglichkeiten im Modell optimiert (auch hinsichtlich der Höhe des gelieferten, d. h. nicht ins Netz eingespeisten Stromes), ergäbe sich eine positive Ergebniswirkung. Der Kapitalwert und der Gesamtkapitalrentabilität stiegen an.



Ausgewählte Geschäftsmodelle zur Vermarktung von PV-Strom

ABBILDUNG 42: BEISPIELHAFTE WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG EINES QUARTIERSANSATZES MIT PV- UND KWK-ANLAGE

| | 0 2017 | 1 2018 | 2 2019 | 3 2020 | 4 2021 | 5 2022 | [...] [...] | 20 2037 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------------|------------|
| Free Cashflow | | | | | | | | |
| 1. Umsatzerlöse | 101.703 € | 102.113 € | 102.530 € | 102.953 € | 103.382 € | 103.817 € | | 35.701 € |
| Direktstrom- lieferung Mieter BHKW | 24.275 € | 24.275 € | 24.275 € | 24.275 € | 24.275 € | 24.275 € | | 0 € |
| Direktstrom- lieferung Mieter PV | 20.077 € | 20.077 € | 20.077 € | 20.077 € | 20.077 € | 20.077 € | | 20.077 € |
| Erlös aus Netz- einspeisung BHKW | 14.375 € | 14.375 € | 14.375 € | 14.375 € | 14.375 € | 14.375 € | | 0 € |
| Erlös aus Netz- einspeisung PV | 15.624 € | 15.624 € | 15.624 € | 15.624 € | 15.624 € | 15.624 € | | 15.624 € |
| Wärmeerlöse | 27.352 € | 27.763 € | 28.179 € | 28.602 € | 29.031 € | 29.466 € | | 0 € |
| - 2. Aufwen- dungen | 52.415 € | 53.201 € | 53.999 € | 54.809 € | 55.631 € | 56.465 € | | 3.771 € |
| Brennstoff- kosten | 41.365 € | 41.985 € | 42.615 € | 43.254 € | 43.903 € | 44.561 € | | 0 € |
| Wartungs- kosten BHKW | 8.250 € | 8.374 € | 8.499 € | 8.627 € | 8.756 € | 8.888 € | | 0 € |
| Wartungs- kosten PV | 2.800 € | 2.842 € | 2.885 € | 2.928 € | 2.972 € | 3.016 € | | 3.771 € |
| = 3. Ergebnis vor Zinsen, Steuern, Ab- schreibung (EBITDA) | 49.288 € | 48.912 € | 48.531 € | 48.144 € | 47.751 € | 47.352 € | | 31.930 € |
| - 4. Abschrei- bungen | 23.945 € | 23.945 € | 23.945 € | 23.945 € | 23.945 € | 23.945 € | | 13.445 € |
| Abschreibung PV | 13.445 € | 13.445 € | 13.445 € | 13.445 € | 13.445 € | 13.445 € | | 13.445 € |
| Abschreibung BHKW | 10.500 € | 10.500 € | 10.500 € | 10.500 € | 10.500 € | 10.500 € | | 0 € |
| = 5. Betriebs- ergebnis (EBIT) | 25.343 € | 24.967 € | 24.586 € | 24.198 € | 23.805 € | 23.406 € | | 18.484 € |
| - 6. Ertragsteuern (vereinfacht) | 7.603 € | 7.490 € | 7.376 € | 7.259 € | 7.142 € | 7.022 € | | 5.545 € |
| - 7. operatives Ergebnis nach Steuern (NOPAT) | 17.740 € | 17.477 € | 17.210 € | 16.939 € | 16.664 € | 16.384 € | | 12.939 € |
| + 8. Abschrei- bungen | 23.945 € | 23.945 € | 23.945 € | 23.945 € | 23.945 € | 23.945 € | | 13.445 € |

Ausgewählte Geschäftsmodelle zur Vermarktung von PV-Strom

| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | [...] | 20 |
|---------------------------------|------------------|----------|----------|----------|----------|----------|-------|----------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | [...] | 2037 |
| = 9. Brutto Cashflow | 41.686 € | 41.422 € | 41.155 € | 40.884 € | 40.609 € | 40.330 € | | 26.384 € |
| - 10. Investition | 387.353 € | 0 € | 0 € | 0 € | 0 € | 0 € | | 0 € |
| = 11. Free Cashflow | -345.667 € | 41.422 € | 41.155 € | 40.884 € | 40.609 € | 40.330 € | | 26.384 € |
| Kapitalwert | | | | | | | | |
| Diskontierungs- faktor | 1,00 | 0,96 | 0,97 | 0,96 | 0,94 | 0,93 | | 0,74 |
| Discounted Cashflow | -345.667 € | 39.837 € | 38.065 € | 36.367 € | 34.739 € | 33.180 € | | 12.088 € |
| Kapitelwert | 119.002 € | | | | | | | |
| Interner Zinsfuß (GK) | 8,09% | | | | | | | |
| Amortisationszeit (statisch) | 10,6 a | | | | | | | |

4.3.5 Auf einen Blick:

Bewertung Quartiersansätze

Quartiersansätze stellen ein innovatives und zukunftsweisendes Geschäftsmodell dar, die allerdings sehr komplex in der Umsetzung sind, da die jeweiligen örtlichen Gegebenheiten berücksichtigt werden müssen und neben der PV nunmehr weitere Technologien (KWK, Strom- und Wärmespeicher) einbezo-

gen werden müssen. Die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte ist in hohem Maße abhängig von der Akzeptanz und den nutzbaren Fördermitteln, die für derartige Leuchtturmprojekte eingesetzt werden können. Als Umsetzer bieten sich EVUs in Zusammenarbeit mit WBGs an.

ABBILDUNG 43: KURZBEWERTUNG GESCHÄFTSMODELL QUARTIERSANSATZ

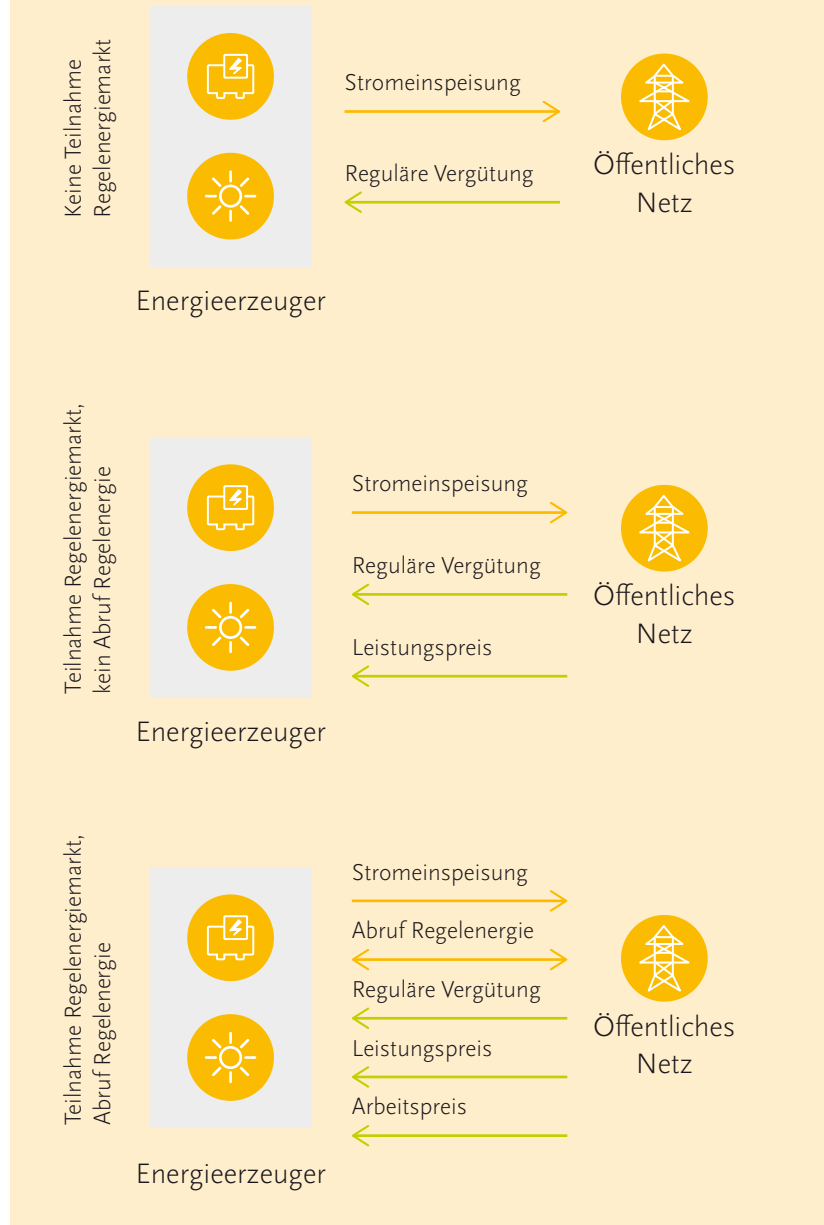
| Umsetzer | Absatzpotenzial | Wirtschaftlichkeit |
|--|---|--------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> > Stadtwerke / EVU > Projektentwickler bzw. Contracting-Unternehmen > Wohnungsbaugesellschaften | | |
| Zielkunden | Vorteile | |
| <ul style="list-style-type: none"> > Private Haushalte in EFH & MFH (Neubaubereichen) > Gewerbegebiete / -parks | <ul style="list-style-type: none"> > Steigerung der Energieautonomie und aktiver Beitrag zur Umsetzung der Energiewende durch eine CO₂-freie bzw. CO₂-arme Energieversorgung > Finanzielle Vorteile durch Nutzung von Eigenversorgungsmodellen bzw. Pacht- / Mietmodellen in der eigenen Energieversorgung und der Verdrängung eines teureren Energiebezugs > Möglichkeit zur Energieautarkie und kompletten Selbstversorgung eines Quartiers | |

4.4 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen stellt ein Geschäftsfeld dar, das sich deutlich von den bisher beschriebenen unterscheidet, da dessen Vermarktungsmöglichkeit in erster Linie nicht auf die produzierte Energie abzielt, sondern in der Erbringung von Systemdienstleistungen liegt. Unter Systemdienstleistungen versteht sich die Erbringung von Dienstleistungen, die dem gesamten Stromerzeugungs- und -verteilungssystem dienlich sind, wie etwa die Teilnahme an Regulenergiemärkten. An diesen wird kurzfristig Flexibilität von Stromerzeugern und Verbrauchern bereitgestellt, um Schwankungen im Stromnetz ausgleichen zu können.

Eine weitere mögliche Dienstleistung stellt die Bereitstellung von Blindleistung dar, die einen lokalen Beitrag zur Netzstabilität leisten kann.

ABBILDUNG 44: VARIANTEN DES GELD- UND ENERGIEFLUSSES BEI REGELENERGIEVERMARKTUNG



4.4.1 Allgemeine Beschreibung und Nutzenversprechen

Teilnahme an Regulenergiemärkten

Durch die Erbringung von Systemdienstleistungen entsteht für den Anlagenbetreiber ein zusätzliches Geschäftsfeld und somit ein möglicher Mehrerlös zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit der Anlage.

lich, die positive Regelleistung (Erhöhung der bereitgestellten Leistung bzw. Verringerung von bezogener Leistung) oder negative Regelleistung (Verringerung der bereitgestellten Leistung bzw. Erhöhung von bezogener Leistung) erbringen können. Dafür müssen Präqualifikationsanforderungen erfüllt werden, mit denen unter anderem sichergestellt wird, dass diese in einer vorgegebenen Zeit eine bestimmte Regelleistung bereitstellen

können. In der Regel geschieht die Vermarktung von Regelleistung über Dienstleister, die viele Anlagen zu einem Pool bündeln, um diese zu vermarkten. Dies erfordert beim Anlagenbetreiber eine Steuereinrichtung (Steuerbox mit Kommunikationsanbindung), über die der Dienstleister aus der Ferne sowohl die aktuelle Leistung der Anlage auslesen, als auch entsprechende Leistungsanpassungen vornehmen kann. Eine praktikable, aber auch nach EEG 2014²⁵ geforderte Untergrenze der Leistung liegt bei 100 kW. Aufgrund des Direktvermarktungsgebotes nach EEG 2014 sind alle Anlagen per se seit dem 01.01.2016 mit einer Fernsteuereinheit ausgerüstet.

Abbildung 44 zeigt die Funktionsweise der Regelernergievermarktung. Im oberen Teil erfolgt keine Teilnahme an den Regelergie-märkten. Der in das öffentliche Netz eingespeiste Strom wird „klassisch“ vergütet. In der mittleren Darstellung erfolgt eine Vermarktung am Regelergiemarkt ohne Abruf von Regelernergie, d. h. der oder die Energieerzeuger könnten Energie bereitstellen und erhalten dafür eine Vergütung, ein Abruf erfolgt jedoch nicht. In der unteren Darstellung kommt es hingegen zum Abruf von positiver oder negativer Regelernergie. In diesem Fall erhält der Energieerzeuger zusätzlich zum Leistungspreis einen Arbeitspreis.

Bei einer Wirkleistung von 30 kW entspricht bei geforderten $\cos(\varphi)$ von 0,90 die eingespeiste Blindleistung 14,53 kVar. Die Scheinleistung ergibt sich zu 33 kVA²⁶. Theoretisch ist auch eine Einspeisung von Blindleistung über ein $\cos(\varphi)$ von 0,90 bzw. 0,95 hinaus gegen ein Entgelt vom Netzbetreiber möglich. Eine entsprechende standardisierte Regelung besteht hierbei jedoch nicht. Es ist vielmehr eine bilaterale Einigung mit dem Netzbetreiber zu erzielen. In der Praxis ist ein solches Geschäftsmodell nur schwer umzusetzen und wird daher hier nicht betrachtet.

