Stiftung Warentest

test

Photo-voltaik

& Batteriespeicher

• Planung • Technik
• Kosten • Förderung



Mit vielen Modell-rechnungen

PHOTOVOLTAIK & BATTERIESPEICHER

Wolfgang Schröder

Stiftung Warentest

INHALTSVERZEICHNIS

PHOTOVOLTAIK ZUR ENERGIEVERSORGUNG

Globale klimatische Veränderungen
Dringender Handlungsbedarf

Die Geschichte der Photovoltaik
Umdenken
Staatliche Unterstützung

So funktioniert Photovoltaik
Solare Strahlung

Vom Quarzsand zum fertigen Modul
Silizium als Rohstoff
Funktion einer Solarzelle
Modulfertigung

Solarstrom und Umweltbilanz
Emissionserzeugung (CO_2)
Flächenverbrauch
Entsorgung von PV-Modulen
Batteriespeicher

DIE RAHMENBEDINGUNGEN

Welchen Strombedarf kann man decken?

Flächenbedarf der Anlage
Was geht? Nutzbare Flächen und Generatorausrichtung

Ertragserwartung – erzeugte Strommenge einer PV-Anlage
Solare Strahlung
Anlagennennleistung
Spezifischer Ertrag
Performance Ratio
Energiefluss und Verluste einer PV-Anlage
Ertragsprognosen

Installation beim Hausneubau oder Nachrüstung
Nutzungsmöglichkeiten von PV-Strom

Baurecht und Netzzugang
Baugenehmigung
Genehmigung durch den Energieversorger

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
Notwendigkeit des Ausgleichs
EEG – Rechte und Pflichten für Anlagenbetreiber
Mieterstromzuschlag
Netzanschluss
EEG-Umlage

STAND DER TECHNIK

Solare Anwendungsformen
Solarzellen/-module

Dünnschichtmodule
Kristalline Module
Modulqualität
Garantien
Reihen- und Parallelschaltung
Verschattungen
Verschmutzung
Fehlerhafte Verschaltung

Intelligente Wechselrichter nach Bedarf
Wirkungsgrad
Modulwechselrichter

Montagesysteme und Verkabelung
Gebäudestatik
Systemstatik
Asbestdächer
Gleichstromverkabelung
Netzanschluss und Einspeisung

Überwachung und Smart Meter
Vergleichsanlagen
Anlagenüberwachung – Monitoring – Fehlererkennung
Smart Meter

Schutzmaßnahmen gegen Blitz und Überspannung
Erhöhtes Risiko?
Überspannungsschutz – Installation

Speichertechnik
Begrifflichkeiten
Stromspeicherarten
Systemtechnik
Nutzbare Speicherkapazität – Effizienz von Speichersystemen

Aufstellungsräume
Netzanschluss
Cloudlösungen

Elektromobilität
Rechtliche Rahmenbedingungen
Technische Anforderungen
Laden mit PV-Überschuss
Einbindung in stationären Stromspeicher
Anforderungen an das Messkonzept
Netzanschlussbedingungen
Förderungen

Heizen mit Strom
Warmwasserbereitung
Vergleich – Photovoltaik und Heizen mit Solarthermie

Stecker-Solargeräte
Rechtliche Rahmenbedingungen
Technische Ausführung
Platzierung der Module
Förderungen

LOHNT SICH DIE PHOTOVOLTAIKANLAGE?

Kosten – Finanzierung – Wirtschaftlichkeit
Marktlage – Systempreise
Finanzierung
Einspeisevergütung – Eigenstromverbrauch
Speicher
Wirtschaftlichkeitsbetrachtung – jetzt oder später?
Förderungen

Eigenstromverbrauch im EEG-Recht
Alternative / ergänzende Eigenstromoptimierungen

Betreibermodelle – Wirtschaftlichkeit
Netz-Volleinspeisung
PV-Eigenversorgung mit Überschusseinspeisung
Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
Photovoltaik ohne EEG-Vergütung
PV-Miete (PV-Pacht)

MONTAGE UND ANSCHLUSS DER PV-ANLAGE

Angebote einholen und vergleichen
Keine Augenwischerei
Zahlungsbedingungen
Was ist wichtig bei der Beauftragung?
Fachkundige Abnahme

Inbetriebnahme
Voraussetzungen für die Inbetriebnahme
Fertigstellungsmeldung und Antrag auf Inbetriebnahme
Prüfungen vor der erstmaligen Inbetriebnahme
Inbetriebsetzung
Anlagendokumentation
Inhalt der Dokumentation
Dokumentation der Inspektion und Wartung
Meldung Marktstammdatenregister

BETRIEB VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN

Ertragserwartung und Ertragsmessung
Einstrahlung
Schnee
Anlagenausfälle/Wartung
Ertragsmessungen

Regelmäßige Wartung und Prüfung
Allgemeine Bedeutung von Prüfungen
Prüfpflicht – Prüffristen

Brandschutz
Einsatz von Feuerwehren
Unfallvermeidung

Gewährleistungen und Garantien
Der feine Unterschied mit großer Wirkung
Gewährleistung
Kaufvertrag oder Werkvertrag?
Unternehmer und/oder Verbraucher?
Gewährleistungs- und Garantiekette
Gerichtliche Verfahren

Fehler und Mängel an Photovoltaikanlagen
Mängel: Ursache und Wirkung

Anlagenreinigung
Verschmutzungen
Schneeräumung

Versicherung
Montageversicherung
Photovoltaik-/ Allgefahrenversicherung
Betreiberhaftpflichtversicherung
Ertragsausfallversicherung

Besonderheiten bei Wohngebäudeversicherung
Klauseln
Schadensfall und -abwicklung
Verantwortung und Haftung des Installateurs
Regress
Versicherungsausschluss
Vertragswechsel, Kündigung, Anpassung

Steuern und Finanzamt
Unternehmerische Tätigkeit
Besteuerung von Eigenverbrauch
Abschreibung
Abgabe Umsatzsteuervoranmeldung
Abgabe der Einkommensteuererklärung
Einkommensteuervorauszahlung
Gewerbesteuer
Aufzeichnungspflichten und Steuererklärung
Steuerabzug bei Bauleistungen – Bauabzugsteuer
Einkommensteuer
Steueroptimierungen

SERVICE

Adressen

Stichwortverzeichnis

PHOTOVOLTAIK ZUR ENERGIEVERSORGUNG

GLOBALE KLIMATISCHE VERÄNDERUNGEN

Aus den Erfahrungen der Wetterextreme der letzten Jahre hat sich bei vielen das Bewusstsein entwickelt, dass es zu erheblichen unabsehbaren Auswirkungen kommen wird, sollte sich unser Verhalten nicht ändern. Bereits heute führen die deutlich spürbaren Veränderungen im Weltklima zu ausgedehnten Naturkatastrophen in Form von Dürreperioden, Starkregenfällen mit Überschwemmungen, vermehrten Sturmereignissen und Waldbränden. Die Gletscher- und Eisschmelzen an den Erdpolen haben sich extrem beschleunigt. Dies hat Folgen für das Süßwasserangebot sowie den klimatischen Wetterverlauf, der vom Temperaturunterschied der Pole zu den Tropen abhängt.

Anlässlich des G20-Gipfels im Juli 2017 in Hamburg haben Klimaexpertinnen und -experten wichtige Forschungsergebnisse zum Klimawandel zusammengefasst:



Wind- und Sonnenenergie als gewichtige Faktoren der erneuerbaren Energien

- Die Luft an der Erdoberfläche hat sich deutlich erwärmt.
- Die Erwärmung der Ozeane gestaltet sich ebenso deutlich.
- Der Meeresspiegel steigt.
- Der Kohlendioxidgehalt der Atmosphäre wird zusehends größer.
- Die Ozeane versauern.
- Grönland verliert massive Eismengen.
- Gletscher und Schnee befinden sich in einem Prozess des Schwindens.
- Das Meereis rund um den Nordpol nimmt kontinuierlich ab.

Dringender Handlungsbedarf

Die aufgeführten Fakten sind wissenschaftlich bekannt, führen in der politischen Auseinandersetzung aber zumeist zu Kontroversen, insbesondere wenn es darum geht, die Notwendigkeiten des Klimaschutzes mit den wirtschaftlichen Interessen in Einklang zu bringen.

Andererseits sind die auf der Erde noch vorhandenen fossilen Energiestoffe endlich. Bereits seit längerer Zeit führen geopolitische Einflüsse zur Sicherung der letzten Rohstoffreserven auf dieser Erde zu Krisen, Kriegen und Abhängigkeiten, die auch in Europa zu spüren sind. Mit der Abnahme der fossilen Energieträger steigt umgekehrt proportional der weltweite Energiebedarf, vor allem in den bevölkerungsreichsten Teilen dieser Erde in Asien und Afrika.

Aus diesen Gründen ist seit Längerem ein Umdenken in der Energieversorgung wahrnehmbar. Einen elementaren Faktor hierbei bilden erneuerbare Energiequellen. Neben Wasserkraft, Biomasse und Windenergie ist die Photovoltaik in den letzten zwei Jahrzehnten zu einem wichtigen Bindeglied bei der Energieversorgung mit CO_2-armer beziehungsweise CO_2-freier Emission geworden.

Das mögliche Potenzial in Deutschland für die Installation von Photovoltaik beträgt bei den vorhandenen Dach- und Fassaden- sowie brachliegenden Bodenflächen mehr als 1 000 Gigawatt (GW). Damit ließen sich pro Jahr mehr als 1 000 Terawattstunden (TWh) elektrischer Energie produzieren – und damit weit mehr als der derzeitige deutsche Strombedarf. Wollte man den gesamten derzeitigen Primärenergiebedarf Deutschlands mit Photovoltaik decken, würde dafür eine Fläche von etwa 5 Prozent der Fläche Deutschlands benötigt.

Problematisch hierbei ist jedoch, dass die PV-Energie in Deutschland nicht konstant zur Verfügung steht. Jahreszeitliche und im Tagesverlauf stark schwankende Erzeugungen, welche von der Sonneneinstrahlung abhängen, machen eine alleinige direkte Nutzung des aktuell erzeugten PV-Stromes nicht möglich. Selbst der Einbezug einer erforderlichen Speicherkapazität wäre hierbei unrealistisch, sodass ein Energiesystem, das ausschließlich auf Solarstrom basierte, nicht zielführend ist. Für eine vollständig regenerative Energieversorgung ist in Deutschland daher ein Mix verschiedener erneuerbarer Energien erforderlich, wobei die größten Potenziale bei der Windenergie liegen, gefolgt von der Photovoltaik.

Die Photovoltaik bietet aber gerade für Einzelnutzer die Möglichkeit einer dezentralisierten und in manchen Fällen auch

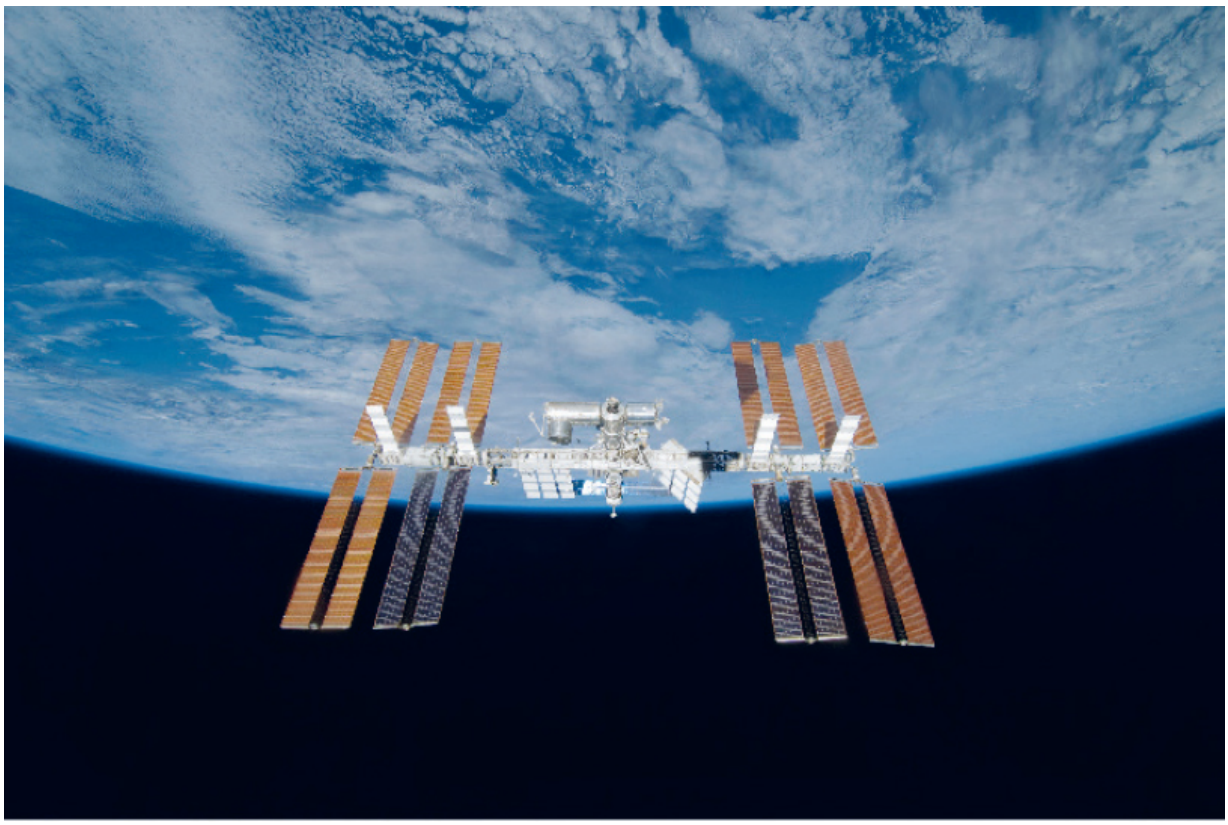
weitgehend autarken Energieversorgung. Daher ist diese Energieerzeugungsform ein spannendes Umfeld mit weiterem Entwicklungspotenzial und einer Vielzahl von Einsatzmöglichkeiten.

DIE GESCHICHTE DER PHOTOVOLTAIK

Schwebt einem die Kraft der Sonne vor, dann denkt man insbesondere an deren Wärmestrahlung. Somit ist diese eng mit der solaren Energiegewinnung verbunden, welche in Form von Solarkollektoren beispielsweise zur Erzeugung von Warmwasser benutzt werden. Die Erzeugung von Strom aus warmen Lichtstrahlen indes liegt in der Vorstellung etwas fern. Bei der Stromerzeugung kommt es weniger auf die Wärme an, sondern allein auf das Licht.

Grundlage der Photovoltaik (PV) bilden bestimmte Materialien, welche in einer speziellen funktionellen Zusammensetzung in der Lage sind, einfallendes Licht direkt in Strom umzuwandeln. Diese Umwandlung nennt man den Photovoltaischen Effekt. Der Begriff leitet sich aus dem griechischen Wort für Licht (im Genitiv: photos) sowie aus der Einheit für die elektrische Spannung, dem Volt (nach Alessandro Volta) ab. Den hierbei entstehenden Effekt der Lichtumwandlung in elektrische Energie hat der französische Physiker Alexandre Edmond Becquerel im Jahre 1839 entdeckt. Im Zuge der weiteren Erforschung – insbesondere durch Albert Einstein mit seiner 1921 mit dem Nobelpreis für Physik ausgezeichneten und bereits 1905 erschienenen Lichtquantentheorie – war es 1954 gelungen, die ersten Siliziumsolarzellen zu produzieren – wenn auch noch mit einem geringen Wirkungsgrad von rund 6 Prozent. Möglich wurde dies unter anderem durch die Verfügbarkeit hochreinen Siliziums. Hieraus ergaben sich 1955 die ersten technischen Anwendungen für die Stromversorgung von Telefonverstärkern. Eine

weitere Nutzung der Photovoltaik folgte für Belichtungsmesser in der Fotografie.



Satellit im All mit großen Solarflügeln

Seit Ende der 1950er-Jahre werden Photovoltaikzellen in der Satellitentechnik verwendet. Gerade die Raumfahrt erbrachte durch die durch sie gestiegene Nachfrage insbesondere in den 1960-er und 1970-er-Jahren erhebliche Fortschritte in der Entwicklung und Anwendung von Solarzellen.

Umdenken

Industrielle und weitreichendere Anwendungen der Photovoltaik wurden aufgrund der hohen Kosten zur damaligen Zeit als völlige Illusion betrachtet. Dennoch erkannte man den Vorteil seitens der Wissenschaft, weshalb entsprechende Entwicklungen daher nie eingestellt wurden. Das Ergebnis weiterer, zumindest noch stromnetzunabhängiger Anwendungen, fand sich in den 1970-er-

Jahren mit kleinen Zellen bei Taschenrechnern und Uhren, welche damals aber fast noch Luxusartikel waren.

Ein Umdenken in der Energieerzeugung setzte spätestens durch die Nuklearunfälle von Harrisburg und Tschernobyl ein. Seit Ende der 1980er-Jahre wurde die Photovoltaik in den USA, Japan und Deutschland intensiv erforscht und in diese Technik insbesondere zur Effizienzverbesserung investiert. Die ersten industriellen Fertigungen von Solarzellen und -modulen begannen in Deutschland mit kleinen Serien für die Energieversorgung von Satelliten.

Die private Anwendung selbst blieb eher Enthusiasten vorbehalten. Später kamen in vielen Staaten finanzielle Förderungen hinzu, um den Markt anzukurbeln und die Technik mittels einer erhöhten Nachfrage zu verbilligen, so auch in Deutschland. In der konventionellen Anwendung für andere Nutzer oder Verbraucher ergaben sich in Deutschland aber vorerst nur geförderte Demonstrationsprojekte sowie Inselanlagen. Die Marktförderung begann 1990 mit dem „1 000-Dächer-Programm“, bei dem eine begrenzte Anzahl netzeinspeisender PV-Anlagen finanziell gefördert wurde.

Staatliche Unterstützung

Auf das Auslaufen dieses Programms folgte nach kurzer Unterbrechung 1999 das „100 000-Dächer-Programm“. Beide Programme zielten auf eine günstige Finanzierung über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW, heute KfW Bankengruppe) ab. Zudem wurde den Nutzern von PV-Anlagen ein gesetzliches Vorrecht eingeräumt, den Strom ins öffentliche Netz einzuspeisen und hierfür eine Vergütung zu erhalten.

Eine entscheidende Wende für die Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland brachte die Einführung einer Marktförderung in Form des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2 000. Dabei gab es neben dem 100 000-Dächer-Programm und dem gesetzlichen Vorrecht auf Netzeinspeisung nunmehr erstmalig eine weitgehend einheitliche gesetzlich garantierte Vergütung für alle PV-Anlagen, egal ob auf einem Gebäude oder auf freiem Feld. Durch

diese vom Gesetzgeber initiierte Vergütungsregelung war zum einen eine kalkulatorisch fundierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den Betrieb von PV-Anlagen möglich, welche eine weitgehend gesicherte Investition einer zumindest damals noch sehr kostspieligen Technik ergab. Der sich dynamisch entwickelnde Markt brachte eine sich langsam entwickelnde Kosteneffizienz bei der Herstellung von PV-Modulen und ein allmählich sinkendes Preisgefüge mit sich. Hierin bestand letztendlich das Ziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, welches dem mit einer jährlich stetigen Verringerung der Einspeisevergütung Vorschub leistete und der preislichen Entwicklung Rechnung trug.

Gleichzeitig rückte der Eigenverbrauch in den Fokus. Es sollten hierbei Anreize geschaffen werden, Strom direkt vor Ort selbst zu verbrauchen, um die Netzkapazitäten zu schonen. Mittlerweile hatten auch die europäischen Nachbarländer das EEG „kopiert“ und starteten ebenfalls eine große Nachfrage für PV-Anlagen.

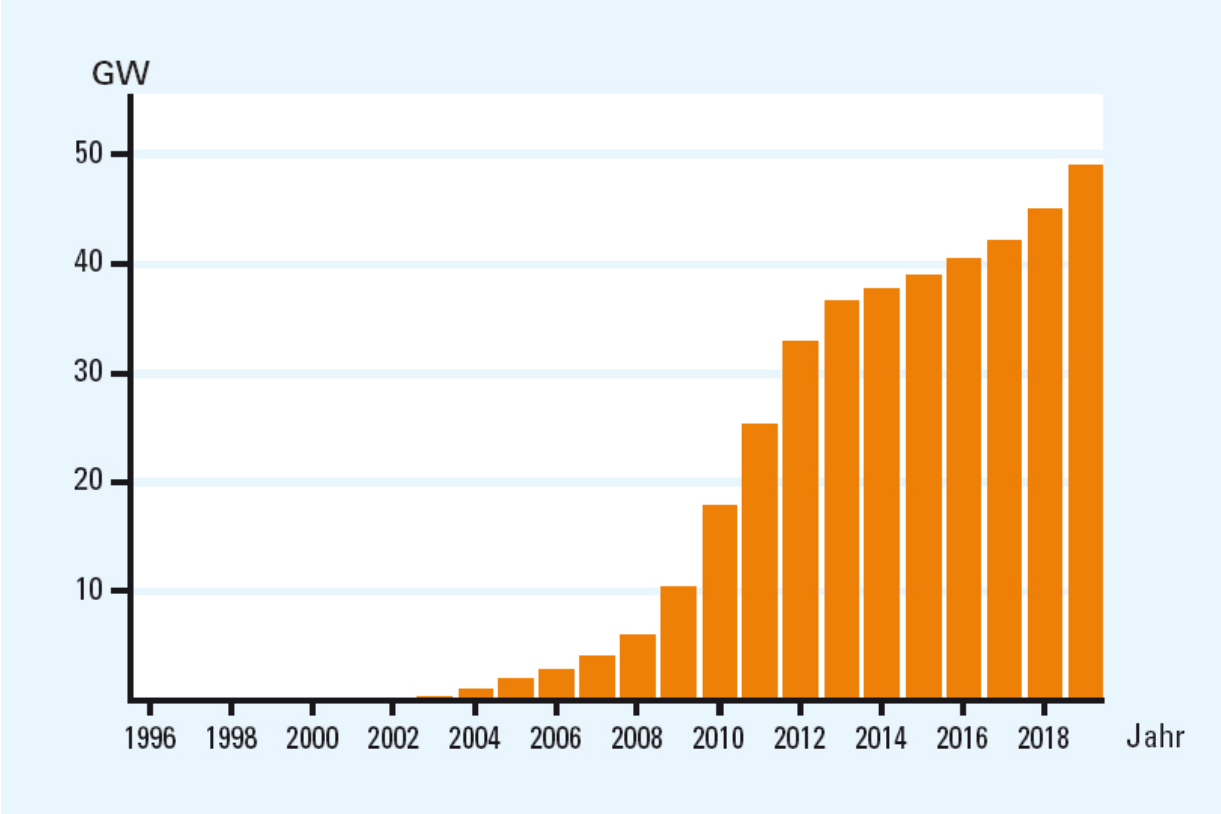
Atomausstieg und Solardeckel

Ab 2012 gab es dann trotz des 2011 anlässlich des Reaktorunfalles in Fukushima beschlossenen Ausstiegs aus der Atomstromerzeugung einschneidende Veränderungen in der Vergütung mit dem politischen Ziel, den Zubau erheblich zu bremsen. Es gab gleich mehrere, unterjährig abgestufte Kürzungen der Einspeisevergütung sowie eine nunmehr monatliche Degression der Vergütung – mit der Folge, dass der Zubau ab 2013 erheblich zurückgegangen ist.

Weitere Einschränkungen mit der Novellierung im Jahr 2014 und der aktuell noch gültigen Novellierung des EEG aus dem Jahr 2017 folgten. Zudem wurde mit dem EEG 2017 eine Förderobergrenze von 52 Gigawatt (GW) beschlossen, die als „Solardeckel“ bekannt wurde. Hiermit ist geregelt, dass für Solaranlagen kein Vergütungsanspruch nach dem EEG besteht, wenn deutschlandweit das Gesamtausbauziel von 52 GW installierter Leistung von

Solaranlagen überschritten worden ist. Das Ausbauziel wäre somit etwa Mitte 2020 erreicht worden.

Heftige politische Diskussionen anno 2020 gingen mit den von der Politik selbst gesteckten Klimazielen aus dem Paris-Abkommen sowie einem gesetzlich geregelten Kohleausstieg einher und führten schließlich zur Abschaffung des Solardeckels.



Installierte PV-Leistung in Deutschland (1996–2019)

Novellierung des EEG

Gleichzeitig wurde Ende 2020 eine weitere Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) beschlossen, welche ab Januar 2021 in Kraft trat. Trotz der ambitionierten Ziele der Politik war die neue Gesetzesgestaltung nur halbherzig. Das gesteckte Ziel, bis 2030 eine Versorgung mit 65 Prozent aus erneuerbaren Energien sicherzustellen, gilt als zu gering, zumal wenn man bedenkt, dass in Europa bereits rund 50 Prozent des Stroms aus erneuerbaren

Energien produziert werden. Im Gesetz wird mit einer Stromverbrauchsannahme von konstant 580 Terawattstunden (TWh) bis 2030 gerechnet, obgleich bekannt ist, dass der Energieverbrauch konstant steigt und insbesondere die ebenfalls mit einem Zielkorridor versehene Elektromobilität zu einem erhöhten Stromverbrauch beitragen wird. Darüber hinaus vermochte es der Gesetzgeber nicht, das EEG zu vereinfachen. Die gesetzliche Komplexität und die hieraus entstehende Bürokratie bei bestimmten Betreibermodellen führen weiterhin zu Unsicherheiten bei neuen Investoren und bremsen somit einen ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland.

In Deutschland werden aktuell schätzungsweise etwa 2 Millionen PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 53 Gigawatt-Peak betrieben. Dazu kommen etwa 230 000 Speichersysteme (nach Hochrechnungen des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW) für Anfang des Jahres 2021). Allein 2019 konnten mit Photovoltaik über 30 Millionen Tonnen klimaschädliches CO_2 vermieden werden. Der Stromanteil der PV lag hier bei rund 8 Prozent. Trotz der einschneidenden Veränderungen bei der gesetzlichen Einspeisevergütung sowie den von der Politik vorgenommenen Regulierungen scheint der Zubau weiterhin ungebrochen, wenn aktuell auch nicht mehr mit den großen „Auswüchsen“ wie noch vor rund zehn Jahren. Dabei spielt die Einspeisevergütung bereits seit längerer Zeit nicht mehr die entscheidende Rolle, denn viele Großanlagen werden bereits ausschließlich mit direkter Stromvermarktung betrieben.



Stromversorgung ohne Netzanschluss, hier am Beispiel eines Parkautomaten, rechts: Die großen Dächer von Industriebetrieben bieten Fläche für den Bau von Photovoltaikanlagen.

Anreize für Photovoltaik

Von der ursprünglichen Vergütung von etwas mehr als 50 Cent pro Kilowattstunde aus dem Jahr 2000 sind nach 20 Jahren EEG aktuell für Kleinanlagen nur noch etwa 8 ct/kWh übrig geblieben (Tendenz weiter leicht fallend). Auf der anderen Seite haben sich die Kosten einer PV-Anlage im gleichen Zeitraum um etwa 70 bis 80 Prozent verringert.

Unter dem Aspekt der geringeren staatlichen Förderung ist die Photovoltaik nicht weniger interessant geworden – im Gegenteil:

- Steigende Strompreise einerseits und

- Möglichkeiten der Eigenverbrauchsoptimierung bei PV-Anlagen andererseits führen zu vielfältigen effizienten und wirtschaftlichen Betriebssystemen.
- Die Entwicklung effizienter und auf den Haushalt sowie Industrieanwendungen abgestimmter Energiespeicher ermöglicht unter Einsparung von Strombezugskosten eine weitere nachhaltige sowie wirtschaftliche Nutzung beim Bau neuer PV-Anlagen.

Zur breiten Markteinführung sowie als Kaufanreiz für Stromspeicher wurde von der Bundesregierung ähnlich wie bei der Photovoltaik ein Förderprogramm geschaffen. Ein wesentliches Ziel der Förderprogramme ist es, die Investition in dezentrale Batteriespeichersysteme anzureizen und somit zur Kostensenkung und weiteren technologischen Entwicklung der Systeme beizutragen. Die Förderung lieferte durch zinsgünstige Kredite und Tilgungszuschüsse einen finanziellen Anreiz für PV-Anlagenbetreiber, da die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichern zumindest in der Anfangszeit ohne Unterstützung häufig noch nicht gegeben ist.

Durch die Verschärfung der technischen Anforderungen wurde darüber hinaus ein stärkerer Fokus auf die Systemdienlichkeit und Nachhaltigkeit der geförderten Anlagenkomponenten gelegt. Nach Auslaufen der zeitlich befristeten bundesweiten Förderungen stehen aktuell nur noch in einigen Bundesländern entsprechende Förderprogramme zur Verfügung.



Vielfältige Anwendungen der Photovoltaik, von der Stromversorgung ohne Netzanschluss bis zu großen Photovoltaikkraftwerken

Auch ohne Speicher bietet die Photovoltaik bereits eine sinnvolle und wirtschaftliche Einbindung des Eigenstromverbrauchs. Dies wird auch zukünftig so sein, weshalb sich die Photovoltaik einen sicheren Marktplatz geschaffen hat. Die heutzutage häufig gestellte Frage vieler Interessierter: „Rentiert sich Photovoltaik eigentlich noch?“, kann daher, wie in den weiteren Ausführungen dieses Buches noch zu entnehmen ist, vollumfänglich mit „Ja“ beantwortet werden.

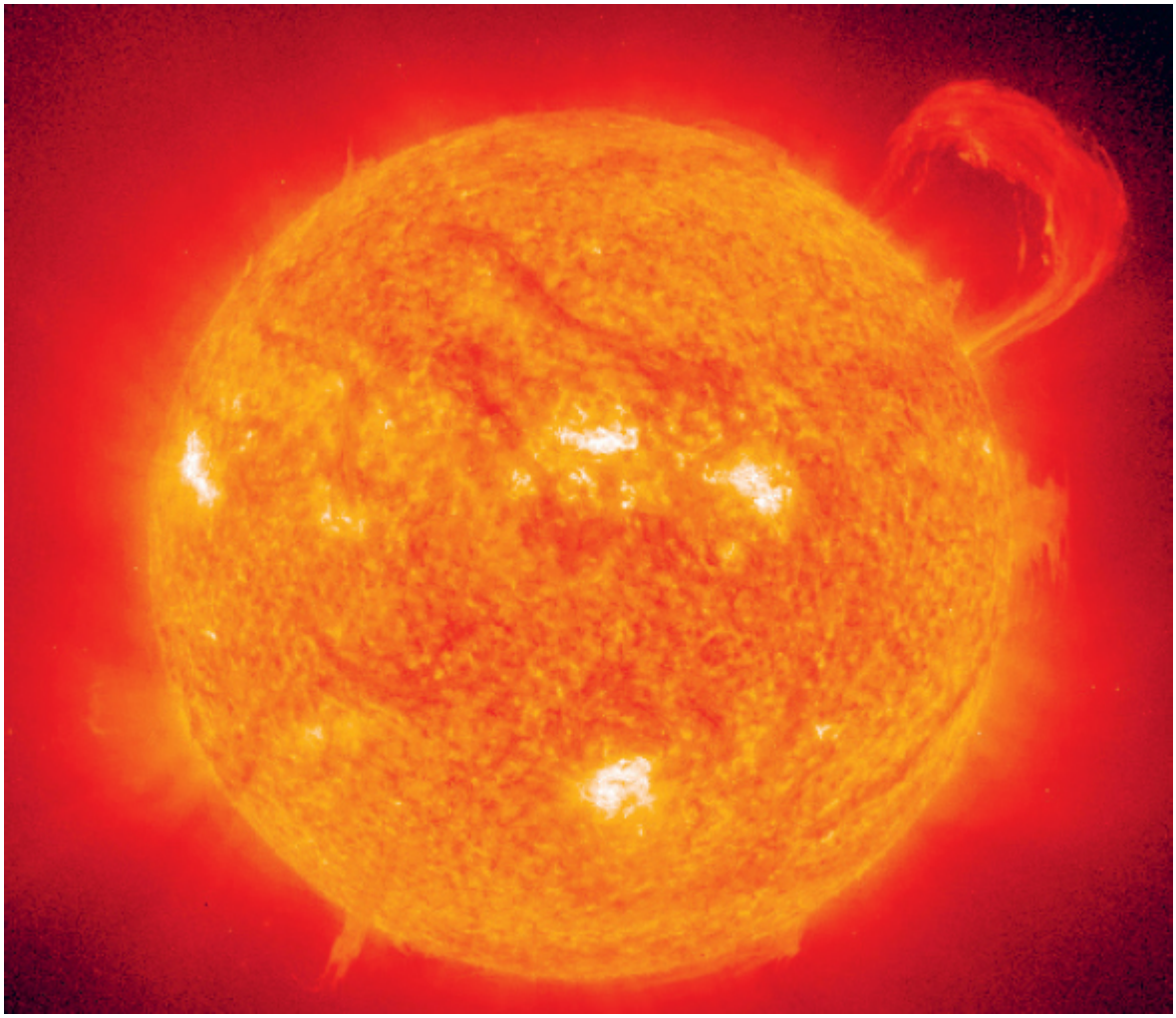
Wenn das Ziel der Politik, den CO_2-Ausstoß bis 2030 um 55 Prozent zu verringern, erreicht werden soll, wird es zwangsläufig erforderlich werden, den Anteil der erneuerbaren Energien deutlich zu erhöhen. Photovoltaik bietet hierbei eine attraktive Möglichkeit, sich an der regenerativen und umweltschonenden Stromerzeugung und deren Nutzung zu beteiligen.

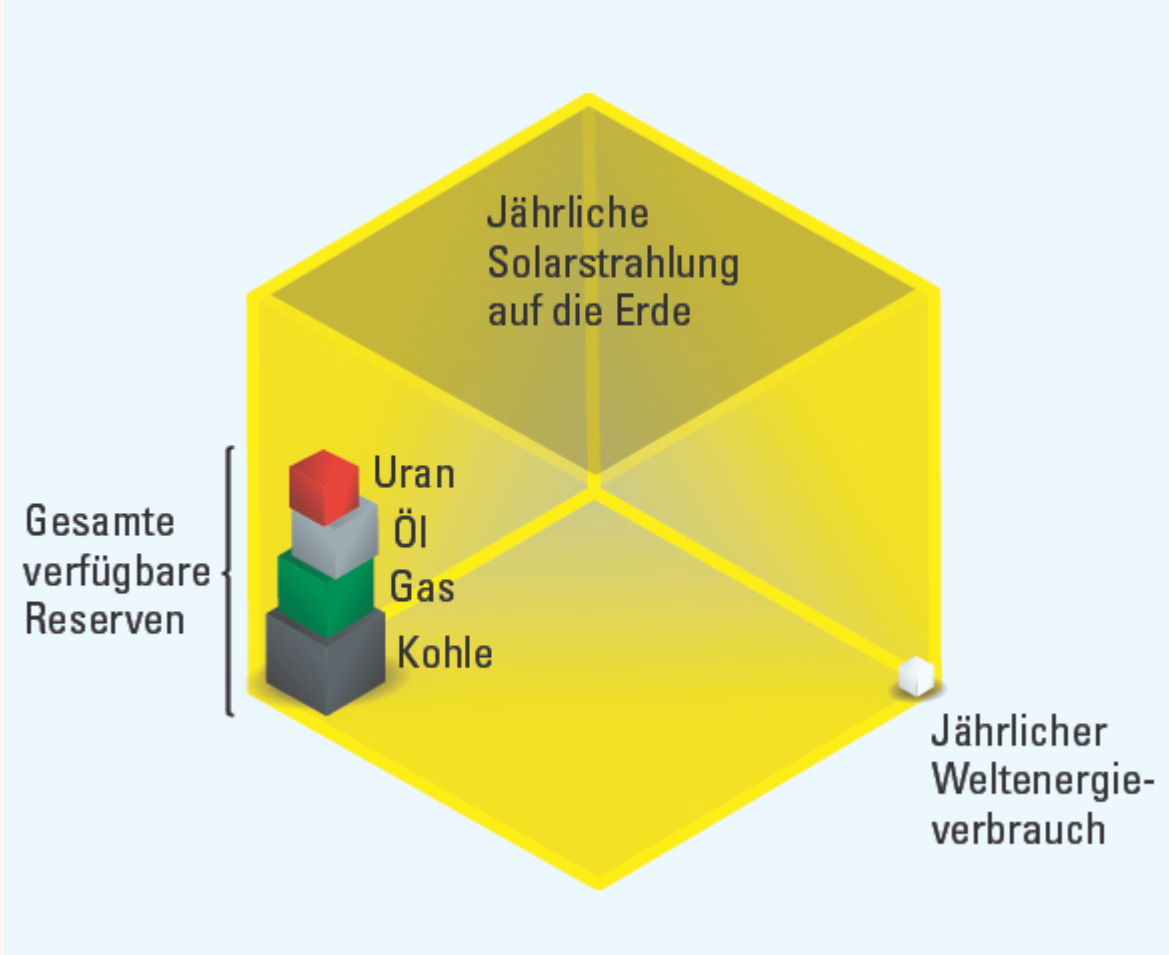
SO FUNKTIONIERT PHOTOVOLTAIK

Licht liefert Energie. Dies ist bereits seit Millionen von Jahren so.

Pflanzen nutzen dies in Form der Photosynthese und der daraus entstehenden Energie zum Wachsen. In ihrer natürlichen Umgebung sorgen der Lauf der Sonne und die jahreszeitlich bedingte Einstrahlungsdauer und -intensität des Sonnenlichts dafür, dass Pflanzen stets mit ausreichend Licht versorgt werden. Unsere natürliche Lichtquelle auf der Erde ist die Sonne. Diese erzeugt nicht nur Licht, sondern auch Wärme, denn ansonsten wären wir in unserer aktuellen Umwelt nicht lebensfähig. Die Sonne liefert hierbei einen riesigen, unerschöpflich funktionierenden Fusionsreaktor. Das jährlich auf die Erdoberfläche einfallende Sonnenlicht erzeugt eine Energiemenge, die etwa dem 7 000- bis 8 000-fachen des weltweiten Primärenergiebedarfs entspricht.

Die Grafik „Jährlich verfügbare Solarstrahlungsenergie“ (siehe Seite 12) veranschaulicht das Verhältnis der jährlichen Sonneneinstrahlung (gelber Würfel) zum kleinen weißen Würfelchen des Weltenergieverbrauchs und gegenüber den kleineren Würfeln – rot, grau, grün und schwarz – der Reserven an fossilen Energiestoffen. Bedacht werden muss, dass der große Würfel das weitgehend konstante jährliche solare Energieangebot darstellt, wogegen sich die kleineren Würfel der fossilen Energieträger von Jahr zu Jahr verkleinern – zwar langsam, aber stetig. Dagegen steigt der jährliche Energieverbrauch (weißer Würfel) ebenfalls zusehends an.





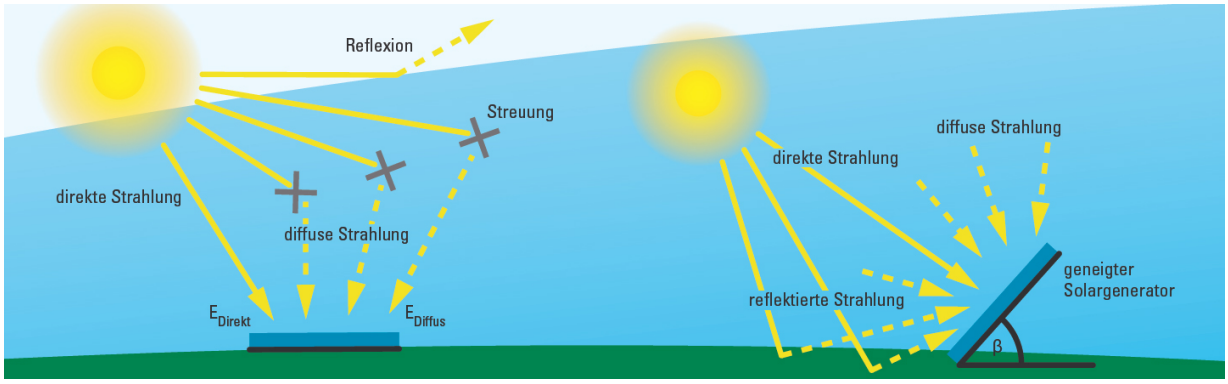
Jährlich verfügbare Solarstrahlungsenergie im Vergleich zu den Energiereserven fossiler Stoffe sowie dem jährlichen Weltenergieverbrauch

Solare Strahlung

Aufgrund der natürlichen Sonnenlaufbahn schwankt die Bestrahlungsstärke auf der Erde – einmal durch den natürlichen Tagesverlauf der Sonne sowie durch deren Jahresverlauf. Zudem ist dies regional wetterabhängig, also davon, wie oft es bewölkt ist oder ein klarer Himmel vorherrscht.

Bei einer senkrecht zur Sonneneinstrahlung ausgerichteten Fläche beträgt die Einstrahlung in Deutschland außerhalb der Atmosphäre zwischen 1 325 W/m^2 und 1 420 W/m^2. Die Luftschicht der Erde reduziert die Sonneneinstrahlung durch Reflexion, Absorption und Streuung, sodass bei wolkenlosem Himmel am

Boden die Bestrahlungsstärke rund 1 000 W/m^2 erreicht. Hierbei handelt es sich um die direkte Sonneneinstrahlung.



Verschiedene Strahlungsanteile aus direkter und indirekter Strahlung auf ebener sowie geneigter Fläche

Bei der solaren Einstrahlung auf den Erdboden kommt neben der direkten Einstrahlung noch die diffuse oder reflektierte Strahlung hinzu. Diese ergibt sich zum Beispiel bei einem durchgehend bewölkten Himmel. Durch die Lichtreflexion an den Wolken können tagsüber bei wechselnder Bewölkung Spitzenwerte der Einstrahlung bis zu 1 400 W/m^2 erreicht werden. Die Summe dieser Strahlungsarten nennt man Globalstrahlung (in Watt pro Quadratmeter). Summiert man die Leistung der Einstrahlung auf ein Jahr, so erhält man die jährliche Globalstrahlung (in Kilowattstunden pro Quadratmeter).

In Deutschland liegen die mittleren Jahressummen der Globalstrahlung im langfristigen Mittel zwischen 940 kWh/m^2 bis rund 1 290 kWh/m^2. Dabei ergibt sich ein deutliches Süd-Nord-Gefälle.

Die jährliche Sonnenscheindauer liegt bei 1 300 bis 1 900 Stunden. Die regional unterschiedlichen Jahreseinstrahlungen lassen sich aus der Einstrahlungskarte des Deutschen Wetterdienstes recht deutlich erkennen (siehe Abbildung Seite 13). Unter der Adresse dwd.de (Stichwort: Strahlungskarten) können die jeweils monatsaktuellen Karten eingesehen werden.

Die Grafik zeigt das langfristige Mittel. In den einzelnen Jahren kann die Einstrahlung vom Durchschnittswert abweichen. Die

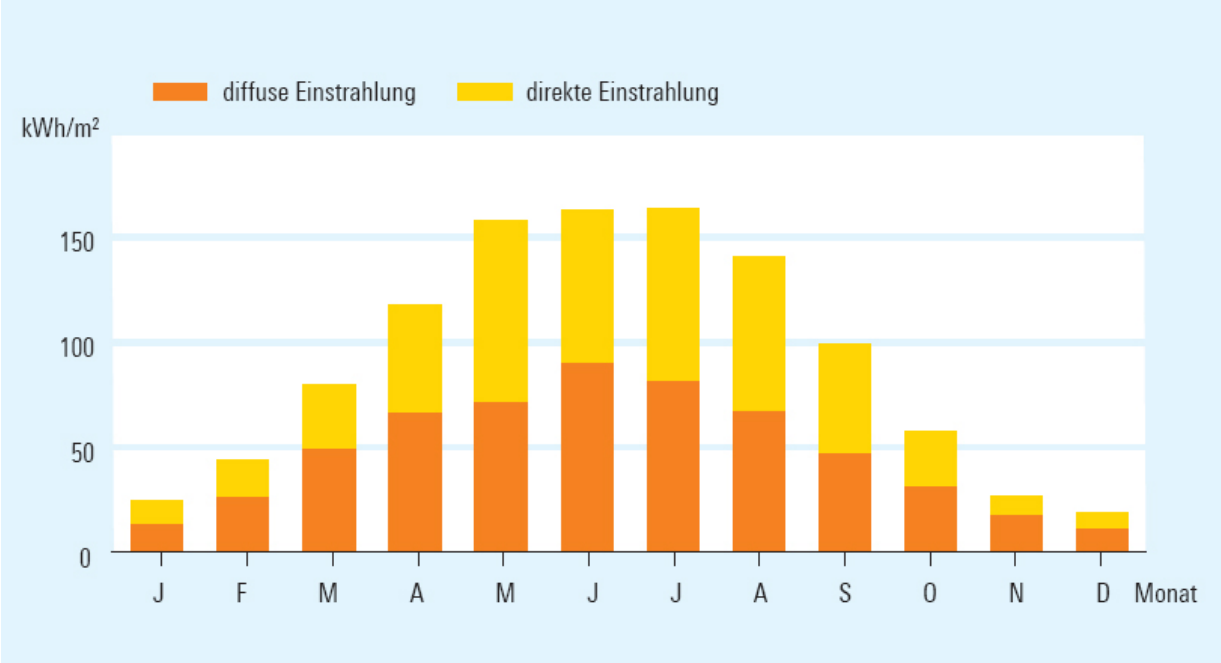
Streubreite liegt bei einer langfristigen Betrachtung bei etwa +/- 15 Prozent. In den letzten 20 Jahren gab es hierzu bereits sehr auffällige Jahre. So lag zum Beispiel das Jahr 2004 mit etwa 14 Prozent deutlich über dem Mittelwert. 2013 hingegen waren die Einstrahlungswerte regional sogar bis zu etwa 18 Prozent niedriger. In den letzten Jahren seit 2018 ist das Wetter durch extrem heiße Sommermonate geprägt – mit entsprechend gestiegener solarer Einstrahlung.

Die bisherigen Strahlungsbetrachtungen beziehen sich auf eine ebene Fläche auf dem Boden. Durch eine Direktbestrahlung auf eine geneigte, zur Sonne ausgerichtete Fläche – zum Beispiel einem Dach mit Südneigung – ergeben sich höhere Einstrahlungswerte. Dabei addieren sich neben der direkten und diffusen Bestrahlung noch mögliche reflektierende Strahlungen vom Erdboden. Das Optimum einer starren Dachneigung liegt vom Süden Deutschlands nach Norden hin zwischen 30 ° und 40 °. In Norddeutschland wirken sich wegen des dort „niedrigeren“ Sonnenstandes steilere Dächer günstiger aus als im süddeutschen Raum.

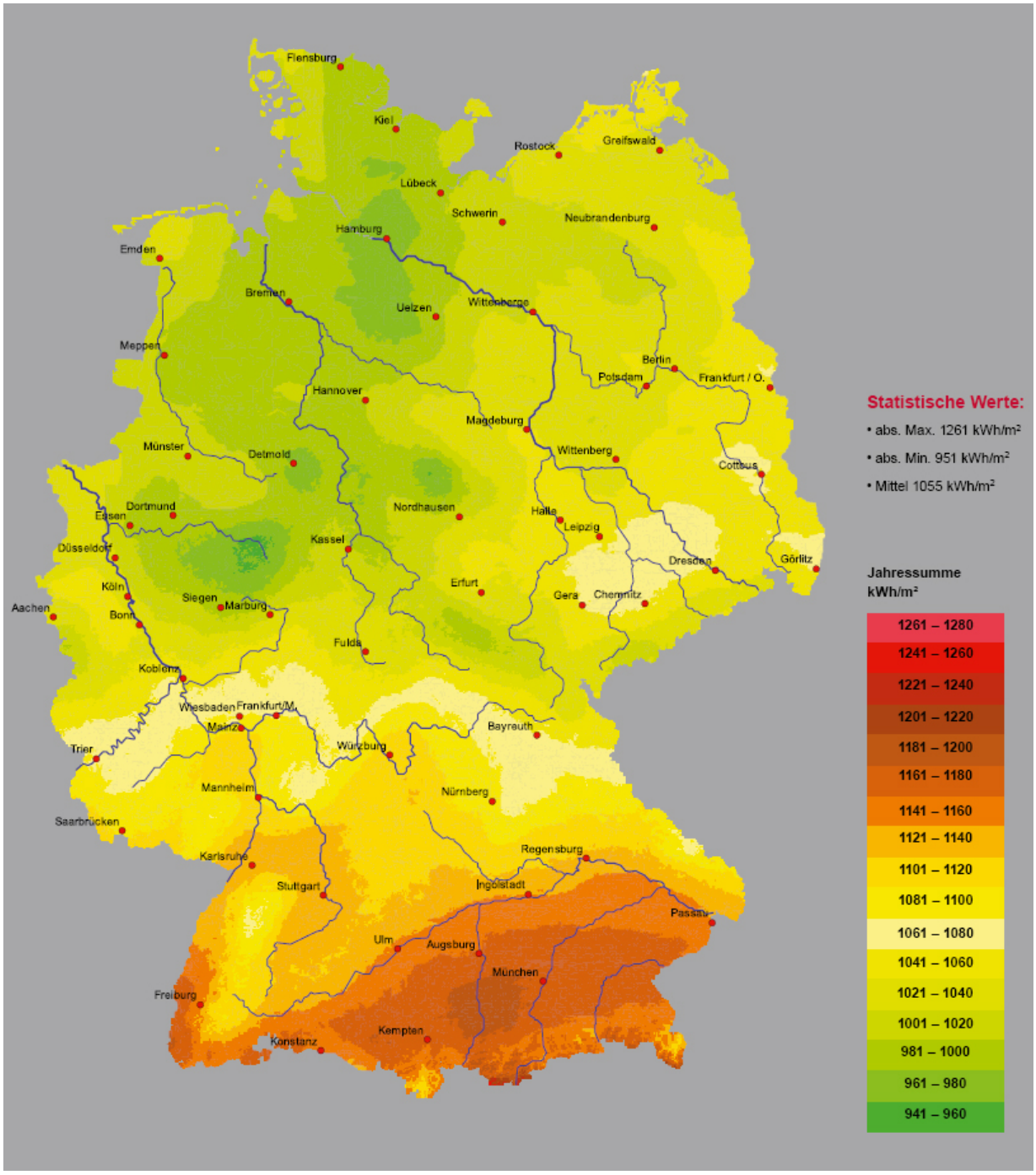
Abweichende Dachneigungen sowie Ausrichtungen verringern auf natürliche Weise die solare Einstrahlung – bisweilen sehr deutlich, was sich prozentual über Grafiken für verschiedene Standorte visualisieren lässt.

Beispiel: Bei einem nach Südwesten geneigten Dach (Azimuth 45 °) und einer Dachneigung von 30 ° ergibt sich eine Einstrahlung von rund 1100 Watt/m^2, welche gegenüber einer idealen Südausrichtung mit 1 150 Watt/m^2 um rund 50 Watt/m^2 abweicht.

Durch technische Einrichtungen lässt sich die Einstrahlung auf eine bestimmte Fläche sogar noch weiter erhöhen. Bei Freiland-Photovoltaikanlagen gibt es mancherorts sogenannte „Nachführanlagen“. Hier werden die Modulflächen auf Montagesystemen betrieben, die dem Sonnenverlauf automatisch folgen, sowohl vertikal als auch horizontal. Damit erfolgt eine optimale Ausnutzung der täglichen Sonneneinstrahlung über den gesamten Tagesverlauf, deren Einstrahlungswerte gegenüber einer „starren“ Südausrichtung bei bis zu 40 Prozent höher liegen kann.



Die auftreffende Strahlungsenergie der Sonne setzt sich aus direkter und diffuser Einstrahlung zusammen (Daten für Würzburg von Meteonorm).



Jährliche Sonneneinstrahlung in Deutschland im langfristigen Mittel

VOM QUARZSAND ZUM FERTIGEN MODUL

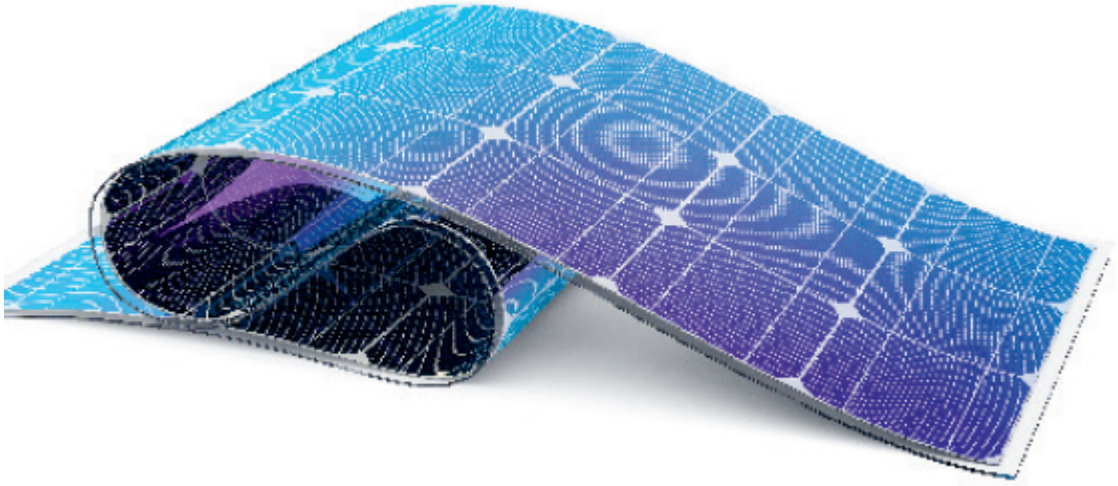
Bei Photovoltaikmodulen unterscheidet man im Wesentlichen zwei Herstellungstechniken, und zwar solche mit

1. Siliziumscheiben und solche mit einem
2. beschichteten Trägermaterial, sogenannte Dünnschichtmodule.

Es gibt weitere Zelltechnologien in der Photovoltaik, die nur selten zur Anwendung kommen. Hierzu gehören Folienlaminate bis hin zu organischen Zelltechnologien zur integrierten Gebäudeanwendung.

Module mit Siliziumscheiben erkennt man an den einzelnen, scheibenförmigen, meist quadratischen Zellen. Dünnschichtmodule bestehen aus einer zumeist homogenen Fläche. Hier werden unterschiedliche Halbleitermaterialien wie amorphes Silizium, Kadmium-Tellurit oder Kupfer-Indium-Selenid auf ein Trägermaterial (zumeist Glasscheibe) in unterschiedlichen Schichten aufgedampft und mit Lasertechnik kontaktiert.

Es gibt auch Kombinationen von Siliziumscheiben und Dünnschichttechniken, die man „bifaciale“ Module nennt. Dabei besteht auch die rückseitige Modulfläche aus einem aktiven Halbleitermaterial. Solche Module eignen sich nur in Situationen, wenn an der Rückseite Licht einfällt, zum Beispiel bei frei aufgestellten Modulen.



Flexible Photovoltaikmatte zur Gebäudeintegration in Membrankonstruktion

In früheren Zeiten sind Dünnschichtmodule gerade bei Großanlagen vermehrt zur Anwendung gekommen. Auf dem Markt durchgesetzt hat sich mittlerweile die Zelltechnologie aus Siliziumscheiben, der frühere Preisvorteil von Dünnschichttechniken ging weitgehend verloren. Zudem hat sich der Zellwirkungsgrad kristalliner Module deutlicher weiterentwickelt als bei der Dünnschichttechnik.

Silizium als Rohstoff

In der Natur ist Silizium das zweithäufigste Element überhaupt, allerdings kommt es nicht elementar rein vor, sondern in natürlichen Verbindungen, zum Beispiel als Silikat in Form von Sand oder Quarz.

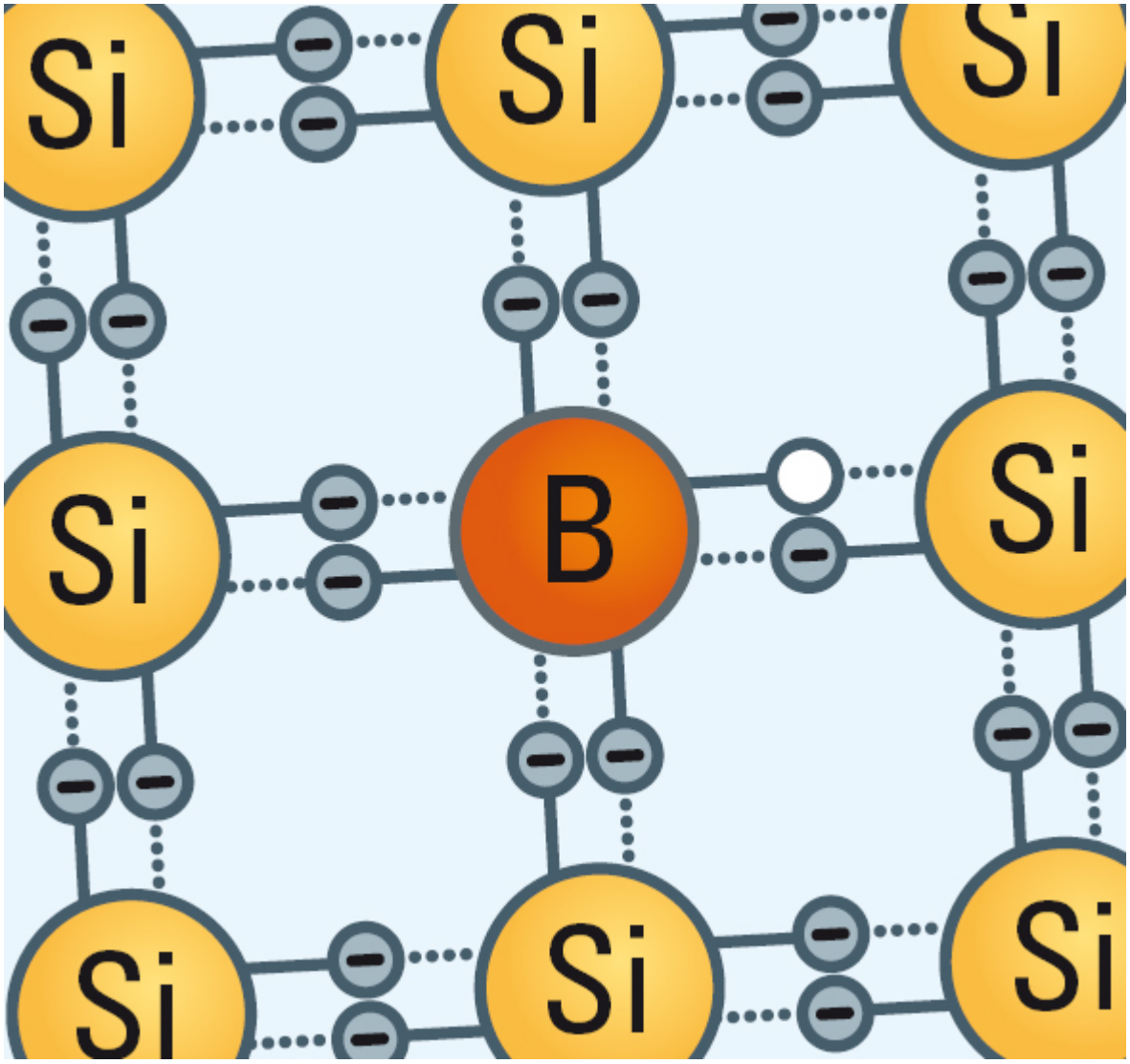
Diese natürlich vorkommenden Stoffe sind für die Photovoltaik aber so nicht verwendbar. Sie müssen in aufwendigen Prozessen gereinigt werden, bis man schließlich reinstes Silizium zur Weiterverarbeitung erhält. Dieses Reinstsilizium ist deshalb erforderlich, um den später im Inneren der Modulzelle stattfindenden Stromfluss nicht durch Fremdstoffe zu behindern oder sogar unmöglich zu machen, wie wir bei der späteren Beschreibung des Zellaufbaus noch sehen werden (siehe Seite 16).

Im ersten Schritt wird beim Reinigungsprozess durch die Reduktion von Sauerstoff Rohsilizium hergestellt, da der Sauerstoff

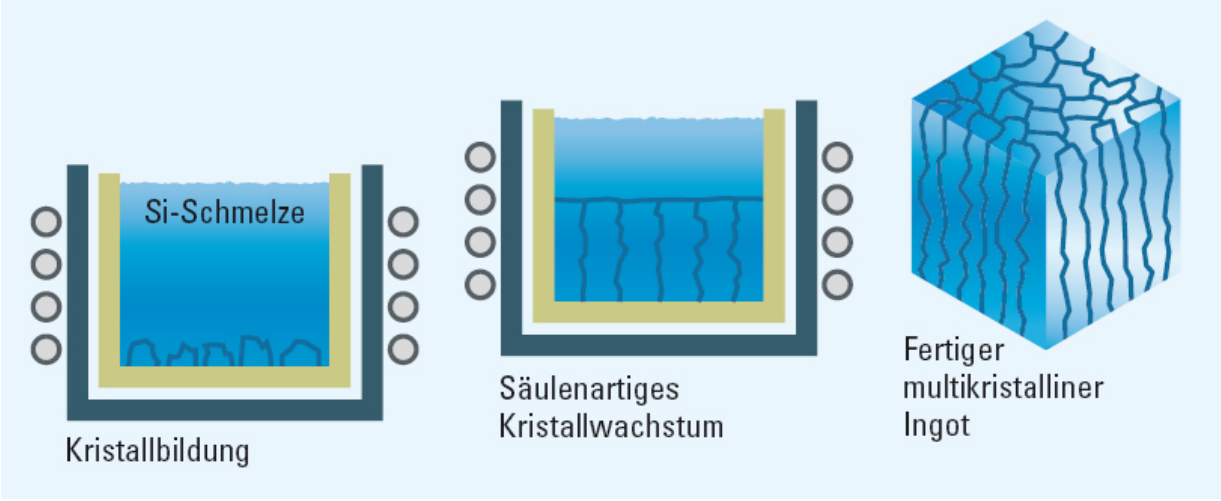
sich später bei der Zellfunktion störend auswirken würde. Ausgangsmaterialien sind dabei faustgroße Quarzkiesel oder -bruchstücke, die mit Kohlenstoff gemischt werden. Bei 2 000 °C wird dieses Gemisch elektrothermisch erhitzt, wobei der Sauerstoff entweicht. Das entstandene Rohsilizium, ein graues Pulver, hat einen Reinheitsgrad von 98 bis 99 Prozent, enthält jedoch weiterhin Fremdbestandteile wie Eisen, Aluminium, Kalzium, Titan und Kohlenstoff. Um Reinstsilizium von 99,9-prozentiger Reinheit zu gewinnen, müssen verschiedene weitere Reinigungsprozesse folgen. Dabei wird das Rohsilizium zunächst verflüssigt und später durch Erhitzen wieder in eine feste Konsistenz gebracht.

Das gewonnene Reinstsilizium wird nun – so verwunderlich das klingt – wieder verunreinigt, und zwar mit dem Element Bor. Das hat folgenden Grund: Silizium hat in seinem Atomaufbau neben seinem Atomkern vierzehn Elektronen in drei definierten Energiezuständen („Schalen“ um den Atomkern). Die Atome gehen über die 4 „äußeren“ Elektronen chemische Verbindungen mit anderen Siliziumatomen oder anderen chemischen Elementen ein.

Bor hat fünf Elektronen, von denen nur die drei Elektronen der äußeren „Schale“ für die Ausbildung von chemischen Bindungen zur Verfügung stehen. Wenn man sich nun vorstellt, wie sich Silizium- und Boratome in einem atomaren Gitter miteinander verbinden, dann verbleiben im Verbund „Elektronenlücken“, weil die Anzahl der reaktiven Elektronen zum Verbinden (Silizium 4 – Bor 3) ja nicht aufgeht. Dementsprechend wird das Silizium damit automatisch „positiv dotiert“ (p-Schicht). Es gibt im Silizium-Bor-Kristallgitter zu wenige Elektronen, also viele Fehlstellen. Die Fehlstellen werden auch „Löcher“ oder „Elektronenlöcher“ genannt.



