

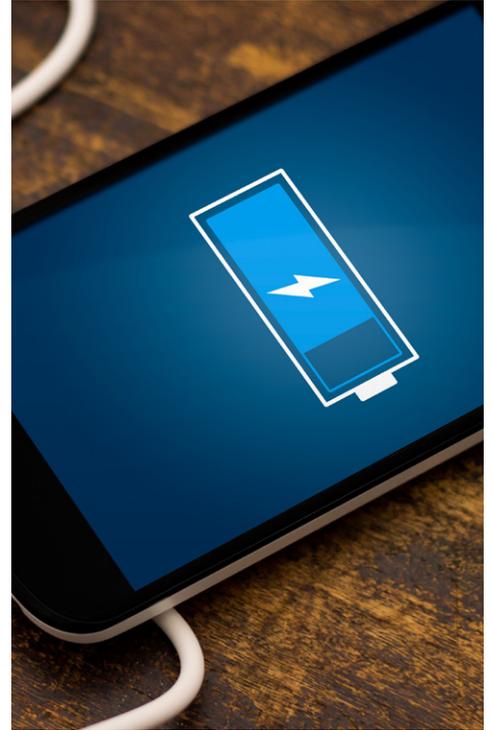
SOLAR



STROM



SPEICHER



DCTI GreenGuide

Solar.Strom.Speicher 2015



DCTI

[GreenGuide – Solar. Strom. Speicher 2015](#)

Mai 2015

ISBN 978-3-942292-23-8 | © DCTI 2015

Das vorliegende Werk ist insgesamt sowie hinsichtlich seiner Bestandteile (Text, Grafik, Bilder und Layout) urheberrechtlich geschützt. Die teilnehmenden Unternehmen zeichnen für ihre Anzeigen und Beiträge selbst verantwortlich. Die Rechte an den Anzeigen und Beiträgen – und, soweit nicht abweichend bezeichnet, die Rechte an Grafiken und Bildmaterial – liegen ebenfalls bei den Unternehmen bzw. den Urhebern der jeweiligen Werke.

DCTI GreenGuide

Solar.Strom.Speicher 2015

DCTI

Deutsches CleanTech Institut

Gliederung

Gliederung

I. Einleitung	7
II. Funktionsprinzip einer Solarstromanlage	11
III. Technologien	13
3.1. Module	14
3.1.1 Kristalline Module	14
3.1.2 Dünnschichtmodule	14
3.1.3 Wirkungsgrad & Effizienz	15
3.1.4 Herstellungskosten & Preise	17
3.1.5 Anwendungs- und Einsatzbereiche	18
3.2 Wechselrichter	19
3.2.1 Trafolose Wechselrichter / Wechselrichter mit Trafo	20
3.2.2 Zentral-Wechselrichter	20
3.2.3 Multi-String-Wechselrichter	20
3.2.4 Modul-Wechselrichter	21
3.2.5 Batteriewechselrichter	21
3.3 Montagesysteme	21
3.3.1 Aufdachanlagen	22
3.3.2 Flachdachanlagen	23
3.3.3 Gebäudeintegrierte Anlagen	24
3.3.4 Freiflächenanlagen	24
3.4 Steckverbinder, Anschlussdosen und Leitungen	26
3.5 Sicherungen & Schutzschalter	26
3.6 Datenlogger & Steuerungssysteme	27
3.7 Stromspeicher	28
3.7.1 Eigenschaften & Kenngrößen von Speichern – Nenn- & Nutzkapazität	29
3.7.2 Elektrochemische Speichertechnologien	32
3.7.3 Funktionsprinzip, Aufgaben & Einsatzbereiche von Stromspeichern	40



IV. Garantie & Gewährleistungsrechte	57
V. Risiken, Versicherungen & Sicherheitsmaßnahmen	63
VI. Umweltbilanz & Recycling	69
VII. Finanzierung & Förderung	73
7.1 Rahmenbedingungen des EEG	74
7.2 Speicherförderung	77
VIII. Finanzielle Amortisation & Rendite	81
8.1 Die Photovoltaikanlage im Einfamilienhaus	84
8.2 Photovoltaikanlagen in Gewerbebetrieben	85
8.3 Freiflächenanlagen	93
8.4 Vermarktung des Speichers am Regelenergiemarkt	95
IX. Steuerliche Behandlung	97
X. Fazit & Ausblick	99
XI. Verzeichnisse	103
XII. Anbieter entdecken	109
XIII. Impressum	123

1. Einleitung

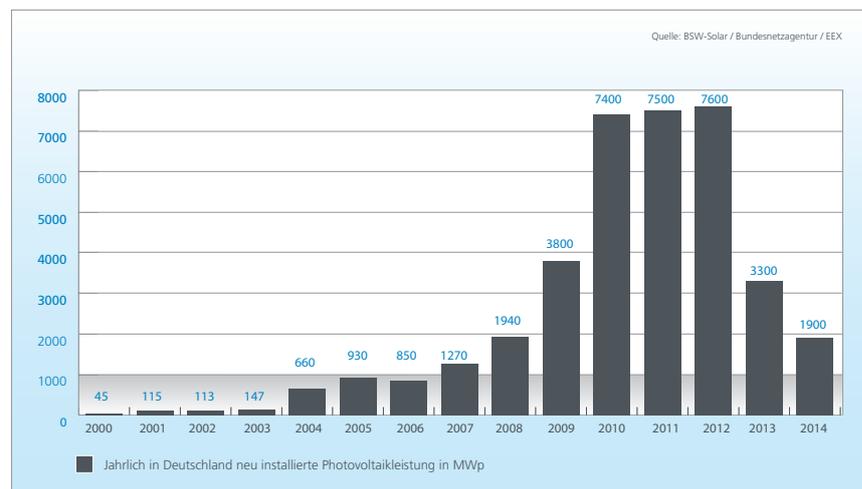




I. Einleitung

Im vergangenen Jahr war in Deutschland der Zubau bei den Photovoltaikanlagen mit insgesamt rund 1,9 GW erneut rückläufig und ist derzeit weit entfernt von den Boomzeiten der Jahre 2010 bis 2012, in denen jährliche Zubauraten von jeweils über 7 GW erzielt werden konnten. Insgesamt lag der Gesamtzubau bis Ende Januar 2015 bei rund 38 GW [Bundesnetzagentur: 2015].

< Grafik 1: Jährlich in Deutschland neu installierte Photovoltaikleistung in MW von 2000 bis 2014, Quelle: BSW-solar / Bundesnetzagentur / EEX >



Auslöser für den Markteinbruch sind vor allem die gekappte Förderung und die veränderten Rahmenbedingungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG). Mit den zahlreichen Reformversuchen des EEG in den letzten Jahren und zuletzt im August 2014 verfolgt der Gesetzgeber das Ziel, die jährlichen Zubauraten beim Solarstrom zu verringern und zudem die Kosten für die Solarstromförderung zu begrenzen.

So sind Betreiber größerer Anlagen - wie sie beispielsweise auf Gewerbe- oder Industriebetrieben oder in Form von Freiflächenanlagen zu finden sind - dazu verpflichtet, den erzeugten Solarstrom direkt zu vermarkten. Bei den Freiflächenanlagen wurden zudem sukzessive die zulässigen Flächen, auf denen solche Installationen errichtet werden dürfen, eingeschränkt. Zudem hat die Bundesregierung für die Freiflächenanlagen eine Abkehr von der Förderung nach festgesetzten Vergütungssätzen beschlossen und will in Zukunft Auktionsverfahren einsetzen, um die Fördersätze in einem wettbewerblichen Verfahren zu ermitteln, dem ein Marktmechanismus zugrunde liegt.

Einleitung

Einleitung

Als das EEG im Jahr 2000 eingeführt wurde und die Vergütung für jede kWh bei umgerechnet rund 50 Ct lag, wurde der in den Anlagen erzeugte Strom in der Regel vollständig in das Stromnetz eingespeist und der Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms war kein Thema. Sinkende Systempreise und dieser Entwicklung folgend auch rückläufige Vergütungssätze haben jedoch dazu geführt, dass beispielsweise Dachanlagen, die im März 2015 an das Netz angeschlossen wurden, je nach Größe nur noch eine Vergütung von 10,87 bis 12,50 Ct je kWh erhalten. Verglichen mit einem Strombezugspreis für Haushalte von rund 29 Ct/kWh ist damit in den vergangenen Jahren ein starker Anreiz entstanden, den erzeugten Strom vor Ort selbst zu verbrauchen, da die dadurch vermiedenen Strombezugskosten deutlich über der im Rahmen des EEG vorgesehenen Vergütung liegen. Ohne weitere Optimierungen wie die Einführung eines Energiemanagements, das Angebot und Nachfrage in Einklang bringt, oder den Einsatz eines Stromspeichers liegt der Anteil des Eigenverbrauchs für einen Privathaushalt realistischerweise bei höchstens 30 Prozent, hängt jedoch stark von der individuellen Situation ab. So bestimmt sowohl das Verhältnis der Anlagengröße zum Stromverbrauch vor Ort als auch das Nutzungsverhalten der Stromverbraucher und der von diesen genutzten elektrischen Geräte den möglichen Eigenverbrauchsanteil mit. Sind beispielsweise die Bewohner eines Einfamilienhauses tagsüber während der ertragsstarken Zeiten der Solaranlage außer Haus und nutzen den Wohnraum vor allem während der Abend- und Nachtstunden, fällt der Eigenverbrauchsanteil deutlich niedriger aus als bei einer Familie, die auch während der Tageszeit den in der Photovoltaikanlage erzeugten Strom direkt nutzen kann. Neben der Einführung von Energiemanagementsystemen, die den Zeitpunkt des Verbrauchs stärker mit der Erzeugungskurve der Solaranlage abstimmen und so beispielsweise die Waschmaschine zur Mittagszeit starten, bietet sich vor allem der Einsatz von Batteriespeichern an, um die Angebotskurve auf Zeiten mit stärkerer Nachfrage zu verlagern.

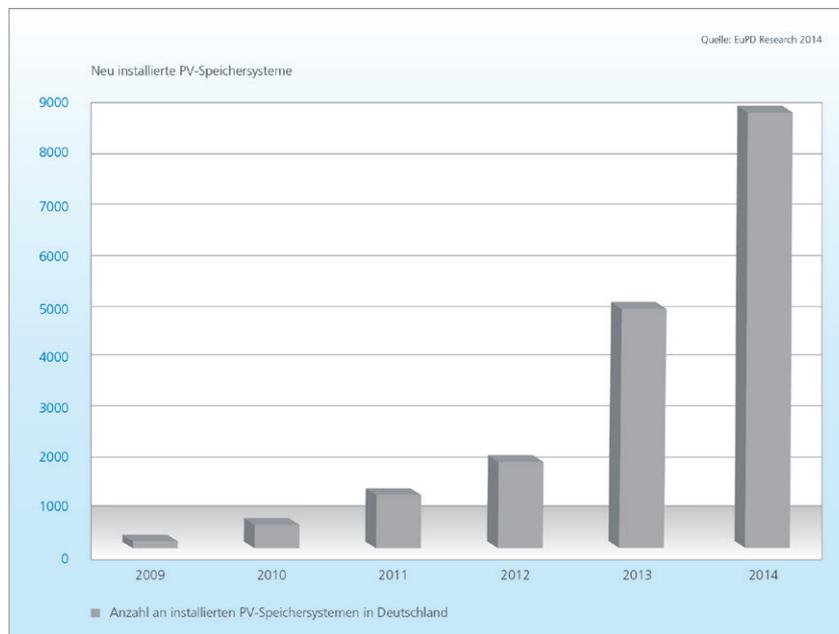
Die Hersteller haben auf diese Entwicklung reagiert und bieten eine stetig wachsende Vielfalt an Batteriespeichersystemen an, die sich für den Betrieb mit einer Photovoltaikanlage eignen. Als Technologien dominieren hier Blei- und Lithium-Batterien den Markt. Als die ersten Speichersysteme auf den Markt kamen, waren die Kosten für die meisten Batteriesysteme so hoch, dass ein wirtschaftlicher Betrieb kaum möglich war. Technischer Fortschritt und eine Ausweitung bei den Produktionskapazitäten und entsprechende skalenökonomische Effekte haben jedoch dazu geführt, dass die Preise für Solarstrompreise deutlich gesunken sind, alleine zwischen dem ersten und dem zweiten Halbjahr 2014 um rund ein Viertel. Die Einführung einer Speicherförderung durch die KfW im Jahr 2014, die auch in diesem Jahr fortgesetzt wird, leistet ebenfalls einen Beitrag dazu, dass die Investition in einen Speicher auch unter Renditeaspekten zunehmend interessanter für die Betreiber von Bestands- und Neuanlagen wird.

Lag der Anteil der Neuanlagen, die mit einem Energiespeicher ausgestattet sind, vor 2014 erst bei acht Prozent, wurde im vergangenen Jahr bereits bei jeder fünften neu installierten Photovoltaikanlage ein Batteriespeicher in die Systemauslegung eingebunden [vgl. EuPD Research: 2014]. Nach Schätzungen des Bundesverbandes Solarwirtschaft verfügten Ende 2014 bereits rund 15.000



Haushalte über einen Batteriespeicher und bis 2020 sollen in Deutschland laut den Prognosen des Marktforschers EuPD Research jährlich rund 45.000 neu installierte Speicher dazukommen.

< Grafik 2: Neu installierte Photovoltaikspeichersysteme in Deutschland >



Diese Entwicklungen zeigen, dass Photovoltaikanlagen, wie sie in Privathaushalten oder auf Gewerbe- und Industriegebäuden zu finden sind, zunehmend zum integralen Bestandteil von dezentralen Lösungen werden, in denen Erzeugung, Speicherung und Verbrauch gemeinsam als individuell schlüssiges und funktionierendes Energiekonzept gedacht und entsprechend in der Systemauslegung auch konzipiert werden. Mittelfristig ist auch zu erwarten, dass die Schnittstellen zu den Themenfeldern Smart Metering und Elektromobilität verstärkt an Bedeutung gewinnen und auch hier entsprechende Dienstleistungen und Produktlösungen entstehen werden.



• Funktionsprinzip einer Solarstromanlage

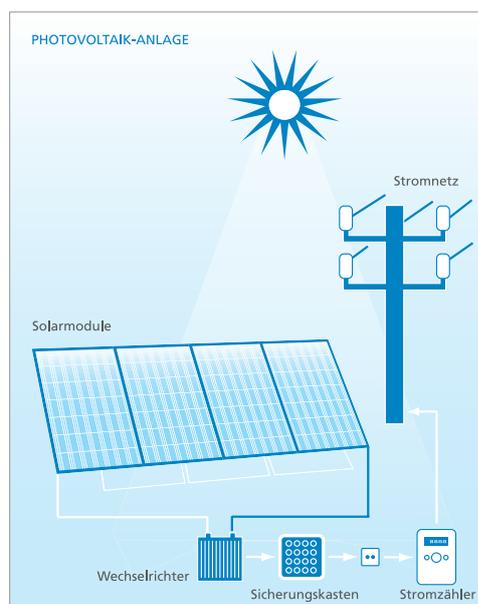




II. Funktionsprinzip einer Solarstromanlage

Während Solarthermieranlagen die einfallende Sonnenenergie in Wärmeenergie umwandeln, die zum Heizen oder für die Warmwasserversorgung genutzt werden kann, wandeln Photovoltaikanlagen einfallendes Licht direkt in Strom um. Dafür stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Gemeinsam ist allen, dass photoaktive Halbleiter verwendet werden, die in Form einer Beschichtung oder von Solarzellen in einem Modul eingebracht sind. Trifft ein von der Sonne ausgestrahltes Photon auf ein solches Modul, löst dies eine Elektronenbewegung aus und ein Spannungsgefälle entsteht. Als Folge fließt elektrischer Gleichstrom, der in einer Batterie gespeichert oder nach der Umwandlung in Wechselstrom entweder direkt vor Ort verbraucht oder aber in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann. Diese Umwandlung erfolgt mit Hilfe eines Wechselrichters. Zusätzlich zu den bereits erwähnten Modulen und Wechselrichtern besteht eine Photovoltaikanlage üblicherweise noch aus einem Montagegestell, mit dem die Module sicher auf einem Dach oder in der Freifläche montiert werden sowie der Verkabelung, welche die einzelnen Module untereinander und mit dem Wechselrichter verbindet. Der Wechselrichter dient auch als Schnittstelle zum öffentlichen Stromnetz und regelt die Einspeisung des erzeugten Stroms. Zunehmend werden auch Stromspeicher und Energiemanagementsysteme integraler Bestandteil von Solarstromanlagen und können den Funktionsumfang deutlich erweitern. Diese Lösungen sind zum Teil als eigenständige Geräte verfügbar, werden aber auch bereits in den Wechselrichter integriert.

< Grafik 3: Funktionsweise einer Photovoltaikanlage, Quelle: DCTI >





Technologien





III. Technologien

Der Absatzmarkt für Photovoltaikanlagen und die dafür benötigten Systemkomponenten hat sich den vergangenen Jahren differenziert und auch die Hersteller, Händler und Installateure haben sich mit ihrem Angebot an diese Segmentierung angepasst und bieten Produkte an, die sich hinsichtlich Preis, Qualität und in Bezug auf den Anwendungsbereich unterscheiden. Dies gilt sowohl für das eigentliche Produkt, die Solaranlage und ihre Komponenten, bei dem sich die Fertigungsprozesse sowie die Quellen für Rohstoffe und Zwischenprodukte unterscheiden können, aber auch für Pre- und After-Sales-Leistungen, beispielsweise in Form von freiwilligen Garantieverprechen.

Neben den sogenannten Systemkits, die alle für die Errichtung einer (Standard-)Anlage benötigten und aufeinander abgestimmten Komponenten wie Module, Montagegestell und Wechselrichter beinhalten, können erfahrene Installateure und Solarteure auch individuell die einzelnen Komponenten zusammenstellen. Dies ermöglicht es, ein den Voraussetzungen am jeweiligen Standort optimal angepasstes Anlagendesign umzusetzen und so auf die individuellen Bedürfnisse des Kunden einzugehen. Für Standardsituationen, in denen keine baulichen Besonderheiten zu berücksichtigen sind, stellen Systemkits jedoch eine komfortable Lösung für den Endkunden und Installateur dar, da die Zusammenstellung durch den Hersteller oder Großhändler sicherstellt, dass alle Komponenten reibungslos zusammenarbeiten. Der geringere Aufwand für die Planung der Anlage kann sich zudem positiv auf die Systemkosten auswirken.

III. Technologien

Technologien

3.1. Module

In Photovoltaikmodulen werden je nach Technologie entweder Dünnschichtzellen oder kristalline Solarzellen verwendet. Kristalline Solarzellen sind dabei die älteste und derzeit mit einem Marktanteil von rund 90 Prozent auch die am weitesten verbreitete Technologie. Die zwischenzeitliche Verknappung des für kristalline Module benötigten Siliziums auf dem Weltmarkt hatte dazu geführt, dass über mehrere Jahre ein steigender Marktanteil für Dünnschicht-Module zu beobachten war, da für diese alternative Rohstoffe verwendet werden können. Dieser Engpass ist mittlerweile überwunden, sodass der Kostenvorteil für Dünnschichtmodule aufgehoben wurde und kristalline Module gleichzeitig einen höheren Wirkungsgrad vorweisen können. Wenngleich alle Technologietypen sich für den Einsatz zur Stromerzeugung eignen, unterscheiden sich die verschiedenen Technologien in einzelnen Eigenschaften, sodass die Wahl von den Präferenzen des Endkunden, den Anforderungen am geplanten Anlagestandort und vor allem vom Preis je installiertem kW abhängt. Bei den Technologien lassen sich kristalline Module unterscheiden in:

3.1.1 Kristalline Module

Bei den kristallinen Modulen kann zwischen monokristallinen und polykristallinen Modulen unterschieden werden. Sowohl bei mono- wie auch bei polykristallinen Modulen dient hochreines Solarsilizium als Halbleiter. Bei polykristallinen Solarzellen wird das geschmolzene Silizium in Blöcke gegossen und anschließend in Scheiben (Wafer) geschnitten, aus denen anschließend die Zellen und schließlich die Module entstehen.

Bei der monokristallinen Zellproduktion hingegen werden aus der flüssigen Siliziummasse Stäbe (Ingots) gezogen, die zu Wafern, Zellen und schließlich zu Modulen weiterverarbeitet werden.

3.1.2 Dünnschichtmodule

Anders als bei den kristallinen Modulen wird der Halbleiter bei den Dünnschicht-Modulen nicht zersägt, sondern direkt als dünne Schicht auf ein Substrat wie Glas oder andere flexible Trägermaterialien aufgebracht. Im Vergleich zu kristallinen Zellen sind Dünnschichtzellen bis zu 50-mal dünner, dementsprechend niedriger sind die Materialkosten. Die bereits heute erfolgreich kommerziell eingesetzten Dünnschicht-Technologien lassen sich nach den verwendeten Materialien unterscheiden in:

- * Amorphe (a-Si) und mikromorphe Solarzellen (μ -Si)
- * Zellen aus Cadmium-Tellurid (CdTe)
- * Zellen aus Kupfer-Indium-Selen (CIS) sowie aus Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS)

Eine weitere vielversprechende Dünnschicht-Technologie ist die organische Photovoltaik. Dieser kommt derzeit jedoch eine untergeordnete Bedeutung zu, da erst vereinzelt eine kommerzielle Nutzung stattfindet. Der Grund dafür ist, dass einerseits der Wirkungsgrad der Module noch sehr niedrig und andererseits die erwartete Lebensdauer für den langfristigen Einsatz noch zu niedrig ist.

3.1.3 Wirkungsgrad & Effizienz

Der Wirkungsgrad eines Solarmoduls ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen der auf das Modul treffenden solaren Strahlungsenergie und der daraus erzeugten Leistung. Derzeit erreichen monokristalline Module den höchsten Wirkungsgrad, gefolgt von polykristallinen Modulen. Grundsätzlich fällt der Wirkungsgrad bei Dünnschichtmodulen niedriger aus, unterscheidet sich jedoch stark je nach Technologie. Während der Wirkungsgrad kommerzieller amorpher Siliziummodule derzeit bei rund fünf bis neun Prozent liegt, nähert sich der Wirkungsgrad von CI(G)S-Modulen bereits dem polykristalliner Module an. Bei den einzelnen Technologien unterscheidet sich jedoch der Wirkungsgrad auch von Hersteller zu Hersteller. So können Premiumanbieter mit dem gleichen Halbleitermaterial aufgrund besserer Produktionsprozesse und einer überlegenen Technologie teils deutlich höhere Wirkungsgrade als die Konkurrenz erzielen, was sich positiv auf den Ertrag der Anlage auswirkt. Zudem konnten die Hersteller von Dünnschichtmodulen in letzter Zeit deutliche Fortschritte beim Wirkungsgrad erzielen, sodass sich der Rückstand zu den kristallinen Modulen verringert hat. Dünnschichtzellen haben gegenüber kristallinen Modulen den Vorteil, dass sie diffuses – also indirektes – Licht effizienter nutzen können als kristalline Solarzellen. Dementsprechend gut sind Dünnschichtmodule geeignet, wenn die örtlichen Gegebenheiten eine optimale Ausrichtung und Neigung der Photovoltaikmodule bei der Installation nicht zulassen.

< Grafik 4: Wirkungsgrad von kommerziellen Photovoltaikmodulen nach Technologien, Quelle: DCTI 2015 >

Wirkungsgrad von kommerziellen Photovoltaikmodulen nach Technologien			
Dünnschicht		Kristallin	
amorph	5 bis 9	mono	14 bis 22
CI(G)S	13 bis 15	poly	13 bis 17
Cadmium-Tellurid	Bis 14		
Organische Photovoltaik	Bis 3		
	in Prozent (ca.)		in Prozent (ca.)

3.1.3.1 Degradation

Über die Jahre sinkt bei jeder Photovoltaikanlage der Wirkungsgrad und damit auch der Stromertrag ab. Einige Degradationsursachen können bei allen Technologietypen auftreten, andere wiederum sind für einzelne Technologien typisch.

III. Technologien

Technologien

Für alle Modultypen und unabhängig von der verwendeten Technologie gilt, dass beispielsweise die Korrosion des Schutzglases oder Moosbildung auf der Moduloberfläche den Wirkungsgrad der Module deutlich absenken können. Gleiches gilt auch für die Korrosion der Zellen in Folge von eindringender Feuchtigkeit. Die aufgeführten Einflüsse auf die Degradation zeigen, dass die Degradation nicht allein technologieabhängig ist. Die Hersteller können aber durch die Art der verwendeten Materialien, den jeweiligen Herstellungsprozess und die Qualitätskontrolle Einfluss auf den Grad der Degradation nehmen.

Auch das auf die Module treffende Licht löst, in erster Linie bei kristallinen Modulen und bei Zellen aus amorphem Silizium, eine Degradation aus. Dabei handelt es sich nicht um einen Fehler, sondern um eine technologyetypische Erscheinung.

In Prüflaboren lassen sich diese Alterungsprozesse künstlich simulieren. So erhalten Hersteller Aufschluss über die erwartete Degradation ihrer Module und können den Endkunden entsprechende Garantiezusagen anbieten. Eine andere Methode ist die Ertragsmessung bei bereits existierenden Anlagen. Allerdings spiegelt gerade bei älteren Anlagen die dort verwendete Technologie den heutigen Stand der Technik und Fertigungsqualität nicht exakt wieder, sodass die Ergebnisse nur bedingt Rückschlüsse auf das Degradationsverhalten aktuell auf dem Markt angebotener Produkte zulassen.

Bei kristallinen Solarzellen sinkt nach einer Anfangsdegradation von bis zu zwei Prozent der Wirkungsgrad über den Nutzungszeitraum relativ kontinuierlich je nach Datengrundlage mit rund 0,2 Prozent [DGS: 2008, S. 294] bzw. mit rund 0,1 bis 1 Prozent [Vaaßen: 2005, S. 6f] jährlich ab. Unter den Dünnschicht-Modulen ist in erster Linie beim Einsatz von amorphem Silizium (a-Si) während der ersten Betriebszeit eine starke Degradation zu beobachten. Innerhalb der ersten 1.000 Betriebsstunden kann die Degradation Werte zwischen 10 und 15 Prozent erreichen, anschließend bleibt die Nennleistung jedoch relativ konstant. Anbieter von Modulen mit amorphem Silizium weisen in ihren Produktblättern in der Regel die Leistungsfähigkeit des Moduls nach der anfänglichen Degradation aus. Der Kunde erhält also ein Modul, das nach Inbetriebnahme zunächst sogar eine höhere Leistung erzielt als vom Hersteller angegeben.

Demgegenüber ist die durch Licht ausgelöste Degradation bei anderen Dünnschichtmodulen auf Basis von Cadmium-Tellurid (CdTe) oder Cadmium-Indium-Diselenid (CIS) eher vernachlässigbar. Dafür kann die dünne Beschichtung zu internen Kurzschlüssen führen und Temperaturveränderungen können in einzelnen Fällen die Metallkontakte beschädigen, welche die einzelnen Zellen miteinander verbinden. Einen weiteren Einfluss auf die Degradation können Alterungsprozesse beim Material ausüben, das für die Einkapselung verwendet wird. Dies führt dazu, dass für Dünnschicht-Module eine jährliche Degradation von 0,25 bis 0,5 Prozent pro Jahr angenommen werden sollte [DGS: 2008, S. 294]

3.1.3.2 Temperaturabhängigkeit

Die Leistungsfähigkeit einer Anlage ist abhängig von der Temperatur, die an den Modulen herrscht. Mit zunehmender Temperatur sinkt die Leistung bei allen Modulen, die Höhe der Leistungsverluste ist jedoch bei den einzelnen Technologien unterschiedlich. So sinkt die Leistung bei kristallinen Modulen mit jedem zusätzlichen Grad Celsius um rund 0,5 Prozent. Die Temperaturabhängigkeit der Dünnschichttechnologien ist hingegen deutlich geringer und liegt bei CIS und CdTe-Modulen zwischen rund 0,2 und 0,25 Prozent. Grundsätzlich gilt jedoch für alle Technologien, dass je nach Hersteller zum Teil erhebliche Unterschiede zu beobachten sind. Nähere Aufschlüsse darüber geben die Informationen, die im Datenblatt des jeweiligen Moduls zu finden sind.

Die Nennleistung eines Moduls wird in der Regel bei einer Zelltemperatur von 25° gemessen, die tatsächliche Leistung muss also um den Temperaturkoeffizienten bereinigt werden. Für ein Modul mit einem Wirkungsgrad von 18 Prozent bei einer Temperatur von 25° bedeutet dies, dass der Wirkungsgrad bei einem Anstieg der Temperatur auf 30° auf rund 17,6 Prozent absinkt. Bei klassischen Aufdachanlagen ist durch den Abstand zum Dach die Hinterbelüftung meist ausreichend, um die temperaturbedingten Leistungsverluste zu begrenzen. Bei der vollständigen Dachintegration einer Anlage sollte jedoch ein entsprechender Leistungsverlust in der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden.

3.1.4 Herstellungskosten & Preise

Die Kosten für Solaranlagen sind in Deutschland seit 2006 um rund 70 Prozent gefallen, allerdings hat sich die Abwärtsbewegung bei den Preisen in den letzten beiden Jahren abgeflacht und ist in eine Seitwärtsbewegung übergegangen. Derzeit müssen Käufer einer kleineren Anlage mit einer Leistung von bis zu 10 kW durchschnittlich mit rund 1.600 € je installiertem kW rechnen. Mit zunehmender Größe der geplanten Anlage nehmen die Systempreise je kW weiter ab. Die Herstellungskosten und damit auch der Preis in €/kW unterscheiden sich bei den einzelnen Technologien. Am teuersten sind monokristalline Module, gefolgt von polykristallinen Modulen. Bei den Dünnschichtmodulen, die günstiger zu produzieren sind als die kristallinen, zählen Module auf Basis von amorphem Silizium und Cadmiumtellurid mit zu den günstigsten.

Auch die Wahl der Marke bestimmt die Kosten der Installation mit. Lag in der Vergangenheit der Preisunterschied zwischen europäischen Modulen und Modulen aus chinesischer Fertigung bei teilweise mehr als 30 Prozent, ist die Preisdifferenz durch die Einführung von Mindest-Einfuhrpreisen mittlerweile zurückgegangen und der Preisunterschied beträgt derzeit rund 15 Prozent [ZSW: 2014, S. 20].

Der niedrigere Preis lässt sich als Risikoabschlag für die erwartete niedrigere Qualität interpretieren und berücksichtigt auch die Problematik, Garantie- und Gewährleistungsansprüche bei solchen Herstellern durchsetzen zu können. Tritt ein Schadensfall ein, können sich vermeintlich billige

III. Technologien

Technologien

Angebote so schnell als Kostenfalle entpuppen. Auf der anderen Seite müssen Käufer von Premiumprodukten mit einem leichten Preisaufschlag rechnen. Premiumanbieter setzen im Vertrieb nicht nur auf den Preis als Verkaufsargument, sondern stellen durch die Verwendung hochwertiger Materialien, optimierte Produktionsprozesse und technologische Weiterentwicklung sicher, dass der Endkunde ein Produkt erhält, das sich hinsichtlich Leistungsfähigkeit, Lebensdauer und Zuverlässigkeit von anderen Anbietern abgrenzt. Entscheidend für die Qualität eines Moduls sind nicht nur die technologischen Fähigkeiten der Modulhersteller selbst, sondern auch die Qualität der verwendeten Materialien und somit der jeweils vorgelagerten Produktionsstufen und Bezugsquellen. Eine kontinuierliche Überwachung der Produktion, interne Tests der Lebensdauer und die Zertifizierung der Produkte durch unabhängige Institute bieten dem Endkunden die Sicherheit, dass die Module alle Anforderungen über die gesamte Lebenszeit erfüllen. Solaranlagen sind kein kurzlebiges Konsumgut sondern ein langfristiges Investitionsobjekt, das mit zum Teil hohen Investitionskosten verbunden ist. Dem höheren Preis, den Anlagenbetreiber für die Produkte von Premiumanbietern zahlen müssen, steht die Aussicht gegenüber, über den gesamten erwarteten Nutzungszeitraum wartungsarm und ohne Ausfälle einen hohen Stromertrag zu erzielen. Sollte dennoch ein Schadensfall eintreten, bieten Premiumanbieter meist Serviceleistungen, die hinsichtlich Leistungsumfang und Qualität deutlich über die Angebote von No-Name-Anbietern hinausgehen.

3.1.5 Anwendungs- und Einsatzbereiche

Grundsätzlich eignen sich alle Modultechnologien für den Einsatz zur Stromerzeugung, unabhängig davon, ob es sich dabei um eine Aufdachanlage auf Privathäusern oder Industriedächern oder aber um eine Freiflächenanlage handelt. Die Besonderheiten der einzelnen Technologien führten jedoch in der Vergangenheit dazu, dass einzelne Technologien bei verschiedenen Anlageformen dominieren.

So bestimmt der Wirkungsgrad eines Solarmoduls maßgeblich den Flächenbedarf, der beispielsweise benötigt wird, um eine Anlage mit einer Leistung von 1 kW zu installieren. Je höher also der Wirkungsgrad eines Moduls ist, desto geringer ist der Flächenbedarf, um die gleiche Leistung zu installieren. Der Stromertrag auf einer gegebenen Fläche wird dementsprechend maximiert, wenn Module mit einem hohen Wirkungsgrad verbaut werden. Gerade bei privaten Aufdachanlagen, wo die verfügbare Dachfläche begrenzt ist, kommen daher oftmals kristalline Module zum Einsatz, da diese den höchsten Wirkungsgrad aufweisen. Technologische Fortschritte und eine deutliche Steigerung der Wirkungsgrade bei einzelnen Dünnschicht-Anbietern, beispielsweise von CIS-Modulen, führen jedoch dazu, dass mittlerweile auch qualitativ hochwertige Dünnschicht-Module bei begrenzten Dachflächen verstärkt Verwendung finden. Auch wenn ein höherer Stromertrag dank eines hohen Wirkungsgrads einer höheren Vergütung durch das EEG entspricht, muss die Entscheidung für Module mit einem hohen Wirkungsgrad nicht unbedingt die Rendite des Anlagenbesitzers maximieren. Diese ist eben auch von dem Preis der jeweiligen Modultechnologie beziehungsweise des konkreten Produktes in Bezug auf €/kW abhängig.

Aufgrund des besseren Temperaturkoeffizienten eignen sich Dünnschicht-Module unter anderem dann besser als kristalline Module, wenn eine ausreichende Belüftung der Module, zum Beispiel bei einer Gebäudeintegration, nicht möglich ist. Auch wenn die Module am Anlagenstandort aufgrund baulicher Voraussetzungen nicht optimal zur Sonneneinstrahlung ausgerichtet werden können, kann dies eine Entscheidung für Dünnschichtmodule begünstigen, da diese diffuses Licht effizienter in Strom umwandeln als kristalline Module. Ein weiterer Unterschied zwischen Dünnschicht- und kristallinen Modulen liegt im Gewicht. Da die Module dünner sind und einige Modelle auch ohne Rahmen hergestellt werden, sind Dünnschichtmodule leichter als kristalline Module. Ist die zulässige Traglast der Konstruktion am Einsatzort begrenzt, können Dünnschichtmodule, die einige Hersteller auch in Form von ausrollbaren Bahnen anbieten, die geeignetere Technologie darstellen.

3.2 Wechselrichter

Die Module einer Solaranlage erzeugen Gleichstrom, der vor dem Verbrauch durch in der Regel auf Wechselstrom ausgelegte Haushaltsgeräte oder der Einspeisung in das öffentliche Stromnetz zunächst in Wechselstrom umgewandelt werden muss. Ein Wechselrichter führt diese Umwandlung durch, steuert die Einspeisung und überwacht den Netzanschluss. Tritt eine Netzstörung auf, wird die Anlage automatisch getrennt und so eine Beschädigung vermieden.

Bei der Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom treten Verluste unvermeidbar auf. Ziel der Wechselrichterhersteller ist es aber, diesen Verlust möglichst gering zu halten, da selbst ein geringfügig niedriger Wirkungsgrad sich über die lange Laufzeit einer Photovoltaikanlage signifikant auf den Gesamtertrag auswirkt. Qualitativ hochwertige Wechselrichter erreichen heute einen maximalen Wirkungsgrad von bis zu 98 Prozent. Während einphasige Wechselrichter den Gleichstrom auf 230 Volt Wechselstrom umwandeln, kommen bei größeren Anlagen dreiphasige Wechselrichter zum Einsatz, die eine Ausgangsspannung von 400 Volt erzeugen.