Die technischen Voraussetzungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen sind bereits heute gegeben. Die beiden Hauptkomponenten von PV-Anlagen sind PV-Module und Wechselrichter. Im Normalbetrieb werden letztere immer so betrieben, dass jederzeit möglichst die maximale PV-Leistung erzielt wird. Dazu wird permanent elektronisch der optimale Leistungspunkt der PV-Module angesteuert, dies wird als Maximum Power Point Tracking (MPPT) bezeichnet. Wird nun nicht der optimale Leistungspunkt der Anlage angesteuert, kann auf diese Weise eine Reduktion der elektrischen Leistung und somit die Bereitstellung von negativer Regelleistung erfolgen, ohne dass Energie vor Ort verbraucht werden muss. Diese Technik wird seit dem EEG 2012²⁷ genutzt, um durch den Netzbetreiber bei größeren Anlagen die Wirkleistung mittels Fernwirktechnik im Falle einer Netzüberlastung reduzieren zu können²⁸. Typisch für diese Absenkung sind Stufen von 100 Prozent, 60 Prozent, 30 Prozent und 0 Prozent der Wirkleistung. Während im Falle des Abrufes durch den Netzbetreiber keine Ausfallentschädigung für den entgangenen Ertrag gezahlt wird, ist die Nutzung der gleichen Technik für die Bereitstellung von negativer Regelleistung denkbar. Allerdings ist dabei sicherzustellen, dass die Steuerung des Netzbetreibers vorrangig greift.

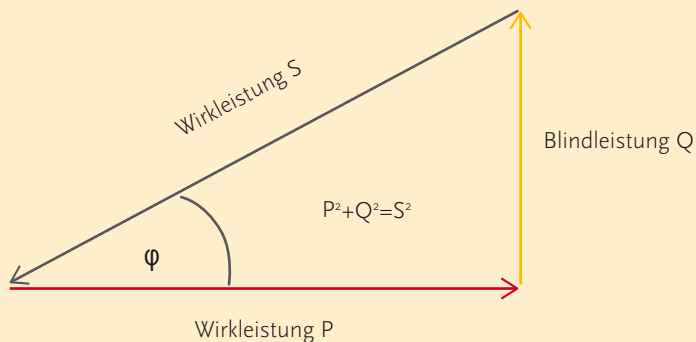
Bereitstellung von Blindleistung

Die Bereitstellung von kapazitiver oder induktiver Blindleistung kann einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung des Spannungsniveaus am Netzeinspeisepunkt und damit für das Netz der allgemeinen Versorgung liefern. So kann nach BDEW Mittelspannungsrichtlinie der Netzbetreiber von Anlagen ab einer Größe von 3,68 kVA (Scheinleistung) die Einspeisung mit einem $\cos(\varphi)$ von 0,95 verlangen. Bei Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 13,8 kVA gilt ein Wert von $\cos(\varphi)$ von 0,90. Abbildung 45 zeigt beispielhaft die Bereitstellung von Blindleistung durch einen PV-Wechselrichter.

EXKURS ERKLÄRUNG BLINDLEISTUNG:

Jedes elektrische Bauteil kann Eigenschaften von Spulen (Induktivität) und Kondensatoren (Kapazitäten) aufweisen – dies gilt insbesondere für elektrische Netze. Kapazitäten und Induktivitäten nehmen bei Wechselspannungsanlagen Energie auf und geben diese wieder ab, welche sie für den Aufbau eines elektrischen Feldes (Kondensator) bzw. magnetischen Feldes (Spule) benötigen. Die Aufnahme dieser Energie ist vollständig reversibel, sodass von Blindleistung gesprochen wird.

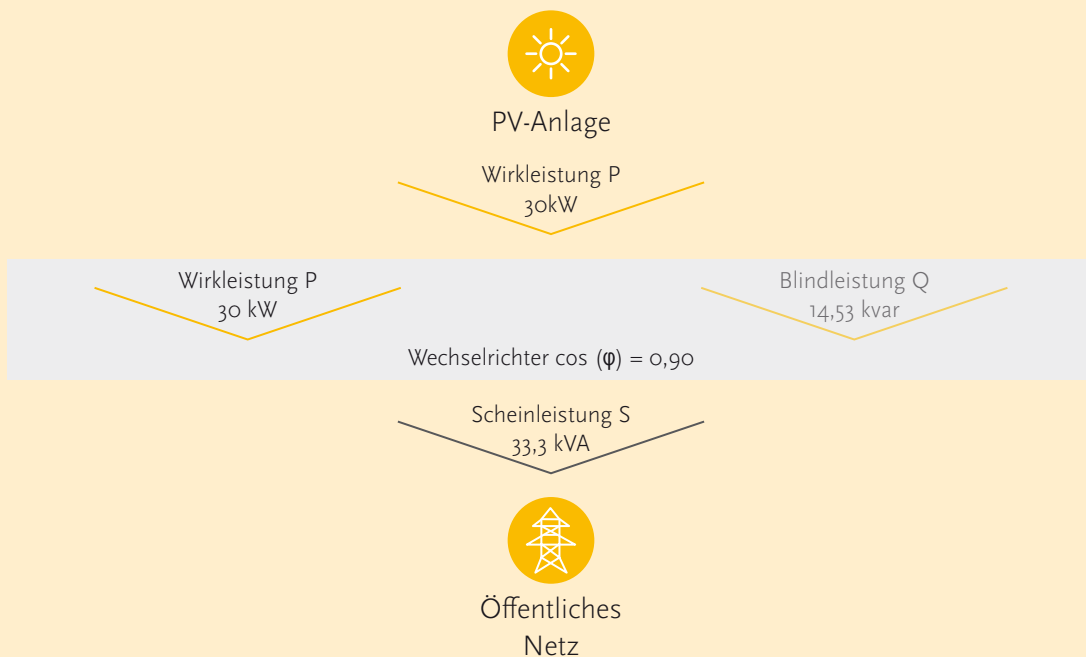
Bezahlen muss ein Verbraucher meist nur für die Wirkleistung, die Blindleistung muss aber sehr wohl von allen Bestandteilen des Stromnetzes mit transportiert werden. Die Bestandteile sind auf die Scheinleistung ausgelegt, welche sich aus Blind- und Wirkleistung zusammensetzt. Die Größe des Winkels φ ist dabei das Maß der Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung.



φ = Phasenverschiebung

Funktionsskizze Blindleistung

ABBILDUNG 45: BLINDLEISTUNGSERZEUGUNG MIT PV-WECHSELRICHTER



Darstellung BET nach Vorlage SMA

4.4.2 Zielkunden und Umsetzer

Prinzipiell ist die Erbringung von Systemdienstleistungen für alle Anlagenbetreiber (Zielkunden) denkbar, allerdings ist diese für kleinere Anlagen aufgrund des bei allen Anlagen ähnlichen Abwicklungsaufwandes nicht praktikabel. Eine Mindestanlagengröße von 100 kW ergibt sich aus der Vermarktungspflicht nach EEG 2014, welche für Anlagen, die nach dem 01.01.2016 in Betrieb gegangen sind, gilt. Mögliche Umsetzer für die Vermarktung von Regelenergie sind bereits am Markt als Dienstleister etabliert, sodass die Vermarktung von Regelenergie oftmals kein direktes Geschäftsfeld für kommunale Versorger darstellt. Gleichwohl könnten diese eigene Kapazitäten oder die anderer Akteure bündeln und auf diese Weise Synergieeffekte erzielen.

Vorzugsweise eignet sich das Modell eher für Anlagen mit Netzeinspeisung (siehe [Kapitel 3.1](#)), da in diesem Fall die Verringerung der Stromerlöse bei Weniger- oder Nichtstromnutzung bzw. -einspeisung geringer sind (siehe [Kapitel 3.2](#)).

4.4.3 Ausgestaltungsmöglichkeiten der Wertschöpfungsarchitektur

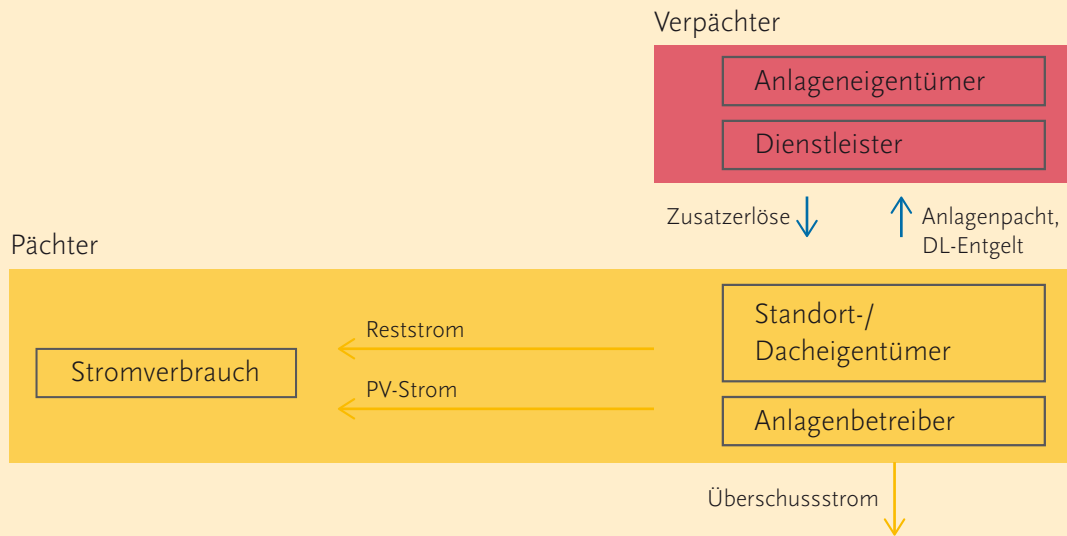
Mögliche Optionen einer Ausgestaltung der Wertschöpfungsarchitektur zeigt [Abbildung 46](#). In allen Fällen wird ein administrierter Dienstleister benötigt, der den nötigen Marktzugang bereitstellt. Denkbar ist zum Beispiel die Kombination eines Miet- / Pachtmodells mit der Erbringung von Regelleistung. Hierin könnten Dienstleister und Vermieter / Verpächter identische (oben) oder unterschiedliche Akteure (unten) sein. Außerhalb des Miet- / Pachtmodells, wenn Anlagenbetreiber und -eigentümer identisch sind, ist ebenfalls die Einbeziehung eines Dienstleisters möglich. Dies wäre die hauptsächlich anzutreffende Ausgestaltungsvariante.

4.4.4 Ertragslogik und Wirtschaftlichkeitsrechnung

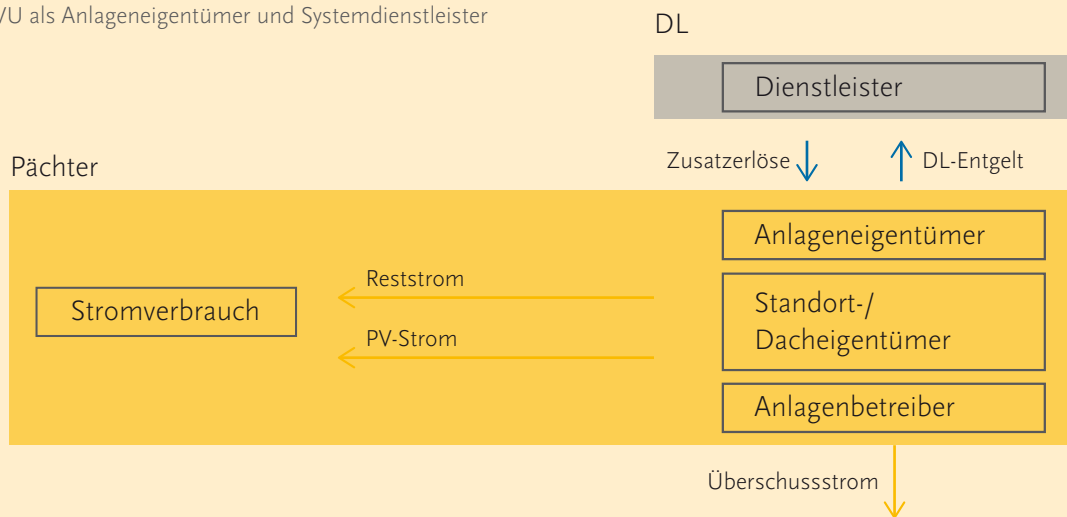
Die (unentgeltliche) Bereitstellung von Blindleistung ist heute schon Mindestanforderung von großen Anlagen. Eine darüber hinausgehende Blindleistungsbereitstellung ist technisch möglich, wird derzeit aber nicht vergütet. Vor dem Hintergrund einer anzunehmenden wachsenden Bedeutung der Blindleistung kann hier künftig ein Markt entstehen.

Eine Bereitstellung von negativer Regelenergie wird bereits heute vergütet und ist, wie oben beschrieben, auch für mittelgroße Anlagen durch Dienstleister möglich. Besteht aufgrund der Größe der PV-Anlage die Pflicht zur Direktvermarktung, bestehen alle technischen Voraussetzungen zur Teilnahme an Regelenergiemärkten. Neben dem für die Direktvermarktung ohnehin zu zahlenden Dienstleistungsentgelt fallen in der Regel Erfolgshonorare für den Dienstleister an, die zwischen 30 bis 40 Prozent der Regelenergiemarkterlöse liegen. Diese wiederum unterteilen sich in ein Bereitstellungsentgelt, das in allen Fällen (d. h. auch bei Nichtabruf) gezahlt wird und in ein Arbeitsentgelt, das bei Abruf der negativen Leistung gezahlt wird. Da es beim Abruf von negativer Regelleistung zu Erlösminderungen durch Nichtvergütung des ansonsten produzierten Stromes kommt, sollte der Erlös (abzüglich des Erfolgshonorars des Dienstleisters) oberhalb der entgangenen Erlöse der sonstigen Vermarktung liegen. Angesichts der in den letzten Jahren deutlich gesunkenen Erlöse auf dem Regelenergiemarkt (siehe [Abbildung 47](#)) ist die Vermarktung in diesem Bereich zurzeit relativ unattraktiv.