Elektronenlücken an den Boratomen



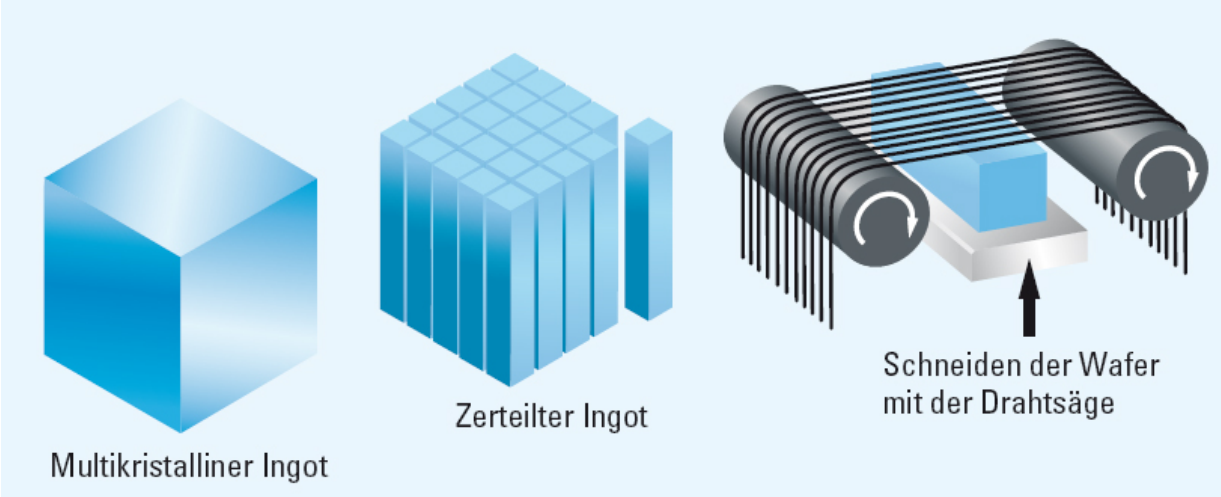
Systemprozess für polykristalline Zellen

Wie man an dem Atommodell erkennt, ergeben sich freie Stellen, die durch „springende“ Elektronen aufgefüllt werden können. Dies ist für die spätere Funktionsweise wichtig.

Das so hergestellte Silizium wird nun in der Regel über zwei unterschiedliche Verfahren zu Solarrohzellen verarbeitet. Dabei unterscheidet man im Ergebnis poly- beziehungsweise multikristallines und monokristallines Silizium. Der Unterschied dieser Siliziumformen liegt in der unterschiedlichen Herstellungsweise.

Polykristallines Silizium wird nach der Schmelze in quadratische Blöcke (Ingot) gegossen, worauf beim Auskühlen das Silizium auskristallisiert und eine Vielzahl von Kristallstrukturen bildet; hiervon leitet sich auch der Name ab: „poly“ = viel (also von der griechischen Vorsilbe übernommen). Die Kristalle unterscheiden sich in Form und Größe deutlich voneinander. Sie können nur wenige Millimeter, aber auch einige Zentimeter groß sein und sind sehr fest miteinander verbunden. Aus diesem geschmolzenen Block werden zuerst quadratische Zylinder und aus diesen wiederum hauchdünne Scheiben (Wafer) geschnitten, die zu Solarzellen weiterverarbeitet werden.

Die Dicke der entstehenden Scheiben lag in der Anfangszeit der Solarzellenherstellung bei etwa 0,4 Millimetern und wurde mit der Zeit stetig reduziert, um die Ausbeute, also die Anzahl der Wafer pro Kilogramm Silizium zu erhöhen. Seit einiger Zeit beträgt die typische Waferdicke etwa 0,18 Millimeter. Zum Vergleich: Ein menschliches Haar hat eine Dicke von 0,05 bis 0,08 Millimeter. Eine weitere Erhöhung der Ausbeute ist durch eine Verringerung der Sägeverluste (Sägestaub) möglich. Neben der Steigerung des Zellwirkungsgrads trägt dies auch zu einem Rückgang des Siliziumbedarfs pro Watt Spitzenleistung und somit zu einer Kostenreduzierung bei.



Systemprozess für polykristalline Zellen

Obwohl eine Schmelze unter hohen Temperaturen nötig ist, um polykristallines Silizium herzustellen, wird weniger Energie benötigt als bei der Herstellung monokristallinen Siliziums. Dadurch sind die Fertigungsverfahren kostengünstiger und die entstehenden polykristallinen Solarzellen waren in der Praxis zumindest in der Vergangenheit weit verbreitet.

Bei monokristallinen Zellen ergibt sich optisch eine homogene Zellstruktur; das heißt die Zelle wurde aus einem Einkristall hergestellt. Dabei wird das Reinstsilizium erneut geschmolzen. Im Allgemeinen wird die Schmelze mit einem Impf- oder Keimkristall, der sich an einem drehbaren Stab befindet, in Berührung gebracht und langsam unter Drehung wieder von ihr weg-/hochgezogen (Czochralsky-Verfahren). Man kann sich das grob wie beim Kerzenziehen mit flüssigem Wachs vorstellen. Hierdurch entsteht ein säulenförmiger Einkristall (Ingot) mit einem Durchmesser von 200 bis 300 mm, einer Länge von rund zwei bis drei Metern und einem Gewicht von ca. 100 kg.

Aus diesem Einkristall werden dann ebenfalls hauchdünne Scheiben geschnitten. Im Gegensatz zu den quadratischen polykristallinen Zellen entstehen runde Scheiben. Früher wurden diese als Grundlage für den Modulbau verwendet. Um diese platzoptimiert in einem Modul unterzubringen und dessen Effizienz zu steigern, werden an vier Seiten der Scheiben die Kreissegmente

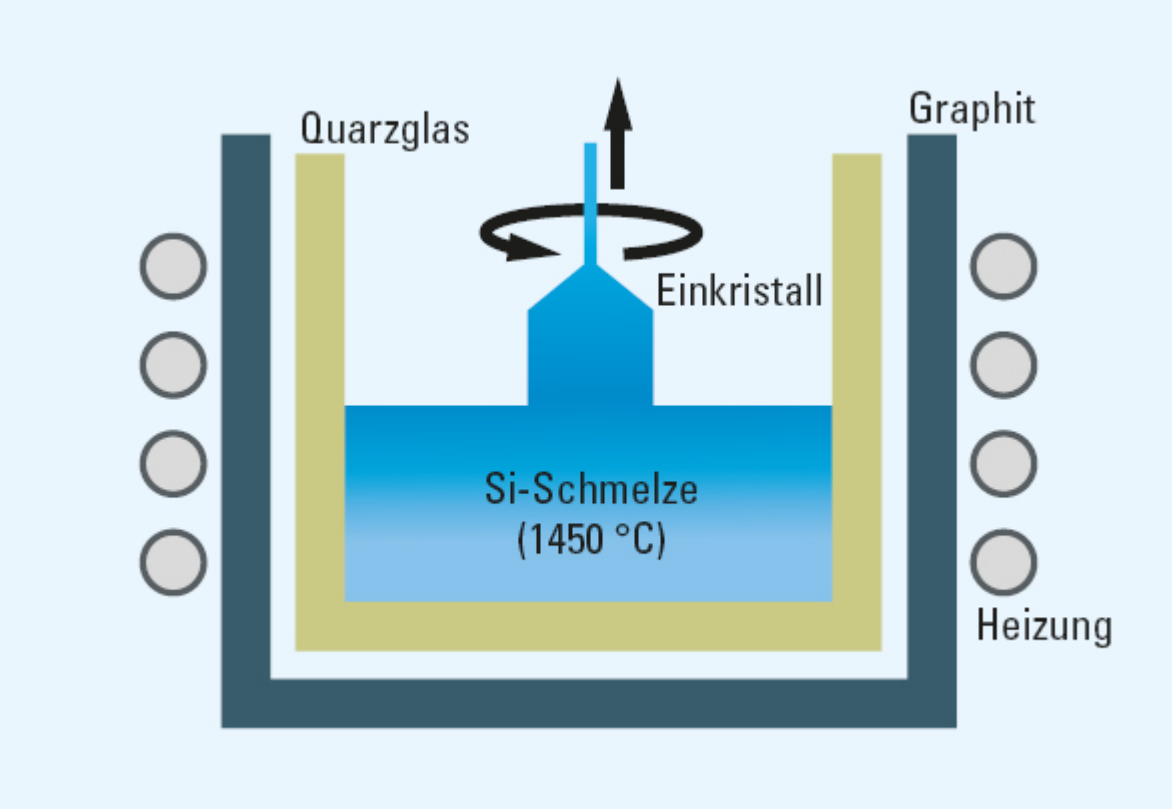
abgeschnitten. Dadurch verbleiben meist nur noch kleine runde Ecken an den Wafern, wodurch sich im späteren Zellverbund der Module dort die typische Rautenstruktur an den Eckbereichen der aneinandergefügten Zellen zeigt. Der Schnittabfall wird wiederverwendet.

Neben dem Unterschied bei der Herstellung (poly-)multikristalliner und monokristalliner Zellen ergeben sich bei monokristallinen Zellen höhere Wirkungsgrade. Dies ist auch ein Grund, weshalb die monokristallinen Zellen aufgrund der sich entwickelnden höheren Zellwirkungsgrade die polykristallinen Zellen trotz der höheren Herstellungskosten vom Markt nahezu verdrängt haben.

Funktion einer Solarzelle

Das Funktionsprinzip der Photovoltaik respektive der Solarzellen soll am Beispiel einer Silizium-Solarzelle beschrieben werden. Mit der zuvor beschriebenen Rohzelle allein (siehe Seite 15) lässt sich noch kein Strom produzieren. Sie dient aber als wichtiges Grundgerüst für die spätere Funktion als Stromerzeuger.

Silizium ist ein Halbleiter. Die Besonderheit von Halbleitern ist, dass durch zugeführte Energie (zum Beispiel in Form von Licht oder elektromagnetischer Strahlung) freie Ladungsträger (Elektronen) in ihnen erzeugt werden können. Hierzu muss die „Rohzelle“ zunächst weiter bearbeitet werden, damit sich später darin Elektronen bewegen und fließen können, die die Grundlage eines elektrischen Stromflusses bilden.



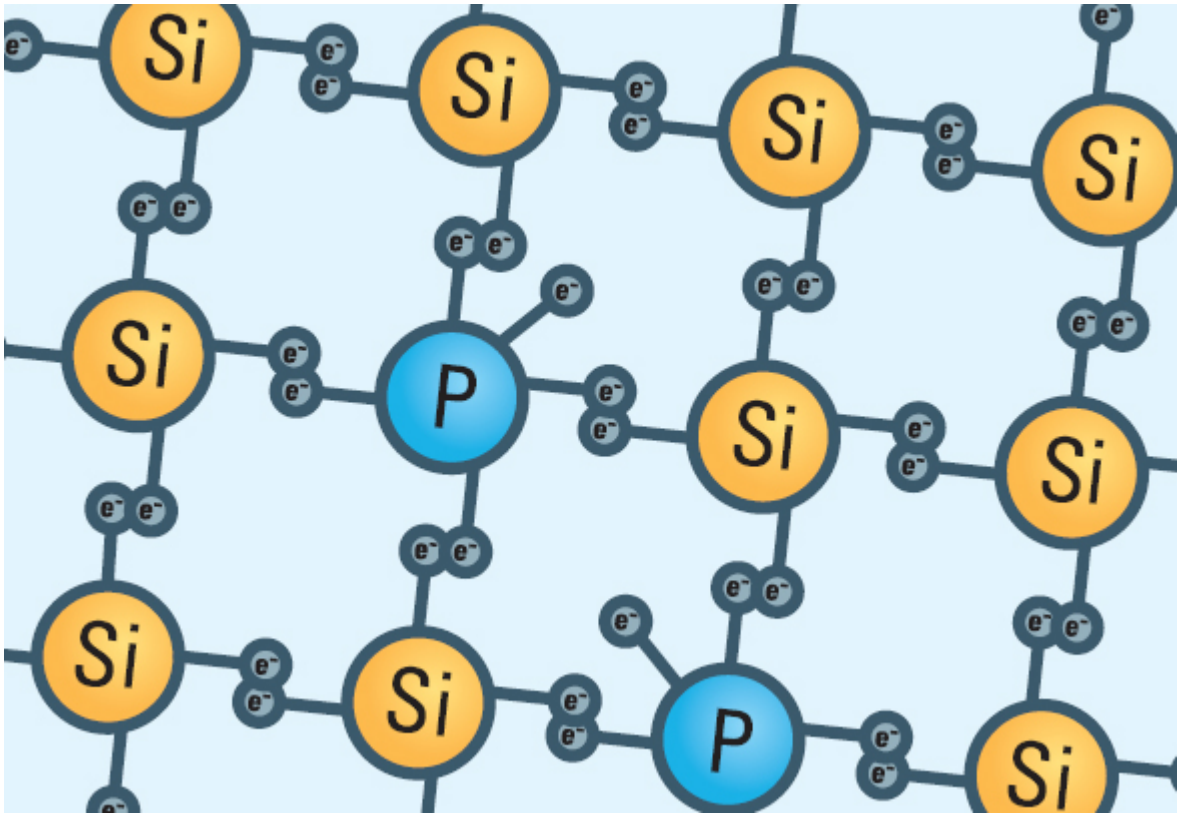
Systemdarstellung „Ziehen“ eines Kristallingots

Zuerst wird die Zelloberfläche in ihrer Struktur verändert, damit diese das Licht weniger reflektiert und somit mehr Licht in die Zelle eindringen kann. Man nennt diesen Vorgang „Texturierung“.

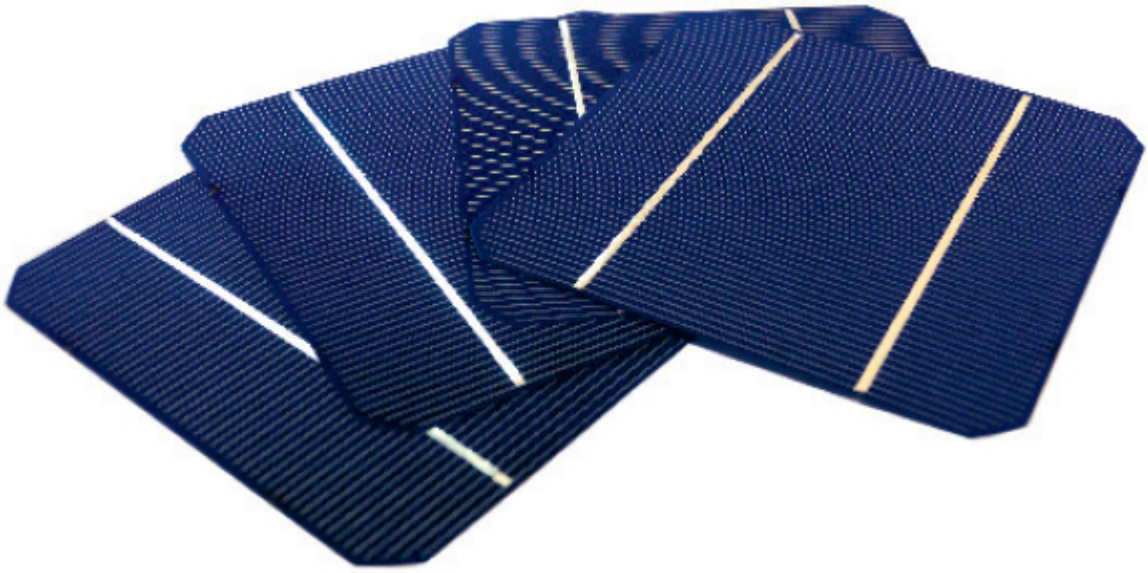
Bislang liegen im Silizium lediglich die sogenannten Elektronenlöcher vor, also Fehlstellen von Elektronen aufgrund der Vermischung des Siliziums mit Bor (siehe Seite 15). Dementsprechend lässt sich die Zelle als „positiv“ bezeichnen. Wie allgemein bekannt, muss es bei Stromfluss neben der „positiven“ Seite auch immer eine „negative“ geben – Strom fließt nur, wenn Elektronen fließen; wir benötigen neben der elektronenarmen Siliziumzelle also noch einen Elektronenspender. Hierzu wird die obere Siliziumschicht mit einem Material durchsetzt, das chemisch mehr reaktive Elektronen enthält als Silizium und somit als Elektronenspender dient, zum Beispiel Phosphor. Phosphor beherbergt in seiner äußersten Elektronenhülle fünf Elektronen. Damit wird die Siliziumscheibe auf einer Seite negativ dotiert (n-Schicht mit Elektronenüberschuss).

Wie man am Atommodell erkennt, ergeben sich nicht gebundene, „freie“ Elektronen, die sich ebenfalls frei im Raum bewegen können. Was es damit auf sich hat, sehen wir etwas später. Zunächst wird die Zelle in weiteren Schritten bearbeitet.

Damit die Lichteinwirkung sowie der Elektronenfluss besser funktionieren, wird die Zelle zum einen mit einer Antireflexschicht versehen (dies verleiht ihr meist ihr dunkles, blaues Aussehen). Danach erhält die Zelle eine Kontaktierung sowohl auf ihrer Rück- wie auch auf der Vorderseite, vorderseitig mittels feiner Leiter aus Silberpaste (Grid – aus dem Englischen für „Gitter“) und Stromleiterbändchen (Busbars).



Ungebundene, freie Elektronen des Phosphors



Fertige Solarzellen (Vorderseite)

Wie funktioniert die Solarzelle?

Im Grenzbereich der beiden zuvor beschriebenen Schichten, in der sogenannten Raumladungszone zwischen oberer (negativer) und unterer (positiver) Schicht, binden sich die freien überschüssigen Elektronen der Elektronenspender (aus dem Phosphor) locker an die freien Fehlstellen aus der unteren Schicht. Man kann es vereinfacht auch als einen „schwebenden Zustand“ betrachten. Die Elektronen besetzen die Fehlstellen im sogenannten Valenzband und bilden elektrisch eine neutrale Zone, den „p-n-Übergang“.

Da nun oben Elektronenüberschuss und unten Elektronenfehlstellen herrschen, bildet sich zwischen der oberen und unteren Kontaktfläche ein ständig vorhandenes elektrisches Feld, da die Elektronen und Fehlstellen einen natürlichen Ausgleich suchen.

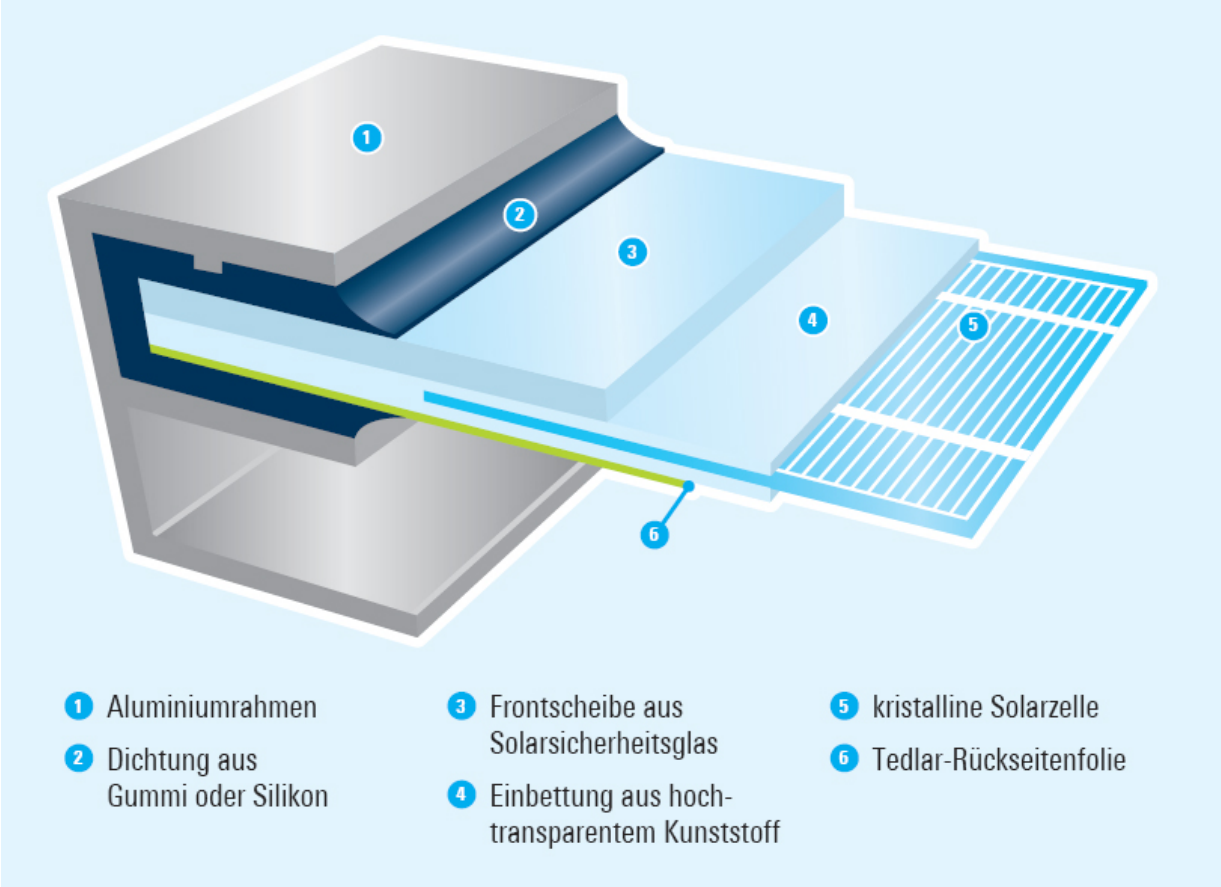
Trifft Licht auf die Solarzelle, schlagen die Lichtteilchen mit ihrer Energie dabei die Elektronen aus ihren Bindungen heraus, die dann als frei bewegliche Teilchen in der Zelle verfügbar sind. Damit werden die Elektronen in das Leitungsband gehoben, wo sie frei verfügbar sind.

Viele dieser freien Ladungsträger (Elektronenlochpaare) verschwinden nach kurzer Zeit durch Rekombination wieder, das heißt die freien Elektronen fallen wieder in die Elektronenlöcher, wenn etwa die Photonenenergie nicht stark genug ist. Einige Ladungsträger driften jedoch zu den feinen Kontakten (Frontkontakten) an der Oberseite der Zelle, das heißt, die Elektronen werden von den Löchern getrennt und driften nach oben, die Löcher hingegen nach unten. Somit entsteht elektrische Spannung, solange weitere Photonen aus dem Lichteinfall ständig freie Ladungsträger erzeugen. Die hierbei messbare elektrische Spannung liegt bei einer Solarzelle bei etwa 0,5 bis 0,7 Volt.

Schaltet man nun einen Verbraucher dazwischen, zum Beispiel eine kleine Lampe, fließen die Elektronen durch den „äußeren Stromkreis“ über diesen Verbraucher zur unteren Kontaktfläche der Zelle und rekombinieren dort mit den zurückgelassenen Löchern. Der weitere Lichteinfall führt zur Aufrechterhaltung des Elektronenkreislaufes und somit zur Erzeugung elektrischer Energie (= Stromfluss).

Modulfertigung

Da die Spannung (0,5 bis 0,7 Volt) sowie Leistung (4 bis 5 Watt) einer einzelnen Zelle viel zu gering wären, um einen konventionellen Nutzen bei der Stromerzeugung zu ermöglichen, müssen mehrere Zellen miteinander verschaltet werden, damit sich zum einen die Spannung und zum anderen die Leistung erhöht. Ein Aneinanderreihen der Solarzellen bewirkt dabei eine Leistungserhöhung.



Schematischer Modulaufbau

Für den praktischen Einsatz der Solarzellen können die hauchdünnen Zellen natürlich nicht lose gehandhabt werden, da diese nach kürzester Zeit zerbrächen. Überdies müssen die Zellen und deren elektrische Verbindungen sowohl gegen äußere Einflüsse (Witterung, mechanische Belastungen) als auch aufgrund ihrer elektrischen Eigenschaft (Stromschlag) geschützt werden. Dies geschieht in Form eines Moduls.

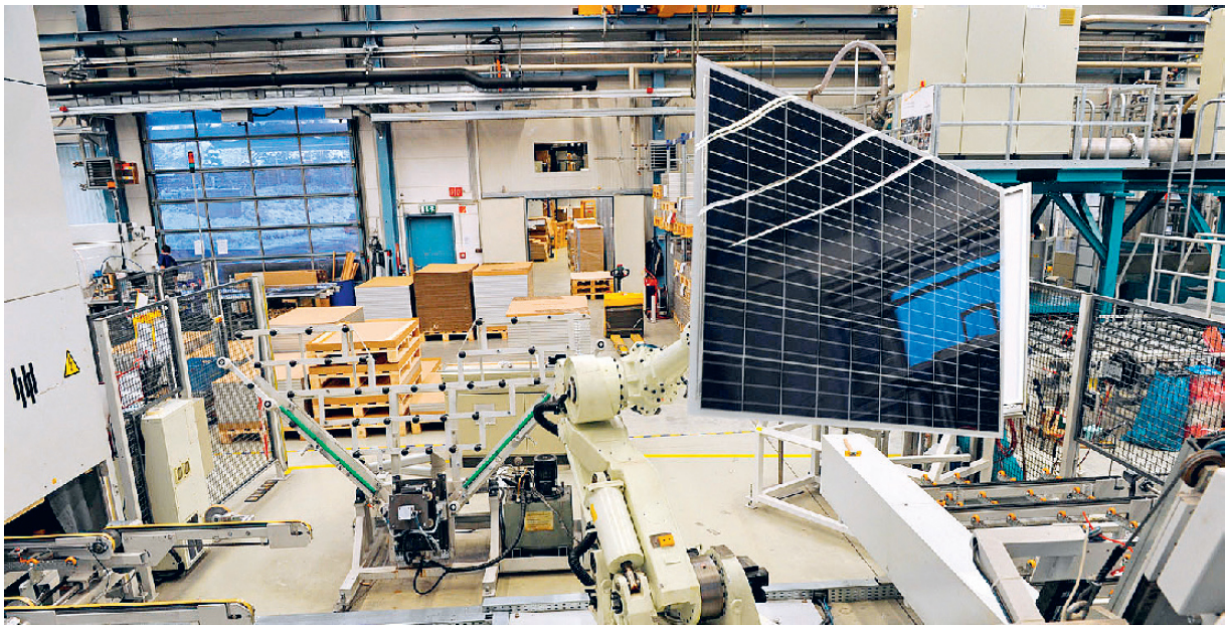
Hierzu wird auf einer Glasscheibe zuerst eine hochtransparente Schutzfolie (EVA, Ethylenvinylacetat) ausgelegt. Auf diese Folie werden anschließend die Zellen in einzelnen Reihen nebeneinander angeordnet, mit Leiterbändchen verbunden und an deren Enden miteinander verschaltet. Bei der Modulherstellung wurden früher die Zellen noch einzeln per Hand verlötet. Heute übernehmen Industrieroboter diese Aufgabe in einem vollautomatischen Verfahren.

Die Leiterbändchen werden in der Regel am Modulrand zu einem zentralen Bereich geführt, an dem später die Anschlussdose angebracht wird. Auf die aufgebrachten Zellen kommt eine weitere Lage der transparenten Schutzfolie und danach eine stabilere, in der Regel weiße (in manchen Fällen auch schwarze) Folie (aus Tedlar), die das Modul später rückseitig schützen soll. Dieser Glas-Zellen-Folienverbund wird mittels eines thermischen Verfahrens laminiert, sodass eine relativ feste Modulplatte entsteht.

Es gibt auch Module, bei denen sich auch auf der Rückseite eine Glasscheibe befindet (Glas-Glas-Laminate). Der Vorteil hier: eine höhere Belastungsmöglichkeit.

Schließlich wird an der Rückseite die Modulanschlussdose mit den beiden Anschlussleitungen (Plus / Minus) aufgeklebt und das Modul erhält in der Regel einen Aluminiumrahmen, was ihm abermals höhere Stabilität verleiht.

Ein solches gefertigtes Modul mit beispielsweise 60 Zellen und den Standardabmessungen von etwa 1,68 mal 1,00 Meter hat heutzutage eine Leistung von 320 Watt bis 340 Watt und eine Leerlaufspannung (Spannung, die an einem nicht angeschlossenen Modul ansteht) von etwa 40 Volt. Je nach Format und Zellanzahl können sich abweichende Modulmaße und -leistungen ergeben. Tendenziell geht die Entwicklung hin zu größeren Formaten mit rund 2,00 mal 1,00 Metern und einer Leistung von rund 380 Watt bis 450 Watt.



Die Serienfertigung von Solarmodulen geschieht heute in teilweise oder weitgehend automatisierten Produktionsanlagen, auch mit Hilfe von Robotern.

Die Nennleistung eines Moduls wird dabei mit Toleranzangaben angegeben. Waren früher Toleranzen von bis zu +/- 10 Prozent möglich, werden durch moderne Fertigung sowie Zellvorsortierung heutzutage überwiegend plussortierte Module gefertigt.

SOLARSTROM UND UMWELTBILANZ

Wenn man mit der Sonne als kostenlos zur Verfügung stehendem Energiespender Strom erzeugen kann, läge es zunächst auf der Hand zu vermuten, Solar- oder PV-Anlagen seien in ihrer Umweltbilanz mindestens neutral zu bewerten. Hier müssen allerdings einige Punkte unterschieden werden, denn bekanntlich ist längst nicht alles Gold, was glänzt. Der Betrieb einer Photovoltaikanlage kann ökologisch nicht allein für sich bewertet werden, sondern es bedarf immer der Betrachtung eines Vorher und eines Nachher.

Grundsätzlich ist anerkannt, dass Solarstrom weitaus geringere Umweltschäden verursacht als Energieerzeugung aus fossilen Energieträgern und der Kernkraft. Somit werden die externen Kosten der Energieerzeugung, wie zum Beispiel Beseitigung von Umweltschäden, erforderliche Rekultivierungsmaßnahmen, Endlager … gesenkt.

Stromkosten nach Erzeugungsart

Energieerzeuger	Stromgestehungskosten [ct/kWh]	Externe Kosten [ct/kWh]
Atomstrom (Stand 2019)	ca. 1,0	24 bis 28
Braunkohle (Stand 2017)	ca. 3,4 bis 4,7	22 bis 24
Photovoltaik	ca. 4 bis 12 *	ca. 1,0

* je nach Anlagengröße

Emissionserzeugung (CO_2)

Noch im Jahr 2011 betrugen die Kosten der Vermeidung von CO_2-Emissionen durch Photovoltaik 320 Euro je Tonne CO_2 und lagen damit höher als bei anderen erneuerbaren Energiequellen. Durch die starke Kostensenkung innerhalb der Photovoltaik sind die CO_2-Vermeidungskosten einer Hausdachanlage in Deutschland jedoch auf etwa 17–70 Euro je Tonne CO_2 gefallen, womit die Solarstromerzeugung günstiger ist als die Kosten für Klimawandelfolgeschäden, die aktuell auf 80 Euro je Tonne CO_2 veranschlagt werden. In sonnenreicheren Gegenden der Welt werden sogar Vorteile von bis zu 380 Euro je Tonne vermiedener CO_2-Emissionen erzielt.

Wie viel CO_2-Emissionen durch Photovoltaik tatsächlich vermieden werden, hängt auch von der Koordination des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit dem EU-Emissionshandel ab; außerdem von der für die Herstellung der Module verwendeten Energieform.

Produktionsphase

Für die Herstellung von Solarzellen wird, wie wir gelernt haben, Reinstsilizium benötigt. Dessen Herstellung erfolgt unter hohen Temperaturen und entsprechendem Energieaufwand. Die weiteren Produktionsschritte erfolgen wie in der typischen Halbleiterherstellung auf Basis chemischer und energieintensiver Schritte mit anfallenden Nebenstoffen. Für 1 Kilogramm Reinstsilizium entstehen ab der Rohstoffgewinnung bis zu 19 Kilogramm Nebenstoffe. Da Reinstsilizium meist von Zulieferfirmen produziert wird, ist die Auswahl der Lieferfirmen unter Umweltaspekten entscheidend für die Umweltbilanz eines PV-Moduls.

Betriebsphase

Durch die absolute Emissionsfreiheit im Betrieb weist die Photovoltaik sehr niedrige externe Kosten auf, also die Kosten, die neben den reinen Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung von Umwelteinflüssen und Aufwendungen für Umwelt-, Klima- und Gesundheitsschäden anfallen. Nach aktuellen Studien des Fraunhofer ISE (Stand März 2021) ergeben sich die in der Tabelle links oben aufgeführten Kosten ausgewählter Energieerzeuger.

Treibhausgasbilanz

Der PV-Betrieb gilt als CO_2-emissionsfrei. Dennoch lassen sich Photovoltaikanlagen derzeit nicht CO_2-frei herstellen, transportieren und montieren. Die rechnerischen CO_2-Emissionen von Photovoltaikanlagen betragen nach einer Studie aus dem Jahr 2015 (Francesco Asdrubali et al.) etwa 29 g/kWh. Verursacht werden diese Emissionen durch Verbrennung fossiler Energien insbesondere während der Fertigung von Solaranlagen.

Zum Vergleich:

- Bei Kohlekraftwerken liegt die Emission zwischen 750–1 200 g/kWh,
- bei Gaskraftwerken zwischen 400–550 g/kWh,
- bei Windenergie und Wasserkraft zwischen 10–40 g/kWh,
- bei der Kernenergie zwischen 10–30 g/kWh (ohne Endlagerung) und
- bei Solarthermie in Afrika zwischen 10–14 g/kWh.

Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien im Zuge des weltweiten Ziels zu nachhaltigen Energieformen wird sich die Treibhausgasbilanz bei der PV-Herstellung sicher automatisch weiter verbessern.

Die energetische Amortisationszeit von Photovoltaikanlagen ist der Zeitraum, in dem die Photovoltaikanlage die gleiche Energiemenge geliefert hat, die während ihres gesamten Lebenszyklus benötigt wird; für Herstellung, Transport, Errichtung, Betrieb, Rückbau und Recycling. Um den für die Produktion notwendigen Energieverbrauch ins Verhältnis zur Energiegewinnung

zu bringen, haben Forscher den sogenannten Energy Stored On Invested (ESOI) Wert entwickelt. Er wird auch als Erntefaktor bezeichnet, der das Verhältnis der genutzten zur investierten Energie beschreibt.

Dieser betrug bei PV-Anlagen 2011 zwischen 0,75 und 3,5 Jahren, je nach Standort und verwendeter Photovoltaiktechnologie. Bei CdTe-Modulen lagen die Werte mit 0,75 bis 2,1 Jahren am günstigsten, während Module aus amorphem Silizium mit 1,8 bis 3,5 Jahren über dem Durchschnitt lagen. Mono- und multikristalline Systeme benötigen etwa 1,5 bis 2,7 Jahre. Als Lebensdauer wurden in der Studie 30 Jahre für Module auf Basis kristalliner Siliziumzellen und 20 bis 25 Jahre für Dünnschichtmodule angenommen, für die Lebensdauer der Wechselrichter 15 Jahre.

Bei einem PV-Einsatz in Deutschland wurde die Energie, die im Jahr 2011 zur Herstellung einer Photovoltaikanlage benötigt wurde, durch Solarzellen in etwa zwei Jahren wieder gewonnen. Der Erntefaktor liegt unter für Deutschland typischen Einstrahlungsbedingungen bei mindestens 10, eine weitere Verbesserung ist nach einem Bericht in der Fachzeitschrift BWK (2007) wahrscheinlich.

Flächenverbrauch

Umweltbilanzen spiegeln sich auch im Flächenverbrauch wider. In der Regel ist hier der Bodenflächenverbrauch gemeint. PV-Anlagen werden überwiegend auf bestehenden Dachflächen errichtet, was letztendlich zu keinem zusätzlichen Flächenbedarf führt. Freilandanlagen in Form von Solarparks nehmen demgegenüber zusätzliche Flächen in Anspruch, wobei häufig bereits vorbelastete Areale wie zum Beispiel Konversionsflächen (aus ehemaliger militärischer, gewerblicher, verkehrlicher oder wohnlicher Nutzung), Flächen entlang von Autobahnen und Bahnlinien (im 200-Meter-Streifen), auf als Gewerbe- oder Industriegebiet ausgewiesenen oder versiegelten Flächen (ehemalige Deponien, Parkplätze …) verwendet werden.

Werden Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlicher Fläche errichtet, was in Deutschland derzeit nicht oder nur begrenzt entlang öffentlicher Verkehrswege gefördert wird, kann es zu einer Nutzungskonkurrenz kommen. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass Solarparks im Vergleich zur Bioenergieerzeugung auf gleicher Fläche einen um ein Vielfaches höheren Energieertrag aufweisen. So liefern Solarparks pro Flächeneinheit etwa 25- bis 65-mal so viel Strom wie Energiepflanzen. Zudem ergeben sich bei PV-Freifeldanlagen weitere ökologische Aspekte: Die Flächen werden innerhalb der elektrischen Anlage (eingezäunte Freilandanlage) weitgehend begrünt, teilweise auch unter Genehmigungsauflagen am Rand bepflanzt und mit Kleinbiotopen versehen. Eine Bodenversiegelung, wie sie in typischer Weise von Bauwerken verursacht wird, erfolgt hier bis auf die erforderliche(n) Trafostation(en) oder das Gestellstützensystem nicht. Daher können sie gegenüber einer ansonsten konventionellen und in üblicher Weise industriell bewirtschafteten landwirtschaftlichen Fläche auf jeden Fall als ökologisch wertvolle Flächen bezeichnet werden.

Entsorgung von PV-Modulen

Ein Solarmodul besteht überwiegend aus Aluminium, Glas und Kunststoffen sowie den Solarzellen aus Silizium. Die Stoffe beim Recycling der Module unterteilen sich in Schadstoffe, Rohstoffe und begrenzte Rohstoffe. Die geringsten Mengen an Schadstoffen sind in der amorphen Technologie (a-Si) zu finden, leider werden aber auch hier, wie in allen Dünnschichttechnologien, noch bleihaltige Lötverbindungen verwendet. Die CIGS-Technologie (Cuprum-Indium-Gallium-Selen) enthält geringe Mengen Kadmium aufgrund einer Kadmiumsulfidschicht. Blei ist vor allem in den kristallinen Modulen (c-Si) wegen der bleihaltigen Lötverbindungen der Solarzellen im Modul zu finden. Das Schwermetall Kadmium ist in den CdTe-Modulen vorhanden, allerdings chemisch gebunden mit dem Element Tellur.



Beschädigte Photovoltaikmodule nach Hagelschlag

Als begrenzter Rohstoff finden sich in der a-Si-Technologie Germanium und in CIGS-Modulen Indium, Gallium und Selen.

Der größte Gewichtsanteil bei den Modulen rührt vom Rohstoff Glas, der in allen Technologien zu finden ist, je nach Größe der Module in einer Menge von etwa 11 kg/m^2. Aluminium als Rahmenmaterial kommt in Mengen von etwa 1 kg/m^2 vor. Silber als kostenintensivster Rohstoff in der c-Si-Technologie findet vor allem Verwendung in den Metallisierungspasten auf der Vorderseite der Solarzellen, mit einem Gewichtsanteil von 20 g/m^2. Kupfer als Rohstoff findet sich vor allem in der Verkabelung sämtlicher Modultechnologien, bei den CIGS-Modulen ebenfalls in der aktiven Halbleiterschicht.

All diese Materialien können nach gegenwärtigem Stand der Technik recht einfach recycelt werden. Daher liegt die Recyclingquote bei Solarmodulen heute bei mehr als 80 Prozent. Moderne Anlagen zur Wiederverwertung von PV-Modulen sollen sogar auf Raten von mehr als 90 Prozent kommen.

Das im Juli 2007 gegründete PV-Cycle-System ist ein Zusammenschluss mehrerer Unternehmen der Photovoltaikindustrie

mit dem Ziel, ein freiwilliges Rücknahme- und Recyclingprogramm für Altmodule aufzubauen. Die Mitglieder des PV Cycle sind Produzenten, Importeure, Forschungsinstitute und Großhändler.

Momentan fallen zwar noch keine nennenswerten Mengen an ausgedienten PV-Modulen und Solarzellen an, das wird sich in den kommenden Jahren aber unweigerlich ändern. Die zu erwartende Abfallmenge an PV-Modulen wird unterschiedlich prognostiziert. Man spricht davon, dass bis zum Jahr 2030 in der EU etwa 130 000 t ausgedienter Module erwartet werden. Das exponentielle Wachstum in der Produktion und Installation von Modulen spiegelt sich nach etwa 20 Jahren als die Abfallmenge wider, die „verarbeitet“ werden muss, wobei freilich nicht damit zu rechnen ist, dass alle PV-Anlagen nach 20 Jahren Nutzungsdauer wieder abgebaut werden. Im Jahr 2010 sollten demnach etwa 5 000 Tonnen an PV-Modulen aus dem Jahr 1990 als Abfall eingegangen sein. Eine Prognose für den PV-Abfall durch eine Studie des Instituts für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft (ISWA) und des Instituts für Photovoltaik (ipv) aus dem Jahr 2012 kam auf eine weltweiten Abfallmenge von 4 000 Tonnen pro Jahr. Die Recyclingorganisation PV-Cycle hat im Jahr 2010 dagegen nur etwa 1 400 Tonnen eingesammelt.

Als Reaktion auf die insgesamt unbefriedigende Entwicklung fallen seit dem 24. Januar 2012 auch Solarmodule unter eine Novellierung der Elektroschrott-Richtlinie. Für die PV-Branche sieht die Novelle vor, dass 85 Prozent aller verkauften Solarmodule gesammelt und zu 80 Prozent in die Wiederverwertung gebracht werden müssen.

Bis 2014 waren alle 27 EU-Mitgliedsländer verpflichtet, die Verordnung in nationales Recht umzusetzen. Dadurch hat man die Hersteller in die Pflicht genommen, Strukturen für die Wiederverwertung bereitzustellen. Die Trennung der Module von anderen Elektrogeräten wird dabei bevorzugt. Bereits existierende Sammel- und Recyclingstrukturen sollen zudem ausgebaut werden.

In Deutschland wird die Rücknahme aktuell über das Elektro- und Elektronikgerätegesetz (ElektroG) geregelt, der deutschen Umsetzung der europäischen WEEE-Richtlinie (WEEE = Waste of

Electrical and Electronic Equipment). Die Hersteller und Inverkehrbringer von Solarmodulen müssen sich registrieren und dafür sorgen, dass die von ihnen verkauften Photovoltaikmodule zurückgenommen und ordnungsgemäß entsorgt werden. Das ist bei Solaranlagen nicht anders als bei Staubsaugern und Fernsehern.

Der Branchenverband BSW-Solar hat Ende Oktober 2019 ein Merkblatt zum sicheren Umgang mit PV-Altmodulen veröffentlicht, das sich an Installateure und Betreiber von PV-Anlagen richtet.

Durch die breite Palette an Solarzellen und -modulen erhöht sich der Anpassungsaufwand an die jeweils eingesetzte Recyclingtechnologie. Bisher existieren großtechnische Recyclingverfahren nur für Module aus kristallinem Silizium und aus Cadmiumtellurid. Verfahren für Module mit anderen Halbleitertechniken befinden sich erst in der Entwicklungsphase. Neben dem Verfahren der Deutsche Solar AG, bei dem die schadhaften und ausgedienten Module über thermische und chemische Prozesse entweder als Ganzes oder als Bruchstücke der Solarzellen aufbereitet werden, bietet beispielsweise die Firma First Solar für ihre Cadmium/Tellurit-Module ein technisch anderes Verfahren an, bei dem die Module mechanisch zerkleinert und anschließend über weitere chemische und maschinelle Prozesse in ihre Bestandteile zerlegt, separiert und die Halbleiterrohstoffe letztlich zurückgewonnen werden. Der energieintensiv hergestellte Teil der Solarzellen (Silizium) kann vier- bis fünfmal wiederverwertet werden.

Recycling von Solarmodulen

	c-Si (kristalline Siliziumzellen)	a-Si (amorphe Siliziumzellen)	CIS (Kupfer-Indium-Diselenid-Zellen)	CdTe (Cadmium-Tellurid-Zellen)
	Anteil in %			
Glas	75–80	80–90	80–85	95
Aluminium	10–12	< 0,001–10	< 0,001–12	< 0,01
Silizium	ca. 3	< 0,1		
Polymere	ca. 6,5	10	6	3,5
Zink	0,12	< 0,1	0,12	0,01
Blei	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,01
Kupfer (Kabel)	0,6		0,85	1
Indium			0,02	
Selen			0,03	
Tellur				0,07
Cadmium				0,07
Silber	< 0,006			< 0,01

Quelle: „Recycling von Solarmodulen – Potenzial und Anspruch eines zukünftigen Stoffstroms“, PV-Cycle-Studie 2007



Die Gewinnung von Lithium in Südamerika geht sehr zulasten der Umwelt.

Der Energieverbrauch für die Herstellung von Solarzellen aus Recyclingmaterialien benötigt weniger als ein Drittel der Energie, die für die Herstellung von Solarzellen aus Primärmaterialien beansprucht wird – aus ökologischer Sicht sind lediglich die verwendeten Ätzlösungen zu bemängeln, da diese teilweise toxisch und somit bei unsachgemäßer Handhabung eine Gefahr für die Umwelt darstellen können. Die Einsparung an Energie und damit auch die Reduktion von Emissionen machen das Recycling umwelttechnisch gesehen sinnvoll. Somit ergibt die Energiebilanz für Herstellung beziehungsweise Recycling von PV-Modulen ganz eindeutige Vorteile für das Recycling.

Batteriespeicher

Immer mehr Photovoltaikanlagen werden mit Batteriespeicher betrieben. Bei Batteriespeichern, zum Beispiel mit der Lithium-Ionen-Technologie, ist die Umweltbilanz im Verhältnis zur reinen

Photovoltaik differenzierter zu betrachten. Die meisten Studien befassen sich hierzu mit der Elektromobilität, welche sich nochmals vom Betrieb von PV-Anlagen unterscheidet.

Lithium-Ionen-Akkus haben sich schon seit langer Zeit zum Branchenstandard entwickelt. Vor der größeren Markteinführung von Stromspeichern in Verbindung mit einer Solaranlage oder auch der Elektromobilität waren diese bereits in vielen elektronischen Geräten wie Smartphones und Laptops im Einsatz.

Ähnlich wie bei der Photovoltaik ergeben sich unterschiedliche Perspektiven angefangen von der Herstellung über den Betrieb bis hin zur Entsorgung. Dabei dürfte der reine Betrieb eines Stromspeichers ökologisch kaum negative Tendenzen aufweisen, insbesondere wenn er mit regenerativem Strom betrieben wird, was in der Elektromobilität heute noch nicht zu 100 Prozent geschieht. Ansonsten spielen hinsichtlich der Öko-Bilanz drei Faktoren eine wichtige Rolle:

1. die Umwelteinflüsse durch Rohstoffabbau, Produktion und Transport
2. die dafür aufgewendete Energie
3. das Recycling

Rohstoffe

Für die Herstellung von Solarstromspeichern sind spezielle Rohstoffe erforderlich, die in Deutschland nicht vorkommen und teilweise generell selten in der übrigen Welt vorhanden sind.

Lithium ist ein auf der Erde zwar häufig zu findendes Leichtmetall, allerdings kommt es nur in geringen Konzentrationen vor. Das Lithium für die Stromspeicher wird vorrangig in Chile, Bolivien, China und Argentinien abgebaut, wo bereits die ersten Probleme entstehen.

Zur Lithiumgewinnung wird salzhaltiges Grundwasser an die Oberfläche gepumpt und über eine Kette von Verdunstungsteichen geleitet, in denen über mehrere Monate ein Verdunstungsprozess an der Sonne stattfindet. Hat das Lithiumchlorid in den Teichen die

nötige Konzentration erreicht, wird die Lösung in eine Aufbereitungsanlage gepumpt, wo unerwünschtes Bor und Magnesium extrahiert und ausgefiltert werden, um anschließend mit Natriumcarbonat behandelt zu werden. Das dabei ausgefällte Lithiumcarbonat wird gefiltert und getrocknet. Überschüssige Restsole wird in den Salzsee zurückgepumpt. Gerade in trockenen Gegenden wie Chile wird durch die Grundwasserverwendung das Austrocknen der Landschaft gefördert.

Kobalt wird überwiegend aus Kupfer- und Nickelerzen gewonnen. Die genaue Gewinnungsart ist von der Zusammensetzung des Ausgangserzes abhängig und bisweilen sehr aufwendig.

Der größte Teil des Kobalts wird durch Reduktion der Nebenprodukte in der Gewinnung des Nickel- und Kupferabbaus und der Schmelze gewonnen. Daher hängt die Kobaltversorgung in hohem Maße vom Kupfer- und Nickelabbau in einem bestimmten Markt ab. Es gibt verschiedene Methoden, um Kobalt von Kupfer und Nickel zu trennen, abhängig von der Höhe der Kobaltkonzentration und der genauen Zusammensetzung des verwendeten Erzes. Kobalt kann unter anderem aus der Kupferschmelze ausgelaugt werden. Dementsprechend ergeben sich neben hohem chemischen und energetischen Einsatz auch ein hoher Einsatz von Wasser und entsprechenden Abwässern zur Gewinnung.

Das Vorkommen von Kobalt beschränkt sich in hohem Maße auf den Kongo. Vorkommen in China, Kanada und Russland liegen etwa um den Faktor 10 niedriger als im Kongo. Die ausschließlich aus den ausländischen Gebieten geförderten Rohstoffe drücken die Ökobilanz für Deutschland in Anbetracht der Transportwege sowie -fahrzeuge zusätzlich erheblich.

Insbesondere Kobalt ist wegen der damit in Verbindung stehenden Kinderarbeit in die Kritik geraten. Über die Hälfte des heute verwendeten Kobalts stammt aus der Republik Kongo. Im Jahre 2016 wurden 84 400 Tonnen Kobalt gewonnen, für das Jahr 2030 wird eine Nachfrage von 450 000 Tonnen Kobalt vorausgesagt, was einen enormen Druck auf die einzelnen Kobaltminen nach sich

zieht. Von den 84 000 Tonnen Kobalt stammten 18 000 Tonnen, also rund 20 Prozent, aus illegalen Kleinbergwerken im Kongo. Daher kann man zwischen zwei Arten von Kobaltminen unterscheiden:

1. Die Gewinnung aus illegalen Kleinbergwerken und
2. die aus industriellen Minen mit gewissen Standards.

Heutzutage liegen die industriellen Minen hauptsächlich in chinesischer Hand und schaffen somit nur wenige Arbeitsplätze für Einheimische – die Armut in der Region wächst trotz des Rohstoffreichtums. Die illegalen Kleinbergwerke oder Minen sind meist 40 bis 50 Meter tief und werden von den Arbeitern (darunter viele Kinder) ohne jegliche Schutzkleidung, Schutzausrüstung oder Maschinen händisch gegraben. Diese Bergwerke sind schmale, enge Tunnel, die ohne Pfeiler und Wände, die die Minen vor dem Einstürzen schützen könnten, in den Boden gegraben werden. Aufgrund der Enge werden vermehrt Kinder und kleine Erwachsene eingesetzt, um das Kobalterz zu fördern. Die Gewinnung des Kobalts ist sehr aufwendig, da der Rohstoff immer nur vereinzelt und in kleinen Mengen zu finden ist.

Nach UN-Leitprinzipien müssen alle Unternehmen, die in die Lieferkette eingebunden sind, den Prinzipien für Wirtschaft und Menschenrechte entsprechen. Sofern diese nicht beachtet oder gebrochen werden, müssen die Unternehmen den Vorgang sofort abbrechen. Die Herkunftsländer der Unternehmen verpflichten die Unternehmen, die Herkunft der Materialien sowie die Herstellung nochmals selbst zu überprüfen, um eine Menschenrechtsverletzung auszuschließen. Amnesty International hat verschiedenen Unternehmen gegenüber den Vorwurf ausgesprochen, die Konzerne profitierten von Kinderarbeit im Kongo. In Artikel 32 (UN) des Übereinkommens sind die Rechte des Kindes klar definiert: „Die Vertragsstaaten erkennen das Recht des Kindes an, vor wirtschaftlicher Ausbeutung geschützt und nicht zu einer Arbeit herangezogen zu werden, die Gefahren mit sich bringen, die Erziehung des Kindes behindern oder die Gesundheit des Kindes oder seine körperliche, geistige, seelische, sittliche oder soziale Entwicklung schädigen könnte.“ Im Juni 2021 hat die Bundesregierung das Lieferkettengesetz beschlossen. Ziel ist es,

den Schutz grundlegender Menschenrechte zu verbessern und insbesondere das Verbot von Kinderarbeit durchzusetzen. Auch Umweltbelange sind darin relevant, wenn sie zu Menschenrechtsverletzungen führen (beispielsweise durch vergiftetes Wasser) oder dem Schutz der menschlichen Gesundheit dienen.

Das „Kobalt-Problem“ betrifft jedoch nicht nur allein die Herstellung industrieller oder gewerblicher Energiespeicher, sondern fängt bereits bei Kleinanwendungen wie dem Smartphone an. Die direkten Umwelteinflüsse durch Rohstoffabbau, Produktion und Transport sowie die humanen Auswirkungen müssen bei Energiespeichern daher als negativ bezeichnet werden.

Produktion

Um den für die Produktion notwendigen Energieverbrauch ins Verhältnis zur Stromspeicherleistung zu bringen, haben Forscher den sogenannten Energy Stored On Invested (ESOI) Wert entwickelt (Erntefaktor). Hier haben die Stromspeicher in den vergangenen Jahren bereits deutliche Fortschritte gemacht.

Während der Wert im Jahr 2013 noch bei 10 lag, liegt er heute bereits bei 18. Das bedeutet, dass ein durchschnittlicher Lithium-Ionen-Stromspeicher 18-mal so viel Energie speichert und abgibt, wie beim Abbau und der Produktion aufgewendet wurde. Je langlebiger der Speicher ist, desto besser ist schließlich auch der ESOI-Wert. Die Umweltbilanz in diesem Bereich entwickelt sich somit positiv und sollte sich, wie die Vergangenheit bereits gezeigt hat, weiter deutlich verbessern.

Eine genaue Gesamtbewertung zur Ökobilanz bleibt schwierig, da insbesondere die Rohstoffgewinnung und die damit verbundenen Umweltschädigungen, die sich im Besonderen negativ auf die Ökobilanz auswirken, nicht genau abgeschätzt werden können.

Rücknahme von Altbatterien

Es ist bekannt, dass Altbatterien giftige Schwermetalle wie Quecksilber, Cadmium und Blei enthalten können. Um Mensch und Umwelt zu schützen und Wertstoffe in hohem Maße wiederzugewinnen, müssen sie getrennt vom unsortierten Siedlungsabfall gesammelt und recycelt werden. Dies gilt bereits für Klein- und Autobatterien.

Im Jahr 2006 trat die EU-Batterierichtlinie (BattRL) in Kraft. Ihr Ziel ist es, die Umweltbelastungen durch Altbatterien zu reduzieren. In Deutschland löste das Batteriegesetz (BattG) im Jahr 2009 die Batterieverordnung von 1998 ab. Das BattG, das die BattRL in nationales Recht umsetzt, gilt für alle Arten von Batterien und Akkumulatoren also Fahrzeug-, Industrie- und die aus dem Alltag bekannten Gerätebatterien. Insofern besteht in Deutschland und anderen EU-Ländern ein „Rücknahmezwang“.

Zudem ist das Inverkehrbringen von Batterien, die mehr als 0,0005 Gewichtsprozent (fünf Milligramm pro Kilogramm) Quecksilber enthalten, verboten. Auch das Inverkehrbringen von Gerätebatterien mit einem Cadmiumgehalt von mehr als 0,002 Gewichtsprozent (20 Milligramm pro Kilogramm) ist per Gesetz nicht erlaubt.

Fahrzeug- und Industriebatterien unterliegen hingegen nicht dem Cadmiumverbot! Enthalten Batterien die Schwermetalle Cadmium beziehungsweise Blei oberhalb bestimmter Grenzwerte, muss dies auf der Batterie beziehungsweise der Verpackung unterhalb des durchgestrichenen Mülltonnensymbols gekennzeichnet werden.

Vertreiber von Batterien sind dementsprechend verpflichtet, Altbatterien unentgeltlich vom Endnutzer zurückzunehmen. Auf der anderen Seite sind Endnutzer gesetzlich verpflichtet, alle anfallenden Altbatterien bei den Vertreibern von Batterien oder den Sammelstellen der Wertstoffhöfe und Schadstoffmobile abzugeben. Keinesfalls gehören Altbatterien – beispielsweise auch beschädigte Altbatterien und Knopfzellen – in den Hausmüll oder gar achtlos in die Umwelt geworfen.



Wallbox für das Eigenheim

Um die Sammelstellen leicht zu finden, gibt es ein – allerdings nicht verbindliches – einheitliches Sammelstellenlogo.

Fahrzeug- und Industriealtbatterien (E-Bike-Akkus, Akkus zur Speicherung erneuerbarer Energien …) können von Endnutzern bei den Vertreibern dieser Batteriearten kostenfrei zurückgeben werden. Teilweise beteiligen sich auch kommunale Sammelstellen freiwillig an der Sammlung solcher Batterien.

Problemfeld Lithium-Ionen-Batterie

Bei den Batterien zur konventionellen Energieversorgung haben sich verschiedene auf Lithium basierende Techniken durchgesetzt. Die zunehmende Verbreitung dieser Technologie bringt aber auch einige Schwierigkeiten mit sich. Dazu zählt die Brandgefahr. Vor allem, wenn solche Batterien durch Fremdeinwirkung beschädigt sind, kann ein innerer Kurzschluss entstehen, die Lagerung ist dann nicht sicher. Bereits bei Kleinanwendungen (Smartphone) sind Fälle

bekannt, bei denen die Batterie thermisch „durchgegangen“ ist. Denn Lithium ist reaktionsfreudig, in Verbindung mit Feuchtigkeit entzündet sich das Metall. In Lithium-Ionen-Batterien liegt das Lithium zwar in gebundener Form und in nur geringer Menge vor, problematisch ist aber die Temperaturentwicklung durch die hohe Energiedichte. Wenn also zunehmend Lithium-Stromspeicher mit hoher Kapazität beispielsweise im Straßenverkehr in Elektrofahrzeugen verbaut sind, stellt sich die Frage: Wie wird ein bei einem Unfall beschädigter Akku sicher transportiert und entsorgt?

Gebrauchte und unbeschädigte Blöcke können unter den gleichen und international gültigen Sicherheitsanforderungen wie neue transportiert werden. Problematisch sind aber Batterieblöcke mit einem Gewicht von mehr als einem halben Kilo und einer mechanischen Beschädigung. Hier ist der Transport in Deutschland nur unter bestimmten Bedingungen und Vorgaben der Bundesanstalt für Materialprüfung (BAM) erlaubt und muss zudem dort angemeldet werden. Die Batterieindustrie arbeitet unter Hochdruck im Eigeninteresse an einer Lösung des Transportproblems. So werden durch die gegründete Stiftung Gemeinsames Rücknahmesystem (GRS) seit einigen Jahren flächendeckende Rücknahme- und Entsorgungssysteme für Lithium-Batterien betrieben. Seit Mitte 2013 steht ein von der BAM geprüftes Transportsystem zur Verfügung, welches auch die Entsorgung beschädigter großer Lithium-Batterien sicherstellt. Dieses ist so konstruiert, dass der Akku darin notfalls kontrolliert abbrennen kann.

Recycling und Verwertung

Die etablierten Recyclingprozesse für Altbatterien und -akkus konzentrieren sich vor allem auf die Rückgewinnung von Quecksilber, Cadmium, Blei, Zink, Eisen, Aluminium, Nickel, Kupfer, Silber, Mangan und Kobalt. Mit der Wiedergewinnung dieser Stoffe kann unter anderem die umweltbelastende Primärgewinnung vieler

Rohstoffe reduziert werden. Wertvolle Beiträge zum Umwelt- und Ressourcenschutz werden dadurch geleistet.

Ausgediente größere Akkus, insbesondere Lithium-Ionen-Akkus, nehmen, wenn diese unbeschädigt sind, einen anderen Weg. Sie werden zum Recycling zu Unternehmen wie der Redux Recycling GmbH in Bremerhaven oder in die europäischen Nachbarländer gebracht, etwa zur Snam in Saint Florent oder zur Umicore in Belgien. Dort werden die Materialien getrennt. Die Menge an großen Batterien, die dort landen, ist aktuell noch überschaubar; wenn einzelne Module der Lithium-Akkus in der Leistung nachlassen, können sie ausgewechselt werden. Der geringe Anteil Lithium in den Akkus von oft nur einem Prozent des Gewichts soll das Recycling übrigens nicht lohnen, zudem ist Lithium nicht teuer. Wiederverwertet werden aber andere Metalle wie Kobalt und Kupfer.

Wegen der langen Lebensdauer ist die bisher angefallene Menge an Lithium-Akkus noch gering – von einigen Herstellern ist zu hören, sie suchten defekte Exemplare, um sie untersuchen zu können, es seien aber kaum welche zu finden.

Die Bundesregierung fördert schon seit dem Jahr 2009 Forschungs- und Entwicklungsprojekte im Rahmen der Elektromobilitätsforschung, um Behandlungs- und Recyclingprozesse zu verbessern. Aus den zahlreichen Förderaktivitäten der letzten Jahre ist das Interesse der Bundesregierung zu erkennen, nicht nur die Batterietechnik für die Elektromobilität, sondern auch die zugehörigen Recyclingtechniken zu fördern.

Ausblick

Mit zunehmenden Anwendungen, sei es in der Elektromobilität oder den industriellen bzw. regenerativen Stromerzeugungsanwendungen, wird sich das Rücknahme- und Recyclingthema sicher verdichten. Die rechtliche Unterscheidung zwischen Geräte- und Industriebatterien wird von Recyclingunternehmen kritisiert. In der Sammel- und

Recyclingpraxis würde es zunehmend schwerer werden, Industrievon Gerätebatterien auseinanderzuhalten. So finde eine immer stärkere Durchmischung dieser Klassen in den Batterieabfällen statt, die sich auch bei der Verarbeitung optisch nicht viel unterschieden und damit praktisch nicht mehr auseinanderzuhalten seien. Damit fließen die Industriebatterien in zunehmendem Maße in die Sammel- und Recyclingquoten der Gerätebatterien ein. Mit der Novelle der Batterierichtlinie und des Batteriegesetzes sei zudem eine Anpassung der Berechnung von Recyclingquoten zum Beispiel für alle kritischen Metalle in Li-Zellen – wie Lithium, Kobalt, Nickel – notwendig, um gerade bei der Zunahme der Elektromobilität für diesen stark wachsenden Markt auch zukünftig genügend Rohstoffe zur Verfügung zu haben.

Weiterhin bleibt abzuwarten, ob die von den Herstellern angepriesene Lebensdauer der Batteriespeicher annähernd erreicht wird und welche modularen Austauscheinheiten entwickelt werden, um gegebenenfalls das Handling der Rücknahme und des Recyclings zu erleichtern.

Darüber hinaus werden alternative Batteriesysteme entwickelt und in den Markt gebracht, so zum Beispiel die Salzwasserbatterie. Die Vorteile der Salzwasserbatterie liegen im geringen Verbrauch seltener Erden bei der Herstellung. Sie gilt als tiefentladefest, besitzt jedoch eine geringere Energiedichte als Li-Batterien. Mit dem Einsatz von Natrium anstatt Lithium gilt diese Batterie aber als nachhaltiger.

DIE RAHMENBEDINGUNGEN

WELCHEN STROMBEDARF KANN MAN DECKEN?

Die Photovoltaik bietet vielfältige Möglichkeiten der Stromerzeugung und -nutzung, sei es zur Steigerung des regenerativen Stromanteils im Strommix oder zur Eigenstromversorgung. Im Jahr 2019 wurden rund 7 Prozent des benötigten Stroms in Deutschland durch Photovoltaik produziert. Vor zehn Jahren waren es nur etwa 1 Prozent. Anfang Oktober 2020 wurde der Wert des Vorjahrs bereits übertroffen und die Erzeuger erneuerbarer Energien gewinnen gegenüber den fossilen Energieerzeugern sogar die Oberhand.