Jeder Wechselrichter verfügt über mindestens einen Maximum Power Point-Tracker (MPP-Tracker), der für jede Einstrahlungsbedingung und jedes Temperaturniveau an den Modulen die Kombination aus Spannung und Strom ermittelt, bei welcher der Wechselrichter die maximal mögliche Leistung erzeugt. Welche Leistung die Anlage tatsächlich erzeugt, hängt also auch davon ab, wie exakt der MPP-Tracker arbeitet und wie schnell dieser auf Veränderungen reagieren kann.

Lebensdauer

Anders als bei den Modulen fällt die durchschnittliche Lebensdauer von Wechselrichtern mit rund 10 bis 14 Jahren deutlich niedriger aus. Anlagenbetreiber sollten also bereits bei der Renditekalkulation ihrer Anlage berücksichtigen, dass Wechselrichter während der angestrebten Betriebszeit der Anlage von 20 bis 25 Jahren ein bis zweimal ausgetauscht werden müssen. Üblicherweise liegen die Garantiezeiten für Wechselrichter bei 5 Jahren, einige Hersteller bieten gegen Aufpreis

III. Technologien

Technologien

jedoch auch eine Verlängerung der Garantiezeit auf bis zu 25 Jahre an. Dies ermöglicht es risikoaversen Anlagenbetreibern, sich gegen einen Ausfall des Wechselrichters abzusichern.

Unterscheiden lassen sich Wechselrichter in folgende Kategorien:

3.2.1 Trafolose Wechselrichter / Wechselrichter mit Trafo

Wechselrichter, die ohne Trafo auskommen, eignen sich für alle Anlagen, in denen kristalline Module verbaut sind und in denen keine Teilverschattung der Module im Tages- und Jahreszeitenverlauf erfolgt. In der Regel sind trafolose Wechselrichter günstiger als Wechselrichter mit Trafo, da weniger Komponenten benötigt werden. Im Vergleich zu Wechselrichtern mit Trafo ist der Wirkungsgrad in der Regel höher, da die Geräte mit nur einer Wandlerstufe auskommen. Bei Anlagen, in denen Dünnschicht-Module verwendet werden, sollte bei der Wahl eines traflosen Wechselrichters darauf geachtet werden, dass diese mit der jeweiligen Technologie kompatibel sind, da es anderenfalls zu einer Beschädigung der Module kommen kann, wenn diese eigentlich eine negative Erdung benötigen. So lassen sich trafolose Wechselrichter zum Beispiel mit CIS-Modulen kombinieren, eignen sich jedoch nicht für den Einsatz mit amorphen Modulen. Ein Vorteil von Wechselrichtern, die mit einem Trafo ausgestattet sind, ist, dass Gleich- und Wechselstrom in voneinander unabhängigen Stromkreisen geführt werden. Dies dient dem Schutz der Photovoltaikanlage vor Überspannungen.

3.2.2 Zentral-Wechselrichter

Zentral-Wechselrichter kommen in großen Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von in der Regel mehr als 100 kW zum Einsatz und ersetzen eine Vielzahl von kleineren Wechselrichtern. Dadurch lässt sich die Wartung an einem zentralen Ort durchführen und die Problematik, dass regelmäßig einzelne kleinere Wechselrichter ausfallen und ersetzt werden müssen, wird vermieden. Zentral-Wechselrichter werden beispielsweise bei großen Freiflächenanlagen in separaten Wartungsgebäuden untergebracht.

3.2.3 Multi-String-Wechselrichter

Diese Wechselrichter verfügen über mehrere MPP-Tracker, die jeweils für einen eigenen Modulstrang den MPP überwachen. Es können also mehrere Modulstränge, bei denen jeweils unterschiedliche MPPs vorherrschen, an einem Wechselrichter angeschlossen werden, ohne dass der Ertrag der gesamten Anlage von dem schwächsten Strang bestimmt wird. Für jeden Strang gilt, dass das schwächste Modul die Leistung des gesamten Strangs bestimmt.

Der Einsatz von Multi-String-Wechselrichtern empfiehlt sich somit vor allem dann, wenn bei einer Anlage in einzelnen Bereichen der Moduloberfläche unterschiedliche Einstrahlungsbedingungen vorherrschen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn ein Teil der Modulfläche von Bäumen, dem Kamin oder Gauben verschattet wird.

3.2.4 Modul-Wechselrichter

Relativ neu auf dem Markt sind die sogenannten Modul-Wechselrichter. Dabei wird direkt an jedem Modul der Anlage ein Wechselrichter angebracht und dementsprechend der MPP für jedes einzelne Modul und nicht nur für einen Strang oder die gesamte Anlage berechnet. Dementsprechend wirken sich Teilabschattungen der Anlage nicht negativ auf die Leistung von nichtverschatteten Modulen aus und auch Module mit einer unterschiedlichen Ausrichtung lassen sich in einer Installation kombinieren. Modulwechselrichter eignen sich daher auch für den Einsatz in mobilen Anwendungen. Modul-Wechselrichter sind derzeit noch teurer als konventionelle Multi-String-Wechselrichter und auch der Wirkungsgrad liegt deutlich unter dem Niveau qualitativ hochwertiger, konventioneller Wechselrichter. Im Vergleich zu zentral aufgestellten Wechselrichtern ist es zudem schwieriger, Fehlerquellen zu identifizieren und der Austausch einzelner Modul-Wechselrichter bedeutet beispielsweise bei einer Aufdachanlage einen zeitlichen Mehraufwand. Auf der anderen Seite erleichtern solche Mikro-Inverter-Module die Installation, da keine Gleichstromverkabelung der einzelnen Module erfolgen muss. Dem höheren Preis stehen damit Kosteneinsparungen bei der Installation gegenüber. Aufgrund der aufgeführten Eigenschaften werden solche Wechselrichter vor allem in kleineren Anlagen mit einer Leistung von etwa 100 W bis 1,4 kW eingesetzt [Öko-Institut e.V.: 2012, S. 7].

3.2.5 Batteriewechselrichter

Soll eine Photovoltaikanlage mit einem Batteriespeicher ausgestattet werden, lässt sich dieser sowohl im Wechselstromkreis (AC) als auch im Gleichstromkreis (DC) anschließen. Soll ein Anschluss im Wechselstromkreis erfolgen, wird der von der Solarstromanlage erzeugte Gleichstrom zunächst über einen Wechselrichter in Wechselstrom transformiert und anschließend von einem Batteriewechselrichter wieder in Gleichstrom umgewandelt. Anschließend lässt er sich in einer Batterie speichern (Für weiterführende Informationen zu den Vor- und Nachteilen der Varianten, siehe Kapitel 3.7.3)

3.3 Montagesysteme

Mit Hilfe spezieller Photovoltaikmontagesysteme werden die Module fixiert und dauerhaft an ihrem Einsatzort montiert. Der Vielfalt an möglichen Einsatzorten einer Photovoltaikanlage und Dachkonstruktionen steht ein breites Angebot an Montagesystemen gegenüber, die jeweils für den speziellen Einsatzort ausgelegt sind und so eine optimale und sichere Verankerung der verbauten Module garantieren. Dächer unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Statik und Konstruktion, dem müssen die Montagesysteme Rechnung tragen. So gibt es unterschiedliche Lösungen für Schrägdächer, Flachdächer, Fassaden, gebäudeintegrierte Anlagen sowie für die Freiflächenaufstellung. Patentierte Montagelösungen verschiedener Hersteller erlauben dem Installateur/Solarteuer eine schnelle und sichere Montage der Anlage. Intelligente Lösungen, die mit wenigen Verschraubungen oder Universalklemmen auskommen, können den Zeitaufwand des Installateurs bei der Installation und damit auch die Montagekosten für den Endkunden deutlich senken.

III. Technologien

Technologien

Während einige Montagesysteme nur mit einzelnen Modultypen kompatibel sind, sind auf dem Markt auch universelle Lösungen erhältlich, die eine große Bandbreite an Modulrahmenhöhen und -größen abdecken.

Montagegestelle fixieren die Module sicher und tragen auch dazu bei, die Module richtig zum einfallenden Sonnenlicht auszurichten. Werden bei normalen Schrägdächern die Module meist parallel zum Dach installiert, sorgt eine Aufständering bei Flachdächern oder bei Freiflächenanlagen für die richtige Neigung und Ausrichtung der Module und damit für einen höheren Ertrag. Je nach Standort einer Photovoltaikanlage und Ausrichtung der Dachfläche gelten unterschiedliche Bedingungen für die Festlegung des optimalen Neigungswinkels.

Neben dem Ertrag spielt die richtige Neigung der Module auch für die Selbstreinigung eine wichtige Rolle, da nur bei ausreichender Neigung von mindestens 20° einfallender Regen Verschmutzungen entfernen kann und somit eine regelmäßige manuelle Reinigung meist nicht nötig ist. Neben dem Eigengewicht der Anlage wirken zusätzliche Kräfte wie Windeinfall und Schneelast auf die Konstruktion ein. Diese Kräfte gilt es bei der Auslegung des Montagesystems und in ihren Auswirkungen auf die Statik des Gebäudes zu berücksichtigen. Mehrere Hersteller von Montagesystemen und führende Großhändler bieten Softwarelösungen an, mit denen der Installateur die Berechnung des Unterbaus vornehmen kann. So lässt sich dieser den örtlichen Gegebenheiten am Anlagestandort anpassen. Dennoch liegt es in der Verantwortung des Anlagenbetreibers, ausreichende Reserven der Gebäudestatik für die Installation einer Photovoltaikanlage sicherzustellen. Denn in der Regel legen Installationsbetriebe hinsichtlich der Gebäudestatik die Angaben des Anlagenbesitzers zugrunde und übernehmen keine Haftung für Schäden, die durch falsche statische Annahmen entstehen.

3.3.1 Aufdachanlagen

Montagesysteme für Anlagen auf Dächern, die bereits über die richtige Neigung verfügen, werden meist aus Aluminium oder Edelstahl hergestellt. Die Montagesysteme für Schrägdächer werden in der Regel in Form eines Kreuzschienensystems oder mit einlagig parallel zueinander ausgerichteten Profilen montiert. Während Kreuzschienensysteme in erster Linie verwendet werden, um Module querkant auf dem Dach anzubringen, reichen einlagig parallele Systeme aus, um die Module hochkant einzuordnen. Aufgrund des geringeren Materialbedarfs und der kürzeren Montagezeit sind einlagige Systeme deutlich kostengünstiger und stärker verbreitet. Allerdings ist dabei zu beachten, dass in Einzelfällen die Verwendung einlagiger Systeme aufgrund der Beschaffenheit des jeweiligen Daches nicht möglich oder sogar weniger effizient ist. Eine höhere Effizienz ist dann gegeben, wenn unter Verwendung von Kreuzschienensystemen mehr Module verbaut werden können.

Um die Schienen auf dem Dach zu befestigen, werden einzelne Dachpfannen zunächst entfernt, um Dachhaken an den Sparren anzubringen, die anschließend die Schienen tragen. Klemmen fixieren schließlich die Module an diesen Schienen. Dabei ist es meist möglich, die Module hoch- oder querkant zu installieren, sodass sich das Anlagendesign an die vorgegebene Dachform und -größe anpasst. Bei Aufdachanlagen, die parallel zur Dachfläche installiert werden, ist die Windzone entscheidend für die Stabilität verantwortlich, da hier Sogkräfte auftreten können. Die richtige Anzahl an Befestigungspunkten bemisst sich am Verhältnis der Dachhaken zur installierten Modulfläche.

3.3.2 Flachdachanlagen

Soll die Photovoltaikanlage auf einem Flachdach Strom erzeugen, müssen die Module mit Hilfe eines geeigneten Montagesystems in eine entsprechende Neigung gebracht werden. Neben einer Aufständering mit Hilfe von Aluminium- oder Edelstahlprofilen bietet sich hier auch die Verwendung von Kunststoffsystemen an. Die Materialkosten für Recyclingkunststoff sind für die Hersteller deutlich niedriger als für Metall, zudem fällt die Umweltbilanz besser aus.

Derzeit bieten die Hersteller zwei verschiedene Grundtypen von Montagesystemen für Flachdächer an. Zum einen sind dies Schienensysteme, die ähnlich wie die Montagesysteme für Aufdachanlagen fest mit dem Flachdach oder dessen Unterkonstruktion verbunden sind. Dabei ist jedoch in der Regel eine Durchbohrung nötig, sodass die Dachhaut bei der Installation beschädigt wird. Dementsprechend wichtig ist eine sorgfältige Durchführung der Installation durch einen qualifizierten Fachbetrieb, da andernfalls Regenwasser durch die Dachhaut eindringen kann.

Zum anderen sind lose auf dem Dach aufliegende Systeme erhältlich, deren Stabilität in erster Linie durch ihr Eigengewicht und eine zusätzliche Beschwerung sichergestellt wird. Bei Metallgestellen stellen in der Regel Betonplatten den nötigen Ballast bereit. Eine weitere Lösung, die ohne Durchbohrung auskommt, sind Wannen aus Kunststoff oder Faserzement, die mit Kies oder anderen Materialien beschwert werden und anschließend die Module tragen. Die Module müssen fixiert oder mit Ballast gesichert werden, damit die Konstruktion Sogkräften oder Winddruck standhalten kann und Starkwind die Modulreihe nicht umstoßen bzw. vom Dach reißen kann. Gegenüber einer fixierten Aufständering fällt bei dieser Montageart jedoch das Gewicht der Installation aufgrund des Ballasts deutlich höher aus. Es hängt also maßgeblich von der statischen Beschaffenheit des Flachdaches ab, ob dieses für ein solches Montagesystem geeignet ist. Neben der Eignung des Dachs für die Photovoltaikanlage müssen auch zusätzliche statische Faktoren berücksichtigt werden. Eventuelle Mehrlasten durch Schnee, der sich in Form von Schneeverwehungen auch unter den aufgeständerten Modulen sammeln kann, führen dazu, dass die Lastannahmen deutlich höher ausfallen müssen, als das eigentliche Gewicht der Anlage annehmen lässt. Auch bei Flachdachanlagen sind gebäudeintegrierte Lösungen möglich.

III. Technologien

Technologien

Diese zeichnen sich durch ein besonders niedriges Eigengewicht aus und eignen sich somit vor allem für Flachdächer, deren Statik für andere Lösungen nicht ausreicht. Bei der Indachmontage bei Flachdächern werden flexible Photovoltaikmodule in Dachbahnen eingebracht, die anschließend auf dem Flachdach ausgerollt und mit diesem verklebt werden.

3.3.3 Gebäudeintegrierte Anlagen

Die sogenannten gebäudeintegrierten Anlagen werden nicht auf bereits bestehende Bauelemente wie Dachziegel oder die Fassade aufgebracht sondern ersetzen diese. Die Anforderungen an gebäudeintegrierte Anlagen sind dementsprechend deutlich höher als bei klassischen Aufdachanlagen, da die Anlage neben der Stromerzeugung eine weitere Reihe von Aufgaben übernehmen muss. In erster Linie ist hier der Wetterschutz zu nennen, d.h. die Anlage übernimmt die Funktion der Dachziegel und muss gewährleisten, dass beispielsweise Schnee oder Regen nicht in das Gebäude eindringen können. Dieser Anspruch an die Anlage macht sich auch im Preis bemerkbar. So sind gebäudeintegrierte Anlagen, sowohl was das System aber auch dessen Montage betrifft, deutlich teurer und aufwändiger als klassische Aufdachanlagen. Dies gilt insbesondere dann, wenn ein bereits bestehendes Gebäude mit einer Photovoltaikanlage nachgerüstet werden soll. Für Neubauten sollte jedoch berücksichtigt werden, dass den höheren Kosten auch Einsparungen entgegenstehen, da die Kosten für eine traditionelle Dachbedeckung entfallen. Der Stromertrag fällt bei gebäudeintegrierten Anlagen meist etwas niedriger aus als bei Aufdachanlagen, da die Hinterlüftung der Module in der Regel schlechter ist, was sich negativ auf den Wirkungsgrad der Module auswirkt.

3.3.4 Freiflächenanlagen

Die Anforderungen an Montagesysteme sind bei Freiflächenanlagen in vielen Punkten mit Montagelösungen für Flachdächer vergleichbar. Auch hier gilt, dass eine Aufständigung zum einen den Einfallswinkel der Sonnenstrahlung auf die Module optimieren soll und gleichzeitig auftretende Lasten in den Boden einleiten muss. Auf Freiflächenanlagen wirken sowohl statische Kräfte (Eigengewicht der Konstruktion und Schneelast) als auch dynamische Kräfte (Windeinfall). Vor allem der einfallende Wind trifft bei aufgeständerten Modulen auf eine große Angriffsfläche, sodass die Art der Konstruktion und die Materialauswahl einen entscheidenden Einfluss auf die Stabilität und den Schutz vor Wind- und Schneelasten ausüben.

Die Auswahl des geeigneten Montagesystems hängt in entscheidendem Maße von der Topographie des Geländes und den statischen Anforderungen ab. Mit Hilfe geotechnischer Gutachten lässt sich klären, welche Montagelösung die jeweiligen Anforderungen bedient. In der Regel werden Freiflächenanlagen so aufgeständert, dass ein Abstand zum Boden eingehalten wird. Auf diese Weise wird vermieden, dass Pflanzenwuchs oder Schnee eine (Teil-)Verschattung der Module verursachen. Sind die Module entsprechend hoch angebracht, lässt sich die darunterliegende Fläche auch zur Beweidung, beispielsweise durch Schafe, nutzen.

Feststehende Montagesysteme

Bei der Montage der Module in Freiflächenanlagen lassen sich die gängigen Lösungen in Flach- und Tiefgründungen unterscheiden. Während bei Flachgründungen die Stabilität der Konstruktion mit Hilfe des Eigengewichts der Konstruktion und von Ballast erreicht wird, wird das Montagesystem bei der Tiefgründung im Boden verankert. Die jeweilige Eignung der verschiedenen Tiefgründungslösungen ist in erster Linie abhängig von der Bodenbeschaffenheit am jeweiligen Anlagenstandort. Typische Lösungen für die Flachgründung sind entweder mit Ballast beschwerte Kunststoffwannen oder auch Betonfundamente, die als Einzel- oder Streifenfundamente angelegt werden können. Bei einer Tiefgründung werden die Fundamente in der Regel geschraubt, gebohrt oder auch gerammt.

Nachführsysteme / Tracker

Neben festen Montagelösungen können Module auch auf Nachführsystemen, auch als Tracker oder Mover bezeichnet, angebracht werden. Da der Einstrahlwinkel des Sonnenlichts abhängig vom Standort (Breitengrad) der Anlage sowie von der Jahres- und Tageszeit ist, kann durch die Nachführung der Module über den Tages- und Jahresverlauf ein optimierter Einstrahlungswinkel erreicht und dadurch der Ertrag der Anlage gesteigert werden. Die angebotenen Tracker lassen sich in einachsige (horizontale Nachführung) und zweiachsige Tracker (horizontale und vertikale Nachführung) unterscheiden. Da die Nachführung bei zweiachsigen Systemen deutlich genauer möglich ist, liegt hier der Mehrertrag (je nach Breitengrad des Anlagenstandorts) mit bis zu 45 Prozent gegenüber fest aufgeständerten Systemen deutlich höher als bei einachsigen Systemen (Mehrertrag von rund 20 bis 25 Prozent).

Auf Nachführsystemen werden mehrere (Groß-)Module gleichzeitig angebracht. Da der einfallende Wind starke Kräfte auf eine solche Fläche ausüben kann, muss die Konstruktion dementsprechend robust und stabil sein. In der Regel sind Tracker jedoch mit einem Windmessgerät (Anemometer) ausgestattet, das bei zu starken Windgeschwindigkeiten die Modulfläche so ausrichtet, dass die Angriffsfläche minimiert wird. Die Möglichkeit, die Ausrichtung der Module zu verändern, wirkt sich auch positiv auf die Selbstreinigung der Module aus und auch im Winter kann so sichergestellt werden, dass Schneelast nicht die Module bedeckt und den Ertrag mindert.

Die Steuerung der Nachführung kann entweder mittels eines Sensors erfolgen, der die momentane Einstrahlung ermittelt und den Tracker in vorgegebenen Intervallen dementsprechend ausrichtet. Alternativ lassen sich die zukünftigen Sonnenlaufbahnen auch programmieren (astronomische Nachführung) und in der Steuerung des Trackers als Programm hinterlegen. Gegenüber fest installierten Modulen fallen der Flächenbedarf je installiertem Kilowatt und die Versiegelung des Bodens kleiner aus. Daher eignen sich Nachführsysteme nicht nur für klassische Solarparks auf Konversionsflächen, sondern auch für die Errichtung von Solaranlagen auf Flächen mit Mehrzweck-Nutzung wie Parkplätzen.

III. Technologien

Technologien

Gegenüber fixen Montagesystemen gelten Nachführsysteme aufgrund der beweglichen Teile als wartungsintensiver, da Witterung und Lastendruck die mechanischen Teile beanspruchen. Umso wichtiger ist es, dass vor allem die Komponenten, die für die horizontale und vertikale Achsenbewegung zuständig sind, wartungsfrei sind bzw. mit einem geringen Wartungsaufwand auskommen.

3.4 Steckverbinder, Anschlussdosen und Leitungen

Spezielle Steckverbinder und Kabel verbinden die einzelnen Module, die über Anschlussdosen an den Strang angeschlossen werden, miteinander und leiten dem Wechselrichter den erzeugten Gleichstrom zu. Aufgrund unterschiedlicher Eigenschaften von kristallinen und Dünnschicht-Modulen variieren die Anforderungen an die Anschlussdosen; die Wahl der Steckverbinder und Leitungen hängt von der verwendeten Modultechnologie und Anlagengröße ab.

Ebenso wie die anderen Komponenten einer Photovoltaikanlage sollte auch die gesamte Verkabelung auf eine Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren ausgelegt sein. Die Kabel und Steckverbinder, die in Solaranlagen verwendet werden, unterscheiden sich von konventionellen Industriesteckverbindern, um den besonderen Anforderungen gerecht zu werden. Umwelteinflüsse - maßgeblich Sonne, Niederschlag und Temperaturschwankungen - stellen hohe Anforderungen an das Material: Die Kunststoffe müssen sowohl hohe Temperaturen verkraften als auch ihr Isolierverhalten, trotz möglicher Feuchtigkeit in Form von Schwitzwasser bei gebäudeintegrierten Anlagen oder von auf Flachdächern stehendem Wasser, aufrechterhalten. Eine in den Steckverbinder integrierte Verriegelung ist vorgeschrieben und verhindert, dass eine unter Spannung stehende Verbindung getrennt wird.

Ebenso wie Wechselrichter und Module leisten auch Steckverbinder einen wichtigen Beitrag zur Gesamteffizienz der Anlagen, denn niedrige Übergangswiderstände wirken sich positiv auf den Wirkungsgrad des Moduls aus. Je größer die Anlage ist, desto wichtiger ist es auch, dass die einfache Handhabung der Steckverbinder dem Installateur eine schnelle und sichere Montage ermöglicht. Gewährleistet wird dies beispielsweise durch vorgefertigte Stringkoppelleitungen, die bereits aus einer Hauptleitung, dem Abgang und passenden Steckverbindern bestehen.

In Hinblick auf die Kosten für die Verkabelung gilt die Faustregel, dass diese umso teurer sind, je größer der Querschnitt des Kabels ist. Um jedoch die Verluste bei der Stromübertragung möglichst gering zu halten, sollten die verwendeten Kabel nicht zu dünn dimensioniert sein, da hohe Leitungsverluste sich negativ auf die erzeugte Strommenge auswirken.

3.5 Sicherungen & Schutzschalter

Treten an einer Solaranlage Fehlerströme auf, so können diese Schäden an dem System verursachen. Diese Risiken entstehen in erster Linie durch Kurzschlüsse oder Überlastungen. Die partielle Abschattung der Modulfläche kann ebenso wie defekte Komponenten dazu führen, dass ein Modulstrang keine Energie bereitstellt, sondern den Strom der übrigen Photovoltaikanlage als Last führt. Dieser Rückstrom stellt durch die Belastung von Verkabelung und Modulen eine

Brandgefahr dar. Mit Hilfe von Schmelzsicherungen, die jeden Strang der Photovoltaikanlage am Plus- und Minuspol absichern, lässt sich jedoch Vorsorge gegen diese Gefahr treffen. In hochwertigen Sicherungen werden Materialien verwendet, die auch über einen langen Einsatzzeitraum gleichbleibende technische Eigenschaften garantieren. Dazu können ein hoher Korrosionsschutz sowie optimierte Kontakteigenschaften beitragen. Alternativ lässt sich die String-Sicherung auch als elektronische Sicherung direkt in den Wechselrichter integrieren.

Neben dem Strangschutz dienen Sicherungen in Photovoltaikanlagen auch zum Schutz vor Überspannungen. Photovoltaikanlagen sind aufgrund ihrer meist exponierten Lage dem Risiko eines Blitzeinschlags ausgesetzt, der Wechselrichter und Module beschädigen kann. Um Reparaturkosten und Ertragsausfall durch Blitzschäden zu vermeiden, ist ein geeigneter Blitzschutz dringend erforderlich. Ab einer Anlagengröße von 10 kW ist ein innerer Blitzschutz und ein äußerer Blitzschutz der Blitzschutzklasse III ohnehin vorgeschrieben [GDV: 2010, S. 12].

Auch die Versicherungen verlangen in ihren Vertragsbedingungen einen geeigneten Blitzschutz - und zwar unabhängig von der Größe der Anlage. Vor allem Flachdachanlagen benötigen häufig eine Einbindung in eine bestehende Blitzschutzanlage. Sollte dies nicht möglich sein, müssen gegebenenfalls Blitzfänger und eine neue Blitzschutzanlage errichtet werden.

Auch auf der Wechselstromseite der Anlage übernimmt der Überspannungsschutz die Absicherung gegenüber Überspannungen, die ihren Ursprung im Energieversorgungsnetz haben.

3.6 Datenlogger & Steuerungssysteme

Eine regelmäßige Überwachung der Funktionstüchtigkeit der Anlage sollte für alle Betreiber selbstverständlich sein. Nur so lassen sich Fehler zeitnah feststellen, entsprechende Reparaturmaßnahmen einleiten und die Ertragsausfallzeiten minimieren. Neben der Möglichkeit, durch regelmäßiges Ablesen des Zählerstandes die Anlage manuell zu überwachen, bieten sogenannte Datenlogger eine deutlich komfortablere Lösung für die Überwachung der Anlage. Sie stellen sicher, dass eine Fehlfunktion nicht über einen längeren Zeitraum unbemerkt bleibt. Datenlogger zeichnen kontinuierlich die relevanten Anlagedaten auf und ermöglichen die Visualisierung und Auswertung. In der einfachsten Variante zeichnet ein Datenlogger die Informationen auf, die ihm vom Wechselrichter zur Verfügung gestellt werden. Über entsprechende Schnittstellen lassen sich jedoch auch andere Geräte wie beispielsweise der Stromzähler anschließen. Dies ermöglicht es dem Anlagenbetreiber, sich auch über den Stromverbrauch in seinem Haushalt sowie über seinen Eigenverbrauchsanteil zu informieren und auf Grundlage dieser Daten weitere Schritte zur Optimierung umzusetzen. Zum Teil werden Datenlogger bereits mit Energiemanagementsystemen ausgestattet und ermöglichen so beispielsweise die Einbindung von steuerbaren Steckdosen, mit denen sich Verbraucher zeitgesteuert an- und ausschalten lassen, um so den Eigenverbrauchsanteil zu steigern. Auch das Einspeisemanagement, für welches das EEG je nach Anlagengröße verschiedene Vorgaben macht, lässt sich über einen Datenlogger umsetzen. So kann ein Datenlogger bei kleineren Anlagen bis 30 kW die Einspeiseleistung am Einspeisepunkt dauerhaft auf 70 Prozent beschränken, sodass das System nicht mit einer technischen Einrichtung ausgestattet werden muss,

III. Technologien

Technologien

die eine ferngesteuerte Reduzierung ermöglicht.

Viele Anbieter bieten auch die Möglichkeit, die gesammelten Daten auf ihrem Webservice zu hinterlegen. Stellt die Software Fehler im System fest, können Besitzer oder Installateur automatisch – beispielsweise per SMS oder Email – benachrichtigt werden. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass der Datenlogger über einen Internetzugang verfügt, um die Daten übertragen zu können. Einige Unternehmen bieten auch die Möglichkeit an, die Daten der Photovoltaikanlage öffentlich im Internet zugänglich zu machen. Dadurch ist es möglich, den Ertrag der eigenen Anlage mit anderen Photovoltaikanlagen direkt zu vergleichen. Datenlogger sind als eigenständige Geräte verfügbar, bei einigen Wechselrichtern ist ein entsprechendes Datenmodul aber auch bereits in den Wechselrichter integriert.

3.7 Stromspeicher

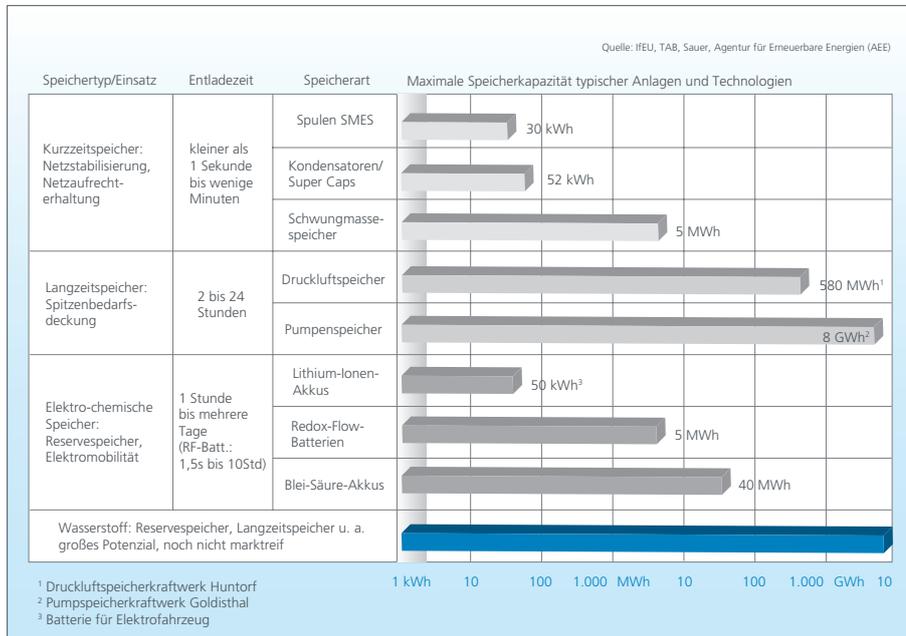
Mit dem starken Ausbau der erneuerbaren Energien gewinnen Energiespeicher als Säule der Energiewende zunehmend an Bedeutung. Sie sind in der Lage, das Stromangebot zeitlich zu verlagern und können dieses so mit der Nachfrage in Einklang bringen. Dafür wird der Speicher mit einer Steuerungseinheit verbunden, welche nach festgelegten Regeln Be- und Entladevorgänge auslöst. Die Optimierung des Speicherbetriebs kann dabei sowohl nach netzgeführten als auch nach verbrauchsgesteuerten Kriterien erfolgen. Die Erlösmodelle bei beiden Varianten unterscheiden sich deutlich. Beim netzgeführten Einsatz richten sich die Lade- und Entladephasen an der Situation im Stromnetz aus und es kann zwischen der Bereitstellung von Regelenergie und dem Lastausgleich unterschieden werden. In diesem Fall leisten sie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit im Stromnetz und stellen eine Systemdienstleistung zur Verfügung.

Ein typisches Beispiel für eine verbrauchsorientierte Steuerung bildet der Einsatz von Speichern in Photovoltaikanlagen, da die Steuerung hier das Ziel verfolgt, den Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms zu maximieren. Der Speicher hilft dabei, eine größtmögliche Deckung zwischen dem individuellen Lastprofil und der solaren Erzeugungskurve zu erreichen. Prinzipiell können solche dezentralen Energiespeicher so die Einspeisung in die lokalen Verteilnetze verringern, allerdings bedeutet eine Maximierung des Eigenverbrauchs nicht zwangsläufig auch eine netzverträgliche Betriebsführung. So kann es bei der Eigenverbrauchsoptimierung bei vollen Speichern durchaus auch zu hohen Einspeisespitzen kommen. Während der Einsatz von Stromspeichern, die gemeinsam mit einer Solarstromanlage betrieben werden, für den Regelenergiemarkt bisher nur eine Nische darstellt, gewinnt der nachfragegesteuerte Einsatz von Batterien zunehmend an Bedeutung, da diese den Eigenverbrauchsanteil und damit die finanziellen Erträge einer Photovoltaikanlage deutlich steigern können.

3.7.1 Eigenschaften & Kenngrößen von Speichern – Nenn- und Nutzkapazität

Die Kapazität eines Speichers bestimmt, wie viel Strom, gemessen in kWh, maximal gespeichert werden kann. Die Technologien unterscheiden sich hinsichtlich der derzeit möglichen Speicherkapazitäten. Batteriezellen eignen sich zur modularen Vergrößerung und ermöglichen dadurch den Zusammenschluss in skalierbare Großspeicher. Dadurch lässt sich ein breites Spektrum an Speicherkapazitätsbedarf abdecken. Einige Batteriesysteme lassen sich durch den Einbau weiterer Module erweitern, wenn der Speicherbedarf steigt. Die tatsächliche Nutzkapazität eines Speichers in kWh kann von der Nennkapazität in kWh abweichen und bestimmt sich aus dem Produkt von Nennkapazität und Entladetiefe. Beträgt die Nennkapazität eines Stromspeichers beispielsweise 7 kWh und die Entladetiefe 80 Prozent, so verringert sich die tatsächlich zur Verfügung stehende Nutzkapazität des Speicher auf 5,6 kWh.

< Grafik 5: Typische Speicherkapazität verschiedener Stromspeicher >



III. Technologien

Technologien

Entladetiefe

Bei den meisten Batterietechnologien gelten Grenzen für die Entladetiefe, da Tiefentladung die Batterie beschädigen kann. Typischerweise gilt beispielsweise für Blei-Batterien eine Entladetiefe von rund 50 Prozent und für Lithium-Ionen-Akkumulatoren von 70 bis 100 Prozent. Werden die Vorgaben der Hersteller zur Entladetiefe nicht eingehalten, kann dies die erwartete Entladezyklenzahl deutlich reduzieren.

Lebensdauer

Speicherlösungen verfügen über eine unterschiedliche Lebensdauer in kalendarischer Hinsicht und in Bezug auf die Zahl der Lade- und Entladezyklen. Bei einigen Lösungen wie Schwungmassenspeichern oder Pumpspeichern ist die Zyklenzahl nahezu unbegrenzt. Bei den elektrochemischen Systemen hingegen begrenzt die Degradation die Zyklenzahl. Bei diesen Batterien hängt die Lebensdauer maßgeblich von den Nutzungs- und Einsatzbedingungen ab. Faktoren wie Tiefentladung, Überladung sowie die Ladegeschwindigkeit können die Lebensdauer beeinflussen. Beim Betrieb in einer Solaranlage durchlaufen Batterien täglich einen vollständigen Zyklus. Nimmt man eine 20-jährige Betriebszeit der Anlage an, entspricht dies rund 7.000 Zyklen. Während einige Lithium-Ionen-Batterien auf diese Zyklenzahl ausgelegt sind, müssen bei Blei-Batteriesystemen die Akkumulatoren innerhalb der Lebensdauer der Solaranlage ausgetauscht werden. Diese Austauschkosten müssen bei den Investitionskosten für ein Speichersystem mitberücksichtigt werden.