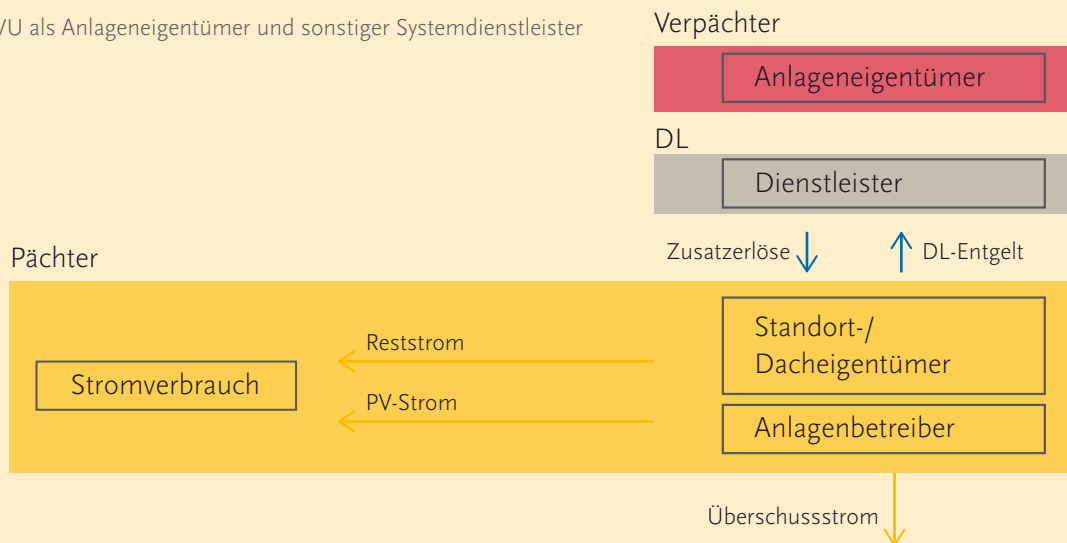
EVU als Anlageneigentümer und Systemdienstleister



EVU als Anlageneigentümer und Systemdienstleister



EVU als Anlageneigentümer und sonstiger Systemdienstleister



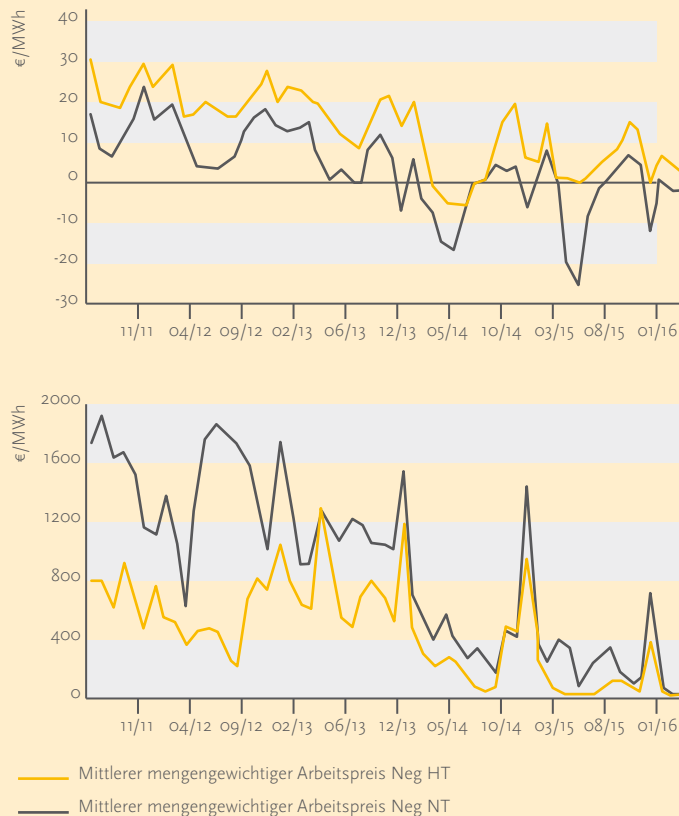
Das obere Diagramm in [Abbildung 47](#) zeigt dabei die Erlöse für die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung. Dabei wird zwischen HT (Haupttarif, Zeit tagsüber und wochentags) und NT (Nebentarif, übrige Zeit) unterschieden. Diese werden nur bei Abruf der vermarkteten Anlagen gezahlt und lagen im Jahr 2015 zwischen 0 und 15 €/MWh für HT und zwischen -25 und

8 €/MWh für NT. Damit lagen die Erlösmöglichkeiten deutlich unter den typischen SGK von PV-Anlagen. So wird in der Regel auch nur ein Ertrag für den Leistungspreis erzielt, der für die Bereitstellung von Regelleistung gezahlt wird. Dieser lag im Jahr 2015 zwischen 0 und 800 €/MW und war insgesamt deutlich niedriger als in den Vorjahren.

ABBILDUNG 46: DENKBARE WERTSCHÖPFUNGSARCHITEKTUREN BEI DER BEREITSTELLUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

(Darstellung BET)

ABBILDUNG 47: PREISENTWICKLUNG FÜR NEGATIVE SEKUNDÄRREGELLEISTUNG



Darstellung: BET

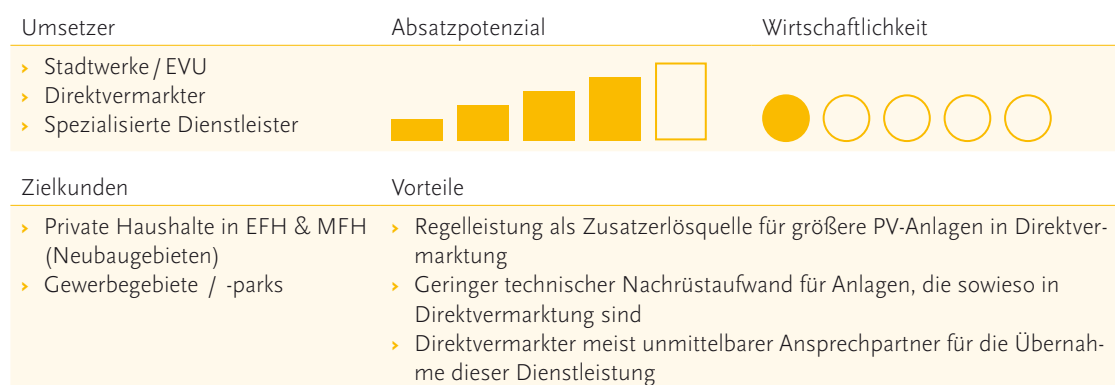
Ausgewählte Geschäftsmodelle zur Vermarktung von PV-Strom

4.4.5 Auf einem Blick: Bewertung Systemdienstleistungsbereitstellung

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ist über spezialisierte Anbieter gerade für Anlagen größer 100 kW möglich, allerdings aufgrund geringer erzielbarer Erlöse zurzeit

eher unattraktiv. Ein Markt für die Bereitstellung von Blindleistung besteht hingegen (noch) nicht. Gleichwohl wird Blindleistung bereits heute von Stromerzeugungsanlagen erbracht, auch wenn sie heute keine Vergütung dafür erhalten.

ABBILDUNG 48: KURZBEWERTUNG GESCHÄFTSMODELL BEREITSTELLUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

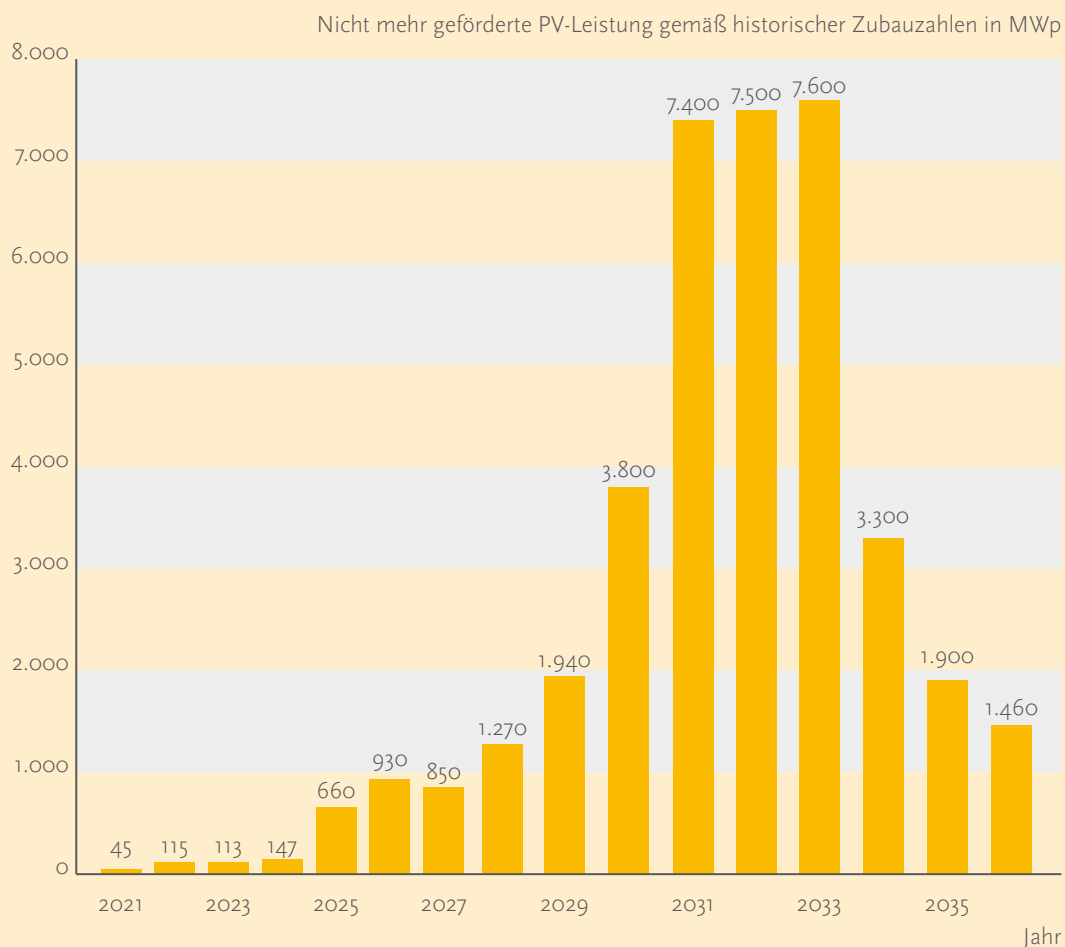


5 NUTZUNGSMÖGLICHKEITEN VON PV-ANLAGEN NACH ABLAUF DER EEG-FÖRDERUNG

Mit dem Beginn des kommenden Jahrzehnts endet erstmalig für viele PV-Anlagen die 20-jährige Förderung durch das EEG. Während mit der Einführung des EEGs im Jahr 2000 der Leistungszubau von PV-Anlagen noch gering ausfiel, stiegen in den darauffolgenden Jahren die Zubauzahlen aufgrund erzielter Kostendegressionen rasant an. In den Jahren 2009 bis 2012 erreichte der Leistungszubau einen Höchststand, um anschließend wieder auf ein Niveau von etwa

1,0 bis 1,5 GWp je Jahr zu sinken. Für die Entwicklung der Leistungsmengen, die aus der EEG-Förderung laufen, ist ab dem Jahr 2021 demnach ein analoger Verlauf zu erwarten. In [Abbildung 49](#) sind die ab 2021 erwarteten jährlichen Leistungsmengen dargestellt, die aus der Förderung auslaufen. Die aufgeführten Zahlen richten sich dabei nach den historischen Zubauzahlen für PV-Anlagen in Deutschland. Geringe Leistungsabweichungen aufgrund von vorzeitigem Defekt

ABBILDUNG 49: PV-LEISTUNGEN, DIE AB 2021 THEORETISCH JÄHRLICH NACH 20-JÄHRIGER FÖRDERLAUFZEIT IHR FÖRDERENDE GEMÄSS EEG ERREICHEN²⁹



Darstellung: BET

bzw. Stillstand oder Rückbau der PV-Anlagen können sich hierbei ergeben.

Nachfolgend werden verschiedene (Weiter-) Nutzungsmöglichkeiten für PV-(Alt)Anlagen beschrieben, deren Attraktivität von unterschiedlichen Faktoren abhängig ist. Neben der weiterhin erwarteten Lebens- und Nutzungsdauer der PV-Anlage, dem Ausmaß der erforderlichen Ersatzinvestitionen bzw. Retrofits zum Weiterbetrieb der Anlage, sind es die eigenen Ausgangsbedingungen (bspw. Eigennutzungsmöglichkeit des Stromes, Bereitschaft sich mit der weiterführenden Nutzungsmöglichkeit auseinanderzusetzen, u.v.m.), die die Attraktivität und Art der weiteren Nutzungsmöglichkeit bestimmen. Von daher bleibt es vielfach bei einer individuellen Prüfung der jeweiligen Verwendungs- und Nutzungsmöglichkeiten nach dem Auslaufen der regulären Förderung nach dem EEG.

Grundsätzlich bestehen für Betreiber von PV-Anlagen nach dem Auslaufen der EEG-Förderung zwei Möglichkeiten:

- Rückbau der PV-Anlage, einschließlich der Entsorgung und dem Verkauf von Anlagenkomponenten,

oder

- Weiterbetrieb der PV-Anlage, u.U. nach erforderlicher Erneuerung von Bauteilen bzw. Anlagenkomponenten.

Eine entscheidende Rolle hinsichtlich der Entscheidung für eine der beiden

Möglichkeiten spielt die Qualität der verbauten Komponenten und Anlagenteile sowie äußere Umwelteinwirkungen. Bevor vertiefend auf die Weiterverwendungsmöglichkeiten von PV-Anlagen eingegangen wird, werden zunächst die durchschnittlich zu erwartenden Nutzungsdauern von verschiedenen Zelltechnologien und Anlagenkomponenten beschrieben.

5.1 Abbau der Leistungsfähigkeit unterschiedlicher Zelltechnologien und Komponenten

Die Höhe der Leistungseinbußen von PV-Anlagen wird maßgeblich durch optische Fehler

EXKURS PV-MODULTECHNOLOGIEN

Am Markt sind verschiedene PV-Modultechnologien vorhanden. Diese werden in kristalline (mono- und polykristalline) und Dünnschichtmodule (Cadmium-Tellurid – CdTe, Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid – CIGS, amorphes Silizium, etc.) unterteilt. Der Marktanteil von kristallinen Modulen liegt bei ca. 85 Prozent, der von Dünnschichtmodulen entsprechend bei 15 Prozent.