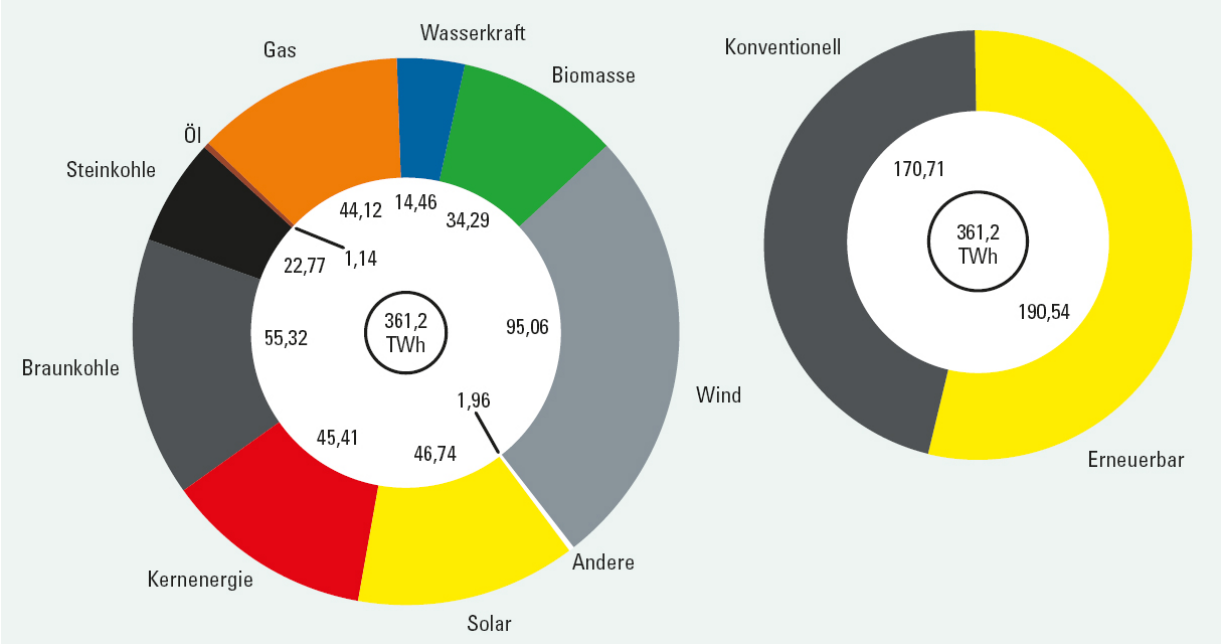
In der Osterwoche 2020 konnte bundesweit der bislang höchste Wert an PV-Stromproduktion auf Wochenbasis ermittelt werden. Bei wolkenlosem Himmel und einer eher geringen Stromnachfrage aufgrund der Eindämmungsmaßnahmen der Corona-Pandemie gab es einen Anteil von 23 Prozent an der Nettostromerzeugung, wie Energy Charts vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) veröffentlichte. Damit erzeugten die Photovoltaikanlagen mehr Strom als die Windparks. Insgesamt lag der Anteil der erneuerbaren Energien an der Nettostromerzeugung bei 55,5 Prozent, wie aus den Daten von Energy Charts weiter hervorgeht.

Wie bereits aus den Grundlagen der Einstrahlung dargestellt, ergibt sich durch die PV der Nachteil einer nicht konstanten Energieversorgung, welche sehr tageszeit- und wetterabhängig ist. Dies trifft natürlich auch auf die Windkraft zu.

Etwas besser sieht es jedoch bei der örtlichen dezentralen Energieversorgung aus, wenn man die Stromdeckungsquote z. B. bei einem Einfamilienhaus betrachtet. Hier können je nach

Betriebsart (mit oder ohne Speicher) und Haushaltstechnik (Elektrogeräte, Heizung) zwischen 30 und 70 Prozent des Strombedarfs von einer PV-Anlage gedeckt werden. Aber auch hier hängt dies stark von den einzelnen Gegebenheiten ab, welche aber besser steuerbar sind.

Eine 100-prozentige Deckung des Strombedarfs ist theoretisch denkbar, soweit PV-Anlage, Speicher sowie Stromverteilung dem Energiebedarf des Wohnhauses durch intelligente Systeme angepasst sind und sich dabei Lastspitzen komplett abdecken lassen können. Für einen durchschnittlichen Vier-Personen-Haushalt ergibt sich ein durchschnittlicher Stromverbrauch von rund 5 000 kWh pro Jahr. Die theoretische Deckung des Stromverbrauchs ließe sich daher bereits durch eine PV-Anlage mit einer Leistung von 5 kWp bei optimaler Ausrichtung erreichen. Schwachpunkt ist und bleibt aber die tages- und jahreszeitliche Schwankung an solarem Einstrahlungsangebot, bei dem es im Sommer zu einer überschüssigen Stromproduktion und im Winter zu einem Produktionsdefizit kommt. Können tageszeitliche Schwankungen noch mit einem Batteriespeicher ausgeglichen werden, sind saisonale Ausgleichsmöglichkeiten zumindest mit den derzeit zur Verfügung stehenden technischen Möglichkeiten kaum wirtschaftlich zu realisieren, ohne dass die PV-Anlage selbst erheblich vergrößert werden muss. Dies wird auch in naher Zukunft noch so sein, soweit nicht andere Energieformen und Speichersysteme (z. B. Wasserstoff) einem schnelleren technischen Fortschritt unterliegen, die ganz neue Anwendungsmöglichkeiten bei der verlustfreien Speicherung und somit die erforderlichen Deckungsquoten ermöglichen.



Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2020 (Datengrundlage: energiezukunft.eu)

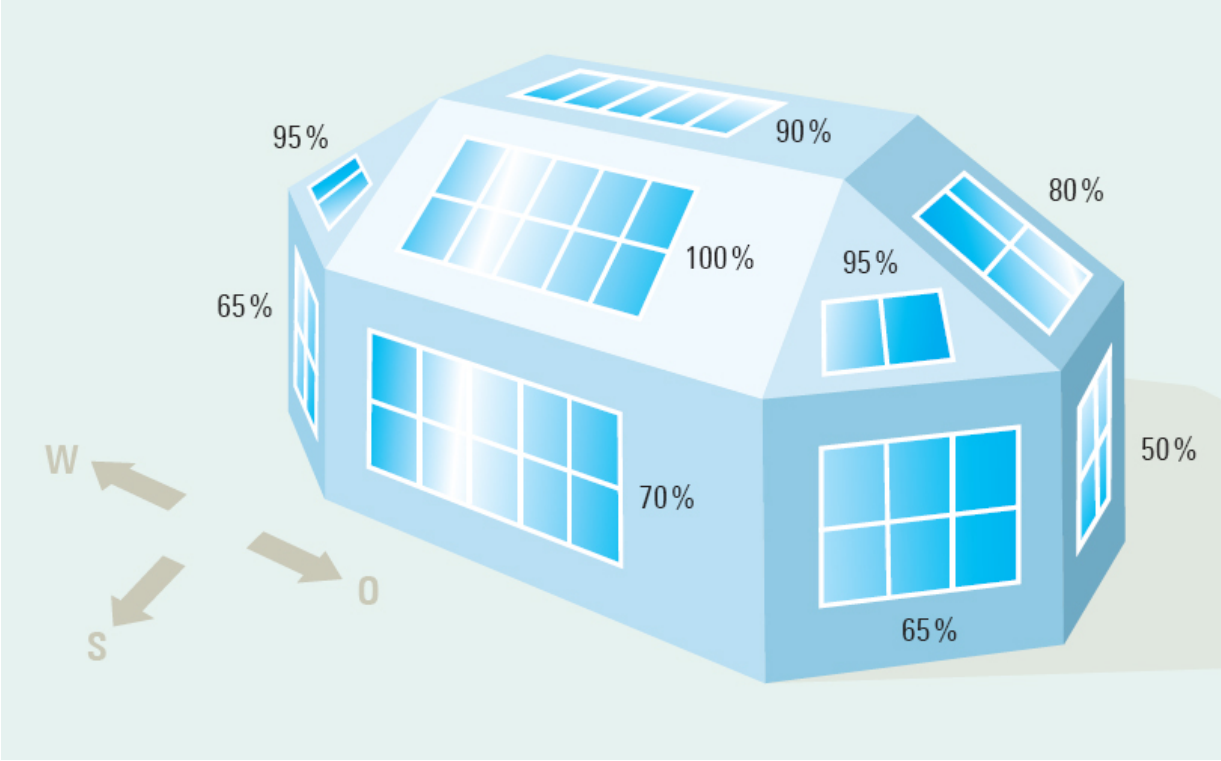
FLÄCHENBEDARF DER ANLAGE

Die Größe der Generatorfläche sowie deren Ausrichtung bestimmen die Höhe der Stromerzeugung.

Was geht? Nutzbare Flächen und Generatorausrichtung

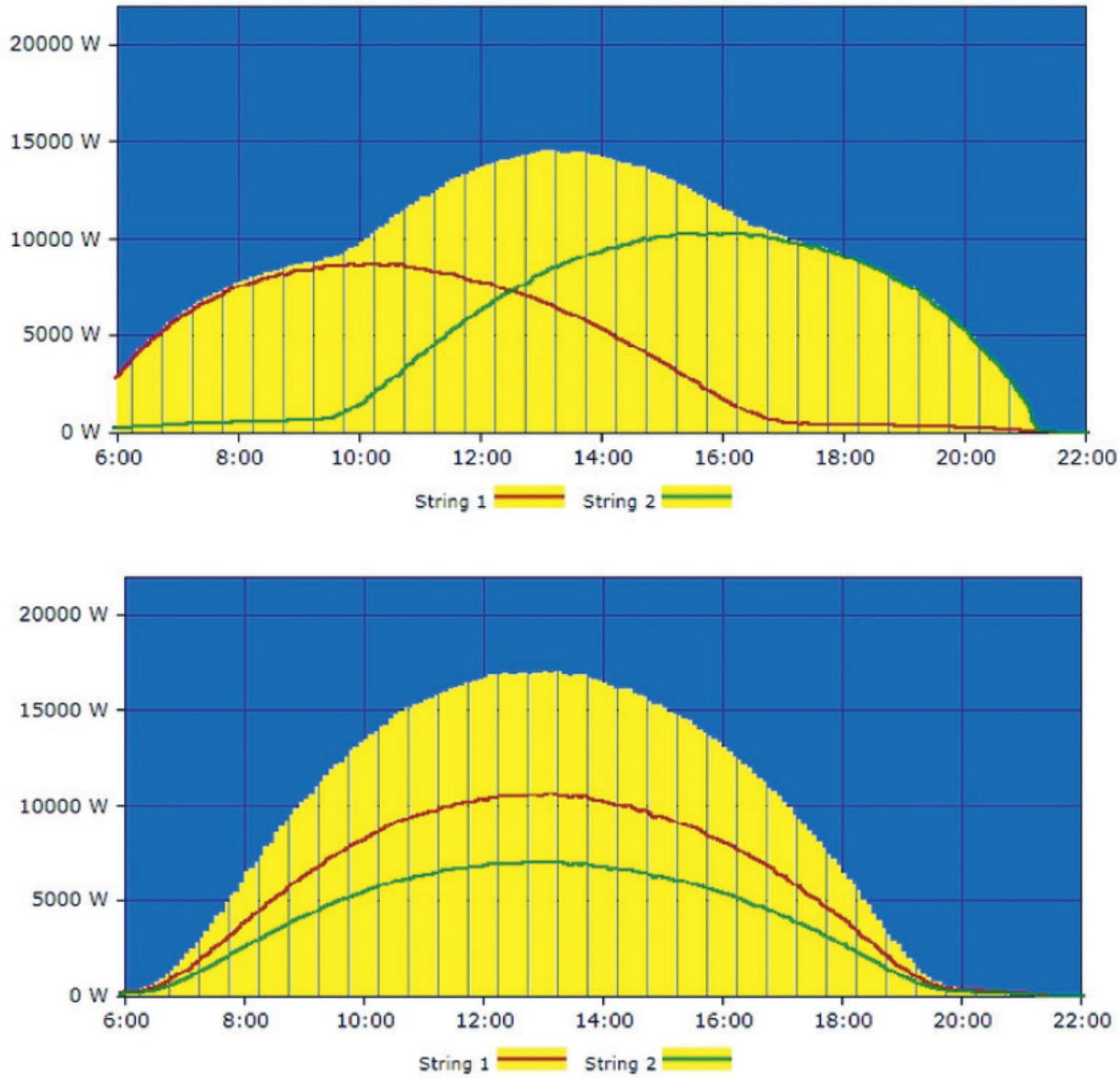
Prinzipiell eignet sich erst einmal so gut wie jedes Dach beziehungsweise jede freie Dachfläche für die Installation einer PV-Anlage. Einschränkungen sind dort gegeben, wo sich durch Dachaufbauten (Kamin, Gaube, Dachversprünge etwa) oder in der Nähe befindlichen hohen Bewuchs Verschattungen ergeben. Ist die Dachfläche von der Größe her begrenzt und treten zudem Teilverschattungen auf, kann durch technische Ergänzungen, wie Ertragsoptimierer an PV-Modulen, die Ertragssituation verbessert werden.

Optimale Anlagenausrichtungen sind natürlich diejenigen, deren Module nach Süden zeigen und sich in einer Neigung von zwischen 30 und 40 ° befinden. Abweichungen hiervon bedingen daher eine Verringerung des Ertrages, der je nach Dachneigung oder auch Fassadenausrichtung sehr unterschiedlich ausfallen kann.



Ertragsquoten bei Nutzung unterschiedlich ausgerichteter Dach- und Fassadenflächen

Doch auch andere wie Ost- und West-Ausrichtungen haben ihren Reiz, da es hier, entgegen einer reinen Südausrichtung, nicht zu einer Leistungsspitze in der Mittagszeit und somit zu einer steilen Glockenbildung kommt, sondern sich die Energiegewinnung durch eine etwas gedrücktere, jedoch breitere Energiekurve abzeichnet. Dies bedeutet eine bessere Energieverteilung über den Tagesverlauf hinweg und sowohl in den Morgen- und Abendstunden einen anspruchsvollen Ertrag aufgrund der nach diesen Himmelsrichtungen geneigten Teilflächen.



Ertragsverlauf: Beispiel Ost-West-Anlage (oben); im Vergleich hierzu eine reine Südausrichtung (unten)

Flachdächer können ebenso mit Modulen belegt werden, allerdings ist bei ihnen ein Gestell mit künstlicher Neigung zu wählen, damit die Anlage einen einigermaßen guten Ertrag abwirft. Da die sich hier ergebenden einzelnen Modulreihen einen Abstand zueinander benötigen, um sich nicht gegenseitig zu verschatten, bleibt ein Flachdach im realen Flächenvergleich zu einem Steildach im Nachteil.

Optimierte Flächenausnutzungen auf einem Flachdach können sich aber dann ergeben, wenn die Module zum Beispiel in Ost-West-Ausrichtung angeordnet sind. Hierbei entfällt der verschattungsbedingte Abstand der Modulreihen, der sonst vorzusehen ist. Auch ergeben sich die bereits aufgezeigten Vorteile einer über den Tagesverlauf geglätteten Energiekurve (siehe die Grafiken unten links).

Dank der fortgeschrittenen Modultechnik mit hohen Wirkungsgraden ist es heutzutage möglich, bereits auf kleinen Dachflächen eine passable Anlagenleistung zu installieren. Hat man noch vor ungefähr zehn Jahren für eine 8-kWp-Anlage eine Dachfläche von rund 60 m^2 benötigt, so reicht hierfür heute eine Fläche von etwa 40 m^2 aus. Insofern ist es aktuell möglich, mit moderner Modultechnik auf fast jedem üblichen Hausdach eine PV-Anlage mit etwa 5 kWp zu installieren.

Aber auch abseits von Dächern lassen sich freie und geeignete Flächen finden. So können Module auch an Fassaden oder als Balkonverkleidung installiert werden. Zwar ergeben sich bei senkrechten Flächen geringere Energieerträge, dafür kann aber die Montage recht einfach sein, was sich im Kosten-Nutzen-Verhältnis wieder ausgleicht. Auch frei im Garten aufgestellte Systeme, soweit sie den örtlichen Baubestimmungen entsprechen, sind denk- und umsetzbar.

ERTRAGSERWARTUNG – ERZEUGTE STROMMENGE EINER PV-ANLAGE

Um zu wissen und zu verstehen, was eine PV-Anlage an Erträgen leistet und wie diese einzuordnen sind, bedarf es ein wenig Grundlagenwissen darüber, wie sich die Anlagengröße berechnet und der sich ergebende Ertrag hierzu im Verhältnis steht. Dabei sollte man auch die physikalischen Eigenschaften der Module kennen, um den von einer PV-Anlage erzeugten Ertrag auch richtig einordnen zu können.

Solare Strahlung

Die solare Strahlung wurde bereits erklärt (siehe Seite 12). Es sollte daher plausibel verständlich sein, dass, wo die solare Einstrahlung größer ist, sich auch ein höherer Energieertrag ergeben wird. Bezüglich der Ausrichtung von PV-Modulen wurden ebenfalls (Grafik „Verschiedene Strahlungsanteile“, Seite 12) entsprechende Hinweise gegeben.

Anlagennennleistung

Die Anlagennennleistung ergibt sich aus der Summe der einzelnen Nennleistungen aller Module (Generatoren) und wird in Watt (W) oder Kilowatt (kW) angegeben. Üblich ist auch die Bezeichnung kWp (Kilowatt-Peak) – Peak steht hierbei für Spitzenleistung oder maximale Nennleistung.

Die Modulzellen beziehungsweise Module haben nicht immer die volle Leistung. Die Ist-Leistung hängt von vielen Faktoren ab:

- von der (Sonnen-)Einstrahlung (Watt pro Quadratmeter) und
- von der Zelltemperatur.

Im Folgenden werden Ihnen die elektrotechnischen Hintergründe so einfach wie möglich nahegebracht. Wer sich über die Grundlagen der Photovoltaik informieren möchte, findet im Fachbuchhandel genügend Auswahl an interessanten Büchern und Lehrheften (Anlaufadressen im Netz siehe „Service“, Seite 202).

Um Strom erzeugen zu können, benötigt man eine Spannungsquelle. Diese bilden die Modulzellen, wie in „Funktion einer Solarzelle“ (siehe Seite 16) erläutert. Wer sich an die Schulzeit zurückerinnert, kennt aus der Physik sicherlich noch das Ohmsche Gesetz.

$$P = U \times I$$

P = Leistung (Watt); U = Spannung (Volt);
I = Strom (Ampere)

Module erzeugen je nach Konstruktion unterschiedliche Spannungen. Die Modulzellen (Halbleiter) haben die Eigenschaft, dass sie bei niedriger Temperatur eine höhere Spannung erzeugen als bei hohen Temperaturen. Sie besitzen somit einen Temperaturkoeffizienten, welcher aussagt, um wie viel Prozent sich die Spannung pro Grad Temperaturunterschied ändert. Unterschieden wird hierbei die

- Leerlaufspannung (Uoc), also die in der Zelle oder dem Modul anstehende Spannung, wenn es nicht im Betrieb ist,
- und die Betriebsspannung (Umpp), wenn der Strom über einen Verbraucher fließt oder der Wechselrichter einspeist.

Die Betriebsspannung liegt immer etwas niedriger als die Leerlaufspannung. Schön lässt sich dies mit einem Gartenschlauch

vergleichen. Drehen Sie den Wasserhahn auf und halten den Schlauch am anderen Ende mit der Hand zu, entsteht ein relativ hoher Druck (vergleichbar mit der Leerlaufspannung). Lassen Sie den abgedrückten Bereich des Schlauches los, fließt das Wasser und es stellt sich ein niedrigerer Wasserdruck im Schlauch ein. So ähnlich verhält es sich auch mit der Spannung, wenn Strom fließt.

Ganz ähnlich sieht es bei den Modulzellen mit dem Kurzschlussstrom (Isc) beziehungsweise dem Betriebsstrom (Impp) aus. Je intensiver die Sonneneinstrahlung, desto höher auch der Kurzschlussstrom der Zelle. Der Betriebsstrom hingegen ist niedriger als der Kurzschlussstrom, jedoch nur geringfügig.

Aus den Faktoren der elektrischen Spannung und dem Strom ergibt sich letztendlich auch die Modulleistung. Insofern unterliegt diese je nach Einstrahlung und Temperatur entsprechenden Schwankungen.

$$R = \frac{U}{I} \quad \leftrightarrow \quad U = R \times I \quad \leftrightarrow \quad I = \frac{U}{R}$$

R = Widerstand (Ohm); U = Spannung (Volt); I = Strom (Ampere)

Damit man nun zum Vergleich der Modulleistungen untereinander ein einheitliches Maß abbilden kann, wurde normativ festgelegt, dass die Nennleistung der Module immer bei einer Einstrahlung von 1 000 Watt pro Quadratmeter und einer Zelltemperatur von 25 °C gemessen wird. Durch diese Normung wird sichergestellt, dass alle Leistungsangaben von Modulen unter den gleichen Bedingungen (STC – Standard-Test-Conditions) ermittelt und somit vergleichbar sind.

Aus den genannten Moduleigenschaften ergibt sich in Summe der auf dem Dach installierten Module die Gesamtanlagenleistung.

Beispiel: 20 Module á 300 Wp = 6,00 kWp

Diese Leistung (unter idealen Bedingungen) von 6,00 kWp wird in vielen Fällen im laufenden Betrieb erst gar nicht erreicht. Die Leistung hängt von der Einstrahlung (Ausrichtung, Sonneneinstrahlung) sowie der Zelltemperatur, welche die Zellspannung beeinflusst, ab. So kann es sein, dass bei einem steilen, nach Süden ausgerichteten Dach die Leistung in den Monaten April und Mai am stärksten ist, obgleich hier die Sonne jahreszeitlich noch gar nicht ihren höchsten Tageslauf erreicht hat. Hierfür ist die für die Jahreszeit noch niedrige Zelltemperatur neben der direkten Einstrahlung verantwortlich.

Dagegen kann eine auf einem relativ flachen Dach errichtete Photovoltaikanlage im Sommer trotz hohen Sonnenstands und hoher direkter Sonneneinstrahlung hinter ihrer Nennleistung bleiben, weil bei sehr warmer Witterung sich die Zellen dementsprechend erwärmen und somit einhergehend eine geringere Zellspannung besitzen.

Im Ergebnis bleibt daher festzuhalten, dass die Anlagennennleistung, d. h. der Spitzenwert, auch bei guter Ausrichtung nur in den seltensten Fällen oder auch gar nicht erreicht wird, weil eine hohe Einstrahlung meist auch hohe Temperaturen bedeutet und umgekehrt niedrige Temperaturen meist auch niedrige Einstrahlungen.

Die Anlagennennleistung kann sich unter gewissen Umständen mit der Zeit stetig und dauerhaft verringern. Die Modulzellen unterliegen einer natürlichen Degradation, also einem Nachlassen der Nennleistung im fortgeschrittenen Alter. Der Prozess ist häufig unterschiedlich und richtet sich auch nach dem Halbleitermaterial und der Glasqualität. Bestimmte Dünnschichtmodule können eine höhere Anfangsdegradation aufweisen, kristalline Zellen zeigen eher eine gleichmäßige Degradation. Der Wert liegt zwischen 0,1 bis 0,5 Prozent pro Jahr.

Spezifischer Ertrag

Der spezifische Ertrag gilt als Standardmaßeinheit für die von der Photovoltaikanlage erzeugte Energie. Ähnlich wie beim

Spritverbrauch des Autos (Liter pro 100 Kilometer) berechnet sich der Ertrag aus der Summe der erzeugten Energie pro Zeiteinheit in kWh geteilt durch die Anlagennennleistung in kWp. Somit ergibt sich ein Wert mit der Einheit kWh/kWp.

Beispiel: Eine PV-Anlage erzeugte in einem bestimmten Jahr eine Energie von 7 700 kWh bei einer Anlagengröße von 8,00 kWp – dann ergibt sich folgender spezifischer Jahresertrag:

7 700 kWh : 8 kWp = 962,5 kWh/kWp.

Man kann diesen Wert für den spezifischen monatlichen als auch täglichen Anlagenertrag berechnen. Typischerweise und mit entsprechender Vergleichsaussage wird aber meist der spezifische Jahresertrag herangezogen.

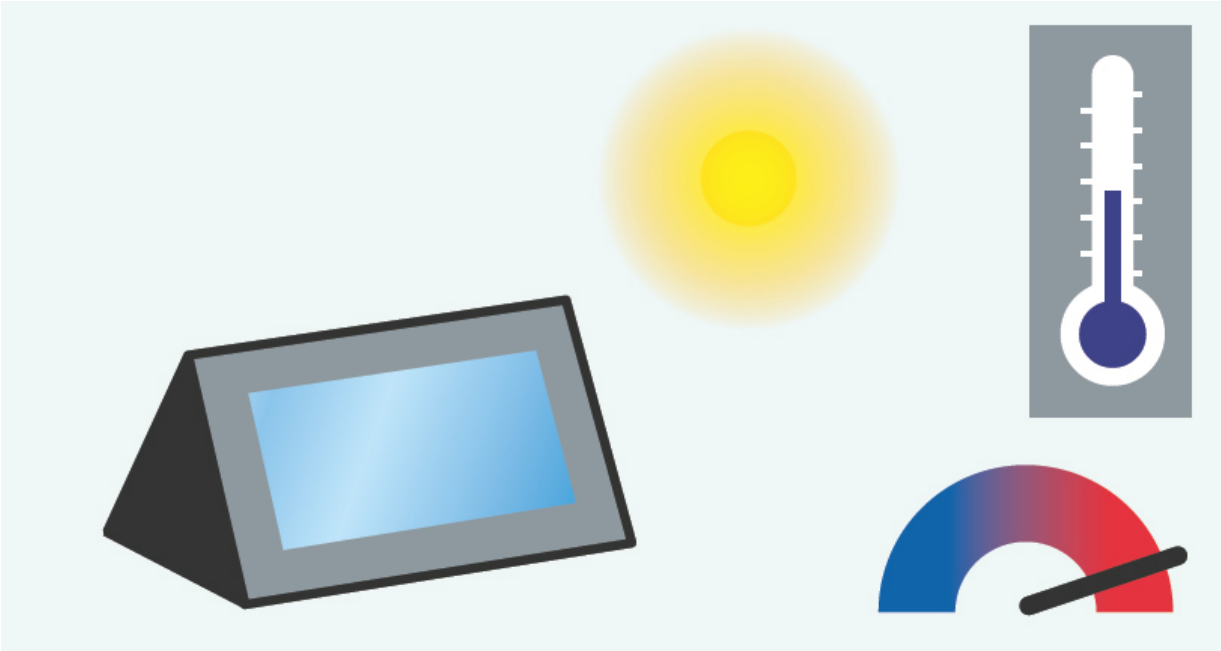
Dieser spezifische Jahresertrag hängt bei einem normalen und ungestörten Anlagenbetrieb von der jährlichen Globaleinstrahlung ab. Daher kann der spezifische Anlagenertrag auch bei unterschiedlicher jährlicher Globaleinstrahlung schwanken. Weiterhin ist der Anlagenertrag von der Anlagenverfügbarkeit abhängig, d. h. ob die Anlage störungsfrei über das Jahr betrieben wurde oder es zu Ausfällen kam (Wechselrichterausfälle …). Bei gut ausgerichteten Anlagen in Deutschland und guter jährlicher Globalstrahlung sollte der Wert zwischen 950 und 1 100 kWh/kWp liegen.

Performance Ratio

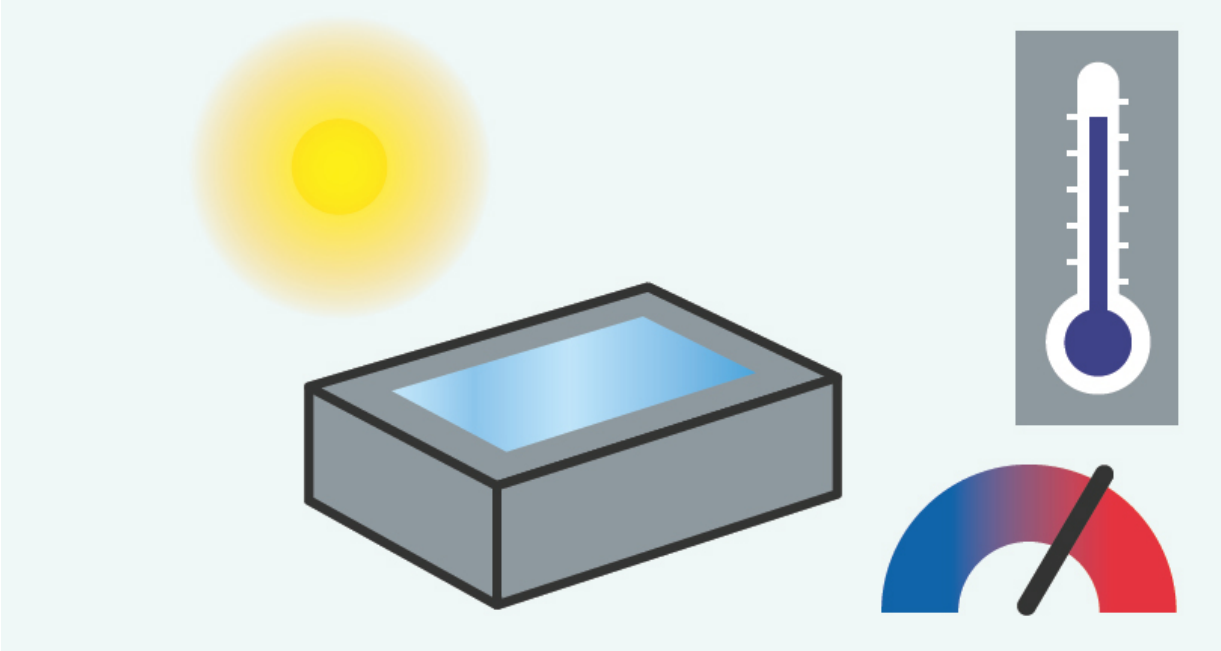
In der Regel trifft der spezifische Anlagenertrag – also kWh pro kWp – eine Aussage über die energetische Leistung einer PV-Anlage. Diese Methode bietet jedoch nur einen relativ groben Vergleich zur Prüfung, ob die eigene Anlage tatsächlich gut funktioniert oder eigentlich besser laufen könnte.

Es ergeben sich mögliche Abweichungen in den monatlichen und jährlichen örtlichen Einstrahlungen und somit auch bei entsprechenden Vergleichsanlagen. Ferner ist ein Ergebnis mit einem spezifischen Jahresertrag von beispielsweise 950 kWh/kWp zwar zunächst nicht schlecht. Es stellt sich aber die Frage, ob die

Anlage real nicht doch vielleicht 960 oder gar 970 kWh/kWp hätte erbringen können. Darüber hinaus muss man für ein vergleichbares Jahresergebnis einer Anlage auch ein ganzes Jahr abwarten, um einen echten Vergleichswert zu erhalten. Bei sich einschleichenden Störungen im Jahresverlauf kann dies schon zu möglichen und nicht ohne Weiteres erkennbaren Ertragseinbußen führen.



Temperaturabhängige Leistung steiles Süddach im Frühjahr



Temperaturabhängige Leistung flaches Süddach im Sommer

Eine permanente Kontrolle der Anlagenleistung, und zwar unabhängig von der Höhe der Einstrahlung, d. h. auch bei schlechtem Wetter, bietet die „Performance Ratio“. Hierunter versteht man in der Photovoltaik das Verhältnis von Nutzertrag zum Sollertrag einer Anlage. Die Performance Ratio ist vereinfacht ausgedrückt das Verhältnis der Anlagenleistung (Energieerzeugung) zur Einstrahlung. Ein Vergleich der Leistungsfähigkeit der PV-Anlage ist also unabhängig von guter oder schlechter Einstrahlung gegeben. Beispielsweise hat ein Ostdach bei gleicher Dachneigung und identischem Standort wie ein Süddach sicherlich einen geringeren Ertrag als letzteres. Würden wir für das Ostdach als Beispiel 850 kWh/kWp und für das Süddach 950 kWh/kWp als Ertragsergebnis erzielen, wäre dies erst einmal plausibel. Das Ostdach kann bei einer geringeren Sonneneinstrahlung als beim Süddach trotzdem einen im Verhältnis zur Einstrahlung besseren Ertrag haben als das Süddach. Dies ist dann ersichtlich, wenn für beide Anlagen die Performance Ratio bekannt ist.



Einstrahlungssensor

Leistungsfähige PV-Anlagen erreichen eine Performance Ratio von über 80 Prozent, die oft auch als Qualitätsfaktor (Q) bezeichnet wird. Sie kann in Jahren mit geringer Globalstrahlung höher ausfallen als in solchen mit hoher Einstrahlung (etwa wegen der bereits genannten Temperaturverluste). Um diesen Vergleich zu ermöglichen, bedarf es neben der Aufzeichnung des Anlagenertrags eines weiteren Hilfsmittels, nämlich eines Einstrahlungssensors zur Aufzeichnung der globalen Einstrahlung.

Gerade bei Großanlagen gehört eine solche Datenaufzeichnung zum Standard, da hier selbst kleine Anlagenstörungen ins Geld gehen können; die Performace Ratio steht als Wert permanent zum Vergleich zur Verfügung, womit man Abweichungen zeitnah erfassen und darauf reagieren kann.

Energiefluss und Verluste einer PV-Anlage

Eine Photovoltaikanlage verzeichnet im Betrieb wie jede energieumwandelnde Anlage Verluste, die sich primär auf den Ertrag der Photovoltaikanlage auswirken. Sie entstehen bei den einzelnen Anlagenkomponenten, die bauart- und konstruktionsbedingt zwangsläufig auftreten beziehungsweise auftreten können. Hierzu gehören zum Beispiel Verluste durch die Lichtreflexion der Modulscheibe, durch Leitungen und Steckverbinder, Umwandlungsverluste bei Wechselrichter und Temperaturverluste, wie wir sie bereits bei den Zelleigenschaften kennengelernt haben.

Es treten aber auch Verluste auf, die planerisch vielleicht gar nicht berücksichtigt wurden und/oder sich womöglich allein aus dem Anlagenbetrieb ergeben. So können Verschattungen und Verschmutzungen der Module den Ertrag mindern. Dies wird in den folgenden Kapiteln noch genauer behandelt (siehe ab Seite 56).

Ertragsprognosen

Im Vordergrund jeder Photovoltaikanlage stehen die Fragen, mit welchem Ertrag und mit welchen Einnahmen aus der Einspeisevergütung oder letztendlich mit welcher Stromersparnis durch Eigenverbrauch zu rechnen ist. Hierzu wurden bereits einige Punkte im ersten Kapitel (siehe Seite 10) angesprochen. Da der reale Ertrag wie beschrieben an viele Faktoren gekoppelt ist, kann es auf diese Frage keine Standardantwort geben.

Um eine Voreinschätzung zu ermöglichen, werden vom Planer oder Installateur im Zuge der Angebotserstellung sogenannte Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf Basis einer Ertragsprognose durchgeführt, auf die wir später noch eingehen werden. Ertragsprognosen sollten vom Anlagenplaner mit Vorsicht erstellt werden, da sie oft als Maß aller Dinge angesehen werden und seitens des Anlagenbetreibers oftmals das Verständnis dafür fehlt, wenn es zu Abweichungen kommt. Die Ertragsprognose muss realistische Werte als Ergebnis hervorbringen, was sie dann tut, wenn das Berechnungsprogramm hierfür auch mit den richtigen Daten „gefüttert“ wird. Werthaltige Ertragsprognosen sind meist nur mittels Ertragsgutachten zu erwarten, die von unabhängigen Dritten

erstellt werden. Bei Großanlagen ist das meist ein Muss, weil hier bereits die Banken entsprechende Grundlagen für die Finanzierung prüfen wollen. Schließlich muss sichergestellt sein, dass die Kosten des Kreditdienstes zumindest von den Ertragserlösen gedeckt werden.

Zwar gibt es schon lange einfache oder auch etwas anspruchsvollere Berechnungsprogramme für Ertragsprognosen, doch lässt sich das Endergebnis hieraus mit vielen Stellschrauben in einen „gewünschten“ Wert überführen. Als Laie ist man hierbei überfordert, insbesondere wenn das Berechnungsprogramm die gesamten Eingabedaten oder Analysen nicht offenlegt, sondern nur eine Ergebniszusammenfassung liefert.

In nicht wenigen Fällen klaffen daher Theorie und Praxis weit auseinander. So können sich aus verschiedenen Annahmen von Leitungsverlusten, Wetterdaten, fehlender Berücksichtigung von Horizontal- und Nahverschattungen aus mehreren unabhängigen Berechnungen für ein und dieselbe Anlage recht unterschiedliche Resultate ergeben. Recht optimistisch angesetzte Ertragsergebnisse führen zwangsläufig zu einer deutlich besseren Anlagenrendite, wobei früher mitunter ein überhöhter Anlagenpreis argumentativ gleich mit ausgeglichen wurde. Im Gegenzug führt eine zu vorsichtig gerechnete Ertragsprognose im Vergleich mit den realen Ertragswerten der Anlage zu einem stets „guten“ realen Jahresertrag, was den Anlagenbetreiber in entsprechende Sicherheit wiegt. In nicht wenigen Fällen ergibt sich aber der Umstand, dass die Anlage durch eine vernünftige Planung in Wirklichkeit einen besseren Ertrag erzielen könnte.

Gleiches gilt übrigens für die Wirtschaftlichkeit von Speichersystemen. Besonders für die Zukunft angesetzte exorbitante Stromkostensteigerungen führen einerseits natürlich zu einem für den Anlagenkäufer günstigen Gesamtergebnis. Ob sich andererseits die Preisspirale tatsächlich so nach oben dreht, weiß heute niemand.

Wichtig für Sie als Anlagenbetreiber ist aber auch zu wissen, dass es sich bei den prognostizierten Erträgen um ein langfristiges Mittel jährlicher Einstrahlungen aus den letzten zehn bis 15 Jahren

handelt. Die tatsächliche Jahreseinstrahlung unterliegt gemäß dem tatsächlichen Vorkommen jährlichen Abweichungen. Wird für eine Anlage beispielsweise ein jährlicher Jahresertrag von 980 kWh/kWp bei einer zugrunde liegenden mittleren Jahresstrahlung von 1 100 W/m^2 ermittelt, sollte im Vergleich zur tatsächlichen Jahresstrahlung, wenn diese auch den Wert von 1 100 W/m^2 erreicht hat, der prognostizierte Jahresertrag unter Berücksichtigung von geringen prozentualen Abweichungen (+/- 5 Prozent) ebenfalls um 980 kWh/kWp erreicht haben. Liegt der Ertragswert deutlich niedriger, stimmt entweder die Ertragsberechnung nicht oder die Anlage läuft nicht optimal.

Lassen Sie sich daher die Parameter aus der Ertragsprognose vom Fachbetrieb Ihrer Wahl erläutern und fragen Sie im Zweifelsfall nach.

Mittlerweile bekommt man über das Internet die Möglichkeit, bei verschiedenen Organisationen oder Anbietern (z. B. solarserver.de) eine Ertragsprognose mittels einfacher Berechnung zu erstellen. Diese kann aufgrund der eingeschränkten Eingabemöglichkeiten aber nur als grober Anhaltswert betrachtet werden und ersetzt keine fachmännische Ertragsberechnung unter Berücksichtigung aller örtlichen Gegebenheiten (wie etwa Teilverschattungen, unterschiedliche Dachneigungen, …).

INSTALLATION BEIM HAUSNEUBAU ODER NACHRÜSTUNG

Die Installation einer PV-Anlage beim Hausneubau bringt Vorteile bei der Energiebilanz und Kosteneinsparungen beim Strombezug.

Nutzungsmöglichkeiten von PV-Strom

Der Schwerpunkt der PV-Nutzung liegt beim Eigenstrombezug und damit der Schaffung von Unabhängigkeiten in der Energieversorgung.

Hausneubau

Für den Häuslebauer stellt sich die Frage, ob man gleich eine PV-Anlage mitplanen und realisieren sollte, oder ob man diese später nachrüstet. An eine solche Entscheidung sind einerseits mehrere Überlegungen geknüpft, andererseits sind die individuellen Möglichkeiten der Bauherren zu berücksichtigen.

Im Vordergrund mag sicherlich auch der finanzielle Aspekt stehen. Früher, also vor rund 15 Jahren, waren PV-Anlagen noch kostenintensiver in der Anschaffung. Da lag der Anschaffungspreis für eine 6-kWp-Anlage noch bei 3 000 bis 4 000 Euro/kWp und somit einer Gesamtinvestitionssumme von etwa 18 000 – 24 000 Euro. Bei einer Amortisationszeit von rund zwölf Jahren im Zuge einer Vollfinanzierung warf die Anlage daher bei einer reinen Netzeinspeisung erst ab dem 13. oder 14. Jahr einen Gewinn ab;

dieser wirkte sich somit erst relativ spät als finanzielle Entlastung eines finanzierten Hauses aus.

Heute liegen die Systemkosten (ohne Speicher bei gleicher Anlagengröße) zwischen 1 200 und 1 500 Euro/kWp, für die gesamte Anlage somit bei ungefähr 7 000 – 9 000 Euro. Zugleich dient eine PV-Anlage derzeit nicht mehr zur reinen Netzeinspeisung, sondern ist Bestandteil der Energieversorgung des Gebäudes selbst. Und hier ergeben sich vielfältige Möglichkeiten mit sofortiger Kosteneffizienz bzw. -einsparung und alle hieraus erdenklichen Kombinationen:

- Allgemeiner Eigenverbrauch ohne Speicher (Einsparung von Strombezugskosten)
- Eigenverbrauch im Speziellen (beim Betrieb einer Wärmepumpe …)
- Heizen mit PV-Strom (im Sommer nur für Warmwasserbereitung …)
- Allgemeiner Eigenverbrauch mit Speicher (höhere Einsparung von Strombezugskosten)

Ferner kann eine Photovoltaikanlage in die Energiebilanz eines Wohnhausneubaus eingebunden werden. Seit der Energieeinsparverordnung (EnEV 2009) war es bereits zulässig, in der Energiebilanz eines Gebäudes für den EnEV-Nachweis auch den erneuerbaren Stromertrag aus Photovoltaikanlagen zu berücksichtigen.

Die EnEV wurde durch das neue Gebäudeenergiegesetz (GEG), welches ab November 2020 Gültigkeit erlangte, ersetzt. Hierbei entstand ein neues, einheitliches Regelwerk für die energetischen Anforderungen an Gebäudeneubauten, an Bestandsgebäude sowie für den Einsatz von erneuerbaren Energien bei der Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden. Zugleich wurden neben der EnEV auch andere bisherige Gesetze wie das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) und das Energieeinsparungsgesetz überflüssig. Im Ergebnis werden auch die europäischen Vorgaben zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden umgesetzt.

In Abzug zu bringende Werte vom Jahres-Primärenergiebedarf (nach GEG § 23)

PV-Anlage	ohne Batteriespeicher	mit Batteriespeicher
Abzug vom Jahres-Primärenergiebedarf	150 kWh je kW inst. Leistung	200 kWh je kW inst. Leistung
Zusätzlich ab einer Nennleistung in kW in Höhe des 0,03-fachen der Gebäudenutzfläche, geteilt durch die Anzahl der beheizten oder gekühlten Geschosse	70 % des elektrischen Endenergiebedarfs der Anlagentechnik	100 % des elektrischen Endenergiebedarfs der Anlagentechnik
Maximaler Abzug vom Jahres-Primärenergiebedarf	30 % des errechneten Jahres-Primärenergiebedarfs	45 % des errechneten Jahres-Primärenergiebedarfs

Der geforderte Anteil von erneuerbaren Energien zur Deckung des Wärme- und Kältebedarfs bleibt gegenüber der früheren Gesetzesvorlage unverändert. Es gibt nunmehr jedoch zwei wesentliche Neuerungen für Strom aus erneuerbaren Energien:

1. Zum einen kann Strom aus erneuerbaren Energien, wie z. B. aus einer Photovoltaikanlage, den errechneten Jahres-Primärenergiebedarf weiter reduzieren als noch in der EnEV.
2. Hinzu kommt die neue Möglichkeit, den Solarstrom für den geforderten Anteil von erneuerbaren Energien zu berücksichtigen.

Es bietet daher PlanerInnen die Möglichkeit, den geforderten Anteil der erneuerbaren Energien auch mit gebäudenah erzeugtem Strom zu decken.

Strom aus erneuerbaren Energien darf nach dem GEG vom errechneten Jahres-Primärenergiebedarf abgezogen werden (§ 23). Dieser muss im unmittelbar räumlichen Zusammenhang zum Gebäude erzeugt werden. Der Verbrauch des Stroms muss direkt nach der Erzeugung oder einer vorübergehenden Speicherung erfolgen – nur die überschüssige Strommenge darf in das öffentliche Netz eingespeist werden.

Die Höhe des Abzugs vom errechneten Jahres-Primärenergiebedarf setzt sich aus zwei Faktoren zusammen:

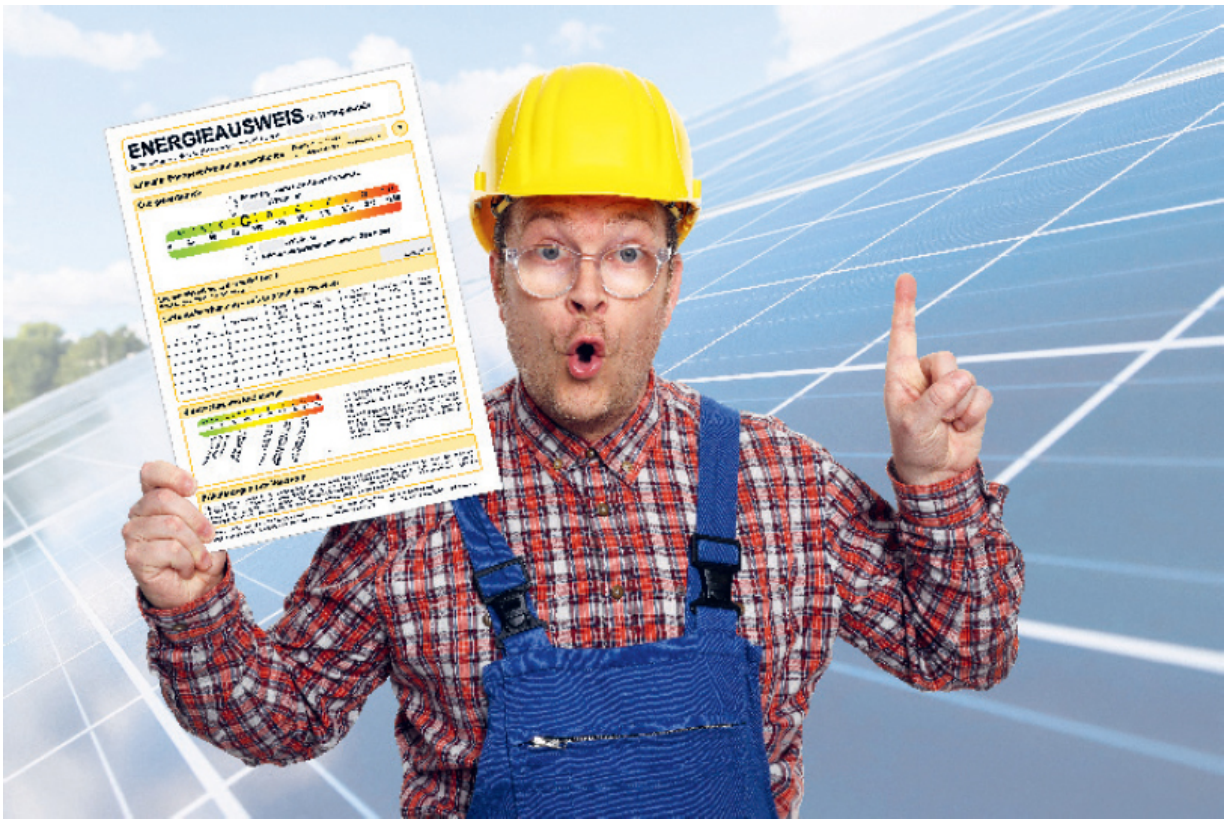
1. Je Kilowatt installierter Nennleistung dürfen pauschal 150 Kilowattstunden vom errechneten Jahres-Primärenergiebedarf abgezogen werden. Beim Einsatz eines Batteriespeichers erhöht sich der Wert auf 200 kWh.
2. Zusätzlich dürfen 70 Prozent des elektrischen Energiebedarfs der Anlagentechnik abgezogen werden, bei Einsatz eines Batteriespeichers erhöht sich der Wert auf 100 Prozent. Dies gilt ab einer Nennleistung in Kilowatt in Höhe des 0,03-fachen der Gebäudenutzfläche, geteilt durch die Anzahl der beheizten oder gekühlten Geschosse nach DIN V 18599–1:2018–09.

Der maximal in Abzug zu bringende Wert beträgt 30 bzw. 45 Prozent des errechneten Wertes für den Jahres-Primärenergiebedarf.

Solare Baupflicht

Immer mehr kommt auch die solare Baupflicht in die politische Diskussion. In Baden-Württemberg ist für 2022 die Einführung einer solchen vorgesehen. In der Novelle des baden-württembergischen Klimaschutzgesetzes ist sie für Neubauten im Nicht-Wohnbereich (Lager- und Produktionsstätten, Parkhäuser etc.) ab 2022 enthalten. Hamburg und Berlin wollen 2023 folgen. Wie schnell auch Wohnhäuser mit in die solare Baupflicht eingeschlossen werden sollen, ist bisher nicht bekannt.

Natürlich können PV-Anlagen auch nachgerüstet werden. Da die heutige Nutzung jedoch der Eigenverbrauchsoptimierung dient, ist es sinnvoll, vor einem Wohnhausneubau über die Einbindung von PV-Strom nachzudenken und verschiedene Nutzungsmöglichkeiten in Betracht zu ziehen.



Nachrüstung

Eine Nachrüstung mit PV geht in der Regel immer. Man muss sich allerdings mit den vorhandenen Infrastrukturen eines Gebäudes arrangieren bzw. es können hierbei bauliche Änderungen erforderlich werden. Diese sollte man zumindest beim Hausneubau vorab berücksichtigen. Hierzu gehört beispielsweise auch die Verlegung von Kabelwegen vom Dach zum geplanten Wechselrichterstandort in Form von Leerrohren.

Für den nachträglichen Bau einer PV-Anlage auf ein Hausdach sollten folgende Aspekte und Fragen u. a. beachtet werden:

- Genügt das Dach den statischen Anforderungen für eine PV-Anlage?
- Kann die Dacheindeckung verbleiben, oder wird vor der Installation einer PV-Anlage eine Sanierung erforderlich?
- Reicht die vorhandene Zählerverteilung des Hausanschlusses bzw. der elektrischen Verteileranlage des Gebäudes vom

Platzbedarf her für die Aufnahme eines zusätzlichen Energiezählers aus?

Gerade bei älteren Gebäuden sollte die Frage gestellt werden, ob mit der Idee der Installation einer PV-Anlage nicht gleich auch das Dach energetisch mit saniert werden soll. Eine PV-Anlage ist sicher schnell installiert. Aber was ist nach zehn oder 15 Jahren, wenn das Gebäude mit seinem Dach bereits 50 Jahre und länger besteht? Eine PV-Anlage soll in der Regel 20 oder 30 Jahre zuverlässig Strom erzeugen. Wenn sich die Nutzungszeit der PV-Anlage mit einer späteren Sanierungsdringlichkeit des Daches überschneidet, entstehen zusätzliche Kosten für den Rückbau der PV-Anlage und finanzielle Verluste für deren zeitlichen Ausfall. Bei einer vorgezogenen Sanierung des Daches können mögliche Freiräume für die PV-Anlage geschaffen werden. Zudem bietet eine energetische Sanierung auch immer Kosteneinsparpotenzial, etwa bei den Heizkosten; zudem werden energetische Sanierungen, auch Einzelmaßnahmen, seit dem 1.7.2021 im Rahmen der Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG) besonders attraktiv finanziell gefördert (siehe auch ab Seite 124).

Mit der danach fachgerecht installierten PV-Anlage ergibt sich die Sicherheit, dass ein dauerhafter Betrieb gewährleistet und keine Rückmontage wegen Dachreparaturen erforderlich wird. Im Zweifel sollte zur Einschätzung der Situation und des Zustandes des vorhandenen Daches ein Architekt oder Energieberater mit einbezogen werden, welcher die vorhandene Bausubstanz in Augenschein nimmt und gegebenenfalls einen Vorschlag für ein energetisches Gesamtkonzept erstellt.

Die folgenden rechtlichen Betrachtungen, Gesetzesauszüge und Abhandlungen wurden sorgfältig recherchiert, erheben jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit und Anwendbarkeit auf mögliche Einzelfälle. Insbesondere bei etwaigen Auslegungen einzelner EEG-Textformulierungen ergehen regelmäßig neue Hinweise oder auch Entscheidungen der Clearingstelle oder auch Rechtsprechungen aus Gerichtsverfahren. Es wird daher empfohlen,

sich bei Unstimmigkeiten entweder an einen erfahrenen Installateur oder in Streitfällen an einen Fachanwalt für Energierecht zu wenden.

BAURECHT UND NETZZUGANG

Auch bei der Installation von PV-Anlagen sind gewisse baurechtliche und genehmigungsrelevante Spielregeln zu berücksichtigen. Schließlich handelt es sich bei ihnen um bauliche Anlagen, die den gesetzlichen Grundlagen des Baurechts unterliegen.

Baugenehmigung

Das Baurecht ist Ländersache. Die dort aufgeführten Inhalte lehnen sich in der Regel an die Musterbauordnung der Länder an, die vom Länderausschuss als Empfehlung herausgegeben wurde. Sie stellt jedoch nur eine Empfehlung dar, von der je nach Bundesland in den eigentlichen landesspezifischen Bauordnungen abgewichen werden kann – demzufolge gibt es in den Bundesländern verschiedene baurechtliche Bestimmungen.

Auch bei Photovoltaikanlagen ist dies nicht einheitlich geregelt, sondern unterscheidet sich von Bundesland zu Bundesland. Im Allgemeinen aber sind Photovoltaikanlagen nicht baugenehmigungspflichtig. Allerdings gilt diese Aussage vorrangig für Photovoltaikanlagen, die auf Dächern oder Fassaden montiert werden; für Freiflächenanlagen gelten andere Bedingungen. Gebäudeunabhängige Anlagen unterliegen einer begrenzten Größe in der Genehmigungsfreiheit; sie dürfen maximal neun Meter lang und drei Meter hoch sein.

Grundsätzliche Genehmigungspflicht

Obwohl die baurechtlichen Regelungen einen deutlichen Konsens der Bundesländer über die prinzipielle Genehmigungsfreiheit von Photovoltaikanlagen erkennen lassen, so kann man nicht grundsätzlich von einem Freifahrtschein ausgehen. Denn es gibt teilweise Einschränkungen der Genehmigungsfreiheit, und andererseits unterliegen manche Vorhaben grundsätzlich der Zustimmung durch die Baubehörde oder einer anderen Instanz, welche die Genehmigungsaufgabe wahrnehmen muss. Bei folgenden Punkten tritt die Genehmigungspflicht in Kraft:

- denkmalgeschützte Gebäude
- im Zuge des Ensembleschutzes auch für die Umgebung denkmalgeschützter Gebäude
- in Bundesländern, die in der Landesbauordnung eine örtliche Bauordnung zulassen und wenn dieses Recht von der zuständigen Kommune im Zuge einer Bebauungsregelung umgesetzt wurde, die sich auch auf die Genehmigungspflicht von Photovoltaikanlagen bezieht
- Verglasungen im Überkopfbereich in Form von PV-Modulen

Denkmalschutz und Umwelt – mögliche Stolperfallen

Die Errichtung einer Photovoltaikanlage auf oder an einem denkmalgeschützten Gebäude ist keine einfache Angelegenheit; denn die Aufgabe des Denkmalschutzes ist es, Bauwerke in ihrer ursprünglichen Bausubstanz und ihrem Erscheinungsbild zu erhalten. Photovoltaikanlagen stellen jedoch einen mitunter erheblichen optischen Eingriff in diese Bereiche dar. Vor diesem Hintergrund scheint die Hürde, Denkmalschutz und Photovoltaiktechnologie miteinander zu vereinen, nahezu unüberwindbar.

Aufgrund der fortgeschrittenen Photovoltaiktechnologie gibt es inzwischen jedoch akzeptable Lösungen zur Integration von Photovoltaiksystemen in denkmalgeschützte Gebäude. Beispiele hierzu sind Solardachziegel oder Dünnschichttechniken mit homogenen, dunklen, auch matten Moduloberflächen, die sich

optisch zumindest besser in die Umgebung einpassen als aufgesetzte „blaue“ Solarmodule mit silbernem Rahmen.



Altes Gebäude mit Solarpaneel auf dem Dach in Berlin, Deutschland

Dennoch müssen PV-Vorhaben für solche Bauwerke ein gesondertes Genehmigungsverfahren durchlaufen. Zuständige Instanz ist hier die Denkmalbehörde, an die ein formeller Antrag samt allen Bauplänen mit detaillierter Skizzierung des Umsetzungsvorhabens zu richten ist. Diese Vorgehensweise gilt nicht nur für denkmalgeschützte Häuser selbst, sondern gleichermaßen auch für Gebäude in unmittelbarer Nähe eines denkmalgeschützten Gebäudes sowie denkmalgeschützte Ortsteile im Sinne des Ensembleschutzes.

Spiegelungen

Ein nicht zu unterschätzender Aspekt sind durch das Glas von Photovoltaikmodulen erzeugte Blendungen. Solche Spiegelungen führen bei PV-Modulen und -Anlagen manchmal zu Streitigkeiten,

die nicht selten vor Gericht landen. Wenn die Solaranlage die Nachbarn blendet, kann das ärgerlich und teuer werden – unabhängig von einer in der Bauordnung verankerten Genehmigungsfreiheit. Deshalb sollte die Blendwirkung bei der Planung des Generators (Modulanordnung) nicht unberücksichtigt bleiben. Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat den Betreiber einer Photovoltaikanlage dazu verpflichtet, die von seinem Generator ausgehenden Reflexionen zu minimieren. Ein Gutachter hatte festgestellt, dass das Nachbargrundstück von der Anlage an mehr als 130 Tagen massiv von Blendungen betroffen ist.

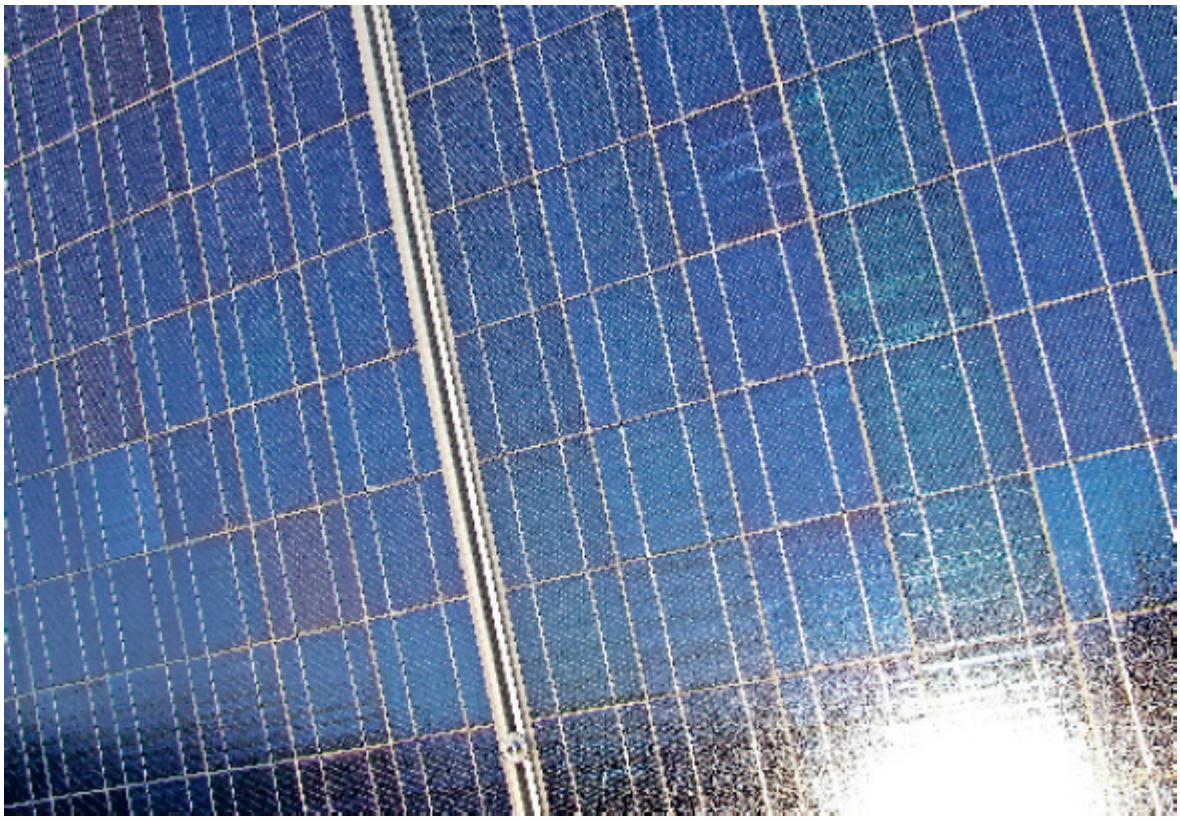
Genehmigungen gemäß geltender Vorschriften

Die Vielfalt an unterschiedlichen Photovoltaiksystemen ist schier überwältigend. Deshalb war es über kurz oder lang erforderlich, dass übergeordnete Regelungen und Zertifizierungen zur Photovoltaikanlage definiert wurden.

Mit einer Normierung nach VDE (Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.) wurde ein zentrales Kriterium geschaffen, um zu definieren, ob Photovoltaikbauteile den geltenden Ansprüchen genügen. Im baugenehmigungsrechtlichen Sinne ist die Einhaltung der VDE zwar nicht obligatorisch, allerdings gibt sie hilfreiche Aufschlüsse über die Qualität der PV-Module. Insofern ist es bedeutsam, dass über die VDE-Normen PV-Module geprüft und zertifiziert werden. Achten Sie immer darauf, dass nur solche Solarmodule akzeptabel sind, die eine sicherheitstechnische Zulassung und Zertifizierung besitzen.

Gleiches gilt auch für die statische Betrachtung insbesondere bei den Haltesystemen und den hierzu verwendeten Komponenten. Das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) veröffentlichte Anfang November 2012 die Bauregelliste 2012/2. Hier müssen u. a. Photovoltaikmodule auch die Anforderungen nach dem deutschen Bauproduktengesetz erfüllen. Außerdem wurden die „Hinweise für die Herstellung, Planung und Ausführung von Solaranlagen“ auf der Webseite des DIBt veröffentlicht. Solaranlagen unterliegen dem Bauordnungsrecht. Für bestimmte Komponenten, Installationen und

Materialkonfigurationen verlangt das DIBt „allgemeine bauaufsichtliche Zulassungen“. Die Aufnahme der Photovoltaikmodule und Solarthermiekollektoren in die Bauregelliste B Teil2 ohne weiteren Nachweis für die Standsicherheit stellt eine Erleichterung für die Branche dar.



Blendungseffekt von Photovoltaikmodulen

Voraussetzungen zur Nachweisfreiheit.

Photovoltaikmodule dürfen unter folgenden Voraussetzungen ohne zusätzlichen Verwendbarkeitsnachweis eingesetzt werden:

- CE-Kennzeichnung bzw. Zertifizierung nach DIN EN 61215, DIN EN 61464 sowie DIN EN 61730 Teil 1 und 2
- Dachneigung ≤ 75 Grad

- Freilandanlagen im öffentlich unzugänglichen Bereich (eingezäunt)
- Modulfläche bis zwei Quadratmeter mit mechanisch gehaltener Glasdeckfläche

---

Kommen Montagesysteme ohne zusätzlichen Verwendbarkeitsnachweis zum Einsatz, kann der Nachweis auf Grundlage eingeführter Normen rechnerisch geführt werden.

Eine bauaufsichtliche Zulassung ist erforderlich, wenn

- die Tragfähigkeit von Metallkonstruktionen im Versuch ermittelt werden muss,
- relevante Teile des Montagesystems aus Kunststoff bestehen,
- die Montageträger oder Aussteifungselemente des PV-Moduls geklebt sind, z. B. bei Backrails.