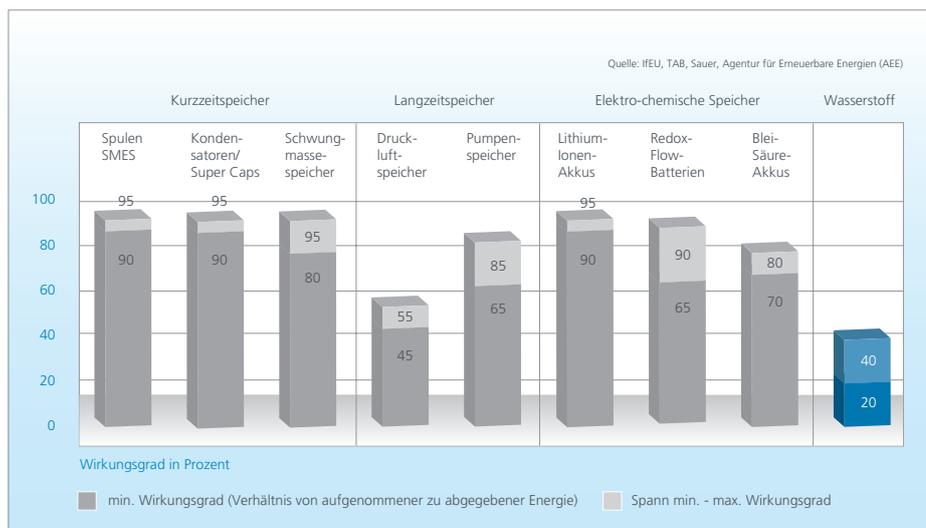
Energie und Leistung

Bei den einzelnen Technologien sind die erreichbare Energiedichte und damit das Gewicht und Volumen eines Speichers für eine definierte Leistung entscheidend. Dieses Kriterium ist besonders für portable und mobile Anwendungen von Relevanz. Die Energiedichte wird in Wattstunde pro Kilogramm (Wh/kg) gemessen. Leistungsspeicher stellen eine hohe Leistung für einen kurzen Zeitraum bereit und absolvieren dabei in der Regel eine hohe Anzahl von Zyklen. Dem stehen Energiespeicher gegenüber, die typischerweise Energie über einen längeren Zeitraum bereitstellen und nur wenige Zyklen pro Tag oder Jahr absolvieren.

Wirkungsgrad

Beim Speichern von Energie kommt es während der Konversion zu Energieverlusten. Auch wenn Energie über einen längeren Zeitraum gelagert werden soll, kommt es bei einigen Technologien zur Selbstentladung und damit zu weiteren Verlusten. Ist der Speicher in eine Photovoltaikanlage eingebunden, so muss zusätzlich zum Wirkungsgrad des Batteriespeichers auch der Wirkungsgrad des Wechselrichters bzw. des Batterieumrichters berücksichtigt werden. Der Wirkungsgrad beschreibt das Verhältnis zwischen zugeführter und entnommener Energie.

< Grafik 6: Wirkungsgrad unterschiedlicher Stromspeichertechnologien >



Zeitspanne für Lade- und Entladevorgang

Die Zeitspanne bis zur effektiven Aufnahme oder Abgabe von Strom fällt bei den jeweiligen Technologien unterschiedlich aus. Kurze Reaktionszeiten sind vor allem für die Sicherung der Netzqualität beziehungsweise im Bereich der unterbrechungsfreien Stromversorgung eine relevante Kenngröße. Für eine schnelle Ladung des Speichers und die Freisetzung hoher Leistung im Verhältnis zur gespeicherten Energiemenge müssen Speicher über eine hohe Strombelastbarkeit verfügen.

Ladeelektronik

Die Ladeelektronik ist unverzichtbarer Bestandteil eines Speichersystems, da die Betriebsführung die Lebensdauer des Speichers mitbestimmt. Zudem verarbeitet die Elektronik eine Vielzahl an Informationen wie aktuelle Strombezugspreise, momentane Verbraucherlast, Fehlerfälle im Stromnetz oder den aktuellen Ladestand und gibt darauf basierend entsprechende Steuerbefehle, welche die Be- und Entladung des Speichers auslösen.

Betriebstemperatur

Für einige Speichertechnologien, vor allem im elektrochemischen Bereich, spielt die Betriebstemperatur eine entscheidende Rolle für die Funktionsfähigkeit des Systems. Neben Hochtemperaturspeichern sind allerdings auch konventionelle Speicher je nach Einsatzort Umwelteinflüssen und Temperaturschwankungen ausgesetzt, welche die chemischen Prozesse negativ beeinflussen können. Dies gilt insbesondere für Speicher, die im Außeneinsatz be- und entladen werden.

III. Technologien

Technologien

Investitions- und Betriebskosten für Speicher

Die Kosten für den laufenden Betrieb von Speichern fallen gegenüber den anfänglichen Investitionskosten relativ niedrig aus. Je nach Technologie fallen sowohl die anfänglichen Investitionskosten je Watt wie auch die laufenden Betriebskosten unterschiedlich hoch aus. Maßgeblich für den Kostenvergleich von Speichersystemen innerhalb einer Technologie oder zwischen verschiedenen Technologien sind weniger die reinen Investitionskosten, sondern vielmehr die Kosten für jede gespeicherte kWh.

Wartung

Wenn die Lebensdauer von Speichern nicht der Nutzungszeit des Systems entspricht, in das der Speicher eingebunden ist oder aber turnusmäßige Wartungsarbeiten anfallen, dann kann dies hohe Wartungskosten verursachen. Dies gilt vor allem für Speichersysteme, die für die Energieversorgung von Geräten eingesetzt werden, die in Regionen betrieben werden, die weit von menschlichen Siedlungsgebieten entfernt liegen. Dazu zählen beispielsweise Messstationen, in einigen Fällen auch Mobilfunkstationen.

Sicherheit

Spezifische Speichertechnologien bergen unter Umständen entsprechende Risiken. So kann es bei elektrochemischen Speichern durch thermische oder mechanische Einwirkungen oder eine Fehlkonstruktion des Systems zu Schäden in Folge von Ausgasungen, Brand oder Explosion kommen. Um Gefahren auszuschließen, müssen die entsprechenden Installations- und Betriebsvorschriften berücksichtigt werden.

3.7.2 Elektrochemische Speichertechnologien

Im Bereich der Konsumentenelektronik finden elektrochemische Speicher wie Lithium-Ionen-Batterien beispielsweise in Laptops oder Smart Phones Anwendung in einem Massenmarkt. Skalierbare Systeme, die als größere stationäre Speichersysteme in Energieerzeugungseinheiten als Speicher eingesetzt werden können, sowie der Einsatz in Elektrofahrzeugen sind hingegen ein noch relativ neues Angebot auf dem Markt.

In elektrochemischen Speichern findet eine große Vielfalt an Technologien und Materialien Verwendung. Die einzelnen Speicher unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Lebensdauer, der Energiedichte und der Kosten. Auch die Verfügbarkeit der jeweils verwendeten Ressourcen bestimmt die Entwicklung der einzelnen Technologien mit. Bei den elektrochemischen Speichern kann zwischen Systemen mit einem internen Speicher und solchen, bei denen die Speicherung der Energie von der Energiewandlung räumlich getrennt stattfindet, unterschieden werden. Zur letztgenannten Gruppe zählen beispielsweise die Redox-Flow-Batterien. Der Vorteil dieser Lösung ist, dass der eigentliche Energiewandler unabhängig von der gewünschten Größe des Energiespeichers konfiguriert werden kann.

Weiterhin ist eine Unterscheidung hinsichtlich der Betriebstemperatur möglich. Während klassische Akkumulatoren bei Raumtemperatur betrieben werden können, muss bei Hochtemperatur-Batterien eine entsprechend hohe Betriebstemperatur sichergestellt werden. Elektrochemische Speicher werden in der Regel über einen Zeitraum von zehn bis 20 Jahren abgeschrieben und bieten den Vorteil, dass sie - anders als an geografische Vorgaben gebundene zentrale Großspeicher - nahezu an jedem Standort eingerichtet und betrieben werden können.

3.7.2.1 Blei-Säure- und Blei-Gel-Akkumulatoren

Bei Blei-Säure-Batterien findet die Energiespeicherung mit Hilfe von Elektroden aus Blei und von Schwefelsäure, die als Elektrolyt genutzt wird, statt. Deshalb müssen die Batterien in einem säurefesten Gehäuse untergebracht werden, um ein Austreten der Schwefelsäure zu verhindern. Dieses muss Sicherheit gegenüber mechanischen Beschädigungen bieten.

Die Konzentration der Säure ist abhängig vom Ladezustand der Batterie, steigt beim Laden und sinkt beim Entladen. Am positiven Pol lagert sich beim Laden Bleioxid ab, am negativen Pol ein poröser Bleischwamm. Im entladenen Zustand bestehen beide Pole aus Bleisulfat.

Aufgrund der spezifischen chemischen Prozesse kann bei einer langsamen Entladung mehr Strom entnommen werden als bei einer schnellen Entladung, sodass die Leistungskapazität von der Entnahmegeschwindigkeit abhängt. Durch Sulfatierung sinkt die Kapazität von Bleiakkus mit jedem Zyklus ab. Je stärker die Entladung ausfällt, desto stärker ist der (irreversible) Kapazitätsverlust. Entladetiefe und Nutzungsart bestimmen somit die erwartete Lebensdauer des Speichers. Eine starke Tiefentladung gilt es zu vermeiden, da dies die Degradation der Elektroden beschleunigt. Während des Ladevorgangs kann es zur Entstehung von Knallgas kommen. Dieses gesundheitlich prinzipiell unbedenkliche Gas kann jedoch bei Entzündung, beispielsweise durch Funkenschlag oder Reibung, verpuffen. Aus diesem Grund ist eine ausreichende Belüftung am Standort des Speichers wichtig. Die Gasung findet vor allem dann statt, wenn eine Verunreinigung durch Edelmetalle erfolgt. Diese können sich an der Elektrode anlagern und damit die Überspannung des Wasserstoffs verringern.

Bleiakkumulatoren sind als offene und geschlossene Systeme erhältlich. Bei den offenen Akkumulatoren, auch als Nassbatterien bezeichnet, können Sauerstoff, Wasserstoff und Säuredämpfe aus der Batterie entweichen. Solche Systeme dürfen nur aufrecht stehend gelagert und betrieben werden, um ein Auslaufen zu verhindern. Offene Bleiakkumulatoren können über einen kurzen Zeitraum hohe Stromstärken entladen, da der Innenwiderstand niedriger als bei geschlossenen Akkumulatoren ist. Dies erklärt auch, warum sie häufig in Fahrzeugen als Starterbatterien eingesetzt werden. Starterbatterien stellen für einen kurzen Moment eine hohe Leistung zur Verfügung.

Technologien

Technologien

<Grafik 7: Eigenschaften von Blei-Akkumulatoren, Quelle: Uwe Sauer, 2013 >

Blei-Säure-Batterien	Heute	Heute + 10 Jahre
Wirkungsgrad Laden-Entladen inkl. Batterieumrichter	70% bis 75%	73% bis 78%
Energiedichte	50 Wh/l bis 75 Wh/l	50 Wh/l bis 100 Wh/l
Zykluslebensdauer	500 bis 2.000	1.000 bis 4.000
Kalendarischer Lebensdauer	5 bis 15 Jahre (abhängig vom Temperatur und Ladezugang)	8 bis 20 Jahre (abhängig vom Temperatur und Ladezugang)
Entladetiefe	70%	80%
Selbstentladung	3 - 5% pro Monat	2 - 4% pro Monat
Leistungsbezogene Investitionskosten (Umrichter)	150€/ kW bis 200€/ kW	100€/ kW bis 150€/ kW
Energiebezogene Investitionskosten	100€/ kW bis 250€/ kW	50€/ kW bis 150€/ kW
Anforderungen Aufstellort	Aufstellraum muss belüftet sein, Luftdurchsatz abhängig von Technologie (geschlossen oder verschlossen); Anforderungen in Normen geregelt, z.B DIN EN 50272-2	
Vorteile der Technologie bei Einsatz in PV-Speichern	Etablierte Technologie mit viel Betriebserfahrungen stationäre Anlagen, geringe Investitionskosten	

Zu den geschlossenen Systemen zählen die Vlies- und Gel-Batterien. Diese sind wartungsfrei, da die Zellen zugeschweißt sind und im Normalbetrieb kein Verlust von Flüssigkeit oder Sauerstoff durch Gasung oder Erwärmung auftritt. Bei diesen Systemen können sich Sauerstoff und Wasserstoff miteinander verbinden (Rekombination), sodass Flüssigkeitsverluste weitestgehend vermieden werden. Ein Überdruckventil stellt sicher, dass bei starker Gasung auftretende Gase, Wasserstoff und Sauerstoff entweichen können. Dieser Prozess ist aufgrund der Konstruktionsart der Ventile unumkehrbar, sodass solche Batterien nicht über einen längeren Zeitraum mit hoher Spannung geladen werden sollten.

Bei den Vlies-Batterien, aufgrund der verwendeten Glasfasern auch als AGM-Batterie (Absorbent Glass Mat) bezeichnet, wird das Elektrolyt in einem Vlies gebunden, das aus Glasfasern besteht und in seiner Struktur einem Schwamm ähnelt. Der Vorteil ist, dass die Säure auf diese Weise beim Kippen der Batterie nicht auslaufen kann, sondern in dem Vlies gebunden ist. Auch bei der Gelbatterie tritt die Schwefelsäure nicht in flüssiger Form auf, sondern verdickt durch den Zusatz von Kieselsäure zu einem Gel.

Blei-Säure-Batterien zählen aufgrund der hohen Anzahl von Installationen weltweit zu den erprobten Speichertechnologien mit vergleichsweise niedrigen Investitionskosten und werden von einer Vielzahl von Herstellern angeboten. Da die Energiedichte relativ gering ist, werden sie vor allem als stationäre Energiespeicher genutzt und sind neben Lithium-Ionen-Akkumulatoren der derzeit am weitesten verbreitete Batteriespeicher für die Einbindung in eine Photovoltaikanlage. Mittelfristig



dürfte die Verfügbarkeit von Blei zum begrenzenden Faktor dieser Technologie werden. Die niedrige Energiedichte bewirkt ein vergleichsweise hohes Gewicht, sodass Blei-Batterien in der Regel nicht für den Antrieb von Elektrofahrzeugen genutzt werden. Eine Ausnahme stellt hier die Bereitstellung von Traktionsenergie für Gabelstapler dar. Hier wirkt sich das hohe Gewicht der Batterie positiv auf die Stabilität des Fahrzeugs aus.

Wenngleich in Zukunft erwartet wird, dass Lithium-Ionen-Akkumulatoren in vielen Bereichen die Blei-Säure-Batterien ablösen werden, findet auch bei den Blei-Säure-Batterien eine technologische Weiterentwicklung statt, welche die Nutzungsdauer erhöhen soll. Darunter fallen beispielsweise bipolare Bleibatterien, komprimierte Bleibatterien und Hybridbatterien, bei denen eine Bleibatterie mit einem Doppelschichtkondensator in einem System kombiniert wird [JRC: 2011, S. 12].

3.7.2.2 Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Lithium-Ionen-Batterien werden derzeit für die Stromversorgung von portablen Stromverbrauchern wie Laptops oder Mobiltelefonen genutzt, können aber, mit einer höheren Speicherkapazität ausgestattet als stationäre Speicher, in Energieinfrastruktursystemen beziehungsweise in der Elektromobilität eingesetzt werden. Die Ansprüche an Leistungsfähigkeit und Sicherheit unterscheiden sich bei den letztgenannten Einsatzbereichen deutlich von der Verwendung in der Unterhaltungselektronik, sodass derzeit starke Anstrengungen in den Forschungs- und Entwicklungsabteilungen zu beobachten sind, die Lithium-Ionen-Akkumulatoren für die neuen Anwendungsbereiche weiterzuentwickeln.

Diese Batterietechnologie zeichnet sich durch eine hohe Energiedichte und eine gute Performance aus. Gleichzeitig tritt, anders als beispielsweise bei Nickel-Cadmium-Batterien, kein Memory-Effekt auf. Dies bedeutet, dass die Zellspannung auch nach mehreren Teilentladungen nicht sinkt. Die Entladetiefe von Lithium-Ionen-Akkumulatoren kann Werte von bis zu 100 Prozent erreichen, die meisten angebotenen Speicher liegen hier jedoch zwischen 70 und 95 Prozent und damit über dem Niveau von Blei-Batterien.

Technologien

Technologien

< Grafik 8: Eigenschaften von Lithium-Ionen-AkkumulatorenQuelle: Uwe Sauer, 2013 >

Lithium-Ionen-Batterien	Heute	Heute + 10 Jahre
Wirkungsgrad Laden-Entladen inkl. Batterieumrichter ²	80% bis 85%	85% bis 90%
Energiedichte (Zellen)	200 Wh/l bis 350 Wh/l	250 Wh/l bis 500 Wh/l
Zykluslebensdauer	1.000 bis 5.000 (Vollzyklen)	2.000 bis 10.000
Kalendarischer Lebensdauer	5 bis 20 Jahre (abhängig vom Temperatur und Ladezugang)	10 bis 25 Jahre (abhängig vom Temperatur und Ladezugang)
Entladetiefe	Bis 100%	Bis 100%
Selbstentladung	3 - 5% pro Monat	< 3 % pro Monat
Leistungsbezogene Investitionskosten (Umrichter)	150€/ kW bis 200€/ kW	100€/ kW bis 150€/ kW
Energiebezogene Investitionskosten	300€/ kW bis 800€/ kW	150€/ kW bis 400€/ kW
Anforderungen Aufstellort	Bislag sind keine speziellen Anforderungen festgelegt.	
Vorteile der Technologie bei Einsatz in PV-Speichern	Lange Lebensdauer, keine Anforderungen an Aufstellort, hohe Energiedichte (d.h kompaktes System), wenig Wartungsaufwand	
Nachteil der Technologie bei Einsatz in PV-Speichern	Hohe Kosten, wenige Erfahrung mit der Technologie in der gegebenen Anwendung, im Fehlerfall Gefahr von Brand	

Lithium-Ionen-Akkumulatoren lassen sich hinsichtlich der für die Elektroden, den Separator und das Elektrolyt verwendeten Materialien, die starken Einfluss auf die Eigenschaften des Speichers haben, weiter untergliedern. Entsprechende Materialkombinationen bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren beeinflussen beispielsweise die Lebensdauer aber auch die Nennspannung der Batteriezellen und mögliche Nutzungsrisiken. Derzeit am weitesten verbreitet ist die Verwendung von Graphit für die negative Elektrode und von Lithium-Metalloxiden wie Lithium-Cobaltdioxid für die positive Elektrode. Cobalt zählt zu den kritischen Rohstoffen, deren Verfügbarkeit stark begrenzt ist, sodass zukünftig alternative Materialien für die Elektroden an Bedeutung gewinnen werden.

Gegenüber Blei-Batterien erreichen Lithium-Ionen-Batterien eine deutlich höhere Zyklenzahl. Aufgrund der hohen Energiedichte und der starken Reaktion von Lithium auf Feuchtigkeit, kann bei einigen Lithium-Ionen-Batterien ein unsachgemäßes (Über-)Laden und Entladen zu Wärmeentwicklung führen und damit einen Brand auslösen. Dementsprechend wichtig ist der Einsatz einer Steuerelektronik, die Systemfehler erkennt und den Lade- bzw. Entladevorgang unterbricht, wenn relevante Grenzwerte überschritten werden.

Auch die Auswahl des Separatormaterials kann diesbezüglich Risiken verringern. So lassen sich durch die Verwendung von Keramik die Zellen vor thermischer Überlastung und Kurzschlüssen schützen. Ein lokal begrenzter Kurzschluss, ausgelöst durch Fremdpartikel oder eine Beschädigung

des Akkumulators, kann einen Prozess in Gang setzen, der die gespeicherte Energie ungewollt freisetzt und so einen Brand verursachen kann. Die Verwendung fester Elektrolyte und ein veränderter chemischer Aufbau der Zelle kann die Gefahr des sogenannten thermal runaway wirksam verhindern.

Diese Voraussetzung ist beispielsweise gegeben, wenn Lithium-Eisenphosphat als Kathodenmaterial genutzt wird. Bei dieser Variante des Lithium-Ionen-Akkumulators können zudem höhere Leistungsdichten und schnelle Ladezeiten erreicht werden. Ähnlich positive Eigenschaften weist auch die Verwendung von keramischem Titanoxid als Elektrodenmaterial auf.

Lithium-Polymer

Bei den Lithium-Polymer-Batterien besteht der Separator aus einer Polymerschicht, die mit flüssigem Elektrolyt getränkt ist. Der Elektrolyt wird bei dieser Speichervariante in einem gelartigen Zustand genutzt. Dies ermöglicht es, gegenüber herkömmlichen Lithium-Ionen-Batterien kleinere und damit auch leichtere Zellen mit einer hohen Energiedichte zu bauen. Gleichzeitig wird ein besserer Schutz gegen Kurzschlüsse in den Zellen erreicht. Damit eignet sich diese Variante beispielsweise für Anwendungen, bei denen das Gewicht des Speichers relevant ist.

Lithium-Titanat

Bei Lithium-Titanat-Akkumulatoren wird die Kohlenstoffanode, meist aus Graphit, durch Lithium-Titanat ersetzt. Dieses Material verhindert die Schichtbildung auf der Elektrode, die für die Alterung von Lithium-Ionen-Akkumulatoren verantwortlich gemacht wird. Ein weiterer positiver Effekt ist, dass durch das Titanat das thermische Durchgehen der Batterie beim Betrieb oder durch mechanische Einwirkung verhindert wird. Dementsprechend hoch ist die Eigensicherheit solcher Batterien zu bewerten. Lithium-Titanat-Akkumulatoren zeichnen sich zudem durch eine gute Schnellladefähigkeit und eine gute Umweltverträglichkeit aus. Nachteilig ist, dass die Kosten für diesen Batterietyp vergleichsweise hoch sind und die Speicher eine niedrige Energiedichte aufweisen.

Lithium-Phosphat

Lithium-Phosphat-Batterien, auch als Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien bezeichnet, verfügen über eine hohe thermische Stabilität und werden von einer Vielzahl von Herstellern angeboten. Die Zellennennspannung fällt jedoch gegenüber den Lithium-Polymer-Akkus niedriger aus. Diese Variante verwendet als Kathodenmaterial Lithium-Eisenphosphat. Der Vorteil dieser Lösungen sind der relativ günstige Preis für die Batterien und eine hohe Eigensicherheit bezüglich der Gefahr des thermischen Durchgehens. Auf der anderen Seite ist die elektrische Leitfähigkeit schlechter als bei anderen Lithium-Ionen-Akkumulatoren und die Lithium-Diffusion erfolgt langsamer.

III. Technologien

Technologien

Lithium-Nickel-Cobalt-Mangan

Diese Batterietechnologie schneidet hinsichtlich Kapazität und Energiedichte besser ab als Lithium-Cobalt-Oxid-Batterien und Lithium-Eisen-Phosphat-Speicher, die Speicher sind jedoch aufgrund der hohen Preise für den verwendeten Rohstoff Cobalt relativ hoch. Cobalt zählt zudem zu den giftigen Schwermetallen.

Lithium-Mangan-Oxid

Diese Lithium-Technologie ermöglicht die Herstellung von Akkumulatoren mit einer hohen Eigensicherheit, weist jedoch eine vergleichsweise niedrige Energiedichte auf. Diese Speichersysteme lassen sich dem mittleren Preissegment zuordnen. Sie weisen eine niedrigere Kapazität als Lithium-Cobalt-Akkumulatoren auf. Bei diesen Speichern besteht das Aktivmaterial an der Kathode aus Lithium-Mangan-Oxid.

3.7.2.3 Eisen-Nickel-Batterien

Eisen-Nickel-Batterien gelten als Vorläufer der Nickel-Cadmium-Batterien und sind unempfindlich gegen Tiefenentladung und Überladung. Zudem weisen sie eine sehr hohe Lebensdauer von mehr als 20 Jahren auf. Als Materialien werden Nickel und Eisen genutzt, die eine gute Verfügbarkeit auszeichnet und die zudem nicht hochgiftig sind. Zu den Nachteilen der Technologie zählen das hohe Gewicht, was jedoch bei stationären Anwendungen vernachlässigbar ist und der Wartungsaufwand, da das Elektrolyt in regelmäßigen Abständen ausgetauscht werden muss. Während des Ladevorgangs kann es bei diesem Batterietyp zur Gasung kommen, sodass am Standort für eine gute Belüftung gesorgt werden muss.

3.7.2.4 Nickel-Cadmium-Batterie

Dieser Akkumulatortyp verfügt als einzige Technologie auch bei negativen Temperaturen von bis zu -40 °C noch über eine hohe Leistungsfähigkeit. Da Cadmium als Schwermetall jedoch erhebliche Risiken birgt, sind NiCd-Akkumulatoren mit wenigen Ausnahmen (beispielsweise bei Alarmsystemen und schnurlosen Elektrowerkzeugen) in der EU verboten. Deutschland hat die Richtlinie 2009 im Rahmen des Batteriegesetzes in nationales Recht umgesetzt.

3.7.2.5. Nickel-Metall-Hydrid-Akkumulator

Ursprünglich galten Nickel-Metall-Hydrid-Akkumulatoren als Ersatz für Nickel-Cadmium-Akkumulatoren, da sie mit diesen hinsichtlich vieler Eigenschaften vergleichbar sind. Höhere Energiedichten gegenüber NiCd-Akkumulatoren führten dazu, dass NiMH-Speicher für einige Zeit in portablen Systemen eingesetzt wurden, mittlerweile aber von Lithium-Ionen-Akkumulatoren verdrängt werden.

3.7.2.6 Redox-Flow-Akkumulator

Flow-Speicher bestehen aus einer elektrochemischen Zelle und zwei externen Tanks, die Elektrolyte enthalten. Während des Lade- und Entladevorgangs fließen die energiespeichernden Elektrolyte in getrennten Kreisläufen aus den Tanks durch die Zelle, wo der Ionenaustausch mit Hilfe einer Membran stattfindet. Die Speicherung erfolgt dabei in den Elektrolyten. Der Vorteil der flüssigen Energieträger ist, dass die Lebensdauer des Elektrolyts nahezu unbegrenzt ist und zudem keine Selbstentladung stattfindet. Daher eignen sie sich auch gut als Langzeitspeicher für geringere Energiemengen. Eine weitere Besonderheit der Technologie ist, dass die Energiemenge und die Leistung des Speichers unabhängig voneinander skaliert werden können. Während die Menge des Elektrolyts die speicherbare Energiemenge bestimmt, legt die Größe der aktiven Elektrodenfläche die Leistung der Batterie fest. Redox-flow-Batterien können mehr als 10.000 Be- und Entladezyklen durchlaufen und sind zudem tiefentladefähig. Dieser Batterietypus ist derzeit bereits in mehreren Demonstrationsanlagen im Einsatz und mittlerweile auch kommerziell verfügbar. Als Redox-Material finden derzeit Vanadium oder eine Zink-Bromid-Lösung Verwendung. Der Vorteil bei der Nutzung von Vanadium ist, dass es sich dabei um einen homogenen Energieträger handelt und somit keine Querkontamination mit anderen Metallspezies stattfinden kann. Forscher testen derzeit den Einsatz von alternativen Elektrolyten, da Vanadium als Lösung relativ teuer ist.

3.7.2.7 Metall-Luft-Akkumulator

Die Möglichkeit, aus Zink und Sauerstoff Strom zu erzeugen, reicht auf den Erfinder Thomas Alva Edison zurück. Neben Zink als negativem Elektrodenmaterial wird die positive Elektrode aus einem porösen Kohlenstoffkörper gebildet, der luftdurchlässig ist und das aktive Material aus der Atmosphäre entnimmt. Der Ladevorgang erfolgt mechanisch durch Austausch der verbrauchten negativen Elektroden. Diese können jedoch in entsprechenden Anlagen wieder aufbereitet und zu neuen Elektroden verarbeitet werden. Die Betriebstemperatur dieser Batterien erreicht rund 60 °C. Zink-Luft-Batterien erreichen mit bis zu 350 Wh/kg eine relativ hohe Energiedichte und eignen sich für den Einsatz in stationären Speichersystemen. Die Verwendung von Zink-Luft-Batterien setzt voraus, dass beim Laden der freigesetzte Sauerstoff entweichen und beim Entladen die Luft aus der Atmosphäre auf die Reaktionsflächen gelangen kann. Auf der anderen Seite ist die Selbstentladung bei luftdicht versiegelten Batterien sehr gering.

3.7.2.8 Hochtemperatur-Batterien

Hochtemperatur-Batterien verwenden einen festen keramischen Elektrolyten und eine Aktivmasse, die in einen flüssigen Zustand versetzt werden muss, um eine ausreichende Ionenleitfähigkeit zu erreichen. Dies erfordert hohe Betriebstemperaturen von rund 300 °C. Kühlt die Batterie ab, kann es zum Bruch des keramischen Elektrolyten kommen. Wird der Speicher kontinuierlich betrieben, lässt sich - ausreichende Isolierung vorausgesetzt - die während des laufenden Betriebs auftretende Verlustwärme nutzen, um die Betriebstemperatur zu regeln. Um eine solche Batterie aus der Ruhephase zu starten, muss jedoch die Wärme extern zugeführt werden.

III. Technologien

Technologien

Hochtemperatur-Batterien eignen sich vor allem für größere zentrale Speichereinheiten, da die Wärmeverluste aufgrund eines besseren Verhältnisses vom Volumen zur Oberfläche niedriger ausfallen als bei kleineren Einheiten. Hochtemperatur-Batterien werden derzeit nur von wenigen Unternehmen kommerziell vermarktet. Die hohen Betriebstemperaturen bergen eine potenzielle Brandgefahr.

3.7.2.8.1 Natrium-Nickelchlorid-Akkumulator (ZEBRA)

Diese Hochtemperatur-Akkumulatoren nutzen einen zylinderförmigen Becher aus beta-Aluminat als Separator und Festelektrolyt. Die negative Elektrode besteht aus Natrium, das erst während des Ladevorgangs entsteht, und ist im Außenbereich untergebracht. In der praktischen Anwendung liegt der spezifische Energiegehalt bei rund 90-100 Wh/kg, das Temperaturniveau im Zellinneren beträgt während der Betriebsphase 270 bis 350°C. Dieser Batterietyp kommt meist in stationären Anwendungen zum Einsatz, wird jedoch auch in elektrisch angetriebenen Versuchsfahrzeugen genutzt.

3.7.2.8.2 Natrium-Schwefel-Akkumulator

Die Entwicklung von NaS-Batterien hat ihren Anfang in den 60er Jahren des letzten Jahrhunderts. Ein mit Natrium als negative Elektrode gefüllter zylinderförmiger Becher dient als Separator, der Bereich zwischen dem Separatorbecher und der Zellaußenwand ist mit Schwefel gefüllt, das die Funktion der positiven Elektrode übernimmt. Während des Entladevorgangs wandern die Natrium-Ionen in den Außenraum und gehen dort mit dem Schwefel eine Verbindung ein. Der Energiewert erreicht in der Praxis Werte zwischen 80 und 100 Wh/kg. Natrium-Schwefel-Batterien eignen sich vor allem für größere Anlagen und werden bereits heute schon vereinzelt kommerziell genutzt. Aufgrund der verwendeten Materialien und des niedrigen Wirkungsgrads eignen sich diese Speicher derzeit tendenziell nicht für die Verwendung im Bereich der privaten Haushalte.

3.7.3 Funktionsprinzip, Aufgaben & Einsatzbereiche von Stromspeichern

3.7.3.1 Netzgeführter und verbrauchsgesteuerter Einsatz

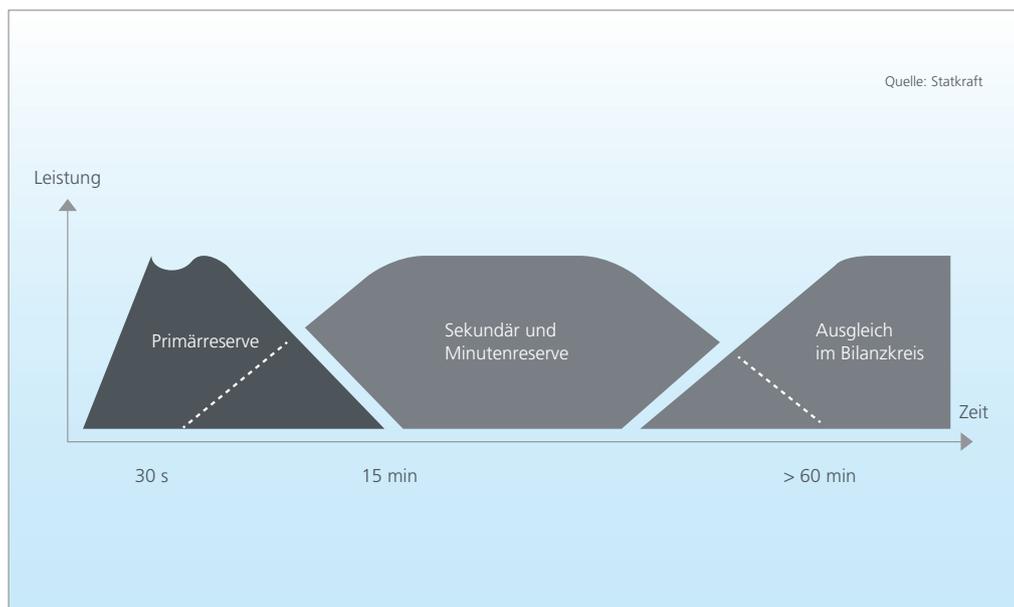
Bisher sichert in Deutschland das Zusammenspiel von Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken und die Bereithaltung entsprechender Reserven und Pumpspeicherkraftwerke ein funktionierendes Stromnetz, in dem das Stromangebot zu jedem beliebigen Zeitpunkt der Stromnachfrage entspricht. Der steigende Anteil regenerativer Energiequellen am Strommix erschwert jedoch zunehmend die Einsatzplanung. Beim Stromangebot aus erneuerbaren Energien lässt sich bei der Windkraft und der Photovoltaik über den Jahresverlauf eine gewisse Regelmäßigkeit im sich ändernden Stromangebot beobachten. Für die Photovoltaik gelten zudem typische Angebotsschwankungen, die einem Tag-Nacht-Zyklus unterliegen. Klimatische Faktoren können jedoch dazu führen, dass über mehrere Tage oder Wochen deutliche Abweichungen von den stochastisch

zu erwartenden Erträgen auftreten und trotz der weit entwickelten Prognosemodelle unterliegt die Entwicklung von Schlüsselfaktoren wie Sonneneinstrahlung und Windintensität einer Unschärfe. Speicher haben in einem Energiesystem die Aufgabe, Energie zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt direkt oder über das Stromnetz den Verbrauchern zur Verfügung zu stellen. Sie sind in der Lage, unterschiedliche Aufgaben bei der Bereitstellung von Strom zu übernehmen, die sich hinsichtlich der Häufigkeit und der Dauer des Einsatzes unterscheiden lassen. Speicher können Leistung zeitnah abrufbar bereitstellen und so das Stromnetz stützen.

Eine weitere Aufgabe, die Speichern zufällt, ist der Lastausgleich. Dabei werden Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen, die nicht in Abweichungen von der Prognose begründet sind. Können also Kraftwerke den erforderlichen Strombedarf zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht erzeugen oder überschreitet die Stromerzeugung von Kraftwerken den aktuellen Strombedarf, ohne dass ein Herunterfahren oder Abregeln dieser Kraftwerke möglich wäre, so können Speicher die Funktion des Lastausgleichs übernehmen. Neben dem kurzfristigen Ausgleich von Lastschwankungen, beispielsweise zwischen Tag und Nacht, spielt auch der langfristige Lastausgleich eine Rolle, der beispielsweise saisonale Unterschiede zwischen Sommer und Winter abbildet. Die stärkere Einbindung von Speichern in die Strominfrastruktur kann durch das Abfedern von Lastabweichungen dazu beitragen, den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Gleichzeitig sinkt die Fluktuation der Einspeisung und erleichtert damit auch die Fahrplanerstellung für fossile Kraftwerke.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die Erhaltung der Frequenz in ihren Netzen verantwortlich. Ein Überangebot von elektrischer Leistung bewirkt einen Anstieg der Frequenz; liegt das Stromangebot zu einem bestimmten Zeitpunkt unterhalb der Stromnachfrage, so sinkt die Frequenz unter die normale Netzfrequenz, die in Europa auf 50 Hz festgelegt ist. Um die Abweichung zu minimieren, stellen entsprechende Reserven Regelleistung zur Verfügung. Je nach Reaktionszeit und Dauer der Bereitstellung wird hier zwischen Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung unterschieden.