Die Technologien haben Vor- und Nachteile. So weisen bspw. die kristallinen Module die höchsten Wirkungsgrade auf. Je nach Zelltechnologie können diese bei monokristallinen Modulen im Bereich von 18 bis 22 Prozent und bei polykristallinen zwischen 16 und 19 Prozent liegen. Entsprechend kleiner ist der Flächenbedarf für die Installation einer Leistung von einem kWp, was insbesondere bei kleinen, begrenzten Flächenangebot für die Nutzung kristalliner Module spricht. Die Leistung heutiger PV-Module im kristallinen Bereich liegt bei 250 bis 300 Wp.

Im Vergleich zur kristallinen Technologie weisen die Dünnschichtmodule niedrigere Wirkungsgrade zwischen 10 und 16 Prozent, je nach betrachteter Zelltechnologie, auf. Dafür zeichnen sich Dünnschichtmodule durch geringere spezifische Investitionskosten gegenüber kristallinen Modulen aus, was insbesondere bei größeren PV-Anlagen für die Nutzung dieser Module spricht.

der PV-Module bestimmt. Durch sogenanntes Browning, bei dem in Folge von mangelnder UV- und Wärmestrahlungsbeständigkeit die Kunststofffolie, die die Solarzelle umhüllt und vor Umwelteinflüssen schützen soll, eine Gelb- oder Braunfärbung erfährt, resultieren Einbußen in der Leistungsfähigkeit des betroffenen PV-Moduls. Die stärksten Einbußen in der Leistungsfähigkeit werden durch die Verfärbung der Kunststofffolien (sog. EVA-Folien), Korrosion und Ausbleichung der Zellen sowie Kunststoffblasenbildung verursacht. Schlechte Modulqualität und daraus resultierende Mikrorisse oder Zellbrüche innerhalb der Solarzelle begünstigen ebenfalls diesen Effekt. Weitere Defekte, wie eine Beschädigung des Wechselrichters, sind vielfach die Folge.

Häufige Ursache für Alterserscheinungen ist das Auftreten von Hot Spots. Dieser Effekt kann als Folge von Teilabschattungen auftreten. Die Spannung der abgeschatteten Zelle wird negativ, so dass die Zelle als Verbrau-

cher arbeitet und die resultierende Leistung in Wärme umsetzt.

Hinsichtlich der verschiedenen etablierten Anlagentypen und Zelltechnologien (mono, polykristallin, Dünnschicht) ergeben sich leichte Unterschiede, was die zu erwartende Lebensdauer betrifft. Allgemein kann bei amorphen Solarzellen (Dünnschichtmodulen) in der Regel von einer Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren ausgegangen werden. Bei kristallinen Solarzellen ist dagegen eine Nutzungsdauer von bis zu 30 Jahren zu erwarten. Die realistische Lebensdauer eines Qualitätsmoduls, unabhängig vom Typ, kann aber auch bei 35 Jahren und länger liegen. Lediglich das Absinken der Stromausbeute ist nicht zu verhindern. Es gibt jedoch Hersteller, die auf die Leistung der Module 25 Jahre Garantie geben. Hierbei wird unterschieden zwischen Stufengarantien und linearen Leistungsgarantien, bei denen der Hersteller für jedes Jahr eine Mindestleistung zusichert.

DURCHSCHNITTliche LEBENSDAUER VON ZELLTECHNOLOGIEN UND ANLAGEN-KOMPONENTEN IM ÜBERBLICK:

| | durchschnittliche Lebensdauer in Jahren |
|---|---|
| Kristalline Solarzellen | 30 |
| Amorphe Solarzellen | 20–25 |
| Wechselrichter | 10–15 |
| Gestelle / Aufständering und Montagesysteme | >30 |
| Solkabel (doppelt isoliert) | 25 |

Das Degradationsverhalten von PV-Modulen, also die alterungsbedingte Leistungsabnahme, ist stark von der verwendeten Zelltechnologie abhängig. Mono- und polykristalline Module weisen ein ähnliches Degradationsverhalten im Sinne einer mittleren jährlichen Degradation von 0,4 bis 0,6 Prozent auf. Dünnschichtmodule auf Basis des Halbleiters Cadmium-Tellurid (CdTe) zeigen ebenfalls ähnliche Degradationsraten.³⁰ Anders verhält es sich hingegen mit Dünnschichtmodulen aus amorphem Silizium. Aufgrund des sogenannten „Staebler-Wronski“-Effekts³¹ beträgt

die lichtinduzierte Leistungsdegradation in den ersten 1.000 Betriebsstunden zwischen fünf bis zu 15 Prozent, bevor sich die Leistung dieser Module stabilisiert.

Wechselrichter stellen die Komponente mit der geringsten Lebensdauer einer PV-Anlage dar und müssen meist nach grob zehn Jahren ausgetauscht werden. Die Verschaltung der Module hat hierbei großen Einfluss auf die Lebensdauer des Wechselrichters. Je besser die Konfiguration der PV-Anlage, desto länger ist uneingeschränkter Betrieb zu erwarten.

Eine Überprüfung des Zustands einer PV-Anlage kann durch zertifizierte Gutachter erfolgen. Zu prüfen sind vorrangig die noch verfügbare Ertragsleistung sowie die allgemeine Funktionstüchtigkeit der Anlage, um die zu erwartende Nutzungsdauer bzw. Kosten für möglicherweise notwendige Reparaturen abschätzen zu können. Dienstleister für geprüfte Gutachten finden sich auf diversen Online-Plattformen. Neben unabhängigen Anbietern und Herstellern von PV-Anlagen, können Gutachten auch über die Handelsplattformen des PV-Zweitmarktes angefordert werden. Für Betreiber von PV-Anlagen, die ihren Strom weiterhin einspeisen und vermarkten wollen, ist eine solche Prüfung der Anlage nicht zwangsläufig notwendig, da die Anlage in den allermeisten Fällen bereits abgeschrieben ist und ohne zusätzliche Mehrkosten weiterhin betrieben werden kann.

5.2 Entsorgung bzw. Verkauf von Komponenten

Je nach Zustand der PV-Module müssen Altanlagen nicht zwangsläufig entsorgt, sondern können auf Zweitmärkten veräußert werden. Für den Verkauf stehen verschiedene Handelsplattformen zur Verfügung, die sich im Laufe der letzten Jahre etabliert haben und die Möglichkeit bieten, ganze Anlagen oder Anlagenteile online zu inserieren.

5.2.1 Entsorgung

Sollte die Leistungsfähigkeit der PV-Anlage bereits stark eingeschränkt sein, etwa durch Beschädigungen oder andere äußere Einflüsse, kommt in manchen Fällen nur noch die Entsorgung der gesamten PV-Anlage bzw. von einzelnen Anlagenkomponenten in Betracht. Hierfür bestehen in Deutschland bestimmte Auflagen, die kurz ausgeführt werden.

Im Januar 2003 trat die von der Europäischen Union (EU) erlassene sogenannte „Waste Electrical and Electronical Equipment

Directive“ (WEEE-Richtlinie) in Kraft. Ziel der Richtlinie ist es, Abfälle von Elektro- und Elektronikgeräten zu reduzieren, indem Altgeräte verstärkt einer Wiederverwendung, Recycling oder anderen Formen der Verwertung zugeführt werden. Die WEEE-Richtlinie wurde in nationales Recht durch das Elektro- und Elektronikgesetz (kurz: ElektroG) umgesetzt, das am 24.10.2015 in einer neuen Fassung in Kraft getreten ist. Mit der Novellierung des ElektroG gelten neue Regelungen, die vor allem Hersteller sowie Importeure von PV-Modulen betreffen, die in Deutschland PV-Module vertreiben. Hersteller von PV-Anlagen werden darin verpflichtet, PV-Module kostenlos zurückzunehmen und zu recyceln. Das in Verkehr bringen von PV-Modulen bedarf demnach einer Registrierung der Hersteller und Importeure bei der zuständigen „Gemeinsamen Stelle der Hersteller“ sowie dem Nachweis einer finanziellen Garantie für den Insolvenzfall. Die „stiftung elektroaltgeräte register“ (stiftung ear) wurde vom Umweltbundesamt betraut, die Registrierung der Hersteller von Elektro- und Elektronikgeräten wahrzunehmen. Mit Hilfe der Garantie soll sichergestellt werden, dass die Entsorgungsaufwände jener Hersteller gedeckt sind, die zum Zeitpunkt der Rückgabe von Altanlagen nicht mehr am Markt teilnehmen.

Für Endverbraucher ist die Entsorgung von PV-Modulen seit Februar 2016 bis auf die Demontage und den Transport zum Sammelhof kostenlos. Das gilt auch für die Module, die vor Inkrafttreten des Gesetzes verbaut wurden. Vertreiber von PV-Modulen sind somit verpflichtet, entsprechende Rücknahmemöglichkeiten einzurichten. Das Gesetz sieht neben der Entsorgung über die Sammelhöfe auch die Entsorgung über kollektive Rücknahmesysteme vor, die Module an eigenen Sammelstellen zurücknehmen.

Derzeit können Altmodule bei zertifizierten Sammelstellen, bei spezialisierten Entsorgungsunternehmen, beim Hersteller oder auf

Rechtliche
Situation

Deponien zur umweltgerechten Entsorgung abgegeben werden. Mit Hilfe von PV-CYCLE können bspw. nahegelegene Sammelstellen ausfindig gemacht werden und Module kostenfrei abgegeben werden.

5.2.2 Verkauf von Anlagenkomponenten

Je nach Zustand der Altanlagen kommt auch ein Verkauf der PV-Module auf Börsen und Zweitmärkten in Frage, um eine Nachnutzung zu ermöglichen. Verschiedene Online-Marktplätze existieren bereits und bieten die Möglichkeit, entweder ganze Anlagen oder einzelne Anlagenkomponenten zu handeln. Dabei werden nicht alle Modultypen gleichermaßen gehandelt, was auf die analoge Verbreitung der PV-Anlagen zurückzuführen ist. Demnach werden mono- und polykristalline Module deutlich mehr gehandelt, als die weniger verbreiteten Dünnschichtmodule. Neben günstigen Angeboten haben Betreiber von Altanlagen die Möglichkeit, PV-Module von Herstellern, die bereits vom Markt verschwunden sind, zu ersetzen oder eine bestehende Anlage zu erweitern.

Während die meisten Handelsplätze ausschließlich Komplettanlagen anbieten, besteht auf dem Marktplatz SecondSol darüber hinaus die Möglichkeit, einzelne PV-Produkte, wie Anschlussdosen, Solarkabel oder Stecker, zu handeln.

5.3 Vermarktungsmöglichkeit für Weiterbetrieb über die Förderlaufzeit hinaus

Entscheidet sich der Betreiber einer PV-Anlage für einen Weiterbetrieb, bestehen verschiedene Möglichkeiten für die Vermarktung des erzeugten Stromes. Wichtig ist für den Anlagenbetreiber der Zustand der verbauten PV-Module. Je nach Qualität der verbauten Module sowie der äußeren Einflüsse sind nach 20 Jahren Anlagenbetrieb zusätzliche Reparaturen oder sogar der Ersatz von Anlagenbestandteilen notwendig.

Durch Handelsplattformen, wie SecondSol oder Milk the Sun, erhalten Betreiber von Altanlagen die Möglichkeit, ihre Module auch ohne kostspielige Neuinvestitionen weiterhin rentabel zu nutzen. Für die Verwendung kommen verschiedene Geschäftsmodelle in Frage, die umfassend in den vorhergehenden Kapiteln ausgeführt wurden.

Trotz eines Ablaufs des regulären Förderzeitraums von 20 Jahren sowie dem Jahr der Inbetriebnahme handelt es sich juristisch weiterhin um eine Anlage im Sinne des EEG. Damit einher geht (nach aktueller Rechtslage) der Anspruch auf Netzanbindung und vorrangiger Abnahme des mit der PV-Anlage erzeugten Stroms, sollte es zu einer Weiterführung der Stromeinspeisung in das öffentliche Stromnetz kommen.³²

5.3.1 Fortsetzung der Stromeinspeisung

Entscheidet sich der Betreiber einer PV-Anlage dafür, den erzeugten Strom nach Ablauf der Förderung durch das EEG (weiterhin) in das Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen, greift die sogenannte sonstige Direktvermarktung gemäß §21a EEG 2017 als Veräußerungsform. Um einen Erlös für die Netzeinspeisung zu erhalten, bedarf es eines Vermarkters bzw. Dienstleisters, sofern diese Aufgabe nicht eigenständig wahrgenommen wird, und zum anderen eines Abnehmers des veräußerten Stromes. Die Lieferbeziehung ist vertraglich zu regeln. Abnehmer des eingespeisten erneuerbaren Stromes können u. a. das lokale Stadtwerk oder EVU sein, aber auch andere Stromhändler.

Im Gegensatz zur Direktvermarktung im Marktprämienmodell während der regulären Förderlaufzeit nach dem EEG erhält der Anlagenbetreiber nach Ablauf der Förderung lediglich den Stromerlös, den der Direktvermarkter bzw. Dienstleister bei Veräußerung an einen Dritten aushandeln kann. Dieser Erlös sollte mindestens so hoch sein, dass er die spezifischen Betriebskosten und ggf.

einmalig anfallende Retrofit-Maßnahmen decken kann, um weiterhin einen Betrieb zu rechtfertigen.

Dadurch, dass die Förderung nach dem EEG ausgelaufen ist, können nun für den erzeugten Strom aus der PV-Anlage auch Herkunftsnachweise ausgestellt werden (§79 EEG 2017). Mit dem Herkunftsnachweis lässt sich die „grüne“ Eigenschaft jeder eingespeisten Kilowattstunde Strom aus der PV-Anlage vermarkten und finanziell vergüten. Damit steigt grundsätzlich der Wert der eingespeisten Kilowattstunde Strom.