Bestehen aus Brandschutzgründen die Anforderungen „schwerentflammbar“ oder „nicht brennbar“, wie beispielsweise bei Außenfassaden, muss das Brandverhalten der Module bzw. Kollektoren nachgewiesen werden, wenn auch sonst keine Verpflichtung zur allgemeinen bauaufsichtlichen Zulassung besteht.



Haltesystemaufbau einer Schrägdachanlage

Darüber hinaus sind die Regelungen zu den technischen Anschlussbedingungen der örtlichen Netzbetreiber, kurz TAB genannt, bzw. die normativen Anschlussrichtlinien, u. a. die VDE-AR-N 4105, von Bedeutung. Demnach müssen Photovoltaikanlagen, die den erzeugten Strom ins örtliche Stromnetz einspeisen, den technischen Anschlussbedingungen des örtlichen Stromnetzbetreibers entsprechen. Das heißt: Ein Energieversorger ist nur dann zur Abnahme des solaren Stroms verpflichtet ist, wenn Ihre PV-Anlage den Regelungen seiner TAB entspricht.

Für Anlagen am Niederspannungsnetz für die Solarstromerzeugung zum Eigenverbrauch gelten darüber hinaus weiterführende Richtlinien der jeweiligen Netzbetreiber als Ergänzung zu den normativen Anschlussrichtlinien. Leider hat jeder Netzbetreiber oftmals seine eigene Philosophie, was das Zählersystem angeht. Einfachere sowie einheitliche Regelungen sind daher mit der Einführung von Smart Meter zu erwarten (siehe „Überwachung und Smart Meter“, ab Seite 72).

Genehmigung durch den Energieversorger

Dem zuständigen Stromnetzbetreiber kommt im Photovoltaikkontext eine große Bedeutung zu. In logischer Konsequenz geht man davon aus, dass entsprechend auch der Energieversorger am Genehmigungsverfahren hierfür beteiligt ist. Allerdings ist das so nicht ganz korrekt – der Energieversorger kann faktisch keine PV-Anlage „ablehnen“.

Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist der zuständige Stromnetzbetreiber sogar ausdrücklich dazu verpflichtet, die solar erzeugte Energie vom Kunden abzunehmen und ins öffentliche Stromnetz einzuspeisen. Im Gegenzug hat er die gesetzlich definierte Einspeisevergütung zu entrichten. Laut Bundesministerium für Umwelt ist in diesem Kontext kein Genehmigungsverfahren beim Energieversorger vorgesehen. Stattdessen muss das Photovoltaiksystem von einem Fachbetrieb der Elektroinstallation errichtet und beim Stromnetzbetreiber angemeldet werden. Die Inbetriebnahme erfolgt unter Anwesenheit des Elektroinstallateurs und eines Mitarbeiters des Energieversorgers.

Obwohl der Weg des Solarstroms in das örtliche Stromnetz durch diese Regelungen grundsätzlich geebnet ist, sollte man sich als zukünftiger PV-Anlagenbesitzer darüber im Klaren sein, dass es bezüglich des Energieversorgers dennoch gewisse Barrieren gibt. Vom Inhaber einer Photovoltaikanlage müssen schließlich die technischen Anforderungen des örtlichen Stromnetzes berücksichtigt werden, weshalb bereits beim Bau auf eine absolute Kompatibilität mit diesen technischen Details geachtet werden muss.

DAS ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZ (EEG)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist eng mit der Geschichte der Photovoltaik und deren Marktetablierung verbunden. Ohne diese Gesetzesgrundlagen würde es heute keine marktfähigen regenerativen Energieformen geben. Neben der Photovoltaik regelt das EEG weitere regenerative Energieerzeugungen wie Wasserkraft, Windenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse sowie Grubengas.

Zusammenfassend betrachtet regelt das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (letzter Stand: Novelle 2021) die vorzugsweise Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen ins Stromnetz und garantiert deren Anlagenbetreibern mehr oder minder feste Einspeisevergütungen. Es soll im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung verringern, fossile Energieressourcen schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen unterstützen. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll bis zum Jahr 2030 auf 65 Prozent erhöht und bis 2050 eine Treibhausgasneutralität erreicht werden.

Um diese Ziele zu erreichen und den Bau und den Betrieb von regenerativen Stromerzeugern in „geordnete“ Bahnen zu lenken, basiert das EEG auf drei wesentlichen Säulen:

1. Zahlungsansprüche des Betreibers nach Errichtung einer EEG-Anlage

2 Netzanschluss- und Abnahmeverpflichtung des Netzbetreibers sowie Übertragung der produzierten Strommenge
3 EEG-Umlage

Dies hört sich einfach und konsequent an – zu Anfangszeiten, als das EEG aus gerade einmal vier Seiten bestand, war das auch so. Wie das bei anderen Gesetzen so üblich ist, ändern sich diese, insbesondere wenn bestimmte Interessen aufeinander stoßen. Dies war spätestens dann der Fall, als der Zubau an erneuerbaren Energien Fahrt aufgenommen hatte und es aufgrund der damaligen hohen Einspeisevergütungen um die Frage der Kostenverteilung ging.

Notwendigkeit des Ausgleichs

Da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien regional und saisonal unterschiedlich ist, wurde zwischen den Netzbetreibern eine bundesweite Ausgleichsregelung erforderlich. Mit der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) vom Mai 2009 wurde EEG-Strom zu den Übertragungsnetzbetreibern durchgeleitet, von ihnen gemäß Vorgaben vergütet und an der Strombörse vermarktet. Die Möglichkeiten zur Direktvermarktung des EEG-Stroms sind mit dem EEG 2012 über das Marktprämienmodell erweitert worden.

Ein weiterer Ausgleichsbedarf ergibt sich für die Kosten, die als Differenz zwischen den Erlösen für den EEG-Strom und den festgelegten Vergütungssätzen entstehen. Dieser Betrag wird als EEG-Umlage bezeichnet und von den Endverbrauchern gezahlt. Diese Kosten sorgen regelmäßig für Diskussionen, da einerseits die durch das EEG vergüteten regenerativen Energieangebote steigen, andererseits jedoch die Strommarktpreise an der Börse sinken. Die Kopplung der Strompreise an die Börse ist seit jeher ein strittiges Thema, da dies als Kostentreiber der Strompreise angesehen wird.

Einen weiteren Kostentreiber stellt eine Regelung des EEG dar, wonach Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch sowie für Schienenbahnen durch

Ausnahmeregelungen von der EEG-Umlage befreit werden, um die Stromkosten dieser Unternehmen zu senken und so ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Zwar wird im EEG hierzu ergänzend vermerkt, „soweit hierdurch die Ziele des Gesetzes nicht gefährdet werden und die Begrenzung mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher vereinbar ist“; ob eine solche Regelung den Interessen aller Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher nachkommt, muss bezweifelt werden. Letztendlich werden die durch die Befreiung großer Unternehmen nicht gezahlten Umlagekosten von der Allgemeinheit getragen, weshalb sich u. a. der Strompreis in den letzten Jahren in Deutschland erheblich verteuert hat.

Die Vergütungssätze sind mit Laufzeiten von 20 Jahren nach Technologien (Solar, Wind, Biomasse …) und Anbringungsort (bei Solar z. B. Gebäude, Freianlagen …) differenziert und sollen einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ermöglichen. Der festgelegte Vergütungssatz sinkt im Falle der Photovoltaik monatlich (früher jährlich) um einen bestimmten Prozentsatz (aktuell je nach Zubaurate), sodass durch diese stetige Degression die zu erwartende Kostensenkung bereits im Gesetz berücksichtigt wird und für später errichtete Anlagen ein Kostendruck als Verbesserungsanreiz geweckt wird. Anlagen sollen effizienter und kostengünstiger hergestellt werden, um langfristig ohne Hilfen am Markt bestehen zu können. Dies war ein Grundgedanke zu den Regelungen der festen Vergütungssätze.

EEG – Rechte und Pflichten für Anlagenbetreiber

Wir haben uns bislang mit den rein wirtschaftlichen und technischen Punkten um eine Photovoltaikanlage auseinandergesetzt. Bei Errichtung und Betrieb einer PV-Anlage ergeben sich auch Rechte und Pflichten. Neben den erforderlichen Abstimmungen beim zuständigen Netzbetreiber mit Prüfung der Netzverträglichkeit und womöglich auch baurechtlichen Gegebenheiten (siehe Seite 41) ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mitunter Dreh- und Angelpunkt.

Das EEG hat seit dem Jahre 2000 verschiedene Entwicklungen hinter sich, die bereits beschrieben wurden (siehe Seite 8). Ähnlich wie bei vielen anderen deutschen Gesetzen, vergleichbar dem Steuergesetz, ist das EEG zu einem verkomplizierten Werk geraten, bei dem selbst Brancheninsidern manchmal die Haare zu Berge stehen.

Man kommt bedauerlicherweise nicht umhin, sich mit einigen Punkten aus dem EEG zu befassen, wenn man eine PV-Anlage plant, installieren lässt und betreibt. Im Lauf seiner gut 20-jährigen Geschichte hat sich ein recht umfangreiches Gesetz mit über 100 Paragrafen und ebenso vielen Seiten entwickelt. Die Ursachen dieser Erweiterungen sind unterschiedlicher Natur. Da sind etwa Vorgaben zur Netzstabilität, Regelungen bezüglich der Direktvermarktung bis hin zu recht komplizierten Bestimmungen über die sogenannten Ausgleichsmechanismen, Zubauraten und Vergütungsregelungen zu nennen.

Zu beachten ist hierbei, dass sich einige neue Gesetzespunkte nicht nur auf Neuanlagen auswirken, sondern im Rückgriff auch Altanlagen erfassen können. Grundtenor bei allen auch die Altanlagen betreffenden Regelungen ist meist, dass sich eine Nichtbeachtung dieser Auflagen oder Vorgaben auf die Einspeisevergütung auswirken kann, womit dann eine erhebliche Reduzierung einhergeht, bis zum vollständigen Verlust des Vergütungsanspruchs – zumindest für den Zeitraum, in dem die geforderten Bedingungen nicht vorliegen oder nachgewiesen werden.

Da die gesetzlichen Regelungen umfangreich sind, beschränken sich die Ausführungen in diesem Buch auf PV-Anlagen in kleinerer Anlagengröße bis maximal 30 kWp. Für größere Anlagen werden nur stichpunktartige Querverweise gegeben.

Anlagenbegriff

Bereits die Definition einer PV-Anlage führte früher zu heftigen Diskussionen. Nach der gesetzlichen Definition des EEG war jedes einzelne Modul als separate Anlage zu sehen, was sich mittlerweile

geändert hat. Anlass für die Klarstellung ist eine Entscheidung des Bundesgerichtshofs (BGH) (Urteil vom 4.11.2015, Az.: VIII ZR 244/14), wonach bei Photovoltaikanlagen nicht jedes einzelne Modul als Anlage zu verstehen sei. Vielmehr bilde erst die Gesamtheit aller Module die Anlage „Solarkraftwerk“. Nun ist Anlage nicht gleich Anlage, insbesondere wenn es darum geht, mit welcher Marge der eingespeiste Strom vergütet wird. Da man früher aufgrund der je nach Anlagengröße gestaffelten Vergütung dazu überging, neue Anlagen möglichst klein aufzuteilen, um die hohe Vergütung von Kleinanlagen zu erhalten, hat der Gesetzgeber diesem Treiben einen Riegel vorgeschoben. Danach gelten mehrere Solaranlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung als eine Anlage, wenn sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Im Klartext: Die Module auf dem Hausdach und diejenigen auf der Garage des gleichen Grundstücks zählen als eine Anlage, wenn diese zeitlich innerhalb von zwölf Monaten errichtet wurden. Würde die Garage erst nach zwölf Monaten mit Modulen „nachgerüstet“ werden, so würden sich zwei getrennte Anlagen mit unterschiedlicher Vergütung ergeben.

Kommen wir zu den drei Säulen von Seite 44 zurück und lassen Sie uns die wichtigsten Punkte des EEG hieran erläutern.

Zahlungsansprüche des Betreibers nach Errichtung einer EEG-Anlage

Der Gesetzgeber spricht bei der Vergütungshöhe des erzeugten Stroms von einem „anzulegenden Wert“. Dieser Wert unterscheidet sich nach Anlagengröße und -ort.

Beim Ort unterscheidet man Anlagen auf und an Gebäuden (übliche Aufdachanlagen, aber auch Lärmschutzwände) sowie Anlagen auf freiem Gelände (Freifeldanlagen).

Von der Größe und der davon abhängigen Einspeisevergütung wird bei Dachanlagen unterschieden:

- bis 10 kWp
- > 10 kWp bis 40 kWp
- > 40 kWp bis 100 kWp
- > 100 kWp bis 750 kWp
- > 300 bis 500 kWp (Sonderregelung bei Ausschreibung und Eigenstromnutzung)
- > 750 kWp bis 20 MWp

Gesetzlich bestimmter anzulegender Wert

Interessant für Kleinanlagenbetreiber ist natürlich der gesetzlich fest vorgegebene Vergütungsrahmen für den eingespeisten Strom.

Grundsätzlich bekommt man für eine Anlagengröße bis 100 kWp nach § 48, Abs. 2 eine gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung. Deren Höhe richtet sich gestaffelt nach der Anlagengröße. Stand Anfang 2021 bedeutet dies für Gebäudeanlagen:

- bis 10 kWp: 8,56 ct/kWh
- > 10 kWp bis 40 kWp: 8,33 ct/kWh
- > 40 kWp bis 100 kWp: 6,62 ct/kWh

Je nach Anlagengröße über 10 kWp ergibt sich daher ein Mischpreis für die gesetzliche Vergütung, d. h. für die ersten 10 kWp werden 8,56 ct/kWh vergütet, für die über 10 kWp hinausgehende Leistung bis 40 kWp 8,33 ct/kWh und so weiter. Für Anlagen ab 300 kWp gibt es zusätzliche, gesonderte Vergütungsregelungen, auf die hier aber nicht näher eingegangen wird.

Die monatliche Degression, also die Verringerung der Einspeisevergütung, beträgt 0,4 ct/kWh. Hier handelt es sich um eine Basisdegradation, die sich aber aus einem errechneten Dreimonatsdurchschnitt am Zubau orientiert, welcher sich wiederum in einem Korridor zwischen 2,1 Megawatt (MW) bis 2,5 MW bewegt. Bei einer Zubaurate von mehr als 2,5 MW in drei aufeinanderfolgenden Monaten erhöht sich die Degradation beispielsweise auf 1 Prozent. Bei einem geringeren Zubau von weniger als 2,1 MW sinkt die Degradation auf 0 Prozent.

Mieterstromzuschlag

Was ist Mieterstrom? Das Gesetz zur Förderung von Mieterstrom wurde im Sommer 2017 verabschiedet. Das Ziel bestand darin, Solarstrom zur dezentralen Energieversorgung in Deutschland voranzubringen, gerade auch in Ballungsräumen und Städten – Stichwort urbane Energiewende.

Es sollte die Möglichkeit geschaffen werden, zum Beispiel auf Mehrfamilienhäusern (Mietwohnungen) PV-Anlagen zu errichten und zu betreiben, um den erzeugten Strom direkt an die Mieter verkaufen zu können. Weil das Mieterstromgesetz wegen vieler bürokratischer Hürden nicht gegriffen hat, wurden in der EEG-Novelle 2021 diverse Verbesserungen auch für Mieterstrom beschlossen; Grundlage hierzu bildet der § 21 Abs. 3. Der Mieterstromzuschlag wurde mit der EEG-Novelle 2021 von der EEG-Einspeisevergütung entkoppelt. Das heißt, er wird unabhängig nach einer Methode – ähnlich der der Einspeisevergütung – berechnet. Es gibt eigene Vergütungssätze, die genau wie die Einspeisevergütung einer Degression unterliegen, die quartalsweise von der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlicht wird.



Hier könnten Mieter theoretisch auf dem Dach produzierten Strom beziehen.

Hierbei gelten folgende Parameter:

- Eine Photovoltaikanlage darf eine Maximalleistung von 750 kWp nicht überschreiten. Dabei gilt die Anlagengröße innerhalb desselben Quartiers, d. h. Gebäudebereichs.
- Der Solarstrom muss innerhalb desselben Wohngebäudes oder in unmittelbarem Zusammenhang dazu erzeugt und verbraucht werden, ohne Durchleitung durchs Netz der öffentlichen Versorgung.
- Mieter haben nur einen Vertragspartner für die gesamte Stromlieferung, sprich, er liefert vor Ort erzeugten Strom und Reststrom aus dem öffentlichen Netz. Dieser kann der Anlagenbetreiber selbst oder ein Dritter sein.
- Mieter können ihren Stromanbieter weiterhin frei wählen.
- Das Gesetz begrenzt die Laufzeit von Mieterstromverträgen auf ein Jahr, bei stillschweigender jährlicher Verlängerung.
- Eine Kopplung an den Mietvertrag ist nicht erlaubt, sodass der Mieterstromvertrag getrennt gekündigt werden kann.

- Der Preis für Mieterstrom darf maximal 90 Prozent des örtlichen Grundversorgertarifs betragen.

Ungeachtet dessen, dass es mit der EEG-Novelle 2021 Verbesserungen im Mieterstrommodell gab, werden weiterhin schwierige und komplexe Umsetzungsprobleme beklagt. So ergeben sich finanzielle Belastungen durch die Zahlung der vollen EEG-Umlage, Probleme bei der Gewerbesteuerbefreiung, hohe Vertragsanforderungen, aufwendige Messkonzepte und Bürokratiehürden, u. a. bei diversen erforderlichen Meldungen.

Netzanschluss

In der Regel können PV-Anlagen bis zu einer Größe von 30 kWp am bestehenden Hausanschluss angeschlossen werden. Nach den bisherigen rechtlichen Regelungen ist der Netzverknüpfungspunkt, d. h. der Anschlusspunkt einer PV-Anlage bis 30 kWp, stets der vorhandene Hausanschluss. Aber Vorsicht: Man sollte sich auf diesen Automatismus nicht verlassen. Wer einfach eine Anlage < 30 kWp errichten lässt und diese dann beim Netzbetreiber zum Anschluss anmeldet, kann überrascht werden. Probleme kann es in abseits gelegenen Netzen und bei Freileitungsanschlüssen mit Aufdachständern geben. Hier können bereits Anlagengrößen ab 20 kWp kritisch sein. Letztendlich obliegt es dem Netzbetreiber, für einen entsprechenden Netzausbau zu sorgen. Das EEG regelt auch hier entsprechend:

- Nach § 8 Abs. 5 ist es die Pflicht des Netzbetreibers, einen Monat nach Eingang des Netzanschlussbegehrens einen Zeitplan vorzulegen (Arbeitsschritte bis zum Netzanschluss, erforderliche Informationen). Als zukünftiger Anlagenbetreiber haben Sie ein Recht darauf, obgleich dies von vielen Netzbetreibern sehr stiefmütterlich gehandhabt wird. Kommt der Netzbetreiber dem nicht nach, haben Sie die Möglichkeit, entsprechend verlorene Einspeiseerlöse gegen ihn geltend zu machen.
- Aus § 8 Abs. 6 ergibt sich weiterhin die Pflicht des Netzbetreibers, nach Eingang der Informationen weitere Auskünfte zu

übermitteln, zum Beispiel mögliche Netzanschlusskosten.

- Eine kleine Privilegierung ergibt sich für Anlagen bis 10,8 kWp. Solche können angeschlossen werden, wenn der Netzbetreiber den Zeitplan nach§ 8 Abs. 5 nicht einen Monat nach Eingang des Netzanschlussbegehrens übermittelt hat. Dies ergibt sich aus der Umsetzung des Artikels 17 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie.

§ 9 EEG: Technische Vorgaben

Dreh- und Angelpunkt bestehender und neuer PV-Anlagen sind technische Vorgaben zur Reduzierung oder Begrenzung der Einspeisung. Demnach müssen Anlagenbetreiber mit einer Anlagengröße von aktuell über 25 kWp ihre Anlagen mit einer technischen Einrichtung ausstatten, mit der der Netzbetreiber die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung jederzeit ferngesteuert reduzieren und die Ist-Einspeisung abrufen kann. Bei kleineren Anlagen besteht die Alternative, die Einspeiseleistung dauerhaft auf maximal 70 Prozent zu begrenzen.

Diese Regulierungsmöglichkeiten sind noch ein Relikt aus der Zeit, in der man den Zubau von PV-Anlagen politisch klein halten wollte und zudem die Sorge bestand, dass der Netzausbau dem PV-Zuwachs weiter hinterherhinken würde. In der praktischen Anwendung wird der Netzbetreiber bei Erfordernis allerdings nie Kleinanlagen abregeln, weil das viel zu aufwendig wäre. Er begnügt sich in der Praxis mit größeren Anlagen, weil er dort mit wenigen Eingriffen eine größtmögliche Regelwirkung erzielen kann, anstatt mit Hunderten von Kleinanlagen. Über Sinn und Unsinn lässt sich daher bereits an dieser wie auch an anderen Gesetzesstellen sicher diskutieren.

Hieraus ergibt sich bereits die erste technische als auch finanzielle Hürde: Die geforderten technischen Regeleinrichtungen ziehen zusätzliche Investitionskosten nach sich. Mit Datenleitung, Datenlogger und Fernverbindung können da schon einmal 1 000–4 000 Euro zusammen kommen, dazu noch die jährlichen Übertragungsgebühren von ca. 100–200 Euro. Für Kleinanlagen ist das völlig unwirtschaftlich.

Darüber hinaus muss für die Dauer des Anlagenbetriebs gewährleistet sein, dass die technische Einrichtung funktioniert. Nicht selten führen die Netzbetreiber bei ferngesteuerten Regeleinrichtungen Tests durch, bei denen geprüft wird, ob entsprechende Regelsignale bei der betroffenen Photovoltaikanlage ankommen und inwieweit Rückmeldungen zu verzeichnen sind; oder beauftragte Fachunternehmen machen für die Netzbetreiber Tests vor Ort. Soweit die technische Einrichtung nicht vorhanden ist oder nicht regelkonform funktioniert, schwebt das Damoklesschwert des Entfalls oder der Reduzierung der Einspeisevergütung der Anlage über dem Kopf des Anlagenbetreibers. Daher sollte regelmäßig geprüft werden, ob die Photovoltaikanlage die technischen Voraussetzungen nach § 9 EEG noch erfüllt – und entsprechend funktioniert.

Rechtzeitiges Anschlussbegehren

Wir empfehlen grundsätzlich, rechtzeitig das Anschlussbegehren beim zuständigen Netzbetreiber zu stellen, um nicht unnötig Zeit zu verlieren, insbesondere wenn sich durch die monatliche Degradation der Einspeisevergütungen Nachteile ergeben sollten.

Bleibt noch die 70-%-Regelung: Zur Beschränkung der Anlage am Verknüpfungspunkt auf maximal 70 Prozent ihrer Wirkleistung müsste bei einer 10-kWp-Anlage ein Wechselrichter mit einer maximalen Leistung von 7 kWp eingesetzt oder bei der Verwendung eines größeren Geräts dessen Leistung auf diese 70 Prozent abgeregelt werden.

Bei optimal nach Süden ausgerichteten Anlagen besteht ein kleiner Wermutstropfen, weil sich Verluste aus zwangsweise ungenutztem Strom ergeben, welche sich zwar nur im einstelligen Prozentbereich bewegen, aber dennoch Strom verschenkt und quasi zum Fenster hinausgeworfen wird. Auch hier lässt sich leidenschaftlich über Sinn und Unsinn diskutieren, ökologisch erzeugten Strom mehr oder weniger zu vernichten.

Bei etwas ungünstig ausgerichteten Dachflächen werden die Verluste aber gar nicht so sehr ins Gewicht fallen. Bei Ost-West-Ausrichtungen sind in der Regel gar keine Verluste zu erwarten.

Nach aktuellem EEG ist die technische Regeleinrichtung stark an den zukünftigen Einbau intelligenter Messsysteme (Smart Meter Gateway, IMSys: Intelligentes Messsystem – siehe „Überwachung und Smart Meter“, Seite 72) geknüpft. Dessen „Roll-out“, d. h. die Freigabe durch das Bundesministerium für Sicherheit und Informationstechnik (BSI), verzögert sich allerdings noch.

Man unterscheidet aktuell zwei Anlagensegmente:

1. Anlagen von 7 bis 25 kWp und
2. Anlagen ab 25 kWp.

Anlagen bis 7 kWp sind von der Einbaupflicht eines IMSys befreit. Ein freiwilliger Einbau wäre möglich, ansonsten bleibt die 70-Prozent-Regelung.

Bei Anlagen von >7 kWp bis 25 kWp greift die Einbaupflicht des IMSys. Bis dahin verbleibt es bei der 70-Prozent-Regelung.

Bei Anlagen ab 25 kWp muss aktuell eine technische Regeleinrichtung eingebaut werden, bis es zum Roll-out des IMSys kommt.

EEG-Umlage

Mit der EEG-Umlage wird der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland finanziert. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) legt fest, dass Strom aus erneuerbaren Energien abgenommen und für 20 Jahre zu einem bestimmten Preis pro Kilowattstunde vergütet wird. Hieraus entstehen Kosten, die auf die Verbraucher umgelegt werden müssen.

Wer sich also eine Solaranlage auf das Dach baut, kann sicher sein, dass der Strom abgenommen und – je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Solaranlage – nach einem fixen oder auch variablen Vergütungssatz bezahlt wird. Die Netzbetreiber verkaufen den eingespeisten Ökostrom an der Strombörse und versuchen, dort so viel Geld wie möglich zu erhalten. Doch die Börsenstrompreise

liegen üblicherweise weit unter dem Betrag, den der Solaranlagenbetreiber versprochen bekommen hat. Die Differenz zwischen Börsenstrompreis und Einspeisevergütung wird über die EEG-Umlage bezahlt. Sie muss von allen privaten Verbrauchern und Gewerbebetrieben, die nicht von der Zahlung der EEG-Umlage befreit worden sind, entrichtet werden.

Eigenverbrauch steigern

Interessant wird an dieser Stelle der Eigenverbrauch. Alles, was vorher bereits an Eigenstrom aus der PV-Anlage verbraucht und nicht am Netzanschlusspunkt ankommt, wird entsprechend nicht geregelt. Somit lassen sich mögliche Verluste aus der 70-Prozent-Regelung reduzieren oder gänzlich vermeiden, und zusätzliche Kosten für eine Regeleinrichtung entfallen.

So wie in diesem Fall gibt es auch in anderen Punkten Tipps und Tricks, starre Regelungen des EEG auf legalem Wege zu umgehen. Es kommt daher auch immer darauf an, unter welcher Konzeption ich meine PV-Anlage betreibe – und da spielt der Eigenverbrauch grundsätzlich eine zentrale Rolle.

Die EEG-Umlage ist seit 2010 mit einem Betrag von 2,05 ct/kWp bis 2020 auf 6,76 ct/kWh angestiegen. Um einer weiteren Verteuerung der Strompreise entgegenzuwirken, wurde von der Bundesregierung die EEG-Umlage ab 2021 auf 6,5 ct/kWh „gedeckelt“ – ansonsten wäre diese auf 9,5 ct gestiegen. Die aktuelle Differenz wird durch Steuergelder finanziert.

Die bisherige Regelung bei Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Solarstrom war die, dass man ab einer Anlagenleistung von 10 kWp bzw. einer erzeugten Menge von 10 000 kWh pro Jahr für den eigenverbrauchten Strom eine anteilige EEG-Umlage von 40 Prozent des EEG-Umlagensatzes bezahlen musste. Letztendlich wurde man bestraft, wenn man den selbst erzeugten Strom auch selbst genutzt und damit die Netze entlastet hat.

Die aktuelle Regelung nach §§ 61 und 61b sieht vor, dass für Anlagen bis 30 kWp und bei einer maximal selbst verbrauchten Strommenge von bis zu 30 000 kWh pro Jahr die anteilige EEG-Umlage entfällt.

Pflichtverstöße

Etwas ernster sieht es bei den sogenannten Pflichtverstößen aus. Gerade zu „bedrohlich“ wirkt der § 52 EEG. Hier werden im Konkreten die Auswirkungen aufgezeigt, wenn der Anlagenbetreiber gegen gewisse Pflichten aus dem EEG verstößt.

Dabei verringert sich der anzulegende Wert – also die Einspeisevergütung – auf null, u. a.

- solange Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht an das Marktstammdatenregister (siehe unten, Seiten 51, 148) übermittelt haben,
- solange Betreiber bei bereits registrierten Anlagen bei einer erfolgten Leistungserhöhung diese nicht nachgemeldet haben.

Die Einspeisevergütung verringert sich auf den Monatsmarktwert (Börsenpreis),

- solange Anlagenbetreiber keine technische Regeleinrichtung eingebaut haben und diese in Funktion vorhalten, wenn eine solche gefordert ist,
- solange Anlagenbetreiber eine Einspeisevergütung erhalten, jedoch den erzeugten Strom gleichzeitig an Dritte veräußern (Doppelvermarktungsverbot).

Die Pflichtverstöße beziehen sich auf verschiedene Paragrafen des EEG, welche im Gesetzestext des EEG stellenweise noch folgen oder vorangehen. Im Einzelnen sollen diese hier nur auszugsweise mit den wichtigsten Hinweisen besprochen werden.

Marktstammdatenregister (MaStR)

Mit der Marktstammdatenregisterverordnung vom 10.4.2017 und deren Novelle vom 21.11. 2018 hat in einer längeren Übergangsfrist

nun das Marktstammdatenregister (MaStR) die frühere übliche Meldung und Registrierung bei der Bundesnetzagentur abgelöst.

Im Marktstammdatenregister müssen alle Akteure des Strom- und Gasmarkts sich selbst und ihre Anlagen registrieren. Dies betrifft insbesondere die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen – dementsprechend auch PV-Anlagen einschließlich deren ortsfeste Batteriespeicher.

Dabei muss jede Solaranlage, jedes Windrad eines Windparks und jede Biogasanlage oder jedes konventionelle Kraftwerk einzeln erfasst werden. So ist beispielsweise nach der Registrierung der PV-Anlage gegebenenfalls zusätzlich auch der Stromspeicher zu registrieren.

Damit die Zahlungen nach EEG ohne Abzüge geleistet werden können, müssen die vom Gesetzgeber vorgegebenen Fristen für die Registrierung eingehalten werden. Bei Anlagen, die vor dem Start des dazugehörigen Webportals in Betrieb gegangen sind, gilt in der Regel eine zweijährige Frist zur Registrierung. Diese endete am 31.1.2021. Für Neuanlagen, die nach dem Start des Webportals in Betrieb genommen werden, gilt nach Inbetriebnahme eine einmonatige Frist zur Registrierung.

Das MaStR-Webportal (markstammdatenregister.de) steht allen Marktakteuren und der Öffentlichkeit seit dem 31. Januar 2019 zur Verfügung. Registrierungen von Stromerzeugungsanlagen können nur noch über dieses neue Webportal vorgenommen werden. Die Registrierung kann nur durch den Anlagenbetreiber erfolgen. Mit der Registrierung erhält dieser eine Bestätigung zum Ausdrucken mit den relevanten Anlagendaten.

Notwendige Datenänderungen: Änderungen der im Marktstammdatenregister eingetragenen Daten müssen innerhalb eines Monats nach der Änderung angepasst werden. Insbesondere hier steckt der Teufel im Detail. Erfolgt ein Modultausch, etwa nach einem Schaden oder wegen eines Garantiefalls, und ändert sich hierdurch die

Anlagenleistung – z. B. geringfügig nach unten –, stellt dies eine verpflichtende Registrierungsänderung dar. Die bürokratischen Anforderungen nach der Anlagenregistrierungsverordnung (AnlRegV) gehen sogar so weit, dass nach § 5 Abs. (1) bei einer bereits registrierten Anlage auch Änderungen der ursprünglichen Anlagendaten zu melden sind, wie zum Beispiel Telefonnummer oder E-Mail-Adresse.

§ 71 EEG: Anlagenbetreiber

Aus § 71 EEG ergibt sich eine weitere Verpflichtung des Anlagenbetreibers. Hier geht es um die rechtzeitige Mitteilung der erzeugten Strommenge (Zählerablesung) für die Jahresendabrechnung. Diese Mitteilung hat bis spätestens zum 28. Februar des nächsten Jahres zu erfolgen. Bei Großanlagen, in denen über monatliche Ist-Werte (Lastgangzähler) abgelesen wird, ist dies kein Thema. Bei kleineren Anlagen wird man oft mit der vom Netzbetreiber zum Jahresende verschickten Ablesekarte erinnert.

Modultausch, Vergütung und Modul

Es kommt nicht selten vor, dass Module getauscht werden müssen. Ob dies nun aus Gewährleistungsgründen geschieht oder wegen eines Schadens oder nur weil die Leistung der Module nachgelassen hat: Das sollte neben der rein technischen Bearbeitung auf den ersten Blick erst einmal keine weiteren Auswirkungen haben – möchte man meinen. Nicht unproblematisch ist aber die Frage, ob man bei einem Modultausch auch die bisherige Vergütung nach dem EEG behält.

Die Einspeisevergütung für ausgetauschte Module war in der Vergangenheit nicht sicher geregelt. Bei strikter Anlagen- und Vergütungsauslegung würde man die ursprüngliche Vergütung für

die getauschten Module verlieren und bekäme für die neuen Module nur die aktuelle Vergütung nach EEG.

Mit der Sonderregelung in § 38b hat der Gesetzgeber nunmehr etwas Klarheit verschafft. Darin heißt es vereinfacht ausgedrückt, dass wenn Solaranlagen, die aufgrund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls an demselben Standort bis zur gleichen, vorherigen Größe ersetzt werden, die ursprüngliche Einspeisevergütung beibehalten. Die getauschten (defekten) Module verlieren gleichzeitig ihren Vergütungsanspruch.

Es besteht aber weiterhin Auslegungsbedarf zur Anwendung des § 38b des EEG, da der Gesetzgeber die aufgeführten Fälle, die zu einem Modultausch führen können, nicht im Einzelnen definiert hat. Was ist ein technischer Defekt, was eine Beschädigung oder was ein Diebstahl? Der BDEW (Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.) hat in einem Arbeitspapier dargelegt, dass von einer Funktionsstörung allgemein ausgegangen werden kann, wenn sie sich „vor allem als nicht nur unerhebliche Leistungseinbuße des betreffenden Moduls bis zu einem vollständigen Defekt, d. h. eines technischen Ausfalls des Moduls beschreiben“ lässt.

Ein Defekt kann sowohl äußerlich vorliegen als auch durch Leistungsminderung. Wichtig dabei zu wissen ist, dass eine natürliche Leistungsminderung (Degradation) kein Defekt im Sinne des EEG ist und somit von der darin enthaltenen Vergütungsregelung ausgenommen ist.

Im Gegensatz zu einem technischen Defekt ist die Beschädigung grundsätzlich eine Einwirkung von außen, wie beispielsweise Glasbruch durch Hagel, Blitzschlag, Brand oder Vandalismus.

Laut BDEW ist der Diebstahl auf die strafrechtliche Definition abzustellen.

Auch hier hilft eine ausreichende Dokumentation in Form von Messprotokollen, Bilddokumentation und Beschreibung des Umstands, der zum Modultausch geführt hat.

Probleme der Kompatibilität beim Modultausch. In der Praxis ergeben sich bei einem Modultausch auch noch andere Probleme: Nicht selten sind Marken und Modultypen vom Markt verschwunden und können nicht 1:1 ersetzt werden. Oftmals gibt es geeignete Modulenur noch mit höherer Leistung, da sich in der Vergangenheit die Flächenleistungen der Module erheblich erhöht haben. Daher ist zu beachten, dass sich die Gesamtanlagenleistung nach einem Modultausch nicht erhöht.
Bleibt die Anlagenleistung bei geringerer Modulanzahl gleich, ändert sich nichts. Erhöht sich die Gesamtleistung bei gleicher Modulanzahl, wäre die überschüssige Leistung als Anlagenerweiterung zu sehen, mit der Folge, dass – und auch nur hierfür – eine neue Vergütung zum Zeitpunkt des Modultausches erfolgt. Auch sind dann die weiteren Konsequenzen einer Anlagenerweiterung im Vorfeld des Modultausches zu beachten:

- in Bezug auf Netzkapazität,
- Netzverträglichkeitsprüfung,
- Einspeiseanmeldung,
- technische Regeleinrichtung,
- Anmeldung der Anlagenerweiterung beim zuständigen Netzbetreiber

Hier können sich sonst entsprechende Überraschungen ergeben. Eine Verringerung der Gesamtanlagenleistung ist dabei unschädlich. Die Veränderung unterliegt aber stets einer Meldepflicht.

Wichtig: Für die ersetzten Module entfällt der Vergütungsanspruch endgültig. Man kann sie zwar, soweit funktionsfähig (z. B. nur verringerte Leistung), weiterhin verwenden, ein EEG-Vergütungsanspruch besteht durch die ausdrückliche Regelung aber nicht mehr. Eine sinnvolle Nutzung noch gebrauchstauglicher Module lässt sich daher vornehmlich im Ausland oder für den reinen Eigenverbrauch ausmachen, bei dem eine Überschusseinspeisung ins öffentliche Netz ausgeschlossen ist.

STAND DER TECHNIK

SOLARE ANWENDUNGSFORMEN

Die Photovoltaiktechnik kann in unterschiedlicher Weise genutzt werden, am einfachsten als Direktanwendung für Kleingeräte auf 12- oder 24-Volt-Basis oder in diversen Gebrauchsgegenständen wie Taschenlampen, Taschenrechnern, Gartenleuchten etc.

Für eine weitreichende konventionelle Nutzung im Privat- als auch Industriebereich und insbesondere zur Einspeisung ins öffentliche Netz wird Wechselstrom mit einer Spannung von 230 V und einer Frequenz von 50 Hz benötigt. Für eine solche Anwendung sind in Verbindung mit Photovoltaik diverse, in drei Bereiche fallende Komponenten erforderlich:

- Gleichstrombereich,
- Wechselstrombereich und
- mechanischer Bereich.

Solarzellen/-module

Wie m ersten Kapitel (siehe Seite 14) ausgeführt, ergeben sich aufgrund verschiedener Herstellungstechniken von Halbleitern unterschiedliche Zelltypen und so eine Vielzahl Module, die kaum mehr zu überschauen sind. Daher wollen wir uns hier nur an die gängigsten Modultypen halten. Als Grobeinteilung wurden Module auf Silizium- bzw. Zellscheibenbasis sowie Dünnschichtmodule genannt.

Neben den unterschiedlichen Halbleitertechniken ergeben sich bei den genannten Modultypen hauptsächlich Unterschiede in der Flächenleistung sowie Betriebsweise.

Dünnschichtmodule

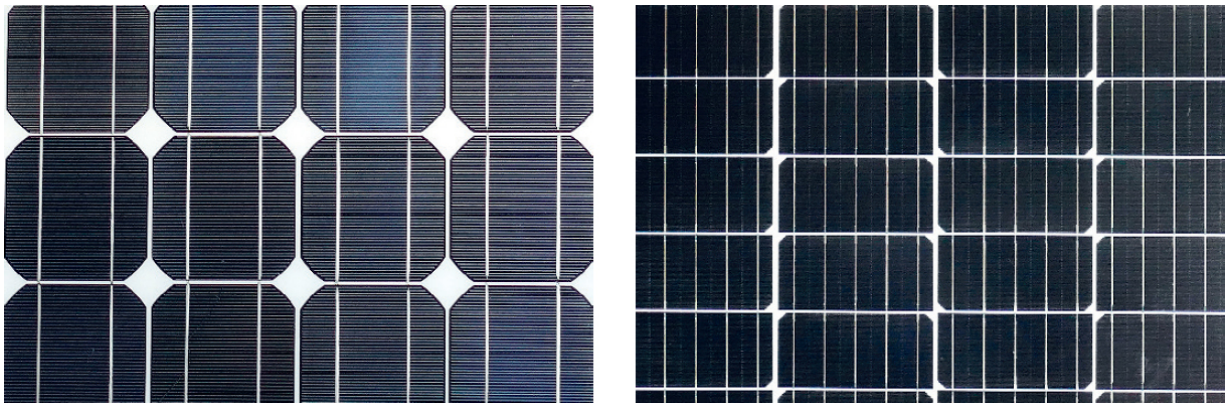
Dünnschichtmodule haben in der Regel einen geringeren Wirkungsgrad. Sie benötigen für eine bestimmte Leistung eine größere Generatorfläche, als dies bei kristallinen Modulen der Fall ist. Diese liegt bei ca. 8–15 m^2/kW. Dies ist insbesondere bei kleinen Dachflächen von Nachteil, da sich im Ergebnis auch nur eine PV-Anlage mit kleinerer Gesamtleistung ergibt.

Einige Dünnschichtmodule müssen zudem unter bestimmten Bedingungen betrieben werden, um ihre zugedachte Leistung dauerhaft zu erbringen sowie keinen Schaden zu nehmen. Dazu gehören eine bestimmte Betriebsweise der Wechselrichter oder konkrete Erdungsmaßnahmen eines Generatorpols. Darüber hinaus kann der Verkabelungsaufwand höher sein, da wegen der oftmals geringen Einzelleistung solcher Module aber gleichzeitig höheren Modulspannung einzelne wenige in Reihe geschaltete Module auch mit weiteren Modulstrings gleichzeitig parallel verschaltet werden müssen, um eine entsprechende Betriebsleistung auf den Wechselrichtereingang zu bringen.

Dünnschichtmodulen wurde in der Vergangenheit eine höhere Lichtausbeute zugesagt, zum Beispiel durch Nutzung des breiten Lichtspektrums, insbesondere der diffusen Strahlungen, weshalb solche Module heute gerade bei ungünstig ausgerichteten Dächern zu finden sind. Ihre zugedachte Eigenschaft einer größeren Lichtausbeute haben einige Typen von Dünnschichtmodulen jedoch nicht erfüllt.

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad bezieht sich auf die Flächenleistung, er ist nicht zu verwechseln mit Leistung im Sinne von „besserer“ Leistung, sprich Stromausbeute im Verhältnis zur jeweiligen Modulleistung.



Zelltechnik früher (Beispiel monokristalline Vollzellen links) und heute (Beispiel monokristalline Halbzellen rechts)

Kristalline Module

Kristalline Module mit aktuell 320 W bis 340 W haben die Abmessungen von ca. 1,00 x 1,66 Meter und befinden sich damit in einem für die Montage recht gut handhabbaren Maß. Die Flächenleistung liegt bei etwa 5–7 m^2/kWp. Insbesondere monokristalline Module besitzen sehr gute Wirkungsgrade von 18–20 Prozent und haben sich daher aktuell auf dem Markt durchgesetzt.

Zu berücksichtigen ist, dass Module unter Realbedingungen in den seltensten Fällen ihre volle Nennleistung erreichen. Diese läge, wie in „Spezifischer Ertrag“beschrieben (siehe Seite 34), bei 1 000 W Einstrahlung und 25 °C Zelltemperatur. In der Regel werden die Zellen bei hoher Einstrahlung meist bis zu 50 °C warm, was die Zellspannung mindert. In der kühleren Jahreszeit fehlt es oft an ausreichender Einstrahlung. Nur in seltenen Fällen erreichen daher gut ausgerichtete Module in den Monaten April bis Mai auch ihre Spitzenleistung.

Verschaltung von Siliziummodulen

Verbesserte Techniken ergeben sich bei Siliziummodulen auch mittels verbesserter Verschaltung bzw. Verdrahtung der Zellen. Früher wurden für die Zellverbindung untereinander in der Regel zwei breitere Leiterbändchen (Busbars) verwendet, die auf der Zelle

parallellaufen. Mit der Zeit hat man jedoch festgestellt, dass die Strombelastbarkeit der Leiterbändchen aufgrund ihrer geringen Anzahl sehr hoch ist und es hierdurch auch zu Schäden gekommen ist. Moderne Module haben heute fünf und mehr Busbars, die in einer dünnen Form über die Zellen verlaufen – womit der Strom gleichmäßiger verteilt wird und sich die Wirkungsgrade entsprechend verbessern.

Teilweise geht man sogar dazu über, halbe Zellen zu verbauen; die übliche quadratische monokristalline Zelle wird dazu in der Mitte nochmals halbiert. Dies dient unter anderem der Reduzierung der Strombelastung. In den meisten Modulen mit solchen Halbzellen ist das Modul selbst nochmals in der Mitte durch eine getrennte Verschaltung in zwei Hälften unterteilt. Diese Verschaltungsweise bringt zum Beispiel Vorteile bei Teilverschattungen, die sich bei solchen Modulen geringer auswirken als bei üblichen Modulverschaltungen.

Modulqualität

Handelsübliche Solarmodule sind für den Einsatz im Freien bei mitteleuropäischen Wetter- und Klimaverhältnissen ausgelegt. Insofern müssen sowohl die Materialauswahl als auch Fertigungsqualität diesen Kriterien genügen. Es ist daher darauf zu achten, dass die Module ein Prüfzertifikat nach IEC 61215 (bzw. IEC 61646 für Dünnschichtmodule, ICE = International Electrotechnical Commission) und DIN EN 61730 Teil 1 und 2 („Schutzklasse II“) vorweisen. Die Qualitätstests beinhalten auch eine Erprobung auf Witterung und auf mechanische Belastung durch Hagelschlag. In früheren Zeiten sind bereits Module auf dem Markt aufgetaucht, die mit gefälschten Zertifikaten verbreitet wurden. Man kann dies leicht überprüfen, indem man auf der Internetseite des angegebenen Prüfinstituts nachsieht, ob das angebotene Modul dort aufgeführt ist. Letztendlich gehen Sie kein Risiko ein, wenn Sie Module bekannter Anbieter auswählen.

Für besondere äußere Bedingungen wie in der Nähe von aggressivem Salzwasser (Nord- und Ostseeküste) oder in der

Landwirtschaft (Ammoniakgase) sollten speziell geprüfte Modulausführungen verwendet werden.

Garantien

Bei der von den Modulherstellern eingeräumten Garantie unterscheidet man zwischen

1. der Leistungsgarantie und
2. der Produktgarantie.

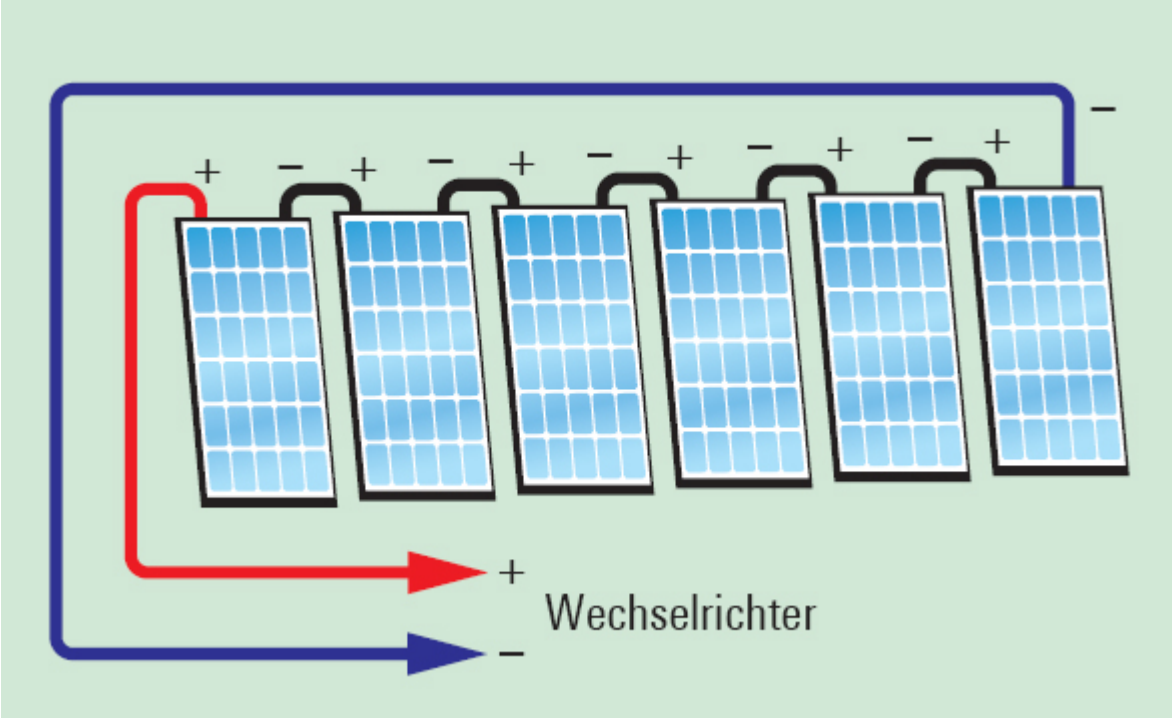
Die Produktgarantie geben die Hersteller meist über die üblichen zwei Jahre der gesetzlichen Gewährleistung hinaus für bis zu fünf, aktuell sogar auch zehn und in Einzelfällen auch 15 Jahre. Bezüglich der Mindestleistung eines Moduls garantieren die Hersteller für Zeiträume bis zu 25 Jahren, in Einzelfällen auch 30 Jahren. Die zeitliche Leistungsgarantie unterscheidet sich oftmals entweder in einer gestaffelten Angabe, wie zum Beispiel:

10 Jahre 90 % und

25 Jahre 80 % oder linear für den gesamten Zeitraum. Weitere Hinweise hierzu ergeben sich aus „Garantie für Module“ (siehe Seite 163).

Reihen- und Parallelschaltung

Für die gezielte Wirkweise zur Erzeugung von Solarstrom sind Zellen und Module in sogenannten Strings organisiert; Gruppen von Solarzellen und Modulen werden miteinander verschaltet, indem sie hintereinander in Reihe installiert und verdrahtet werden. Ähnlich wie mit Batterien, die hintereinander in einer Taschenlampe liegen und so die erforderliche Stromspannung erhöhen, bauen die seriell verschalteten Solarzellen/Module von Element zu Element die hohe Stromspannung auf, die für den Betrieb des Wechselrichters und letztendlich für die Netzeinspeisung erforderlich ist. Dies nennt man Reihenschaltung.



Module als „Strang“ (oder „String“) miteinander verschalten

Bei der Reihenschaltung ergibt sich die Spannung aus der Summe aller Spannungen der einzelnen Zellen bzw. Module. Der maximal mögliche Strom der Reihenschaltung wird vom maximalen Strom eines Bindeglieds (Zelle oder Modul) begrenzt.

Beispiel: Zehn in Reihe geschaltete Module mit je 8 Ampere Strom und 30 Volt Spannung ergeben in der Summe 8 Ampere Strom und 300 Volt Spannung.

Die einzelnen Strings an Modulen können je nach Anlagenauslegung auch parallel geschaltet werden, insbesondere bei der Dünnschichttechnik. Hierbei bleibt die Spannung gleich, jedoch erhöht sich der Strom in Summe nach der Anzahl der parallel verschalteten Strings.

Beispiel: Der zuvor genannte Strang mit zehn Modulen wird mit einem gleichen Strang parallel verschaltet, dann bleibt die Spannung bei 300 Volt. Der Stromwert erhöht sich jedoch auf 16 Ampere.

Werden mehrere Stränge parallel auf einen Wechselrichter geschaltet, sollten diese exakt gleich sein, damit bei der Umwandlung des Stromes im Wechselrichter keine Verluste

entstehen, denn der schwächste Strang gibt die Leistung vor. Wie bei Batterien: Ist eine Batterie von mehreren in einem Gerät schwach oder gar defekt, wird die Leistung sofort schwächer.

In der Elektrotechnik nutzt man vorzugsweise Systeme mit höheren Spannungen, da die Stromverluste in Leitungen mit steigenden Stromstärken überproportional zunehmen.

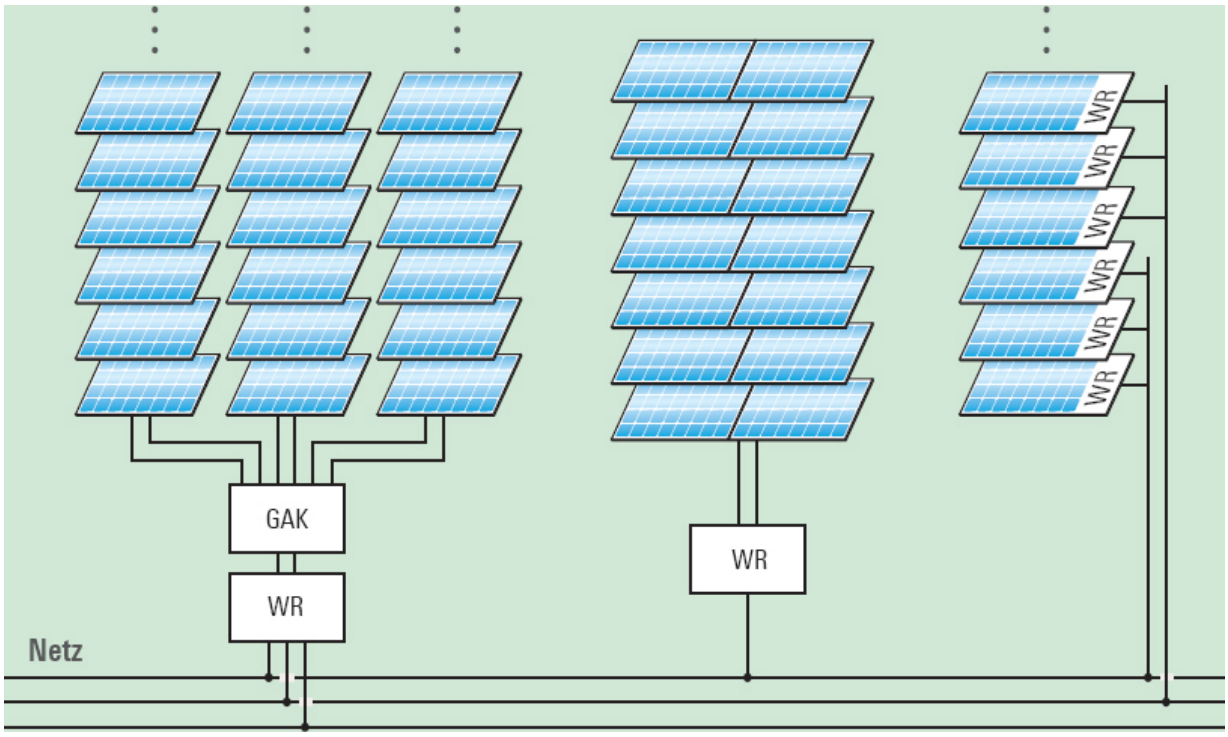
In „Ertragserwartung …“ (siehe Seite 33) wurde bereits das Verhältnis von Strom und Spannung physikalisch erläutert. Der Strom in der Photovoltaiktechnik ist dabei proportional von der vorherrschenden Einstrahlung abhängig, die Spannung von der Zelltemperatur. Aus beiden Werten ergibt sich ein Strom-Spannungsverhältnis, welches letztendlich zur Modul- oder Anlagenleistung führt. Am optimalen Punkt beider Werte, also maximaler Strom und maximale Spannung, ergibt sich der optimale Arbeitspunkt, der sich „Mpp“ nennt (aus dem Englischen „Maximum power point“, maximaler Leistungspunkt). Er ist entscheidend für eine bestmögliche Stromerzeugung bzw. -umwandlung und wird im Wechselrichter (siehe “Intelligente Wechselrichter“, Seite 60) optimiert. Für jede Situation von Einstrahlung und Zelltemperatur gibt es eine Kombination aus Spannung und Strom und so eine Veränderung des Mpp.

In der Grafik „Maximale Leistung“ sehen wir links beginnend die Linie des Nennstroms bzw. des Kurzschlussstroms (Ioc) des Moduls, die im Bogen nach unten zur Nennspannung bzw. Leerlaufspannung (Uoc) des Moduls führt – die sogenannte Strom-Spannungs-Kennlinie. Im optimalen Bereich, also maximal möglicher Strom und maximal mögliche Spannung, zeigt sich der Mpp. Im Schnittpunkt führt dann auf der gestrichelten Linie 2 nach links der Betriebsstrom des Moduls (Impp) und nach unten die Betriebsspannung (Umpp). Aus dem Produkt beider Werte resultiert nunmehr die Modulleistung (Pmpp). Die gleiche Darstellung ergibt sich sowohl für in Reihe oder parallel verschaltete Module als auch für den Generator insgesamt. Je steiler dieser dargestellte Bogen ist, desto besser die Effizienz des Moduls, da der Mpp dann auch weiter nach oben rückt.

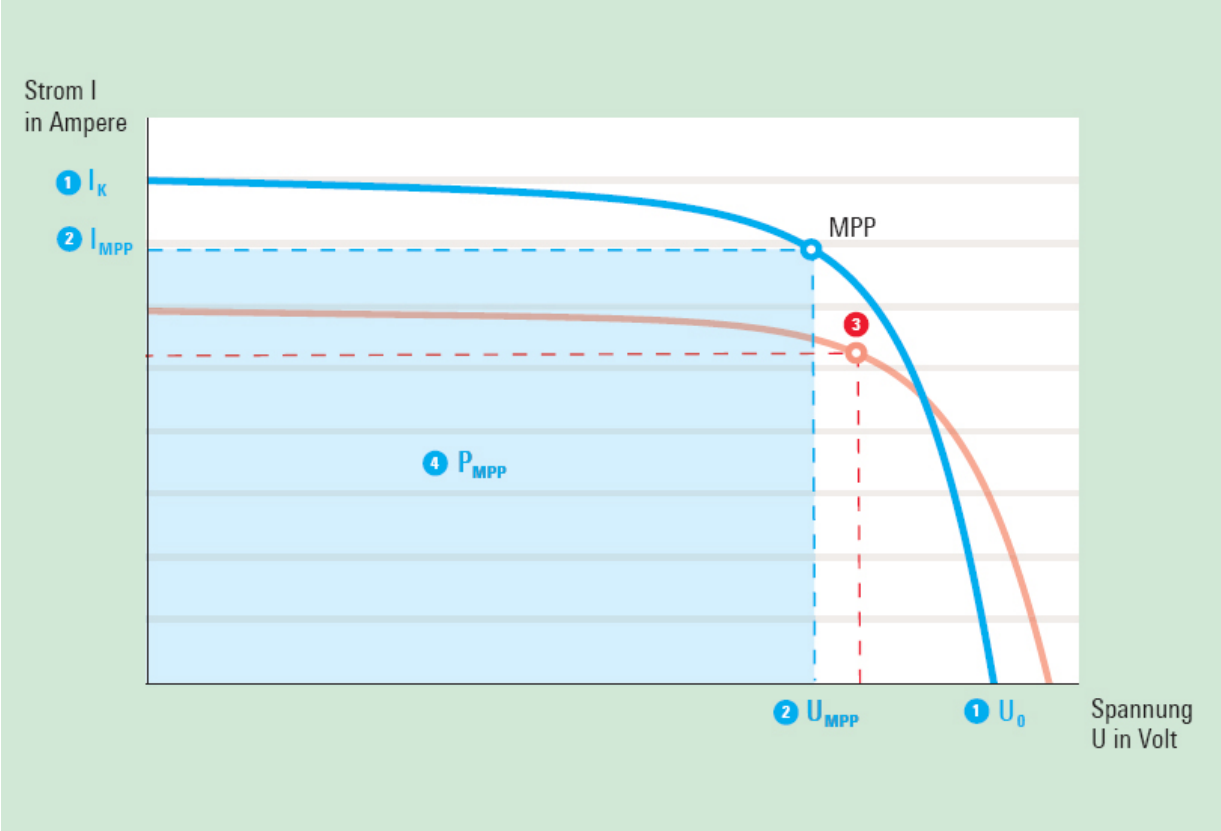
Verringert sich die Einstrahlung, rutscht der Stromwert nach unten. Demzufolge ergibt sich auch ein sich nach unten

verschiebender Mpp (Punkt 3) und somit eine verringerte Leistung.

Bei unsachgemäßer Planung sowie allgemein im Betrieb kann es zu Störungen kommen, die den Stromfluss oder die Wirkung der Solarzellen/-module beeinträchtigen, d. h. die Strommenge kann sich zum Beispiel verringern. Erfolgt dies über den gesamten Generator, zum Beispiel durch eine Wolke, ist dies nicht weiter tragisch, denn Grund ist die natürlich vorherrschende Einstrahlung. Betrifft die Störung aber zum Beispiel ein einzelnes Modul oder einen einzelnen Modulstrang, dann rutscht dort, wie oben beschrieben, der Mpp nach unten. Bei den ungestörten Modulen/Strängen bleibt der obere Mpp jedoch bestehen. Die Folge sind plötzlich zwei unterschiedliche Mpps. Aus diesen zwei Leistungsbereichen ergibt sich nun eine Mischung, fachlich als „Mismatch“ (engl. Diskrepanz, Konflikt) bezeichnet. In der Regel erfolgt die Stromumwandlung dann nur noch ausschließlich am unteren Mpp oder dazwischen, was bedeutet, dass die Leistung der ungestörten Module ignoriert wird – insbesondere bei der Stromumwandlung im Wechselrichter. Die Folge sind Leistungseinbußen und somit Ertragsverluste.



Übersicht Verschaltungskonzepte: Parallelschaltung mit Generatoranschlusskasten (GAK) (links), Einzelstringverschaltung (Mitte), Modulwechselrichter (rechts)



Strom-Spannungs-Kennlinien und maximale Leistung

Typische Störungen hierbei sind:

- Verschattung
- Verschmutzung
- Fehlerhafte Verschaltung

Verschattungen

Bekannte Verschattungen sollten bereits bei der Anlagenplanung berücksichtigt werden, sowohl was die Modulverteilung auf dem Dach angeht als auch deren Verschaltung. Doch auch nach der Installation der Photovoltaikanlage können Verschattungen auftreten, zum Beispiel durch bauliche Veränderungen in der näheren Umgebung oder durch wachsenden Baumbestand. Eine nachträglich

installierte Satellitenschüssel kann ebenso Probleme in puncto Verschattung verursachen.

Gerade Verschattungen werden in der Regel von Anlagenbetreibern unterschätzt – selbst von Installateuren. Viele Anlagenbetreiber gingen früher davon aus, dass, wenn ein Teilbereich eines Moduls verschattet ist, die übrigen Module unbeschattet voll funktionieren. Dem ist leider nicht so.

Wie in der Verschaltungsbeschreibung erwähnt, gibt das schwächste Glied die Leistung vor. Ist der Solarstromfluss an einer Stelle gestört – ob durch Defekt, Verunreinigung oder eben Verschattung, wird der aus den vorgelagerten Solarzellen/Modulen anliegende Strom aufgehalten. In der Elektro- und Halbleitertechnik spricht man vom „Gartenschlauch-Effekt“. Die herandrängenden Ladungsträger (Elektronen) werden nicht weitergeleitet und stauen sich an der Störstelle auf wie Wasser in einem abgeklemmten Gartenschlauch.