< Grafik 9: Zeitlicher Ablauf des Einsatzes von Regellenergie >



Die Netzbetreiber halten entsprechende Regelleistungen vor bzw. kaufen diese bei den zugelassenen Anbietern von Regelleistung über eine Internetplattform ein. Unterschieden werden muss hier zwischen positiver und negativer Regelleistung. Positive Regelleistung bedeutet, dass zusätzlicher Strom in die Netze eingespeist wird, bei negativer Regelleistung steht einem hohen Stromangebot eine schwache Nachfrage gegenüber, sodass dem Netz Strom entnommen werden muss, um die Frequenz stabil zu halten. Gerade im Bereich der Sekundärregelung und der Minutenreserven bieten mittlerweile mehrere Dienstleister den Betreibern kleinerer Speicher, welche die Mindestvoraussetzungen nicht erfüllen, die zentrale Vermarktung und Teilnahme am Regelleistungsmarkt über einen Pool an.

Primärregelung

Bei der Primärregelung findet ein Ausgleich von Leistungsangebot und -nachfrage innerhalb des Verbundnetzes statt. Ziel ist es, eine stabile Netzfrequenz sicherzustellen. Um diese Regelleistung bereitzustellen, liegt die Einsatzhäufigkeit eines Speichers bei mehreren Zyklen pro Tag bzw. pro Stunde. Die Dauer der Leistungsbereitstellung liegt jedoch im Bereich weniger Sekunden oder Minuten. Aufgrund der im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken sehr kurzen Startphase eignen sich beispielsweise Pumpspeicher, die in ein Pumpspeicherkraftwerk eingebunden sind, für diese Aufgabe. Speicher können dabei eine unterstützende Funktion bei der Primärregelung von Leistung und Frequenz in Netzen übernehmen.



Um am Primärregelenergiemarkt teilnehmen zu können, beträgt die minimale Leistung, die (auch in Form eines Pools) zur Verfügung gestellt wird, 1 MW und muss spätestens nach 30 Sekunden abrufbar sein. Insgesamt sind in Deutschland derzeit 21 Unternehmen für den Primärregelenergiemarkt präqualifiziert.

Sekundärregelleistung

Sekundärregelleistung trägt dazu bei, Frequenz und Übergabeleistungen zwischen verschiedenen Regelzonen auf die Sollwerte zu bringen. Ausgelöst werden diese Abweichungen durch den Einsatz der Primärregelleistung. Die Reaktionszeiten sind deutlich länger als bei der Primärregelleistung, sodass vom Erkennen einer Abweichung bis zum endgültigen Ausregeln einige Minuten vergehen können. Die Mindestleistung, die auch als Pool erreicht werden kann, liegt in diesem Markt bei 5 MW. In Deutschland bieten derzeit 28 Anbieter Sekundärregelleistung an.

Minutenreserveleistung

Wenn die Sekundärregelleistung zum Ausgleich von Leistungsabweichungen nicht ausreicht, übernimmt die Minutenreserveleistung eine unterstützende Funktion. Außerdem stellt sie das freie Sekundärregelband wieder her und trägt damit zum Ausgleich im Bilanzkreis bei. Für die Teilnahme am Markt für Minutenreserve muss mindestens eine Leistung von 5 MW angeboten werden und diese spätestens 15 Minuten nach der Anforderung zur Verfügung stehen. In Deutschland erfüllen derzeit 41 Anbieter die Voraussetzung für die Teilnahme am Markt für Minutenreserveleistung. Auch bei der Minutenreserve gilt, dass die Mindestvorgaben auch durch den Zusammenschluss mehrerer Speicher erfüllt werden können, die jedoch alle in der gleichen Regelzone betrieben werden müssen.

Spannungserhaltung

Neben der Frequenzerhaltung kommt auch dem Spannungserhalt eine wichtige Rolle bei der Sicherstellung der Versorgung zu. Die Blindleistung von Speichern kann zum Spannungserhalt genutzt werden, Voraussetzung ist jedoch, dass diese den mit dem Übertragungsnetzbetreiber vereinbarten Blindleistungsbereich mehrmals innerhalb von nur wenigen Minuten durchfahren können und die Bereitstellung lokal erfolgt. Dies ist besonders dann von Bedeutung, wenn mehrere Speicher in einem Pool zusammengeschlossen werden, um die Mindestanforderungen zu erfüllen.

Wiederaufbau der Versorgung

Bricht nach größeren Störungen die Stromversorgung zusammen (Blackout), müssen in den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber ausreichend schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen zur Verfügung stehen. Unter den Speichertechnologien kommen hier in erster Linie Pumpspeicherkraftwerke in Frage, die nach der Resynchronisation des Verbundnetzes durch die Bereitstellung

III. Technologien

Technologien

von negativer Regelleistung eine zu hohe Frequenz absenken können.

In der Regel werden Investoren den Standort und die Betriebsführung ihres Speichers sowie ihrer Kraftwerke strikt an Kriterien der Wirtschaftlichkeit ausrichten. Für eine stärkere Orientierung an den Bedürfnissen des Stromnetzes müssen diese über entsprechende Anreizsysteme oder Regeln in das Marktdesign eingebunden werden. In diesem Zusammenhang wird auch die Schaffung von sogenannten Kapazitätsmärkten diskutiert. Derzeit lässt sich der deutsche Strommarkt als Energy-Only-Markt beschreiben, auf dem Strommengen gehandelt und zu Marktpreisen vergütet werden. Beim Kapazitätsmarktdesign erhalten Anlagenbetreiber neben der Vergütung der Stromproduktion auch eine Vergütung dafür, dass sie Kapazitäten vorhalten.

Verbrauchsgeführter Einsatz

Beim verbrauchsgesteuerten Einsatz von Speichern kommen drei Motivationsfelder ins Spiel. Zum einen können Speicher in Form von Akkumulatoren oder Kondensatoren eine unterbrechungsfreie Stromversorgung sicherstellen, indem sie bei einer Störung im Stromnetz die Verbraucher weiterhin mit Energie versorgen, bis die Störung behoben ist. Solche Systeme finden in erster Linie in kritischen Systemen wie Krankenhäusern, Rechenzentren oder Verkehrsleitstellen Verwendung, wo bereits kurze Stromausfälle schwere Risiken bedeuten können. Steht die unterbrechungsfreie Stromversorgung im Vordergrund, ist der Einsatz des Speichers nur unregelmäßig erforderlich, er muss allerdings abhängig von der Dauer der Versorgungsunterbrechung in der Lage sein, den Strombedarf möglicherweise auch über mehrere Stunden zu decken.

Herstellende Unternehmen mit hohem Strombedarf nutzen Speicherlösungen, um teure Leistungsspitzen durch eine Pufferung des Strombezugs zu reduzieren. Bei diesem sogenannten Load Levelling findet ein Ausgleich zwischen Hoch- und Schwachlastzeiten statt. Speicher können dabei mehrere Lade- und Entladephasen pro Tag absolvieren und den Strombedarf im Minuten- und Stundenbereich abdecken. Dies eignet sich für Kunden, die mit ihrem Versorgungsunternehmen einen Vertrag mit Zeittarifen haben oder ihren Strom direkt über die Strombörse beziehen. Sie können mit Hilfe von Speichern die Nachfrage in Spitzenzeiten reduzieren und dadurch Strombezugskosten einsparen.

Ein weiterer verbrauchsgesteuerter Einsatzbereich ist die Steigerung des Eigenverbrauchsanteils von Strom aus dezentralen Energiesystemen wie Photovoltaik- und Kleinwindanlagen. Hier bestimmen das Angebot von selbst erzeugtem Strom und das jeweilige Verbrauchsverhalten die Zyklen des Speichers. Fällt die Stromerzeugung - wie bei Photovoltaikanlagen - vor allem auf die Tages- und Mittagstunden während die Bewohner außer Haus sind, können Speicher den Stromüberschuss aufnehmen und am Abend und in den Morgenstunden wieder bereitstellen. Auf diese Weise lässt sich der Bezug von Haushaltsstrom aus dem öffentlichen Stromnetz reduzieren und damit auch der Autarkiegrad erhöhen. Einen Sonderfall stellen sogenannte Off-grid Systeme dar, bei denen die Kombination von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und einem Speicher die kontinuierliche Stromversorgung in netzfernen Regionen ermöglicht.

3.7.3.2 Stationäre und nicht-stationäre Speicher

Das Marktsegment der nicht-stationären Speicher lässt sich in portable und mobile Speicher untergliedern. Wichtigster Teilmarkt der portablen Speicher ist die Konsumentenelektronik, bei der Akkumulatoren auch unterwegs die Stromversorgung von Smart Phones, Computern oder Kameras sicherstellen. In diesem Bereich werden vor allem Batterien mit einer hohen Energiedichte und damit auch einem niedrigen Gewicht genutzt. Dazu zählen die Lithium-Ionen-, die Nickel-Metall-Hydrid- und die Nickel-Cadmium-Batterien.

Zu den mobilen Speicheranwendungen zählen die Rekuperation von Energie, beispielsweise durch Bremsenergierückgewinnungssysteme, sowie vor allem der Antrieb von Fahrzeugen. Bei letzterem kann zwischen Kleintraktion – also dem Antrieb von Elektrofahrrädern oder Rollstühlen – und dem Antrieb von Kraftfahrzeugen unterschieden werden. Neben den Fahrzeugen, die ausschließlich auf einen elektrischen Antrieb setzen, kommen Speicher auch in Hybrid-Fahrzeugen zum Einsatz, bei denen der klassische Verbrennungsmotor mit einem elektrischen Antrieb kombiniert wird. Bei Mild-Hybrid-Fahrzeugen unterstützt der Elektroantrieb den Verbrennungsmotor und liefert zusätzliches Drehmoment. Full-Hybrid-Fahrzeuge sind hingegen in der Lage, für kurze Strecken und bei niedriger Geschwindigkeit ausschließlich einen elektrischen Antrieb zu nutzen. Die Speicher solcher Fahrzeuge können sowohl über die Rückgewinnung von Bremsenergie als auch über den Verbrennungsmotor geladen werden. Mit einer entsprechenden Schnittstelle ausgestattet, lässt sich auch das Stromnetz für das Laden der Fahrzeugbatterie nutzen. Sonstige Antriebsformen mit Akkumulatorenunterstützung finden sich im Bereich der submaritimen Anwendung und als Demonstrationsprojekt auch in der Luftfahrt, spielen jedoch hinsichtlich des Marktvolumens eine marginale Rolle.

Als mobile Speicher kommen in der Regel ausschließlich elektrochemische Energiespeicher zum Einsatz. Allerdings ist in Fahrzeugen auch der Einsatz von Schwungmassenspeicher denkbar, die Bremsenergie speichern und für den Elektroantrieb bereitstellen.

Das Anwendungssegment mit dem höchsten Entwicklungspotenzial ist die Elektromobilität und zwar sowohl im Bereich der reinen Stromer als auch der Hybridfahrzeuge. Die Bundesregierung hat es sich zum Ziel gesetzt, bis 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf die deutschen Straßen zu bringen. Diese Fahrzeugflotte würde durch die in den Fahrzeugen verbauten Speicher einen virtuellen Großspeicher bilden. Eine solche E-Flotte würde ein großes Leistungspotential bei gleichzeitig niedrigem Energiepotential speichern können. Damit eignet sich die Elektromobilität vor allem zum Abfangen von Leistungsspitzen.

Neben der Bereitstellung von Antriebsenergie dienen Batterien aber auch im Freizeitbereich sowie bei industriellen oder militärischen Anwendungen zur mobilen Versorgung von Verbrauchern mit Strom.

III. Technologien

Technologien

Stationäre Speicher erfüllen ihre Aufgabe während ihrer Lebensdauer an einem Ort. Dementsprechend sind das Volumen und die spezifische Leistung in Watt pro Kilogramm der verwendeten Speichertechnologie von nachrangiger Bedeutung. Viele stationär verwendete Batteriespeicher zeichnen sich durch einen modularen Aufbau aus und sind dementsprechend auf den jeweiligen Speicherbedarf vor Ort skalierbar. Derzeit ist der Markt für stationäre Batterie-Speichersysteme in der Startphase, langjährige Erfahrungen liegen jedoch aus dem Speichereinsatz in Inselsystemen (Off-Grid-Anlagen) in netzfernen Regionen vor. Mit einem steigenden Anteil der erneuerbaren Energien nimmt jedoch auch die Relevanz von stationären Stromspeichern innerhalb des Stromnetzes zu. Die Vorhersagen für die Marktentwicklung in diesem Speichersegment variieren stark, für die nächsten 10 bis 15 Jahre wird dieser Teilmarkt jedoch voraussichtlich ein Volumen im Milliarden-Euro-Bereich erreichen.

Im netzgekoppelten Betrieb übernehmen stationäre Speicher eine Vielzahl von möglichen Aufgaben. So sichern sie die Qualität der Spannung und stellen Reserve- und Regelleistung bereit. Stationäre Speicher können durch die Leistungs- und Frequenzregelung zur Primärregelung in Netzen beitragen und Minutenreserven bereitstellen. Beim Lastmanagement leisten stationäre Speicher einen Beitrag zum Ausgleich von Schwach- und Starklastzeiten. In Kombination mit Stromerzeugungsanlagen, die erneuerbare Energiequellen nutzen, können die stationären Speicher Aufgaben beim Erzeugungsmanagement übernehmen und bei Stromausfällen die unterbrechungsfreie Stromversorgung von Verbrauchern sowie eine Notstromversorgung garantieren [Fraunhofer ISE / Fraunhofer AST / VKPartner: 2009, S. 11].

3.7.3.3 Zentrale und dezentrale Speicher

Zentrale Speicher können sowohl in Form von großen mechanischen Speichern aber auch als stationäre Großbatterien Primärregelung bereitstellen und zur Stabilisierung des Netzes beitragen. Während Großbatterien standortflexibel sind, ist der Einsatz von Pumpspeichern oder größeren Druckluftspeichern an lokale, geographische Voraussetzungen gebunden. Bei den Druckluftspeichern sind hier Kavernen und Salzstöcke zu nennen, Pumpspeicher benötigen geeignete Flächen für Ober- und Unterbecken. Dabei liegen geeignete Standorte nicht immer auch in der Nähe von entsprechenden Lastzentren und die Errichtung solcher Speicher bedingt größere Eingriffe in die Umwelt, was zu entsprechenden Genehmigungshürden und Akzeptanzschwierigkeit bei der örtlichen Bevölkerung führen kann.

Dezentrale Speicher ergänzen die verbrauchsnahe Stromerzeugung und können damit einen Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung aus regenerativen Energiequellen leisten. In einzelnen Verteilnetzen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien tragen diese in Spitzenzeiten bis zu 80 Prozent zum Stromangebot bei. Ein stärkerer Einsatz von dezentralen Speichern schränkt zudem den Ausbaubedarf der Übertragungsnetze ein, da beispielsweise die Verteilnetze weniger Solarstrom aufnehmen müssen und weniger dezentral erzeugter Strom zu ortsfernen Verbrauchern oder zentralen Speichern übertragen werden muss. Als Backup-System können

dezentrale Speicher die Versorgungssicherheit für ihre Betreiber erhöhen, da der eigene Speicher Stromausfallzeiten temporär überbrückt und damit eine unterbrechungsfreie Versorgung sicherstellt. Für die herstellende Industrie eignen sich stationäre Großspeicher, um Lastspitzen abzufedern und damit den Bezug von Spitzenlaststrom aus dem Netz zu reduzieren. Mehrere Hersteller bieten in diesem Segment spezielle Container mit Speichersystemen an. Weitere Argumente für einen Einsatz von Speichern in Industrieunternehmen sind der Schutz vor Stromausfällen und die Sicherung der Stromqualität für hochsynchrone Antriebssysteme.

Eine weitere dezentrale Lösung ist der Einsatz von Speichern in Off-Grid-Systemen, also in Stromkreisläufen, die nicht an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind. Beispielhaft dafür sind die Stromversorgung der Bevölkerung von ländlichen und netzfernen Gebieten in Schwellen- und Entwicklungsländern sowie der Einsatz in Telekommunikationseinrichtungen wie Mobilfunkanlagen. In solchen Inselnetzen wird der Strom bislang meist von Dieselgeneratoren erzeugt, die neben entsprechenden Emissionen auch hohe Kraftstoffkosten verursachen, da dieser meist über weitere Strecken angeliefert werden muss. Energiespeicher ermöglichen hier die Glättung von Lastspitzen, was eine wirtschaftlichere Betriebsführung der Dieselgeneratoren ermöglicht. In Verbund mit einem Speicher lassen sich Dieselgeneratoren auch durch die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen ersetzen oder zumindest ergänzen.

Virtuelle Speicher

Bei virtuellen Speichern werden mehrere Stromspeicher in einem Pool gebündelt und aus verschiedenen dezentralen Erzeugungseinheiten mit Strom gespeist. Die Lade- und Entladevorgänge werden hingegen zentral über eine Software gesteuert. Auf diese Weise lässt sich eine optimierte Auslastung des Speichers gewährleisten, die den Effizienzgrad von einzelnen dezentralen Speicherlösungen überschreitet. Genutzt werden solche Systeme als Kurzzeitspeicher, die Spitzen in Stromproduktion und -nachfrage über wenige Stunden ausgleichen.

3.7.3.4 Der Stromspeicher in der Photovoltaikanlage

In der Vergangenheit wurde in Deutschland der in Solaranlagen erzeugte Strom in der Regel vollständig gegen Zahlung einer Einspeisevergütung in das Stromnetz eingespeist. Begründet war dies in der Logik des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), das die Zahlung eines festen Preises je eingespeister Kilowattstunde vorsieht. Eine Ausnahme bilden hier Backup-Systeme und die Nutzung von nicht netzgekoppelten Photovoltaikanlagen zur Stromversorgung in netzfernen Gebieten, beispielsweise im alpinen Raum oder im Yachtsport.

Da bis vor kurzem die Höhe der Vergütung deutlich über den Marktpreisen für Strom und den Bezugspreisen für Haushaltsstrom lag, gab es für Anlagenbetreiber keinen wirtschaftlichen Anreiz zur freiwilligen Direktvermarktung oder zum Eigenverbrauch des erzeugten Stroms. Anders sieht die Situation für Anlagen aus, die erst kürzlich ihren Betrieb aufgenommen haben oder aber derzeit geplant werden.

III. Technologien

Technologien

Aufgrund der gegenläufigen Entwicklung von Strompreisen und EEG-Vergütung rückt der Eigenverbrauch von Solarstrom zunehmend in den Fokus von Solaranlagenbetreibern und weist eine wirtschaftlich interessante Perspektive auf, die in den kommenden Jahren noch steigende Bedeutung erlangen wird. Während der durchschnittliche Strombezugspreis für einen Drei-Personen-Haushalt derzeit bei rund 28 Ct/kWh liegt, beträgt der Vergütungssatz nach EEG für Strom aus Aufdachanlagen bis 10 kW, die im März 2015 an das Stromnetz angeschlossen wurden, nur 12,5 Ct/kWh. Privathaushalte können in der Regel ohne weitere Maßnahmen einen Eigenverbrauchsanteil von 20 bis 30 Prozent erreichen und durch den so vermiedenen Strombezug Kosten sparen. Steigern lässt sich der Anteil jedoch, wenn der Strom aus der Photovoltaikanlage zwischengespeichert wird, bis eine entsprechende Nachfrage auftritt. Der Vorteil ist, dass die Benutzer oder Bewohner eines Gebäudes ihr Verbrauchsverhalten nicht ändern müssen.

Ein weiteres Argument, das für den Einsatz von Speichern spricht, ist der Wunsch von Anlagenbetreibern, die Abhängigkeit vom jeweiligen Energieversorger zu reduzieren und durch die Entkoppelung von der zukünftigen Strompreisentwicklung langfristig Sicherheit und Planbarkeit bezüglich der eigenen Stromkosten zu gewinnen. Steht die Unabhängigkeit vom Energieversorger im Vordergrund, spielt der Autarkiegrad des Systems eine wichtige Rolle. Während der Eigenverbrauchsanteil angibt, welcher Anteil des selbst erzeugten Stroms selbst verbraucht wird, gibt der Autarkiegrad Auskunft darüber, welcher Anteil des Jahresstromverbrauchs vom in der Photovoltaikanlage erzeugten Strom abgedeckt wird. Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil sind die bestimmenden Größen für die Dimensionierung des Speichersystems. Prinzipiell ist auch eine vollständige Autarkie vom Energieversorgungsunternehmen möglich, vorausgesetzt die Photovoltaikanlage und die (Reserve-)Kapazitäten des Speichers sind entsprechend dimensioniert und ausgelegt. Da diese Lösung allerdings mit hohen Kosten einhergeht, wird von Experten eine Begrenzung der speicherinduzierten Steigerung des Eigenverbrauchanteils auf rund 60 bis 75 Prozent für sinnvoll erachtet. Neben der Nutzung von Speichern in Wohngebäuden wie Ein- und Mehrfamilienhäusern können auch Gewerbe und Industrie von den Speichern profitieren. Diese können dazu beitragen, Nachfragespitzen zu glätten oder eine unterbrechungsfreie Stromversorgung sicherzustellen. Viele Batteriespeicher sind zudem aufgrund des modulartigen Aufbaus skalierbar und können damit an den jeweiligen Speicherbedarf angepasst werden. Ein weiterer Anwendungsbereich kombiniert batteriegekoppelte Solaranlagen mit dem Einsatzbereich Elektromobilität. Erste Anbieter bieten externe Ladestationen oder in Carports integrierte Ladestationen mit Solarstromversorgung an.

Die Nutzung von Speichern in Zusammenhang mit regenerativen Energiequellen ist in Deutschland vor allem im Rahmen des EEG und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) geregelt. Ebenso wie die eigentlichen Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, zählen auch Einrichtungen zur Zwischenspeicherung – wie beispielsweise Akkumulatoren – zu den Anlagen, deren Stromeinspeisung im Sinne des EEG förderfähig ist. Dementsprechend besteht auf Seiten

des Betreibers ein Anspruch auf Anschluss des Speichers an das öffentliche Stromnetz, eine vorrangige Abnahme des Stroms und die entsprechende Vergütung nach den Vorgaben des EEG. Dies bedeutet, dass das EEG keine Differenzierung zwischen direkter Einspeisung des erzeugten Stroms und einer Zwischenspeicherung vornimmt. Vergütet wird allerdings nur der tatsächlich eingespeiste Strom und nicht der erzeugte Strom. Durch die Effizienzverluste beim Laden und Entladen der Batterie kann die Einspeisemenge aus dem Akkumulator niedriger ausfallen als bei der direkten Einspeisung des erzeugten Solarstroms ohne Zwischenspeicherung. Das EEG regelt die Gleichstellung von direkter Einspeisung und Zwischenspeicherung allerdings nur hinsichtlich einer Speicherung vor Netzeinspeisung. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass für Solarstrom, der über das öffentliche Stromnetz zu zentralen Speichern transportiert wird und erst später für den Endverbrauch bereitgestellt werden soll, nicht zwangsläufig eine EEG-Vergütung in Anspruch genommen werden kann.

Funktionsprinzip

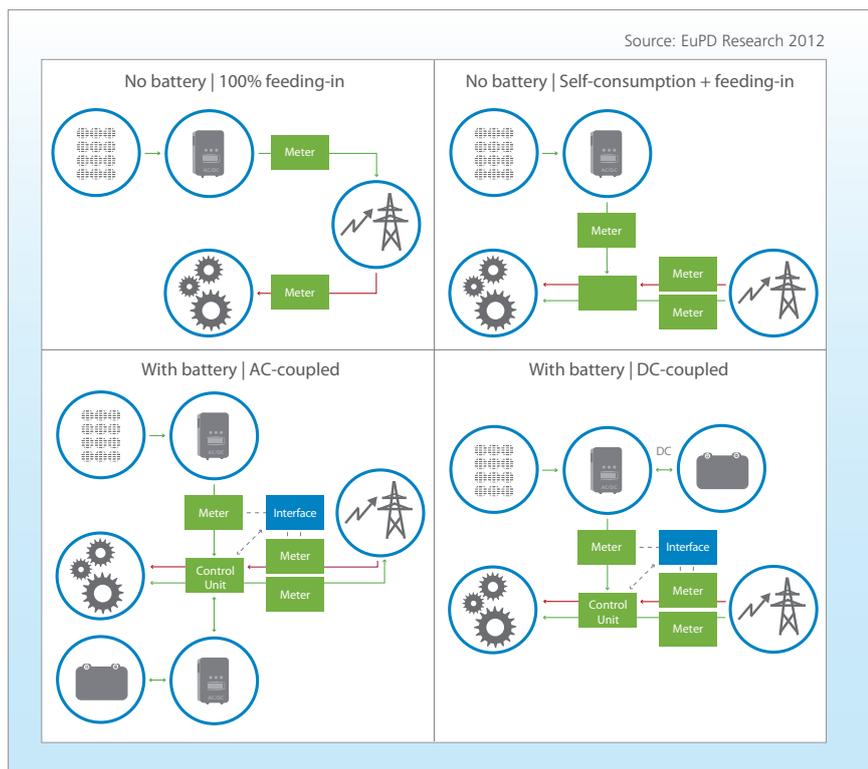
Photovoltaikanlagen erzeugen Gleichstrom, der vor der Einspeisung ins öffentliche Netz mit Hilfe eines Wechselrichters in Wechselstrom umgewandelt wird. Die Einbindung einer Batterie in das Anlagendesign kann entweder auf der Gleichspannungsebene oder aber nach der Umwandlung durch den Wechselrichter auf der Wechselspannungsebene erfolgen.

Im ersten Fall erfolgt die Steuerung des Ladevorgangs mit Hilfe eines speziellen Wechselrichters, der für diese Aufgabe ausgelegt sein muss. Ein Laderegler steuert das Laden des Akkumulators mit dem Gleichspannungsstrom aus den Photovoltaikmodulen, was einen hohen Wirkungsgrad garantiert. Überschüssiger Strom wird vom Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt und in das Stromnetz eingespeist. In der Regel ist dies eine kostengünstige Lösung für Neuanlagen, bei der Nachrüstung von Bestandsanlagen mit einem Speicher muss eventuell der Wechselrichter ausgetauscht werden, wenn er nicht über einen integrierten Laderegler verfügt. Die Anlage enthält bei dieser Lösung ein einzelnes Gerät, in dem Speicher, Laderegler und Wechselrichter integriert sind. Auch Strom aus dem öffentlichen Stromnetz kann prinzipiell zum Laden des Speichers genutzt werden.

Technologien

Technologien

<Grafik 10: Verschiedene Auslegungen von Photovoltaikanlagen mit und ohne Speicher >



Verfügt der Wechselrichter einer Bestandsanlage nicht über die Möglichkeit, Batteriespeicher zu steuern, so lassen sich Akkumulator und eine externe Ladesteuerung auch zwischen den Modulen und dem Wechselrichter verschalten, sodass die Batterien weiterhin mit dem Gleichspannungsstrom aus der Solaranlage geladen werden können.

Die Alternative ist der Anschluss des Stromspeichers im Wechselstromkreis, also nach der Umwandlung des Solarstroms durch den Wechselrichter. In diesem Fall wird der Solarstrom an die Verbraucher geleitet und ein eventueller Überschuss in den Speicher und/oder das öffentliche Stromnetz eingebracht. Die entsprechende Leitung der Ströme erfolgt über eine Steuerungseinheit. Prinzipiell ist es auch möglich, die Batterie mit Strom aus dem öffentlichen Stromnetz zu laden. Bei dieser Lösung findet ein spezieller Batteriewechselrichter Verwendung, der den Wechselstrom wieder zurück in Gleichstrom wandelt.

Dies ist Voraussetzung, um den Strom in einem Akkumulator speichern zu können. Bei der Wandlung treten je nach Effizienzgrad des Wechselrichters Verluste auf, allerdings ist bei dieser Option eine Feinjustierung der Komponenten nicht erforderlich. Der Betreiber ist somit bei der Auswahl

der Batteriekapazität deutlich flexibler und unabhängig von der installierten Leistung der Photovoltaikanlage.

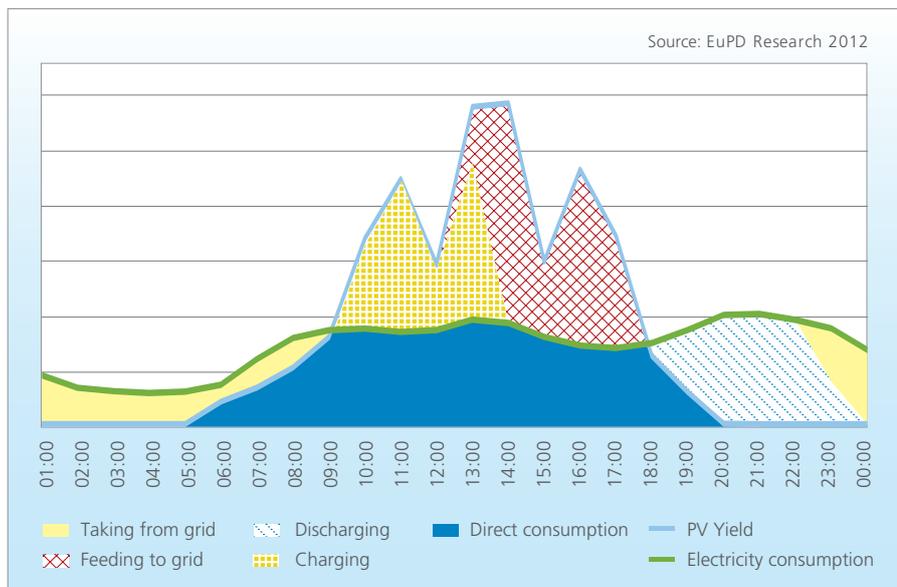
Sogenannte Hybrid-Speicher verbinden AC- und DC-gekoppelte Systeme und eignen sich damit gleichermaßen für Neuanlagen wie auch für die nachträgliche Aufrüstung von Bestandsanlagen. Auch wenn zusätzlich zu einer bestehenden Photovoltaikanlage eine weitere Anlage geplant wird, lassen sich beide Anlagen mit einem Hybrid-Speicher miteinander koppeln. Die Ladesteuerung des Systems sorgt dafür, dass der Speicher immer dann geladen wird, wenn der Stromverbrauch des Haushaltes niedriger ist als der zeitgleiche Stromertrag der Photovoltaikanlage. Analog dazu entlädt sich der Speicher, sobald der momentane Ertrag der Solaranlage unter dem aktuellen Verbrauch liegt und stellt damit den zuvor gespeicherten Strom zum Eigenverbrauch zur Verfügung. Kann der Strom aus Photovoltaikanlage und Speicher den Eigenverbrauchsbedarf nicht vollständig decken, wird der Restbedarf über den Bezug von Haushaltsstrom aus dem öffentlichen Stromnetz gedeckt. Ist die Speicherkapazität ausgeschöpft, wird der Strom aus der Photovoltaikanlage direkt in das Stromnetz eingespeist und der Betreiber erhält die im EEG vorgesehen Vergütungssätze für jede kWh.

Aufgrund der Kosten für Solarstromspeicher ist eine vollständige Autarkie unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht empfehlenswert, wenn am Ort des Verbrauchs der Zugriff auf das öffentliche Stromnetz möglich ist.

Anforderungen an Speicher

Die Auswahl der Speichertechnologie richtet sich nach dem spezifischen Verhalten und Funktionsprinzip einer Photovoltaikanlage. Aufgrund der Lasterzeugung einer Solaranlage, die von der im Tagesverlauf schwankenden Sonneneinstrahlung geprägt wird und zur Mittagszeit ihren Höhepunkt erreicht, erfolgt bei batteriegekoppelten Solaranlagen der Aufladevorgang während der Morgenstunden und zur Mittagszeit, während die Entladung in den Abend-, Nacht- und frühen Morgenstunden stattfindet. Wegen der spezifischen Erzeugungs- und Verbrauchsverläufe kommen in Solarsystemen Zyklenpeicher zum Einsatz, die mit Hilfe eines Ladereglers Strom aus der Photovoltaikanlage speichern.

< Grafik 11: Typische Stromnutzung eines Haushaltes mit Photovoltaikanlage und Speicher >



Über die angenommene Lebensdauer einer Photovoltaikanlage von 20 Jahren müssen Batteriespeicher dementsprechend mehr als 7.000 Lade- und Entladezyklen absolvieren. Weitere Kriterien bei der Auswahl bilden der Wirkungsgrad des Speichers, die Kosten für Installation, Wartung und Entsorgung, Risiken im Betrieb sowie die Kosten für Speicherkapazität in €/kWh.

Lithium-Ionen- und Blei-Säure-Batterien bestimmen den Markt

Aufgrund der oben aufgeführten Kriterien führen Anbieter von Speicherbatterien für Photovoltaikanlagen derzeit fast ausschließlich Lithium-Ionen-Batterien und Blei-Säure-Batterien in ihrem Angebot.

Blei-Akkumulatoren sind eine erprobte Technologie, die relativ zu anderen Batterietechnologien niedrige Kosten aufweist. Aufgrund der für Blei-Speicher typischen Zyklenzahl kann es jedoch erforderlich sein, den Speicher während der auf 20 Jahre ausgelegten Lebensdauer der Photovoltaikanlage zu ersetzen. So liegt die erwartete Lebensdauer einer Bleibatterie, die in einer Photovoltaikanlage genutzt wird, bei maximal acht Jahren und rund 2.000 Zyklen [EuPD Research: 2012, S. 139].

Bei der Auswahl der Speicherkapazität muss darauf geachtet werden, dass die Bleibatterie von der Anlage tatsächlich gefüllt werden kann, da kontinuierliche Teilladung zur Bildung von Sulfatschichten führt, welche die Leistungsfähigkeit beeinträchtigen. Lithium-Ionen-Batterien werden derzeit mit erheblichen Forschungsanstrengungen für den Einsatz in Solaranlagen optimiert und dürften zukünftig deutlich stärkere Marktanteile gewinnen. Die Lebenserwartung liegt bei rund

6.000 Zyklen und 20 Jahren und entspricht damit der typischerweise für Photovoltaikanlagen angenommenen Lebensdauer.

Um die Preise für die verschiedenen Technologien, Anbieter und Batteriesysteme vergleichbar zu machen, bietet es sich an, den Preis in € in Bezug zu der tatsächlich nutzbaren Kapazität in kWh zu setzen. Die tatsächlich nutzbaren Kapazitäten weichen von der nominalen Kapazität ab, da die mögliche Entladungstiefe je nach Technologie variiert. Unter diesen Annahmen liegen die Preise für Batteriespeicher mit einer Kapazität von 4 bis 5 kWh derzeit zwischen rund 1.100 und 3.500 € je tatsächlich nutzbarer kWh. Tendenziell ist mit zunehmender Speichergröße ein Rückgang der Preise zu beobachten, da fixe Kosten für das Batteriemanagementsystem, das für die Überwachung und Regelung zuständig ist, auf eine höhere Anzahl an kWh umgelegt werden.

Laderegler und Steuerung

Bei speichergekoppelten Photovoltaikanlagen steuert ein Regler den Lade- und Entladevorgang. Dieser schützt den Akkumulator während des Ladevorgangs vor einer Überladung und verhindert die Tiefentladung. Das Steuerprogramm muss dabei auf den jeweiligen Speichertyp und das Design der Solaranlage ausgelegt sein. Nur so ist eine sichere Nutzung des Speichers gewährleistet, können Verluste beim Lade- und Entladevorgang begrenzt und eine hohe Lebensdauer erreicht werden. Bei Komplettsystemen übernimmt ein eingebautes Energiemanagementsystem die Steuerung der Anlagenkomponenten wie Photovoltaikanlage, Wechselrichter sowie Speicher und leitet die Energieflüsse entsprechend des Programms und des Status von Anlage und Netz. Bei einigen Komplettsystemen besteht die Möglichkeit, intelligente Geräte anzusteuern und damit die Energienachfrage von Haushaltsverbrauchern oder Elektrofahrzeugen auf Zeiten zu legen, in denen die Photovoltaikanlage viel Strom zur Verfügung stellt. Neben dem reinen Speichern werden hier zusätzliche Funktionen im Bereich Energienachfragemanagement und Hausautomatisierung bereitgestellt.