5.3.2 Nutzung des PV-Stroms zur Eigenversorgung

Da die Erlösmöglichkeiten bzw. finanzielle Vorteilhaftigkeit eines Eigenverbrauchs denen der Stromeinspeisung in das öffentliche Netz einschließlich Direktvermarktung überstei-

gen, bietet sich vielfach ein Umstieg in der Vermarktung des Stroms bei Weiterbetrieb der PV-Anlage an. Die Aufwendungen für eine solche Umstellung sind überschaubar und bestehen maßgeblich in der Installation eines Zweirichtungszählers (siehe [Kapitel 3.2.3](#)).

Die Grundlogik der Eigenversorgung entspricht den Ausführungen in [Kapitel 3.2](#). Zielsetzung sollte es sein, möglichst vollständig eine Eigennutzung des vor Ort erzeugten PV-Stromes zu erreichen und eine Einspeisung des Stromes in das öffentliche Stromnetz zu vermeiden. Zwar ist eine Einspeisung in das öffentliche Netz weiterhin möglich. Um hier allerdings einen Erlös für die Einspeisung zu erhalten, bedarf es eines (Direkt-)Vermarkters oder eines anders gearteten Abnehmers des Stromes, bspw. in Form des lokalen Stadtwerks. Ein solcher Anbieter

RECYCLING-INITIATIVE DER INDUSTRIE:

Um in Europa ein freiwilliges branchenweites Rücknahme- und Recycling-Programm für PV-Altmodule einzurichten, gründeten mehrere Unternehmen der PV-Industrie 2007 den [Verband PV-CYCLE](#). Mit inzwischen fünf Dutzend Mitgliedern umfasst PV-CYCLE rund 85 Prozent des europäischen PV-Marktes.

Ziel des Industrieverbandes ist die kostenfreie Rücknahme von PV-Altanlagen sowie deren Entsorgung, da mit dem Auslaufen der EEG-Förderung ein beträchtlicher Anstieg an zu entsorgenden PV-Modulen zu erwarten ist.

Im Dezember 2008 haben sich die Mitglieder von PV-CYCLE verpflichtet, 65 Prozent aller seit 1990 installierten Altmodule zu sammeln und mehr als 85 Prozent der verwertbaren Stoffe wie Glas, Aluminium und Halbleitermaterialien zurückzugewinnen.

MARKTPLÄTZE FÜR PV-MODULE (AUSZUG)

SecondSol

Handel einzelner gebrauchter und reparierter PV-Produkte; unter Abgabe einer Provision für den Marktplatz können PV-Module, Wechselrichter, Stromspeicher (sofern vorhanden) und sonstige PV-Anlagenkomponenten gehandelt werden. Die Preise für Gebrauchtmodule liegen zwischen 0,36 bis 0,38 €/Watt.

Envaris

Kooperationspartner von SecondSol – bietet Service-Dienstleistungen an, wie Anlagenchecks, Gutachten, Wartungen, Reparaturen und Recycling ausgedienter Module

Milk the Sun

Handelsplattform für Komplettanlagen

ProjectForum

Internationaler Online-Marktplatz für schlüsselfertige Solarkraftwerke und komplette solare Bestandsanlagen

wird sich allerdings nur dann finden lassen, wenn sich interessante Nutzungsmöglichkeiten mit dem erneuerbaren Strom ergeben. Gegen den Direktvermarkter spricht vielfach, dass der Erschließungsaufwand zur Fernsteuerung und Überwachung kleinerer und älterer PV-Anlagen für die Direktvermarktung vergleichsweise hoch ist. Ein Stadtwerk, das kollektiv den Strom von lokalen PV-Anlagen, die aus der EEG-Förderung herauslaufen, einsammelt, könnte eigene lokale Stromtarife auflegen und seinen Kunden anbieten (ggf. auch durch Herkunftsnachweise belegt). Diese können einen unmittelbaren Mehrwert für die Region schaffen und so die Zahlungsbereitschaft seitens der Stromkunden eines Stadtwerks erhöhen.

Um der Erfordernis der Stromeinspeisung und der hierdurch resultierenden Pflichten und Auflagen zu entgehen, besteht die Möglichkeit der Erweiterung der Eigenerzeugungsanlage durch einen Batteriespeicher. Die sich in den kommenden fünf bis zehn Jahren ergebende Kostendegression von Hausbatteriespeichern könnte genutzt werden, um nach Auslauf der EEG-Vergütung ein Eigenverbrauchsmodell zu realisieren. Durch den zusätzlichen Speicher kann der Anteil des erzeugten und selbst verbrauchten Stromes deutlich erhöht und je nach eigener Situation ggf. gar gänzlich vermieden werden.

Neben der Möglichkeit, einen stationären Batteriespeicher zur Maximierung der Eigenversorgungsquote zu berücksichtigen, besteht die Option der Nutzung eines mobilen Batteriespeichers in Form eines batterieelektrischen Autos (Elektroautos). Der Umstieg auf Elektroautos wird sowohl im gewerblichen (tendenziell eher), wie im privaten Bereich (tendenziell später) erfolgen. Relevant ist bei der Nutzung eines Elektroautos zur Zwischenspeicherung des mit der PV-Anlage erzeugten Stromes die Zugriffsmöglichkeit auf den mobilen Batteriespeicher bzw. auf

das Elektroauto. Steht es in den Mittagsstunden zu Zeiten der Peakerzeugung der PV-Anlage zur Zwischenspeicherung räumlich nahe zur PV-Anlage zur Verfügung? Mit der Antwort auf diese Frage steht oder fällt die wirtschaftliche Attraktivität dieser Art der Nutzung. Als Einschränkung gilt es jedoch zu beachten, dass es durch die bidirektionale Nutzung des mobilen Batteriespeichers des Elektroautos zu einer Verkürzung der Lebensdauer der Batterie kommen kann, aufgrund einer noch begrenzten Zyklusfestigkeit.

5.3.3 Umsetzung der Direktlieferung
Mit dem Geschäftsmodell der Direktlieferung steht Betreibern von PV-Anlagen eine zusätzliche Möglichkeit zur Verfügung, den mit der PV-Anlage erzeugten Strom ohne Förderung an Dritte zu veräußern. Dabei wird unterschieden zwischen der direkten Stromlieferung mit und ohne Nutzung des öffentlichen Netzes. Wird auf die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung für die Direktlieferung verzichtet, hat dies den Vorteil, dass bestimmte Abgaben oder Umlagen auf den Strombezugspreis vermieden werden können (Netzentgelte, netzentgeltbedingte Abgaben, Konzessionsabgaben sowie Stromsteuer, siehe Ausführungen in [Kapitel 3.3.2](#)).

Wirtschaftlich ist aktuell eine Direktlieferung an Dritte unter Nutzung des öffentlichen

EXKURS DOPPELVERMARKTUNGSVERBOT WÄHREND 20 JÄHRIGER FÖRDERUNG NACH EEG

Solange sich EEG-Anlagen im Marktprämienmodell befinden oder eine Einspeisevergütung erhalten, greift das Doppelvermarktungsverbot, womit die Ausstellung von Herkunftsnachweisen versagt bleibt. Durch die Zertifizierung des eingespeisten Stromes steigt die Werthaltigkeit. Ökostromanbieter haben ein hohes Interesse an der Vermarktung der PV-Anlage.

Netzes nur begrenzt wirtschaftlich darstellbar. Auch wenn in diesen Fällen davon ausgegangen werden kann, dass die PV-Anlage bereits abgeschrieben ist und der erzeugte Strom vergleichsweise günstig bezogen bzw. weiterverteilt werden kann, dürfen die variablen Betriebskosten der PV-Anlage nicht größer als 3,0 €Cent / kWh liegen, um konkurrenzfähig zur konventionellen Stromlieferung zu bleiben.

Unabhängig von der Entfernung der Abnehmer von der PV-Anlage und damit der Frage zur Nutzung des öffentlichen Stromnetzes, ist aktuell in beiden Fällen die volle EEG-Umlage zu entrichten, wodurch dieses Modell im Vergleich zum Eigenverbrauchsmodell

wirtschaftlich schlechter gestellt ist. Rechtlich ist zu beachten, dass durch die Belieferung von Endverbrauchern der Anlagenbetreiber zum EVU im Sinne des EnWG wird. Dies ist mit verschiedenen energierechtlichen Pflichten verbunden, denen der Anlagenbetreiber nachkommen muss. Dazu zählen im Besonderen Meldepflichten und inhaltliche Vorgaben hinsichtlich der Ausgestaltung des Stromlieferungsvertrags und der Abrechnung der Stromlieferungen. In [Kapitel 3.2](#) wurden die rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen zur Umsetzung einer Direktstromlieferung umfassend ausgeführt.

6 ÜBERBLICK FÖRDERMÖGLICHKEITEN

Zusätzlich zur staatlich garantierten EEG-Vergütung besteht die Möglichkeit, die Errichtung oder Erweiterung von PV-Anlagen auch mit zinsverbilligten Darlehen zu finanzieren. Beispielsweise gewährt die KfW-Bankengruppe Kredite für PV-Anlagen und Batteriespeicher.

KfW-Programm
Erneuerbare
Energien „Standard“

Mit dem Programm Erneuerbare Energien „Standard“ (Programmnummer 270) fördert die KfW die Errichtung, Erweiterung und den Erwerb von PV-Anlagen. Auch Verbundvorhaben, bei denen die Stromerzeugung mit Energiespeichern und / oder Lastmanagement kombiniert wird, können gefördert werden. Seit Herbst 2016 werden auch Maßnahmen zur Flexibilisierung von Stromangebot und Stromnachfrage sowie zur Digitalisierung der Energiewende gefördert. Voraussetzung für die Förderung ist, dass die Anlagen die Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014) erfüllen. Die Förderung erfolgt in Form von zinsgünstigen Darlehen. Finanziert werden 100 Prozent der förderfähigen Nettoinvestitionskosten, maximal 50 Millionen Euro pro Vorhaben. Antragsberechtigt sind private und öffentliche Unternehmen, Körperschaften des öffentlichen Rechts, kommunale Zweckverbände, Anstalten des öffentlichen Rechts, Freiberufler und Landwirte sowie natürliche Personen, Vereine, Genossenschaften und Stiftungen. Die Antragsstellung erfolgt vor Beginn des Vorhabens bei einem Kreditinstitut nach Wahl des Antragsstellers.

KfW-Programm
Erneuerbare
Energien „Speicher“

Stationäre Batteriespeicher, die mit einer PV-Anlage verbunden sind, werden von der KfW im Programm Erneuerbare Energien „Speicher“ (Programmnummer 275) gefördert. Auch die Nachrüstung bestehender PV-Anlagen mit Stromspeichern kann beantragt werden. Die Förderung erfolgt in Form eines zinsgünstigen Darlehens und einem

zusätzlichen Tilgungszuschuss. Um den Tilgungszuschuss zu erhalten, ist es zwingend notwendig, das Darlehen in Anspruch zu nehmen. Die Höhe des Tilgungszuschusses gestaltet sich über die Programmlaufzeit hinweg degressiv. Das heißt, die Tilgungszuschüsse sinken jeweils in Halbjahresschritten um drei Prozentpunkte. Die Förderung ist u. a. an folgende Voraussetzungen geknüpft:

- Die installierte Leistung der PV-Anlage darf 30 kWp nicht überschreiten.
- Der Strom aus der PV-Anlage muss teilweise eingespeist werden. Die maximale Leistungsabgabe am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage beträgt 50 Prozent der installierten Leistung der PV-Anlage.
- Bei Nachrüstung muss die Inbetriebnahme der mit dem Batteriespeicher betriebenen PV-Anlage nach dem 31. Dezember 2012 erfolgt sein.

Das KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“ wendet sich an Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, Freiberufler, Unternehmen an denen Kommunen, Kirchen oder karitative Organisationen beteiligt sind sowie an Privatpersonen und gemeinnützige Organisationen. Die Antragsstellung erfolgt vor Beginn des Vorhabens bei einem Kreditinstitut nach Wahl des Antragsstellers. Die Regelungen des EU-Beihilferechts (De-minimis-Verordnung) sind zu beachten.

EXKURS: KfW-BANKENGRUPPE (KfW)

Seit 1948 finanziert und fördert die KfW im In- und Ausland als die weltweit größte nationale Förderbank nachhaltige Veränderungen in Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt. Weiterführende Informationen finden sie hier.

Überblick Fördermöglichkeiten

KfW-Programme „Investitionskredit Kommunen“ & „Investitionskredit Kommunale und Soziale Unternehmen“

Kommunen, kommunale Eigenbetriebe und kommunale Unternehmen können auch auf die weitgehend themenoffenen Kreditprogramme der KfW zurückgreifen, wie beispielsweise „IKK – Investitionskredit Kommunen“ (Programmnummer 208) oder „IKU – Investitionskredit Kommunale und Soziale Unternehmen“ (Programmnummer 148). Gefördert werden alle Investitionen und Investitionsmaßnahmen in die kommunale und soziale Infrastruktur. Dazu gehören auch Investitionen in umweltfreundliche Energieträger.

Mitunter haben auch Landkreise, Verbands- oder Ortsgemeinden sowie Energieversorger eigene Förderprogramme für Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien aufgelegt. Auskünfte erteilen die jeweiligen Verwaltungen bzw. die Energieversorger.

KfW „Konsortialkredit Energie und Umwelt“

Größere Vorhaben gewerblicher Unternehmen zur Errichtung und zum Ausbau von PV-Anlagen fördert die KfW mit dem „Konsortialkredit Energie und Umwelt“ (Programmnummer 291). In dem Programm werden Investitions- und Betriebsmittelkredite im Rahmen von Konsortialfinanzierungen bereitgestellt. Dabei werden die Kreditrisiken teilweise von der KfW übernommen. Der Mindestbetrag für eine direkte Beteiligung der KfW an einer Konsortialfinanzierung liegt in der Regel bei 15 Millionen Euro, maximal jedoch bei 100 Millionen Euro. Die Risikoübernahme der KfW kann maximal 50 Prozent der gesamten Konsortialfinanzierung abdecken. Der Antrag ist vor Beginn des Vorhabens bei der Hausbank zu stellen.

Kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) können auf den Effizienz-Kredit RLP zurückgreifen. Gefördert werden v. a. Vorhaben zur Nutzung erneuerbarer Energien, sofern diese ausschließlich für den betrieblichen Eigenverbrauch vorgesehen sind und keine Vergütung nach dem EEG erfolgt.