Verschattung durch Dachgaube

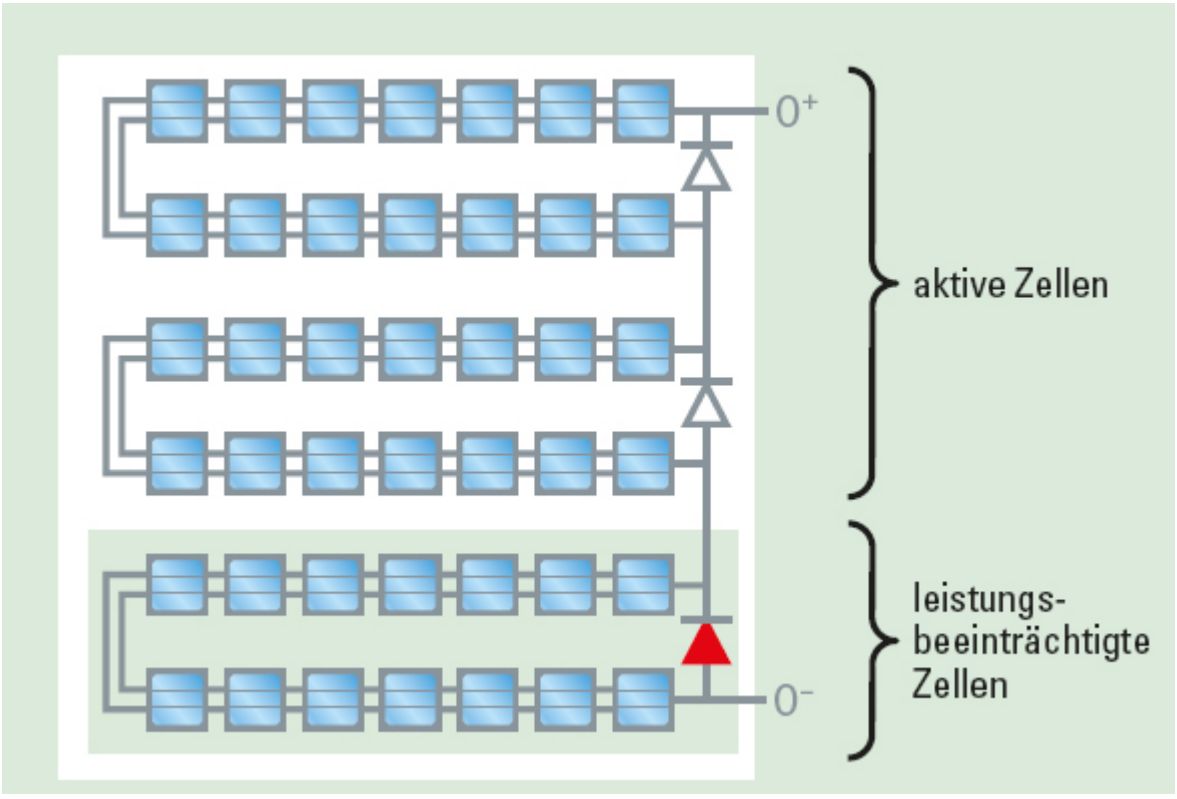
Der eintretende Elektronenstau ist für Photovoltaikbetreiber aus zwei Gründen fatal:

1. Zum einen erzeugen sie, weil sich die Elektronen an einer Stelle stauen, „Druck“, der sich in Hitze entladen kann; es droht ein sogenannter Hot Spot mit hohen Hitzegraden an der oder den entsprechenden Zellen. Das Material des Moduls kann im „Dauerstress“ dabei erheblich beschädigt werden.
2. Weiterhin kann es passieren, dass der Strom in einem String aus vorgelagerten Solarzellen nicht weitergeleitet wird – was auch den Strom aus vorgelagerten Modulen im String betreffen kann –, und für Nutzung oder Einspeisung verloren geht. So bestimmt die schwächste Solarzelle im Modul die Leistung bzw. das schwächste Modul im String den Solarertrag. Dem Betreiber droht ein – mitunter erheblicher – Ertragsausfall.

Die meisten Module haben als Schutz gegen solch auftretende „Stauströme“ sogenannte Bypassdioden in den Modulanschlussdosen eingebaut. Diese können bei einer Teilverschattung einzelne Zellreihen im Modul schalten, sodass der „gestaute Strom“ quasi umgeleitet wird und nicht die verschatteten Zellreihen durchfließt. Hierdurch ergibt sich lediglich ein „Teilausfall“ des Moduls/Strings.



Zu enger Reihenabstand und falsche Modullage erzeugt „Vollverschattung“



Teilverschattetes Modul mit aktiver Bypassdiode mit 1/3 Leistungsreduzierung

Die Grafik oben zeigt vereinfacht dargestellt die Situation von verschatteten Zellen im Bereich einer Bypassdiode. Die Bypassdiode wirkt hierbei durchleitend, der Strom der beiden benachbarten Zellreihen kann ungehindert durch den String fließen, die Verschattungsverluste sind somit reduziert.

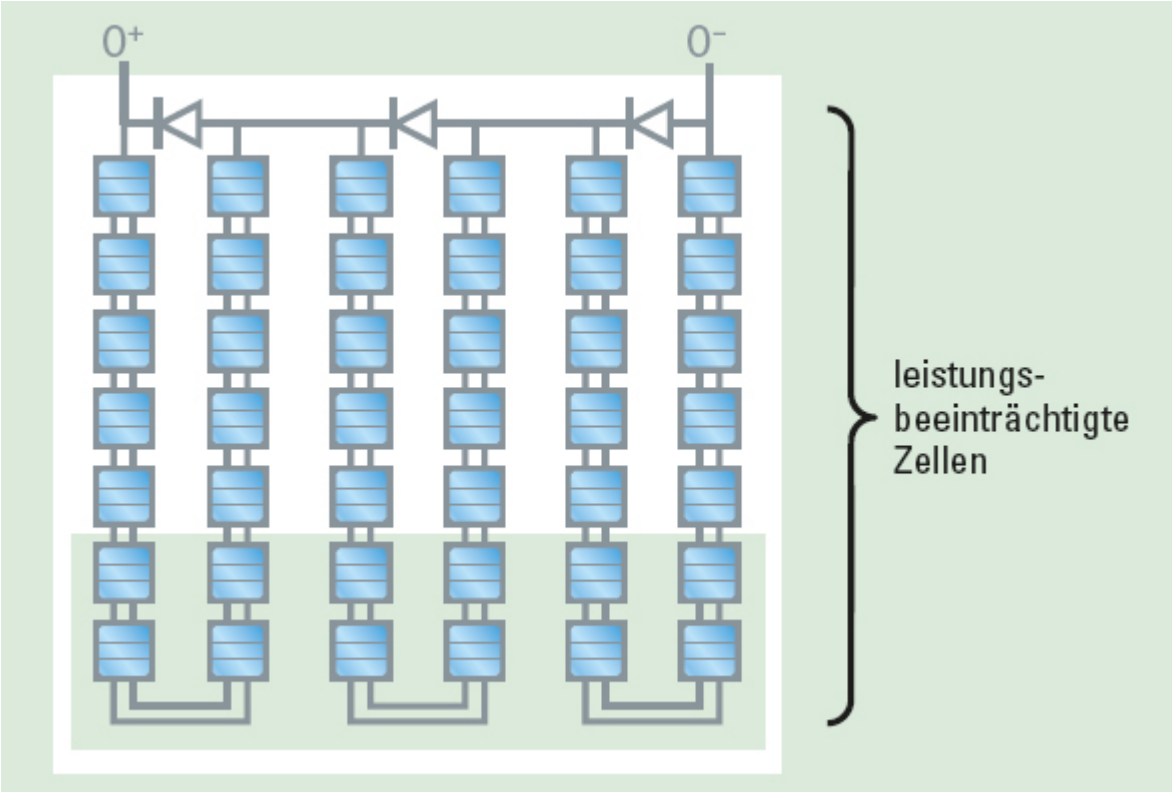
Wirkt die Verschattung über einzelne Zellen aller mit Bypassdioden versehenen Zellreihen, kann auch hier der Verschattungseffekt nicht mehr eingedämmt werden; es kommt zu einer „Vollverschattung“ des Moduls und somit zur-Beeinträchtigung des gesamten Modulstrings.

Dies ist bereits bei der Planung zu berücksichtigen, wenn etwa einzelne Modulreihen mit einer künstlichen Neigung versehen werden (zum Beispiel auf einem Flachdach) und diese Modulreihen sich womöglich gegenseitig verschatten. Hier macht es bereits einen Unterschied, ob die Module quer oder senkrecht stehend installiert sind. Bei Quermontage wirkt noch die Bypassdiode der unteren Zellreihe.

Natürlich kann es vorkommen, dass sich im Tageslauf der Sonne Teilverschattungen nicht vermeiden lassen. Diese können aber dadurch beherrscht werden, indem die betreffende PV-Anlage entsprechend geplant, die betroffenen Strings separat verschaltet und bei der Wechselrichterauslegung planerisch berücksichtigt werden. Es gibt mittlerweile Wechselrichter mit zwei oder drei getrennten Mpp-Eingängen, die wiederum zwei oder drei unterschiedliche Stränge optimal verarbeiten können. Es gibt dagegen auch Anlagen, bei denen berechtigte Zweifel bestehen, ob in der Planung die auftretenden Verschattungen überhaupt berücksichtigt wurden.

Um Teilverschattungen entgegenzuwirken, insbesondere bei begrenzten Dachflächen mit entsprechenden Dachaufbauten wie Kaminen, Dachgauben und Dachversprüngen, können Module auch mit „Optimizern“ (Leistungsoptimierern) ausgestattet werden. Leistungsoptimierer passen die bestmöglichen Arbeitspunkte der Solarmodule individuell an und kontrollieren die Leistung jedes

einzelnen Solarmoduls. Daher werden sie gerade bei kleinen PV-Anlagen eingesetzt, die mit Auslegungsproblemen wie beispielsweise Teilverschattungen konfrontiert sind. Leistungsoptimierer kompensieren damit Leistungsverluste, die bei üblichen PV-Systemen zu Einbußen führen. So lassen sich Module unterschiedlicher Ausrichtung miteinander verbinden. Einige Modulhersteller integrieren bereits bei der Fertigung Leistungsoptimierer. Neben der Modulintegration lassen sich Leistungsoptimierer auch als Retrofit-Lösung bei bestehenden, von Teilverschattung betroffenen PV-Installationen nachrüsten. Die Materialkosten hierfür liegen aber bei ungefähr der Hälfte der Kosten eines Moduls.



Teilverschattetes Modul über alle Zellstrings – somit weitgehend Vollverschattung mit entsprechender Leistungsreduzierung

Verschmutzung

Verschmutzungen können je nach Installationsort und Generator- bzw. Dachneigung (< 15 °) nicht unerheblich sein. Je nach

Konstruktionsart, ob zum Beispiel gerahmt oder ungerahmt, kann in Verbindung mit einer sehr niedrigen Generatorneigung der Selbstreinigungseffekt durch Regen vermindert bis unwirksam sein. Insbesondere kristalline Zellen/Module (polykristalline und monokristalline) reagieren mitunter sehr empfindlich auf Verschmutzungen mit Leistungseinbußen, wogegen Dünnschichtmodule verhalten wirken, da diese Halbleitertechnik ein breiteres Lichtspektrum nutzen kann. Siehe hierzu auch das spätere Kapitel zum Thema „Modulreinigung“, Seite 178.



In den Zellenbereich reichende Randverschmutzung

Fehlerhafte Verschaltung

Werden Module mit unterschiedlichen Eigenschaften (elektrische Kennwerte) oder auch in unterschiedlicher Ausrichtung miteinander verschaltet, bilden sich im Verbund ebenfalls verschiedene Mpps aus. Typisches Beispiel ist die Verschaltung unterschiedlich ausgerichteter Module oder unterschiedlicher Modulneigungen.

Klassisch hier: die Dachgaube, auf deren zumeist flacherem Dach eine geringere Anzahl Module mit denen des steileren Hauptdachs in einem Strang zusammengeschaltet werden.

INTELLIGENTE WECHSELRICHTER NACH BEDARF

Für die Nutzung des von den PV-Modulen erzeugten Gleichstroms im Haushaltsstromnetz ist zunächst dessen Umwandlung in Wechselstrom erforderlich – das gilt gleichermaßen als Voraussetzung, um den selbst produzierten Strom ins öffentliche Netz einspeisen zu können. Hierzu werden Umrichter – oder auch besser bekannt als Wechselrichter – benötigt. Diese wandeln über eine elektronisch gesteuerte Optimierungseinheit den Gleichstrom möglichst verlustarm in Wechselstrom um und machen auf diese Weise PV-Strom allgemein nutzbar.

Bei größeren PV-Anlagen, zum Beispiel ab 500 kWp, werden in der Regel sogenannte Zentralwechselrichter eingesetzt. Auf diesen Wechselrichter laufen alle Strings der Anlage, die vorher noch parallel in Strangsammelkästen zusammengeschaltet sind. In vielen Fällen wird solch ein Zentralwechselrichter auch gleich mit einem Trafo kombiniert, um wegen der Anlagengröße gleich ins Mittelspannungsnetz einspeisen zu können.

Bei kleineren und mittelgroßen Anlagen haben sich Stringwechselrichter etabliert. An solche Geräte werden meist wenige Strings angeschlossen. Je nach Anlagengröße können daher ein oder auch mehrere Wechselrichter erforderlich werden. Bei Kleinanlagen bis zu 20 kWp stehen auf dem Markt auch verschiedene Kompaktgeräte in unterschiedlichen Leistungsstufen

und mit verschieden vielen Eingängen zur Verfügung, weshalb man in solchen Leistungsgrößen zumeist mit einem Wechselrichter auskommt. Auch bieten solche Geräte einige getrennte Eingänge mit mehreren Mpp-Trackern, sodass sich an ein Gerät zum Beispiel unterschiedliche Modulstränge oder unterschiedlich ausgerichtete Teilgeneratoren anschließen lassen, deren verschiedene Stromeigenschaften vom Wechselrichter optimal umgewandelt werden können.

Bei den Wechselrichtern unterscheidet man solche

- mit eingebautem Trafo (Trafogeräte) und
- trafolose Wechselrichter.

Aufgrund der besseren Wirkungsgradverhältnisse haben sich heutzutage die trafolosen Geräte durchgesetzt, da diese den Vorteil besitzen, keine Trafoverluste zu generieren. Frühere Trafogeräte hatten einen Wirkungsgrad von 91–94 Prozent; trafolose Wechselrichter schaffen aktuell Wirkungsgrade von > 98 Prozent bei optimaler Betriebsauslegung.

Wirkungsgrad

In allen Wechselrichtern geht ein Teil des erzeugten Solarstroms bei der Energieumwandlung und für die Eigenversorgung der Geräteelektronik verloren. Insbesondere im Teillastbereich haben Wechselrichter früher mit Wirkungsgradverlusten zu kämpfen gehabt. Daher entwickelte man besondere Verschaltungskonzepte bei den Wechselrichtern untereinander, wodurch bei geringer Sonneneinstrahlung wenige Geräte die Leistung der anderen Wechselrichter mit übernommen haben. Beispiel war hier die „Team-“ oder „Master-Slave-Verschaltung“. Durch Entwicklungen in der Optimierung haben die Hersteller diese Verluste inzwischen auf weniger als 5 Prozent reduziert. Der Wirkungsgrad eines Geräts oder einer Maschine hängt in der Regel von der Auslastung ab. Die auf den Datenblättern der Wechselrichter angegebenen Spitzenwirkungsgrade treten daher nur bei einer ganz bestimmten, zumeist hohen Leistung des Solargenerators auf. Aus den

vorangegangenen Kapiteln wissen wir mittlerweile, dass die Leistung bei PV sehr schwankt. Daher ergeben sich im Realbetrieb Nennleistungen von 0 bis 100 Prozent. Anhand des Spitzenwirkungsgrads lässt sich insofern weder ein Vergleich zwischen den Geräten ziehen, noch eine Aussage für die Gesamteffizienz des jeweiligen Wechselrichters treffen. Entscheidend ist deshalb der reale Verlauf des Wirkungsgrads über den gesamten Leistungsbereich des Geräts. Einen reellen Vergleichswert für die Effizienz im realen Betrieb bildet der „Europäische Wirkungsgrad“, der sich ebenso in vielen Datenblättern findet. Dabei wird der Wirkungsgrad bei 5, 10, 20, 30, 50 und 100 Prozent der Nennleistung mit den in Mitteleuropa (Standort Trier) jeweils üblichen Einstrahlungsenergiemengen gewichtet, um eine Art durchschnittlichen Wirkungsgrad zu berechnen.

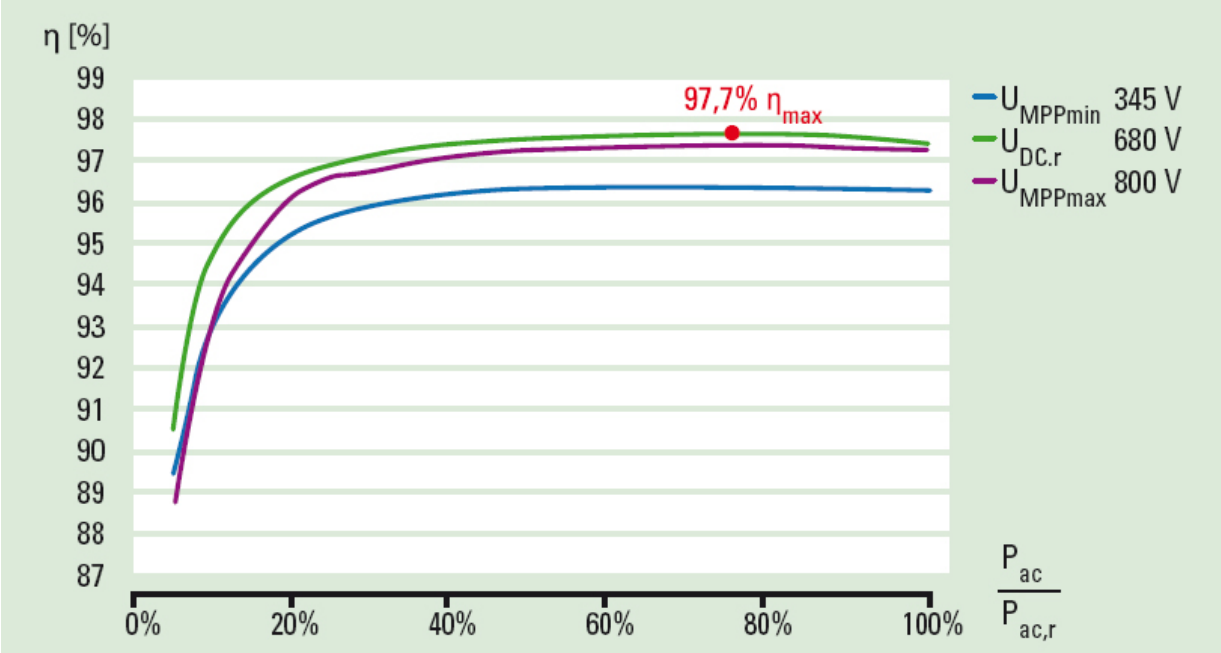


Ein smarter Solar-Wechselrichter: Der Piko IQ gilt als flexibel und zuverlässig.

Der Wechselrichter verarbeitet den von den PV-Modulen erzeugten Strom unter optionalen Bedingungen. Da die von den Modulen erzeugte Spannung von der Temperatur sowie die erzeugte Stromstärke von der Sonneneinstrahlung abhängig ist, ergibt sich ständig ein schwankendes Strom-Spannungsverhältnis. Den sich hieraus ergebenden Mpp haben wir im Kapitel zuvor bereits kennengelernt, siehe Seite 57. Da sich die Leistung aus dem Produkt von Strom und Spannung ergibt, muss der Wechselrichter

stets seinen „Arbeitspunkt“ an die von den Modulen angebotene maximale Spannung und den Strom anpassen. Eine „starre“ Regelung würde dabei zu erheblichen Verlusten führen.

Diese Anpassung übernimmt ein „Mpp-Tracker“. „Tracker“ bedeutet übersetzt „Verfolger“ – und genau darin besteht die Aufgabe. Der Mpp-Tracker verfolgt den sich ergebenden Arbeitspunkt aus Strom und Spannung permanent. Ergeben sich durch falsche Verschaltung oder Störungen mehrere Arbeitspunkte, ist es dem Mpp-Tracker nicht mehr möglich, dem wirklich optimalen Punkt zu folgen; er wird zwischen den verschiedenen Mpp-Punkten „springen“. Demzufolge kann der angebotene Gleichstrom nicht optimal umgewandelt werden und es kommt zu Ertragseinbußen.



Wirkungsgradkurve eines Wechselrichters in Abhängigkeit von der Betriebsspannung des Modulstrangs (Daten: „Piko 12“ von Kostal)

Moderne Wechselrichter haben für solche Fälle weitere Optimierungseinheiten, die das Strom-Spannungsverhältnis bei teilverschatteten Modulsträngen anpassen und somit auch Ertragsverluste reduzieren. Hilfreich sind bei kleineren PV-Anlagen auch Leistungsoptimierer (siehe vorherigen Abschnitt, Seite 59).

Der Auslegung eines Wechselrichters mit den verwendeten Solarmodulen und deren Verschaltung kommt ebenfalls eine hohe Bedeutung zu. Da die Module nur unter bestimmten, optimalen Bedingungen ihre Maximalleistung erbringen, wurden Wechselrichter ehemals stark unterdimensioniert, damit ein hoher Teillastbetrieb und hiermit verbundene Verluste minimiert wurden – insbesondere bei Anlagen mit ungünstigen Dachausrichtungen. Da wurde bei einer Modulleistung von 10 kWp auch gern einmal eine Wechselrichterleistung von nur 7 kW verwendet. Dies wird heutzutage nicht mehr praktiziert, da sich zum einen die Wirkungsgrade der Wechselrichter als auch die Module verbessert haben. Zudem benötigt ein Wechselrichter entsprechende Leistungsreserven, wenn er seine Leistung an ein stark ausgelastetes Netz bei hoher solarer Einstrahlung anpassen muss.

Reduzierung wider Willen: Eine „zwangsweise“ Reduzierung der Wechselrichterleistung auf 70 Prozent ist aber dann erforderlich, wenn Anlagen mit einer Größe von bis zu 25 kWp noch kein intelligentes Messsystem besitzen oder wenn man auf eine im EEG geforderte technische Regeleinrichtung verzichtet und stattdessen die „70-%-Regelung“ wählt (siehe Seite 49).

Dem Wechselrichter selbst kommt in einer PV-Anlage eine hohe Bedeutung zu, denn er ist nicht nur für die Stromumwandlung, sondern auch dafür verantwortlich, dass die erforderlichen Bedingungen zur Nutzung des Wechselstroms im Bereich der zulässigen Toleranzen strikt eingehalten werden.

Der Wechselrichter übernimmt hierbei verschiedene Sicherheitsfunktionen vor und während seines Betriebs.

- Er prüft zum Beispiel vor seinem automatischen Einschalten am Morgen, ob im Generatorbereich, d. h. auf der Gleichstromseite, keine Isolationsfehler (zum Beispiel durch Schäden) vorhanden sind.

Werden solche entdeckt, nimmt der Wechselrichter seinen Betrieb erst gar nicht auf und generiert eine Fehlermeldung.

- Weiterhin überwacht der Wechselrichter das Netz, an dem er angeschlossen ist. Kommt es dort zu Störungen, etwa durch einen Spannungsabfall oder eine Veränderung der Netzfrequenz, muss der Wechselrichter darauf reagieren und versuchen, das Netz zuerst durch entsprechende Parameteranpassung zu unterstützen, bevor er aus Sicherheitsgründen den Einspeisebetrieb bei zunehmender Netzverschlechterung ganz einstellt. Man möchte damit verhindern, dass bereits bei kleineren Netzstörungen viele PV-Anlagen in einem Netzgebiet plötzlich abschalten und es dabei zu einer Kettenreaktion kommt, bei der das Versorgungsnetz quasi zusammenbrechen könnte.
- Kommt es zu einem plötzlichen Netzausfall, muss auch der Wechselrichter sofort abschalten. Man möchte damit eine „Inselbildung“ vermeiden, in der Wechselrichter weiterhin Strom in ein womöglich schadhaftes Netz einspeisen.

Moderne Wechselrichter verfügen neben einem Betriebsdisplay auch über entsprechende Auswertungstools mit Ertragsdatenbank sowie Fehlerspeicher. Obendrein bieten die Wechselrichter die Möglichkeit, externe Datenlogger für eine Fernauslesung anzuschließen. In vielen Geräten sind Schutzeinrichtungen wie beispielsweise ein Überspannungsschutz bereits integriert.

Der netzseitige Anschluss am Wechselrichter erfolgt über eine kleine Unterverteilung mit Sicherungseinrichtungen zur Zählertafel des Hausanschlusses, wo der PV-Strom dann, soweit er nicht vor dem Zähler im eigenen Haushalt komplett oder auch nur in Teilen selbst verbraucht wird, ins Netz eingespeist wird.

Modulwechselrichter

Aufgrund der aufgezeigten möglichen Probleme bei der Modulverschaltung wäre es natürlich optimal, wenn jedes Modul seinen eigenen Wechselrichter hätte, um dort den Strom unter optimalen Bedingungen umzuwandeln. Man erzielte sicherlich freiere

Planungsmöglichkeiten, insbesondere in Teilverschattungsbereichen. Ebenso entfiele die fehleranfällige Gleichstromverkabelung von den Modulen bis zu den Wechselrichtern.

Die gute Nachricht: Solche Geräte gibt es. Trotz einiger erfolgter Anwendungen haben sich solche Geräte bislang nicht durchgesetzt. Hemmpunkt der Entwickler ist meist die Frage: Wie baut man eine Elektronik, die genauso lange funktioniert wie das Solarmodul, also zwanzig bis dreißig Jahre? Lange Zeit gelang es überdies nicht, ähnlich hohe Wirkungsgrade wie bei größeren Wechselrichtern zu erreichen. Eine Renaissance könnten Modulwechselrichter aber bei sogenannten Stecker-Solargeräten erfahren (siehe Abschnitt „Stecker-Solargeräte“, Seite 107).

Montagestandort

Die meisten heutigen Geräte sind dafür konzipiert, mit Witterungsbedingungen im Freien zurechtzukommen; dennoch sind bei der Wahl des Montageorts einige Punkte zu bedenken.

Da die Geräte im Betrieb Wärme erzeugen, die abgeführt werden muss, sollte ein kühler und luftiger Ort gewählt werden. Die Installation außen an einer Gebäudesüdseite mit direkter Sonneneinstrahlung oder der Dachboden, der im Sommer bereits stark erwärmt wird, wären daher die schlechteren Orte. Auch sollte ein solches Gerät dem Regen nicht ungeschützt ausgesetzt sein, obgleich die Geräte entsprechende Schutzklassen besitzen. Der Keller, an einem freien und zugänglichen Ort in der Nähe der Hausverteilung und des Zählerschranks, ist daher eine bessere Wahl.



Wegen der großen Brandgefahr ist dieser Anbringungsort für Wechselrichter ungeeignet.

Wichtig ist auch, dass die Geräte sich in Augenhöhe befinden. Zum einen können die Betriebsstände an dem Display gut abgelesen werden, zum anderen vereinfacht es den Servicefall bei einem erforderlichen Gerätetausch. Manche Kompaktgeräte wiegen bis zu 50 Kilogramm, wodurch es schwierig wird, diese beispielsweise aus drei Metern Höhe abzunehmen und wieder anzubringen.

Elektrische Installationen erfordern von Haus aus bereits einen ohne Hilfsmittel möglichen Zugang, insbesondere zur Wartung und Prüfung. Die meisten Hersteller von Wechselrichtern machen in ihren Bedingungen entsprechende Vorgaben zur Montage.

Ganz wichtig sind die Sicherheitsvorschriften, die es nicht erlauben, dass solche Geräte in feuergefährdeten Betriebsstätten installiert werden – also etwa dort, wo Stroh, Futtermittel oder andere brennbare Materialien lagern oder woes zu erheblicher Staubbildung kommen kann.

MONTAGESYSTEME UND VERKABELUNG

Um Photovoltaikmodule auf einem Dach sicher befestigen zu können, bedarf es spezieller Befestigungstechniken. So vielfältig sowohl die Dachformen als auch die -eindeckung der Gebäude sein können, so vielfältig ist daher auch das Angebot an Befestigungssystemen. Dies setzt somit eine individuelle Planung für das betreffende Dach voraus.

PV-Anlagen sind im Prinzip auf sämtlichen Dacheindeckungen möglich:

- Dachpfannen,
- Falzziegeln,
- Biberschwänzen,
- Wellzementplatten,
- Blechdächern,
- Bitumendachbahnen und sogar
- Schieferdächern.

Ausschlaggebend für die dauerhafte Installation ist zunächst, dass Dach und -eindeckung ausreichend tragfähig sind und eine entsprechende Restlebensdauer besitzen, also ohne akuten und längerfristigen Instandsetzungsbedarf. Ist die Dacheindeckung älter als 25 Jahre und besteht vielleicht aus Kunstschiefer oder Wellplatten, ist zu prüfen, ob Asbestanteile enthalten sind – das Überbauen asbesthaltiger Eindeckungen ist gesetzlich verboten (siehe „Asbestdächer“, Seite 67).



PV-Anlage auf Dachziegeln

Bestehen Unsicherheiten und fehlen aussagekräftige Bauunterlagen, sollte man das Dach von einem Fachmann begutachten lassen. Insbesondere bei älteren Dächern sollte geprüft werden, ob deren Zustand (Dacheindeckung, Dachlattung, Sparren, Unterspannbahnen) noch eine längerfristige Haltbarkeit gewährleistet, oder ob die Gefahr besteht, dass das Dach während des Betriebs einer PV-Anlage zum Sanierungsfall wird.

Auch das Thema Statik bietet viel Anlass zu Diskussionen in Verbindung mit der Errichtung einer Photovoltaikanlage auf einem Gebäude. In den meisten Fällen werden die Zuständigkeiten zwischen Gebäudeeigentümer und Anlagenerrichter unterschiedlich interpretiert.

Nach der Musterbauordnung, welche die Grundlage der länderspezifischen Bauordnungen bildet, ist eine Photovoltaikanlage eine bauliche Anlage im Sinne des Baugesetzes. Neben der Regelung zur Gestaltung, dass sich ein Bauwerk harmonisch in die Umgebung einfügen muss, ist die Standsicherheit der Anlage als

Ganzes und ihrer einzelnen Teile als wesentliches Merkmal hervorzuheben. Auch wenn die Musterbauordnung verfahrensfreie Bauvorhaben für Photovoltaikanlagen definiert, entbindet dies den Bauherrn oder späteren Anlagenbetreiber nicht von der Beachtung der entsprechenden Vorschriften. In der Regel verfügt der Bauherr jedoch nicht über die fachliche Kenntnis bei Planung und Montage, weshalb hier Fachplaner und Installationsbetriebe beauftragt werden. Er muss jedoch dafür Sorge tragen, dass die entsprechenden Anforderungen dokumentiert werden.



PV-Anlage auf Blechdach

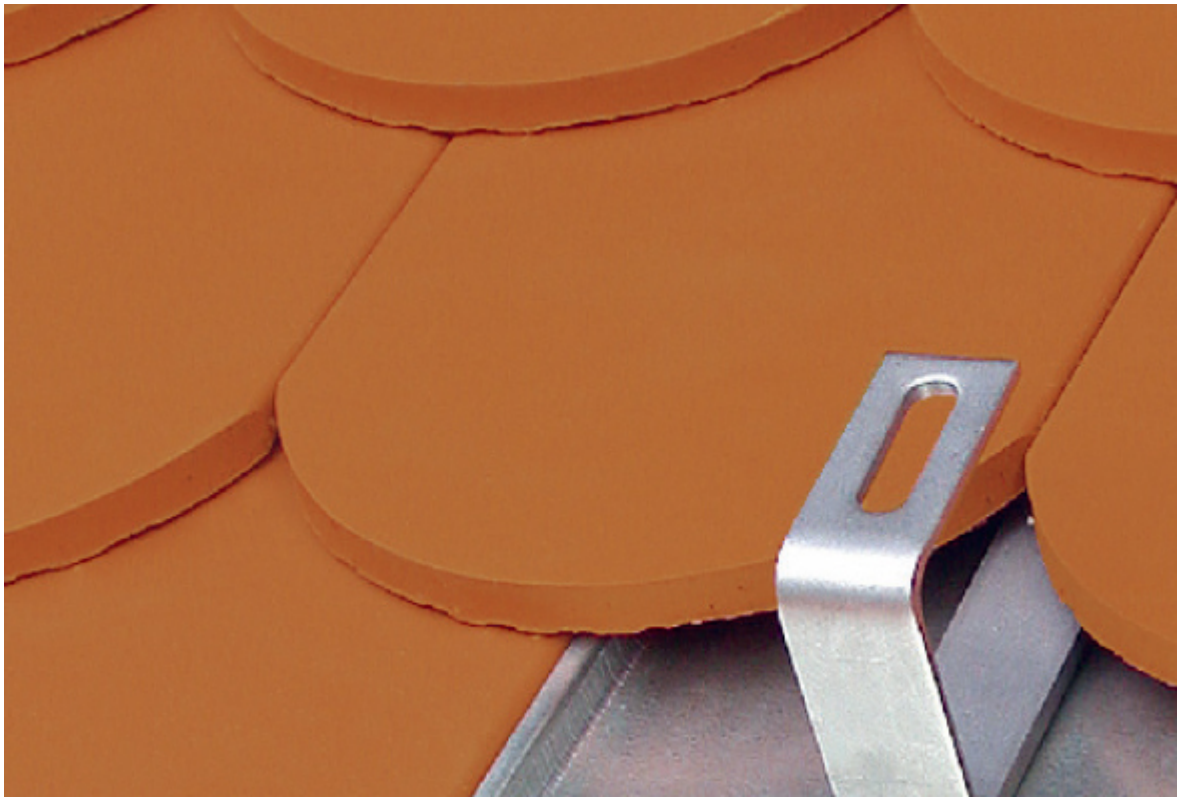


Blechersatzziegel zur Schadensvermeidung

Gebäudestatik

Bei der Gebäudestatik handelt es sich um den Standsicherheitsnachweis der Gebäudekonstruktion – von den Gebäudefundamenten bis zur Dachkonstruktion. Vor der Montage einer Photovoltaikanlage ist in diesem Zusammenhang zu prüfen, in wieweit Lastreserven zur Aufnahme des zusätzlichen Gewichts einer Photovoltaikanlage vorhanden sind. Die Prüfung wird sich in der Regel auf die Tragfähigkeit der Dachkonstruktion (Sparren, Pfetten, Unterzüge) sowie tragenden Dacheindeckungen (Trapezblech, flächige Deckplatten) beschränken.

Die Überprüfung der Gebäudestatik vor der Montage einer Photovoltaikanlage setzt hierbei einen intensiven Informationsaustausch beider Parteien – Gebäudeeigentümer und Installationsfirma – voraus.



Befestigungspunkt Biberschwanzdach

- Einerseits kann der Gebäudeeigentümer unter einer (wenn überhaupt bekannt) allgemeinen Gewichtsannahme üblicher Photovoltaiksysteme von 20 bis 25 kg/m^2 prüfen lassen, inwieweit das vorhandene Dach diese Zusatzlasten schadlos aufnehmen kann; oder er kann berechnen lassen, welche Tragreserven allgemein zur Verfügung stehen.
- Andererseits ist er jedoch auch auf die Hinweise und Informationen des Installateurs angewiesen, welches System dieser für die Photovoltaikanlage verwenden möchte. Hier können sich gravierende Unterschiede ergeben. Von einer dachparallelen Montage ausgehend mit einer zusätzlichen flächigen Belastung von ca. 20 kg/m^2 bis hin zu Linienlasten von weit über 100 kg/m^2 bei aufgeständerten und mit Zusatzgewichten beschwerten Montagevarianten auf einem Flachdach.
- Im Gegenzug wird sich der Installateur die tatsächlichen Lastreserven des Daches geben und bestätigen lassen, da er diese für eine individuelle Planung der Photovoltaikanlage benötigt.

Die Installationsanleitung des Systemherstellers liegt zumindest vor der Montage nur dem Installateur vor und nicht dem Kunden oder zukünftigen Anlagenbetreiber. Grundsätzlich installiert der Fachmann die Photovoltaikanlage auch auf eigene Verantwortung. Dies wird meist aus der Installationsanleitung des Gestellherstellers ersichtlich, in der nicht selten vorgeschrieben ist, dass vor der Montage geprüft werden muss, ob das Produkt und die sich hieraus ergebende Zusatzlast den statischen Anforderungen vor Ort entspricht. Dabei ist bei Dachanlagen die bauseitige Tragfähigkeit des Daches zu prüfen.



Aufgeständerte und ballastierte Modulreihen

Systemstatik

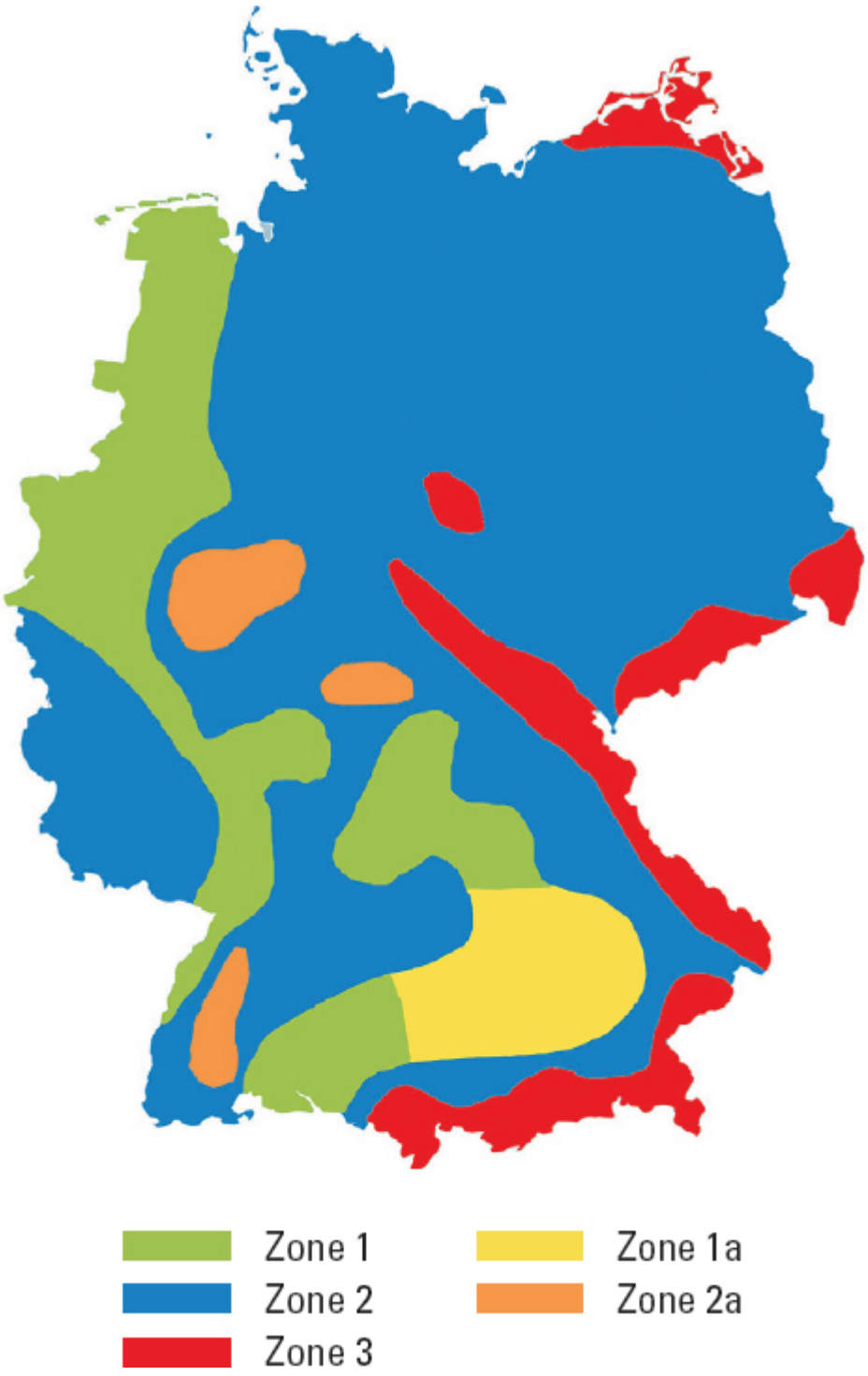
Völlig anders sieht es bei der Systemstatik der Photovoltaikanlage aus. Hier liegt grundsätzlich die alleinige Verantwortung beim Installateur oder Anlagenplaner, da die Auswahl des Befestigungssystems eigenverantwortlich von diesem getroffen wird.

Der Installateur hat die Photovoltaikanlage mit ihrer Befestigungskonstruktion daher statisch so zu berechnen oder berechnen zu lassen, dass sie standsicher auf dem Dach angebracht und dort auch auf Dauer standsicher installiert ist. Hierbei sind neben den Eigenarten des Daches, dessen Dachkonstruktion und der Dachhaut auch alle äußeren Umstände wie zusätzliche Lasten aus Schnee und Wind gemäß DIN EN 1991 (Eurocode 1) zu berücksichtigen. Die Ergebnisse hieraus bilden neben den Tragreserven des Daches die relevanten Grundlagen für das zu wählende Montagesystem, dessen Bemessung, Anordnung und Befestigung auf dem Dach. Gleichzeitig ist der rechnerische Nachweis zu erbringen, wie die vom Photovoltaiksystem auftretenden Lasten sicher in die tragende Dachkonstruktion abgeleitet werden. Denn nur der Installateur weiß, welches Tragsystem er für die Module wählt und in welcher Form (flächige Auflast, Linienlast, Punktlast, Direktbefestigung etc.) die Lasteinleitung in das Dach erfolgt.

Deutschland ist zum Beispiel in mehrere Schneelastzonen eingeteilt. Je höher die Einordnung der Zone, desto größer ist das Schneegewicht, das bereits bei der Gebäudestatik berücksichtigt werden muss.

Bei Photovoltaikanlagen ist hierbei zu berücksichtigen, dass bei der Montage von Modulen die Schneelast nicht mehr flächig über die Dacheindeckung aufgenommen wird, sondern von den Modulen getragen und deren Last über deren zumeist punktuelle Befestigungen am Dach in die Dachkonstruktion abgetragen wird. Im Zuge der Planung ist seitens des Installateurs daher eine Systemstatik zu erstellen, aus denen die lastspezifischen Besonderheiten hervorgehen und sowohl die Befestigungspunkte, deren Anzahl sowie das Haltesystem insgesamt berechnet werden. Gerade im süd- und ostbayerischen Raum ist immer wieder festzustellen, dass die Unterstützungsabstände der Modultragschienen zu groß und die Anzahl der Befestigungspunkte pro Quadratmeter Dachfläche daher zu gering sind, als dies eigentlich statisch erforderlich wäre. Die Folgen sind somit oft Schäden nach einem größeren Schneeereignis.

Ähnliches gilt für Flachdächer. Dort ergeben sich die Schwerpunkte meist durch Windlast bei aufgeständerten Modulen, die dem Wind eine erhöhte Angriffsfläche bieten. Solche Systeme müssen in der Regel mit Zusatzgewichten beschwert (ballastiert) werden. Neben der richtigen Berechnung hierzu muss auch ein Augenmerk auf die Gebäudestatik insgesamt gelegt werden, wenn relativ hohe Zusatzlasten auf dem Dach zustandekommen.



Schneelastzonen in Deutschland

Vielfältige Faktoren bei der Montage: Nicht nur die Dachform, sondern auch die -eindeckung ist von Belang.

Welche Möglichkeiten der Befestigung von Dachhaken gibt es, und wie ist der Sparrenabstand? Muss die Dachhaut durchdrungen werden und wenn ja, wie und vor allem: Wie wird diese Durchdringung dauerhaft abgedichtet? Welches Montagesystem für welches Dach und für welche Module? Antworten auf diese Fragen findet man am besten auf den Internetseiten der Montagesystemhersteller.
Zu berücksichtigen sind auch die Montagehinweise der Modulsteller. Die Module dürfen zumeist nur an bestimmtem Stellen des Rahmens geklemmt werden. Manche Module besitzen nur eine begrenzte Belastbarkeit. Module ohne Rahmen sind für schneereiche Gegenden nicht geeignet, da deren Stabilität geringer ist als bei gerahmten Modulen.
Beispiel: Viele Module haben eine maximale Belastbarkeit von 2400 Pascal. Dies entspricht umgerechnet einer Last von 2,4 kN/m^2 (Kilonewton) oder etwa 240 kg/m^2.
Am Standort Füssen in Bayern mit einer Höhenlage von circa 800 Metern ergibt sich eine zu berücksichtigende Bodenschneelast von ungefähr 480 kg/m^2, welche abgemindert auf eine geneigte Dachform noch mit einem Wert von rund 390 kg/m^2 anzusetzen ist. Deshalb sind dort Module mit einer höheren geprüften Druckfestigkeit erforderlich und natürlich ein speziell hierfür ausgewähltes Haltesystem.

Für die eigentliche Dach- und Modulbefestigung gibt es, wie bereits erwähnt, unterschiedliche Systeme. Bei Dächern mit Ziegeleindeckungen werden in der Regel sogenannte Sparrenanker oder Dachhaken verwendet. Diese werden am Sparren befestigt und besitzen einen Haltebügel, der durch ausgeklinkte Ziegel eingedeckt

wird. Bei Trapez- oder asbestfreien Wellzementplatten erfolgt die Befestigung mittels Stockschrauben. Wichtig dabei ist, dass die Befestigungspunkte sicher in der Tragkonstruktion des Daches (Sparren oder Pfette) befestigt sind. In Dachlatten eingehängte Dachhaken sind ebenso kritisch anzusehen wie direkte Befestigungen ausschließlich im Blech eines Trapezblech- oder in der Oberschale eines Sandwichdachs.



© Asurnipal
Auftretende Schneelasten müssen vom PV-System aufgenommen werden.

Für dachintegrierte Lösungen gibt es auch Sonderbefestigungen. Diese haben zumeist ein wasserdichtes Wannensystem als Unterkonstruktion, in dem die Module dann in gleicher Ebene wie die Dacheindeckung befestigt werden. Die Vorteile einer Indachlösung im Hinblick auf die Ästhetik können dann zum Nachteil werden, wenn den Modulen eine ausreichende Hinterlüftung fehlt. Wie bereits angesprochen (siehe Seite 34), verringert sich bei

Wärmeeinwirkung die Betriebsspannung der Module. Es kann somit zu einer verminderten Leistung kommen.

Asbestdächer

Asbest als Baustoff war in früheren Jahren aufgrund seiner einfachen Verarbeitung, hohen Festigkeit sowie seiner Hitze- und Säurebeständigkeit sehr beliebt. Es hat dann viele Jahre gedauert, bis durch die Erkenntnis über die durch Asbest hervorgerufenen Erkrankungen ab 1993 die Herstellung und Verwendung von Asbest verboten wurde. Ist eine Dacheindeckung aus heutiger Sicht also älter als 25 Jahre, ist nicht auszuschließen, dass Asbest enthalten ist.





Halte- und Montagesystem für Schrägdachanlagen bei Aufdachmontage

Gemäß den technischen Regeln für Gefahrstoffe TRGS 519 dürfen asbesthaltige Dächer nicht überbaut werden. Dies fällt unter das Verwendungsverbot (§ 18 Abs. 1 der Gefahrstoffverordnung), da es sich hierbei nicht um ASI-Arbeiten (ASI = Abbruch-, Sanierungs- und Instandhaltungsarbeiten) handelt. Das gilt auch für PV-Anlagen, und zwar unabhängig davon, ob diese dachparallel (flächig) oder als aufgeständerte Anlagen in Reihe montiert werden. Eine Zuwiderhandlung kann einen Straftatbestand darstellen.

Es wird hier daher dringend abgeraten, solche Dächer für PV-Anlagen zu benutzen. Sie sind vorher zu sanieren, in der Regel durch eine neue Dacheindeckung.

Gleichstromverkabelung

Bei der Verkabelung auf der Gleichstromseite, also vom Generator (den Modulen) über das Dach bis zum Wechselrichter, sind sorgfältiges Arbeiten wie ein dauerhafter Schutz der Leitungen und Steckverbinder gegen äußere Einflüsse wie Wind, Schnee, Eis und mögliche Beschädigungen sicherzustellen. Das hat seinen guten Grund.

Wenn Sie zu Hause mit der Bohrmaschine ein Loch in die Wand bohren und aus Unachtsamkeit eine elektrische Leitung beschädigen, haben Sie in den meisten Fällen insofern Glück, als dass die Sicherung auslöst oder vorher sogar der Fehlerstromschutzschalter (FI). Diese Sicherheitseinrichtungen sollen in erster Linie dafür sorgen, dass Sie keinen elektrischen Schlag bekommen. Auf der anderen Seite stellen diese auch im Hinblick auf den Brandschutz eine Sicherheitsmaßnahme dar. Bei einer Netzspannung von circa 230 Volt würde bei einem Kurzschluss über die normale Hausverkabelung mit einem Kabelquerschnitt von meist 1,5–2,5 mm^2 ein Kurzschlussstrom von gut 200 Ampere fließen. Dem sind die verlegten Leitungen nicht gewachsen, sie würden glühen und dabei eine Brandgefahr darstellen. In der Hausverteilung finden sich meist Sicherungen mit einem Nennstrom (Betriebsstrom) von 16 bis 25 Ampere, selten 32 Ampere. Da der real möglich auftretende Kurzschlussstrom von etwa 200 Ampere um ein Zigfaches größer ist als die Leistung der Sicherungen, sprechen Letztere bei einem Fehlerfall schnell an und lösen aus. In der Elektrotechnik ist zudem gewünscht, dass in einem Fehlerfall ein hoher Fehlerstrom fließt, damit die Sicherungen schnell und sicher auslösen können.

Bei der Gleichstromseite der Photovoltaikanlage ergibt sich ein völlig anderes Bild: Der Kurzschlussstrom, also der bei hoher Sonneneinstrahlung direkt an den Anschlusskabeln des Moduls

messbare Strom, liegt bei einem aktuell marktüblichen Modul/String bei serieller Verschaltung und guter Einstrahlung bei ungefähr 8 Ampere.

Der Betriebsstrom – also der Strom, der fließt, wenn das Modul an einen Wechselrichter angeschlossen ist und dieser einspeist – liegt bei ebensolcher Einstrahlung nur knapp unter dem Kurzschlussstrom, also bei ca. 7,5 Ampere. Gut erkennbar ist das bei der Erklärung des Mpp, siehe Seite 57. Wie man sieht, ergeben sich im Fehlerfall nur sehr geringe Unterscheidungsmerkmale zwischen Betriebsstrom und Kurzschlussstrom, für die es auf dem Markt derzeit noch gar keine geeigneten Sicherungen oder Schutzmaßnahmen gibt. Daher resultiert die Forderung, die Gleichstromverkabelung geschützt (gegen äußere Einflüsse) und einadrig getrennt (zur Minimierung der Kurzschlussgefahr) zu verlegen. Spezielle Schutzgeräte wie Isolationsüberwachungen, die auch in den Wechselrichtern verbaut sind, können im detektierten Fehlerfall zwar die Leitung an einer bestimmten Stelle (meist am Gerät) trennen, die weiterführende Leitung zum Generator und unter dem Generator bleibt jedoch weiterhin unter Spannung respektive Strom, solange Lichteinfall vorherrscht.

Brandgefahr

Bei der Gleichstromverkabelung ergeben sich in einem Fehlerfall aber nicht nur Gefahren durch einen elektrischen Schlag, sondern insbesondere eine Brandgefahr durch einen Lichtbogen. Ein gleichstromseitig erzeugter Lichtbogen hat die Eigenschaft, dass dieser sich nicht selbsttätig löscht, solange genügend Energie (Strom) und ein geringer Abstand der beiden Pole vorhanden sind. Dies kann zu einer Brandentstehung und -ausweitung über die gesamte Anlage und möglicherweise auf das betreffende Gebäude führen. Daher gilt der richtigen Verlegung der Leitungen grundsätzlich ein großes Augenmerk, denn unsachgemäß verlegte Leitungen, zum Beispiel entlang scharfer Metallteile, können beschädigt werden.

Richtige Leitungsverlegung: In vielen Fällen herrschen trotzdem kontroverse Diskussionen über das „Wie“ der Leitungsverlegungen – sowohl bei Dachals auch Freifeldanlagen. Hierzu gibt die DIN VDE 0100–712 eigentlich klare Vorgaben. Die Leitungen müssen geschützt vor äußeren Einflüssen wie Regen, Wind, UV-Strahlen, Verschmutzung, Eis und Schnee verlegt werden. Die oftmalige Argumentation, die Leitungen wären UV-beständig, kann hierbei nur bedingt gelten. Die UV-Beständigkeit ist begrenzt. Sie hängt mit der Beanspruchung des Kabels zusammen und diese wiederum von den äußeren Einflüssen wie Witterung, Temperatur und Strahlungsintensität. Wenn Sie – und jetzt kommen wir wieder auf unser Auto zurück – für den Winter Winterreifen an Ihr Auto montieren, können Sie mit diesem bei schneebedeckter oder vereister Fahrbahn auch nicht mit hoher Geschwindigkeit fahren – man muss die Geschwindigkeit stets den Wetter- und Straßenverhältnissen anpassen, weil der Winterreifen keinen umfassenden Allwetterschutz darstellt.
Auch der Schutz einer UV-beständigen Leitung muss dementsprechend den äußeren Verhältnissen angepasst werden, zumindest da, wo sie direkten Witterungsbedingungen ausgesetzt sind, also zumindest außerhalb des Generatorfelds im Außenbereich. Sind ungeschützte Leitungen an der Oberfläche ihrer Isolierung bereits angegriffen, wie zum Beispiel durch Ausbleichen, beschleunigt sich der Alterungsprozess um ein Vielfaches.



Fachgerechte Leitungseinführung durch Dachdeckung

Bei der üblichen Verlegeweise müssen die Leitungen daher unter dem Generator mindestens am Haltegestell mit UV-beständigen (schwarzen) Kabelbindern hochgebunden werden. Bei der Dacheinführung empfiehlt sich ein Lüftungsziegel (Ziegeldach) oder eine geeignete, dauerhafte und regensichere Einführung. Die Leitungen können auch in einem Schutzrohr an der Außenwand nach unten geführt werden. Bei größeren Höhen benötigen die Leitungen aber eine Zugentlastung und besser sogar noch eine entsprechende Befestigung, sodass die Leitungen durch das freie Hängen nicht durch ihr Eigengewicht beschädigt werden.

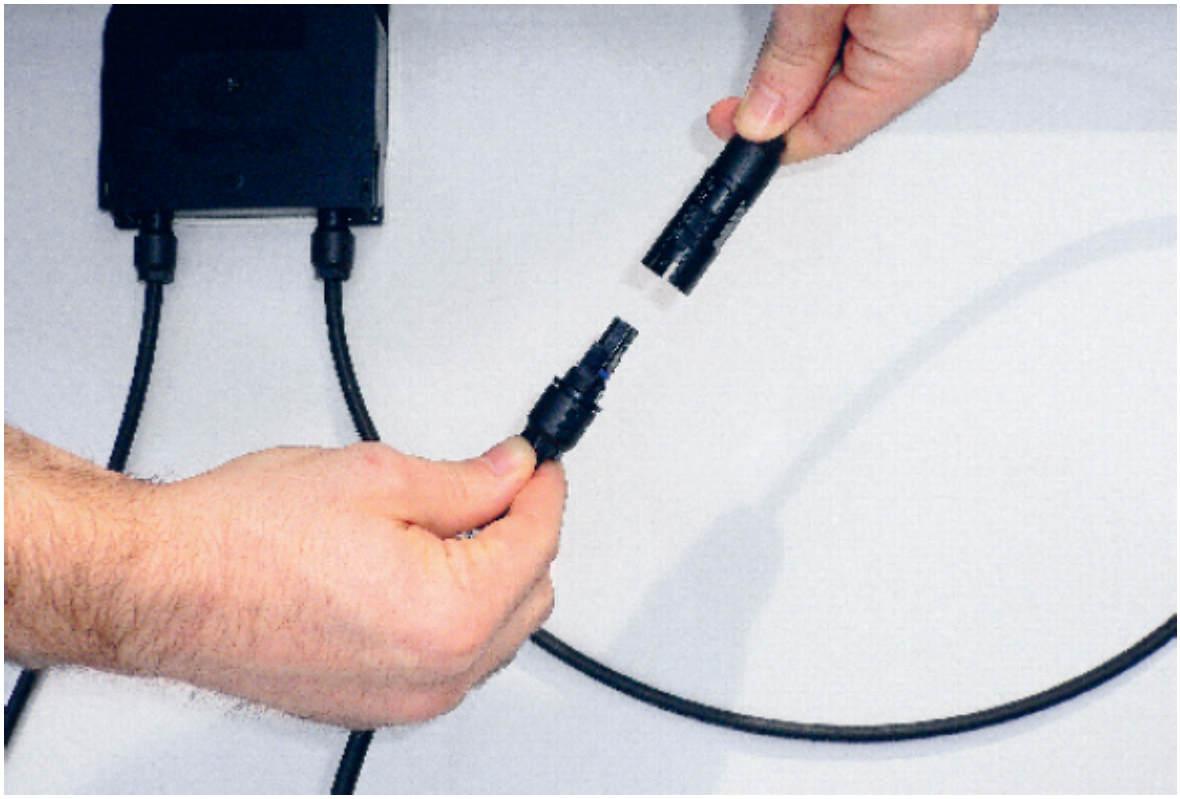
Bei größeren Leitungsbündeln sollte ein geeignetes Kabelführungs- oder Befestigungssystem verwendet werden. Die Verlegung der Leitungen auf der Dachhaut ist nach den Vorschriften nicht erlaubt. Hier war früher oftmals Improvisation angesagt, oder

man hat es sich einfach gemacht und die Leitungen direkt auf dem Dach verlegt.

Steckverbindungen
Der Anschluss der Module erfolgt mit speziellen Steckverbindungen mit gesonderten Kennzeichnungen für Plus und Minus. Dabei gibt es auf dem Markt verschiedene Systembauformen unterschiedlicher Hersteller. Es sollte darauf geachtet werden, dass beim Anschluss der Module zur Strangleitung nur passgenaue system- und herstellergleiche Stecker Verwendung finden. Systemgleiche Stecker können bei Verwendung unterschiedlicher Hersteller zu Passungenauigkeiten führen, was eine solche Steckerverbindung später fehleranfällig macht.

Netzanschluss und Einspeisung

Neben jedem elektrischen Anschluss sind auf der Wechselstromseite (AC-Seite) auch die Normen und technischen Regeln für den Anschluss von PV-Anlagen an das Versorgungsnetz zu beachten. Weitere Vorgaben: die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des jeweiligen Netzbetreibers vor Ort, die von anderen Netzbetreibern abweichen können. Der zuständige Netzbetreiber gibt vor, wie der Anschluss, neben den allgemein gültigen Normen und Regeln, an sein Versorgungsnetz zu realisieren ist. Dies hat der Planer oder Installateur vorher abzustimmen und bei der Planung der PV-Anlage zu berücksichtigen.



Passgenaue Steckerverbindung ein- und desselben Systems wie Herstellers

Zur elektrischen Versorgung aus dem öffentlichen Stromnetz verfügt jedes Wohnhaus über einen Anschluss. Wo das Kabel ins Gebäude geführt ist, befindet sich ein verplombter Kasten mit den Hauptsicherungen. Von dort führt eine Leitung zum Zählerschrank, in dem die elektrische Unterverteilung des Hauses sowie der Abrechnungszähler des Stromversorgers – auch Messstellenbetreiber genannt –, untergebracht sind. Die juristische Eigentumsgrenze zwischen Stromversorger und Stromkunde befindet sich schon direkt zwischen dem Anschluss- und dem Zählerkasten. Der Stromzähler gehört üblicherweise dem Stromnetz- oder Messstellenbetreiber. Die Stromverteilung des Hauses beginnt am Ausgang des Zählers. Jeder Stromkreis des Hauses ist jeweils durch eigene Sicherungen (Schmelzsicherungen oder Lasttrennschalter) geschützt.

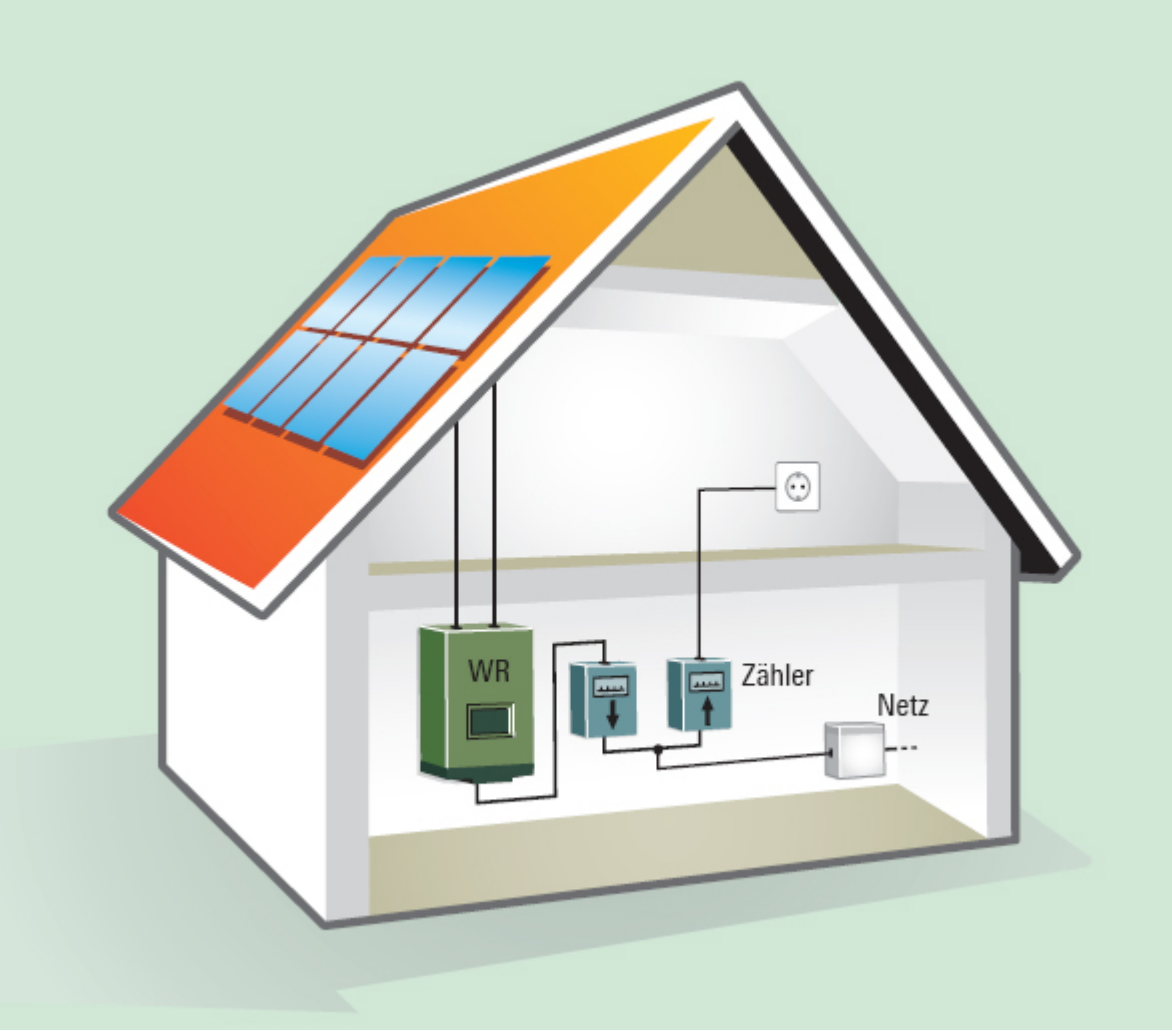
Kopplung ans Stromnetz

Photovoltaikanlagen können auf zwei verschiedene Arten ans Stromnetz gekoppelt werden:

1. Volleinspeisung, bei der der von der PV-Anlage erzeugte Strom vollständig in das öffentliche Netz eingespeist wird
2. Überschusseinspeisung, bei der primär der von der PV-Anlage erzeugte Strom für den Eigenbedarf verbraucht wird und der überschüssig erzeugte Strom dann in das öffentliche Netz eingespeist wird

Der Anschluss der PV-Anlage auf der Wechselstromseite hängt, außer bei Neubauten, im Speziellen davon ab, in welchem baulichen und technischen Zustand sich die elektrische Anlage vor Ort befindet. Es können dabei keine allgemein gültigen Vorgehensweisen angeführt werden. Die Normen und technischen Regeln sind genau zu beachten. Letztlich liegt es in der Verantwortung des Installateurs zu beurteilen, inwieweit die vorhandene Unterverteilung geeignet ist, die notwendigen Elemente und Anschlüsse der PV-Anlage normkonform und gemäß der geltenden TAB aufzunehmen. Nicht selten sind veraltete Unterverteilungen technisch nicht mehr nutzbar und müssen auf den neuesten Stand der Technik gebracht werden. Fehlender Einbauraum für Sicherungen, Schutzeinrichtungen oder Fernwirktechnik zur Abregelung der Anlagenleistung durch den Netzbetreiber können ebenfalls eine Erweiterung notwendig machen.