Monitoring und Kontrolle

Was bereits Standard bei den meisten Anbietern von Wechselrichtern ist, gilt auch für die Einbindung von Speichern in Solaranlagen. Mit Hilfe von speziellen Apps für das Smartphone, dem Internetportal des Herstellers oder einer Anzeige direkt am Gerät können sich Nutzer über den Status ihres Systems informieren und detaillierte Verbrauchs-, Erzeugungs- und Nutzungsdaten abrufen. Für viele Anbieter ist die Option des Monitorings fester Bestandteil des Angebots bzw. des Systems, andere Anbieter stellen auf Kundenwunsch Monitoringlösungen optional zur Verfügung.

III. Technologien

Technologien

Wartung

Die Anforderungen an Wartung und Kontrolle unterscheiden sich je nach verwendeter Speichertechnologie deutlich. So kommt es bei den offenen Blei-Säure-Akkumulatoren während der Nutzung zur Gasung des Akkus. Es empfiehlt sich daher eine regelmäßige (jährliche) Kontrolle des Säurestands und eventuell ein Auffüllen mit destilliertem Wasser. Geschlossene Blei-Akkumulatoren und Lithium-Ionen-Speicher sind hingegen als wartungsarm beziehungsweise wartungsfrei einzustufen. Durch den Einsatz eines Monitoringsystems ist es möglich, kontinuierlich Betriebsdaten wie die Spannung des Batteriesystems, die Temperatur der Zellen und Batteriemodule sowie am Installationsort und die Einzelspannungen der Zellen oder Module zu erfassen und über Abweichungen vom normalen Betriebszustand automatisch informiert zu werden. Zu den weiteren möglichen Wartungsarbeiten zählen die Kontrolle der Schraubverbindungen, der Batteriegestelle und -kästen sowie die Gewährleistung der Belüftung im Batterieraum. Von Seiten der Hersteller betragen die vorgegebenen Wartungsintervalle in der Regel zwischen einem und zwei Jahren.



IV

• Garantie & Gewährleistungsrechte





IV. Garantie & Gewährleistungsrechte

Photovoltaikanlagen sind als langlebige Investitionsobjekte ausgelegt und sollen im Idealfall während der im EEG vorgesehenen Vergütungsdauer von 20 Jahren und darüber hinaus einen stabilen und hohen Stromertrag liefern. Fehler beim Anlagendesign oder der Einsatz qualitativ minderwertiger Komponenten können jedoch im schlimmsten Fall dazu führen, dass die Investition für den Anlagenbetreiber nicht eine positive und attraktive Rendite abwirft, sondern zu einem Verlustgeschäft wird.

Ist eine Anlage falsch ausgelegt, so kann es dadurch zu extremen Minderleistungen kommen. Deshalb sollten Endkunden auf die Berechnung spezifischer Ertragswerte (kWh pro installiertem kW und Jahr) bestehen, auch wenn Installateure in der Regel keine Ertragsgarantie, sondern nur eine Ertragsprognose geben. Möglich sind solche Berechnungen mit speziellen Programmen wie PV-Sol oder PV-Syst. Unabhängig vom Installateur kann der Anlagenbetreiber auch selbst die Ertragsprognose des Installateurs überprüfen und so einschätzen, ob die Ertragswerte des Installateurs realistisch sind. Einige Wechselrichterhersteller bieten auf ihrer Internetseite eine kostenlose Software an, mit der sich der Ertrag einer bestimmten Modul-Wechselrichterkombination in der vom Installateur vorgeschlagenen Auslegung berechnen lässt.

Hersteller von Qualitätsmodulen, die sich der Leistungsfähigkeit ihrer Produkte sicher sind, bieten freiwillige Produktgarantien an, die über die gesetzlich vorgeschriebene Gewährleistung von zwei Jahren hinaus gehen können. Je nach Anbieter erstreckt sich die Produktgarantie auf zwei bis zehn Jahre und deckt Verarbeitungs- und Materialfehler ab. Einige Hersteller nehmen jedoch explizit einzelne Komponenten des Moduls wie die Folie, Stecker und Kabel oder die Solarzellen aus der Produktgarantie heraus [Podewils: 2010b, S. 121].

Zusätzlich bieten viele Hersteller eine Leistungsgarantie an, die sich auf die Degradation – also die Abnutzung der Module und damit das Sinken des Wirkungsgrads – während der Lebensdauer der Anlage bezieht. Marktüblich ist hier die Zusage, dass die Anlage nach zehn Betriebsjahren noch 90 Prozent der Nennleistung und nach 20 Jahren immerhin noch 80 Prozent erreicht.

Während die Garantiezusagen der Wechselrichterhersteller marktüblich einen Zeitraum von mindestens zwei Jahren (dieser Zeitraum entspricht der gesetzlich vorgeschriebenen Gewährleistung), meist jedoch bis zu fünf oder sechs Jahren nach Inbetriebnahme abdecken, bieten etliche Hersteller gegen einen Aufpreis auch die Verlängerung der Garantiezeit in verschiedenen Stufen auf bis zu 25 Jahren an. Dies bedeutet zwar für den Anlagenbetreiber zunächst einen Aufpreis für das Gesamtsystem und damit auch eine geringere Rendite, hat jedoch zur Folge, dass das Risiko eines Wechselrichterdefekts kalkulierbar wird.

IV. Garantie & Gewährleistungsrechte

Garantie & Gewährleistungsrechte

Auch bei den Batterieanbietern ist zu beobachten, dass die Garantiezusagen häufig über die zweijährige Gewährleistung hinausgehen. Üblich sind hier für Lithium-Ionen-Batterien Zeiträume von fünf bis sieben Jahren oder aber eine garantierte Anzahl an Be- und Entladezyklen. Einige Anbieter unterscheiden bei ihren freiwilligen Garantiezusagen zwischen der Garantie auf die Elektronik des Speichers und der Garantie des eigentlichen Speichers und bieten für letzteren nur eine Zeitwertersatzgarantie an. Gegen Aufpreis bieten einige Anbieter auch eine Garantieverlängerung auf bis zu 20 Jahre an. Dies erlaubt es dem Anlagenbetreiber, sich gegen Risiken und die durch den Ausfall eines Batteriespeichers entstehenden Kosten abzusichern. Um die Fördermittel im Rahmen des KfW-Programms zu erhalten, muss zudem eine Zeitwertersatzgarantie des Herstellers von sieben Jahren vorliegen, die verhindern soll, dass minderwertige Batterien angeboten werden. Ersetzt wird dem Kunden dabei bei einem Defekt der Batterie der Zeitwert. Dieser wird über den Zeitraum von sieben Jahren in Form einer jährlich linear angenommenen Abschreibung ermittelt. Als Defekt gilt die Batterie, wenn ihre Kapazität 80 Prozent der Nennkapazität unterschreitet.

Im Falle einer Leistungsminderung oder des Ausfalls einer Anlagenkomponente ist aus Sicht des Anlagenbetreibers zunächst zu differenzieren, ob und welche Ansprüche sich für ihn aus Gewährleistung – und falls angeboten – aus einem Garantieverprechen ergeben. Die Inanspruchnahme von Gewährleistung auf der einen und von Garantieansprüchen auf der anderen Seite ist u.a. von der Vertragskonstellation wie auch vom Zeitpunkt des Schadeneintritts abhängig. Der Anlagenbetreiber muss daher im Hinblick auf tatsächliche, finanzielle und gegebenenfalls rechtliche Aufwände genau prüfen, welche der von ihm gewünschten Rechtsfolgen bei welchem der in Frage kommenden Anspruchsgegner mit den besten Erfolgsaussichten durchgesetzt werden können.

Deswegen sollten Kunden bei der Auswahl der Hersteller und Lieferanten darauf achten, ob der Anbieter in der Lage ist, die gesetzlich vorgeschriebenen Gewährleistungsansprüche wie auch die vertraglich vereinbarten Garantieleistungen zu erfüllen und ob der Anspruch im Falle einer rechtlichen Auseinandersetzung durchgesetzt werden kann.

Maßgeblich für die Ansprüche des Anlagenbetreibers gegen den Installateur bzw. Solarteur sind die Gewährleistungsrechte, also das Recht auf Nachbesserung, Minderung des vereinbarten Herstellungspreises sowie das Recht auf Rücktritt vom Errichtungsvertrag. Ab dem Abnahmezeitpunkt der Anlage hat der Betreiber zwei Jahre Zeit, diese Ansprüche geltend zu machen. Im Fall der Insolvenz des Herstellers der Photovoltaikanlage kann der Kunde seine Gewährleistungsansprüche gegenüber dem Verkäufer der Photovoltaikanlage, also dem Installateur bzw. Solarteur geltend machen. Ist die Photovoltaikanlage fester Bestandteil eines Gebäudes, so verlängert sich die Verjährungsfrist auf fünf Jahre, d.h. der Installateur bzw. Solarteur kann bis zu fünf Jahre für die Erfüllung der Gewährleistungsansprüche haftbar gemacht werden [Wolff/Volz: 2010, S. 48f]. Nach Ablauf dieser Fristen muss sich der Anlagenbetreiber wie eingangs beschrieben mit



eventuell vorhandenen, zeitlich darüber hinausgehenden Garantieansprüchen direkt an den Hersteller wenden.

Folgende Faktoren können die Erfolgsaussichten, Schadensersatz- und Ansprüche aus Garantie und Gewährleistung durchzusetzen, beeinflussen:

Sitz des Herstellers

Nicht alle ausländischen Hersteller verfügen über eine Niederlassung in Deutschland mit Muttersprachlern als Ansprechpartner bei Problemen mit der Anlage. Auch ein Gerichtsstand im Ausland kann die gerichtliche Durchsetzung von Ansprüchen deutlich erschweren und die Prozesskosten unkalkulierbar machen. Nicht in jedem Fall unterliegen die Garantien deutschem Recht, sondern orientieren sich an den garantierechtlichen Regelungen, die im Herkunftsland des Herstellers gelten. Die Kosten eines Gerichtsverfahrens können am Ende unter Umständen höher liegen als der ursprüngliche Streitwert des Verfahrens. Anders ist dies zu bewerten, wenn der ausländische Hersteller über eine Tochterfirma in Deutschland vertreten ist und das Produkt über diese vertrieben wird. In diesem Fall gilt im Garantiefall das deutsche Recht.

(Un-)autorisierter Händler

Viele Hersteller beschränken ihre Garantieleistungen auf Kunden, die ihre Komponenten entweder direkt vom Hersteller oder über einen autorisierten Vertragshändler gekauft haben. Vermeintlich billige Module, die auf anderen Vertriebswegen bezogen wurden, können sich so zu einer teuren Fehlinvestition entwickeln, wenn im Schadensfall Ansprüche nicht geltend gemacht werden können.

Umfang der Garantiezusagen

Üblich ist es, dass Hersteller bei einem Produktfehler eine Nachbesserung vornehmen, schadhafte Komponenten austauschen oder aber zusätzliche Module installieren. Viele Hersteller behalten sich jedoch das Recht vor, defekte Module nicht durch identische Module zu ersetzen, sodass der Anlagenbetreiber möglicherweise Komponenten erhält, die nicht dem ursprünglichen Design der Anlage entsprechen. Für Anlagenbetreiber ist es darüber hinaus wichtig zu wissen, ob der Anbieter eventuell anfallende Montage- und Lieferkosten übernimmt oder für den durch den Schaden ausgelösten Ertragsausfall aufkommt.

IV. Garantie & Gewährleistungsrechte

Garantie & Gewährleistungsrechte

Finanzkraft des Herstellers

Bei größeren Fehlproduktionen können finanzielle Garantieforderungen entstehen, welche die Finanzkraft des Herstellers überschreiten. In solchen Fällen ist es für den Kunden von Vorteil, wenn der Hersteller selbst eine entsprechende Rückversicherung abgeschlossen hat. Im Falle der Insolvenz eines Komponentenherstellers droht in der Regel der Verlust jeglicher Garantieansprüche des Käufers beziehungsweise eine nur teilweise Erfüllung der Ansprüche aus dem Restvermögen des insolventen Herstellers. Für Hersteller besteht die Möglichkeit, sich über einen Rückversicherer für den Insolvenzfall abzusichern. In diesem Fall übernimmt die Versicherung die Garantieleistungen, wenn der eigentliche Garantiegeber – der Hersteller – diese nicht mehr selbst erbringen kann.

Marktstellung des Herstellers

Nach dem starken Wachstum der letzten Jahre wird von Experten eine Konsolidierungsphase unter den Anbietern von Photovoltaikanlagen erwartet. Der Kauf der Komponenten von etablierten Markenunternehmen kann eine gewisse Sicherheit geben, dass das Unternehmen bei Eintritt eines zukünftigen Garantiefalls noch existiert und finanziell in der Lage ist, die Forderungen zu bedienen. Ein hoher Bekanntheits- und Akzeptanzgrad des Herstellers lässt Rückschlüsse auf die Marktstellung des Herstellers zu. Dies sollte in den Prozess der Kaufentscheidung mit einfließen, da Garantiefälle auch erst mehrere Jahre nach Inbetriebnahme der Anlage auftreten können.

Qualität der Installation

In der Regel ist die Garantieleistung an eine fachgerechte Installation der Komponenten gekoppelt. Eine fehlerhafte Montage durch Eigeninstallation oder einen unqualifizierten Installateurbetrieb kann beispielsweise Modul-, Rahmen- oder Glasschäden zur Folge haben und führt in der Regel zum Erlöschen der Garantieansprüche. In jedem Fall sollte sich der Endkunde vom Installateur eine komplette Dokumentation über die Anlage erstellen und aushändigen lassen. Darin sind alle relevanten Informationen zur Anlage enthalten. Dazu zählen beispielsweise die Art der Komponenten, die Flashlist der Module, der Stringverlauf, die Aufteilung der Module und die Anzahl und der Ort der Dachhaken sowie die Erdung. Treten Probleme auf, lässt sich mit der Dokumentation der ursprüngliche Soll-Zustand der Anlage belegen und eine Analyse der aufgetretenen Schäden und ihrer Ursachen wird vereinfacht.

Beweispflicht

Einige Hersteller schränken ihre Garantieleistungen dahingehend ein, dass dem Anlagenbetreiber auferlegt wird, das Vorliegen der behaupteten Mängel als solche zu beweisen und solche Ursachen für die Entstehung der Mängel auszuschließen, die der Garantiegeber entweder nicht zu vertreten hat oder die nicht von der Garantie umfasst sind.





● Risiken, Versicherungen & Sicherheitsmaßnahmen





V. Risiken, Versicherungen & Sicherheitsmaßnahmen

Die Investition in eine Photovoltaikanlage gilt allgemein als risikoarm und Photovoltaikanlagen, die ohne bewegliche Teile auskommen, arbeiten nahezu wartungsfrei. Dementsprechend niedrig fallen in der Regel die Kosten für Betrieb, Wartung und Reparaturmaßnahmen aus. Es kann davon ausgegangen werden, dass die laufenden Kosten im Durchschnitt weniger als 0,5 Prozent der gesamten bei der Installation der Anlage anfallenden Kosten jährlich verursachen. Dennoch können sich einige Risiken negativ auf den Ertrag der Anlage auswirken. Zu den möglichen Risiken zählen unter anderem:

- Schäden in Folge von Naturereignissen wie Hagel, Schneelast, Sturm oder Blitzeinschlag
- Diebstahl / Vandalismus
- Überspannung / Kurzschluss
- Ertragsausfall
- Haftung für Schäden, die an Dritten durch den Betrieb der Anlage entstehen
- Minderertrag durch Verschmutzung der Module
- Materialfehler
- Abnutzung / Verschleiß
- Mangelnde Qualität der Systemkomponenten
- Falsche Statikberechnung
- Falsche Auslegung der Anlage
- Mangelnde Sorgfalt bei der Installation

Neben Risiken durch qualitativ minderwertige Komponenten und ein falsches Anlagendesign, die sich durch den Bezug von Qualitätsware und die Beauftragung eines qualifizierten Fachbetriebs minimieren lassen, kann der Abschluss geeigneter Versicherungen weitere Risiken in ihren finanziellen Folgekosten begrenzen. Einige Versicherer bieten den Einschluss der Photovoltaikanlage in die Wohngebäudeversicherung an, wodurch einige grundlegende Risiken versichert sind. Weitere Risiken lassen sich durch den Abschluss einer speziellen Photovoltaikanlagenversicherung versichern. Inwieweit der Anlagenbetreiber die möglichen Risiken absichert, hängt in erster Linie von seiner persönlichen Risikoneigung, zum anderen aber auch von seinen Möglichkeiten ab, auftretende Schäden selbst finanziell zu tragen. Gerade bei der Fremdfinanzierung einer Anlage muss der aufgenommene Kredit auch dann getilgt werden, wenn die Anlage aufgrund eines Schadenfalls keinen oder weniger Strom erzeugt. Bei der Entscheidung für oder gegen eine Versicherung spielen jedoch mehrere Faktoren eine wichtige Rolle. Zum einen hat der jeweilige Standort einer Anlage Auswirkungen auf die Wahrscheinlichkeit einzelner Risiken wie Diebstahl oder Vandalismus. So ist beispielsweise das Diebstahlrisiko bei unbewachten Freiflächenanlagen ohne Umzäunung deutlich höher als bei Aufdachanlagen auf bewohnten Privathäusern. Auch die Montageart – also

V

Risiken, Versicherungen & Sicherheitsmaßnahmen

Aufdach-, Flachdach-, Fassaden-, Freiflächen- oder gebäudeintegrierte Anlage - beeinflusst einzelne Risiken wie die Wahrscheinlichkeit eines Blitzeinschlags, von Schneelast- oder von Feuerschäden. Der dritte maßgebliche Faktor resultiert aus der Größe der Anlage. Je größer eine Anlage, desto stärker wirkt sich auch ein temporärer Ertragsausfall finanziell negativ für den Anlagenbetreiber aus. Hinsichtlich der Prämien, der Vertragsausschlüsse und des geforderten Selbstbehalts unterscheiden sich die einzelnen Anbieter teils deutlich, sodass allgemeine Empfehlungen hier nicht möglich sind, sondern individuelle Angebote eingeholt werden sollten. Zu den angebotenen Photovoltaikversicherungen zählen:

Wohngebäudeversicherung

Private Anlagenbetreiber können die Photovoltaikanlage in die Wohngebäudeversicherung aufnehmen und sich so gegen Elementarschäden wie Hagel, Feuer oder Sturm absichern. Es sind also alle Risiken abgesichert, welche die Wohngebäudeversicherung auch für das Wohngebäude abdeckt. Weitere spezielle Risiken, die besonders für Photovoltaikanlagen von Bedeutung sind, werden dadurch jedoch nicht abgesichert.

Photovoltaik-Anlagenversicherung

Diese Versicherung hat den Charakter einer Allgefahrenversicherung und schließt alle Komponenten der Anlage in den Versicherungsschutz ein. Abgesichert sind alle Risiken, die - wie beispielsweise Krieg -, nicht explizit ausgeschlossen sind. Anders als bei der Wohngebäudeversicherung liegt bei dieser Versicherung die Beweislast beim Versicherer. Das heißt, der Versicherungsnehmer muss nicht nachweisen, dass die Versicherung für den Schaden aufzukommen hat.

Ertragsausfallversicherung

Die Ertragsausfallversicherung gewährleistet, dass dem Anlagenbetreiber auch bei einem Ausfall der Anlage keine Kosten durch die entgangene Einspeisevergütung entstehen, die sonst bei einem Schadensfall drohen. Die Versicherer begrenzen meist den Zeitraum, für den ein Ertragsausfall erstattet wird, auf mehrere Monate. Dies ist jedoch in der Regel ausreichend, um den Schaden zu beheben. Bei vielen Anbietern ist die Ertragsausfallversicherung in der Photovoltaik-Anlagenversicherung bereits enthalten.

Minderertragsversicherung

Als Zusatz zur Ertragsausfallversicherung bieten viele Photovoltaik-Versicherer eine sogenannte Minderertragsversicherung gegen zu geringe Globalstrahlung an. Liegt der tatsächliche Ertrag der Anlage niedriger als der im Ertragsgutachten prognostizierte Ertrag, so ersetzt diese Versicherung die entgangene Einspeisevergütung. Für kleinere Anlagen reicht in der Regel die Ertragsprognose des Solarteurs/Installateurs aus. Für größere Anlagen fordern viele Versicherer ein von einem unabhängigen Sachverständigen erstelltes Ertragsgutachten.

Betreiberhaftpflichtversicherung

Der Betrieb einer Photovoltaikanlage gilt als gewerbliche Tätigkeit. Dementsprechend deckt die private Haftpflichtversicherung mögliche Schäden an Dritten, die durch die Anlage entstehen, nicht automatisch ab. Mögliche Schäden, die eine Betreiberhaftpflichtversicherung abdeckt, können beispielsweise Personenschäden durch herabfallende Teile, Sachschäden an fremden Gebäuden in Folge von Brand der Anlage oder finanzielle Schäden sein.

Bei Photovoltaikanlagen kommen derzeit als dezentrale Speicher Lithium-Ionen-Akkumulatoren in ihren Varianten sowie Blei-Säure-Batterien, in der Regel als geschlossene Batteriesysteme, zum Einsatz. Beide Batterietypen gelten bei sachgerechter Handhabung und ordnungsgemäßer Nutzung als relativ sicher.

Zu den potentiellen Risiken von Lithium-Ionen-Akkumulatoren zählen Brand und Explosion. So können Brände beispielsweise in Folge von technischen Defekten entstehen, die ihre Ursache bereits während des Herstellungsprozesses haben. Die Verwendung hochwertiger Akkumulatoren kann damit das Brandrisiko verringern. Zu den weiteren Brandursachen zählen mechanische Beschädigungen und thermische Belastungen, die zu inneren Kurzschlüssen führen. Aufgrund der hohen Energiedichte bei den Lithium-Ionen-Akkumulatoren kommt es in solchen Stresssituationen zu einer komprimierten Freisetzung von Energie, wodurch auch die Gefahr einer Explosion besteht. Diese Risiken lassen sich minimieren, indem die Batteriepole vor Kurzschlüssen geschützt werden und die Speicher keinen mechanischen Belastungen oder hohen Temperaturen ausgesetzt werden.

Ein weiteres Brandrisiko entsteht, wenn die Akkumulatoren überladen werden, was durch eine passend konfigurierte Ladesteuerung wirksam verhindert wird. Als weitere denkbare Maßnahmen zur Reduzierung von Brandrisiken und deren Folgen kommen bei größeren Speichersystemen die Separierung der einzelnen Speichereinheiten und deren Unterbringung in feuerbeständigen Aufbewahrungssystemen sowie die Installation einer Löschanlage in Frage. Einfluss hat des Weiteren die Materialverwendung bei der Produktion von Lithium-Ionen-Akkumulatoren, da die Auswahl des Elektrodenmaterials das Brandrisiko beeinflusst.

Wie bei den Lithium-Ionen-Batterien besteht auch bei den Blei-Batterien keine Gefährdung, wenn der Akkumulator unbeschädigt ist und den Vorgaben entsprechend genutzt wird. Mögliche Risiken bilden die ätzende Schwefelsäure sowie die Gefahr von Knallgasbildung während des Ladevorgangs. Beide Risiken betreffen jedoch in erster Linie offene Blei-Säure-Akkumulatoren. Bei den geschlossenen Systemen kommen Betreiber nicht in Kontakt mit der Säure und der Wasserstoff kann zu Wasser zurück reagieren, sodass das Auftreten von Knallgas, das durch die Ventile entweichen kann, auf ein Minimum reduziert wird. Zudem setzen Blei-Säure-Akkumulatoren im Fall eines Kurzschlusses die Energie deutlich langsamer frei als Lithium-Ionen-Akkumulatoren, sodass meist nur eine starke Erwärmung zu beobachten ist. Für beide Batterietechnologien gilt, dass am Aufstellungsort eine ausreichende Lüftung gewährleistet sein muss und ein Abstand zu möglichen Zündquellen eingehalten wird. Grundsätzlich gilt, dass die Empfehlungen und Ausschlüsse

V

• Risiken, Versicherungen & Sicherheitsmaßnahmen

der Hersteller zu beachten sind. Diese geben beispielsweise Obergrenzen für die Luftfeuchte, Temperaturschwankungen sowie zulässige Ober- und Untergrenzen für die Temperatur am Ort der Aufstellung vor. Es empfiehlt sich, die Installation eines Bleiakкумуляtors dem zuständigen Gebäudeversicherer zu melden.

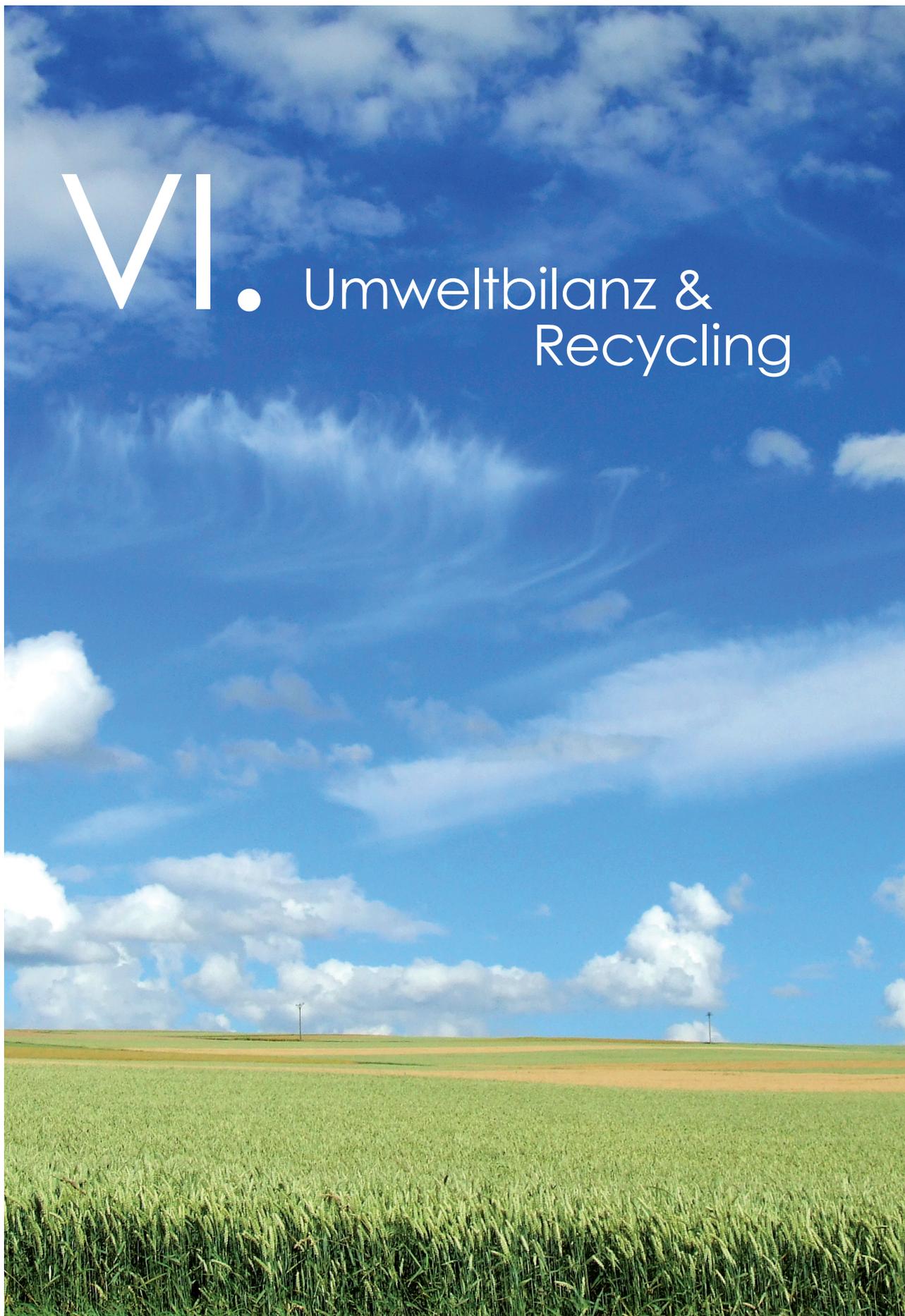
Speicherpass

Bereits seit mehreren Jahren stellen Installateure für Photovoltaikanlagen den sogenannten Anlagenpass aus. Gemeinsam mit dem VZEH hat der Bundesverband Solarwirtschaft Ende 2013 auch für Solarstromspeicher einen Photovoltaik-Speicherpass eingeführt, der als Qualitätssiegel die fachgerechte Installation und die Qualität der verbauten Komponenten dokumentieren soll. Die Handwerker weisen damit nach, dass bei der Einrichtung des Speichers die geltenden Regeln und Normen eingehalten wurden und die erfolgreiche Installation geprüft wurde. Ausgestellt wird der Pass sowohl für Lithium-Ionen-Speichersysteme als auch für Blei-Speichersysteme. Die KfW akzeptiert den Pass auch als Fachunternehmererklärung, die Voraussetzung ist, um die Speicherförderung des Bundes zu erhalten.





VI • Umweltbilanz & Recycling





VI. Umweltbilanz & Recycling

Lebensdauer

Hersteller bieten Photovoltaikanlagen an, die meist auf eine Lebensdauer von 20 Jahren ausgelegt sind. Dies entspricht dem im EEG vorgesehenen Zeitrahmen für die geförderte Abnahme von Solarstrom. In der Regel können die Anlagen jedoch auch über diesen Zeitraum hinaus betrieben werden, wenngleich die Leistungsfähigkeit der Module über die Jahre abnimmt. Bei qualitativ hochwertigen Komponenten kann die Lebensdauer durchaus 25 bis 35 Jahre erreichen. Anlagenbetreiber, die ihre Photovoltaikanlage auch nach Ablauf der EEG-Vergütung weiter zur Stromerzeugung nutzen wollen, können den Strom entweder weiterhin ins Netz einspeisen und zu Marktpreisen verkaufen oder aber selbst verbrauchen. Da nach Ablauf der 20-jährigen Abnahmegarantie durch das EEG der am freien Markt erzielbare Preis für den erzeugten Strom deutlich unter den Bezugskosten für Haushaltsstrom liegen dürfte, ist ein möglichst hoher Eigenverbrauch unter finanziellen Gesichtspunkten vorzuziehen.

Energetische Amortisation

Eine Solaranlage erzeugt während ihrer Betriebs- und Lebenszeit klimaneutralen Strom. Während der Produktion der Komponenten und der Montage einer Anlage wird jedoch zunächst Energie benötigt. Dieser Energiebedarf unterscheidet sich bei den einzelnen Technologien deutlich, sodass auch die Energierückzahldauer unterschiedlich hoch ausfällt: Je nach Technologie und Standort dauert es zwischen einem dreiviertel und rund drei Jahren, bis die Anlage so viel Energie erzeugt hat, wie zur Herstellung der Module verwendet wurde. Grundsätzlich dauert es bei kristallinen Modulen länger als bei Dünnschichtmodulen, bis die Anlage so viel Energie bereit gestellt hat, wie bei der Produktion verbraucht wurde. Die Ursache dafür liegt in erster Linie in dem bei kristallinen Modulen verwendeten Solarsilizium, das in sehr energieintensiven Verfahren aus Silizium hergestellt wird und anschließenden zu Ingots, Wafern, Zellen und schließlich zum fertigen Modul verarbeitet wird.

Betrachtet man die energetische Amortisationszeit der gesamten Solaranlage mit all ihren Komponenten, so beträgt diese je nach Technologie und Standort in Deutschland zwischen rund drei und sechs Jahren. Dies bedeutet, dass eine Photovoltaikanlage bei einer angenommenen Lebensdauer von 30 Jahren rund fünf- bis zehnmal mehr Energie bereitstellt als für die Herstellung benötigt wurde [BMU: 2010]. Einige Hersteller setzen bereits bei der Herstellung auf saubere Energiequellen, um die Umweltbelastung bereits während des Produktionsprozesses zu minimieren.

V

• Risiken, Versicherungen & Sicherheitsmaßnahmen

CO2 Bilanz

Um die CO2 Bilanz einer Photovoltaikanlage zu betrachten, muss einerseits der CO2 Ausstoß berücksichtigt werden, der bei der Produktion und Errichtung der Anlage anfällt. Zum anderen muss für den Vergleich zu alternativen Kraftwerken wie beispielsweise Kohle-, Wasser- oder Windkraftwerken, der CO2-Ausstoß dieser Kraftwerk sowohl in Hinblick auf die Errichtung wie auch den Betrieb berücksichtigt werden. Für den deutschen Strommix kann der CO2-Ausstoß mit rund 565g je erzeugter kWh angenommen werden [Umweltbundesamt: 2011]. Dementsprechend spart eine Photovoltaikanlage mit einer Kapazität von 10 kW im Verlauf von 20 Jahren rund 100t CO2 ein. Während der Betrieb der Photovoltaikanlage keine CO2-Emissionen freisetzt, müssen von dem eingesparten 100t CO2 noch die Emissionen abgezogen werden, die während der Produktion der Komponenten freigesetzt wurden. Die genaue Höhe unterscheidet sich bei den einzelnen Herstellungsverfahren. Unter der Annahme von Emission in Höhe von 2t/kW während des Produktionsprozesses der Komponenten fallen im Beispiel Gesamtemissionen in Höhe von 20t an, die von den 100t eingesparter Emissionen abgezogen werden müssen. Über 20 Jahre liegt die bereinigte CO2-Einsparung somit bei rund 80t.

Recycling

Auch wenn die Anlage nach 20 oder mehr Jahren abgebaut wird, lassen sich zumindest bei der Verwendung von kristallinen Modulen die einzelnen Komponenten – maßgeblich Silizium, Glas und Aluminium – recyceln. Das gleiche gilt auch für das Montagesystem, das in der Regel aus Aluminium, Edelstahl oder Kunststoff besteht. Bei Anlagen, die auf Dünnschichttechnologien basieren, sind in den Modulen zum Teil andere Materialien wie Cadmium, Tellurid, Indium oder Gallium verarbeitet. Neben einzelnen Herstellern, die nach dem Rückbau die Rücknahme der Module anbieten, gibt es mit „PV Cycle“ einen Zusammenschluss von mehr als 100 Herstellern, die im Rahmen einer freiwilligen Verpflichtung die Rücknahme und das Recycling von Altmodulen anbieten und der von 2010 bis 2014 bereits mehr als 10.000 t Photovoltaikabfälle verarbeitet hat. Mit Hilfe industrieller Recyclingprozesse lassen sich so die in den Modulen verwendeten Materialien zurückgewinnen und für neue Module oder andere Produkte verwenden. Derzeit bieten jedoch nicht alle Hersteller ein eigenes Rücknahmesystem an oder sind in einem Zusammenschluss organisiert. Die Fassung der EU-Richtlinie über Elektro- und Elektronik-Altgeräte, die im August 2012 in Kraft getreten ist, wird voraussichtlich 2015 noch vor der Sommerpause in deutsches Recht umgesetzt. Die Novellierung des ElektroG verpflichtet dann die Hersteller zur kostenlosen Rücknahme ihrer Module und zum Recyceln.

Bei einigen Speichertechnologien, vor allem bei den elektrochemischen Systemen, werden zum Teil potentiell umweltgefährdende Stoffe wie Schwermetall verwendet, die sowohl während des Betriebs aber auch bei der Entsorgung nach Ablauf der Lebensdauer problematisch sein können. In Deutschland regelt das Batteriegesetz die Rücknahme von Batteriespeichern, deren Nutzungszeit abgelaufen ist.

Erreichen die Akkumulatoren das Ende ihrer Lebensdauer, regelt die im Jahr 2001 überarbeitete Batterieverordnung die Entsorgung der Speicher. Hersteller sind dazu verpflichtet, die Produktverantwortung für Akkumulatoren zu übernehmen und müssen diese über den Handel einsammeln und nach Möglichkeit verwerten. Auch die öffentlichen Entsorgungsträger sind dazu verpflichtet, Akkumulatoren kostenfrei an den entsprechenden Sammelstellen anzunehmen. Die Verbraucher von Akkumulatoren und die Betreiber der Speicher sind dazu verpflichtet, nicht mehr genutzte Batterien zurückzugeben und dürfen diese nicht über den Hausmüll entsorgen. Die Batteriehersteller haben verschiedene gemeinsame Rücknahmesysteme gebildet, die für das Einsammeln, die Weiterverwertung und das Recycling der Batterien zuständig sind.