Landwirte, die den Strom aus einer PV-Anlage komplett selbst verbrauchen und ausschließlich betrieblich nutzen, können auf das Programm „Nachhaltigkeit“ (Programmnummer 243) der Rentenbank zurückgreifen. Auch im Programm „Energie vom Land“ (Programmnummer 255 / 256) werden Investitionen in PV-Anlagen auf agrarwirtschaftlich oder ehemals agrarwirtschaftlich genutzten Gebäuden gefördert. In der Regel gewährt die Rentenbank zinsverbilligte Kredite von maximal 10 Millionen Euro und zusätzliche Förderzuschüsse. Allerdings ist die Darlehenshöchstgrenze durch beihilferechtliche Vorgaben der Europäischen Union begrenzt. Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 (EEG) gefördert werden, sind nicht förderfähig. Die Antragsstellung erfolgt vor Maßnahmenbeginn bei einem Kreditinstitut nach Wahl des Antragsstellers.

Wer den Ertrag aus einer PV-Anlage und die Funktionsweise der PV-Anlage auf einer elektronischen Anzeigetafel öffentlich sichtbar machen will, kann Fördermittel aus dem Marktanreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien in Anspruch nehmen. Der Zuschuss für die nachgewiesenen Nettoinvestitionskosten für die Visualisierung beträgt höchstens 1.200 Euro. Antragsberechtigt sind beispielsweise Schulen (allgemeinbildende Schulen, Berufsschulen, Technikerschulen), Berufsbildungszentren, überbetriebliche Ausbildungsstätten bei den Kammern, Fachhochschulen und Universitäten sowie Kommunen, kommunale Eigenbetriebe, Vereine und Kirchen. Der Antrag ist vor Beginn der Maßnahme beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) zu stellen.

Einen kostenlosen Öko- und Solar-Check für Sportvereine bietet der Landessportbund Rheinland-Pfalz an. Der Öko-Check umfasst auch eine PV-Beratung. Der Antrag ist vor Beginn der Beratung bei den Sportbünden Rheinhessen, Pfalz oder Rheinland zu stellen.

Rentenbank-Programme „Nachhaltigkeit“ und „Energie vom Land“

BAFA-Marktanreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien

Programm des Landessportbundes Rheinland-Pfalz: „Öko- und Solar-Check“

TABELLE 2: FÖRDERMÖGLICHKEITEN AUF EINEN BLICK

| Programm | Maßnahme | Förderung | Antragsberechtigt |
|--|--|--|---|
| KfW: Erneuerbare Energien „Standard“ (Programm-Nr. 270) www.kfw.de/270 | PV-Anlage | Zinsgünstiger Kredit (bis 50 Mio. Euro) | <ul style="list-style-type: none"> > Private und öffentliche Unternehmen > Körperschaften des öffentlichen Rechts, kommunale Zweckverbände, Anstalten des öffentlichen Rechts > Freiberufler > Landwirte > Natürliche Personen, Vereine, Genossenschaften, Stiftungen |
| KfW: Erneuerbare Energien „Speicher“ (Programm-Nr. 275) www.kfw.de/275 | Batteriespeicher (in Verbindung mit PV-Anlage) | Zinsgünstiger Kredit und zusätzlicher Tilgungszuschuss | <ul style="list-style-type: none"> > Unternehmen der gewerbliche Wirtschaft > Unternehmen, an denen Kommunen, Kirchen, karitative Organisationen beteiligt sind > Freiberufler > Natürliche Personen und gemeinnützige Antragssteller |
| KfW: Konsortialkredit Energie und Umwelt (Programm-Nr. 291) www.kfw.de/291 | PV-Anlage | Kredit im Rahmen von Konsortialfinanzierungen | <ul style="list-style-type: none"> > Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft (Gruppenumsatz > 500 Mio. Euro) |
| Effizienz kredit RLP isb.rlp.de/de/wirtschaft/foerderfinder-assistent/?item=301 | PV-Anlage zum betrieblichen Eigenverbrauch | Kredit | <ul style="list-style-type: none"> > KMU > Mid-Cap-Unternehmen |
| Rentenbank: Nachhaltigkeit (Programm-Nr. 243) Rentenbank: Energie vom Land (Programm-Nr. 255 / 256) www.rentenbank.de/foerderangebote/energieerzeuger/energie-vom-land | PV-Anlage | Zinsgünstiger Kredit | <ul style="list-style-type: none"> > Betriebe der landwirtschaftlichen Primärproduktion > Unternehmen der Energieproduktion |
| BAFA: Marktanzreizprogramm (Heizen mit Erneuerbaren Energien) www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare-energien/visualisierung/index.html | Visualisierung des Ertrags aus EE | Zuschuss | <ul style="list-style-type: none"> > Organisationen > Vereine > Kommunen, kommunale Eigenbetriebe |
| Sportbund Rheinland-Pfalz: Öko- und Solar-Check www.isb-rlp.de/sportwelten/sportentwicklung/sportraeume-und-umwelt/oeko-check | u. a. PV-Beratung | Kostenlos | <ul style="list-style-type: none"> > Mitglieder des Landessportbundes und der Sportbünde in Rheinland-Pfalz mit eigener Sportanlage |

7 AUSBLICK DER ENTWICKLUNG DER PV IN RLP UND DEUTSCHLAND

Der PV-Zubau ist in Deutschland aufgrund der auf Bundesebene beschlossenen rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen in den letzten drei Jahren deutlich zurückgegangen. Aktuell liegen die Ausbautzahlen zwischen einem und zwei GWp im Jahr. Der von der Bundesregierung angestrebte jährliche Ausbaukorridor von 2,5 GWp ist über mehrere Jahren nicht erreicht worden.

Dies bedeutet auf der einen Seite, dass die EEG-Vergütung großer PV-Anlagen zukünftig weiter sinken wird, auf der anderen Seite allerdings auch, dass ein Großteil der Anlagen im Ausland errichtet werden, da hier bessere regulatorische Rahmenbedingungen für den Bau und den Betrieb einer Anlage vorzufinden sind. Der PV-Strom wird über große Stromtrassen dann nach Deutschland geführt, was einen Ausbau des Stromnetzes unumgänglich macht.

Zukunft großer Anlagen

Den größten Anteil an diesem Einbruch haben die großen PV-Freiflächenanlagen. Der Gesetzgeber hat die Errichtung solcher Anlagen auf eine bestimmte Flächenkulisse und auf eine Größe von 10 MWp beschränkt. Des Weiteren muss der Anlagenbetreiber bei einer Inanspruchnahme einer EEG-Vergütung an einer Auktion teilnehmen. Der hohe organisatorische und finanzielle Aufwand schreckt viele „kleine“ Umsetzer (bspw. BEGs) davon ab, an diesem Ausschreibungsmodell teilzunehmen. Dadurch ist die Akteursvielfalt bei den großen PV-Projekten deutlich zurückgegangen. In den letzten sieben Ausschreibungsrunden hat sich gezeigt, dass das ausgeschriebene Volumen immer mehrfach überzeichnet war. Dies deutet darauf hin, dass den Umsetzern von PV-Freiflächenanlagen noch viele ungenutzte Flächen zur Verfügung stehen, bei denen es sich auch unter den rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen aus wirtschaftlicher Sicht lohnt, eine PV-Anlage zu errichten.

In Zukunft wird das Ausschreibungsmodell für PV-Anlagen auf EU-Ebene geöffnet. In der letzten Ausschreibungsrunde wurde dies bereits mit Dänemark getestet. Es zeigte sich, dass die Anlagen, die auf dänischem Gebiet errichtet wurden, deutlich geringere Vergütungssätze für einen wirtschaftlichen Betrieb benötigen, als auf Bundesgebiet.

Die wirtschaftliche Situation für Endverbraucher von kleinen PV-Anlagen (bis 100 kWp) hat sich in den letzten Monaten aufgrund fallender Systempreise, stagnierender Vergütungssätze und steigender Strombezugskosten eher zum Positiven entwickelt. Dies spiegeln auch die PV-Zubauzahlen der letzten Monate wider. Sie liegen auf konstantem Niveau und verzeichnen keinen so starken Einbruch wie die großen Freiflächenanlagen. Kleinere zeitlich kurze Einschnitte in den Zubauzahlen sind eher witterungsbedingt begründet (großer Schneefall verhindert die Installation von PV-Anlagen auf Dächern).

Zukunft kleiner Anlagen

Zukünftig wird das Segment der kleinen PV-Anlagen weiterhin eine wichtige Rolle beim Ausbau der PV in Deutschland einnehmen. Besonders in innovativen und sektorenübergreifenden Systemen, wie in Quartiersansätzen, intelligenten Gebäudekonzepten (smart home, smart building und smart city), der Kombination von PV und nachhaltiger Mobilität oder von PV und Speicher, werden kleinere Anlagen vermehrt umgesetzt werden.

Gerade das Potenzial zur Umsetzung von Eigenversorgungskonzepten ist riesig. Im Bereich der privaten Haushalte für Ein- und

Zweifamilienhäuser wird ein wirtschaftliches Potenzial von knapp 15 TWh jährlicher Stromerzeugung gesehen. Werden die Eigenversorgungssysteme durch Batteriespeicher ergänzt, kann das wirtschaftliche Potenzial bis 2035 gar auf knapp 40 TWh/a steigen. In den Branchen Landwirtschaft sowie Lebensmittel-Einzel- und Großhandel wird das wirtschaftliche Potenzial auf knapp 4 TWh Stromerzeugung je Jahr geschätzt. Für die Branchen Hotels, Gesundheitswesen, Bürogebäude oder Kleingewerbe bestehen darüber hinaus Potenziale. Diese werden jedoch eingeschränkt durch bestehende Eigenversorgungslösungen mit KWK-Anlagen, oder eingeschränkten Verfügungsmöglichkeiten über das Objekt, da es nur gemietet wurde.³³

Eine weitere Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums schätzt die Anzahl von Wohngebäuden in Deutschland, die aus mindestens 3 Wohnungen bestehen und für die Umsetzung von Mietstrommodellen geeignet sind, auf knapp 370.000. Einen Schwerpunkt hierbei nehmen Wohngebäude ein, die 7 bis 12 Wohnungen umfassen. Auf dieses Wohngebäudesegment können maximal bis zu 2,0 Mio. Mietparteien für die Umsetzung entfallen. Sollten die angeführten Potenziale vollumfänglich erschlossen werden, ergäbe sich eine zusätzliche jährliche Stromerzeugung von grob 14 TWh durch PV-Anlagen.³⁴

PV-System-
preise

Einen positiven Trend für den Endverbraucher zeigt auch die Entwicklung der Systemkosten von PV-Anlagen. In 2016 verharrten diese zwar noch auf konstant niedrigem Niveau. Die Entwicklung für 2017 zeigt allerdings einen leichten Abwärtstrend der Systemkosten, bedingt durch eine Überkapazität im asiatischen Raum und eine geringere weltweite Nachfrage. Ein Aufheben des auf EU-Ebene eingeführten Undertaking von einigen asiatischen Produzenten kann eine weitere Reduktion der Systempreise nach sich ziehen. Mit fallenden Systemkosten wird für

den Endverbraucher nicht nur die Vermarktungsmöglichkeit Eigenverbrauch von Interesse sein, die wirtschaftliche Attraktivität der Volleinspeisung und der Direktstromlieferung wird dadurch zunehmen. Bis 2035 wird eine weiter anhaltende Kostendegression erwartet, die zu einer Halbierung der Systemkosten von PV-Anlagen von heute 1.250 €/kWp auf etwa 630 €/kWp führen kann. Hinzu kommen, getrieben durch eine zunehmende weltweite Durchdringung der Elektromobilität, weitere Kostensenkungen für Batteriespeicher, die die wirtschaftliche Attraktivität in der Berücksichtigung von Speichern in dezentralen Versorgungsmodellen mit PV-Anlagen deutlich steigern werden.³⁵

Die technische Entwicklung in der PV-Branche ist noch nicht abgeschlossen. Bei kristallinen Modulen wurden in den letzten Jahren neue Zelltechnologien entwickelt, die jetzt im Markt ihren Einsatz finden. Durch die Weiterentwicklung dieser Technologien sind eine Erhöhung des Wirkungsgrades und eine Reduzierung der Systemkosten verbunden. Auch in anderen Bereichen, die bisher in der PV-Branche eher ein Nischen-Dasein führten, vollziehen sich Entwicklungen hin zu einer Marktdurchdringung. Ein Trend, der sich in Zukunft ausweiten wird, ist die Integration von PV-Modulen als architektonisches Element in oder an der Gebäudehülle bzw. Fassade. Oft kommen semitransparente oder verschiedenfarbige Module zum Einsatz. Dies kann von einer Fassadenintegration bis hin zu Installation von PV-Ziegeln reichen. Auch nichtebene Flächen können durch den Einsatz von organischen flexiblen PV-Folien für die Stromgenerierung genutzt werden. Der Markt wird sich den Wünschen des Endverbraucher anpassen, in Zukunft werden mehr individuelle Produkte bzw. Anlagen auf dem Markt zu finden sein.

technische
Entwicklung

Hersteller von heute verbauten Anlagen geben dem Endkunden oft Garantien von 25 Jahren. Die Lebensdauer von modernen

Qualität

Anlagen übertrifft heute schon die Garantielaufzeit der Anlagen und liegt heute bei circa 30 Jahren. Dabei ist es unabhängig, ob ein asiatisches oder ein europäisches Modul in der Anlage verbaut wird. Die Qualitäten sind nahezu identisch. Auch in Sachen Qualität bei der Anlageninstallation hat sich in den letzten Jahren viel getan. Viele Installateure haben mehrjährige Erfahrungen bei der Installation einer PV-Anlage. Die Ausfallquote der Anlage oder im schlimmsten Fall das Risiko eines Brandes durch die unsachgemäße Installation einer PV-Anlage ist sehr gering und wird es zukünftig auch bleiben.

verbunden mit einer weiteren Durchdringung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, wird sich die Einsparung von CO₂-Äquivalenten durch PV-Anlagen leicht reduzieren, da ein höherer Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Kraftwerkspark weniger CO₂ bei der Stromproduktion freisetzen wird. Dies sollte allerdings weder Kommunen noch Unternehmen davon abhalten, ihre CO₂-Bilanz durch den Bau und Betrieb einer PV-Anlage zu verbessern.