Der oder die Wechselrichter sind, wie die häuslichen Stromkreise, mit einer Sicherung oder einem Lasttrennschalter auszustatten. Unter bestimmten Umständen ist ein separater Fehlerstromschutzschalter erforderlich (zum Beispiel in landwirtschaftlichen Betrieben oder bestimmten öffentlichen Netzformen), gegebenenfalls muss auf der AC-Seite auch ein Überspannungsschutz nachgerüstet werden.



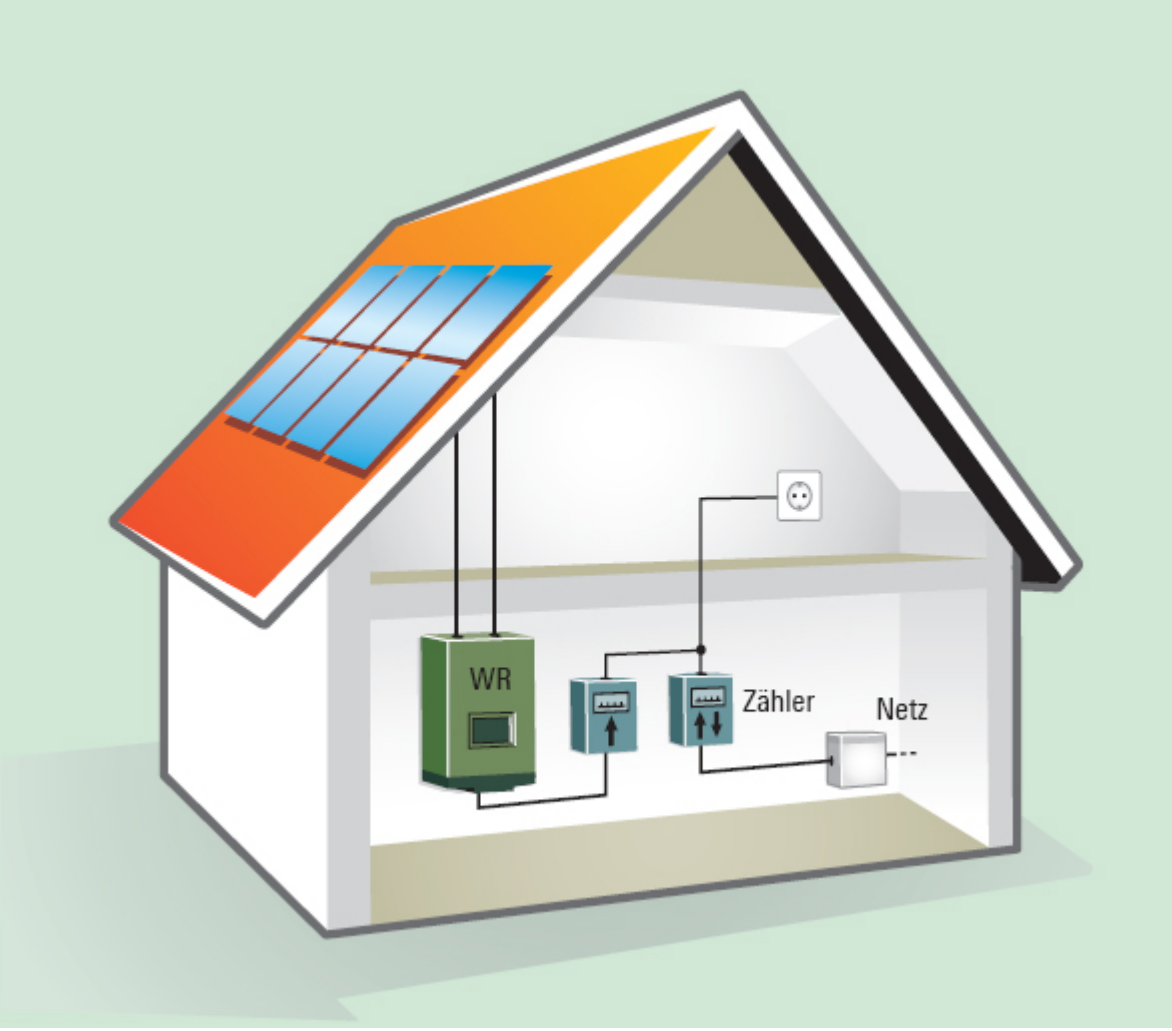
Bei Volleinspeisung ist die Anlage über einen eigenen Zähler direkt mit dem Stromnetz verbunden.

Ausreichend Platz im Zählerschrank!

Weiterer Platzbedarf ergibt sich durch einen zusätzlichen Zähler – bei Eigenstromversorgung auch zwei. Im Zählerschrank des Hausanschlusses ist für den allgemeinen Stromverbrauch ein Bezugszähler vorhanden. Beim Einbau der in Zukunft verpflichteten intelligenten und fernauslesbaren Messsysteme (Smart Meter) kann sich sogar ein noch größerer Platzbedarf ergeben als für einen üblichen Zähler. Bei mehreren Abrechnungskreisen (mehrere Wohnungen, Gemeinstrom) werden es oft gleich mehrere Zähler. Häufig ist ein unbenutztes

Zählerfeld vorhanden, meist als Reserve für eine Tarifschaltuhr für „Nachtstrom“. Bei Platzproblemen ist die Zählerinstallation stets mit dem zuständigen Netzbetreiber abzustimmen.

Bei Eigenverbrauch mit Überschusseinspeisung kann in der Regel statt des bisherigen Bezugszählers auch ein Zweirichtungszähler eingesetzt werden. Dieser bietet zwei getrennten Zählwerken für Bezug und Einspeisung Raum. Zumeist verlangen die Netzbetreiber eine getrennte Zählung des von der PV-Anlage insgesamt erzeugten Stroms einerseits und des eingespeisten Stroms andererseits.



Bei Überschusseinspeisung fließt der Solarstrom zunächst ins Hausnetz und nur der Überschuss ins öffentliche Netz.

Zähler mieten: Alle benötigten Zähler können, soweit sie im Zählerschrank untergebracht sind, beim Netzbetreiber gemietet werden. Betreiber von Photovoltaikanlagen können die für Erzeugung und Einspeisung nötigen Zähler auch selbst anschaffen und sparen dann Zählergebühren. Allerdings müssen sie die eigenen Zähler regelmäßig eichen lassen (elektromechanische Zähler alle 16 Jahre und elektronische Zähler alle 8 Jahre) und sind für deren Funktion voll verantwortlich. Wer Wartungsaufwand sparen will, sollte dies dem Netzbetreiber überlassen. Zudem ändert sich mit der Einführung der Smart Meter die Zählertechnik ohnehin. Hier ist es womöglich interessant, den Messstellenbetreiber zu wechseln (siehe nachfolgenden Abschnitt „Smart Meter“).

Die Zähler sind in der Regel am Hausanschluss anzuordnen, wo sich auch der übliche Bezugsstromzähler befindet. Abweichungen vom Zählerplatz sind nur in Absprache mit dem zuständigen Netzbetreiber möglich.

ÜBERWACHUNG UND SMART METER

Die Funktions- und Ertragsüberwachung ist ein wichtiges Schlüsselelement für die wirtschaftliche Nutzung einer PV-Anlage sowie für deren Wirtschaftlichkeit insgesamt. Unentdeckte Funktionsfehler oder Ertragsabweichungen führen letztendlich zu entsprechenden Ertragsverlusten und können unter Umständen auch zu weitreichenden Schäden führen.

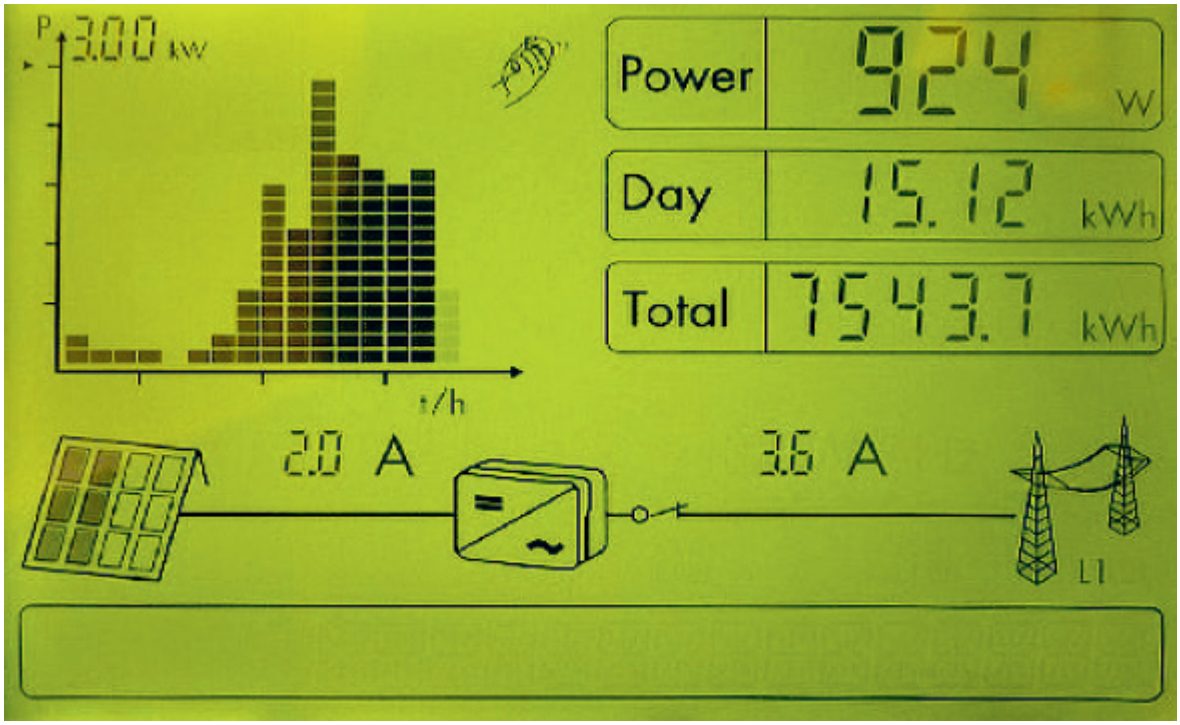
Für den Anlagenbetreiber gibt es verschiedene Möglichkeiten, die Funktion und den Ertrag seiner Anlage zu überwachen. Die einfachste Überwachung ergibt sich über den Wechselrichter und dessen Funktionsdisplay. Zumindest können dort mögliche Störungen an der Anlage am ehesten festgestellt werden.

Das soll jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass der Fehler auch im Detail stecken kann. Ertragsminderungen sind am Wechselrichter zum Beispiel nur „gefühlsmäßig“ einschätzbar, wenn nicht ein zweiter Wechselrichter mit der gleichen Modulauslegung als Vergleich dienen kann. Wie bereits erläutert, hängt der Ertrag von vielen Faktoren ab. Diese sind beim Vergleich natürlich ebenfalls zu berücksichtigen. Die größte Abhängigkeit besteht grundsätzlich von der solaren Einstrahlung auf die Modulebene.

Vergleichsanlagen

Bei kleineren PV-Anlagen ohne großes Anlagenmonitoring ist es oftmals schwierig, den Ertrag der Anlage zu deuten. Bei einem Wechselrichter mit einem String mag es noch gehen, die monatlichen Zählerwerte entweder mit den Werten aus dem Vorjahr

oder aber auch mit Werten aus im Internet gelisteten Vergleichswerten anderer Anlagen (zum Beispiel beim Solarförderverein) zu vergleichen. Besitzen Sie mehrere Wechselrichter mit zudem noch unterschiedlichen Strings und verschiedener Dachausrichtung, wird das Ganze bereits schwieriger. Hier ergeben sich nur relativ grobe Vergleiche, welche je nach Standort der Vergleichsanlagen erheblich schwanken können.



Display am Wechselrichter

Für erste Ertragseinschätzungen bei dem Verdacht, dass die Anlage nicht die erwarteten Strommengen erzeugt, können Datenbanken aus dem Internet hilfreich sein, so zum Beispiel beim Solarförderverein unter sfv.de oder bei sonnenertrag.de.

Anlagenüberwachung – Monitoring – Fehlererkennung

Genauere Vergleiche und eine sichere Betriebsführung ergeben sich nur über ein sogenanntes Monitoring (Anlagenfernüberwachung), in dem man differenzierte Ertragserfassungen vornehmen kann. Hier gibt es recht einfache Systeme mit automatisch generierender

Fehlermeldung bis hin zu recht ausgefeilten Datenauswertungen und visuellen Darstellungen, u. a. mit Einzelstringüberwachung sowie Einstrahlungs- und Temperatursensor. Ob sich das auch für Kleinanlagen lohnt, muss jeder selbst entscheiden und abwägen.

Soweit Sie Ihren Wechselrichter regelmäßig im Blick haben und dieser mit einem aussagefähigen Display ausgestattet ist, können Sie auf zusätzliche technische Ausrüstungen möglicherweise verzichten. Fehlen aber bereits geeignete Anzeigevorrichtungen am Wechselrichter und fällt dann ein String aus, bleibt dieser Fehler ohne zusätzliche Überwachungsgeräte zunächst unentdeckt – womöglich für längere Zeit.

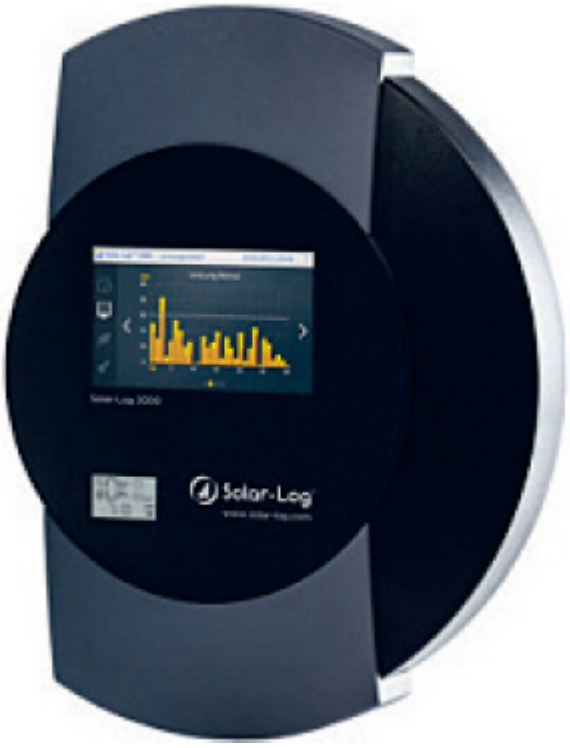
Mit der heute verfügbaren Technik sind auch kleine Monitoringsysteme mit permanenter Überwachung und automatischer Fehlermeldung Stand der Technik, gerade wenn sich die Wechselrichter oder auch die Anlage selbst nicht immer in Reichweite des Betreibers befinden. Über Bluetooth- oder GPRS-Funktion gibt es bereits kleine Datenlogger und Monitoringsysteme, die eine komfortable, ortsnahe Überwachung der Anlage ermöglichen, ohne direkt am Wechselrichter Daten auslesen zu müssen.

Bei größeren Anlagen ist ein Datenlogger zu empfehlen, der die Daten der Wechselrichter aufzeichnet und über eine Schnittstelle entweder direkt am PC zur Verfügung stellt oder über das Internet mit einer visualisierten Darstellung überall und jederzeit zugänglich macht. Bei einer Anlagengröße ab ca. 20 kW oder dort, wo die Funktion der Wechselrichter nicht täglich visuell kontrolliert werden kann, ist ein fernauslesbares Monitoring unabdingbar, um gesicherte Messdaten und auch Fehlermeldungen zu erhalten, was eine zeitnahe Reaktion des Anlagenbetreibers ermöglicht.

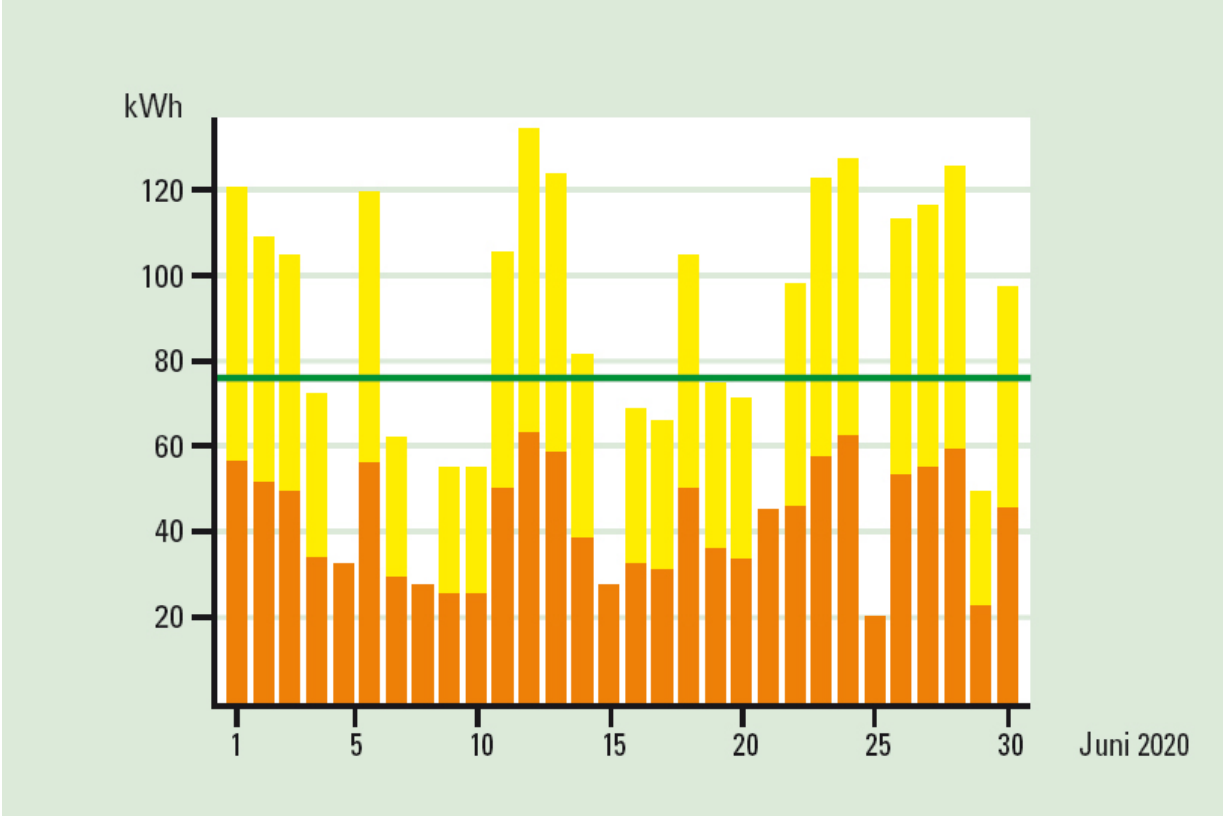
Verschiedene Monitoringsysteme

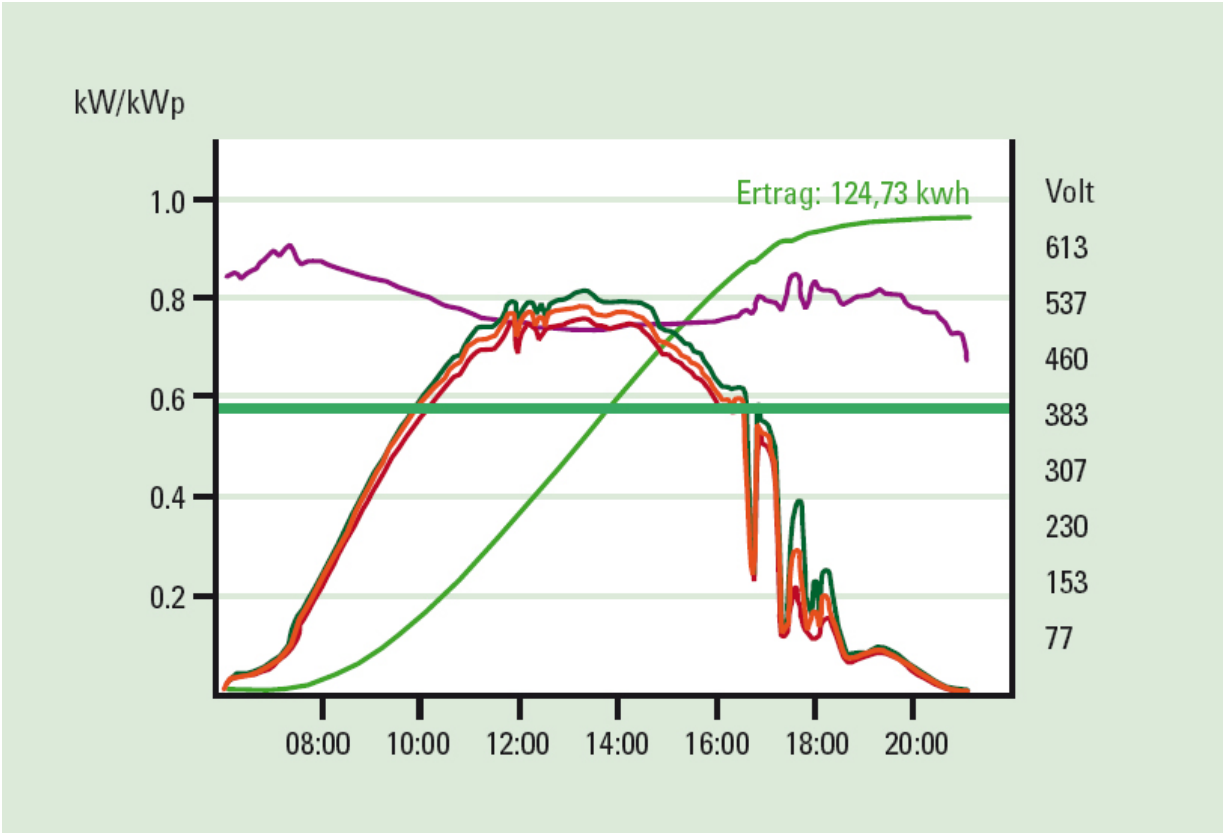
Auf dem Markt gibt es derzeit eine Vielzahl von Monitoringsystemen mit visualisierter Aufbereitung und ortsunabhängiger Kontrolle via Internet oder Smartphone. Die Systeme unterscheiden sich durch

- ihre örtliche Installation: Datenleitung mit Schnittstelle oder Bluetooth-Variante,
- die Datenaufzeichnung und den Datenversand: direkt am PC, via GPRS oder über Speicherkarte



Datenlogger – ein Überwachungsgerät für PV-Anlagen


kWh
120
100
80
60
40
20
1
5
10
15
20
25
30
Juni 2020


kW/kWp
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
Ertrag: 124,73 kwh
Volt
613
537
460
383
307
230
153
77
08:00
10:00
12:00
14:00
16:00
18:00
20:00

Visualisierte Datenaufbereitungen eines Monitoringsystems

- sowie die Visualisierungsmöglichkeiten und Datenaufbereitung.

Bei einem visualisierten Monitoringsystem werden Anlagenausfälle oder auch bereits Teilausfälle und Leistungsabweichungen einzelner Wechselrichter schnell erkannt. Auch Teilabschaltungen einzelner Wechselrichter zum Beispiel durch zu hohe Netzschwankungen oder -spannung werden hier aufgezeigt. Mit moderner Sensortechnik können sogar Ausfälle einzelner Stringleitungen oder Generatoren erkannt werden.

Neben kostenfreien Systemen, was die Datenaufbereitung via Internet angeht, sind einige Systeme auch gebührenpflichtig. Die Höhe der Gebühr richtet sich meist nach der Anlagengröße. Bereits der Laie kann mithilfe visualisierter Anlagendaten auffällige Abweichungen zeitnah erkennen. Voraussetzung ist jedoch, dass die Anlagendaten, Wechselrichter-/Stringleistungen und Wechselrichterzuordnungen genau erfasst wurden.

Parallel laufende Wechselrichterleistungsdiagramme sind – vorausgesetzt, die einzelnen Wechselrichter sind auch gleich belegt – erst einmal ein beruhigendes Zeichen für einen ungestörten Anlagenbetrieb.

Größere und auffälligere Abweichungen sind immer ein Zeichen eines nicht normalen Anlagenbetriebs, einer Störung. Die Diagrammbeispiele auf Seite 75 zeigen die Leistungskurven dreier Wechselrichter, wobei zwei davon mit einer kleineren Leistung gleich bestückt sind und ein Wechselrichter fast die doppelte Leistung hat. Bei allen drei Wechselrichtern ergeben sich unterschiedliche Abweichungen, die nicht durch Wolken bedingt sein können, sondern entweder durch überhöhte Temperatur oder infolge von außerhalb der Normwerte liegenden Netzparametern (Netzspannung oder Netzfrequenz).

Smart Meter

Der Begriff des Smart Meters taucht immer häufiger in Verbindung mit Digitalisierung und intelligenten Netzen auf. Viele fragen sich

aber, was genau ist ein „Smart Meter“?

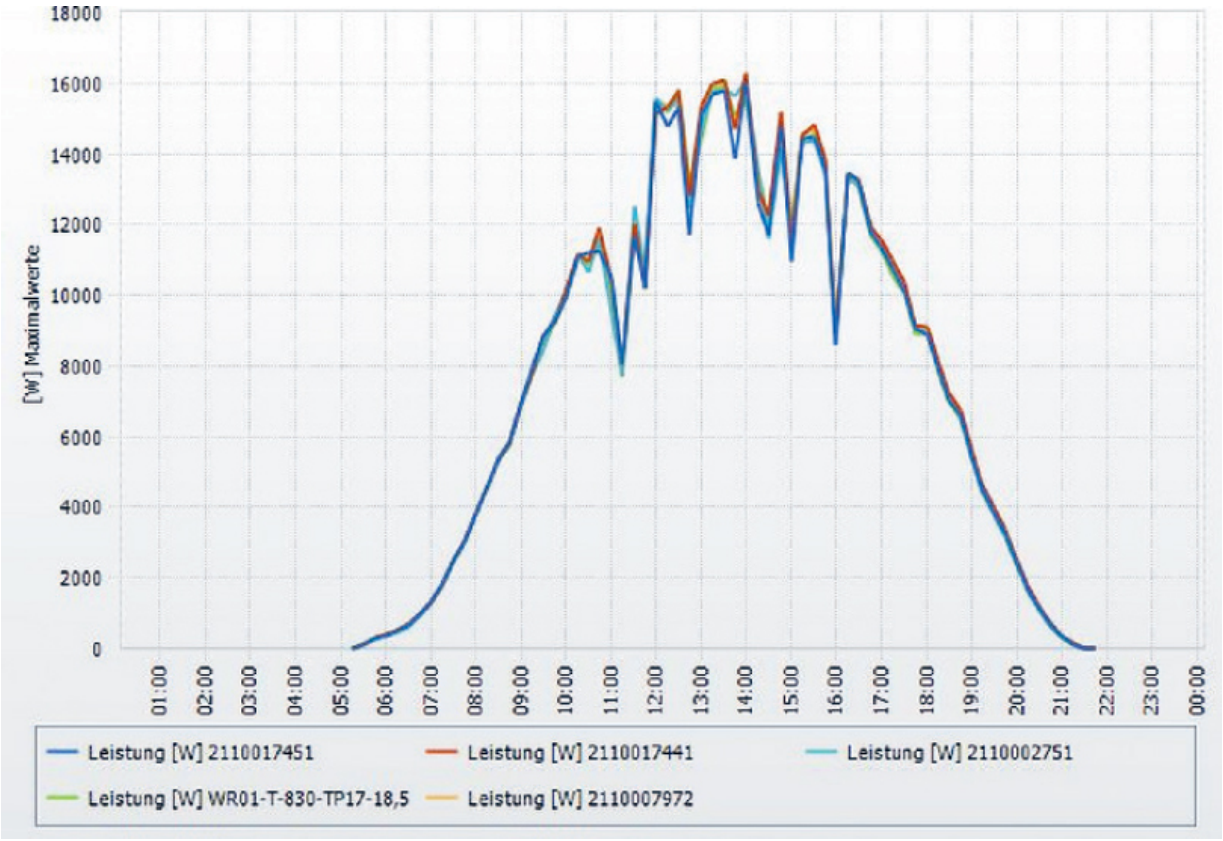
In den meisten Haushalten werden aktuell übliche Drehstromzähler (Ferraris) sowohl zur Messung des Strombezugs als auch zur Messung des von einer PV-Anlage ins Netz eingespeisten Stroms verwendet. In manchen Fällen wurden diese bereits durch elektronische Arbeitszähler abgelöst, insbesondere bei Neubauten. In der Energiewirtschaft wird daher aktuell zwischen intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen unterschieden. Moderne Messeinrichtungen sind im Grunde genommen elektronische oder digitale Stromzähler. Erst durch die Anbindung eines solchen digitalen Stromzählers an ein Kommunikationsmodul, das Smart Meter Gateway, wird daraus ein intelligentes Messsystem (IMS) = Smart Meter. Durch die Verbindung mit dem Smart Meter Gateway kann der digitale Zähler die erhobenen Messdaten und gegebenenfalls auch andere Informationen oder Steuerungsbefehle über ein Kommunikationsnetz mit Dritten austauschen.

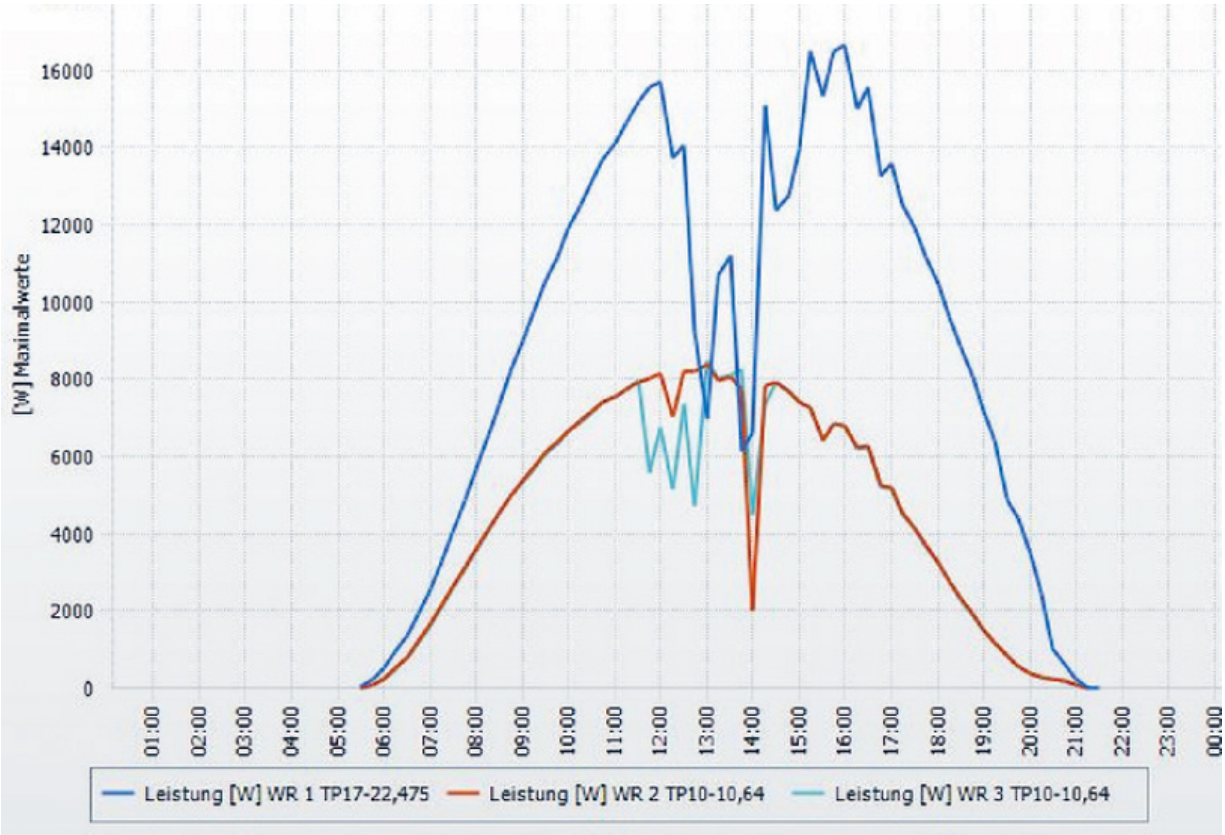
Natürlich erfolgt gleich die nächste Frage: Warum soll ein Datenaustausch überhaupt erfolgen?

Das Ziel der bisherigen Messeinrichtungen war eine gerechte Verteilung der Kosten aus der Energieerzeugung und deren Verteilung. Dazu muss das Messsystem so genau sein, wie es dem Kunden wirtschaftlich zumutbar ist. Künftig werden die Ziele erweitert um die Energieeinsparung, eine bessere Bilanzierung sowie Steuerbarkeit von Verbrauch und Erzeugung. Schlussendlich muss das Messsystem dann „energie-wendetauglich“ sein.

Daher soll der Strommarkt in den kommenden Jahren nach und nach digitalisiert werden. Das wurde 2016 mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende beschlossen. Kernstück dieses Gesetzespakets wiederum war das neue Messstellenbetriebsgesetz (MsbG). Das MsbG regelt die schrittweise flächendeckende Einführung von „intelligenten“ digitalen Energiezählern. Der Prozess dieser Einführung nennt sich „Smart Meter Roll-out“. Der Gesetzgeber begründet dies damit, dass das Stromnetz in einer dezentralen Energiewelt „intelligenter“ werden muss und Verbraucher genauer über ihren Energieverbrauch informieren soll.

Aktuell werden Messwerte in der Regel nur einmal jährlich analog vor Ort abgelesen. Jetzt sollen Smart Meter die Messwerte im 15-Minuten-Takt direkt und digital übermitteln und sie für den Verbraucher direkt visualisieren. Dies bedeutet, dass der Verbraucher stets über seinen aktuellen Stromverbrauch informiert ist. Der flächendeckende Roll-out soll so zu mehr Verbrauchs- und Netztransparenz führen und zur Stabilisierung des Energiesystems beitragen. Im Kern bedeutet der Roll-out, dass die alten, elektromechanischen Ferrariszähler sukzessive durch Smart Meter ersetzt werden. Dies betrifft die Anschlüsse von Verbrauchern und Erzeugern gleichermaßen.



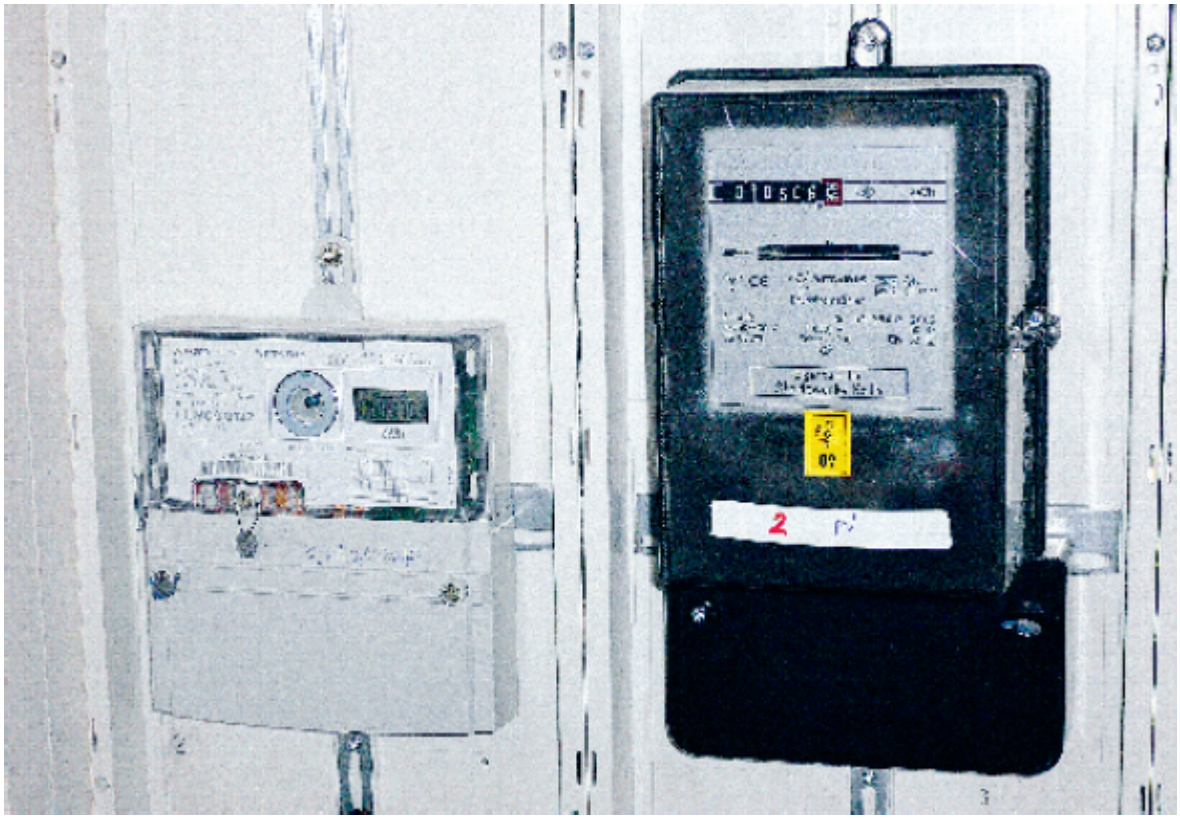


Oben: synchron laufende Wechselrichter; unten: Leistungsabfälle etwa bei zu hoher Netzspannung und Abriegelung des Wechselrichters

Vorzüge intelligenter Messsysteme

Die Vorteile eines solchen intelligenten Messsystems müssen unterschiedlich betrachtet werden. Für den Verbraucher eröffnet sich langfristig die Möglichkeit der Nutzung flexibler Stromtarife. Dies bedeutet, er kann seinen Stromverbrauch dahingehend steuern, dass tageszeitlich oder abhängig vom Wochentag je nach Angebot und Verbrauch unterschiedliche Stromtarife zur Verfügung stehen.

Auch PV-Anlagenbetreiber sollen davon profitieren. Kurzfristig besteht die Möglichkeit, dass man seine Einspeisung visualisiert bekommt. So bieten einige Messstellenbetreiber (MSB) an, dass die Photovoltaikanlage ihre Erzeugungsdaten in Echtzeit visualisiert und übermittelt. Viele Betreiber bekommen diese Visualisierung aber bereits über den Wechselrichter, sodass sich für sie nicht viel ändert. Langfristig können durch die Digitalisierung weitere Vorteile entstehen:



Moderner elektronischer Zähler links und älterer Drehstromzähler (Ferraris) rechts

- bei der Vermarktung des überschüssigen Stroms nach Ende der EEG-Vergütung,
- bei der Gestaltung passgenauer Messkonzepte wie zum Beispiel bei der Optimierung der Eigenversorgung oder
- bei Mieterstrommodellen.

Smart Meter können die Realisierung alternativer und komplexerer Messkonzepte erleichtern. Für Betreiber von PV-Anlagen mit Wärmepumpe kann es beispielsweise leichter werden, eine Kaskadenmessung beim Verteilnetzbetreiber durchzusetzen und damit einen günstigen Wärmepumpenstromtarif zu beziehen, um über die Wärmepumpe den Eigenverbrauch zu optimieren. Dasselbe gilt bei der Einbindung von Stromspeichern oder dezentralen Konzepten wie Mieterstrommodellen.

Letztendlich sind die möglichen Vorteile für den PV-Anlagenbetreiber im Zuge des Smart-Meter-Roll-outs allerdings auch nicht unbedingt so entscheidend. Damit kommen wir auch zur

„bitteren Pille“: Mit dem Roll-out-Startschuss ist der Einbau intelligenter Messsysteme verpflichtend! Dies bedeutet: Der Kunde oder PV-Anlagenbetreiber muss seinen Zähler wechseln lassen – selbst wenn bereits ein digitaler Zähler eingebaut ist.



© Franziska Fahrbach

Eingebautes zertifiziertes Smart Meter Gateway

Umstellung auf smarte Technologie

Mit dem Start seit 2020 müssen daher in den kommenden Jahren Millionen von Stromzählern durch intelligente Messsysteme ersetzt werden. Während große Verbraucher schon jetzt betroffen sind, bleiben Betreiber von Photovoltaikanlagen zunächst vom Einbau der Smart Meter „verschont“, da noch technische und juristische Hürden seitens des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zu bewältigen sind. Sind diese einmal genommen, wovon spätestens im Jahr 2022 auszugehen ist, müssen PV-Anlagenbetreiber damit rechnen, Post von ihrem zuständigen Netzbetreiber zu bekommen, mit der sie über die Pflicht zum Einbau

der neuen Messtechnik innerhalb einer dreimonatigen Frist informiert werden.

- Aufgrund der Einbauverpflichtung über den Netzbetreiber werden also die meisten PV-Anlagenbetreiber in den kommenden Jahren mit dem Einbau der Smart Meter rechnen müssen. Dies betrifft grundsätzlich sowohl neue PV-Anlagen als auch solche im Bestand, sofern diese eine Leistung von mehr als 7 kWp und weniger als 100 kWp haben. Wann und wo genau die jeweiligen Netzbetreiber in ihren Netzgebieten mit der Umsetzung beginnen, lässt sich derzeit nicht vorhersehen.

Bestehende Digitalzähler: PV-Betreiber, die bereits vor dem Roll-out-Start einen üblichen digitalen Zähler verbauen, der an ein Kommunikationsnetz angeschlossen ist, genießen allerdings einen achtjährigen Bestandsschutz und sind für diesen Zeitraum so noch vom Pflichteinbau befreit.

Je nach Größenklasse und Konfiguration der Anlage sind zudem folgende Aspekte zu beachten:

Man unterscheidet bei den Messstellenbetreibern:

- den grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB), der in der Regel gleichzeitig der örtliche Verteilnetzbetreiber ist, und
- den wettbewerblichen Messstellenbetreibern (wMSB).

Der Smart-Meter-Roll-out wird von den gMSB umgesetzt. Diese sind für

- die Bereitstellung des Stromzählers,
- die Erhebung der Messentgelte sowie
- die Erfassung und Übertragung der Messwerte zuständig.

Der grundzuständige Messstellenbetreiber hat dabei die Pflicht, in seinem Schreiben auf die mögliche Wahl eines anderen

Messstellenbetreibers hinzuweisen. Welchen Messstellenbetreiber der jeweilige PV-Anlagenbetreiber mit dem Zählereinbau beauftragt, um seiner Einbaupflicht nachzukommen, bleibt ihm selbst überlassen. Allerdings ist gesetzlich geregelt, dass der gMSB die sukzessive Umrüstung nahezu aller Messstellen auf neue intelligente Messsysteme innerhalb des eigenen Netzgebiets und innerhalb eines bestimmten Zeitraums zu gewährleisten hat. Wird ein PV-Anlagenbetreiber also nicht selbst aktiv, wird er früher oder später vom gMSB zum Einbau des Smart Meters verpflichtet werden.

Soweit mit den neuen Smart Metern ein Datenaustausch erfolgt, stellt sich natürlich die Frage aller Fragen: Wie steht es um die Datensicherheit?

Die intelligente Messtechnologie führt zwangsläufig zu einem erhöhten Verkehr an Daten, die Aufschluss über das Verbrauchsverhalten von Privathaushalten geben können und somit datenschutzrechtlich sensibel sind. Auch ist jede digitale Kommunikationsinfrastruktur den Gefahren von Hackerangriffen ausgesetzt. Das kennt man aus dem Internet und E-Mail-verkehr. Um ein einheitliches und sehr hohes Sicherheitsniveau zu gewährleisten, sind daher Schutzprofile und technische Richtlinien zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität gesetzlich vorgeschrieben. Inwieweit man den verwendeten Systemen der jeweiligen Messstellenbetreiber vertrauen kann, bleibt abzuwarten.

Smart Meter: Einbaupflicht (geplant, aktuell vorläufig ausgesetzt)

<7 kWp	7–100 kWp ohne Steuerung	7–100 kWp mit Steuerung	>100 kWp
Kleinere Anlagen unterliegen nicht der Einbaupflicht. Es steht den Netzbetreibern aber optional frei, hier den Smart-Meter-Einbau zu verlangen.	Grundsätzlich gilt hier die Einbaupflicht. Jedoch steht die Erklärung der „technischen Möglichkeit" noch aus. Grund hierfür sind juristische Bedenken. So erlaubt das aktuelle EEG für viele Anlagen einen optionalen Wechsel in die Fernsteuerung – und das auch mit anderen Lösungen als dem Smart Meter Gateway. Der Gesetzgeber plant daher eine Änderung im Energierecht zugunsten einer Smart-Meter-Pflicht. Details sind aber noch offen.	Auch bei steuerbaren Anlagen gilt grundsätzlich die Einbaupflicht. Allerdings sind hier noch technische Hürden zu nehmen, bevor das BSI den Startschuss geben wird. Dabei geht es um die mögliche Kopplung der bisher üblichen Rundsteuerempfänger an die neue Smart-Meter-Infrastruktur. Auch hier sind genaue gesetzliche und technische Regelungen noch offen.	Große PV-Anlagen werden vom Rollout erst etwas später betroffen sein. Smart Meter sollen mittelfristig die Rundsteuerempfänger für das Einspeisemanagement der Netzbetreiber ersetzen. Dazu müssen allerdings zunächst Schnittstellen am Smart Meter Gateway etabliert und die Marktkommunikation angepasst werden. Bei Anlagen größer als 100 kWp wird der Rollout deshalb vermutlich erst ab 2022 beginnen.
			Stand: Juli 2021

Abseits der örtlichen Netzbetreiber

Während es früher relativ unbedeutend war, wer einmal im Jahr analog die Daten aus dem Zähler ausgelesen hat, wird es im digitalen Zeitalter auf das Gesamtpaket ankommen. Neben gegebenenfalls günstigeren Preisen für den Messstellenbetreiber betrifft dies beispielsweise Zusatzangebote wie die Visualisierung der Stromerträge und -verbräuche, die Stromvermarktung aus ehemaligen EEG-Anlagen oder PV-spezifische Messkonzepte. Daher können wMSB im Zuge des Smart-Meter-Roll-outs eine interessante Alternative sein. Allerdings müssen PV-Anlagenbetreiber selbst tätig werden, wenn sie sich für einen Anbieter jenseits des lokalen Netzbetreibers entscheiden wollen. Auch nach dem Einbau eines Smart Meters kann der Anlagenbetreiber seinen Messstellenbetreiber aber natürlich wechseln, vergleichbar mit dem Wechsel des Stromanbieters.

Kosten der neuen Messtechnik?

Die Kosten für den Einbau der digitalen Technik tragen die Betreiber der PV-Anlagen, ebenso die Kosten einer Umrüstung des

Zählerschranks soweit erforderlich. Wie hoch diese Kosten im Einzelfall sein werden, hängt von einer Reihe von Faktoren ab – beispielsweise von

- den aktuellen, regional unterschiedlichen Kosten für den Messstellenbetrieb,
- dem Anbieter,
- den baulichen Gegebenheiten oder
- dem jeweils einzubauenden Produkt.

Wer's bezahlt: Gesetzlich festgelegt ist lediglich eine Preisobergrenze für die jährlichen Kosten des Messstellenbetriebs, die im Zuge des Smart-Meter-Roll-outs entstehen.
Für PV-Anlagen

- zwischen 7 kWp und 15 kWp liegt die Preisobergrenze bei 100 Euro/Jahr,
- zwischen 15 kWp und 30 kWp bei 130 Euro/Jahr und für PV-Anlagen
- zwischen 30 kWp und 100 kWp bei 200 Euro/Jahr.

Es ist derzeit davon auszugehen, dass die gMSB sich an der Preisobergrenze orientieren werden. Für den Anlagenbetreiber bedeutet dies gegenüber dem aktuellen, analogen Messstellenbetrieb (der ja auch heute schon bezahlt wird) Mehrkosten von mindestens 80 bis 180 Euro/Jahr.
Für Anlagen größer 100 kWp ist keine Preisobergrenze vorgesehen, sondern nur ein „angemessenes Entgelt". Anders als bei kleineren PV-Anlagen wird der Smart-Meter-Roll-out bei der registrierenden Lastgangmessung (RLM), die von Grund auf höhere Messstellenkosten

erzeugt, also nicht unbedingt mit Mehrkosten verbunden sein. Allerdings können Betreiber größerer Anlagen durch den Wechsel zu einem wMSB auch heute schon signifikante Einsparungen erzielen.

SCHUTZMASSNAHMEN GEGEN BLITZ UND ÜBERSPANNUNG

Ein in vielen Fällen vernachlässigtes, aber auch kontrovers diskutiertes Thema ist der Blitz- und Überspannungsschutz von Photovoltaikanlagen. Einerseits erzeugt er Kosten bei den meist unter Preisdruck stehenden Anbietern, andererseits wird bei dessen Ausführung auch vieles falsch gemacht, was die Sicherheit der Anlage sogar wesentlich verschlechtern kann. Es stellt sich seitens des Anlagenbetreibers oft die Frage: Benötige ich einen Blitz- und Überspannungsschutz überhaupt? Eine Antwort kann hier pauschal nicht gegeben werden, sondern es kommt immer darauf an.

Erhöhtes Risiko?

Grundsätzlich ist fachtechnisch und wissenschaftlich anerkannt, dass eine auf einem Gebäude installierte Photovoltaikanlage die Blitzeinschlaghäufigkeit nicht erhöht. Insofern besteht bei der Installation einer PV-Anlage nicht zwingend die Notwendigkeit, auch eine Blitzschutzanlage (BSA) zu installieren. Es ergeben sich jedoch verschiedene Ausnahmen.

In landwirtschaftlichen Betriebsstätten ist dieses Thema zum Beispiel nicht zu unterschätzen. Allein aus Forderungen der Brandversicherungen und zum Schutz der untergebrachten Tiere und Maschinen ist ein äußerer sowie innerer Blitzschutz in den vielen Fällen Pflicht. Bei der Planung einer PV-Anlage sind zudem bestehende Blitz- und Überspannungsanlagen zu berücksichtigen. Eine PV-Anlage darf zum Beispiel eine vorhandene

Blitzschutzeinrichtung nicht beeinflussen. Die Schutzwirkung muss weiterhin erhalten bleiben.

Bei einer Blitzschutzanlage unterscheidet man

- den „äußeren“ sowie
- den „inneren“ Blitzschutz.

Der äußere Blitzschutz besteht aus den Fang- und Ableiteeinrichtungen (Blitzschutzdraht). Der innere Blitzschutz besteht aus dem Blitzschutzpotenzialausgleich sowie Überspannungsschutzgeräten mit unterschiedlichen Wirkungsgraden, je nach Blitzschutzzone und zu schützendem Bereich.

Das Erfordernis der Installation einer Blitzschutzanlage (BSA) auf einem Gebäude kann sich aus verschiedenen Situationen heraus ergeben:

- Bauordnungsrechtliche Forderungen: zum Beispiel auf Schulen, Verkaufsstätten, Hochhäusern



Wohnhaus mit Blitzschutzsystem



Zu geringer Trennungsabstand zum äußeren Blitzschutz

- Versicherungsrechtliche Forderungen: In der VdS 2010 (der Schadenverhütung GmbH) wird ab 10 m^2 Solarfläche ein Blitzschutz empfohlen. Soweit diese Vorschrift bei den Versicherungsverträgen mit eingeschlossen wurde, gelten auch deren Auflagen.

Ist auf einem Gebäude bereits eine BSA vorhanden, so hat dies zunächst einmal seinen Grund. Bei der Errichtung einer Photovoltaikanlage auf einem solchen Dach muss dieser Umstand bei der Planung und Ausführung daher zwingend berücksichtigt werden. Dies ergibt sich bereits aus den normativen Forderungen.

Notwendige Prüfparameter

Ist ein äußerer Blitzschutz vorhanden, gilt es zu prüfen, ob mit der Photovoltaikanlage der erforderliche Trennungsabstand zur

Blitzschutzanlage eingehalten werden kann. In der Regel beträgt dieser je nach Dachhöhe 30 bis 50 Zentimeter und ist vom Installateur oder einer Blitzschutzfachkraft rechnerisch nachzuweisen.

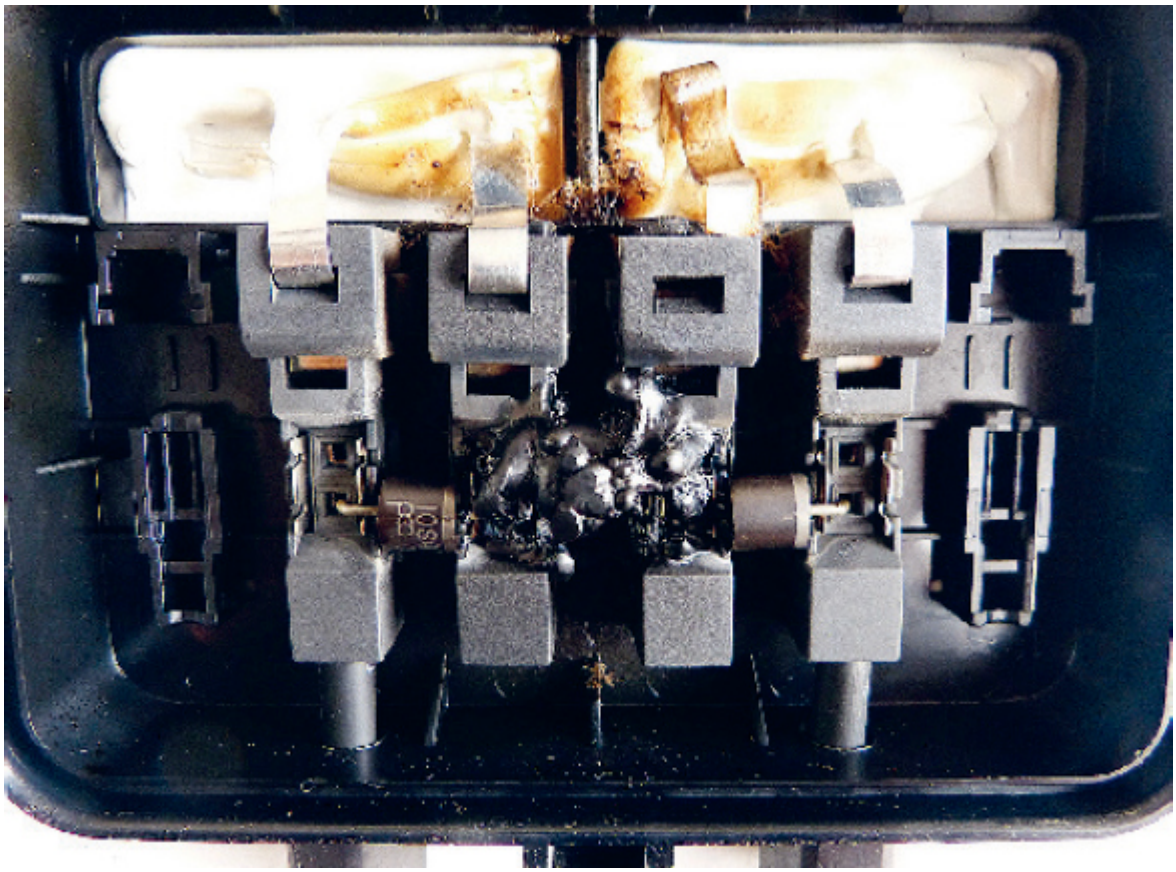
Der Abstand ist deshalb erforderlich, damit bei einem Blitzeinschlag in diese Fangeinrichtungen der Blitzstrom nicht über den Weg der Ableiter zur Erde auf andere Bauteile, wie zum Beispiel die Photovoltaikanlage, überspringen kann und es dabei zu Schäden und/oder gefährlichen Funkenbildungen kommt. Auf keinen Fall darf eine äußere Blitzschutzanlage, dazu gehört auch der Ableitedraht, mit einer PV-Anlage überbaut werden. Ist ein ausreichender Abstand vorhanden, kann die Photovoltaikanlage in den Blitzschutz eingebunden werden – dies bedeutet im Schutzbereich eingebunden, nicht angebunden werden! Dann reicht zudem ein Überspannungsschutz (SPD – Surge Protective Device) vom Typ 2 vor den Wechselrichtern bzw. den zu schützenden Geräten in der Regel aus. Es können aber auch mehrere SPDs erforderlich werden, wenn sich die Anlage vom Generatorfeld bis zu den Wechselrichtern sehr lang ausdehnt.

Die Einhaltung des Trennungsabstands der Photovoltaikanlage zur äußeren BSA soll oberstes Ziel sein. Ansonsten ergeben sich erhebliche Aufwendungen für den Blitzschutzpotenzialausgleich und den inneren Blitzschutz.

Kann der Trennungsabstand nicht eingehalten werden, zum Beispiel bei einem Blechdach (hier liegen sowohl Blitzableiter als auch Dachhaut auf einem Potenzial – sprich, sind leitend verbunden), muss man sich über die Folgen klar sein. Bei einem Blitzeinschlag in die Fangeinrichtungen können Blitzteilströme über die Photovoltaikanlage – also Gleichstromleitungen – abfließen. Führen die Gleichstromleitungen in das Gebäude, werden die Blitzteilströme gleichzeitig mit in das Gebäude geführt, mit entsprechenden Auswirkungen.

Daher ist in diesem Fall unmittelbar am Gebäudeeintritt der Strangleitungen ein SPD Typ 1 (Blitzstromableiter) anzuordnen. Unter Umständen wird unmittelbar am zu schützenden Gerät (zum Beispiel Wechselrichter) noch ein SPD Typ 2 erforderlich. Die

metallene Haltekonstruktion der Photovoltaikanlage ist in den Blitzschutzpotenzialausgleich einzubinden.



Verschmorte Bypassdioden in einer Modulanschlussdose durch atmosphärische Überspannung

Letzterer hat die Aufgabe,

1. eine gefährliche Funkenbildung und somit Brandentstehung bei einem Blitzüberschlag von der BSA auf die Photovoltaikanlage zu vermeiden und
2. die beim Blitzeinschlag auftretende Überspannung über das gesamte metallene System zu verteilen und somit den Potenzialunterschied (Überspannung) zu eliminieren. Näheres hierzu regeln die entsprechenden VDE-Normen.

Weitere mögliche Schäden

Schäden an elektrischen Geräten oder Anlagen entstehen aber nicht nur bei einem direkten Blitzeinschlag, sondern können auch bei Naheinschlägen in einem Radius von bis zu 1500 Metern vorkommen. Wie muss man sich das vorstellen?

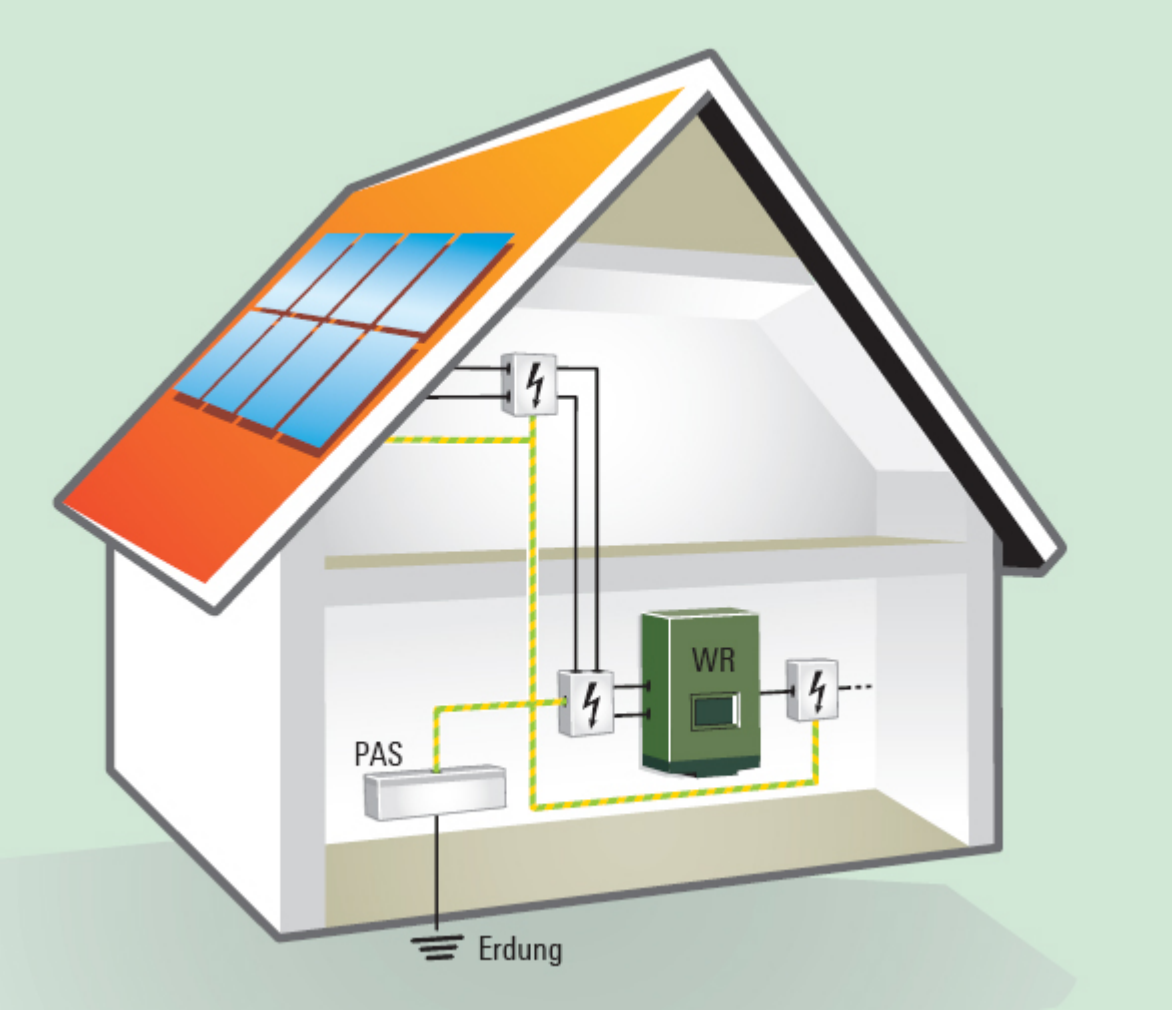
Bei einem Blitzeinschlag entsteht mit dem Blitz ein elektromagnetisches Feld. Je nach Ausbreitung dieses elektromagnetischen Feldes kann sich dieses in Leitungen induktiv einkoppeln. Die Leitungen, zum Beispiel die Gleichstromleitungen auf dem Dach, wirken hierbei wie Antennen. Sind die Leitungen auf dem Dach in großen Leiterschleifen verlegt, wird diese Antennenwirkung noch begünstigt. Durch diese Einkopplung entstehen in den Leitungen Spannungsspitzen, welche die dort angeschlossenen Geräte (Module, Wechselrichter …) zerstören können.

Blitzschutz erforderlich? Der innere Blitz- oder Überspannungsschutz richtet sich ebenfalls in Erfordernis und Umfang nach der Örtlichkeit, einer Gefährdungsbeurteilung sowie den normativen Forderungen, insbesondere der DIN VDE 0100–443, DIN VDE 0100–712 (PV-Anlagen) und VDE 0185–305 Teil 3, Blatt 5, wobei die Normen teilweise keine deutlichen Vorgaben machen, was oft zu Diskussionen führt und es insbesondere Laien schwer verständlich gemacht wird.

- Eindeutig ist die Regelung bei neuen Wohngebäuden: Hier ist bereits auf Grundlage des Vorschriftenwerks spätestens seit 2019 ein Überspannungsschutz am Netzeingangsbereich bei der Neuerrichtung einer elektrischen Anlage zu installieren – unabhängig dem Vorhandensein einer PV-Anlage. Im Zuge dessen muss auch dann bei der PV-Anlage ein separater

Überspannungsschutz am Wechselrichter sowie auf der Gleichstromseite angebracht werden. Soweit Datenleitungen vorhanden sind (Anlagenüberwachung), wird ebenfalls ein Überspannungsschutz empfohlen.