In Altbatterien lagert auf der einen Seite ein großes Rohstoffpotential, die Nutzung von Schwermetallen und anderen chemischen Bestandteilen kann bei einigen Batterietypen allerdings bei unsachgemäßer Entsorgung ein erhebliches Umweltrisiko darstellen. Das Batteriegesetz sieht für alle Altbatterien eine stoffliche Verwertungsquote von 100 Prozent vor. Weitere Vorgaben regeln die Verwertungseffizienz. Diese liegt beispielsweise für Blei-Batterien bei 65 Prozent des Batteriegewichts während gleichzeitig der maximal mögliche Anteil an Blei recycelt werden muss. Dafür wird zunächst eine mechanische Trennung von Kunststoffen, Schwefelsäure und Blei durchgeführt. Anschließend erfolgt eine metallurgische Verwertung der Metalle. Auch für den Kunststoff und die Schwefelsäure besteht die Möglichkeit einer sekundären Nutzung. Bei den Lithium-Ionen-Akkumulatoren erfolgt eine Verwertung der geschlossenen Zellen im Rahmen von pyrometallurgischen Prozessen, also durch das Einschmelzen und Raffinieren der Batteriezellen. Dadurch lassen sich Cobalt und Nickel zurückgewinnen, nicht jedoch Lithium und Mangan. Im Rahmen des „Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität“ stehen jedoch Fördergelder zur Verfügung, um die Recyclingprozesse bei der Rückgewinnung von batteriefähigem Lithium zu verbessern [Goldmann, D.: 2009].

Eine weitere Überlegung betrifft die Kaskadennutzung von Batterien. Während beispielsweise die Anforderungen an Batteriespeicher für elektromobile Anwendungen sehr hoch sind und die Lebensdauer ausgeschöpft ist, wenn die Kapazität auf 70 bis 80 Prozent einer neuen Batterie sinkt, fallen die Ansprüche an stationäre Speichersysteme niedriger aus. Dementsprechend können solche Traktions-Batterien nach der Primärnutzung ein „zweites Leben“ als stationäre Speicher führen. Der Vorteil solcher Second-Use-Konzepte ist, dass die Kosten für die Speicher in stationären Anwendungen deutlich niedriger sind als dies bei neuen Batterien der Fall wäre und damit ein günstiger Einstieg in die Selbstversorgung möglich wird. Gleichzeitig kann die Zweitvermarktung auch eine positive Wirkung auf die Kosten von Elektrofahrzeugen entfalten. Erste Geschäftsmodelle bieten den Kunden die Miete von gebrauchten Speichern gegen eine monatliche Pauschale an. Dabei garantiert der Anbieter eine Mindestspeicherkapazität und tauscht die Akkus kostenlos aus, wenn diese unterschritten wird.



VII • Finanzierung & Förderung





VII. Finanzierung & Förderung

Der Hauptanteil der Kosten einer Photovoltaikanlage entsteht bei der Installation der Anlage in Form von einmaligen Kosten für die Systemkomponenten und die Montageleistung. Dazu kommen mögliche Kosten für die Wartung der Anlage, den Austausch defekter Komponenten sowie jährliche Kosten für die Versicherung. Bei der Finanzierung der Anlage können sich potentielle Betreiber zwischen einer Eigenkapital-, Fremdkapital- oder Mischfinanzierung entscheiden.

Die Entscheidung für den richtigen Finanzierungsmix ist stark vom jeweiligen Einzelfall abhängig. Zunächst sollte vom potentiellen Anlagenbetreiber geklärt werden, ob er die Investitionskosten komplett selbst tragen kann, bzw. ob ein Teil des zur Verfügung stehenden Kapitals in anderen Anlageformen eine angemessene Rendite erzielen kann. Für eine Solaranlage auf einem Einfamilienhaus müssen beispielsweise je nach Größe und Art der Anlage Investitionskosten von rund 8.000 bis 15.000 € veranschlagt werden, dieser Betrag kann sich jedoch auch rund verdoppeln, wenn ein Speichersystem mit eingeplant wird. Der Vorteil einer Fremdfinanzierung liegt zum einen darin, dass das benötigte Eigenkapital deutlich niedriger ausfällt und zudem in Abhängigkeit von den geltenden Kreditlinien die Eigenkapitalrendite durch den Einsatz von Fremdkapital gesteigert werden kann. Die Wirkung dieses sogenannten Leverage-Effekts ist bei den derzeit erzielbaren Renditen und Kreditkonditionen jedoch in vielen Fällen vernachlässigbar.

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bietet unter der Programmnummer 274 Kredite für die Errichtung einer Photovoltaikanlage zu Zinssätzen an, die sich an der Kapitalmarktentwicklung orientieren. Die Höchstsumme für einen Kredit liegt bei 25 Mio. € für jedes Vorhaben und prinzipiell ist auch eine vollständige Fremdfinanzierung der Anlage möglich. Soll eine ab dem 1.1.2013 errichtete Solaranlage mit einem Speicher nachgerüstet werden oder ist die Finanzierung einer Neuanlage in Kombination mit einem Batteriespeicher geplant, bietet die KfW das Programm 275 „Erneuerbare Energien – Speicher“ an. Neben der KfW führen auch viele Hausbanken spezielle Kreditprogramme für Photovoltaikanlagen, deren Zinssätze in der Regel deutlich niedriger als bei

VII • Finanzierung & Förderung

Finanzierung & Förderung

normalen Darlehen liegen. In der Regel wird von Seiten der kreditgebenden Banken die Investition in eine Photovoltaikanlage als sichere Investition eingestuft. Als Besicherung des Kredits gilt die staatlich garantierte Einspeisevergütung für den erzeugten Strom, mit dem die Anlage und der Kredit finanziert werden. Erst bei einem hohen Fremdkapitalbedarf, der in der Regel bei den Systemkosten für private Aufdachanlagen nicht erreicht wird, werden zusätzliche Sicherheiten wie ein Grundbucheintrag verlangt. Die einzelnen Kreditangebote unterscheiden sich hinsichtlich der Laufzeit (bis zu 20 Jahren), der Zahl der tilgungsfreien Jahre, der Dauer der Zinsbindung und der Möglichkeit, Sondertilgungen vorzunehmen.

7.1 Rahmenbedingungen des EEG

Seit dem Jahr 2000 regelt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die Förderung von regenerativen Energiequellen in Deutschland und legt damit auch die Rahmenbedingungen für Photovoltaikanlagen fest. In den vergangenen Jahren wurde das Gesetz mehrfach überarbeitet, um an die Markt- und Technologieentwicklung sowie die politischen Zielvorstellungen angepasst zu werden. Die letzte größere und derzeit gültige Reform wurde im August 2014 umgesetzt. Zu beachten ist dabei, dass wie bereits bei den vergangenen Novellen nur Anlagen, die ab August 2014 in Betrieb genommen wurden oder werden von den Änderungen betroffen sind. Für alle Altanlage gilt hingegen ein Bestandsschutz.

Direktvermarktung und Einspeisevergütung

In seiner aktuellen Fassung unterscheidet das EEG zwischen der Direktvermarktung des erzeugten Stroms und der garantierten Einspeisevergütung. Die Direktvermarktung ist für alle Betreiber verpflichtend, deren Anlage über eine Leistung von 500 kW oder mehr verfügt. Ab 2016 wird diese Grenze auf 100 kW abgesenkt. Eine Marktprämie, welche die Differenz zwischen den an der Strombörse erzielbaren Erlösen und der Volleinspeisung gegen EEG-Vergütungssätze ausgleicht, soll sicherstellen, dass auch mit der Direktvermarktung ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage möglich ist. Zusätzlich erhalten Anlagenbetreiber für jede kWh einen Zuschuss von 0,4 Ct, der die Kosten für die Direktvermarktung abgelenken soll und der bereits in die Vergütungssätze eingepreist ist. Alle Anlagen mit einer niedrigeren Leistung erhalten weiterhin über 20 Jahre die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme im EEG festgelegte Einspeisevergütung, die Betreiber können sich jedoch freiwillig für die Direktvermarktung entscheiden.

Die Entwicklung der Förderhöhe hängt wie bereits in der Vergangenheit von der Höhe des Zubaus ab. Ein sogenannter Zielkorridor legt dabei den angestrebten Zubau pro Jahr fest. Solange der Zubau innerhalb dieses Korridors bleibt, sinken die Vergütungssätze jeweils zum Monatsersten um 0,5 Prozent ab (Basisdegression). Dies betrifft wie die anderen Regelungen jeweils nur die im jeweiligen Monat neu installierten Anlagen. Für Bestandsanlagen gelten über den gesamten Förderzeitraum von 20 Jahren die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gültigen Vergütungssätze. Derzeit liegt der Zielkorridor bei 2.400 bis 2.600 MW. Überschreitet der Zubau die Vorgaben des

Zielkorridors, steigt die monatliche Degression stufenweise auf bis zu 2,8 Prozent an. Erreicht der prognostizierte Zubau hingegen nicht die Unterschwelle des Korridors, sinkt die monatliche Degression stufenweise bis auf null Prozent und bei einem erwarteten Zubau von unter 1.000 MW wird die Vergütung für das entsprechende Quartal wieder um 1,5 Prozent erhöht.

< Grafik 12: Vergütung nach EEG >

Renditeberechnungen für ausgewählte Photovoltaikanlagen mit und ohne Speicher (DCTI: 2015)

Einfamilienhaus mit Aufdachanlage ohne Speicher	
Annahmen	
Inbetriebnahmedatum der Anlage	
Laufzeit der Anlage	20 Jahre
Einspeisevergütung	12,5 Ct/kWh
Größe der Photovoltaikanlage	5 kW
Preis für Anlage	8000 € (entspricht 1.600 €/kW)
Eigenkapitalanteil an der Finanzierung	100 Prozent
Ertrag am Standort	809 kWh/kW
Jährliche Degradation	0,25 Prozent
Wartungskosten	1 Prozent der Investitionskosten jährlich
Strombezugspreis des Haushalts (jährliche Steigerung 3 Prozent)	28 Ct/kWh
Stromverbrauch im Haushalt	3500 kWh/Jahr
Nutzungsprofil	Bewohner tagsüber in der Regel außer Haus
Ergebnisse	
Eigendeckungsquote	38,26 Prozent
Rendite (QIKV)	4,78 Prozent
Stromerzeugung über 20 Jahre	80767 kWh
- davon für Eigenverbrauch	28121 kWh
- davon für Einspeisung	52646 kWh
Stromverbrauch über 20 Jahre	73500 kWh
- davon Netzbezug	45379 kWh
- davon von Photovoltaikanlage erzeugt	28121 kWh
Gesamtausgaben über 20 Jahre	9.680,00 €
Gesamteinnahmen und vermiedene Strombezugskosten über 20 Jahre	17.350,00 €

VII • Finanzierung & Förderung

Finanzierung & Förderung

Bei Anlagen, die größer als 10 kW sind und damit zwei oder sogar drei Leistungsklassen des EEG umfassen, wird die tatsächliche Einspeisevergütung in Form einer Mischvergütung berechnet. Für eine 380 kW-Anlage, die als Aufdachanlage im März 2015 errichtet wird und eine feste Einspeisevergütung bezieht, sieht diese Rechnung folgendermaßen aus: $10/380 \cdot 12,50 + 30/380 \cdot 12,15 + 340/380 \cdot 10,87 = 11,01 \text{ Ct/kWh}$.

Für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 500 kW, die ab dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen werden, gilt zudem, dass diese keine Vergütung erhalten, wenn am Spotmarkt der Strombörse der Preis für den Solarstrom über sechs aufeinanderfolgende Stunden negativ ist. Die Aussetzung der Vergütung dauert dabei solange an, wie die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung in einem negativen Preisbereich liegen.

Marktintegrationsmodell

Mit dem EEG 2012 wurde für Anlagen mit einer Leistung von 10 kW bis 1 MW das sogenannte Marktintegrationsmodell eingeführt. Damit erhalten Anlagen, die zwischen April 2012 und Juli 2014 errichtet wurden, nur noch für höchstens 90 Prozent der erzeugten Strommenge die Einspeisevergütung. Mit dem EEG 2014 wurde diese Regelung gestrichen, gilt jedoch für die Bestandsanlagen, die zu den Bedingungen des EEG 2012 errichtet wurden, weiterhin.

Ökostromumlage auf Eigenverbrauch

Seit der EEG-Reform im August 2014 wird auch der selbstverbrauchte Anteil des in einer Photovoltaikanlage erzeugten Stroms mit der Ökostrom-Umlage belegt, sodass auch der Eigenverbrauch zur Finanzierung des EEG beiträgt. Berechnet wird jedoch nicht die vollständige Ökostromumlage, die für 2015 bei 6,17 Ct/kWh liegt. In einem mehrstufigen Prozess steigt diese stattdessen von zunächst 30 Prozent bis Ende 2015 auf 35 Prozent bis Ende 2016 an und liegt ab 2017 schließlich bei 40 Prozent. Um Betreiber kleinerer Anlagen - wie sie für private Wohngebäude typisch sind - zu entlasten, wurde zudem eine Bagatellgrenze eingeführt. Diese befreit Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 kW bis zu einem Jahreseigenverbrauch von 10 MWh für einen Zeitraum von 20 Jahren von der Ökostromumlage auf Eigenverbrauch. Weiterhin befreit sind der Kraftwerkeigenverbrauch, der Stromverbrauch von Anlagen, die als Off-Grid-Anlagen betrieben werden und somit nicht an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind, sowie Eigenversorger mit einer vollständigen Autarkie, die für die Einspeisung von überschüssigem Strom keine EEG-Vergütung beanspruchen. Wie auch die bei den anderen Änderungen des EEG gelten die neuen Regeln ausschließlich für Anlagen, die seit Inkrafttreten der Reform in Betrieb genommen wurden. Bei Bestandsanlagen ist es erlaubt, einzelne Komponenten zu ersetzen oder die Anlage zu erweitern, ohne dass diese ihre Befreiung von der Ökostromumlage verlieren. Voraussetzung ist jedoch, dass sich durch die durchgeführten Maßnahmen die installierte Leistung nicht um mehr als 30 Prozent erhöht.

Auktionsverfahren für Freiflächenanlagen

Bis 2017 will die Bundesregierung die festen Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien durch Projektausschreibungen ablösen, die in Form von Auktionen durchgeführt werden sollen. Ziel der Änderung ist es, die Vergütungshöhe zukünftig in wettbewerbsorientierten Verfahren zu ermitteln. Die Bundesnetzagentur ist damit beauftragt, Pilotausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen durchzuführen, um Erfahrungen mit dem Instrument zu sammeln. Beginnend im April 2015 sollen so in acht Phasen bis Ende 2017 insgesamt 1,2 GW vergeben werden. Jede der neun geplanten Ausschreibungsrunden verfügt über ein Volumen zwischen 100 und 200 MW. Liegt das Volumen der Gebote, die einen Zuschlag erhalten, unter dem ausgeschriebenen Kontingent, wird das noch offene Volumen in die folgende Ausschreibungsrunde übernommen. Die einzelnen Gebote müssen zwischen 100 kW und 10 MW installierter Leistung liegen. Jeder Bieter muss in seinem Gebot einen Wert für jede kWh angeben, zudem sind Höchstwerte festgelegt. Liegt das Volumen der eingegangenen und zugelassenen Gebote über dem Kontingent der ausgeschriebenen Leistung, erfolgt die Zuteilungsreihenfolge nach der Höhe der Gebote. Zunächst erhält der günstigste Anbieter den Zuschlag, anschließend der nächst teurere. Dieser Prozess wird weitergeführt bis das Volumen der Ausschreibungsrunde erreicht ist. Mit dem Zuschlag geht ein Bewerber jedoch auch eine Verpflichtung zur Installation der Anlage ein. Werden die festgelegten Fristen nicht eingehalten oder gibt der erfolgreiche Bieter seinen Zuschlag zurück, wird eine Strafzahlung fällig.

Wie bereits bisher geregelt dürfen Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen, versiegelten Flächen und im Randbereich von Autobahnen und Bahnstrecken errichtet werden. Ergänzt wird diese Flächenbeschränkung ab 2016 um Flächen, die Eigentum des Bundes oder der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben sind oder die im Liegenschaftskataster als Ackerfläche ausgewiesen sind, die in einem sogenannten „benachteiligten Gebiet“ liegt. Solche Gebiete zeichnen sich durch eine geringe Ertragsfähigkeit oder auch eine niedrige Bevölkerungsdichte aus.

7.2 Speicherförderung

Zwar ist der Einsatz von Batteriespeichern in Photovoltaik-Inselanlagen, die in netzfernen Regionen eingesetzt werden, bereits seit vielen Jahren gängige Praxis, der Einsatz in netzgekoppelten Anlagen ist jedoch erst zum Thema geworden, seitdem die Stromgestehungskosten in einigen Teilmärkten unter den Strombezugskosten liegen und damit der Eigenverbrauch des in einer Solaranlage erzeugten Stroms zur wirtschaftlich interessanten Perspektive geworden ist. Zwar ist bei den Batteriespeichern ein Rückgang bei den Preisen bereits zu beobachten, dennoch ist ein wirtschaftlicher Betrieb nicht in allen Fällen gewährleistet. Mit der Einführung eines Förderprogramms für Batteriespeicher im Mai 2013, das über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) abgewickelt wird, sollten finanzielle Anreize geschaffen werden. Fest steht bisher nur, dass das KfW-Programm 275 „Erneuerbare Energien - Speicher“ noch bis Ende 2015 weiterläuft. Das Programm richtet sich an Betreiber von Photovoltaikanlagen, die nach dem 1. Januar 2013

VII

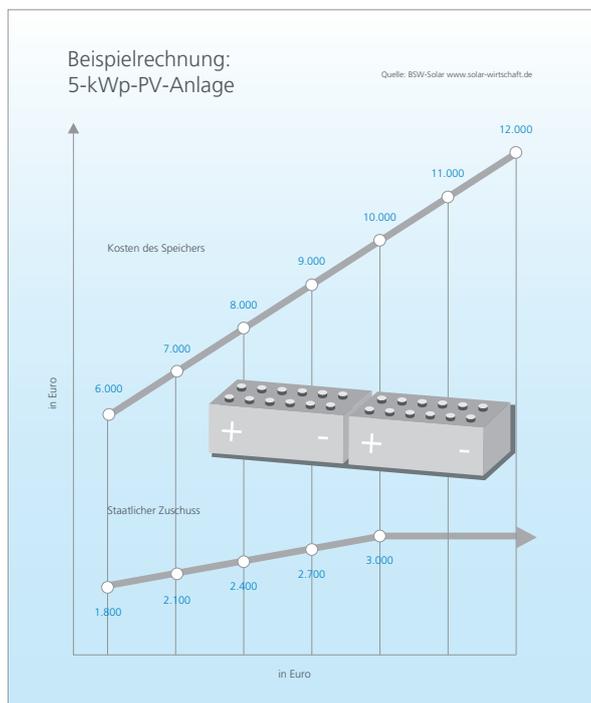
Finanzierung & Förderung

Finanzierung & Förderung

installiert wurden oder erst in Zukunft ihren Betrieb aufnehmen und deren Kapazität eine Obergrenze von 30 kW nicht überschreitet. Die Höhe der Förderung hängt von den Investitionskosten für den Speicher und der Größe der Photovoltaikanlage in kW ab. Bei der Nachrüstung von Stromspeichern dient die Einzelrechnung als Nachweis für die entstandenen Speicherkosten. Bei Komplettsystemen hingegen bestimmt die Differenz aus Gesamtkosten und den Kosten für die Photovoltaikanlage (ohne Speicher) den Kostenanteil des Speichers. Bei den Kosten für die Photovoltaikanlage werden jedoch nicht die tatsächlich angefallenen Kosten berücksichtigt, sondern ein kalkulatorischer Wert pro kW, der von der KfW vorgegeben wird und derzeit bei 1.600 €/kW liegt. Über das Programm kann ein zinsgünstiger KfW-Kredit in Anspruch genommen werden, für den der Kreditnehmer einen Tilgungszuschuss erhält. Neben dem Speicher lässt sich bei Neuanlagen damit auch die eigentliche Photovoltaikanlage finanzieren.

Der tatsächliche Tilgungszuschuss in €/kW lässt sich mit Hilfe des Quotienten ermitteln, der aus den Kosten des Stromspeichers und der Nennleistung der Photovoltaikanlage in kW gebildet und mit dem Faktor 0,3 gewichtet wird. Der Zuschuss ist auf maximal 660 €/kW für nachgerüstete Speicher und 600 €/kW für Komplettsysteme begrenzt. Aus der Multiplikation der Nennleistung mit dem Zuschuss je kW ergibt sich die Gesamtförderung. Um die Förderung zu erhalten, muss diese vor dem Speicherkauf beantragt werden.

< Grafik 13: KfW-Förderung für Speicher am Beispiel einer 5 kW-Photovoltaikanlage >

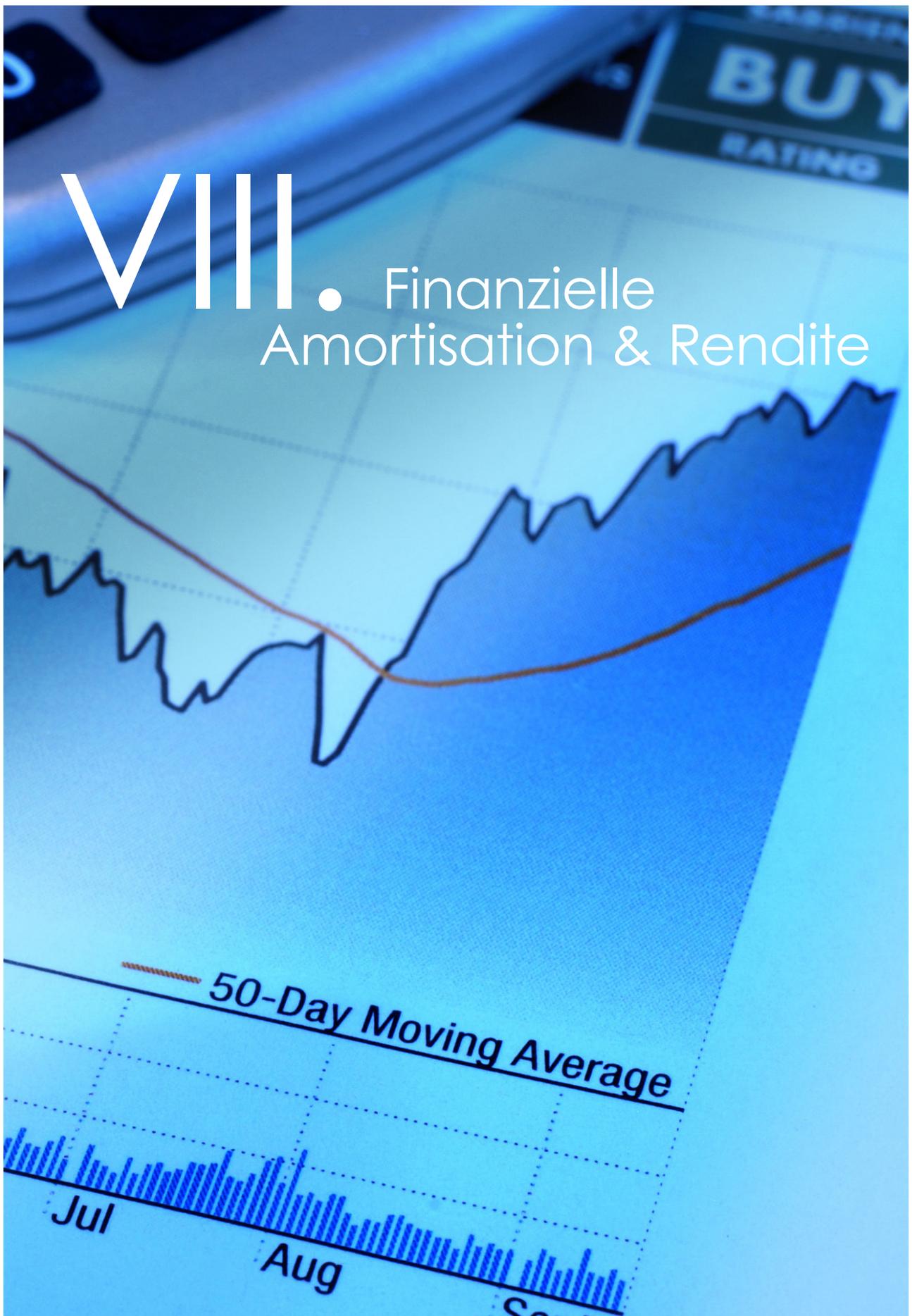


Das Stromspeicher-Programm der KfW knüpft den Erhalt der Förderung an mehrere Voraussetzungen. So muss der Stromspeicher über einen Zeitraum von mindestens fünf Jahren betrieben werden. Außerdem verpflichtet sich der Anlagenbetreiber dauerhaft zur Leistungsbegrenzung. Dies bedeutet konkret, dass die Leistungsabgabe der Photovoltaikanlage am Netzanschlusspunkt nicht mehr als 60 Prozent der installierten Leistung betragen darf. Um dies sicherzustellen, muss der Wechselrichter über eine Schnittstelle zur Fernparametrierung und zur Fernsteuerung verfügen und dies mit einem Zertifikat belegt werden. Die Einrichtung des Speichers muss durch eine Fachkraft erfolgen und mit einem Inbetriebnahme-Protokoll nachgewiesen werden.

Eigenes Förderprogramm für sächsische Privatpersonen und Unternehmen

Die sächsische Landesregierung hat ein eigenes Förderprogramm für Stromspeicher aufgelegt, das neben dem eigentlichen Speicher auch die Planungsleistungen und Systemkomponenten wie Steuereinrichtungen oder Wechselrichter fördert. Gegenwärtig stehen für das Programm jedoch keine Haushaltsmittel zur Verfügung, sodass derzeit keine Neuanträge berücksichtigt werden. Ob und unter welchen Bedingungen zukünftig wieder Fördermittel für Solarstromspeicher zur Verfügung stehen, wird demnächst im Rahmen der Nachfolgerichtlinie RL Energie/2014 entschieden werden.

VIII • Finanzielle Amortisation & Rendite





VIII. Finanzielle Amortisation & Rendite

In diesem Abschnitt steht die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen im Fokus der Betrachtung. Anhand von Beispielrechnungen, die für verschiedene Kundensegmente typisch sind, soll gezeigt werden, welche Renditeerwartungen potentielle Betreiber von Photovoltaikanlagen haben können, wenn sie sich zu den aktuellen Marktpreisen und Förderbedingungen für eine Investition entscheiden. Neben dem Betrieb einer reinen Solarstromanlage soll auch gezeigt werden, wie sich die Einbindung eines Batteriespeichers auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Hintergrund dafür ist, dass durch die sinkenden Stromgestehungskosten, die bereits unter den Bezugskosten für Haushaltsstrom liegen, der Eigenverbrauch beziehungsweise der Anteil des Eigenverbrauchs mittlerweile die zentrale Größe ist, welche die Rendite einer Photovoltaikanlage bestimmt. Der Eigenverbrauch beschränkt sich weitestgehend auf Anlagen, die beispielsweise als Aufdachanlagen in räumlicher Nähe zu potentiellen Stromverbrauchern stehen. Ohne eine Optimierung von Stromangebot und/oder -nachfrage ist für Haushalte jedoch nur ein Eigenverbrauchsanteil von rund 30 Prozent erreichbar. Bei privaten Haushalten findet der Stromverbrauch an den Werktagen vor allem in den Morgen- und Abendstunden statt und nicht zur Mittagszeit, wenn die Stromerzeugung in der Photovoltaikanlage ihre Tagesspitze erreicht. Anders sieht die Situation in vielen Gewerbebetrieben aus, in denen der Erzeugungsverlauf der Solaranlage eine stärkere Überschneidung mit dem Verbrauchsprofil aufweisen kann. Um Solaranlage und Speicher richtig zu dimensionieren, empfiehlt sich die Berücksichtigung des individuellen Lastprofils. Für kleinere Unternehmen kann dabei auf Standardlastprofile zurückgegriffen werden, die branchenspezifische Verbrauchsmuster und -verläufe darstellen. Bei Unternehmen mit einer Stromabnahme von mehr als 100.000 kWh pro Jahr und einer Leistung von mindestens 30 kW führen Stromversorger in der Regel Lastgangmessungen im Viertelstundentakt durch und stellen dieses Lastprofil dem Verbraucher auf Anfrage zur Verfügung. Eine weitere Alternative zur Ermittlung des individuellen Lastprofils ist eine mehrwöchige Messung vor Ort, die Rückschlüsse auf das Jahreslastprofil erlaubt.

Der finanzielle Vorteil beim Eigenverbrauch liegt auch darin begründet, dass neben den eigentlichen Stromkosten auch Stromnebenkosten wie Netznutzungsentgelte oder für kleinere Anlagen bis 10 kW auch die EEG-Umlage nicht für den selbst verbrauchten Strom entrichtet werden müssen. Je höher Anlagenbetreiber ihren Eigenverbrauchsanteil steigern können, umso höher fällt auch die Rentabilität der Anlage aus. Anlagenbetreiber verfügen über zwei Optionen, den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen. Zum einen kann dies durch eine Veränderung der eigenen Stromnachfrage erfolgen. Findet der Stromverbrauch eines Haushaltes vor allem dann statt, wenn die Photovoltaikanlage

VIII • Finanzielle Amortisation & Rendite

Finanzielle Amortisation & Rendite

zur Mittagszeit ihre höchste Erzeugung erreicht, ist der Eigenverbrauchsanteil deutlich höher als wenn die Bewohner tagsüber außer Haus sind und der Stromverbrauch vor allem in den Morgen- und Abendstunden stattfindet. Der zeitlichen Verschiebung des eigenen Stromverbrauchs dürften in der Regel enge Grenzen gesetzt sein, allerdings lassen sich viele Verbraucher wie beispielsweise Waschmaschinen und Trockner durch entsprechende Programmierung teilautomatisiert an das Erzeugungsverhalten der Solaranlage anpassen. Heimautomatisierungskonzepte, die eine enge Vernetzung von Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten ermöglichen und die Nutzungsgewohnheiten der Bewohner berücksichtigen, können gleichfalls eine Lösung darstellen, um den Eigenverbrauchsanteil ohne Komfortverluste im Alltag zu steigern. Einige Anbieter von Speicherlösungen stellen auch Schnittstellen zur Verfügung, um den Speicher in ein bestehendes System zur Hausautomation zu integrieren. Feldstudien in diesem Bereich haben gezeigt, dass sich durch eine aktive Nachfragesteuerung der Eigenverbrauch um rund 10 Prozent steigern lässt.

Solange der Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Solarstrom noch kein Thema und die Vollein- speisung die Regel war, konnten Rentabilitätsprognosen sehr verlässlich durchgeführt werden, wenn die Rahmenbedingungen einer Installation wie Standort, Auslegung und die technischen Rahmendaten der verwendeten Komponenten bekannt waren und mögliche Risiken durch entsprechende Versicherungen abgesichert wurden. Die steigende Bedeutung des Eigenver- brauchs in seinem Einfluss auf die Rendite der Anlage hat jedoch dazu geführt, dass vermehrt Annahmen zu Variablen getroffen werden müssen, die sich über den Betriebszeitraum einer Solaranlage verändern können und deren Veränderungen in Höhe und Richtung ungewiss sind. Dazu zählen beispielsweise die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Strombezugspreise aber auch des Lastprofils der Bewohner oder Nutzer eines Gebäudes. Der Eigenverbrauchsanteil hängt beispielsweise davon ab, ob das Gebäude tagsüber genutzt wird, wenn der Strom erzeugt wird, d.h. wenn Erzeugung und Verbrauch simultan stattfinden.

Soll bei der Anlagenplanung ein Speicher berücksichtigt werden oder eine bestehende Anlage mit einer Batterie nachgerüstet werden, fließen weitere Unsicherheiten in die Renditeberechnung ein. Zum einen ist hier die Lebenszykluszahl der Batterie zu nennen, die Rückschlüsse darauf zulässt, wie lange ein Speicher in einer Anlage bei vorgegebenem Nutzungsprofil verwendet werden kann, bevor ein Austausch erfolgen muss. Entsprechende Herstellergarantien oder Austauschpro- gramme können hier Risiken abschwächen und die Investitionssicherheit verbessern. So verfügen die reinen Anschaffungskosten für einen Speicher nur über eine sehr begrenzte Aussagekraft und nur mit Hilfe des tatsächlichen Betriebspreises pro kWh lassen sich die einzelnen Produkte und Technologien direkt miteinander vergleichen. Dieser lässt sich ermitteln, wenn die Anschaffungs- kosten sowie die Ausgaben für Betriebskosten durch den Wirkungsgrad, die Zahl der erwarteten

Vollzyklen, die Entladetiefe und die Nennkapazität in kWh geteilt werden. So lässt sich dann auch für den Einzelfall ermitteln, ob ein in den Anschaffungskosten günstigerer Blei-Akkumulator, der jedoch eine kürzere Lebensdauer aufweist und in der Regel während der Nutzung einer Photovoltaikanlage über 20 Jahre voraussichtlich zumindest einmal getauscht werden muss, hinsichtlich der tatsächlichen Betriebskosten teurer oder günstiger ist als ein in der Anschaffung teurerer Lithium-Ionen-Akkumulator mit einer erwarteten Lebensdauer von 20 Jahren.

Nur wenn die Summe aus den Kosten je gespeicherter kWh für das Batteriesystem und den Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage, die derzeit zwischen rund 8 Ct (Freiflächenanlage) und 14 Ct (kleine Dachanlage) liegen, niedriger ausfällt als der Strombezugspreis, ist der Betrieb eines Speichers wirtschaftlich sinnvoll [Fraunhofer ISE, 2013, S. 16]. Dies bedeutet, dass bei einem Bezugspreis von 29 Ct/kWh für Haushaltsstrom die Kosten für die Stromspeicherung nicht mehr als 15 Ct/kWh für einen Speicher betragen dürfen, der in einem privaten Wohngebäude genutzt wird. Dies erklärt auch, warum der Entwicklung der Strombezugpreise ein so hoher Stellenwert bei der Ermittlung der Rendite zukommt und auch die derzeit noch relativ teuren Speichersysteme über 20 Jahre eine positive Rendite erwirtschaften können, vorausgesetzt die Strombezugpreise steigen über die kommenden Jahre entsprechend stark an. Ob in der Berechnung ein jährlicher Anstieg von zwei oder aber sechs Prozent angenommen wird, wirkt sich signifikant auf die Wirtschaftlichkeit der gesamten Anlage aus. Zur Orientierung: Von 2000 bis 2014 lag der Anstieg der Strombezugpreise für Verbraucher bei jährlich rund fünf Prozent. Für Sondervertragskunden im Niederspannungsbereich fiel der jährliche Anstieg im gleichen Zeitraum mit rund vier Prozent etwas niedriger aus [Destatis: 2014, S. 45].

Sonderfall Eigenverbrauchsbonus

Das EEG sah in der damaligen Fassung für Anlagen, die zwischen dem 1. Januar 2009 und dem 31. März 2012 installiert wurden, eine spezielle Eigenverbrauchsvergütung für selbst verbrauchten Strom vor. Diese setzt sich aus einer relativ geringen Vergütung für einen Eigenverbrauchsanteil von bis zu 30 Prozent und einer höheren Vergütung für jede kWh, welche die 30-Prozent-Marke überschreitet, zusammen. Zwar kann für solche Anlagen das KfW-Speicherprogramm nicht in Anspruch genommen werden (dies ist nur für Anlagen, die nach dem 1. Januar 2013 installiert wurden, möglich), im Einzelfall kann jedoch ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb trotzdem aufgrund des Eigenverbrauchsbonus möglich sein.

Die Vorbemerkungen machen deutlich, dass die folgenden Rechnungen nur als Beispiele für typische Marktsegmente und Betreiberprofile verstanden werden können. Denn um eine aussagekräftige Renditeberechnung durchführen zu können, muss in diese die konkrete und individuelle Situation einfließen, da die entsprechenden Variablen sich für die Einzelfälle massiv unterscheiden können und entsprechend starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit ausüben. Die folgenden Berechnungen sollen also der Orientierung dienen, lassen sich aber nicht verallgemeinern. Eine Anpassung der entsprechenden Variablen kann jedoch dazu dienen, Rückschlüsse auf die eigene Situation zu ziehen und damit eine Entscheidungsfindung unterstützen.