Wie in der vorliegenden Studie bereits ausgeführt, ist die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle sowohl von der Entwicklung der Anlagenkosten als auch von der Strompreisentwicklung bei Netzbezug abhängig. In den letzten Jahren sind die Strombezugs-kosten jährlich um zwei bis fünf Prozent gestiegen. Eine zukünftige Erhöhung der Strombezugs-kosten würde die Wirtschaftlichkeit von den Vermarktungsmöglichkeiten Eigenverbrauch und Direktstromlieferung erhöhen. Besonders bei gewerblichen oder industriellen Verbrauchern, bei denen sich das Verbrauchsprofil am Wochenende nicht wesentlich abweicht von den Arbeitstagen (Bsp. Kühlhäuser, Lebensmittelhandel, Gaststätten, Landwirtschaft, etc.), können bei diesen beiden Vermarktungsmöglichkeiten profitieren. Eine höhere Wirtschaftlichkeit bei Volleinspeisung würde sich bei sinkenden Systempreisen der PV-Anlagen und stagnierenden EEG-Vergütungen ergeben. Bei der aktuellen Marktsituation ist davon auszugehen, dass dies der Fall sein wird.

PV-Geschäftsmodelle der Zukunft

regionale Wertschöpfung

Ein Großteil der PV-Module stammt von asiatischen Firmen. Der Anteil der Modulpreise an den Gesamtkosten einer Anlage liegt heute bei 40 bis 50 Prozent. Die restlichen Kosten entfallen auf die Montage der Anlage und die Installation von Komponenten (Verkabelung, Wechselrichter, etc.). Die Errichtung der Anlage wird oft von einem vor Ort ansässigen Handwerker übernommen, so dass ein Großteil der Wertschöpfung beim Erreichen einer Anlage in der Region verbleibt. Auch die sich je nach Modell ergebende Einsparung von Energiebezugs-kosten oder der Zufluss der EEG-Vergütung an den Endverbraucher führt zu einem Geldfluss in die Region. Durch den stetigen Zubau von PV-Anlagen wird die regionale Wertschöpfung, die auch mit der Akzeptanz in der Bevölkerung für diese Technologie verbunden ist, weiter steigen.

Klimaschutz

Mit der dezentralen Stromerzeugung durch PV-Anlagen kann ein entscheidender Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden. Je produzierter kWh PV-Strom können beim heutigen deutschen Kraftwerkspark rund 664 g CO₂-Äquivalent eingespart werden. Bei der Umsetzung von kommunalen Klimaschutzkonzepten kann somit die PV einen entscheidenden Beitrag leisten, die Treibhausbilanz einer Region zu verbessern. Mit der künftigen Änderung des deutschen Kraftwerkspark,

8 LITERATURVERZEICHNIS

- AGEE-Stat.** Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im 1. Quartal 2016. Dessau-Roßlau, 24. Mai 2016.
- Agora Energiewende.** Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017. Berlin: Agora Energiewende, 2017.
- BMWi.** Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch). Berlin: BMWi, 2015.
- BMWi.** Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklungen im Jahr 2015. Berlin, 2016.
- Fraunhofer ISE.** Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-Term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV-Systems. Berlin: Agora Energiewende, 2015.
- Jordan C. D., Kurtz R. S.** „Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review.“ Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2012.
- Kost C., Mayer J. N., Thomsen J., Hartmann N., Senkpiel Ch., Philipps S., Nold S., Lude S., Schlegl Th.** Stromgestehungskosten aus Erneuerbaren Energien. Freiburg, November 2013.
- Prognos AG.** Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel. Berlin: Agora Energiewende, 2016.
- Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich.** Mieterstrom – Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017.
- Quaschnig, V.** Statistiken. 2016. volker-quaschnig.de/datserv/pv-deu/index.php (Zugriff am 14. 11 2016).
- Vartiainen E., Masson G., Breayer Ch.** PV LCOE in Europe 2014-30. Munich: European Photovoltaik Technology Platform, 2015.
- ZSW, Fh IWES, Bosch & Partner GmbH, GfK SE.** EEG Erfahrungsbericht 2014: Solare Strahlungsenergie – Wissenschaftlicher Bericht. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014.
- ZSW, UBA.** Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin: BMWi, 2016.

9 ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS

- Abb. 1: Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit von Vermarktungsmöglichkeiten und Geschäftsmodellen 09
- Abb. 2: Potenzielle Umsetzer von Geschäftsmodellen und deren Zielgruppen 10
- Abb. 3: Entwicklung des PV-Zubaus in Deutschland | Entwicklung des PV-Zubaus in Rheinland-Pfalz 12
- Abb. 4: Historische und perspektivische Entwicklung der SGK für PV-Anlagen im Vergleich zu den Bezugskosten für Haushalts- und Industriestrom 13
- Abb. 5: Grundlegende Vermarktungsmöglichkeiten für PV-Strom aus Sicht des Anlagenbetreibers . . . 15
- Abb. 6: Veräußerungsformen von PV-Strom in Abhängigkeit der Leistung der PV-Anlagen für Neuanlagen 17
- Abb. 7: Allgemeiner Ablauf des Ausschreibungsverfahrens 19
- Abb. 8: SGK und Korridor der Vergütungsentwicklung für PV-Anlagen bis 100kWp in 2017 22
- Abb. 9: SGK und Korridor der Vergütungsentwicklung für PV-Anlagen bis 750kWp in 2018 22
- Abb. 10: Blick auf die PV-Anlage auf dem Hallendach der Firma Egon Auchter GmbH & Co. KG. . . 27
- Abb. 11: PV-Anlage auf einem Dach einer Gewerbehalle, die Anlage speist den PV-Strom zu 100 Prozent ins Netz der allgemeinen Versorgung. 27

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

| | | | |
|---|----|---|----|
| Abb. 12: PV-Anlage auf einer Sektkellerei speist den PV-Strom zu 100 Prozent ins Netz der allgemeinen Versorgung. | 27 | Abb. 29: Umsetzung eines Mieterstrommodells der Stadtwerke Neustadt an der Weinstraße GmbH | 48 |
| Abb. 13: Vorteilhaftigkeit des Eigenverbrauchs bei einer PV-Anlagengröße größer 10 kWp gegenüber dem Strombezug aus dem Netz am Beispiel eines kommunalen Verwaltungsgebäudes. | 29 | Abb. 30: Wertschöpfungsarchitektur bei Miet- / Pachtmodellen | 51 |
| Abb. 14: Beispiellastgänge für die Stromproduktion aus PV-Anlagen und der Stromlast in einem kommunalen Verwaltungsgebäude (Sommer, werktags) mit zwei verschiedenen Anlagenausrichtungen | 31 | Abb. 31: Ertragslogik bei Miet- / Pachtmodellen gegenüber klassischer Versorgung aus dem Stromnetz. | 52 |
| Abb. 15: Beispiele von Lastprofilen basierend auf den VDEW-Standardlastprofilen (Sommer) | 32 | Abb. 32: Beispielhafte Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Miet- / Pachtmodells mit PV-Anlagen | 54 |
| Abb. 16: Erzielbarer Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit des Stromverbrauchs und der installierten PV-Leistung | 33 | Abb. 33: Kurzbewertung Geschäftsmodell Miet- / Pachtmodelle | 55 |
| Abb. 17: Wirkung eines PV-Speichers auf den Strombezug aus dem Netz | 34 | Abb. 34: Konzeptdarstellung des Geschäftsmodells Mieterstrom | 56 |
| Abb. 18: Mess- und Zählkonzept bei Eigenverbrauch | 35 | Abb. 35: Denkbare Wertschöpfungsarchitekturen im Geschäftsmodell Mieterstrom | 58 |
| Abb. 19: Aufdachanlage der Firma Draht Hemmer Betriebs GmbH. | 36 | Abb. 36: Ertragslogik Mieterstrommodell gegenüber klassischer Versorgung aus dem Netz der allgemeinen Versorgung | 60 |
| Abb. 20: Blick auf die PV-Anlage des Weinguts Kili-an-Bopp | 36 | Abb. 37: Beispielhafte Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Mieterstrommodells mit PV-Anlage | 61 |
| Abb. 21: Aufdachanlage der Schlosserei Neumann GmbH | 38 | Abb. 38: Kurzbewertung Geschäftsmodell Mieterstrom | 63 |
| Abb. 22: Fassadenintegrierte PV-Anlage am Gebäude der Georg-von-Neumayer-Stiftung der Pollichia e.V. | 38 | Abb. 39: Bausteine eines möglichen Quartiersansatzes | 64 |
| Abb. 23: Aufdachanlage der Firma Kaus Backes GmbH | 39 | Abb. 40: Denkbare Wertschöpfungsarchitekturen bei einem Quartiersansatz ¹⁹ | 66 |
| Abb. 24: Vorteilhaftigkeit der Direktstromlieferung gegenüber dem Strombezug aus dem Netz | 42 | Abb. 41: Ertragslogik bei einem Quartiersansatz bei einer Versorgung mit KWK-Strom gegenüber klassischer Versorgung aus dem Netz der allgemeinen Versorgung | 67 |
| Abb. 25: Messkonzept bei vollständiger Versorgung aller Bewohner einer Immobilie mit Strom aus der Erzeugungsanlage | 43 | Abb. 42: Beispielhafte Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Quartiersansatzes mit PV- und KWK-Anlage | 70 |
| Abb. 26: Carport-PV-Anlage in Weisenheim. | 47 | Abb. 43: Kurzbewertung Geschäftsmodell Quartiersansatz | 71 |
| Abb. 27: Aufgeständerte PV-Anlage auf dem Flachdach des Autohauses Rittersbacher in Kusel | 47 | Abb. 44: Varianten des Geld- und Energieflusses bei Regelenergievermarktung | 72 |
| Abb. 28: Aufdachanlage auf dem Gebäude der Firma Getränke Schmitt GmbH & Co. KG in Enkenbach-Alsenborn. | 48 | Abb. 45: Blindleistungserzeugung mit PV-Wechselrichter. | 74 |
| | | Abb. 46: Denkbare Wertschöpfungsarchitekturen bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen | 77 |
| | | Abb. 47: Preisentwicklung für negative Sekundärregelleistung | 77 |

| | | |
|---|----|---|
| Abb. 48: Kurzbewertung Geschäftsmodell Bereitstellung von Systemdienstleistungen | 78 | Seite 5: Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH |
| Abb. 49: PV-Leistungen, die ab 2021 theoretisch jährlich nach 20 jähriger Förderlaufzeit ihr Förderende gemäß EEG erreichen ²⁹ | 79 | Seite 45: Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH / Sonja Schwarz |
| Tabelle 1: Ergebnisse der ersten sechs abgeschlossenen Pilot-Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen | 23 | Seite 69: Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH / Markus Hoffmann |
| Tabelle 2: Fördermöglichkeiten auf einen Blick | 89 | Seite 78: Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH / Dagmar Delker |

10 FUSSNOTEN

- 1 Quelle: Agora Energiewende 2017
- 2 Quelle: ZSW, UBA 2016
- 3 In 2016 wurden in Deutschland ca. 80 TWh Strom aus der Windenergie an Land und auf See erzeugt. Quelle: Agora Energiewende 2017
- 4 Ende 2015 war in Deutschland eine PV-Leistung von 39,8 GW installiert (BMW i 2016). Für 2016 wird ein weiterer Ausbau der PV i.H.v. von etwa einem Gigawatt erwartet, was weiterhin einem kontinuierlichen Rückgang des Zubaus entspricht. 2015 wurden in Deutschland etwa 1,4 GW zugebaut, 2014 waren es etwa 1,9 GW (AGEE-Stat 2016) (Quaschnig 2016).
- 5 Ausnahme bilden PV-Anlagen mit Leistungen bis 30 kWp, bei denen die Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf 70 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen ist. Durch die Berücksichtigung einer Fernsteuereinheit für solche PV-Anlagen kann diese Begrenzung umgangen werden (§9 Abs. 2 NR. 2 EEG 2017).
- 6 Die Direktvermarktung des aus EEG-Anlagen erzeugten Stromes wurde mit dem Inkrafttreten des EEG 2014 ab dem 01.08.2014 für Neuanlagen größer 500 kWp verpflichtend. Ab dem 01.01.2016 wurde diese ausgeweitet, indem ab diesem Datum EEG-Neuanlagen ab 100 kW von der Direktvermarktungspflicht nach dem Marktprämienmodell betroffen sind. Von der verpflichtenden Direktvermarktung wird sich eine bessere Marktintegration von EEG-Anlagen versprochen.
- 7 Für die Bestimmung der spezifischen SGK wurde neben der BET-eigenen Marktexpertise auf (ZSW, Fh IWES, Bosch & Partner GmbH, GfK SE 2014), (Vartiainen E. 2015), (Fraunhofer ISE 2015) zurückgegriffen.
- 8 Für die Bestimmung der spezifischen SGK wurde neben der BET-eigenen Marktexpertise auf (ZSW, Fh IWES, Bosch & Partner GmbH, GfK SE 2014), (Vartiainen E. 2015), (Fraunhofer ISE 2015) zurückgegriffen.
- 9 Quelle: BNetzA
- 10 Hier ermittelt auf Basis einer PV-Freiflächenanlage mit 5 MWp Nennleistung.
- 11 hierbei handelt es sich zudem um idealisierte Leistungsverläufe. Bei der Berücksichtigung von anteiliger Beschattung durch Wolken, Schnee, etc. ergäbe sich eine deutlich Schwankung im Leistungsverlauf
- 12 Eine Ausnahme besteht, sofern eine ausschließliche Versorgung von Haushaltskunden innerhalb einer Kundenanlage erfolgt. Eine Formularvorlage zur Stammdatenerhebung des Elektrizitätsversorgungsunternehmens ist auf [Seiten der BNetzA](#) abrufbar
- 13 Verbindlich zu verwendende Formularvorlagen werden von der [BNetzA](#) auf deren [Website](#) zur Verfügung gestellt.
- 14 Also jene Strommenge, die nicht durch die PV-Anlage vor Ort selbst gedeckt werden kann.
- 15 White-Label-Anbieter bieten Produkte an, welche nicht unter dessen eigener Marke, sondern als scheinbar eigenes Produkt eines anderen Händlers verkauft werden.
- 16 Erfolgt der Betrieb einer Anlage nicht im Miet- / Pachtmodell, wird dafür in der Regel eine Rücklage durch den Anlagenbetreiber gebildet. Diese liegt in der Regel bei ca. 10 Prozent der Neukosten eines Wechselrichters inkl. Aus- und Einbau pro Jahr.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS & GLOSSAR