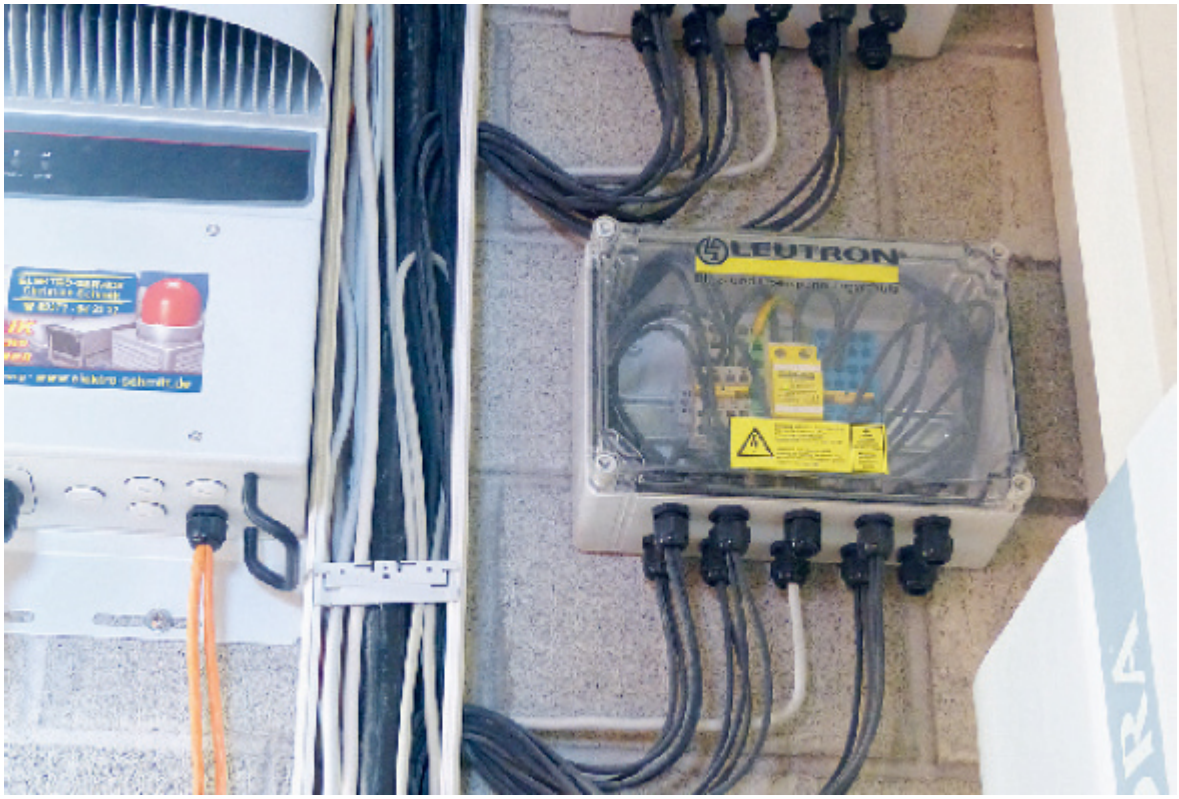
- Bei Bestandsgebäuden ist die Situation unklar. Ist kein äußerer Blitzschutz vorhanden und auch nicht erforderlich, muss nicht unbedingt ein SPD eingebaut werden. Klar muss aber auch sein dass es, allein durch einen Naheinschlag eines Blitzes noch bis 1500 Meter vom Objekt entfernt zu elektrischen und magnetischen Feldkopplungen kommen kann, die beispielsweise die installierten Module und Wechselrichter beschädigen können.



Beispiel eines Überspannungsschutzes im Gleichstrom- und Wechselstromsystem mit Anschluss an die Potenzialausgleichsschiene (PAS)

Überspannungsschutz – Installation

Bei der Installation von Überspannungsschutzeinrichtungen ist darauf zu achten, dass alle Leitungen und Geräte eingebunden werden. Wird nur der Wechselrichter auf der Gleichstromseite geschützt, können trotzdem Überspannungen netzseitig oder über die Datenleitungen auftreten und das Gerät beschädigen.



Vermischte Verlegung von Leitungen kann die Schutzwirkung vor Überspannung durch Spannungseinkopplung im zusammengeführten Leitungsbündel aufheben.

Auch bei Überspannungseinrichtungen scheitert die richtige Installation oft an Kleinigkeiten:

Bei Überspannungseinrichtungen müssen die ankommenden („schmutzigen“) Leitungen und abgehenden („sauberen“) Leitungen strikt getrennt sein, damit es im Überspannungsfall nicht zu Spannungsüberschlägen kommt und die Überspannung somit die Schutzeinrichtungen umgehen kann. Nicht selten sieht man vor Ort eine gemischte Leitungsverlegung, bei der ein richtiger Überspannungsschutz letztendlich in den meisten Fällen nur mit verminderter Wirkung gegeben ist.

SPEICHERTECHNIK

Durch Speichermedien ist es möglich, den Eigenstromverbrauch und somit den Autarkiegrad von PV-Anlagen erheblich zu steigern. Speichermedien erfüllen dabei noch einen anderen Zweck: die Entlastung der Netze. So kann überschüssiger Strom in Zeitbereichen drohender Netzüberlastung zwischengespeichert werden. Ein Abschalten oder eine Leistungsregulierung von PV-Anlagen wäre dann nicht mehr erforderlich. Demzufolge spielen Speicher eine immer wichtigere Rolle in der Energiewende.

Insbesondere für die aus dem EGG seit 2021 herausfallenden Ü20-Anlagen (die über 20 Jahre alten) stellt ein Stromspeicher eine sinnvolle, wirtschaftliche und perspektivische Weiternutzung dar, weil eine weitere Stromeinspeisung in das öffentliche Netz unter den aktuell gegebenen gesetzlichen Rahmenbedingungen wirtschaftlich nicht mehr darstellbar ist.

Es gibt sehr unterschiedliche Speichermedien. Die bekanntesten und auch im Strombereich üblichen sind Stromspeicher.

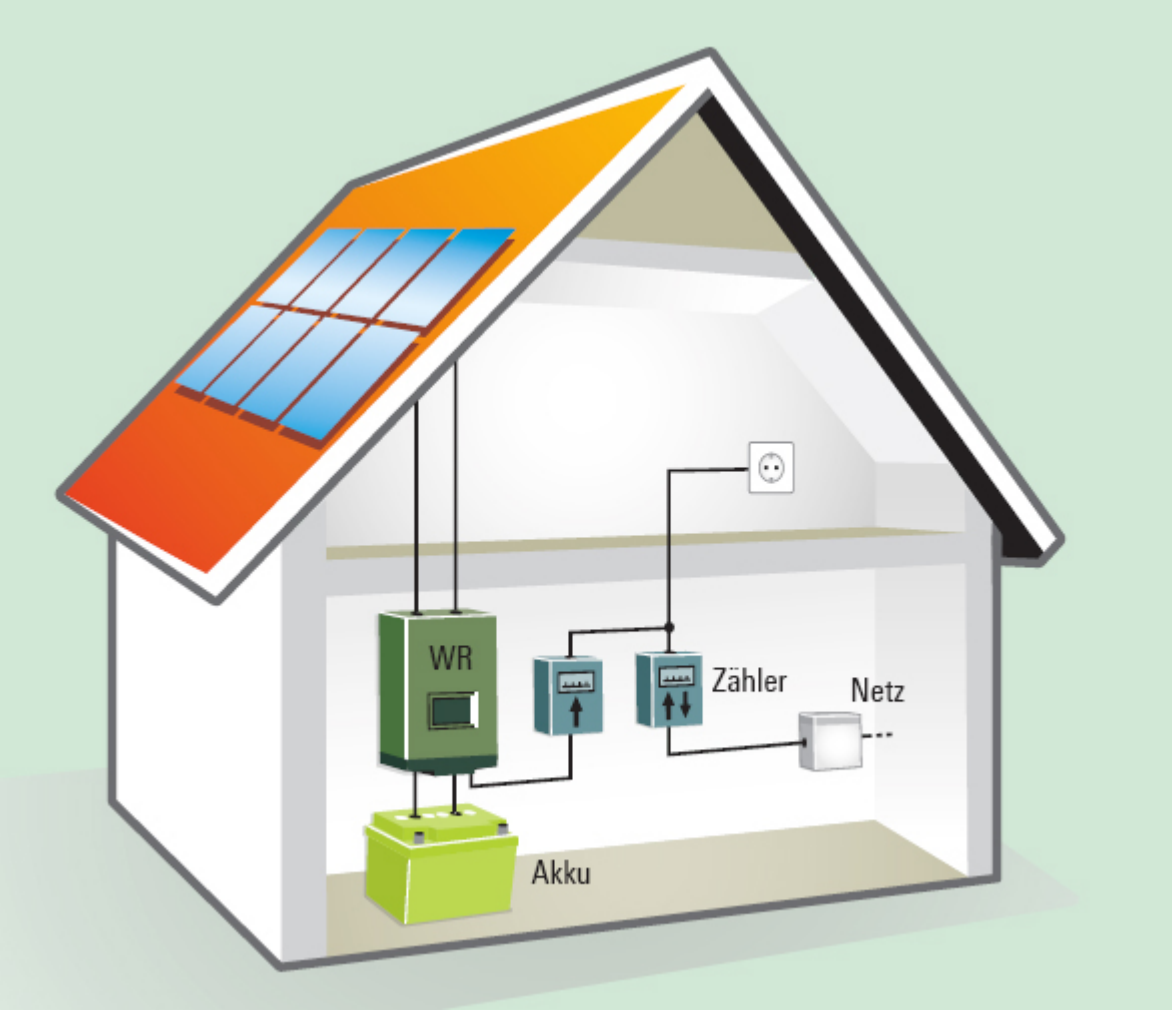
Begrifflichkeiten

Wenn Sie sich mit Stromspeichern beschäftigen, treffen Sie auf verschiedene Abkürzungen und Begriffe. Wir erklären hier im Folgenden einige der wichtigsten:

- BAT: System, das eine oder mehrere Zellen, Module oder Batteriepacks enthält. Es verfügt über eine Batteriemanagementeinheit, die im Fall von Überladung, Überstrom und Überhitzung die Verbindung unterbricht (vergleiche IEC 62619).
- BMS: Batteriemanagementsystem. Zu einer Batterie gehörendes elektrisches System zur Überwachung und/oder Lenkung ihres

Zustands, zur Berechnung sekundärer Daten, Aufzeichnung dieser Daten und/oder Regelung ihrer Umgebung, um damit das Leistungsverhalten und/oder die Lebensdauer der Batterie zu beeinflussen.

- DoD: Depth of Discharge, Entladetiefe. In der Regel werden Akkus nicht vollständig entladen, da sie sonst beschädigt werden. Die Entladetiefe gibt an, wie viel Prozent der Nennkapazität dem Akku entnommen werden können, ohne dabei die Lebensdauer stark negativ zu beeinflussen. Die Entladetiefe hängt entscheidend vom verwendeten Material ab. Lithium-Ionen-Akkus können in der Regel tiefer entladen werden als beispielsweise Blei-Akkus. Die Entladetiefe und die Zyklenzahl bedingen sich in der Regel gegenseitig. Je höher die Entladetiefe, desto besser wird die vorgehaltene Kapazität genutzt.



Eigenstromverbrauch mit Speicher und Überschusseinspeisung

- Nominelle Batteriekapazität (C): eine vom Hersteller angegebene Kapazität, die innerhalb bestimmter Entladezeiten und Betriebstemperaturen ermittelt wird. Sie bezeichnet die Energie, die bei einer definierten Entladedauer entnommen werden kann.
- Stromspeicherkapazität: wird im Akkubereich begrifflich als maximale Ladungsmenge verwendet, die in den Akkus gespeichert werden kann. Sie bezeichnet die Ladung, die aus einem Akku entnommen werden kann, wird in Amperestunden (Ah) oder in Coulomb (C, 1 C = 1 As = 1/3 600 Ah) gemessen und ist von der Stromstärke und von der Temperatur abhängig. Die Einheit Ah stellt eine Bezeichnung der elektrischen Ladung dar. Die Stromspeicherkapazität hingegen wird oft auch als elektrische Arbeit

in Wattstunden (Wh) angegeben. Den Unterschied bildet die in der Wh enthaltene Nennspannung (in V), die für das jeweilige Batteriesystem konstant ist und somit auf die Kapazität keinen weiteren Einfluss nimmt.

- Die Nennkapazität ist ein Kennwert von Batterien und Akkus, der sich aus dem Produkt von Ladestrom in Ampere (A) und Ladezeit in Stunden (h) errechnet. Er drückt das Fassungsvermögen in Amperestunden (Ah) oder Kilowattstunden (kWh) aus.
- C-Koeffizient: Kennwert über die verfügbare Nennkapazität von Batterien und Akkus: Es ist ein Maß für die Restkapazität bei der Ladung und Entladung von Akkus und steht in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Ladestrom und Entladestrom.

Der C-Faktor ist eine dimensionslose Zahl, die in Verbindung mit dem Buchstaben C (nicht die Einheit Coulomb) angegeben wird: 1C, 2C, 10C usw. oder auch als C5, C10 und auch in Bruchteilen wie C/10 oder C/2.

1C bedeutet beispielsweise, dass eine Batterie mit einer Nennkapazität von 1 Amperestunde (Ah) eine Stunde lang einen Entladestrom von 1 Ampere liefert. Hat eine Batterie mit der gleichen Nennkapazität einen C-Koeffizienten von 2C, dann ist der Entladestrom 2 Ampere über 30 Minuten und bei einem Koeffizienten von 0,2C hat sie einen Entladestrom von 200 mA über 5 Stunden.

Bei der Bruchteilangabe bezieht sich der Wert auf die Entladezeit. So bedeutet C/10 einen zehnstündigen Entladestrom. Statt des C-Koeffizienten wird häufig auch die Entladezeit angegeben. So spricht man statt von 0,2C von einer 5-Stunden-Entladung oder bei 0,1C von einer 10-Stunden-Entladung. Andererseits kann man in diesem Zusammenhang auch von „entnehmbarer Kapazität“ sprechen. So hat beispielsweise ein Akku mit einer Nennkapazität von 10 kWh und einem C-Koeffizienten von C5 eine Entladeleistung von 2 kW über 5 Stunden, was einem Energiedurchsatz von 2 kWh entspricht.

- Zyklenzahl: gibt Aufschluss über die Lebensdauer des Akkus, die durch den „Materialverschleiß“ verursacht wird, also wie oft ein Akkumulator be- und entladen werden kann, bevor seine nutzbare Kapazität unter eine im praktischen Einsatz untaugliche Grenze fällt.

Ein Zyklus stellt dabei die vollständige Entladung und anschließende Aufladung des Akkus dar. Die Zyklenzahl ist abhängig von der Entladetiefe, dem Entladestrom sowie der Temperatur, bei der der Akku betrieben wird.

- Wirkungsgrad: stellt ein Maß für die Effizienz von Energieübertragungen bzw. -wandlungen dar. Beim Akku spricht man von einem Ladewirkungs- bzw. coulombschen Wirkungsgrad. Dieser gibt das Verhältnis von entnommener Ladung/Kapazität bei der Entladung zur zugefügten Ladung/Kapazität bei der Aufladung an. Er gibt also Aufschluss über die Ladungsverluste der Batterie. Vom Ladewirkungsgrad ist der energetische Wirkungsgrad abzugrenzen. Dieser ist der Quotient aus entnommener und eingeladener Energie und gibt nicht nur Auskunft über die Ladungsverluste, sondern auch über Spannungs- sowie thermische Verluste.
- Unterschied „Batterie“ – „Akku“: Eine Batterie, auch Primärzelle genannt, ist in den überwiegenden Fällen ein nicht wiederaufladbarer Energiespeicher. Die Umwandlung der Energie basiert auf einer elektrochemischen Reaktion. Beispiel: übliche Alkalibatterie.

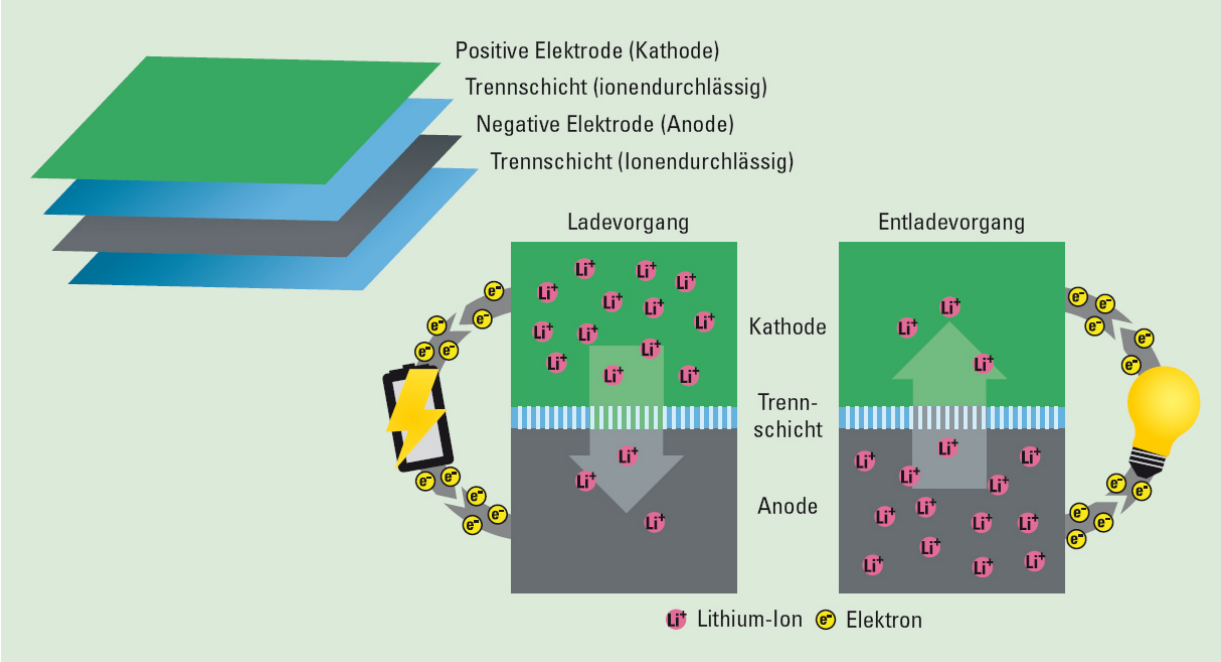
Ein Akku dagegen ist eine Sekundärzelle, die immer wieder über eine externe Stromquelle, aufladbar ist. Da es in der englischen Technik- und Systemsprache keinen namentlichen Unterschied zwischen Batterie und Akku gibt und diese allgemeinsprachlich mit „battery“ bezeichnet werden, wird auch im Deutschen für den Akku oftmals der Begriff der Batterie oder des Batteriespeichers genannt, obgleich dies technisch nicht ganz korrekt ist.

Stromspeicherarten

Auf dem Markt befinden sich verschiedene Techniken von Stromspeichern, die sich nach den verwendeten Materialien und ihren technischen Eigenschaften unterscheiden.

- Bleiakkumulator: Die zumindest früher übliche und einfache Speichertechnik bestand aus dem Bleiakkumulator oder der Blei-Gel-Batterie. Diese sind prinzipiell aus einem säurefesten Gehäuse

und zwei Bleiplatten oder Plattengruppen zusammengesetzt, von denen die eine als positiv und die andere als negativ gepolte Elektrode dient, sowie einer Füllung mit 38-prozentiger Schwefelsäure (H_2SO_4) als Elektrolyt oder bei modernen Blei-Gel-Batterien durch Zusatz von Kieselsäure in Form eines Gels. Blei-Gel-Batterien sind daher auslaufsicher.
Bleiakkumulatoren gelten für eine Lebensdauer von einigen Jahren als zuverlässig und preisgünstig. Im Vergleich zu anderen Akkumulatortechnologien haben sie im Verhältnis zum Volumen jedoch eine hohe Masse (Gewicht) sowie mit 0, 11 MJ/kg (Megajoule pro Kilogramm) eine sehr ge-ringe Energiedichte.



Aufbau und Funktion eines Lithium-Ionen-Akkus

Lithium-Ionen-Akkumulatoren: Einhergehend mit dem technischen Fortschritt in der Mobilfunk- und Computertechnik wurden Lithium-Ionen-Akkus ständig weiterentwickelt. Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind Speicher auf der Basis von Lithium. Sie weisen im Vergleich zu anderen Akkumulatortypen eine hohe Energiedichte auf, erfordern jedoch in den meisten Anwendungen elektronische Schutzschaltungen.

Im Lithium-Ionen-Akku wird die elektrische Energie in Lithium-Atomen (an der negativen Elektrode) und (zumeist) ÜbergangsmetallIonen (an der positiven Elektrode) in einem chemischen Prozess gespeichert. Lithium kann in ionisierter Form durch den Elektrolyten zwischen den beiden Elektroden hin- und herwandern.

Dieser Lithium-Ionen-Fluss ist zum Ausgleich des externen Stromflusses beim Laden und Entladen nötig, damit die Elektroden selbst weitgehend elektrisch neutral bleiben. Beim Entladen geben Lithium-Atome an der negativen Elektrode jeweils ein Elektron ab, welches über den externen Stromkreis zur positiven Elektrode fließt. Gleichzeitig wandern gleich viele Lithium-Ionen durch den Elektrolyten von der negativen zur positiven Elektrode. An der positiven Elektrode nehmen aber nicht die Lithium-Ionen das Elektron wieder auf, sondern die dort vorhandenen und im geladenen Zustand stark ionisierten Übergangsmetall-Ionen. Je nach Akkutyp können das Kobalt-, Nickel-, Mangan-, Eisen-Ionen … sein. Das Lithium liegt an der positiven Elektrode im entladenen Zustand somit weiterhin in Ionen-Form vor.

Da Lithium-Ionen-Akkumulator den Oberbegriff für eine Vielzahl möglicher Materialkombinationen für Anode, Kathode und Separator darstellt, ist es schwierig, allgemeingültige Aussagen zu treffen. Je nach Materialkombination unterscheiden sich die Eigenschaften teilweise deutlich. Hinzu kommt, dass die Batteriehersteller in den letzten Jahren insbesondere auf bekannten Problemfeldern wie Haltbarkeit und Sicherheit erhebliche Verbesserungen erzielen konnten. Nachfolgend einige Beispiele von Batterietypen auf Lithium-Basis.

Lithium-Cobalt-Oxid

Abkürzungen: LCO oder als chemische Formel: $LiCoO_2$

Diese Akkus haben eine verhältnismäßig kurze Lebensdauer (500 bis 1 000 Zyklen), jedoch hohe Energiedichte (typipscher Handyakku). Allerdings sind LCO-Kathoden nicht so

widerstandsfähig gegen Temperaturen wie andere Lithium-Ionen-Kathodentypen und dementsprechend brandgefährlicher bei missbräuchlichem Umgang.

Lithium-Mangan-Oxid-Spinell

Abkürzungen: LMS, LMO oder als chemische Formel: $LiMn_2O_4$

Sie bieten eine höhere Zellspannung als auf Kobalt basierende Materialien und sind widerstandsfähiger gegen Hitze. Allerdings ist ihre Energiedichte geringer. Die Grenztemperatur für ein thermisches Durchgehen liegt bei ca. 210 °C. Sie besitzen eine mittlere Zyklenzahl von 1 500 bis 2 000. Mangan-Verbindungen sind im Gegensatz zu Kobalt-Verbindungen ein sichereres und umweltfreundlicheres Kathodenmaterial. Andere Vorteile sind ein niedriger Preis und bessere Leistungen bei hohen Außentemperaturen.

Lithium-Nickel-Cobalt-Mangan

Abkürzungen: NMC, NCM oder als chemische Formel: $Li(NiCoMn)O_2$

Wie LMS-Systeme können NMC-Systeme auf hohe Kapazitäten ausgelegt werden. So gibt es etwa Zellen, die auf moderate Ladebedingungen ausgelegt sind und Kapazitäten von 2 800 mAh aufweisen. Sie liefern Ströme zwischen 4 und 5 A.

NMC-Kathoden bieten einen guten Kompromiss aus guter allgemeiner Leistungsfähigkeit (Performance), hohen Energiedichten und annehmbaren Kosten. Die spezifische Energiedichte ist besser als die von LFP (siehe unten), LMO und LCO (siehe oben), ebenso die Entladungsrate im Vergleich zu LCO-Kathoden, nicht jedoch verglichen mit LFP-Kathoden.

Lithium-Eisen-Phosphat

Abkürzungen: LFP oder als chemische Formel: LiFePO4

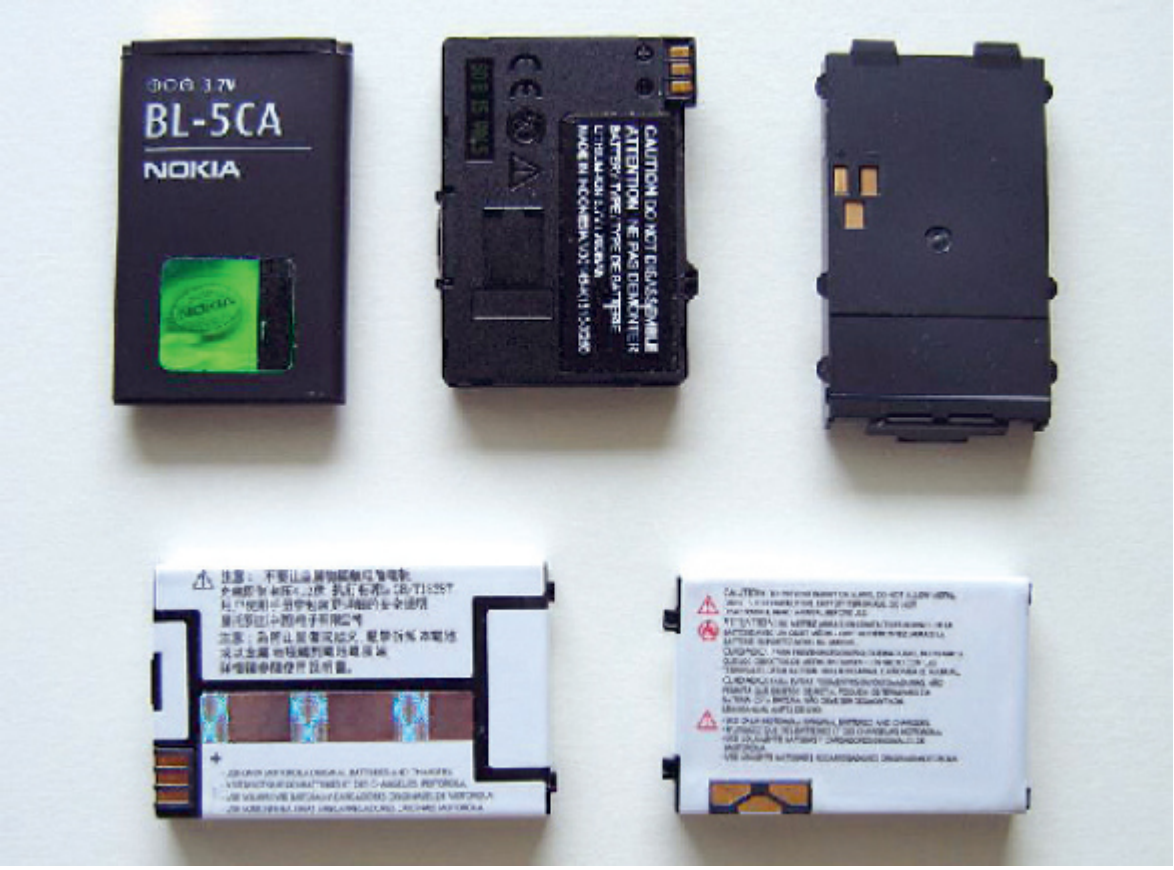
Auf Phosphat basierende Materialien haben eine bessere thermische und chemische Stabilität als andere Lithium-Ionen-

Kathoden-Materialien. LFP-Zellen sind sehr sichere Batterien. Sie sind im Falle einer Überladung feuerfest und widerstandsfähiger im Fall von Kurzschlüssen. Im Falle einer missbräuchlichen Anwendung gibt dieses Kathodenmaterial keinen Sauerstoff ab, verbrennt nicht und ist dementsprechend unempfindlich gegen Hitze. Lithium-Eisen-Phosphat-Zellen haben auch eine längere Lebensdauer (mehr als 5000 Zyklen) und können mit hohen Ladeströmen (bis zu 3C) geladen werden. Allerdings haben sie wegen ihrer niedrigen Nennspannung von 3,2 Volt eine niedrigere Energiedichte als viele andere Kathodenmaterialien wie NMC oder NCA. LFP-Kathoden unterstützen höhere Spannungen und entsprechend höhere Ströme, weshalb sie sich für den Einsatz in schnellladefähigen Lithium-Ionen-Akkus eignen.

Vor- und Nachteile von auf Lithium basierenden Batterien (LIB)

Vorteile:

- Sehr hohe Energiedichten (ungefähr viermal höher als die von Bleibatterien)
- Hohe Zellspannungen: bis zu 3,7 V Nennleistung. Eine Lithium-Ionen-Zelle kann drei NiCd- oder NiMH-Zellen, die nur 1,2 V leisten, ersetzen.
- Vertragen hohe Entladeströme: können mit einer Rate von bis zu 40C entladen werden. Dies ermöglicht, dass Automobilanwendungen wie Kaltanlasser oder Antriebe für Hybridfahrzeuge mit niedrigeren Batteriekapazitäten ausgestattet werden können.
- Schnellladung möglich
- Batterien können fast komplett entleert werden, ohne die Zyklusdauer, die Lebensdauer oder die Hochstromabgabe zu beeinflussen
- Sehr geringe Selbstentladungsrate (3 bis 5 Prozent pro Monat)
- Sehr hoher coulombscher Wirkungsgrad (Entlade-/Ladekapazität fast 100 Prozent). Man kann also nahezu den gesamten Strom, den man in eine LIB geladen hat, wieder entnehmen.



Mehrere Lithium-Ionen-Akkumulatoren für Mobiltelefone

- Nahezu kein Memory-Effekt, keine Aufarbeitung oder vollständige Ent- und Beladung nötig, um den Lebenszyklus beizubehalten
- Variationen der grundlegenden Zellenchemie (z. B. der verschiedenen Anoden- und Kathodenmaterialien) erlauben das Verfeinern der Leistungseigenschaften, um bestimmten Anwendungen gerecht zu werden
- Bauweisen auch von sehr kleinen Batterien möglich

Nachteile:

- Empfindlichkeit gegenüber Tiefentladung, Überladung und zu hohen Temperaturen (ist jedoch mit Steuerelektronik beherrschbar)
- Relativ hohe Empfindlichkeit gegen hohe oder niedrige Temperaturen: Die ideale Betriebstemperatur liegt zwischen etwa 10 und 25 °C. Gerade bei tiefen Temperaturen unter dem Gefrierpunkt lässt die Leistung stark nach. Es gibt allerdings auch Akkus, die

speziell für niedrige Temperaturen bis –40 °C konzipiert sind, allerdings nur mit eingeschränkten Entladeströmen.

Systemtechnik

Nachfolgend werden die gängigsten Topologien und Batteriezellchemien betrachtet.

AC-gekoppeltes System (Wechselstrom)

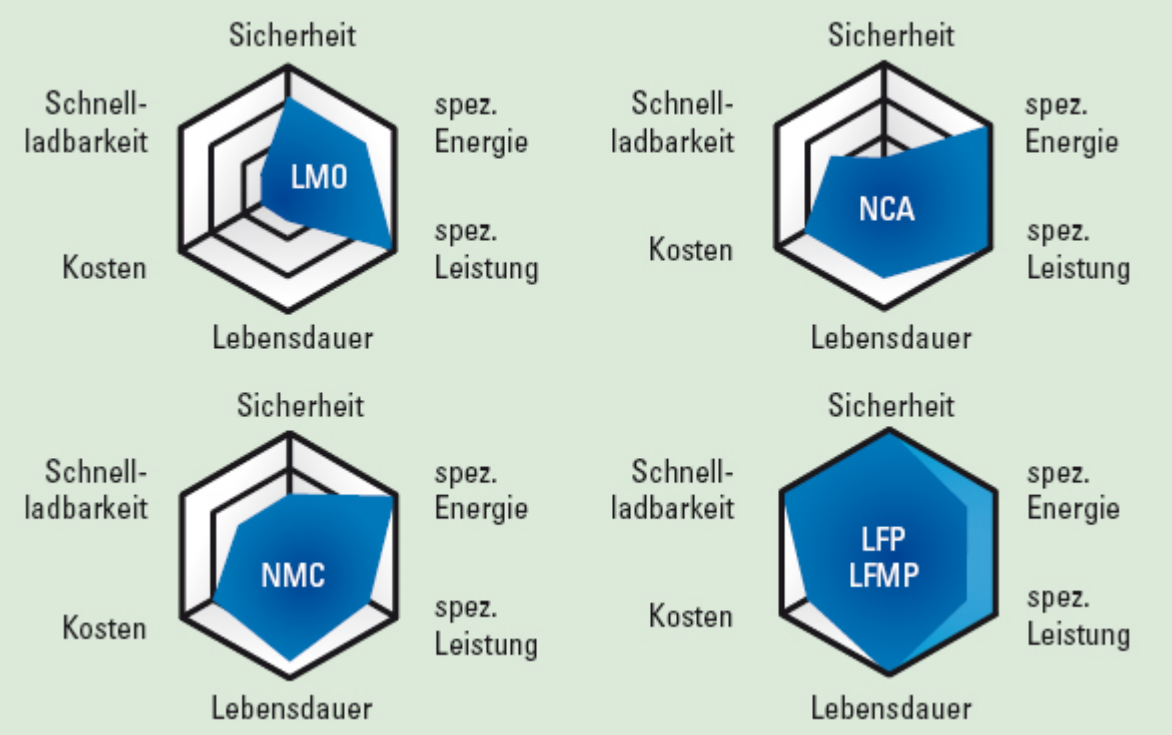
AC-gekoppelte Systeme (AC = alternating current) speichern den Strom auf der AC-Seite, d. h. nach dem Wechselrichter. Ein PV-Wechselrichter wandelt den Gleichstrom der PV-Anlage in Wechselstrom um (PV2AC, sprich „PV to AC“). Die Batterieladung (AC2BAT) und Batterieentladung (BAT2AC) erfolgt über einen bidirektionalen Batterie-Wechselrichter. Die gesamte Kette der Batterieladung besteht somit aus den Pfaden PV2AC und AC2BAT.

Der Vorteil liegt darin, dass sie sich einfach in bestehende Solarstromanlagen einbinden und hinsichtlich der Speicherkapazität – unabhängig von der PV-Anlagenleistung – flexibel erweitern lassen. Darüber hinaus beeinflusst das Speichersystem die Arbeit des Solarwechselrichters nicht, weshalb dieser bei Bestandsanlagen auch nicht getauscht werden muss. Aus diesen Gründen ist bei bestehenden Photovoltaikanlagen die AC-Variante die günstigere Lösung.

Andererseits wirken sich die verlustreichen AC-AC-Kopplungssysteme hierbei nachteilig aus: Der Gleichstrom der PV-Anlage wird nämlich über den Wechselrichter in Wechselstrom, über den Laderegler der Batterie dann wieder in Gleichstrom und schließlich – beim Verbrauch über das Speichermedium – erneut in Wechselstrom umgewandelt. Diese permanente Umwandlung führt zu erheblichen Verlusten. Die Systemeffizienz kann hierbei zwischen nur 80 und 85 Prozent liegen.

DC-gekoppeltes System (Gleichstrom)

Bei den DC-gekoppelten Systemen (DC = direct current) wird der Speicher nebst Laderegler zwischen Generator und Wechselrichter integriert. Das Speichersystem ist somit an den DC-Zwischenkreis des Wechselrichters angebunden. Das Leistungsumwandlungssystem besteht aus einer Einheit. Die erzeugte PV-Energie wird in den Akku geladen (PV2BAT) oder zur Lastdeckung/Netzeinspeisung verwendet (PV2AC). Der Akku wird zur Lastdeckung über den Wechselrichter entladen (BAT2AC). Die Wechselrichterbrücke kann unidirektional oder bidirektional ausgeführt sein.



Vergleich unterschiedlicher Kathodenmaterialien in Bezug auf Sicherheit, spezifische Leistung, spezifische Energie, Lebensdauer und Kosten (Quelle: Wisdom Tree Europe)

Lebensdauer von Speichermedien steuern

Laut Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) konnten im Labor bei einer Batterie 10 000 volle Ladezyklen erreicht werden, ohne dass sich die

Anfangskapazität zu stark reduzierte. Diese blieb bei ca. 85 Prozent erhalten.

Bei 200 bis 250 Ladezyklen pro Jahr und einer Lebensdauer von 20 Jahren geben Markthersteller für Lithium-Ionen-Batterien bisher 5 000 bis 6 000 Ladezyklen an. Aus Forscherkreisen werden allerdings deutlich niedrigere Zahlen genannt, da auch die zeitliche Alterung der Batterie zu berücksichtigen ist.

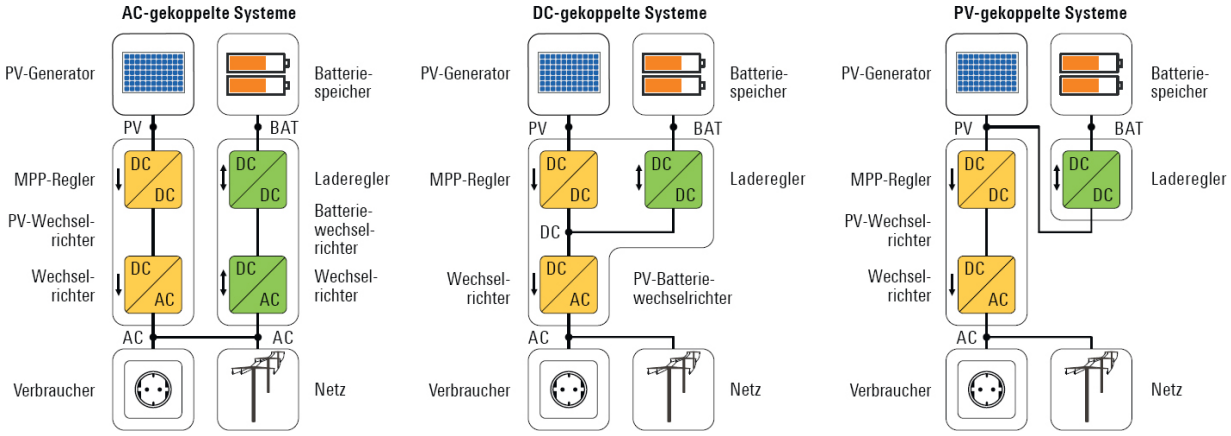
Hauptfaktor für die Haltbarkeit ist die Betriebsweise der Batterie. Dabei spielen die Umgebungstemperaturen sowie die Entladetiefe als auch Vollladezeiten eine erhebliche Rolle.

Umgebungstemperaturen über 20 °C beeinflussen die Brauchbarkeitsdauer von Akkumulatoren erheblich. Dabei verdoppelt sich die Korrosionsgeschwindigkeit der Elektroden bei einer Übertemperatur von 10 °C. Somit werden aus

- 15 Jahren Brauchbarkeitsdauer bei 20 °C Raumtemperatur nur noch
- 10,5 Jahre bei 25 °C
- 7,5 Jahre bei 30 °C
- 4,5 Jahre bei 35 °C und
- 3 Jahre bei 40 °C.

Entladetiefen unter 20 Prozent der Batteriekapazität führen bei Lithium-Ionen-Batterien ebenso zu einer Reduzierung der Haltbarkeit wie eine permanente 100-prozentige Vollladung.

Durch die Verwendung unterschiedlichen Kathodenmaterials ergeben sich bei den Speicherbatterien auch verschiedene Eigenschaften in Bezug auf die Energiedichte, Sicherheit, die spezifische Leistung, die Lebensdauer und die Kosten. Einen kleinen Vorteil in allen Bereichen weist hierbei die Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie auf.



AC-gekoppeltes System, DC-gekoppeltes System, PV-Generator-gekoppeltes System (von links nach rechts)

Trifft Letzteres zu, ist es zusätzlich möglich, die Batterie aus dem AC-Netz oder durch andere Energieerzeuger (z. B. ein kleines Windrad) zu laden (AC2BAT).

DC-gekoppelte Speicher sind in der Regel effizienter als AC-gebundene PV-Speichersysteme. Der solare Gleichstrom muss nur einmal umgewandelt werden. Bei neu errichteten PV-Anlagen ist diese Variante daher preiswerter als die Wechselstromanbindung. Die Systemeffizienz liegt bei ca. 85–90 Prozent, wenn die einzelnen Komponenten genau aufeinander abgestimmt sind.

Höhere Effizienz und geringere Kosten sind vor allem dann erzielbar, wenn Netz-, Batterie- und Eingangsspannung der PV-Anlage auf ähnlichem Niveau liegen. Derzeit sind Batterien mit 48 Volt die gängigste und vor allem günstigste Variante. Bei dieser Spannung ist ein DC-System in der Regel nicht effizienter als ein AC-System. Deshalb sollte im Vorfeld ein bestimmtes Verhältnis zwischen Eingangsleistung für die Batterie und Ausgangsleistung der PV-Anlage festgelegt werden.

Nachteilig bei diesen Systemen ist die geringe Flexibilität der DC-Kopplung, weswegen die Einzelkomponenten genau aufeinander abgestimmt werden müssen. Das heißt, dass bei einer Speichernachrüstung von bestehenden Anlagen muss der Wechselrichter in der Regel getauscht werden, da er nicht mit dem vorhandenen System kommunizieren kann. Dies verteuert eine DC-

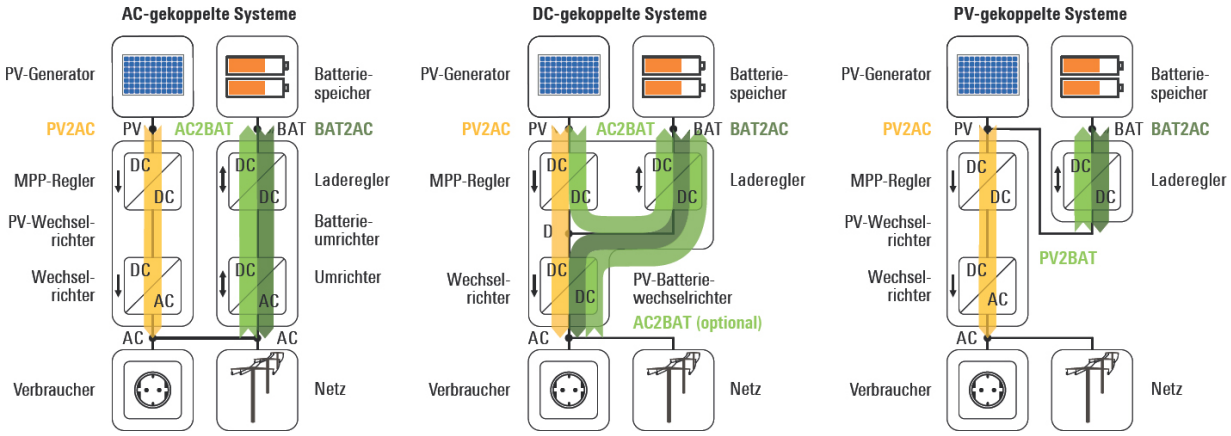
gekoppelte Nachrüstung wiederum, weshalb hier ein AC-gekoppeltes System von Vorteil wäre.

PV-Generator-gekoppeltes System
Bei einem PV-Generator-gekoppelten System erfolgt die Kopplung des Batteriespeichers direkt an den Generator. Bei der Speicherentladung erfolgt die Einspeisung über den PV-Wechselrichter. Das Akkusystem simuliert somit einen zweiten Generator. Es wird üblicherweise über einen Batterie-Konverter zwischen dem PV-Generator und einem konventionellen PV-Wechselrichter angebunden. Die Batterie wird direkt über den Konverter geladen (PV2BAT), PV-Netzeinspeisung/Direktnutzung (PV2AC) sowie Akkuentladung (BAT2AC) erfolgen über einen zum Speichersystem kompatiblen PV-Wechselrichter. Die gesamte Kette der Akkuentladung besteht somit aus den Energiewandlungspfaden BAT2PV und PV2AC.

Nutzbare Speicherkapazität – Effizienz von Speichersystemen

Die Auswahl des richtigen und effizientesten der zuvor genannten Systeme hängt von vielen Faktoren ab, die hier im Folgenden weiter vertieft werden sollen.

Bei Speichersystemen ergeben sich Verluste, die zum einen systembedingt, zum anderen dimensionierungsbedingt sind. Ähnliches ergibt sich bereits beim üblichen Betrieb einer PV-Anlage, etwa durch Umwandlungs-, Leitungs-, Trafoverluste etc., die unter anderem bei der Ertragssimulation mit einfließen. Bei Speichersystemen sind solche Verluste jedoch nicht ohne Weiteres ermittelbar, da diese in sehr unterschiedlichen Abhängigkeiten stehen. Darüber hinaus ist es teilweise immer noch schwierig, aus den reinen Produktdatenblättern der Speicherhersteller entsprechende Angaben zu erhalten, aufgrund derer man mögliche Verluste einschätzen könnte.



Energiewandlungspfade der einzelnen Topologien von PV-Speichersystemen

Dimensionierungsverluste

Dimensionierungsverluste resultieren aus der Leistungsbeschränkung der einzelnen Systemkomponenten:

- Zum einen kann die Begrenzung der Leistungsabgabe des Wechselrichters den Nutzen eines PV-Speichersystems beeinträchtigen.
- Zum anderen kann sich eine sehr geringe nominale Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers nachteilig auswirken.

Bei Hochvoltsystemen, deren nominale Leistung durch die Stromlimitierung des Wechselrichters bedingt ist, steigt die Entladeleistung mit zunehmender Batteriespannung und folglich mit zunehmender Speicherkapazität. Es besteht daher ein Verhältnis zwischen nominaler Entladeleistung und nutzbarer Speicherkapazität. Je kleiner das Verhältnis dieser Größen ist, desto stärker wird der Energiedurchsatz des Batteriespeichers in der Regel durch die Leistungsbegrenzung beeinträchtigt.

Umwandlungswirkungsgrade

In PV-Speichersystemen fallen Umwandlungsverluste in den leistungselektronischen Systemkomponenten sowie im Batteriespeicher an.

Die Umwandlungsverluste sind sehr stark abhängig vom gewählten System, das heißt DC-DC oder DC-AC oder

Kombinationen davon. Je mehr Umwandlungswege man im System besitzt – von der Stromerzeugung in den Solarmodulen an gerechnet über Wechselrichter, Hochsetzsteller, Speichermedium bis zurück zur Stromeinspeisung ins häusliche Energienetz –, desto geringer ist in der Regel der Systemwirkungsgrad, da in jedem Umwandlungsschritt Energie verloren geht.

Nachfolgend werden die gängigsten Topologien und Batteriezellchemien betrachtet. Die Systemtopologien und die zugehörigen Energiewandlungspfade aus den bereits vorgestellten Systemen sind oben nochmals zusammengefasst dargestellt.

Hinweis: Bei AC- und PV-Generatorgekoppelten Systemen wird zusätzlich zum eigentlichen Speichersystem ein konventioneller PV-Wechselrichter für den Betrieb benötigt. Darüber hinaus ist nicht in jedem verfügbaren Speichersystem ein Wechselrichter integriert. Dies führt dazu, dass sich je nach Ausstattung eines konkreten Systems nicht alle Wandlungspfade bestimmen lassen.Mit abgebildet sind hierbei die entsprechenden Energiewandlungspfade, woraus sich folgende ergeben:

Energieumwandlungspfade

PV2AC:	PV-Netzeinspeisung oder Direktnutzung
AC2BAT oder PV2BAT:	AC-Batterieladung oder PV-Batterieladung
BAT:	Batteriespeicherung
BAT2AC oder BAT2PV:	AC-Batterieentladung oder PV-Batterieentladung

Regelungsverluste

Unter Regelungsverlusten oder auch -abweichungen versteht man die Trägheit des Speichersystems insbesondere bei der Entladung im Zuge des Eigenstromverbrauchs. Es beschreibt den Zeitweg von dem Zeitpunkt an, ab dem bei geladenem oder teilgeladenem Speicher und einer Unterkapazität der PV-Anlage ein zusätzlicher Strombedarf zum Beispiel durch Zuschaltung eines Haushaltsgeräts entsteht (Lastprofil „Strombedarf Haushalt“ ist größer als

Leistungsprofil „PV“), bis zu dem Zeitpunkt, an dem der Speicher tatsächlich reagiert und sich entlädt. Man nennt diese Spanne auch „Tot- und Einschwingzeit“. Regelungsverluste werden daher hauptsächlich durch zeitliche Verzögerungen und Ungenauigkeiten der Systemregelung hervorgerufen.

In der Praxis lassen sich Verzögerungen in der Messwerterfassung und -verarbeitung nicht vermeiden. Je länger Tot- und Einschwingzeit der Systemregelung sind, desto höher liegt der unerwünschte Energieaustausch zwischen Speichersystem und Stromnetz – in diesem Zeitraum wird also Netzstrom bezogen, der eigentlich durch den Speicher abgedeckt werden soll. Insofern ist es kein „echter“ Verlust aus dem Speicher, sondern primär ein wirtschaftlicher Verlust durch höheren und letztendlich unnötigen externen Strombezug.

Einige Systeme kommen auf recht kurze Zeiten um etwa fünf Sekunden, trägere Systeme verzeichnen eine Zeitspanne von mehr als einer Minute. Ähnliche unerwünschte Effekte können sich auch durch Abweichungen zwischen dem Mess- und Sollwert der Batterieleistung ergeben. Je nach System ist dafür die unpräzise Messwerterfassung oder die in der Regelung implementierte Sollwertabweichung verantwortlich. Über- oder unterschreitet die Batterieleistung den Sollwert, wird die Leistungsdifferenz durch das Netz ausgeglichen; es erfolgt wiederum ein eigentlich unerwünschter Strombezug aus dem Netz.

Standby-Leistungsaufnahme

Die Bereitschaftsverluste eines PV-Speicher-systems resultieren aus der Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Standby-Betrieb. Je nach Systemdimensionierung befindet sich ein Batteriespeicher jährlich 2 000–4 000 Stunden im entladenen Zustand.

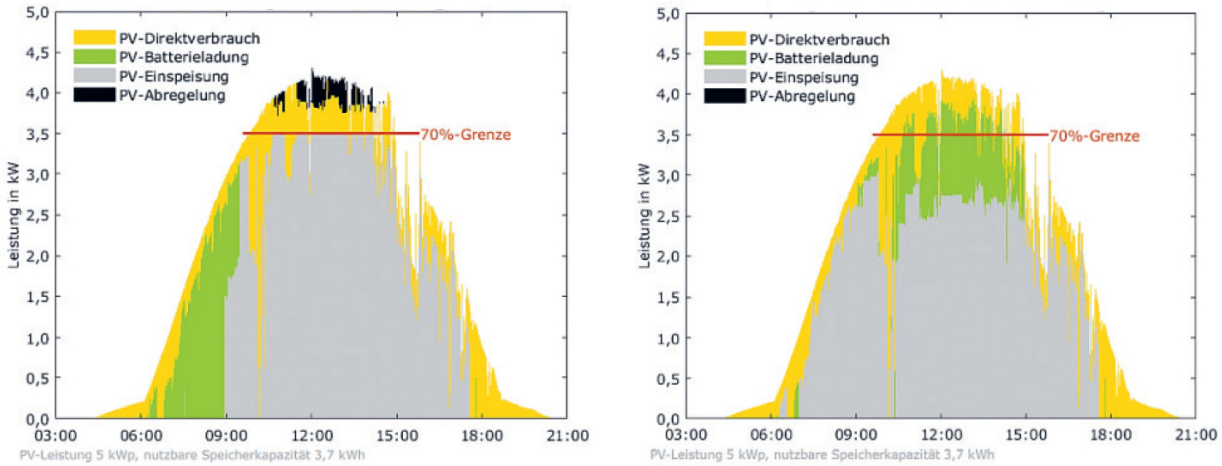
Zum Systemverbrauch im Standby-Modus trägt zum einen die Leistungsaufnahme des AC-Leistungssensors am Netzanschlusspunkt bei, der bis zu 3 W betragen kann. Darüber hinaus nehmen einige Systeme bei entladenem Batteriespeicher

AC-seitig Leistung zur Versorgung der Steuerungselektronik, des Kommunikationsmoduls und weiterer Systemkomponenten auf. Hinzu kommt bei einigen Systemen die DC-seitige Versorgung der Wechselrichter durch den Batteriespeicher. Zusätzlich zum Standby-Verbrauch im entladenen Zustand ist auch die Leistungsaufnahme des Systems bei vollgeladenem Batteriespeicher entscheidend.

Im Mittel befindet sich ein Batteriespeicher jährlich 1 000–2 000 Stunden an der oberen Grenze des Ladezustandsbereichs. Die AC-Leistungsaufnahme der AC-gekoppelten Systeme wird in diesem Fall durch das PV-System gedeckt und verringert die in das Netz eingespeiste Energie. Der Batteriespeicher wird bei der Hälfte der Systeme zur Versorgung der Wechselrichter entladen. Zusammen mit der Leistungsaufnahme des AC-Leistungssensors resultiert daraus eine Standby-Leistungsaufnahme mit bis zu 45 W im vollgeladenen Zustand. In Summe können sich im Jahr hierdurch mehr als 100 kWh an Standby-Verlusten ergeben.

Energiemanagementverluste

Gerade bei Kleinanlagen mit einer 70-Prozent-Abregelung und optimaler Südausrichtung ergibt sich der Umstand, dass in der Mittagszeit die Leistung abregelt. Dies passiert insbesondere dann, wenn bei Speicherbetrieb der Speicher gleich am Morgen auflädt. Ist dieser bereits um 10:00 Uhr vollgeladen, verbleibt die Leistungsspitze der PV-Anlage in Teilen ungenutzt, da es automatisch zur Leistungsabregelung auf 70 Prozent kommt. Weiterer Nachteil: Der Speicher bleibt bis abends über längere Zeit vollgeladen, was für seinen Alterungsprozess nicht unbedingt förderlich ist.



Frühzeitige Abregelung (links), prognosebasierende Batterieladung (rechts)

Erfolgt jedoch eine sogenannte prognosebasierende Batterieladung – eine nach vorhersehbarer Witterung verzögerte Ladung –, so wird der Speicher beispielsweise bis 10:00 Uhr nur zu 60 Prozent geladen. Die volle Ladung erfolgt dann erst zur Mittagszeit, um mit dem Speicher die Lastspitze zu kappen. Damit ergibt sich eine volle Ausschöpfung der von der PV-Anlage erzeugten Energie. Darüber hinaus verkürzt sich hierdurch die Standzeit des vollgeladenen Speichers.

Qual der Wahl – Stromspeicher-Inspektion 2020 Da es auf dem Markt eine Vielzahl von Speichersystemen gibt, angefangen bei Einzelsystemen mit Hybrid-Wechselrichter und Speichern bis hin zu Komplettsystemen, und über die technischen Angaben allein keine Aussagen zu treffen sind, welche Systeme / Komponenten untereinander welchen Systemwirkungsgrad erreichen, wurde vom BSW (Bundesverband Solarwirtschaft) im März 2017 erstmals ein „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“ veröffentlicht. Dabei war die Hoffnung groß, dass sich die Vergleichbarkeit der am Markt erhältlichen Batteriesysteme für Privathaushalte rasch verbessern würde. Schließlich

hatten gleich mehrere Unternehmen eine freiwillige Selbstverpflichtung abgegeben, ihre Geräte den im Effizienzleitfaden beschriebenen Labortests zu unterziehen und der Öffentlichkeit die Ergebnisse zugänglich zu machen. Vergleichbare Angaben zur Effizienz der Speichersysteme und zum entnehmbaren Energieinhalt des Batteriespeichers, der meist als nutzbare Speicherkapazität bezeichnet wird, findet man bislang aber nur in Einzelfällen.
Häufig ist nur die eigentlich nicht weiter relevante nominale Speicherkapazität angegeben. Auf die Tatsache, dass die nutzbare Speicherkapazität eines Batteriespeichers vom Wechselrichter abhängt, wird derzeit nur selten hingewiesen. Die Angaben zur Umwandlungseffizienz beschränken sich in vielen Datenblättern weiterhin auf die Maximalwerte. Auf die weitaus wesentlicheren Teillastwirkungsgrade wird zu selten eingegangen. Ein aussagekräftiger Vergleich von unterschiedlichen Produkten anhand der Datenblätter bleibt daher schwierig.
Die Hochschule für Technik und Wissenschaft (HTW) hat mit ihrem entwickelten Stromspeicher-Inspektionsbericht Systeme nach den aufgestellten Prüfregeln des Effizienzleitfadens geprüft und veröffentlicht. Damit war es möglich, Systeme untereinander zu vergleichen, was anfangs zwar noch anonym geschah. Mittlerweile sind einige Anbieter, bei denen sich gute Systemeffizienzen ergeben, aus dieser Anonymität hervorgetreten und haben einer Veröffentlichung ihrer Testergebnisse zugestimmt. Damit ist ein Durchbruch gelungen, dass sich das Augenmerk auf die Effizienz der Speichersysteme

verstärkt hat und somit bereits bei der Entwicklung von Speichersystemen an vielen Stellschrauben gedreht wird, um gute Effizienzen zu erreichen – denn mit dieser Transparenz ergeben sich auch Wettbewerbsvorteile. Wer diese Transparenz scheut, hat vielleicht auch etwas zu verbergen.
Der Stromspeicher-Inspektionsbericht ist frei herunterzuladen unter: Stromspeicher-Inspektion 2020 (htw-berlin.de)

Aufstellungsräume

Die baulichen Gegebenheiten für die Aufstellung von Batterien sollten nicht unterschätzt werden. Bleiakkus benötigen einen trockenen und einen entlüfteten Raum (Knallgasbildung). Für Lithium-Ionen-Akkus werden sogar brandsichere Räume diskutiert. Wahrscheinlich sind die Hersteller gefragt, die Entflammbarkeit und Selbstzündung von Batterien konstruktiv zu lösen. Die Auswahl des vorteilhafteren Akkusystems auf Lithiumbasis trägt bereits dazu bei.

Bei der Aufstellung werden prinzipiell zwei Unterbringungsarten unterschieden:

1. Abgeschlossene Räume in Gebäuden
2. Abgeschlossene Batterieschränke/-behälter inner- oder außerhalb von Gebäuden.

Anforderungen, die gleichermaßen für beide Unterbringungsarten gelten, sind beispielsweise die folgenden:

- Es ist zu gewährleisten, dass alle Räume, Schränke und Behälter zu Wartungszwecken zugänglich bleiben.
- Von einer Aufstellung in Wohn- und Fluchtwegebereichen ist abzusehen.
- Es ist zu prüfen, dass der Untergrund am Aufstellort ausreichend tragfähig, vibrationsfrei und eben ist.

- Gegebenenfalls sind Befestigungen und Kippsicherungen anzubringen.
- Freiräume für Kühlluftzufuhr sowie Warmluftabfuhr müssen vorhanden sein; ebenfalls sind die vom Hersteller angegebenen Mindestabstände zu beachten.
- Es ist auf den Ausschluss folgender Faktoren zu achten:
  Luftfeuchtigkeit über 80 Prozent
  Salz- bzw. ammoniakhaltige Feuchtluft
  Direkte Sonneneinstrahlung
  Überschwemmungsgefahr
  Explosionsfähige Atmosphäre
  Starke Span- oder Staubentwicklung
- Außerdem sind in Batterieräumen Warnschilder und -hinweise gemäß DIN EN 50272–1 anzubringen.

Ungeachtet dessen sind die Herstellervorgaben bei der Installation eines Speichers zwingend zu beachten. In der Regel sind hierfür Räume vorzusehen, in denen sich keine brennbaren Materialien befinden und eine gewisse Temperaturkonstanz vorhanden ist.

Li-Ionen-Akkus haben ein recht begrenztes Temperaturfenster für den Betrieb, das heißt für Ladung und Entladung, welches zwischen 10 °C und 25 °C liegen sollte.

Netzanschluss

Die meisten Photovoltaikanlagen laufen im Netzparallelbetrieb, die Wechselrichter speisen in das öffentliche Netz ein.

Bei der Speichernutzung kommt je nach System ein Netzparallel- oder Inselbetrieb in Betracht. Wird der Batteriespeicher genutzt, um das Lastprofil zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen und so den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen, so erfolgt die Installation zunächst nach den Vorgaben des Herstellers und des Netzbetreibers und ist mit der Installation eines PV-Wechselrichters vergleichbar.

Soll der Batteriespeicher auch dazu genutzt werden, um bei einem Ausfall oder dem Nichtvorhandensein der elektrischen

Energieversorgung das Gebäude oder Teile hiervon weiter zu versorgen, wird damit aus normativer Sicht ein „Inselnetz“ gebildet und betrieben. In der Regel kennt man solche Betriebsweisen beim Wochenendhaus oder im Campingbereich. Hier sind entsprechende Regelvorgaben zu beachten, damit der Speicher etwa bei einem Ausfall des öffentlichen Netzes nicht in das öffentliche Netz einspeist.

Cloudlösungen

Besitzer von Photovoltaikanlagen stehen vor dem immer gleichen Problem: Im Sommer wird mehr Strom produziert, als man verbraucht und speichern kann, und im Winter fehlt genügend Stromertrag. Das Modell einer Strom-Cloud oder auch „Solar-Cloud“ genannt, soll da Abhilfe schaffen. Wie geht das und für wen lohnt es sich?

Der Grundgedanke bei der Strom-Cloud ist derselbe wie bei der Daten-Cloud, in der man persönliche Dokumente, Fotos, Videos und andere Daten speichern kann. Hat man auf dem eigenen PC nicht mehr genug freien Speicherplatz, schiebt man die Daten ins Internet auf Server des Cloudanbieters. Will man später dann darauf zugreifen, lädt man sie einfach wieder herunter. Damit das Ganze nicht zu aufwendig ist, werden die Daten in der Regel meist automatisch synchronisiert.

Die Strom-Cloud funktioniert analog nach dem Motto: Im Sommer produzieren, im Winter abrufen. Der Überschuss der im Sommer erzeugten Solarenergie fließt in die Cloud, also übers Stromnetz zum Cloudanbieter. In der sonnenarmen Jahreszeit oder je nach Bedarf, bezieht man – als Teil der Strom-Cloud – wieden dort „gespeicherten“ Strom.

Die Abrechnung erfolgt dabei in der Regel ganz einfach: Hat man am Ende des Jahres mehr Strom eingespeist als verbraucht, bekommt man die Differenz zum aktuell gängigen Preis ausgezahlt; im Umkehrfall bezahlt man diese. Hier bestehen allerdings auch abweichende Angebote.

So ermöglicht es die Strom-Cloud theoretisch, komplett energieautark zu werden und keinen Strom klassischer Anbieter zukaufen zu müssen. Dies bleibt allerdings Theorie, weil auch die ganz großen Anbieter solche Cloud-Dienste anbieten.

Nachteile der Strom-Cloud

Neue Ideen und Geschäftsmodelle hören sich meist gut an. So schön sich das gesamte System Strom-Cloud im ersten Moment liest, muss man sich doch über einige Einschränkungen im Klaren sein. So will natürlich jeder Anbieter Geld verdienen, was sich in einer monatlichen Grundgebühr zeigt, für die in der Regel keine Preisgarantie besteht. Weiterhin schlägt es bisweilen ordentlich zu Buche, wenn man wider Erwarten doch mehr Strom zukaufen muss, als die eigene Cloud zur Verfügung stellt, denn die Preise pro Kilowattstunde sind dann höher als bei einem billigen klassischen Stromtarif.

Viele Anbieter verkaufen Komplettpakete aus PV-Anlage und Strom-Cloud, die für Kunden zunächst komfortabel sind. Oftmals wird damit geworben, für „null Euro“ eine PV-Anlage erwerben zu können. Wichtig dabei zu wissen: Eine Wahlfreiheit bezüglich Photovoltaikhersteller und dem eigenen Speichersystem besteht nicht. Außerdem lassen sich solche Systeme teilweise nur schwer nachrüsten, falls doch einmal mehr Strom gebraucht wird.

Anbieter

Anbieter von Strom-Cloud-Lösungen sind häufig große Energiekonzerne, wie zum Beispiel E.on, und Speicherhersteller – von denen Sie dann den Speicher beziehen müssen. Die Grundgebühren liegen hierbei sehr unterschiedlich zwischen 16 und über 30 Euro pro Monat.