VIII • Finanzielle Amortisation & Rendite

Finanzielle Amortisation & Rendite

8.1 Die Photovoltaikanlage im Einfamilienhaus

Die folgende Beispielberechnung gibt die Situation eines typischen Vier-Personen-Haushaltes wieder, der auf seinem Eigenheim eine Solaranlage im März 2015 neu installiert und an das Stromnetz angeschlossen hat. Die angenommenen Preise für die Komponenten und die Systemauslegung hinsichtlich Speichergröße und Kapazität der Solaranlage spiegeln diese Situation und den Zeitpunkt der Installation wider.

< Grafik 14: Einfamilienhaus mit 5kW-Aufdachanlage ohne Speicher, Quelle: DCTI (2015) >

Einfamilienhaus mit Aufdachanlage ohne Speicher

Annahmen	
Inbetriebnahmedatum der Anlage	01.03.15
Laufzeit der Anlage	20 Jahre
Einspeisevergütung	12,5 Ct/kWh
Größe der Photovoltaikanlage	5 kW
Preis für Anlage	8000 € (entspricht 1.600 €/kW)
Eigenkapitalanteil an der Finanzierung	100 Prozent
Ertrag am Standort	809 kWh/kW
Jährliche Degradation	0,25 Prozent
Wartungskosten	1 Prozent der Investitionskosten jährlich
Strombezugspreis des Haushalts (jährliche Steigerung 3 Prozent)	28 Ct/kWh
Stromverbrauch im Haushalt	3500 kWh/Jahr
Nutzungsprofil	Bewohner tagsüber in der Regel außer Haus
Ergebnisse	
Eigendeckungsquote	38,26 Prozent
Rendite (QIKV)	4,78 Prozent
Stromerzeugung über 20 Jahre	80767 kWh
- davon für Eigenverbrauch	28121 kWh
- davon für Einspeisung	52646 kWh
Stromverbrauch über 20 Jahre	73500 kWh
- davon Netzbezug	45379 kWh
- davon von Photovoltaikanlage erzeugt	28121 kWh
Gesamtausgaben über 20 Jahre	9.680,00 €
Gesamteinnahmen und vermiedene Strombezugskosten über 20 Jahre	17.350,00 €



Rund 8.000 € fallen als Investitionskosten für eine 5 kW-Anlage an, die als Aufdachanlage auf einem Einfamilienhaus errichtet wird. Es wird angenommen, dass die Bewohner sich tagsüber außer Haus befinden, sodass der Strombezug vor allem in den Morgen- und Abendstunden erfolgt. Ohne einen Speicher liegt die Eigendeckungsquote, die mit Hilfe des Solarstroms erreicht wird, bei rund 38 Prozent, die jährliche Rendite für das eingesetzte Kapital beträgt 4,78 Prozent. Insgesamt entstehen den Betreibern über einen Zeitraum von 20 Jahren Kosten für die Installation und Wartung der Anlage von 9.680 €. Dem stehen Einnahmen durch die Einspeisung von Solarstrom und vermiedene Strombezugskosten von 17.350 € gegenüber.

Wird die Anlage unter ansonsten gleichen Annahmen bei der Inbetriebnahme mit einem Lithium-Ionen-Speicher ausgestattet, der über eine Kapazität von 4,6 kWh verfügt, lässt sich die Eigendeckungsquote des Haushaltes auf rund 69 Prozent steigern. Dafür fallen zusätzliche Kosten von 11.500 € an, was dazu führt, dass die Rendite des Systems (bezogen auf die Investitionskosten für Photovoltaikanlage und Speicher) auf 1,84 Prozent sinkt. Insgesamt stehen bei dieser Variante Ausgaben von rund 20.700 € über einen Zeitraum von 20 Jahren Einnahmen und vermiedene Strombezugskosten von ca. 23.200 € gegenüber.

8.2 Photovoltaikanlagen in Gewerbebetrieben

Wie bei dem Beispiel für das Einfamilienhaus gilt auch für Gewerbe- und Industriebetriebe, dass sich die Lastprofile in ihrem zeitlichen Verlauf und in ihrer absoluten Nachfrage stark unterscheiden können und entsprechend eine individuelle Berechnung nötig ist, um aussagekräftige Informationen zu sinnvollen Systemkonfigurationen zu erhalten. So unterscheiden sich die Lastprofile eines Bürogebäudes, das vor allem während der Tageszeit von 8 bis 18 Uhr genutzt wird, deutlich von einer industriellen Fertigung, die im Dreischichtbetrieb rundum einen hohen Stromverbrauch hat.

VIII • Finanzielle Amortisation & Rendite

Finanzielle Amortisation & Rendite

< Grafik 15: Einfamilienhaus mit 5kW-Aufdachanlage mit Speicher, Quelle: DCTI (2015) >

Einfamilienhaus mit Aufdachanlage ohne Speicher

Annahmen	
Inbetriebnahmedatum der Anlage	01.03.15
Laufzeit der Anlage	20 Jahre
Einspeisevergütung	12,5 Ct/kWh
Größe der Photovoltaikanlage	5 kW
Preis für Anlage (ohne Batterie)	8000 € (entspricht 1.600 €/kW)
Eigenkapitalanteil an der Finanzierung	100 Prozent
Ertrag am Standort	809 kWh/kW
Jährliche Degradation	0,25 Prozent
Wartungskosten	1 Prozent der Investitionskosten jährlich
Strombezugspreis des Haushalts (jährliche Steigerung 3 Prozent)	28 Ct/kWh
Stromverbrauch im Haushalt	3500 kWh/Jahr
Nutzungsprofil	Bewohner tagsüber in der Regel außer Haus
Kapazität des Lithium-Ionen-Speichers	4,6 kWh
Kosten für Speicher	11500 € (entspricht 2500 €/kWh)
Speicherförderung (KfW Tilgungszuschuss)	3.000,00 €
Gesamtinvestition (abzüglich KfW-Tilgungszuschuss)	16.500,00 €
Ergebnisse	
Eigendeckungsquote	69,09 Prozent
Rendite (QIKV)	1,84 Prozent
Stromerzeugung über 20 Jahre	80767 kWh
- davon für Eigenverbrauch	50778 kWh
- davon für Einspeisung	29989 kWh
Stromverbrauch über 20 Jahre	73500 kWh
- davon Netzbezug	22722 kWh
- davon von Photovoltaikanlage erzeugt	50778 kWh
Gesamtausgaben über 20 Jahre	20.723,00 €
Gesamteinnahmen und vermiedene Strombezugskosten über 20 Jahre	23.189,00 €



< Grafik 16: Gewerbegebäude mit 30 kW-Aufdachanlage ohne Speicher, Quelle: DCTI (2015) >

Gewerbe mit kleiner 30 kW-Aufdachanlage ohne Speicher

Annahmen	
Inbetriebnahmedatum der Anlage	01.03.15
Laufzeit der Anlage	20 Jahre
Einspeisevergütung	12,7 Ct/kWh
Größe der Photovoltaikanlage	30 kW
Preis für Anlage	39000 € (entspricht 1.300 €/kW)
Eigenkapitalanteil an der Finanzierung	40 Prozent
Fremdkapitalanteil	60 Prozent (Kreditlaufzeit 10 Jahre, 2 tilgungsfreie Jahre und Zinssatz von 2,5 Prozent)
Ertrag am Standort	809 kWh/kW
Jährliche Degradation	0,25 Prozent
Wartungskosten	1 Prozent der Investitionskosten jährlich
Strombezugspreis des Haushalts (jährliche Steigerung 3 Prozent)	20,8 Ct/kWh
Jährlicher Stromverbrauch	2400 kWh/Jahr
Nutzungsprofil	Gewerbebetrieb von 8 bis 18 Uhr
Ergebnisse	
Eigendeckungsquote	57,21 Prozent
Rendite (QIKV)	9,61 Prozent
Stromerzeugung über 20 Jahre	493138 kWh
- davon für Eigenverbrauch	288360 kWh
- davon für Einspeisung	204778 kWh
Stromverbrauch über 20 Jahre	504000 kWh
- davon Netzbezug	215640 kWh
- davon von Photovoltaikanlage erzeugt	288360 kWh
Gesamtausgaben über 20 Jahre	51.402,00 €
Gesamteinnahmen und vermiedene Strombezugskosten über 20 Jahre	107.157,00 €

VIII • Finanzielle Amortisation & Rendite

Finanzielle Amortisation & Rendite

Das erste Beispiel zeigt eine kleinere Aufdachanlage mit einer Leistung von 30 kW, die auf einem Gewerbegebäude betrieben wird. 30 Prozent der Investitionskosten von 39.000 € werden über Eigenkapital finanziert, der fehlende Betrag über einen Kredit. Gegenüber der privaten Aufdachanlage fallen die Investitionskosten mit 1.300 €/kW etwas niedriger aus. Unter der Annahme, dass das Gebäude als Bürogebäude genutzt wird und der Stromverbrauch damit vor allem während der Tagstunden stattfindet, lässt sich bei einem jährlichen Stromverbrauch von 24.000 kWh so eine Eigendeckungsquote von rund 57 Prozent erreichen. Die erwartete Rendite für die Investition beträgt 9,61 Prozent jährlich. Insgesamt fallen für den Eigentümer über 20 Jahre Kosten von rund 51.000 € an, dem stehen Gesamteinnahmen von ca. 107.000 € gegenüber.

Wird die Photovoltaikanlage des Gewerbegebäudes mit einem Batteriespeicher ergänzt, der über eine Kapazität von 29,8 kWh verfügt, steigt die Eigendeckungsquote auf 68 Prozent, die Rendite hingegen sinkt auf 0,9 Prozent ab. Gegenüber den reinen Kosten für die Photovoltaikanlage von 39.000 € fallen in dem Beispiel für den Speicher weitere Investitionskosten von 52448 € an. Da die Anlage die 30 kW-Grenze nicht überschreitet, können die Betreiber die Speicherförderung der KfW in Anspruch nehmen, die im Beispiel einem Tilgungszuschuss von rund 13.000 € entspricht. Damit entstehen Gesamtinvestitionskosten von rund 78.000 €. Über den angenommenen Betrieb der Anlage von 20 Jahren entstehen somit Gesamtausgaben von etwas mehr als 105.000 €, während bei den Gesamteinnahmen annähernd 116.000 € zu verbuchen sind.

Wird eine große Aufdachanlage geplant, profitieren die Betreiber von niedrigeren Systemkosten, die für die im Folgenden angenommene 320 kW- Aufdachanlage bei 1.200 €/kW liegen, erhalten jedoch gleichzeitig eine geringfügig niedrigere Einspeisevergütung für jede kWh. Der jährliche Stromverbrauch für das folgende Beispiel wurde auf 400.000 kWh festgelegt. Dadurch fällt auch der Strombezugspreis für einen angenommenen Sondervertrag mit 16 Ct/kWh niedriger aus als bei den oben aufgeführten Beispielen für Privathaushalte und kleinere Gewerbegebäude.

< Grafik 17: Gewerbegebäude mit 30 kW-Aufdachanlage mit Speicher, Quelle: DCTI (2015) >

Gewerbe mit kleiner 30 kW-Aufdachanlage und Speicher

Annahmen	
Inbetriebnahmedatum der Anlage	01.03.15
Laufzeit der Anlage	20 Jahre
Einspeisevergütung	12,27 Ct/kWh
Größe der Photovoltaikanlage	30 kW
Preis für Anlage	39000 € (entspricht 1.300 €/kW)
Eigenkapitalanteil an der Finanzierung	30 Prozent
Fremdkapitalanteil	70 Prozent (Kreditlaufzeit 10 Jahre, 2 tilgungsfreie Jahre und Zinssatz von 2,5 Prozent)
Ertrag am Standort	809 kWh/kW
Jährliche Degradation	0,25 Prozent
Wartungskosten	1 Prozent der Investitionskosten jährlich
Strombezugspreis (jährliche Steigerung 3 Prozent)	20,8 Ct/kWh
Jährlicher Stromverbrauch	24000 kWh
Nutzungsprofil	Gewerbebetrieb von 8 bis 18 Uhr
Kapazität des Lithium-Ionen-Speichers	29,8 kWh
Kosten für Speicher	52448 € (entspricht 1760 €/kWh)
Speicherförderung (KfW Tilgungszuschuss)	13.034,00 €
Gesamtinvestition (abzüglich KfW-Tilgungszuschuss)	78.414,00 €
Ergebnisse	
Eigendeckungsquote	68,42 Prozent
Rendite (QIKV)	0,92 Prozent
Stromerzeugung über 20 Jahre	493139 kWh
- davon für Eigenverbrauch	344828 kWh
- davon für Einspeisung	148311 kWh
Stromverbrauch über 20 Jahre	504000 kWh
- davon Netzbezug	159172 kWh
- davon von Photovoltaikanlage erzeugt	344828 kWh
Gesamtausgaben über 20 Jahre	105.474,00 €
Gesamteinnahmen und vermiedene Strombezugskosten über 20 Jahre	116.284,00 €

VIII • Finanzielle Amortisation & Rendite

Finanzielle Amortisation & Rendite

< Grafik 18: Gewerbegebäude mit 320 kW-Aufdachanlage ohne Speicher“ , Quelle: DCTI (2015) >

Gewerbe mit kleiner 30 kW-Aufdachanlage und Speicher

Annahmen	
Inbetriebnahmedatum der Anlage	01.03.15
Laufzeit der Anlage	20 Jahre
Einspeisevergütung	11,04 Ct/kWh
Größe der Photovoltaikanlage	320 kW
Preis für Anlage	384000 € (entspricht 1200 €/kW)
Eigenkapitalanteil an der Finanzierung	20 Prozent
Fremdkapitalanteil	80 Prozent (Kreditlaufzeit 10 Jahre, 2 tilgungsfreie Jahre und Zinssatz von 2,5 Prozent)
Ertrag am Standort	809 kWh/kW
Jährliche Degradation	0,25 Prozent
Wartungskosten	1 Prozent der Investitionskosten jährlich
Strombezugspreis (jährliche Steigerung 3 Prozent)	16 Ct/kWh
Jährlicher Stromverbrauch	400000 kWh
Nutzungsprofil	Gewerbebetrieb von 8 bis 18 Uhr
Ergebnisse	
Eigendeckungsquote	32,67 Prozent
Rendite (QIKV)	4,52 Prozent
Stromerzeugung über 20 Jahre	5169112 kWh
- davon für Eigenverbrauch	2744413 kWh
- davon für Einspeisung	2424699 kWh
Stromverbrauch über 20 Jahre	8400000 kWh
- davon Netzbezug	155655587 kWh
- davon von Photovoltaikanlage erzeugt	2744413 kWh
Gesamtausgaben über 20 Jahre	519.936,00 €
Gesamteinnahmen und vermiedene Strombezugskosten über 20 Jahre	868.238,00 €



384.000 € kostet die Anlage den Betreiber, die dieser mit einem Eigenkapitalanteil von 20 Prozent finanziert. Das Nutzungsprofil entspricht dem Beispiel der kleineren Gewerbeanlage, sodass der Stromverbrauch vor allem während der Tagstunden stattfindet. Das Verhältnis der Anlagengröße zum jährlichen Stromverbrauch und das angenommene Nutzungsprofil ermöglichen eine Eigendeckungsquote von rund 33 Prozent. Die Rendite im Beispiel beträgt 4,52 Prozent. Über 20 Jahre entstehen dem Betreiber Kosten von ca. 520.000 €. Die Einnahmen für den eingespeisten Strom und die vermiedenen Strombezugskosten summieren sich auf fast 870.000 €.

Soll die Anlage von Anfang an mit einem 60 kWh Lithium-Ionen-Speicher betrieben werden, um die Eigendeckungsquote um einen Prozentpunkt zu steigern, liegen die zusätzlichen Kosten in dem Beispiel bei rund 64.000 €. Die Kosten pro kWh für den Speicher liegen mit 1073 € dabei deutlich niedriger als beim Beispiel für das Einfamilienhaus (2500 €/kWh). Da die Photovoltaikanlage jedoch die Kapazitätsgrenze von 30 kW deutlich überschreitet, kann für den Speicher keine KfW-Förderung in Anspruch genommen werden. Die Rendite bei der Systemkonfiguration mit Speicher sinkt auf 3,54 Prozent, Gesamtausgaben über 20 Jahre von fast 609.000 € stehen Einnahmen und vermiedene Kosten von rund 878.000 € gegenüber.

VIII • Finanzielle Amortisation & Rendite

Finanzielle Amortisation & Rendite

< Grafik 19: Gewerbegebäude mit 320 kW-Aufdachanlage mit Speicher, Quelle: DCTI (2015) >

Gewerbe mit 320 kW-Aufdachanlage mit Speicher

Annahmen	
Inbetriebnahmedatum der Anlage	01.03.15
Laufzeit der Anlage	20 Jahre
Einspeisevergütung	11,04 Ct/kWh
Größe der Photovoltaikanlage	320 kW
Preis für Anlage	384000 € (entspricht 1200 €/kW)
Eigenkapitalanteil an der Finanzierung	20 Prozent
Fremdkapitalanteil	80 Prozent (Kreditlaufzeit 10 Jahre, 2 tilgungsfreie Jahre und Zinssatz von 2,5 Prozent)
Ertrag am Standort	809 kWh/kW
Jährliche Degradation	0,25 Prozent
Wartungskosten	1 Prozent der Investitionskosten jährlich
Strombezugspreis (jährliche Steigerung 3 Prozent)	19,3 Ct/kWh
Jährlicher Stromverbrauch	400000 kWh
Nutzungsprofil	Gewerbebetrieb von 8 bis 18 Uhr
Kapazität des Lithium-Ionen-Speichers	60 kWh
Kosten für Speicher	64394 € (entspricht 1073 €/kWh)
Speicherförderung (KfW Tilgungszuschuss)	keine Förderung, da Anlage größer als 30 kW
Gesamtinvestition (abzüglich KfW-Tilgungszuschuss)	448.394,00 €
Ergebnisse	
Eigendeckungsquote	33,74 Prozent
Rendite (QIKV)	3,54 Prozent
Stromerzeugung über 20 Jahre	5169112 kWh
- davon für Eigenverbrauch	2834277 kWh
- davon für Einspeisung	2334835 kWh
Stromverbrauch über 20 Jahre	8400000 kWh
- davon Netzbezug	5565723 kWh
- davon von Photovoltaikanlage erzeugt	2834277 kWh
Gesamtausgaben über 20 Jahre	608.559,00 €
Gesamteinnahmen und vermiedene Strombezugskosten über 20 Jahre	877.971,00 €



8.3 Freiflächenanlagen

Bei Freiflächenanlagen steht die Volleinspeisung im Vordergrund der Überlegungen, der Eigenverbrauch ist in der Regel keine Option, da der Ort der Erzeugung und des Verbrauchs meist nicht zusammenfallen. Dementsprechend sind durch die Entwicklung der Systempreise und der Einspeisevergütungen die erzielbaren Renditen für Freiflächenanlagen, die nach dem EEG vergütet werden, deutlich zurückgegangen. Dies zeigt auch das folgende Beispiel für eine kleinere Freiflächenanlage mit einer Leistung von 500 kW. 8,65 Ct/kWh erhält der Betreiber der Anlage über einen Zeitraum von 20 Jahren. Dies entspricht über die vom EEG vorgesehene Betriebszeit Einnahmen von 778.550 €. Demgegenüber stehen Ausgaben von 698.638 € im gleichen Zeitraum. Die Rendite im Beispielprojekt, das über einen Anteil von 20 Prozent mit Eigenkapital finanziert wird, liegt bei 0,35 Prozent. Da der Eigenverbrauch am Standort der Anlage keine Option ist, schließt dies auch die Einbindung eines Speichers zur Steigerung des Eigenverbrauchanteils aus. Eine wirtschaftlich interessante Perspektive könnte jedoch der Einsatz eines Großspeichers bei großen Freiflächenanlagen sein, wenn diese vor allem für die Teilnahme am Markt für Regelernergie ausgelegt sind.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass durch die sinkenden Preise für Batteriespeicher ein wirtschaftlicher Betrieb von batteriegekoppelten Photovoltaikanlagen in vielen Fällen bereits möglich ist, gleichzeitig aber niedrigere Renditen erzielt werden als bei einer vergleichbaren Photovoltaikanlage ohne Speicher. Gleichzeitig wird deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit entscheidend davon abhängt, inwiefern die Lastprofile der an die Photovoltaikanlage angebundenen Verbraucher dafür geeignet sind, den erzeugten Solarstrom selbst zu nutzen. In den nächsten Jahren dürfte sich jedoch mit dem Fortschritt bei den Speichertechnologien, der weiter sinkenden EEG-Vergütung und den steigenden Strombezugspreisen die Vergleichsrendite zugunsten der Systeme verlagern, bei denen Solarstromanlagen mit einem Speicher kombiniert werden. Daher empfiehlt es sich für Anlagenbetreiber, die sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt aus wirtschaftlichen Überlegungen gegen die Installation eines Speichers entscheiden, in regelmäßigen Abständen eine Neubewertung der Situation durchführen zu lassen. Eine anteilige Fremdfinanzierung beispielsweise in Form von KfW-Krediten wirkt sich beim derzeitigen Zinsfuß und den Finanzierungssätzen in den meisten Fällen nur geringfügig auf die Rendite aus, da der Kreditzins und die interne Verzinsung der Investition meist auf einem vergleichbaren Niveau liegen und so eine Hebelwirkung der Fremdkapitalfinanzierung kaum messbar ist.

VIII • Finanzielle Amortisation & Rendite

Finanzielle Amortisation & Rendite

< Grafik 20: Freiflächenanlage mit einer Leistung von 500 kW ohne Speicher“ ,Quelle: DCTI (2015) >

Freiflächenanlage mit einer Leistung von 500 kW ohne Speicher

Annahmen	
Inbetriebnahmedatum der Anlage	01.03.15
Laufzeit der Anlage	20 Jahre
Einspeisevergütung	8,65 Ct/kWh
Größe der Photovoltaikanlage	500 kW
Preis für Anlage	575000 € (entspricht 1150 €/kW)
Eigenkapitalanteil an der Finanzierung	20 Prozent
Fremdkapitalanteil	80 Prozent (Kreditlaufzeit 10 Jahre, 2 tilgungsfreie Jahre und Zinssatz von 2,5 Prozent)
Ertrag am Standort	809 kWh/kW
Jährliche Degradation	0,25 Prozent
Wartungskosten	1 Prozent der Investitionskosten jährlich
Ergebnisse	
Rendite (QIKV)	0,35 Prozent
Stromerzeugung über 20 Jahre	8076737 kWh
Gesamtausgaben über 20 Jahre	778.550,00 €
Gesamteinnahmen und vermiedene Strombezugskosten über 20 Jahre	698.638,00 €

Für den Einbau von Systemen, die eine unterbrechungsfreie Stromversorgung garantieren, fallen in der Regel hohe Investitions- und Betriebskosten an. Anlagenbetreiber, die an solchen Lösungen interessiert sind, erhalten bei der Investition in eine batteriegekoppelte Photovoltaikanlage diese Leistung ohne zusätzliche Kosten. Auch dieser Vorteil könnte Bestandteil einer Investitionsentscheidung sein. Die Notstromversorgung, die in vielen Batteriespeichersystemen bereits integriert ist, erlaubt in der Regel nur die Überbrückung von kurzen Zeiträumen, da anderenfalls die Dimensionierung der Speicherkapazität deutlich größer ausfallen müsste. Wichtig ist, dass der Speicher an alle drei Phasen des Hausnetzes angeschlossen ist, um im Unterbrechungsfall die Stromversorgung aller Verbraucher zu gewährleisten.



8.4 Vermarktung des Speichers am Regelenenergiemarkt

Mit der Teilnahme am Markt für Regelenenergie können sich Speicherbetreiber eine zusätzliche Einnahmequelle erschließen. Prinzipiell können Speicherbetreiber dort sowohl negative als auch positive Regelenenergie anbieten, müssen dafür jedoch einige Voraussetzungen erfüllen. Um Regelenenergie in der Direktvermarktung anbieten zu können, muss der Speicher über eine Leistung von mindestens 5 MW für die Minuten- und Sekundärreserve sowie von 1 MW für die Primärreserve verfügen, was in der Regel nur bei kommerziellen Großspeichern der Fall ist. Die Gesetzgebung sieht jedoch vor, dass die Untergrenze auch durch den Zusammenschluss mehrerer Speicher zu einem virtuellen Speicher in Form eines Pools erreicht werden kann.

Erste Anbieter von Speichern und Hauskraftwerken bieten ihren Kunden bereits die Teilnahme an solchen Pools an und setzen dabei auf die Bereitstellung von negativer Regelleistung. Dabei meldet das Speichersystem automatisch die aktuelle Kapazität an eine zentrale Steuerungseinheit und wird bei einem Überschussangebot im Netz mit Strom geladen. Auf diese Weise erhält der Speicherbetreiber kostenlos Strom aus dem Netz. Die Bereitstellung von negativer Regelleistung findet vor allem während der Wintermonate statt, wenn auch die Erträge aus der Photovoltaikanlage niedriger ausfallen. Dennoch muss die Betriebsführung des Speichers an die Anforderungen des Regelenenergiemarktes angepasst werden, woraus sich ein veränderter Fahrplan für den Speicher ergibt. Entsprechend müssen die auf dem Markt für Regelenenergie erzielbaren Erlöse in direkten Bezug zu einer Betriebsführung gesetzt werden, die den Eigenverbrauch des in der Photovoltaikanlage erzeugten Stroms optimiert. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt wird in Deutschland nur die Minutenreserveleistung in Form von Tagesausschreibungen vergeben, die Primär- und Sekundärregelleistung hingegen werden in wöchentlichen Intervallen ausgeschrieben, was die Flexibilität von Speicherbesitzern einschränkt.

Anbieter von positiver Regelleistung erhalten neben dem Leistungspreis, der eine Bereitschaftsvergütung darstellt, auch einen Arbeitspreis, der in der Regel deutlich über dem Preis für Strom an der Energiebörse und den EEG-Vergütungssätzen liegt. Neben den Anbietern von Hauskraftwerken haben auch erste Speicheranbieter bereits angekündigt, mittelfristig den Markt für positive Regelleistung bedienen zu wollen.

Sowohl bei der Sekundärregelleistung als auch bei der Minutenreserve können Speicherbetreiber frei wählen, ob sie positive oder negative Regelenenergie bereitstellen wollen; soll Primärregelleistung angeboten werden, so muss diese immer sowohl als positive als auch als negative Leistung angeboten werden. Da das Doppelvermarktungsverbot des EEG vorschreibt, dass der gesamte Strom gegen Zahlung der Vergütungssätze eingespeist werden muss, steht dieser Markt Anlagenbetreibern, welche die EEG-Förderung nutzen wollen, nicht zur Verfügung. Da zudem die Erlöse bei der Sekundärregelleistung höher ausfallen als bei der Minutenreserveleistung, werden Batteriespeicher in erster Linie im Teilmarkt für Sekundärregelleistung vermarktet und stellen dort negative Regelenenergie zur Verfügung. Beispielrechnungen zeigen, dass mit einem Speicher, der über eine Kapazität von 8 kWh verfügt, durch die Teilnahme am Regelenenergiemarkt jährliche Einnahmen zwischen rund 140 und 400 € erzielt werden können [vgl. Hausmann, S.: 2014, S. 48].



IX • Steuerliche Behandlung





IX. Steuerliche Behandlung

Bei netzgekoppelten Photovoltaikanlagen wird der erzeugte Strom ganz oder teilweise in das öffentliche Stromnetz eingespeist und zu der im EEG jeweils vorgesehenen Einspeisevergütung an den Netzbetreiber verkauft. Aus Sicht der Finanzämter kommt dies - auch im Falle einer Photovoltaikanlage auf dem privaten Eigenheim - einer gewerblichen Tätigkeit gleich, die dem Finanzamt gemeldet werden muss. Von den steuerlichen Auswirkungen sind abhängig von der jeweiligen Situation des Anlagenbetreibers die Einkommenssteuer, die Umsatzsteuer und die Gewerbesteuer betroffen. Die folgenden Erläuterungen beschränken sich auf den Betrieb einer Photovoltaikanlage auf einem privaten Eigenheim und gelten nicht für Anlagen, die auf gewerblich genutzten Gebäuden oder auf vermietetem Eigentum installiert werden, da dort andere steuerliche Regelungen gelten.

Grundsätzlich unterliegen die Einnahmen aus dem Betrieb einer Photovoltaikanlage der Umsatzsteuer. Aufgrund der Kleinunternehmerregelung nach §19 des Umsatzsteuergesetzes kann der Betreiber einer Anlage jedoch von der Umsatzsteuer befreit werden, wenn der voraussichtliche Umsatz im Jahr der Inbetriebnahme den Betrag von 17.500 € und im Folgejahr den Betrag von 50.000 € nicht überschreitet. Bei Anlagengrößen, wie sie bei privaten Aufdachanlagen üblich sind, wird diese Grenze nicht überschritten. Dennoch empfiehlt es sich für den Betreiber, auf die Kleinunternehmerregelung zu verzichten und sich für die Regelbesteuerung zu entscheiden. Der Vorteil ist, dass er in diesem Fall die Umsatzsteuer, die ihm vom Verkäufer der Anlage in Rechnung gestellt wird, sowie weitere Steuerbeträge, die bei Wartung und Unterhalt der Anlage anfallen, als Vorsteuer erstattet bekommt. Die umsatzsteuerrechtlichen Regelungen gelten auch dann, wenn der erzeugte Strom ganz oder teilweise für den Eigenverbrauch genutzt wird. Unter steuerlichen Gesichtspunkten gilt eine Photovoltaikanlage als bewegliches Wirtschaftsgut, bei dem von einer Nutzungsdauer von 20 Jahren ausgegangen werden kann, was bei der Abschreibung einer Photovoltaikanlage zu berücksichtigen ist. Die steuerliche Behandlung von Photovoltaikanlagen und zeitgleich oder nachträglich installierten Batteriespeichern weist weitere Besonderheiten auf, die unter anderem vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme und den zum jeweiligen Stichtag geltenden Regelungen sowie von der individuellen Situation des Anlagenbetreibers abhängen, sodass sich für den Einzelfall für weitere Informationen das zuständige Finanzamt oder eine Steuerberatung empfiehlt.



X. Fazit & Ausblick





X. Fazit & Ausblick

Rund ein Jahrzehnt war das EEG ein verständliches und wenig komplexes Förderinstrument, das in Deutschland den Ausbau der Solarstromnutzung mit steilen Wachstumsraten vorangetrieben hat und privaten als auch institutionellen Investoren von der kleinen Aufdachanlage bis hin zur großen Freiflächenanlage prognostizierbare, attraktive und verlässliche Renditen garantieren konnte. Der Bezug zwischen Stromgestehungskosten, die sich aus den Systempreisen ermitteln lassen, und den feststehenden Vergütungssätzen des EEG machten eine einfache Gleichung auf, die Anlagenbetreiber selbst lösen konnten und die auch von Solarteuren und Projektierern als Verkaufsargument kommuniziert werden konnte.

Sanken die Systempreise 2009 noch dreimal stärker als die Einspeisevergütung, hat sich diese Situation mittlerweile grundlegend gewandelt. So sind seit 2012 die Vergütungssätze rund doppelt so stark gesunken wie die Preise für eine Photovoltaikanlage im gleichen Zeitraum. Das Ergebnis ist, dass die Vergütungssätze nahezu gleichauf mit den aktuellen Stromgestehungskosten sind und eine Volleinspeisung des erzeugten Stroms unter Renditeaspekten stark an Attraktivität verloren hat. Zum Glück für potentielle Anlagenbetreiber hat sich im gleichen Zeitraum mit den fallenden Stromgestehungskosten, die durch sinkende Systempreise ermöglicht wurden, die Differenz zu den Strombezugspreisen deutlich ausgeweitet, sodass der Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom nicht nur eine Option geworden ist, sondern vielmehr entscheidenden Einfluss auf die Rendite einer Investition in eine Photovoltaikanlage gewonnen hat.

X. Fazit & Ausblick

Fazit & Ausblick

Bei Stromgestehungskosten von rund 16 Ct/kWh für kleinere 5 kW Aufdachanlagen und rund 12 Ct/kWh für große Aufdachanlagen mit einer Leistung von 500 kW können Anlagenbetreiber mit jeder selbst verbrauchten kWh bis zu 17 Ct/kWh gegenüber dem Bezug von Strom bei ihrem Anbieter einsparen, abhängig von den jeweiligen Tarifen für Privat-, Gewerbe- und Industriekunden. Die Einsparung von Bezugskosten löst damit zunehmend die Einnahmen durch Einspeisung in das öffentliche Stromnetz als Renditetreiber ab. Gleichzeitig gewinnen damit auch Produkte an Bedeutung, die wie Batteriespeicher oder Energiemanagementsysteme in der Lage sind, zur Steigerung des Eigenverbrauchanteils beizutragen. Während in den vergangenen drei Jahren die Speicherkosten je kWh für Batteriespeicher meist so hoch lagen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb nur in wenigen Fällen möglich war, ist in diesem Bereich eine Tendenz zu stark fallenden Preisen zu beobachten, die sich mit der Entstehung eines Massenmarktes für Speichersysteme weiter fortsetzen und damit die Attraktivität solcher Lösungen steigern dürfte. Die Entwicklungen machen jedoch auch deutlich, dass die Photovoltaikanlage nur noch bedingt als losgelöste Investitionsmaßnahme betrachtet werden kann, sondern vielmehr als Teilsystem in einer individuellen Energieverbrauch- und Erzeugungssituation verstanden werden muss. Lösungen, die dem potentiellen Betreiber einen Mehrwert bieten können und zudem wirtschaftlich eine interessante Perspektive aufweisen, müssen daher auch weitere Schnittstellen wie die Hausautomatisierung, Elektromobilität und Smart Metering in die Planung einbeziehen, aber auch auf das Lastprofil der Verbraucher am Anlagenstandort eingehen. Dies führt dazu, dass die sinnvolle Planung einer Photovoltaikanlage enorm an Komplexität gewinnt und die Anbieter vor der Herausforderung stehen, entsprechende Produktlösungen und Dienstleistungen zu entwickeln und diese auch gegenüber ihren Kunden und deren individueller Situation zu kommunizieren.

XI. Verzeichnisse





1. Literaturverzeichnis

ALINGHO, „Update zu Speichertechnologien – Wo stehen wir mit diesen wichtigen Wegbereitern für das Wachstum der Erneuerbaren Energien. Aktuelle Bewertung von Strom-Speichertechnologien und deren Potenzial für die Zukunft“, München, 2011.

BattG (Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Batterien und Akkumulatoren, in der ab 24. Februar 2012 geltenden Fassung), in www.gesetze-im-internet.de, 03/2013.

Bayerisches Landesamt für Steuern, „Hilfe zu Photovoltaikanlagen“, Nürnberg, 2015.

BEE (Bundesverband für Erneuerbare Energien / AEE (Agentur für Erneuerbare Energien), „Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche. Stromversorgung 2020. Wege in eine moderne Energiewirtschaft“, Berlin, 2009.

BSW Solar (Bundesverband Solarwirtschaft), „Begleitdokument zum PV-Speicherpass. Version 1.0.2“, in: www.photovoltaik-anlagenpass.de, Berlin, 02/2014.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), „Photovoltaik effektiv nutzen. Fragen und Antworten“, in: www.erneuerbare-energien.de, Berlin, 12/2010

Bundesnetzagentur, „Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze“, in: www.bundesnetzagentur.de, Bonn, 03/2015.

C.A.R.M.E.N. (Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Energie-Netzwerk), „Marktübersicht Batteriespeichersysteme“, in: www.carmen-ev.de, Straubing, 02/2015.

dena (Deutsche Energie-Agentur), „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht“, Berlin, 2014.

DESTATIS (Statistisches Bundesamt), „Preise. Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen von Januar 2000 bis Februar 2014“, in: www.destatis.de, 03/2014“, Wiesbaden.

Deutsche Bank (Auer, J. / Keil, J.), „Moderne Stromspeicher. Unverzichtbare Bausteine der Energiewende“, Frankfurt/Main, 2012.

Deutsche Gesellschaft für Solarenergie (DGS), „Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers“, Berlin, 2008.

EEG 2012 (Erneuerbare-Energien-Gesetz. Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der ab 20. Dezember 2012 geltenden Fassung), in: www.gesetze-im-internet.de, 03/2013.