- 17 Je nach der konkreten Konstellation der spezifischen Anlagengrößen, den Eigentumsverhältnissen der Anlagen und Wohnblöcke sowie der Entfernung der Anlagen untereinander kann sich in der Praxis eine abweichende EEG-Vergütung ergeben.
- 18 www.smartgrids-bw.net/fileadmin/documents/Veranstaltungen/2016-10-10_SGs-Gespra%C3%88che_Stuttgart_05.pdf
- 19 äquivalent zum Mieterstrommodell
- 20 Bei einer Nutzungsdauer der KWK-Anlage von zehn Jahren und einer Auslastung von 5.000 h/a wird die Vergütung über die gesamte Nutzungsdauer der KWK-Anlage gezahlt.
- 21 Beispielhafter Energiebedarfswert, welcher in etwa dem Energiebedarf im energetisch gut sanierten Bestand entspricht.
- 22 Annahme gemäß geltender Energieeinsparverordnung (EnEV)
- 23 Diese ergeben sich unter Berücksichtigung des Kesselnutzungsgrades von 90 Prozent und der Umrechnung von oberen auf unteren Heizwert zu: 5,55 €Cent / 0,902 / 90 Prozent
- 24 Je nach der konkreten Konstellation der spezifischen Anlagengrößen, den Eigentumsverhältnissen der Anlagen und Wohnblöcke sowie der Entfernung der Anlagen untereinander kann sich in der Praxis eine abweichende EEG-Vergütung ergeben.
- 25 Die Leistungsgrenze zur Direktvermarktungspflicht liegt seit 01.01.2016 bei 100 kW.
- 26 Berechnung: $P = \cos \varphi \cdot S \Leftrightarrow S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{30}{0,9} = 33,33 \text{ kVA}$;
 $P^2 + Q^2 = S^2 \Leftrightarrow Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{33,33 \text{ kVA}^2 - 30 \text{ kW}^2} = 14,53 \text{ kvar}$
- 27 EEG 2012 §6 Abs. 2
- 28 Nach EEG 2012 können Anlagen mit einer Leistung von bis zu 30 kW auch eine pauschale Begrenzung der maximalen Nennleistung auf 70 Prozent voreinstellen.
- 29 Daten entsprechen dem historischen Zubau von PV-Anlagen in Deutschland bei Unterstellung einer Förderlaufzeit von 20 Jahren plus dem Jahr der Inbetriebnahme, Quelle: BSW-Solar, BNetzA; Stand: 1/2016
- 30 Quelle: (Jordan C. D. 2012)
- 31 Eine vollständige Erklärung der Leistungsverluste von Dünnschichtmodulen aus amorphen Silizium ist der Wissenschaft bislang noch nicht gelungen.
- 32 Siehe Beitrag der Clearingstelle EEG, abrufbar unter: www.clearingstelle-eeg.de/beitrag/1551
- 33 Quelle: (Prognos AG 2016)
- 34 Quelle: (Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2017)
- 35 Quelle: (Prognos AG 2016)

11 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS & GLOSSAR

AbLaV Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten

Anzulegender Wert

Bildet die Grundlage für die Berechnung der Marktprämie oder der Einspeisevergütung und wird je nach Anlagengröße gesetzlich oder wettbewerblich bestimmt

BAFA Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

BEG Bürgerenergiegesellschaften

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Blindleistung

Blindleistung beschreibt den nicht-nutzbaren elektrischen Leistungsanteil der Scheinleistung, der durch kapazitive oder induktive Verbraucher oder Erzeuger produziert oder verbraucht wird. Die Blindleistung wird in Voltampere reaktiv angegeben.

BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

BNetzA Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

BOS Balance-of-System, worunter bei PV-Anlagen alle Anlagenkomponenten subsumiert werden mit Ausnahme der Module

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS & GLOSSAR

Degradation

Degradation bezeichnet die alterungsbedingte Leistungsminderung von Solar-Modulen im Zeitablauf.

DL Dienstleister

EA RLP Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH

EBIT EBIT ist die Abkürzung für „Earnings before Interests and Taxes“, d. h. das „Ergebnis vor Zinsen und Steuern“

EE Erneuerbare Energien

EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz

EEG-Umlage

Die EEG-Umlage dient der Finanzierung des Ausbaus von EE in Deutschland und ist die Differenz zwischen den Kosten durch die EEG-Förderung und den Erlösen, die mit dem Strom erzielt werden. Die EEG-Umlage beträgt für das Jahr 2017 6,880 €Centt / kWh.

EFH Einfamilienhaus

ElektroG Elektro- und Elektronikgerätegesetz

EnWG Energiewirtschaftsgesetz

EU Europäische Union

EVU Energieversorgungsunternehmen

GWp Gigawatt peak (Einheit für die Leistung bzw. Spitzenleistung / Nennleistung)

HT Haupttarif

Hz Hertz (Einheit für die Frequenz)

IKK Investitionskredit Kommunen

IKU Investitionskredit Kommunale und Soziale Unternehmen

iMSys Intelligentes Messsystem, bestehend aus einem intelligenten Zähler und einem Smart Meter Gateway

Intelligenter Zähler

Ein intelligenter Zähler ist ein Stromzähler, der digital den Verbrauch in Echtzeit erfasst und überträgt. Hierzu bedarf es der Einbindung in ein Kommunikationsnetz durch ein sog. Smart Meter Gateway.

KfW Kreditanstalt für Wiederaufbau

KMU Kleine und mittlere Unternehmen

kV Kilovolt (Einheit für die elektrische Spannung)

kVA Kilovoltampere (Einheit für elektrische Scheinleistung)

kVar Kilovoltampere reaktiv (Einheit für die elektrische Blindleistung)

kWh Kilowattstunde (Einheit für die Arbeit bzw.

Energie)

kWh / m² Kilowattstunde je Quadratmeter Fläche

KWK Kraft-Wärme-Kopplung

KWKG Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

kWp Kilowatt peak (Einheit für die Leistung bzw. Spitzenleistung / Nennleistung)

MFH Mehrfamilienhaus

MPPT Maximum Power Point Tracking

MsbG Messstellenbetriebergesetz

MW Megawatt (Einheit für die Leistung)

MWp Megawatt peak (Einheit für Leistung bzw. Spitzenleistung / Nennleistung)

Netz Stromversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung

Nennleistung

Entspricht jener Leistung einer PV-Anlage (genauer Solarmoduls), die unter standardisierten Testbedingungen (u. a. Modultemperatur von 25 °C und einer Bestrahlungsstärke von 1.000 Watt / m² sowie einer Air mass von 1,5) ermittelt wurde. Die Nennleistung wird in Watt peak angegeben.

NT Nebentarif

Pay-as-Bid

Preisverfahren innerhalb einer Ausschreibung / Auktion, in dem jeder bezuschlagte Bieter den Preis seines Gebots erhält.

PV Photovoltaik

PV-Anlage

Photovoltaik-Anlage

RLM registrierte Leistungsmessung

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber

Scheinleistung

Leistung, die sich aus Wirkleistung und Blindleistung zusammensetzt. Angegeben wird die Scheinleistung in Voltampere (VA).

SGK SGK, d. h. die mittleren über die gesamte Planungs- und Nutzungszeit der Stromerzeugungsanlage anfallen Kosten umgelegt auf die mittlere Stromerzeugung über den Nutzungszeitraum. Für eine Vergleichbarkeit der SGK bei mehreren Erzeugungstechnologien mit unterschiedlichen Nutzungszeiten werden die SGK auf den Anfangswert diskontiert.

SLP Standard Last Profil

IMPRESSUM

Smart Meter Gateway

Das Smart Meter Gateway stellt die zentrale Kommunikationseinheit in einem intelligenten Messsystem dar, das die verschiedenen Marktteilnehmer (Letztverbraucher, Netzbetreiber, Messstellenbetreiber, Energieversorger,...) mit den erforderlichen Daten (Zählerwerte, Steuerungsbefehle, Strompreise, etc.) versorgt. Die Kommunikationsflüsse werden mittels eines Sicherheitsmoduls verschlüsselt.

Strom NEV

Stromnetzentgeltverordnung

Strom StG

Stromsteuergesetz

TWh Terawattstunden (Einheit für die Arbeit bzw. Energie)

Uniform pricing

Preisverfahren innerhalb einer Ausschreibung / Auktion, bei dem alle bezuschlagten Bieter den höchsten Preis des letzten bezuschlagten Gebots erhalten

VA Voltampere (Einheit für elektrische Scheinleistung)

Var Voltampere reaktiv (Einheit für die elektrische Blindleistung)

VNB Verteilernetzbetreiber

W Watt (Einheit für die (Wirk-)Leistung)

WBG Wohnungsbaugesellschaft

WEEE-Richtlinie

Waste of Electrical and Electronical Equipment Richtlinie (auf Deutsch: Elektro- und Elektronikgeräte-Abfall Richtlinie)

Wh Wattstunde (Einheit für die Arbeit bzw. Energie)

Wirkleistung

Wirkleistung beschreibt den tatsächlich nutzbaren (elektrischen) Leistungsanteil der Scheinleistung. Die Wirkleistung wird in Watt angegeben.

Wp Watt peak (Einheit für Leistung bzw. Spitzenleistung / Nennleistung)

12 IMPRESSUM

Die vorliegende Studie wurde im Auftrag der Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH erstellt. Die inhaltliche Bearbeitung dieser Studie erfolgte in enger Kooperation zwischen der Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH und BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. Inhaltlich wurden die Kapitel zwischen den beiden Partnern aufgeteilt. Die Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH erstellte [Kapitel 1](#), [Kapitel 2](#), [Kapitel 6](#) und [Kapitel 7](#) sowie die rechtlichen Unterkapitel und die Praxisbeispiele im [Kapitel 3](#). BET erarbeitete [Kapitel 3](#), [Kapitel 4](#) und [Kapitel 5](#).

12.1 Kurzvorstellung Energieagentur Rheinland-Pfalz

Die Energieagentur Rheinland-Pfalz unterstützt Kommunen und öffentliche Einrichtungen, Unternehmen und Bürger bei der

Umsetzung ihrer Aktivitäten zur Energiewende in Rheinland-Pfalz. Sie informiert und initiiert Projekte in den Bereichen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Energiesparen. Mitarbeiter in den Regionalbüros stehen als Ansprechpartner vor Ort zur Verfügung und unterstützen bei der Durchführung regionaler Projekte. Damit trägt die Landesenergieagentur zur Umsetzung der energiepolitischen Ziele in Rheinland-Pfalz sowie zum Klimaschutz bei. Die Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH wurde 2012 als Einrichtung des Landes gegründet. Sie informiert unabhängig und anbieterneutral.

Die Studie wurde im Rahmen des Projektes „Solarinitiative Rheinland-Pfalz“ erstellt. Die Solarinitiative Rheinland-Pfalz ist eine Informations- und Kommunikationskampagne. Dabei werden wichtige Multiplikatoren und Vorreiter aus dem Land in die Initiative mit einbezogen. So soll die Umsetzung zukunfts-

weisender Solarprojekte von ausgewählten Zielgruppen und interessierten Regionen vorangebracht werden. Dabei stehen die Themen Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit von solaren Projekten im Fokus. Die Zielgruppen sind Kommunen, Unternehmen und Bürger(innen).

Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH
Trippstadter Str. 122 | 67663 Kaiserslautern
Telefon: 0631 20575 7100
Fax: 0631 20575 7196
info@energieagentur.rlp.de

12.2 Kurvorbereitung BET

BET ist ein führendes Beratungsunternehmen der Energiewirtschaft mit Hauptsitz in Aachen, Büros in Hamm und Leipzig sowie einem 100-prozentigen Tochterunternehmen in der Schweiz, der BET Suisse AG. Seit nahezu drei Jahrzehnten leistet die BET hoch qualifizierte Beratung entlang der gesamten Wertschöpfungskette und verzahnt dabei energietechnisches und -wirtschaftliches Expertenwissen mit modernen Managementmethoden für eine wertorientierte Unternehmensteuerung. Mit rund 70 Experten unterstützen die BET Kunden in allen Netz-Themen vom operativen Netzbetrieb bis hin zur Asset-Strategie, in Projekten zu Erzeugung, Handel, Portfoliomanagement und Vertrieb sowie in klassischen Managementberatungsthemen wie Strategiefindung, Unternehmenssteuerung sowie Organisations- und Personalentwicklung.

BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
Alfonsstr. 44 | 52070 Aachen

Telefon: 0241 47062 0
Fax: 0241 47062 600
info@bet-aachen.de

Herausgeber

Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH
Trippstadter Str. 122 | 67663 Kaiserslautern
Telefon: 0631 20575 7100
Fax: 0631 20575 7196
info@energieagentur.rlp.de

Editor

Dr. Ralf Engelmann, ralf.engelmann@energieagentur.rlp.de

Textbeiträge

Dr. Ralf Engelmann, Katrin Schmidt, LL.M.,
Dr. Tobias Woll | Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH

Stefan Brühl, Jörg Ottersbach, Dr. Christof Niehörster | BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Gestaltung

Lisa Brune | Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH

Stand: Mai 2017



Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH
Trippstadter Straße 122 | 67663 Kaiserslautern
E-Mail: info@energieagentur.rlp.de

www.energieagentur.rlp.de
🐦 energie_rlp | 📘 energie.rlp

Gefördert durch:



RheinlandPfalz

MINISTERIUM FÜR UMWELT,
ENERGIE, ERNÄHRUNG
UND FORSTEN