EEG 2014 (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist, in: www.bmwi.de, 02/2015.

efzn (Energie-Forschungszentrum Niedersachsen), „Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Abschlussbericht“, Goslar, 2013.

EnWG (Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung in der ab 21. Juli 2014 geltenden Fassung), in: www.gesetze-im-internet.de, 03/2014.

EuPD Research, „Electricity Storage. Global Leading Technology Provider“, Bonn, 2012.

EuPD Research, „Endkunden Monitor 4.0 (Fokus: Smart Home), Bonn, 2014.

Fraunhofer ISE / Fraunhofer AST / VKPartner (Hannig, F. / Smolinka, T. / Bretschneider, P. / Nicolai, S. / Krüger, S. / Meißner, F. / Voigt, M.), „BMW-Auftragsstudie 08/28. Stand und Entwicklungspotential der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie“, Freiburg, 2009.

XI. Verzeichnisse





Fraunhofer ISE (Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme), „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, Freiburg, 2013.

Fraunhofer ISE (Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme), „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“, Fassung vom 7.1.2015, in: www.pf-fakten.de, Freiburg, 2015.

Goldmann, D., „Recycling von Batterien“, Vortrag im Rahmen der dritten Niedersächsischen Energietage. Goslar, 11/2009.

GDV (Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V.), „Risikoorientierter Blitz- und Überspannungsschutz. Unverbindliche Richtlinien zur Schadenverhütung“, Berlin, 2010.

Hausmann, Stefan, „Energy Storage in the Balancing Energy Market“, in: ees International, 01/2014, Pforzheim, 2014.

JRC (Joined Research Centre), „Strategic Energy Technology Plan. Scientific Assessment in support of the Materials Roadmap enabling Low Carbon Energy Technologies - Electricity storage“, Luxembourg, 2011.

Leipziger Institut für Energie GmbH, „Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher. Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batterie-Speichersysteme“, Leipzig, 2014.

Öko-Institut, „PROSA Photovoltaik Wechselrichter. Entwicklung der Vergabekriterien für ein klimaschutzbezogenes Umweltzeichen“, Freiburg, 2012.

Podewils, C., „Strom für gute Zeiten. Blei, Lithium oder Natrium: Woraus man die besten Akkus baut, hängt nicht nur von der Chemie ab“, in: Photon 10/2010, Aachen, 2010a.

Podewils, C. „Garantiert kompliziert. Wer Modulgarantien durchsetzen will, braucht einen langen Atem und muss viel Geld mitbringen“, in: Photon 03/2010, Aachen, 2010b.

Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft, „Richtlinie des Sächsischen Staatsministeriums für Umwelt und Landwirtschaft über die Gewährung von Fördermitteln für Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Klimaschutz im Freistaat Sachsen (Förderrichtlinie Klimaschutz – RL Klima/2014) SächsABl. Jg. 2015 Bl.–Nr. 3 S. 100 Gkv-Nr.: 5563-V15.7

Fassung gültig ab:22.12.2014.

Sauer, Dirk Uwe, „Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom. Kurzgutachten“, ISEA RWTH Aachen, Aachen, 2013

Umweltbundesamt, „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2009 und erste Schätzung 2010 im Vergleich zum Stromverbrauch“, in: www.umweltbundesamt.de, Dessau, 01/2012.

Vaaßen, W., „Qualitätsmerkmale photovoltaischer Module“, Vortrag 6e Symposium Photovoltaïque National SIG Genève, 24/25 novembre 2005, Genf, 2005.

Wolff, P./Volzen, T. M., „Rechte bei Photovoltaikanlagen“ in: Energy 2.0 4/2010, München, 2010.

ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg) / Kelm, Tobias, „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ilic Solare Strahlungsenergie. Wissenschaftlicher Bericht“, Stuttgart, 2014.

XI. Verzeichnisse





Bildverzeichnis

Solarenergie 18 @danielschoenen - Fotolia.com	Cover
Electricity pylon against sunset at blue hour @rcfotostock - Fotolia.com	
Phone charging with energy bank. Dep @baloon111- Fotolia.com	
clean energy @panthesja - Fotolia.com	S. 6
Haus mit Solarzellen @lassedesignen Fotolia.com	S. 10
Stecker mit Solarmodul zur Erzeugung von Solarstrom ©Gerhard Seybert Fotolia.com	S.12
Würfel mit Paragraph Symbolen auf einer Tastatur ©fotogestoeber - Fotolia.com	S. 56
Making agreement @pressmaster© Yaroslav Pavlov - Fotolia.com	S. 62
Himmel und Felder @beatuerk - Fotolia.com	S. 68
Taschenrechner und Statistk ©Gina Sanders - Fotolia.com	S.72
financial investment @Photo168 - Fotolia.com	S. 80
finance ©DX - Fotolia.com	S. 96
Steg mit Treppe am See ©Jenny Sturm	S. 98

XII. Anbieter entdecken



 Deutsche Energieversorgung

110



112



114



116

VARTA Storage

118

WORLD OF
ENERGY
SOLUTIONS



120



WANN STARTEN
SIE IN DIE
UNABHÄNGIGKEIT?
www.senec-ies.com

INTELLIGENT ENERGIE SPEICHERN MIT SENECHOME G2 PLUS

- + Jährlich ca. 800 kWh Strom und 2.500 kWh Wärmeenergie **kostenlos durch Economic Grid®**
- + Bis zu **80 % Autarkie** durch 8 bzw. 30 kWh nutzbare Speicherkapazität
- + Akkutausch und Recycling zum **Festpreis**
- + Alle SENECHOME Speicher sind **KfW förderfähig**
- + **10 Jahre** Herstellergarantie
- + Erzeugung und Verbrauch ständig im Blick auf www.mein-senec.de



 **SENECHOME**

Deutsche Energieversorgung

Speicher der Marke SENE.C.IES erhalten kostenlos Strom aus Regelleistung

Wie wäre es, wenn ein Energiespeicher nicht nur den eigenen PV-Strom speichert, sondern zusätzlich überschüssigen Netzstrom kostenlos erhält? Mit den Energiespeichern SENE.C.Home und SENE.C.Business ist das jetzt möglich, denn sie sind Teil von Economic Grid - dem neuen innovativen Energiekonzept der Deutsche Energieversorgung GmbH.

Autarkie und Speicherkapazität

Mit SENE.C. Batteriespeichersystemen kann bis zu 80% Autarkie vom Netzstrom realisiert werden. Hierfür stehen 8kWh (SENE.C.Home) beziehungsweise 30kWh (SENE.C.Business) nutzbare Kapazität zur Verfügung. Etwa 6.000 Systeme wurden bisher erfolgreich installiert.

Geschenkter Strom aus dem Netz

Durch den raschen Zubau von erneuerbaren Energien gibt es im deutschen Stromnetz häufig eine Stromüberproduktion, welche die Netze belastet. Dieser Strom muss durch industrielle Großanlagen verbraucht oder in Pumpspeicherkraftwerken ineffizient gespeichert werden. Die Energiespeicher der Marke SENE.C.IES, die von der Deutsche Energieversorgung GmbH in Leipzig hergestellt werden, haben durch ihr intelligentes Steuerungssystem die Möglichkeit, diesen überschüssigen Strom kostenlos aufzunehmen. Das System trägt den Namen Economic Grid und fasst alle teilnehmenden SENE.C-Speicher zu einem virtuellen Großspeicher zusammen. Hierdurch fallen pro Nutzer jährlich ca. 800 kWh kostenfreier Strom an, der aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Das geschieht vor allem in den sonnenarmen Wintermonaten, denn zu dieser Zeit ist aufgrund der stärkeren Windkrafteinspeisung der meiste überschüssige Strom im Netz. Der Speicher wird so zum Nulltarif geladen. Zudem kann mit dem kostenlosen Strom aus Economic Grid auch geheizt werden. Hierfür wird der Heizstab an unser System angeschlossen und bis zu 2500kWh fließen jährlich in die Heizungsanlage.

Bewährte und wirtschaftliche Technologie

Die SENE.C-Speicher verwenden hochbewährte Blei-Flüssig-Akkus. Diese Technologie wurde über Jahrzehnte weiterentwickelt und ist heute in jedem Auto in Form der Starterbatterie zu finden. Blei-Akkus sind nicht nur extrem sicher in der Anwendung, sie bestechen zudem durch ein ausgezeichnetes Preis-Leistungs-Verhältnis. Aufgrund der niedrigsten Speicherkosten pro kWh am Markt kann eine Amortisation des Systems innerhalb von 10 Jahren erreicht werden. Bei einer prognostizierten Lebensdauer von bis zu 25 Jahren kann so eine attraktive Rendite erzielt werden. Blei-Akkus können zudem zu fast 100% recycelt werden und sind daher günstig im Austausch. Für nur 999€ netto plus Installation werden die Zellen eines SENE.C.Home Speichers nach etwa 12 bis 15 Jahren ersetzt. Auf Akku und Elektronik gibt die Deutsche Energieversorgung GmbH 10 Jahre Herstellergarantie.

S10 – DAS HAUSKRAFTWERK

Mit der Ende 2014 eingeführten All In One-Generation schafft E3/DC eine am Markt extrem hohe Flexibilität für Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie Gewerbebetriebe und Unternehmen. All In One vereint alle Modi (AC, DC oder Hybrid) und Funktionen (Notstrom, Inselnetz, Energie Farming) in nur zwei Gerätetypen. Der Endkunde kann entscheiden zwischen dem kompakten S10 MINI mit M4-Wechselrichter und dem dreiphasigen Hauskraftwerk S10 E (4,6 bis 13,8 kWh) mit E12-Wechselrichter. Das S10 ist einzigartig, weil es die TriLINK® Technologie vollständig integriert hat, die E3/DC als erster Hersteller und damit als kostengünstigste Variante der dreiphasigen DC-Technik von Stromspeichersystemen serienreif entwickelt hat.

Seit 2014 wird als Erweiterung des Hauskraftwerks eine Wallbox mit Typ-2-Ladetechnik für Elektroautos angeboten. Damit liefert das S10 den aus Solarenergie gewonnenen, kostenlosen Strom direkt an E-Fahrzeuge weiter. Sogar das vollständige Nachladen ist möglich, wenn überschüssiger Solarstrom zur Verfügung steht. Das intelligente Ladegerät kommuniziert mit dem Fahrzeug, misst die Ladeleistung und kennt den Hausverbrauch. Dies begünstigt eine exakte Priorisierung.



Ob Wallbox oder Hauskraftwerk: Die Kopplung von Strom, Wärme und Mobilität zur dezentralen Energieversorgung ist zukunftsweisend – E3/DC bietet die dafür notwendigen Technologien schon heute.



bis zu 100 %
Jahresunabhängigkeit und
Tageseigenverbrauch

1 x 0,9 m
Kompaktes und hochklassiges
Design

100 %
Erweiterbar mit bestehenden
und neuen PV-Anlagen, KWK- und
BHKW-Anlagen und Elektroautos

9,2kWh
Maximale Speicherung in
Lithium-Ionen-Batterie

**7 Jahre
Garantie**

S10 MINI



Wallbox

www.e3dc.com

E3/DC

„All In One“-Kraftwerke mit TriLINK-Technik

Immer mehr Menschen möchten sich unabhängiger machen von der externen Energieversorgung und bei steigenden Kosten im Strombezug die Energie selbst produzieren, speichern und verwalten – die Osnabrücker E3/DC GmbH bietet dazu hochqualitative, dezentrale Lösungen mit höchsten Wirkungsgraden an. Die zukunftsweisenden Technologien zielen auf einen maximalen Grad an energetischer Selbstbestimmung und tragen damit dem Wandel am Energiemarkt Rechnung.

Ein hoher Eigenverbrauchsanteil bis zu 100 Prozent war auch Antrieb für die Firmengründung 2010. Heute ist E3/DC als Systemlieferant stationärer Leistungselektronik zur Stromspeicherung und als Wechselrichterhersteller ein führender Anbieter von Lithium-Ionen-Batteriespeichern in Deutschland. Das Produktspektrum überzeugt durch Innovation und Qualität. Die Markenstärke wurde mehrfach durch unabhängige Befragungen und Auszeichnungen bestätigt. Kernprodukte von E3/DC sind das Stromspeichersystem S10 MINI und das Hauskraftwerk S10, das seit 2012 produziert wird und in erster Linie für autarkes Energie-Management in privaten Eigenheimen und Kleinbetrieben ausgelegt ist. Das ISO 9001 zertifizierte Technologieunternehmen stellt jährlich 1.200 der intelligenten Stromspeichersysteme her und bedient damit die stark steigende Nachfrage des Marktes. Mit der E3/DC Wallbox als Zusatzmodul ist das rein solare Nachladen von Elektroautos möglich.

Das Hauskraftwerk wird an mehreren Standorten ausschließlich in Deutschland hergestellt. Auf Vertriebsseite nutzt E3/DC das eigene Netzwerk mit etwa 450 speziell zertifizierten Vertriebspartnern. E3/DC setzt auf die in der Automobilbranche bewährte Lithium-Ionen-Technologie von Panasonic, weil die Erfahrung von 25 Jahren vorhanden und die Qualität in Großserie verfügbar ist.

Ursprünglich kommen E3/DC und Geschäftsführer Dr. Andreas Piepenbrink ebenfalls aus der Automobilindustrie. Hier wurde zuvor mit der Entwicklung von Energiespeichersystemen bei der Automobilstudie E3 Bewegung in die elektrischen Antriebe gebracht. Mit Dr. Stephan Göttke kam 2013 ein zweiter Geschäftsführer hinzu. Als Wechselrichterhersteller beschäftigt E3/DC hochqualifizierte Ingenieure und Software-Entwickler. Die Mehrheitsanteile an der E3/DC GmbH hält der Energieversorger EWE AG.

Weitere Informationen: www.e3dc.com



784151504

Strom einfach einlagern

Gutes Obst kann man einkochen – und genau dann genießen, wenn man Lust darauf hat. Das können Ihre Kunden jetzt auch mit ihrem selbst produzierten Strom und einem Energiespeicher. Intelligente Steuersysteme übernehmen das Be- und Entladen. So kann die Eigenverbrauchsquote auf bis zu 80 % gesteigert werden. Ihre Kunden sind dadurch unabhängiger vom Energieversorger und profitieren von einer inflationssicheren Geldanlage. Wir bieten Ihnen eine umfassende Beratung und Zertifizierung: Vom wirtschaftlichen Energiespeicher bis zur hochentwickelten Lithium-Technik. Sprechen Sie uns an. www.sonepar.de



Unsere Partner für Speichertechnologien:



VARTA Storage

Deutsche Energieversorgung

Sonepar Deutschland Erneuerbare Energien GmbH

Peter-Müller-Straße 3 · 40468 Düsseldorf

Telefon (02 11) 3 02 32-100

Telefax (02 11) 3 02 32-4160

E-Mail erneuerbare-energien@sonepar.de**Partnerschaft, die Freude macht**

SONEPAR

Sonepar Deutschland-Gruppe

100 % Erneuerbare Energie braucht viele Ideen, ein breites und tiefes Sortiment, starke und verlässliche Partner sowie die volle Überzeugung aller Beteiligten. Mit Sonepar und DEG setzen wir auf eine über 100-jährige Großhandelserfahrung.

1. Als Vollsortimenter erhalten Sie bei uns als Kunde aus Elektrohandwerk, -handel und -industrie nicht nur die Produkte rund um die Erneuerbare Energie. Wir liefern ebenso die Komponenten für die Trafostation, den Zählerplatz, das Befestigungsmaterial sowie die Artikel für den Smart-Home-Bereich.
2. Wir halten über 100.000 Artikel in unseren Zentrallagern vor, die wir in der Regel innerhalb von 24 Stunden von Flensburg bis nach Garmisch-Partenkirchen und von Aachen bis nach Cottbus liefern. Mit unserem Onlineshop sind wir an 24 Stunden und 7 Tagen die Woche für Sie da.
3. Erneuerbare Energie bedeutet für uns nicht nur Photovoltaik. Lassen Sie sich von uns in über 220 Niederlassungen deutschlandweit beraten: Zu Kleinwindanlagen und Wärmepumpen ebenso wie zu den neuen Themenbereichen der Blockheizkraftwerke und Energiespeicher. Hier bieten wir Ihnen nicht nur herstellerneutrale Schulungen, sondern im Bereich der neuen Energiespeichertechnologie auch Zertifizierungsschulungen unserer wichtigsten Partner an. Dabei gehen wir individuell auf Kundenwünsche ein und haben für die aktuellen Anforderungen an moderne Speichertechnologien eine effiziente Lösung.
4. Mit unserem E-Partner-Programm bieten wir unseren Kunden gezielte Endverbraucher-Werbung rund um die gesamte Elektrotechnik und für den Bereich der Photovoltaik einen kostenlosen Versicherungsschutz für Endkunden.*
5. Wir haben für unsere Kunden einen ganzheitlichen und neutralen Beratungsansatz im Bereich Energieeffizienz entwickelt: Eco Industry. Mit dieser Lösung möchten wir der verstärkten Beratungsnachfrage zur Energieeffizienz nachkommen – vom ersten Gespräch bis zur Planung konkreter Maßnahmen und Lieferung entsprechender Produkte.
Wir freuen uns auf ein Gespräch: Schreiben oder rufen Sie uns an. Wir sind bestimmt auch ganz in Ihrer Nähe.

* Die Bedingungen für dieses "Rundum-Sorglos-Paket" erhalten Sie in unseren Niederlassungen.



Viel mehr als ein Stromspeicher.

+ Sonnenbatterie **eco**

Weil eigener Strom günstiger ist!



- ✓ Sonnenstrom ab 17 Cent/kWh
- ✓ 10 Jahre Garantie auf die Batteriezellen*
- ✓ 10.000 Ladezyklen
- ✓ Maximaler Eigenverbrauch

Jetzt mit
10.000
Ladezyklen

**Gestalten Sie Ihre ganz persönliche Energiewende
und frieren Sie Ihren Strompreis ein.**

*Bitte beachten Sie die jeweils geltenden Bedingungen unserer Garantie.

www.sonnenbatterie.de

Bilder: Fotolia, Shutterstock, godiuz

SONNENBATTERIE

Sonnenbatterie – Weil eigener Strom günstiger ist

Die Sonnenbatterie ist eines der marktführenden Lithium-Speicher-Komplettsysteme in Deutschland. Es ist seit 2011 in einer Vielzahl von Eigenheimen sowie Landwirtschafts- und Gewerbebetrieben erfolgreich, effizient und zuverlässig im Einsatz.

Intelligent speichern

Die Sonnenbatterie ist ein intelligentes Lithium-Speichersystem. Es speichert überschüssigen Solarstrom am Tag und hält ihn für den Abend und die Nacht bereit. Damit schließt es die Lücke zwischen Stromerzeugung und -verbrauch. Die Sonnenbatterie ist außerdem ein intelligenter Energie-Manager. Er maximiert den Eigenverbrauch und sorgt dafür, dass der selbst erzeugte Strom auch möglichst vollständig selbst genutzt werden kann. Per PC oder App hat der Kunde alle relevanten Daten wie Stromverbrauch und die Erzeugung jederzeit im Blick.

Hohe Wirtschaftlichkeit

Da Sonnenbatterie-Kunden bis zu 80 Prozent ihres benötigten Stroms selbst produzieren, sinkt ihre Stromrechnung enorm. Das macht unabhängig denn Strompreiserhöhungen spielen kaum noch eine Rolle! Die Sonnenbatterie ist außerdem eines der wirtschaftlichsten Speichersysteme am Markt: Durch den günstigen Einstiegspreis der Sonnenbatterie bleiben die Investitionskosten überschaubar und rechnen sich in absehbarer Zeit.

Lange Lebensdauer für eine sichere Investition

Bewährte Qualität »Made in Germany« heißt: Die Sonnenbatterie wird in Deutschland entwickelt und hergestellt. Dazu kommt eine Lebensdauer von 10.000 Ladezyklen, die eine zuverlässige Versorgung für heutige aber auch für zusätzliche Anwendungen sicherstellt. Das macht Haushalte fit für die Zukunft und schützt die Investition in den Speicher langfristig. Die Sonnenbatterie steht außerdem für maximale Sicherheit. Sie erfüllt die strengsten Sicherheitsanforderungen die es derzeit gibt. Diese hohe Qualität, die lange Lebensdauer und die Garantie von 10 Jahren auf die Batterie geben dem Kunden die maximale Sicherheit.

Flexibel in Größe und Anwendung

Die Sonnenbatterie kann aber nicht nur Solarstrom speichern. Sie kann auch mit einem Windrad, einer Wärmepumpe oder einem Blockheizkraftwerk (BHKW) ergänzt werden. Das steigert die Unabhängigkeit zusätzlich. Nicht zuletzt ist die Sonnenbatterie modular aufgebaut!

Sonnenbatterie regional vor Ort

Deutschlandweit ist die Sonnenbatterie über ihre Sonnenbatterie-Center vertreten. Diese Center vertreten die Sonnenbatterie und stellen sicher, dass Kunden einen regionalen Ansprechpartner vor Ort haben. Neben kompetenter Beratung wird auch die komplette Installation sowie technischer Service vor Ort abgedeckt. Interessierte Fachbetriebe und Installateure aus der Umgebung haben zudem die Möglichkeit, sich über eine Partnerschaft zu informieren.



DIE ENERGIEWENDE FÜRS EIGENHEIM

Engion: Energie auf Abruf. Angesichts steigender Strompreise wird Unabhängigkeit bei der Energieversorgung immer wichtiger. Mit dem Engion-Energiezwischenspeicher kann die erzeugte Energie in hocheffizienten Batterie-

modulen gespeichert und bei Bedarf wieder abgegeben werden. Der modulare Aufbau ermöglicht es, die Speicherkapazität von Engion auf den individuellen Energiebedarf abzustimmen.

engion

- ▶ made in Germany
- ▶ by VARTA Storage GmbH



VARTA STORAGE

Engion - der intelligente Energiezwischenspeicher aus dem Hause VARTA Storage

Den Experten der VARTA Storage ist die Entwicklung eines Batteriespeichers mit wettbewerbsüberlegenen Eigenschaften gelungen: Der „Engion“ Speicher von VARTA Storage ist durch seine modulare Bauweise auf den individuellen Energieverbrauch jederzeit anpassbar. Durch die netzparallele AC-Kopplung ist Engion flexibel und offen für verschiedene Erzeugungsquellen (PV-Anlage, BHKW, Windkraft, ...). Zukünftige Batteriezellentechnologien können auch noch in vielen Jahren mit dem jetzigen Basissystem kosteneffizient kombiniert werden. Das kann nur Engion von VARTA Storage. Zudem kann mit einem Engion Batteriespeicher der Eigenverbrauch der selbst erzeugten Energie auf 70 Prozent und mehr erhöht werden.

Auf einen Blick:

INNOVATIV & UMWELTFREUNDLICH

Mit Engion ist die eigens erzeugte Energie jederzeit durch intelligente Lade- und Entladesteuerung nutzbar.

KOMPLETT

Alle Komponenten des in sich geschlossenen Engion Gesamtsystems sind optimal aufeinander abgestimmt. Engion besteht aus einem 3-phasigen Wechselrichter und Batteriemodulen mit eigenen Batteriemanagementsystemen sowie einem innovativen Energiemanagementsystem. Eine LED-Leiste zeigt den aktuellen Füllstand des Batteriespeichers an.

SICHER

Engion ist durch ein mehrstufiges Sicherheitskonzept besonders zuverlässig und sicher. Jedes Modul ist eine in sich geschlossene Einheit. Dieser technische Aufbau gewährleistet, dass es im Falle einer etwaigen Störung in einem Modul nicht zum Ausfall des Gesamtsystems kommt. Für Engion werden ausschließlich modernste Lithium-Ionen-Zellen verwendet. Diese zeichnen sich durch eine hohe thermische Stabilität aus. Das Batteriesystem ist zudem mit einer aufwendigen Sicherheitselektronik, einer selbstständigen Abschaltvorrichtung sowie einem hochwertigen Brandschutzgehäuse ausgerüstet.

NACHHALTIG HOHE PERFORMANCE

Bei klassischen Batteriesystemen limitiert die schwächste Zelle den gesamten Strang – ähnlich wie bei einer PV-Anlage. Dies hat selbstverständlich erhebliche Auswirkungen auf die Performance, insbesondere über die gesamte Systemlebensdauer gesehen. Nicht so bei dem Engion System von VARTA Storage! Bei Degradation oder etwaigem Ausfall einer Zelle bzw. eines Batteriemoduls hat dies keine Auswirkung auf das Restsystem. Das Engion Batteriesystem arbeitet unabhängig davon mit unveränderter Kapazität weiter. Diese Eigenschaft ist auf dem Markt einmalig.

ANPASSUNGSFÄHIG

Der modulare Aufbau ermöglicht es, die Speicherkapazität auch zu einem späteren Zeitpunkt auf den individuellen Energiebedarf abzustimmen.

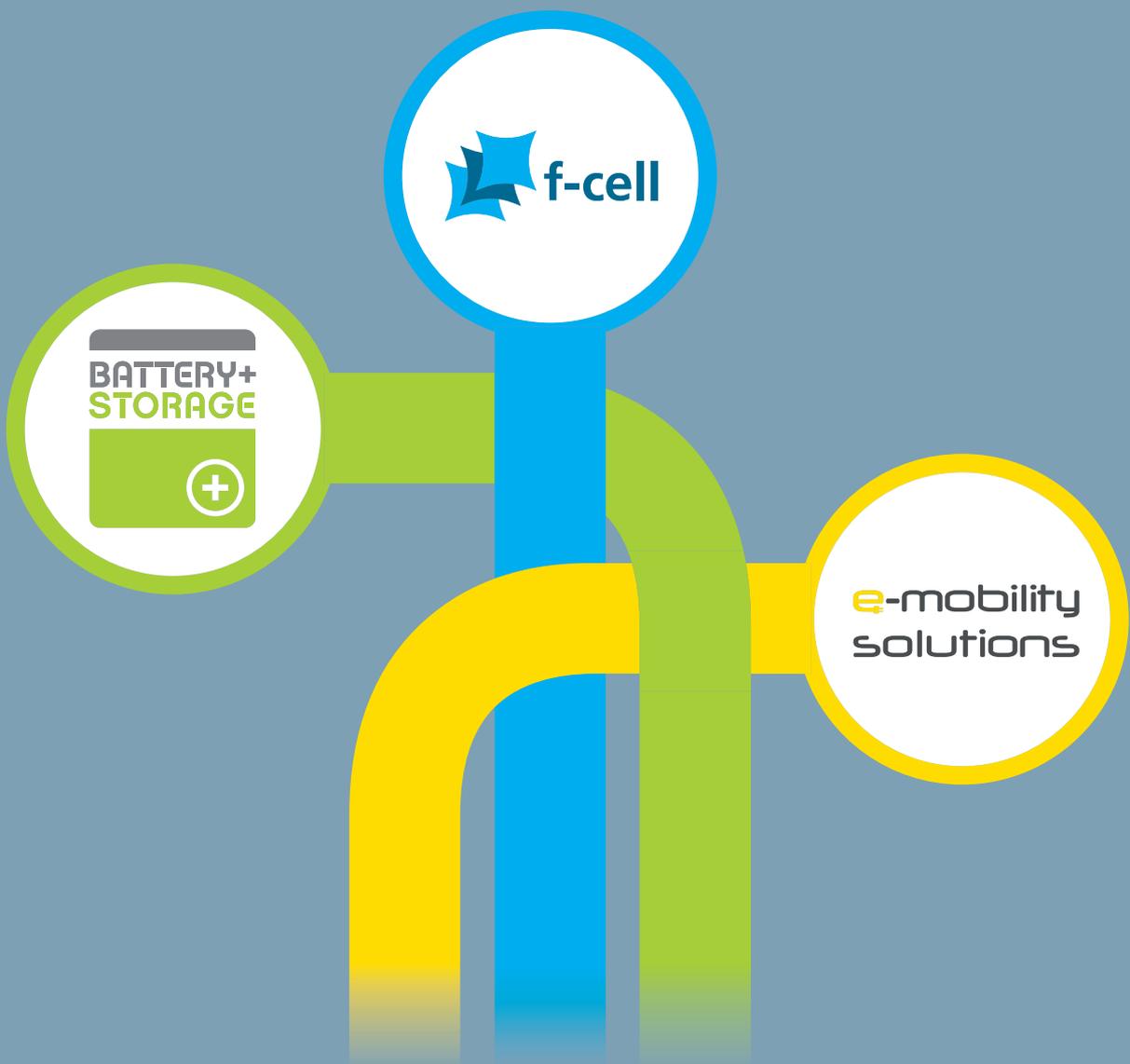
PLUG & PLAY

Engion ist durch eine einfache Installation sehr rasch in wenigen Schritten installiert. Eine Systemerweiterung ist schnell und einfach möglich.

WORLD OF ENERGY SOLUTIONS

12.-14. Oktober 2015

Messe Stuttgart



Internationale Fachmesse und Konferenz
www.world-of-energy-solutions.de



WORLD OF ENERGY SOLUTIONS 2015

Ingenieurleistungen für die Energiewende

Die WORLD OF ENERGY SOLUTIONS ist Deutschlands größte kombinierte Messe und Konferenz für das Zusammenwachsen von Energieerzeugung, Speichersystemen und Mobilitätslösungen. Sie bietet einen einzigartigen Überblick zum Stand von Forschung, Ingenieurleistungen und Marktgeschehen im Bereich Wasserstoff-, Brennstoffzellen- und Batterie-Technologien.

BATTERY+STORAGE: industrielle Serienfertigung und Produkte von morgen

Der unter anderem vom VDMA Batterieproduktion ideell unterstützte Themenbereich BATTERY+STORAGE bildet die gesamte Wertschöpfungskette der Batterieherstellung ab: von der Forschung und Entwicklung über Materialien und Fertigung bis hin zum Endprodukt. Und immer vor dem Hintergrund der Kostensenkung und Systemintegration. Zentrales Thema ist die Implementierung der aktuellen Produktionsforschung in die Großserienfertigung. Der diesjährige Schwerpunkt liegt auf der Modul- und Packmontage.

f-cell: Wasserstoff als ein eminenter Baustein der Energie- und Mobilitätswende

Die f-cell zeigt die aktuellen Entwicklungen in den stationären und mobilen Anwendungsbereichen der Brennstoffzelle auf, analysiert spezielle Märkte und neue Anwendungsfelder und betrachtet das Potenzial von Wasserstoff als Großspeichermedium. Ein Schwerpunkt liegt 2015 auf der Serienfertigung von Brennstoffzellenfahrzeugen und deren Integration in ein intelligentes Gesamtspeicher- und -versorgungskonstrukt.

e-mobility solutions: nachhaltige Mobilität im Fokus

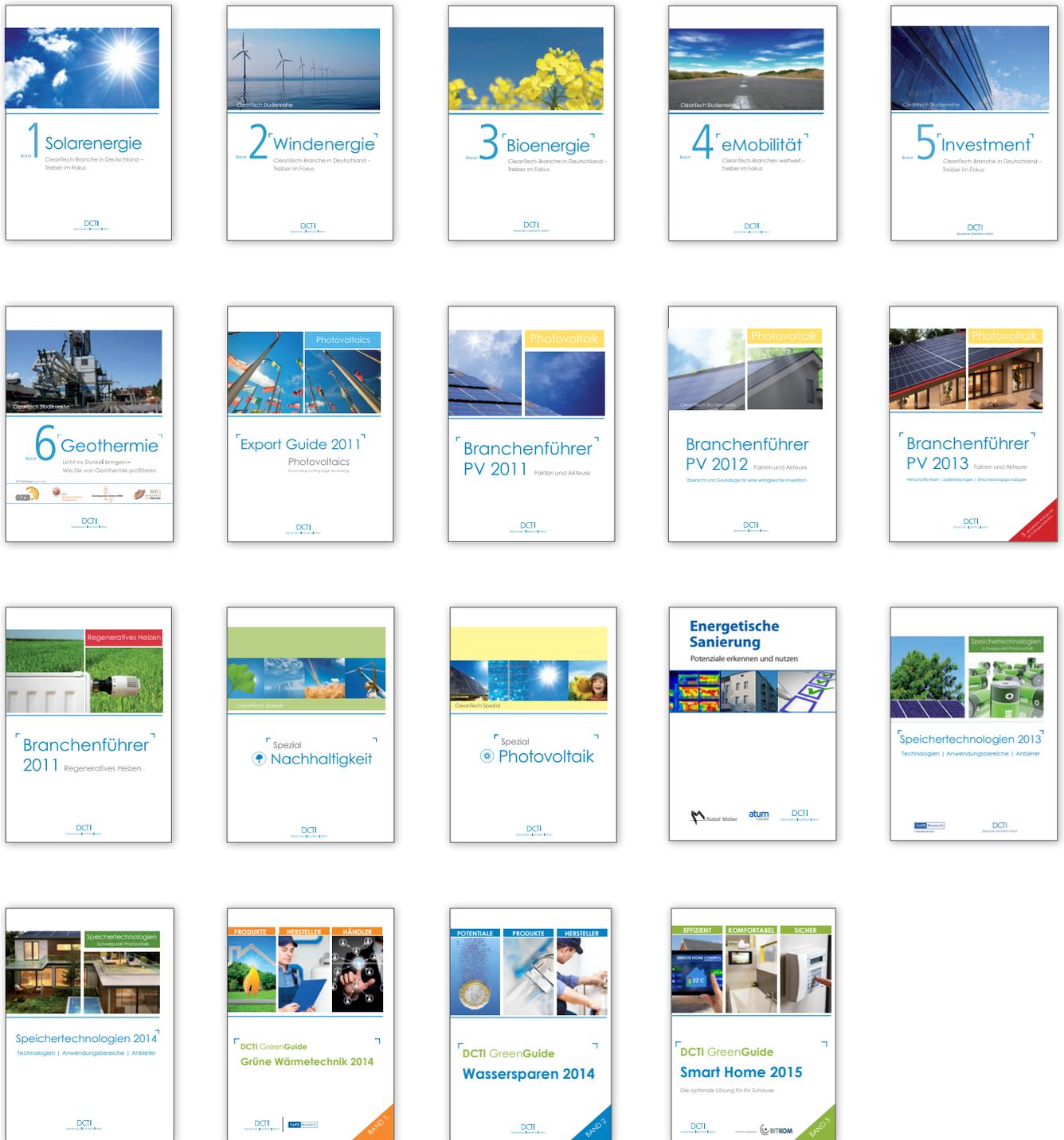
Die Schlüsselbranchen Fahrzeug, Energie, Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) sowie Forschungseinrichtungen und Projektverbünde präsentieren gemeinsam neueste Technologie-Highlights und innovative Lösungen, Dienstleistungen und Geschäftsmodelle für eine nachhaltige Mobilität.

Die WORLD OF ENERGY SOLUTIONS ist die Schlüsselveranstaltung zur Energie- und Mobilitätswende. Als Plattform dieses Wandels präsentiert sie die vielfältigen Technologien und Anwendungen.

Werden auch Sie Teil dieses Netzwerks aus Maschinenbauern, Batterieherstellern und Unternehmen der Wasserstoffbranche, Energieversorgern, Automobilherstellern, Zulieferern und IKT-Unternehmen. Nutzen Sie die Position der WORLD OF ENERGY SOLUTIONS als internationale Networking- und Absatzplattform!

Die WORLD OF ENERGY SOLUTIONS ist ein Gemeinschaftsprojekt der e-mobil BW GmbH, der Landesmesse Stuttgart GmbH, der Peter Sauber Agentur Messen und Kongresse GmbH und der Wirtschaftsförderung Region Stuttgart GmbH.

Bisher beim DCTI erschienen (Auswahl)



Download unter www.dcti.de und bei **amazonkindle**

XIII. Impressum

Impressum

Herausgeber & Redaktion

DCTI

Deutsches CleanTech Institut

Deutsches CleanTech Institut GmbH
Adenauerallee 134
D-53113 Bonn

Fon +49 (0) 228 92654 - 0
Fax +49 (0) 228 92654 -11
welcome@dcti.de

Geschäftsführer
RA Philipp Wolff

www.dcti.de

Redaktion
Stefan Hausmann

Projektmanagement
Simin Werner
Leo Ganz

Kooperationspartner



Konzept & Gestaltung



Art Direction
Klaudia Schmiejka

Fon +49 (0) 228 85426-0
Fax +49 (0) 228 85426-11
welcome@360Concept.de

www.360Concept.de

DCTI

Deutsches CleanTech Institut