Das Markt- und Wirtschaftsforschungsunternehmen EUPD Research hat Cloud-Lösungen mehrfach geprüft. 2020 kam das Unternehmen zu dem Schluss, dass einige Angebote günstiger sein können, als den restlichen Bezugsstrom über einen herkömmlichen Stromvertrag zu beziehen. Letztendlich ist ein individuelles

Rechenmodell für jeden PV-Anlagenbetreiber notwendig, ob sich eine solche Lösung lohnt. Oder sollten stattdessen andere Lösungen vor Ort (Speichererweiterungen, Anschaffung von E-Fahrzeug) erwogen werden, die letztlich eine günstigere Variante darstellen.

ELEKTROMOBILITÄT

Elektromobilität (E-Mobilität) ist insbesondere dann nachhaltig, wenn der dafür eingesetzte Strom aus erneuerbaren Energien stammt, was sich umkehrt, kommt der Strom aus konventioneller Energieerzeugung. Zudem ist es eine wirtschaftliche Frage, ob man den Strom aus den Gestehungskosten einer PV-Anlage für rund 10 ct/kWh „tankt“ oder aus dem Netz mit einem fast dreimal so hohen Preis bezieht.

Betriebswirtschaftlich betrachtet, ist es bei einer PV-Neuanlage bereits angezeigt, möglichst große Mengen des durch diese produzierten Solarstroms, gegebenenfalls nach einer Zwischenspeicherung, selbst zu verbrauchen (Eigenversorgung) und nur den Überschussstrom einzuspeisen (Überschusseinspeisung). Dabei lohnt die Elektromobilität finanziell bereits in mehrfacher Hinsicht. Ein grober Vergleich:

Technisch gesehen stellt ein elektrisch betriebenes Fahrzeug einen flexiblen Stromverbraucher mit hohem Leistungsbezug dar. Zusammen mit einem guten Lademanagementsystem kann die direkte Nutzung von Solarstrom für das Laden von E-Fahrzeugen bei PV-Eigenversorgungsanlagen helfen, das Lastprofil des Haushalts zu optimieren und somit die Eigenverbrauchsquote zu steigern. Letztendlich ist ein Elektrofahrzeug nichts anderes als ein rollender Stromspeicher.

Vergleich der Treibstoffkosten für einen Renault ZOE pro 100 km

Benzin: 7,0 l/100 km x 1,50 Euro/l	10,50 Euro
Diesel: 5,0 l/100 km x 1,40 Euro/l	7,00 Euro

Elektro (Netzstrom): 16 kWh x 0,30 Euro/kWh	4,80 Euro
Elektro (PV-Strom) 16 kWh x 0,12 Euro/kWh	1,92 Euro

Rechtliche Rahmenbedingungen

Beim Betrieb kombinierter E-Mobilitäts-, Photovoltaik- und Speichersysteme sind verschiedene rechtliche Vorgaben zu beachten, die sich aus den gesetzlichen Anforderungen für die jeweilige Technologie ergeben, aber auch aus dem gemeinsamen Betrieb mit Ladesäulen.

Da wäre zuerst das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Es regelt die technisch-organisatorischen Anforderungen an den Betrieb und die (geförderten) Vermarktungsmöglichkeiten von Strom aus PV-Anlagen. Hierzu wurden bereits einige Überlegungen getroffen, siehe ab Seite 44.

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Als energietechnische Einrichtung unterliegt die E-Ladesäule auch dem Energierecht. Gemäß § 3 Nr. 25 EnWG gilt der Ladepunktbetreiber – und somit der Ladesäulenbetreiber – nach dem Energiewirtschaftsrecht als Letztverbraucher.

Weitere technische Vorgaben ergeben sich aus der 2016 eingeführten Ladesäulenverordnung (LSV). Sie beinhaltet klare und verbindliche Regelungen zu Ladesteckerstandards und Mindestanforderungen zum Aufbau und Betrieb öffentlich zugänglicher Ladepunkte für E-Fahrzeuge. Somit sind private Ladepunkte von der LSV ausgenommen. Die Regelungen hieraus müssen von privaten Ladepunkten nicht beachtet werden.

Bau- und Planungsrecht

Die Errichtung von Ladestationen unterliegt dem Bau- und Planungs- sowie dem Eigentumsrecht, wobei gerade für Bestandsgebäude besondere Vorgaben existieren. So war etwa ein Mieter ohne Zustimmung seines Vermieters nicht berechtigt, bauliche

Veränderungen an der Mietsache vorzunehmen, die für die Errichtung einer Ladeinfrastruktur erforderlich sind. Die Bundesregierung hat Mitte September 2020 ein Gesetz durch den Bundestag gebracht, das Mietern und Wohnungseigentümern das Recht auf die Installation einer Ladestation für ihr Elektroauto zuspricht. Der Vermieter ist demnach für die Umsetzung verantwortlich, während der Mieter die Kosten trägt. Wohnungseigentümern sollen dem Bundesjustizministerium zufolge „bauliche Maßnahmen im individuellen Interesse einzelner Wohnungseigentümer, die zugleich im gesamtgesellschaftlichen Interesse liegen“ künftig erleichtert werden.

Technische Anforderungen

Das technische Design einer E-Ladesäule mit PV-Eigenversorgungsanlagen ergibt sich aus folgenden Kriterien:

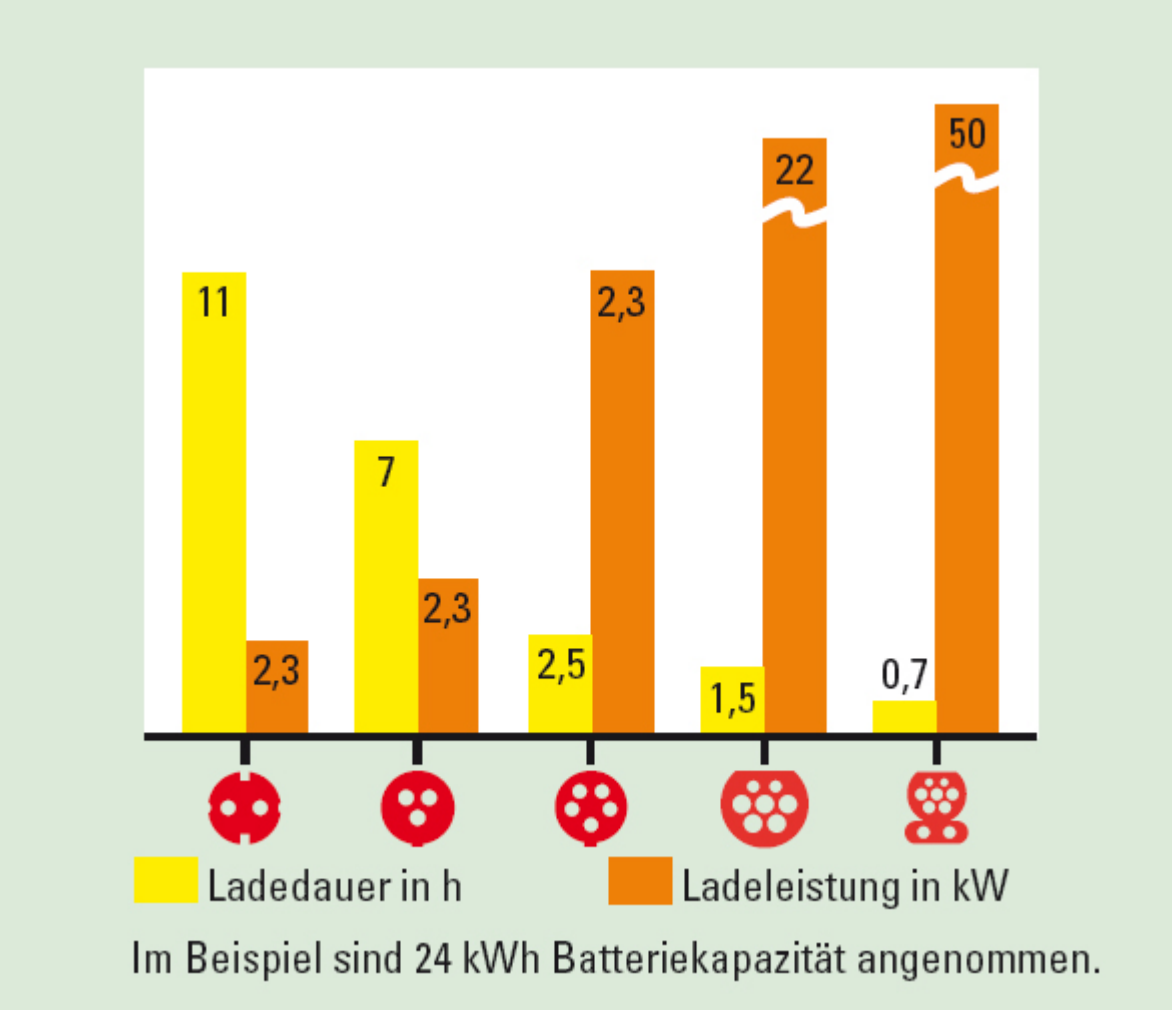
- **Nutzungsart und Nutzerstruktur** (Anzahl der E-Fahrzeuge, Nutzer)
- **Ladebedarf** (u. a. Ladezeiten, Ladeleistung, Reichweiten, Prioritäten)
- **Integration der Ladestationen** in die Gesamtanlage (PV, Stellplatz, Garage)
- **Leistung und Ertrag** der PV-Anlage
- **Leistung und Kapazität** eines potenziellen Batteriespeichers
- **Leistungsfähigkeit des Last- und Energiemanagements**
- **Entfernung zwischen Ladestation und Hausanschlusspunkt**
- **Anforderungen des örtlichen Netzbetreibers** an ein spezielles Messkonzept

In Abhängigkeit von der Ladeleistung unterscheidet man zwei Ladebetriebsarten:

1. die Normalladung mit bis zu 22 kW Ladeleistung und
2. die Schnellladung mit mehr als 22 kW.

Die unterschiedlichen Fahrzeugtypen und -hersteller unterstützen in der Regel mindestens ein (begrenztes) Normalladen. Das

Schnellladen stellt oftmals eine Zusatzoption dar, kann aber auch gar nicht verfügbar sein. Zudem ist zu beachten, dass neben der Ladeleistung je nach Ladebetriebsart und Fahrzeughersteller auch verschiedene Ladestecker zum Einsatz kommen können, sodass die Ladesäule hierauf abgestimmt sein muss.



Ladestation: Elektroauto laden mit Solarstrom (Datengrundlage: ibc solar AG)

Wallbox

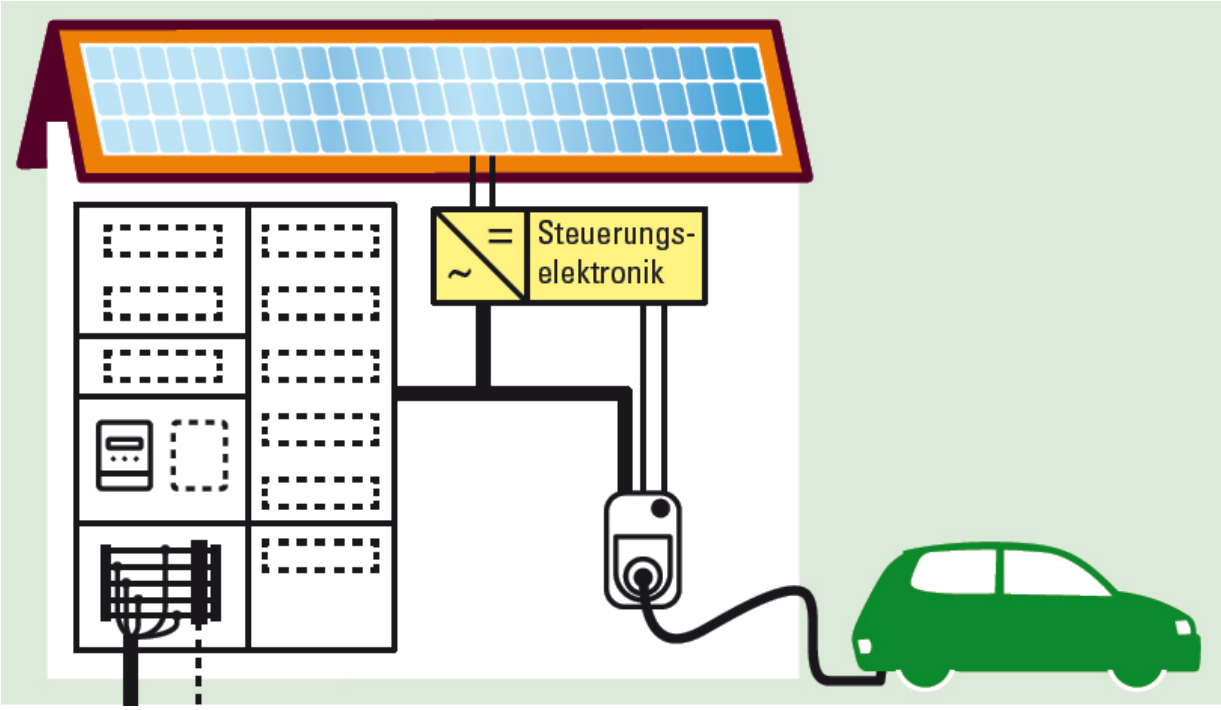
Um PV-Strom von der eigenen PV-Anlage zum Laden des E-Fahrzeuges zu nutzen, wird eine passende Ladeeinrichtung an Stellplatz, Carport oder Garage erforderlich – schon allein um des Landekomforts Willen. Im Vergleich zu einer Haushaltssteckdose kann zudem mit höherer Leistung, besserer Effizienz und in kürzerer

Zeit geladen werden. Wer obendrein besondere Stromtarife abschließt, kann die Wallbox beispielsweise wie einen Timer auf Nachtstrom programmieren. Wallboxen gibt es nicht nur beim E-Auto-Hersteller, sondern auch auf dem freien Markt – zu Preisen ab ca. 300 Euro. Doch Achtung: Die Installation muss hier wie da ein qualifizierter Elektriker übernehmen. Auch über die passende Ladeleistung sollte man sich vorher informieren.

Ladedauer

Die Ladedauer eines Fahrzeugs ergibt sich aus der Fahrzeugbatteriekapazität, der maximal zulässigen Ladeleistung und der Leistung der Ladeeinrichtung bzw. des Netzanschlusses. Sie ist somit individuell unterschiedlich.

Ein Kleinwagen mit einer Ladeleistung von 22 kW kann in weniger als drei Stunden aufgeladen werden.



Steuerung der Ladestation über einen Schaltkontakt

Schnellladevorgänge haben hingegen eine typische Dauer von 20 bis 40 Minuten, abhängig vom Fahrzeug und der Ladestation. Der Ladevorgang wird durch den Nutzer oftmals bei ca. 80 Prozent

beendet, da die Ladeleistung bei hohen Ladezuständen stark abnimmt und sich die Dauer des Ladevorgangs entsprechend überproportional zur geladenen Strommenge verlängert. Hierbei können wiederum abhängig von Fahrzeug und Ladestation bis zu 100 Kilometer Reichweite pro 10 Minuten Ladedauer erzielt werden.

Netzanschluss

Bei entsprechender Ladeleistung muss zur Garage bzw. dem Fahrzeugstellplatz in der Regel ein neues, leistungsfähiges Elektrokabel verlegt werden. So erfordert beispielsweise eine Ladeleistung von 11 kW einen 400-V-Drehstromanschluss und muss mit 16 Ampere abgesichert werden. Eine Leistung von 22 kW erfordert einen 32-A-Anschluss.

Umgangssprachlich spricht man hier von Kraftstrom. Küchenherde, Durchlauferhitzer oder eben die Wallbox für E-Autos werden auf diese Weise dreiphasig angeschlossen. Bei der identischen Absicherung mit 16 Ampere käme man hier rechnerisch auf maximal 11,1 kW. Bei einer 32-Ampere-Dauerlast steigt der Wert auf 22 kW. Mit dieser Ladeleistung wäre der gleiche Akku innerhalb einer guten Stunde wieder voll.

Laden mit PV-Überschuss

Solarstrom aus der eigenen PV-Anlage wird zum Laden des E-Autos genutzt.

Intelligentes Lade- und Energiemanagement

Der Einsatz eines Lastmanagements ist gerade bei PV-Eigenstromverbrauchsanlagen eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Maßnahme. Hierdurch ergibt sich eine optimale Nutzung des selbst erzeugten PV-Stroms. Die Anpassung der Ladeleistung an das Solarstromangebot erhöht damit die Eigenverbrauchsquote gegebenenfalls auch durch ein zusätzliches Speichersystem. Nachfolgend daher einige mögliche technische Lösungen.

Starre Steuerung

Die einfachste Variante mit PV-Überschuss zu laden besteht darin, mit einem Schaltkontakt des Wechselrichters den Ladepunkt zum Laden freizugeben. Sowohl viele Wechselrichter als auch Ladesäulen bieten diese Freigabemöglichkeit technisch an. Dabei kann der Wechselrichter so parametriert werden, dass ab dem Erreichen einer bestimmten Leistung oder eines PV-Ertrags die Ladestation freigeschaltet wird.

Nachteile bzw. Einschränkungen hieraus ergeben sich dadurch, dass

- der aktuelle Hausverbrauch oder Bedarf an Haushaltsstrom unberücksichtigt bleibt,
- keine kontinuierliche Steuerung des Ladestroms ins Fahrzeug erfolgt,
- bei geringem oder keinem PV-Ertrag keine Fahrzeugladung möglich ist.

Werden beispielsweise eine 10-kWp-PV-Anlage und eine 15-kW-Ladestation installiert, so wäre die PV-Anlage nicht in der Lage, die gesamte elektrische Energie für den Ladevorgang des E-Fahrzeugs zur Verfügung zu stellen.

Es handelt sich daher nur um eine Kompromisslösung, bei der zusätzlicher Ladestrom aus dem Energienetz bezogen werden muss. Der Vorteil liegt darin, dass das Verfahren ohne höhere Zusatzkosten angewendet werden kann.

Ein Risikopunkt bleibt: Im Zweifelsfall wird das E-Fahrzeug gar nicht geladen. Benötigt man zu einem gewissen Zeitpunkt einen bestimmten Ladezustand des E-Fahrzeugs, muss die Betriebsart der Ladestation darauf angepasst werden.

Dynamische Steuerung

Bei dieser Variante wird der zulässige und erforderliche Stromwert der Ladestation dem Energieüberschuss der PV-Anlage kontinuierlich angepasst. Dabei wird der Hausverbrauch berücksichtigt und der Ladesteuerung per Kommunikation mitgeteilt,

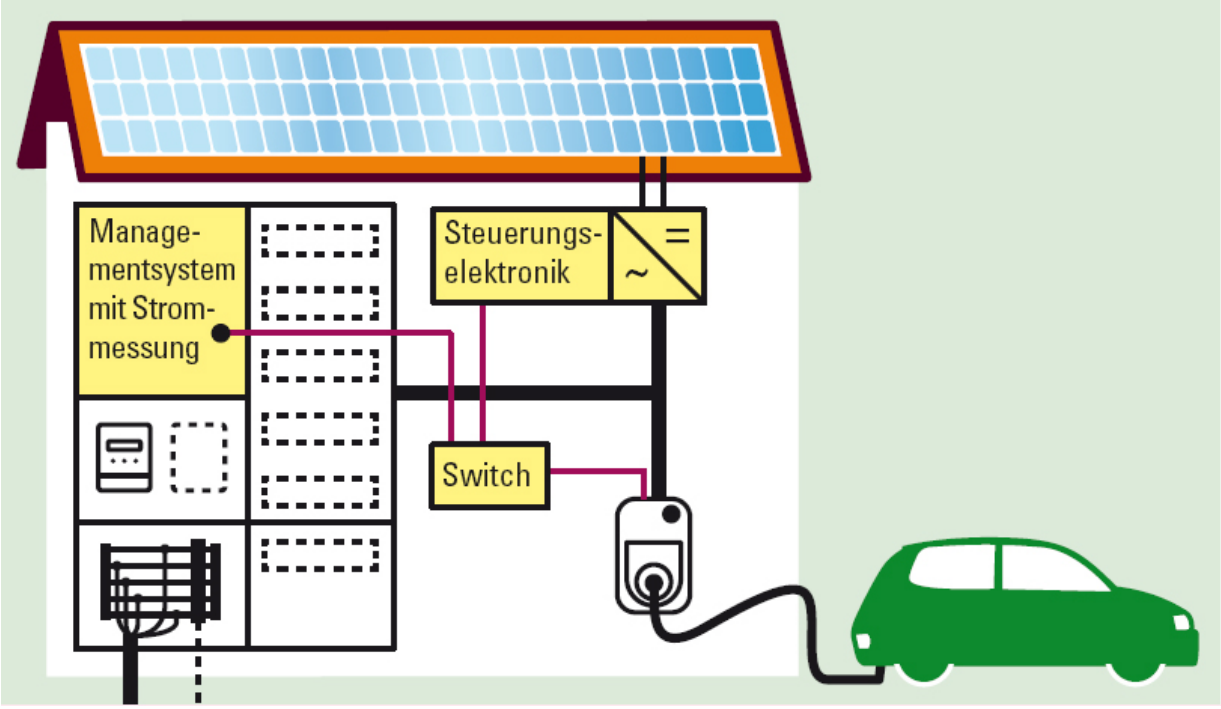
mit welcher Maximalleistung sie aktuell laden darf. Da auch hier in der Regel meist ergänzend Netzstrom für die Ladung des E-Fahrzeugs benötigt wird, bieten solche Systeme zusätzlich die Möglichkeit, den erlaubten Bedarf an Netzstrom zu konfigurieren. So kann zum Beispiel der Ladevorgang mit 80 Prozent Netzstrom und 20 Prozent PV-Strom starten. Steigt der PV-Überschuss, so verringert sich automatisch der Netzbezug. Auch hier besteht die Gefahr, dass das Fahrzeug nur unzureichend oder gar nicht geladen wird. Daher muss eine Umstellmöglichkeit an der Ladestation gegeben sein.

Wetterabhängiges Laden

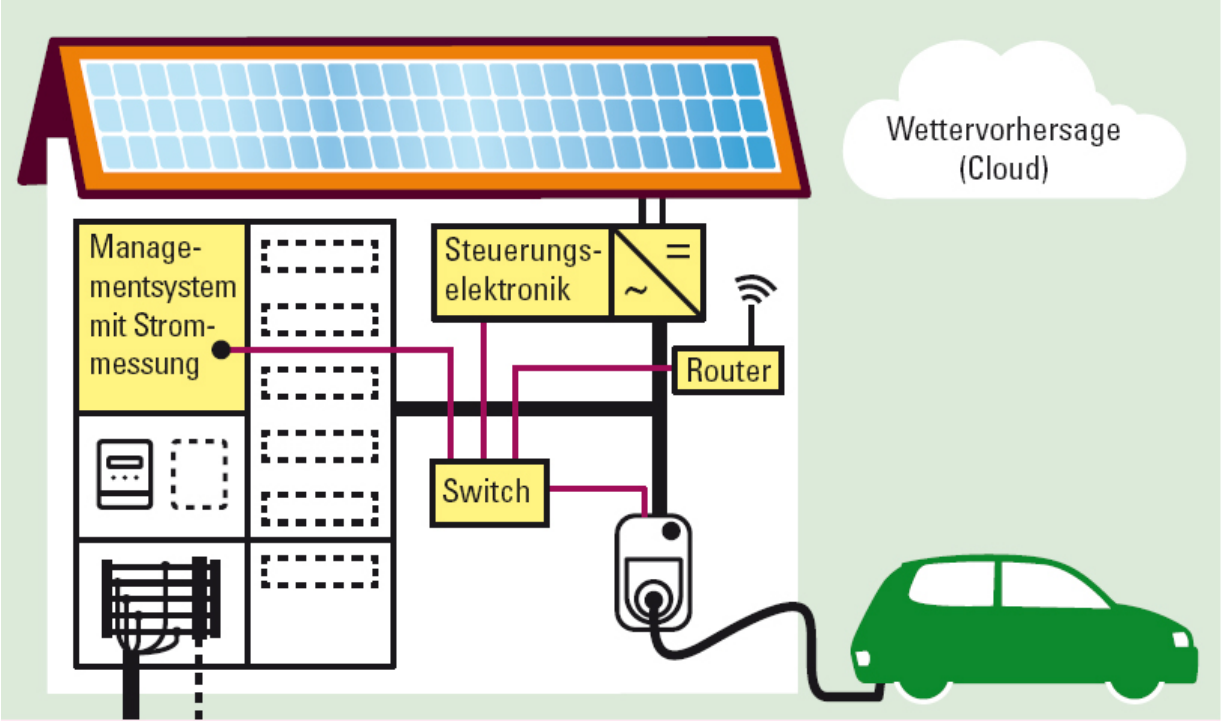
Verschiedene Hersteller bieten Lösungen an, die über das Internet Daten vom Wettervorhersagesystemen beziehen. Wird dem Managementsystem mitgeteilt, welche Energiemenge es am E-Fahrzeug laden soll und wie viele Stunden es dafür Zeit hat, berechnet ein Programm unter Berücksichtigung des Hausverbrauchsprofils, ob der prognostizierte PV-Ertrag ausreichend sein wird. Trifft das nicht zu, lädt das System unter zusätzlichem Netzbezug, wodurch sichergestellt wird, dass das E-Fahrzeug im vorgegebenen Zeitraum auch vollständig geladen ist. PV-Anlagenbetreiber, die bereits ein intelligentes Monitoringsystem unterhalten, können diese Funktion unter Umständen schon nutzen, wenn sie die passende Ladeinfrastruktur dafür wählen.

Einbindung in stationären Stromspeicher

Die bisher genannten Lösungen haben alle den Nachteil, dass in der Nacht keine Sonne scheint oder an bestimmten Tagen die Sonneneinstrahlung für eine volle PV-Leistung und somit Fahrzeugaufladung zu gering ist. Alternativ können daher auch stationäre Stromspeicher in den Ladevorgang eingeplant werden.



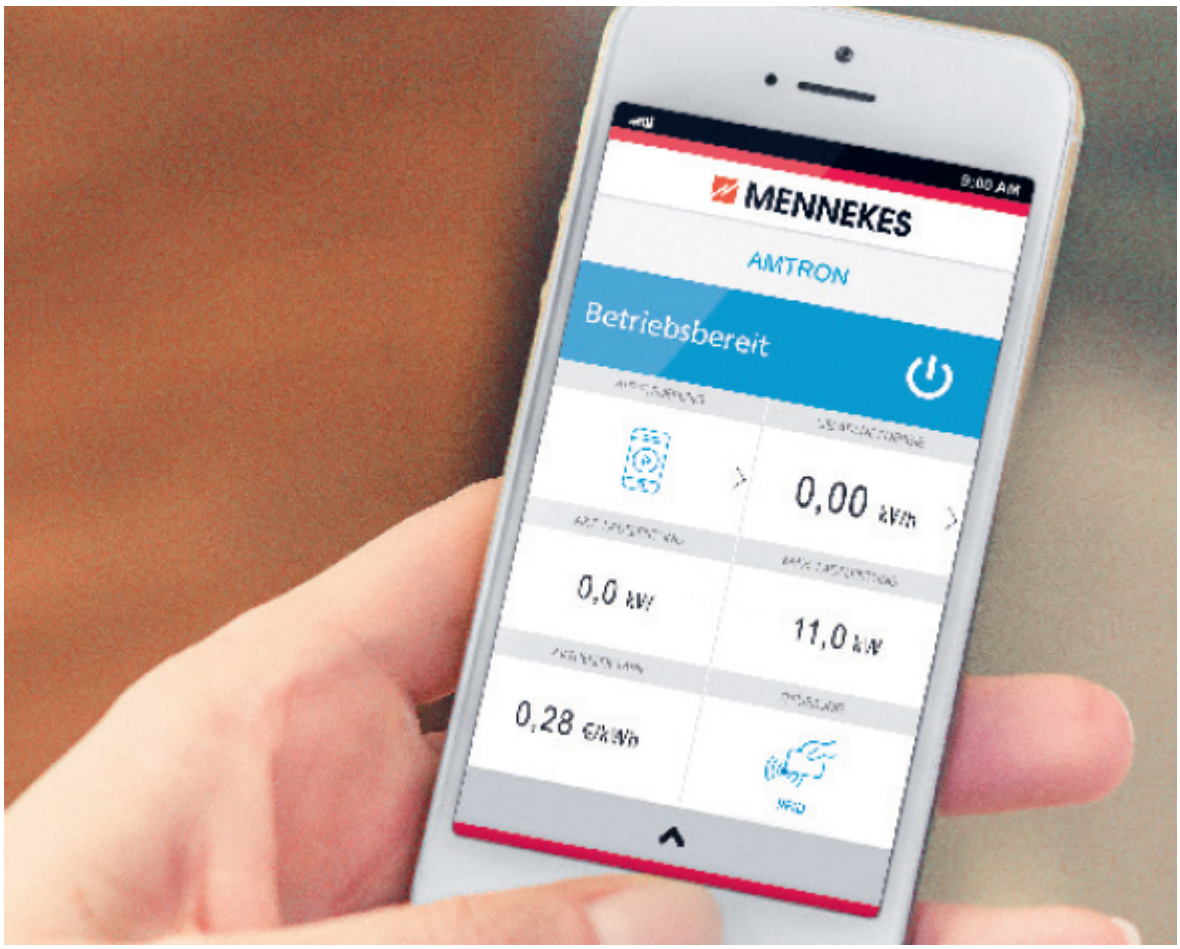
Vom PV-Ertrag abhängige dynamische Ladesteuerung



Von der Wettervorhersage abhängiges Laden

Zu bedenken ist allerdings: Jeder Stromspeicher besitzt nur eine begrenzte Speicherkapazität, die in Heimbereichen meist nicht über 10 kWh hinaus geht. Der Batteriewechselrichter verfügt ebenfalls meist nur über eine begrenzte Leistung. Das Laden von E-Fahrzeugen mit höherer Batteriekapazität wird damit natürlich schwierig bis unmöglich.

Dennoch können stationäre Speicher dazu beitragen, den Netzbezug an Strom für das Laden eines E-Autos zu reduzieren, insbesondere im Sommer, bei geringerem Stromverbrauch im Haushalt. Auch hier sind intelligente Betriebs- und Managementsysteme hilfreich.



Lade-App auf dem Smartphone im Privatbereich

Anforderungen an das Messkonzept

In der Regel ist beim Betrieb einer E-Ladesäule im Bereich eines Einfamilienhauses für den eigenen Bedarf kein anderes Messsystem erforderlich als dasjenige, welches bereits durch den Betrieb der PV-Anlage vorhanden ist und sowohl den Eigenstromverbrauch als auch die Überschusseinspeisung berücksichtigt.

Schwieriger wird es, wenn Sie Ihren Nachbarn mitversorgen wollen oder Ladestationen bei einem Mietshaus mit einer PV-Mieterstromanlage für einzelne Mieter zur Verfügung stehen. Dann greifen Anforderungen, die sich aus den verschiedenen Gesetzen wie EEG, EnWG, MsbG und Mess- und Eichgesetz (MessEG) ergeben. Mess- und Zählerkonzepte können hierbei komplex werden. Auch sind womöglich zusätzliche Abgaben, wie etwa die EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten, jedoch an Dritte gelieferten Strom zu berücksichtigen. Daher sollte das geplante Messkonzept von Konstellationen aus Versorgung der Ladeinfrastruktur mit Strom aus einer eigenen PV-Anlage mit dem Netz- bzw. Messstellenbetreiber vor der Installation unbedingt abgestimmt werden.

Netzanschlussbedingungen

Der Anschluss von Ladestationen für die E-Mobilität sollte ebenfalls mit dem Netzbetreiber abgesprochen werden. Bei einer Bemessungsleistung von mehr als 12 kVA (Kilovoltampere) bedarf die Inbetriebnahme der Ladestationen gemäß § 19 Abs. 2 NAV sogar der expliziten Zustimmung des Netzbetreibers. Die technischen Anschlussbedingungen des örtlichen Netzbetreibers (TAB) müssen beachtet werden. In den TAB werden sowohl allgemein gültige technische Anforderungen wie die TAR 4105 umgesetzt als auch darüber hinausgehende eigene Anforderungen wie z. B. eine Genehmigungspflicht definiert. So müssen Ladestationen und Wallboxen auf privatem Gelände wie im öffentlichen Raum beim örtlichen Netzbetreiber angemeldet werden.

Meldepflichten für Betreiber von E-Ladesäulen

Die wesentlichen Melde- und Anzeigepflichten ergeben sich aus dem EEG, der Netzanschlussverordnung (NAV), der Ladesäulenverordnung (LSV) und den Technischen Anschlussregeln (TAR). Hierbei gilt eine generelle Meldepflicht für Ladestationen ab 4,7 kW beim Netzbetreiber sowie eine Zustimmungspflicht des Netzbetreibers zur Inbetriebnahme bei Ladestationen mit einer Bemessungsleistung von über 12 kVA (§ 19 NAV).

Technische Normen und Gesetze für Ladeinfrastruktur
Die Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektromobilität regeln die VDE-AR-N 4100 „Technische Anschlussregeln Niederspannung“, gegebenenfalls die Ladesäulenverordnung LSV (März 2016) – „Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile“ –, die Netzanschlussverordnung NAV, die einschlägigen Normen der VDE für die Errichtung von Niederspannungsanlagen, die DIN EN 61851–1 (VDE 0122–1) – „Elektrische Ausrüstung von Elektrofahrzeugen – Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge – Teil 1: Allgemeine Anforderungen“ –, das Mess- und Eichgesetz (MessEG) und die Mess-und Eichverordnung (MessEV) – „Technischer Leitfaden Ladeinfrastruktur“ – VDE 2016.

Förderungen

Die Förderung privater Ladestationen für Elektroautos ist Teil des vom Bundeskabinett beschlossenen „Masterplans Ladeinfrastruktur“. 200 Millionen Euro stehen zur Verfügung, wie das Verkehrsministerium Anfang Oktober 2020 bekannt gab.

Der Zuschuss für den Erwerb und die Errichtung eines fabrikneuen, nicht öffentlich zugänglichen Ladepunkts beträgt inklusive des elektrischen Anschlusses 900 Euro. Voraussetzung ist, dass der Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien kommt. Unterschreiten die Gesamtkosten des Vorhabens den Zuschussbetrag, wird keine Förderung gewährt. Ab dem 24. November 2020 konnte man entsprechende Anträge bei der KfW

einreichen. Darüber hinaus sollen bis 2023 auch 50 000 öffentlich zugängliche Ladepunkte errichtet werden. 15 000 davon soll die Automobilwirtschaft bis 2022 beisteuern. Koordiniert wird die Umsetzung der staatlichen Förderung vom Bundesverkehrsministerium. Um Fehlentwicklungen zu vermeiden und Hemmnisse frühzeitig identifizieren zu können, soll der Masterplan für (private) Ladestationen und Wallboxen ab 2021 alle drei Jahre evaluiert werden.

Damit die staatliche Förderung für den Ausbau von privaten und gewerblichen Ladestationen (Wallboxen) fließen kann, hat die große Regierungskoalition im September 2020 das Miet- und Wohnungseigentumsrecht angepasst. Hiernach kann jeder Wohnungseigentümer die Genehmigung für den Einbau einer Ladevorrichtung an seinem Stellplatz verlangen. Auch für Mieter wird mit Inkrafttreten des neuen Gesetzes die Beantragung einer Wallbox einfacher. Bisher waren die rechtlichen Hürden für Eigentümer oder Mieter noch relativ hoch: So konnte etwa in einer Wohnungseigentümergemeinschaft ein Eigentümer nur dann eine Ladesäule aufstellen, wenn alle anderen Eigentümer dieser Gemeinschaft einwilligten. Zudem konnte in einer Mietimmobilie der Vermieter den Bau einer Ladestation verweigern.

Auch in einigen Bundesländern sind oder werden Förderungen aufgelegt. Diese sind sehr verschieden und mit unterschiedlichen Laufzeiten versehen, weshalb an dieser Stelle kein konkretes Programmbeispiel aufgeführt wird. Informieren Sie sich hierzu über das Internet oder bei ihrem Fachbetrieb, der letztlich über die aktuell gültigen Bestimmungen im Bilde sein sollte.

HEIZEN MIT STROM

Wer sich noch an die berühmten Nachtspeicheröfen erinnert, weiß, dass man in früheren Jahren mit einem günstigen Nachttarif relativ wirtschaftlich mit Strom heizen konnte. Spätestens mit den Steigerungen der Energiepreise hat sich dies geändert, weshalb bis vor Kurzem wirtschaftlich nicht mehr darstellbar war, Strom in irgendeiner Form in Wärme umzuwandeln.

Mit der heutigen Preisentwicklung und den zur Verfügung stehenden Techniken bei Photovoltaikanlagen ergeben sich andere Perspektiven. In den letzten Jahren sind die Kosten für Photovoltaiksysteme, insbesondere mit den nachlassenden Preisen bei PV-Modulen, erheblich gesunken. Daher ist heute die Photovoltaik für Anwendungen attraktiv, die früher nicht denkbar gewesen wären – zum Beispiel auch die Warmwasserbereitung. Darüber hinaus ist zu beachten, dass der Wärmemarkt in Deutschland fast doppelt so groß ist wie der Strommarkt. Nach statistischen Auswertungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Arbeitsbereich Energiebilanzen, 2015) wird für die Raumwärme und Warmwasser gut ein Drittel des Energiebedarfs benötigt.

Warmwasserbereitung

Die Warmwasserbereitung erfolgt in der Regel auf verschiedenen Wegen und ist zumeist vom vorhandenen Heizsystem abhängig. Hierbei kennen wir:

- Warmwasserboiler
- Durchlauferhitzer
- Gastherme / Heizanlage

- Pufferspeicher mit verschiedenen Heizmedien (Brennkessel)
- Solarthermie in Kombination mit Pufferspeicher

Bereits die beiden erstgenannten Heizmedien werden ausschließlich mit Strom betrieben. Insofern kann eine installierte Photovoltaikanlage einsparende Auswirkungen auf die Stromkosten haben, wenn deren erzeugter Strom für einen anteiligen Eigenverbrauch genutzt wird. Mit einem installierten Stromspeicher lässt sich der Eigenverbrauch weiter steigern.

Konventionelle Wärmeerzeuger moderner Wohngebäudeheizungen laufen im Sommerbetrieb ausschließlich für den Brauchwasserbedarf, also Warmwasser zum Spülen, für Bad und Dusche, und sind daher oftmals stark taktend bei gleichzeitig schlechten Wirkungsgraden. Variablere und durchaus wirtschaftlichere Lösungen ergeben sich, sobald ein Pufferspeicher vorhanden ist, da dort größere Mengen an Warmwasser aufbereitet werden können. Jedoch ergeben sich auch hier im Sommer Verluste, zum Beispiel durch die gespeicherte Wärme.

Ein effizienteres Verhalten bieten Kombinationen aus verschiedenen Heizmedien im Zusammenhang mit einem Pufferspeicher. Klassisch ist hierbei die Kombination einer üblichen Wohnungsheizung (Ölbrenner, Gasbrenner oder Pelletheizkessel) in Verbindung mit einer thermischen Solaranlage. Die Wärme wird hier auf dem Dach über entsprechende Kollektoren gewonnen und an das Brauchwasser weitergegeben. So unterstützt die thermische Solaranlage den Pufferbetrieb und ermöglicht, die Leistung des Heizkessels zu vermindern oder in den Sommermonaten sogar komplett auszusetzen. Der konventionelle Heizkessel übernimmt in der kalten Jahreszeit einen größeren Anteil an der Brauchwassererwärmung, da die Wärmegewinnung über das Dach ähnlich der Stromerzeugung mit PV von der Sonne abhängig ist.

Eine Heizkombination mit Pufferspeicher bietet also Vorteile, wenn es darum geht, neben einem üblichen konventionellen Heizsystem mit einem günstigen, regenerativen Heizsystem zu unterstützen und somit Kosten zum Beispiel bei Öl und Gas zu sparen. Die übliche Konstellation war bisher die mit einer

thermischen Solaranlage. Bei effizienten Energiesparhäusern ist in den letzten Jahren die Wärmepumpe hinzugekommen.

Kostenvergleich Solarthermie und Photovoltaik?

Seit den günstigen Marktpreisen für PV-Systeme tritt die PV-Anlage vermehrt in Konkurrenz zur thermischen Solaranlage. Die Frage nach der Wirtschaftlichkeit beider Systeme lässt sich nicht ohne Weiteres beantworten, denn das Problem der Antwort liegt oftmals im Detail der Betrachtung. Um eine Aussage zur besseren Wahl treffen zu können, ist die Kosten/Ersparnis-Betrachtung sinnvoll. Beantwortet wird hierbei die Frage, wie viel investiert werden muss und in welchem Maße sich die jeweilige Anlage bezahlt macht. Dies muss allerdings über einen größeren Zeitraum beurteilt werden, da sich die Kosten weder für PV- noch für Solarthermieanlagen innerhalb weniger Jahre amortisieren.

Ein weiteres Problem: Auslegung und Standort der Anlage. In Kombination mit dem individuellen Warmwasserverbrauch verlangt dies nach einer individuellen Aufschlüsselung der Möglichkeiten und Kosten. Nur so lässt sich eine wirklich sinnvolle Aussage zur besseren Wahl treffen.

Investitionskosten thermischer Solaranlagen

Bereits die technische Ausrüstung einer thermischen Solaranlage kann recht umfangreich sein. Angefangen von den Kollektoren (Flachkollektor oder Röhrenkollektor) über die Rohrmontage (Vorlauf, Rücklauf) vom Dach bis zum Keller, einschließlich deren Dämmung, ein Wärmetauscher mit Pumpen für den Vor- und Rücklauf, Ausdehnungsgefäße sowie der entsprechenden Regeleinrichtung. Die Kosten sind vor allem abhängig von der Entscheidung, ob die Solarthermie „lediglich“ für das Warmwasser oder auch heizungsunterstützend arbeiten soll.

Ohne Heizungsunterstützung sind pro Person etwa ein bis eineinhalb Quadratmeter Kollektorfläche nötig. Wenn die Anlage darüber hinaus zum Heizen verwendet wird, kommt man nicht unter drei bis vier Quadratmeter weg. Darüber hinaus gilt: Je schlechter

die Dämmung des Hauses, desto mehr Kollektorfläche wird benötigt. Der Solarspeicher sollte etwa 80 Liter pro Person fassen können, bei Unterstützung der Heizung wesentlich mehr, je nach Gebäudegröße sollte dieser dann etwa dreimal so groß sein.

Die Kosten für Flachkollektoren entsprechen etwa 300 Euro pro Quadratmeter; für Röhrenkollektoren dagegen liegen sie mit etwa 600 Euro pro Quadratmeter deutlich höher. Die Kosten für Montage von Pumpen und Rohren schwanken stark und liegen zwischen 1 500 und 2 500 Euro. Hauptsächlich hängen die Kosten aber davon ab, ob die Heizung mit einbezogen wird oder nicht.

Rechnet man nun ohne Heizungsunterstützung für einen 4-Personen-Haushalt eine fünf Quadratmeter große Flachkollektorfläche, ergeben sich Kosten im Mittel von ungefähr 4 500 Euro.

Ertrag Solarthermie

Wie bei der Photovoltaik ist das Ertragsergebnis bei einer Solarthermieanlage an Ausrichtung und Auslegung gekoppelt. Die Solarstrahlung in Deutschland liegt je nach Region zwischen 900 und 1200 kWh pro Quadratmeter im Jahr. Die Verluste der gesamten Solarthermieanlage können aufgrund ihrer Trägheit und systembedingt (Wärmeverluste, Verluste aus Wärmetauscher etc.) bis zu rund 50 Prozent betragen, sodass der Jahresertrag bei durchschnittlich 450 bis 600 kWh pro Quadratmeter Kollektorfläche liegt.

Eine herkömmliche Solarthermieanlage für einen Vier-Personen-Haushalt mit fünf Quadratmetern Kollektorfläche erzeugt demnach bei optimaler Ausrichtung und angenommenem Wärmeertrag von 700 kWh rund 3500 Kilowattstunden nutzbare Wärme pro Jahr. Mit dieser Menge lassen sich etwa 350 Liter Öl oder 350 Kubikmeter Gas einsparen.

Beispielrechnung: Heizölpreise unterliegen jedoch größeren Schwankungen. Lagen diese im November 2018 noch bei etwa 85 ct/l, betrugen die Kosten im gleichen Monat im Jahr 2020 nur noch die Hälfte. Aufgrund der Einführung weiterer CO_2-Abgaben ist der

Heizölpreis Anfang 2021 wieder stärker gestiegen. Legt man einen mittel- bis langfristigen Heizölpreis von rund 65 Cent pro Liter zugrunde, würde das einer Ersparnis von ca. 230 Euro pro Jahr entsprechen; beim Gaspreis mit Kosten von rund 6 ct/kWh wären dies etwa 21 Euro. Der Betrieb einer solarthermischen Anlage erzeugt aber auch Betriebskosten. Die Umwälzpumpen verbrauchen Strom, die Heizflüssigkeit im Leitungssystem einer Solarthermieanlage muss regelmäßig auf ihre Frostbeständigkeit geprüft und ca. alle fünf Jahre ausgetauscht werden. Insgesamt sind Betriebskosten von ca. 40 Euro pro Jahr zu erwarten.

Im Gesamtergebnis ergibt sich unter Abzug der Betriebskosten also bei einer Ölheizung eine mittlere Kostenersparnis von ungefähr 180 Euro pro Jahr. Legt man eine Nutzungsdauer von 25 Jahren zugrunde, ergibt sich unter Berücksichtigung von Energiepreissteigerungen eine Gesamtersparnis von 5 000–6 000 Euro. Alleine diese Rechnung zeigt, dass die Amortisation einer thermischen Solaranlage nach den aktuellen und zukünftig zu erwartenden konventionellen Heizpreisen 20 Jahre beträgt. Mögliche Instandsetzungsarbeiten (Tausch Kollektoren, Tausch Pumpen) sind hier noch nicht berücksichtigt.

Investitionskosten Photovoltaik

Nutzt man Photovoltaik über den Eigenstromverbrauch zum Heizen, müssen folgende Überlegungen mit einfließen. Je älter eine bereits bestehende PV-Anlage ist, desto höher ist die gesetzliche Einspeisevergütung und desto höher waren auch die Investitionskosten. Es ist daher kaum sinnvoll, wenn die Einspeisevergütung um 40 ct/kWh liegt und man einen Teil des Stromes hieraus für den Eigenverbrauch heranzieht, da die Kosten für diesen noch weit über den üblichen Strompreisen liegen. Die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage für die Warmwasserbereitung und/oder Heizung muss sich daher entweder an einer Neuinstallation und den aktuellen Marktpreisen orientieren oder ist auch bei EEG-ausgelaufenen Anlagen interessant.



AC-gekoppeltes System mit Heizkartusche

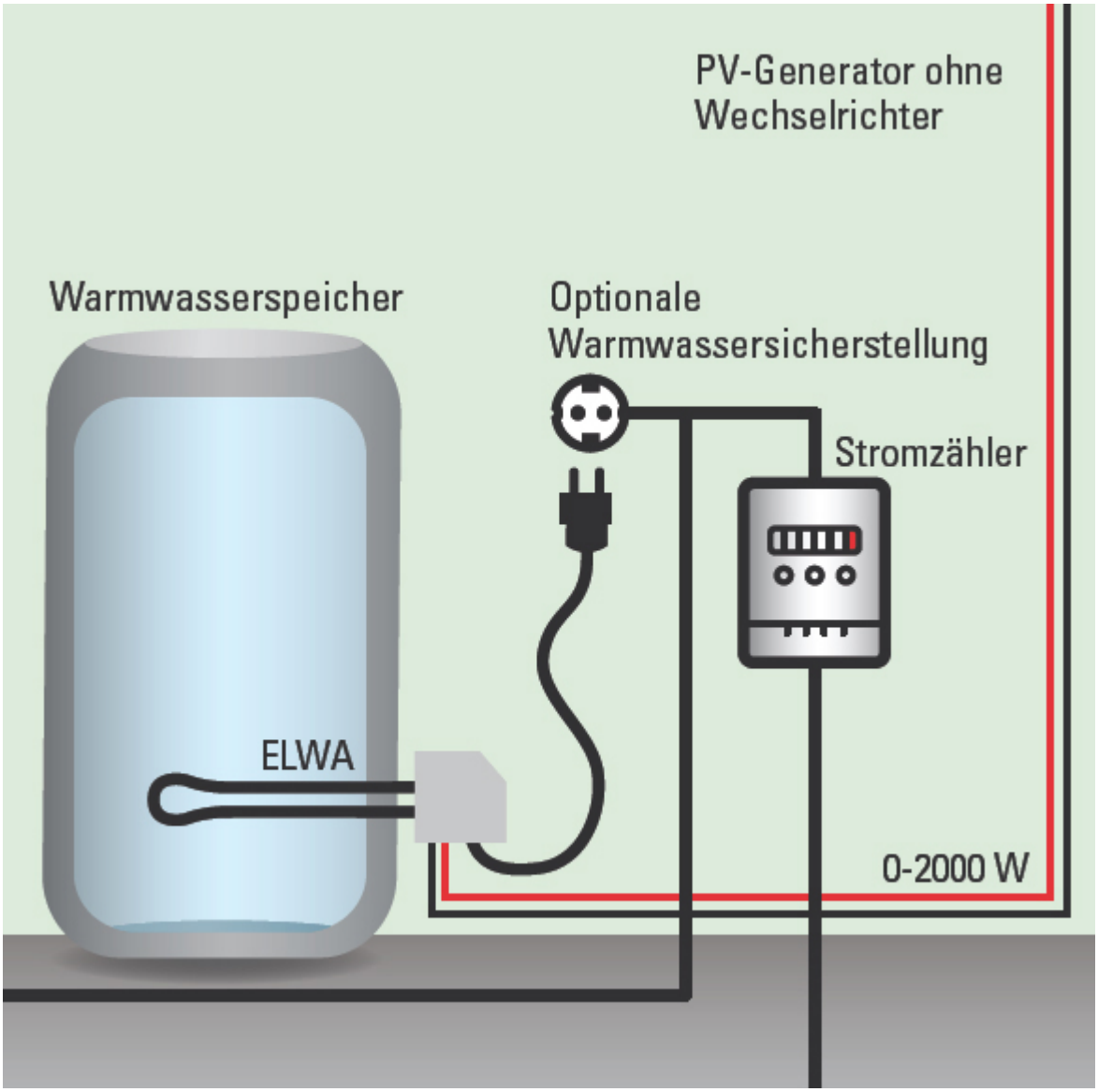
Hierbei gibt es verschiedene Varianten:

- „Konventionelle PV-Anlage“ mit Überschusseinspeisung:
  Hier bestehen die erforderlichen Komponenten aus Kollektor (Module), Verkabelung, Wechselrichter, Smart Meter, Einspeiseverkabelung, Zähler (ggf. mehrere Zähler für Eigenverbrauch und Überschusseinspeisung). Zur Warmwasserbereitung kann ein Heizstab im Pufferspeicher betrieben werden. Hier liegen die Kosten je nach Anlagengröße bei einer 5-kW-Anlage beispielsweise bei ca. 6 000 Euro – ohne Heizstab. Es muss hierbei

sichergestellt sein, dass nur der PV-Überschussstrom zum Heizen Verwendung findet.

- AC-gekoppelte Warmwassersysteme ohne Batteriespeicher:
  Ein kombiniertes Wechselrichtersystem mit Heizkartusche optimiert den Eigenverbrauch in der Weise, dass der von der PV-Anlage erzeugte Strom vordringlich für die strombasierende Haushaltsversorgung und nur nachrangig für die Warmwasserbereitung verwendet wird. Hierbei wird die Heizleistung linear geregelt, sodass möglichst wenig Energie ins Netz eingespeist wird und der Eigenverbrauch deutlich steigt. Netzgekoppelte PV-Anlagen erreichen im Mittel eine Eigenverbrauchsquote von 40 Prozent (ohne Speichersystem). Mit einem speziellen Regelsystem in Verbindung mit Warmwasserbereitung kann der Eigenverbrauch bereits ohne Batteriespeichermedium auf über 70 Prozent erhöht werden. Der Nachteil liegt in den höheren Investitionskosten, die bei einer 5-kW-Anlage je nach verwendetem System um ca. 20 Prozent höher liegen als bei einer konventionellen PV-Anlage. Dem wären neben den Einsparungen konventionellen Brennstoffs auch die Einsparungen der Bezugskosten des Stroms gegenüberzustellen.
- AC-gekoppelte Systeme mit Batteriespeicher:
  Hier handelt es sich um das gleiche System wie zuvor beschrieben jedoch mit dem Unterschied, dass überschüssige Stromenergie in einen Batteriespeicher gespeichert und bei Bedarf entweder für den üblichen Haushaltsstrom oder zum Heizen zur Verfügung steht. Ein solches System eignet sich für größere PV-Anlagen (ab ca. 8 kW). Bedacht werden muss, dass der Pufferspeicher

der Heizanlage bereits eine Art Speichersystem für überschüssigen Strom darstellt. Bei größeren PV-Anlagen ergibt sich aber in der Regel ein noch größerer Überschussstrom, der meist nicht vollständig für Wärmeenergie benötigt wird – zumal in den Sommermonaten. Demzufolge kann ein Stromspeicher sinnvoll sein, wenn dort die überschüssig gespeicherte Energie zum Beispiel nachts zur Verfügung steht. Auch hier liegen die Investitionskosten deutlich höher als bei einer konventionellen PV-Anlage. Dem gegenüber wären neben den Einsparungen konventionellen Brennstoffs auch die Einsparungen der Bezugskosten des Stromes gegenüberzustellen.



DC-Heizsystem mit Heizstab und Regeleinrichtung

- Reine PV-Heizanlage – DC-gekoppelt und netzautark:
  Die einfachste Anwendung einer PV-Anlage für Warmwasser und Heizung ergibt sich durch direkte DC-gekoppelte Systeme. Hier ergeben sich auch erhebliche Einsparpotenziale bei der Investition durch den Wegfall üblicher Komponenten wie Wechselrichter und Stromzähler nebst Verteilung. Solche Systeme arbeiten lediglich mit einem Heizstab, der direkt in den

Pufferspeicher eingebaut und allein mit PV-Gleich-strom betrieben wird. Neben den PV-Modulen und der Gleichstromverkabelung sind keine weiteren Installationen erforderlich. Der Nachteil solcher Systemen ist darin zu sehen, dass diese von der Leistung ausschließlich von der parallel erzeugten Energie der PV-Anlage abhängig sind und ausschließlich der Warmwasserbereitung dienen – also keinen weiteren Überschussstrom für den Haushalt zur Verfügung stellen. Sinnvoll können solche Systeme zum Beispiel dort eingebunden werden, wo bereits eine vorhandene PV-Anlage existiert, aber noch kleine Restdachflächen frei sind. Auch bei PV-Neuanlagen kann ein solches System wirtschaftlich sinnvoll sein. Bei richtiger Auslegung können mit solch einfachen Systemen 100 Prozent Eigenverbrauch erzielt werden. Mit weiteren Optionen wie der Kombination mehrerer Heizstäbe lässt sich ein solches System beliebig ausbauen.

- Netzautark mit Batteriespeicher

Ähnlich wie bei den beschriebenen DC-gekoppelten Systemen mit Batteriespeicher kann mit der zusätzlichen Installation eines Batteriespeichers eine weitere Variante zur Anwendung kommen.
Hier wird der direkt von den PV-Modulen erzeugte und für die Warmwasseraufbereitung noch überschüssige Strom gespeichert und bei Bedarf direkt wieder an das Heizsystem abgegeben. Auch hier steht sowohl die von den PV-Modulen als auch vom Speichersystem gespeicherte Energie ausschließlich der Warmwasserbereitung zur Verfügung und nicht dem üblichen Haushaltsstrombedarf. Dabei ist jedoch

insbesondere zu berücksichtigen, ob das Energieangebot der PV-Anlage wirklich einen Batteriespeicher sinnvoll erfordert, insbesondere wenn im Sommer bereits ein hoher Wärmeüberschuss entsteht. Klug ist eine derartige Konstellation meist bei kleinen Pufferspeichern, die tagsüber schnell aufgeladen sind, deren Warmwasser allerdings auch schnell wieder verbraucht wird. Hier ist ein „Nachladen“ nachts vorteilhaft. Wirtschaftlich wäre aber zu überlegen, anstatt eines Batteriespeichers gleich in einen größeren Pufferspeicher zu investieren, da dessen Kosten derzeit noch deutlich niedriger liegen als bei einem Batteriespeicher.

Vergleich – Photovoltaik und Heizen mit Solarthermie

Beim Vergleich zwischen PV-Heizsystemen und Solarthermie spielen viele Faktoren eine Rolle, angefangen bei der zur Verfügung stehenden Dachfläche, dem Energie- und (bestehenden) Heizkonzept des Gebäudes sowie dem Aufwand möglicher Nachrüstungen.

Kostenvergleich

Wie bereits erwähnt, liegt der reale Ertrag einer Solarthermieanlage bei 450 bis 600 kWh pro Quadratmeter Kollektorfläche und bei einer Photovoltaikanlage zwischen 800 kWh und 1 100 kWh pro kWp. Beides kann nicht direkt verglichen werden. Umgerechnet auf den Quadratmeter Modulfläche bei einem derzeit handelsüblichen leistungsstarken PV-Modul (Abmessung: 1,66 m x 0,99 m = ca. 1,6 m^2, bei einer Leistung von 330 Wp = ca. 205 Wp/m^2 sowie einem mittleren Ertrag von 950 kWh/kWp) ergibt sich ein Ertrag von 195 kWh/m^2. Demzufolge ist eine thermische Solaranlage im Wirkungsgrad (bezogen auf die Kollektorfläche) als effizienter zu bezeichnen als eine zu vergleichende PV-Anlage.

Legen wir diesen Vergleich mit der zuvor beschriebenen fünf Quadratmeter großen Kollektorfläche der solarthermischen Anlage zu Grunde, wird durch eine gleich große PV-Anlage eine Jahresenergieleistung von 975 kWh erzeugt (bei einer Fläche von fünf Quadratmetern entspräche dies ca. 1 025 Wp Modulleistung). Hieraus ergeben sich unter Zugrundelegung der gleichen Parameter Einsparungen von ca. 103 Litern Heizöl und 67 Euro pro Jahr (bei 65 ct/l). Bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahren liegt hier die Einsparung inklusive Energiekostensteigerung bei etwa 1 800–2 100 Euro. Legt man bei einer 1-kWp-PV-Anlage samt erforderlichem Heizstab Kosten von 2 000 Euro zugrunde (ohne erforderlichen Wechselrichter + DC-Heizstab mit 2,5 kW), ergeben sich je nach Entwicklung der konventionellen Heizkosten ähnlich lange Amortisationszeiten wie bei der thermischen Solaranlage.

Interessant wird die Photovoltaik aber dann, wenn man einen größeren Generator installieren kann. Ausgehend von einer 6-kWp-Aufdachanlage, was ca. 30 qm Modulfläche entspricht, ergeben sich Investitionskosten (ohne Wechselrichter + DC-Heizstab mit 2 x 2,5 kW) von ungefähr 7 500 Euro. Diese Anlage erzeugt bei unterstellten 950 kWh/kWp ca. 5 700 kWh Strom pro Jahr, der direkt und durch den Heizstab weitgehend verlustfrei in Heizenergie zur Warmwasserbereitung umgesetzt wird. Die Ersparnis gegenüber Heizöl liegt bei 570 Litern pro Jahr und entsprechenden Kosten von 370 Euro (bei 65 ct/l). Bei 20 Jahren Nutzungsdauer ergeben sich unter Berücksichtigung von Energiekostensteigerungen Einsparungen von zwischen 10 000 und 11 000 Euro. Insofern fällt die Amortisationszeit 14 bis 15 Jahre günstiger aus als bei einer reinen solarthermischen Anlage. Es wird jedoch genügend Platz auf dem Dach benötigt.

Noch besser schneidet ein Vergleich bei einer kombinierten Nutzung der PV-Anlage für konventionellen Eigenstromverbrauch und Heizen aus. Geht man hier von einer üblichen 10-kWp-Anlage aus, kann durch die Kombination von selbst verbrauchtem Haushaltsstrom, Stromspeicher und Heizstrom die Eigenverbrauchsquote weit nach oben geschraubt werden. Der Haupteinspareffekt einer neuen PV-Anlage liegt sicherlich bei der

Ersparnis der Kosten aus dem konventionellen Strombezug (aktuell ca. 30 ct/kWh). Gleichzeitig könnte man mit einer KWh PV-Strom auch rund 0,1 Liter Heizöl einsparen. Bei 65 ct/l läge die Kostenersparnis beim Heizöl lediglich bei ca. 6,5 ct/kWh PV-Strom. Fällt die gesetzliche Einspeisevergütung aber weiter und steigen die konventionellen Heizkosten, wird die komplette Nutzung des PV-Stroms sicher interessanter als eine Teileinspeisung ins öffentliche Netz.

Technischer Vergleich

Darüber hinaus sind im Vergleich zwischen thermischer Solar- und Photovoltaikanlage folgende Aspekte und Vorteile einer PV-Anlage für Warmwasserbereitung zu beachten:

- Durch den Wegfall der Rohrleitungen und Dämmung wird erheblicher Installationsaufwand eingespart. Gleiches gilt für den Entfall von Elementen wie Pumpen, Ventilen, Ausdehnungsgefäßen und Frostschutzgemischen.
- Eine thermische Solaranlage wird über einen Fühler gesteuert, der sich in einem Kollektorfeld befindet. Dieser steuert die sogenannte Anlauftemperatur, d. h. diejenige Temperatur, bei der die Umwälzpumpe anspringt und die thermische Solaranlage sozusagen zu laufen beginnt. Die Starttemperatur liegt in der Regel zwischen 40 und 50 °C. Insofern sind für den Betrieb einer thermischen Solaranlage weitgehend sonniges Wetter bzw. wärmere Temperaturen erforderlich, Photovoltaikmodule erzeugen dagegen auch bei Bewölkung Strom; zwar im unteren Leistungsbereich, aber dennoch wird Energie erzeugt und beim Heizeinsatz in Wärme umgewandelt.



Solarthermieanlage auf einem Flachdach

- Der Wirkungsgrad eines Heizsystems ist unabhängig von der Speichertemperatur. Dies bedeutet bei einer thermischen Solaranlage, dass die Erwärmung von zum Beispiel 30 °C „kaltem“ Wasser bei einer vorhandenen, vom Kollektor erzeugten Temperatur von beispielsweise 70 °C sicherlich effizienter ist, als wenn bereits warmes Wasser von 60 °C mit der gleichen Kollektortemperatur weiter erwärmt werden soll. Bei einem elektrisch betriebenen Heizstab ist dies völlig unabhängig, da hier die Erwärmung des Wassers nicht durch Temperaturaustausch zustande kommt, sondern durch direkt abgegebene Heizenergie.
- Bei niedrigen Außentemperaturen ist eine elektrische Heizung effizienter als eine solarthermische Aufheizung von Brauchwasser. Unter ungünstigen Umständen wird bei einer Solarthermieanlage aufgeheiztes Wasser über den Kollektor in die Umwelt „verheizt“.

  Dies ist zum Beispiel dann der Fall, wenn der konventionelle Heizkessel den Pufferspeicher am frühen Morgen auf die üblich vorgegebene Solltemperatur von 60 °C aufheizt, kurze Zeit

später dann die thermische Solaranlage bei 40 °C oder 50 °C Kollektortemperatur ebenfalls den Ladekreislauf beginnt. Damit kann unter ungünstigen Umständen höher temperiertes Brauchwasser aus dem Pufferspeicher gezogen und über den Kollektor in die Umwelt „verheizt“ werden. Selbst bei Absinken der Temperatur im Pufferspeicher durch Brauch- oder Heizwasserentnahme auf 50–40 °C ist die Effizienz der Solarthermieanlage eingeschränkt, da der Temperaturunterschied noch sehr gering ist. Eine Verbesserung kann sich allenfalls ergeben, wenn entsprechende Regeleinrichtungen vorhanden sind, die die Solarthermieanlage bei einer hohen Puffertemperatur ausbremsen. Damit reduziert sich die Effizienz der Solarthermieanlage jedoch weiter. Eine primäre Steuerung der konventionellen Heizanlage, die der Solarthermieanlage den Vortritt gibt, kann letztendlich zu erhöhten Taktungen des Heizkessels führen, was wegen des Effizienzverlusts nicht gewünscht ist.

- Ein weiterer Gesichtspunkt ergibt sich bei der Effizienz der Solarthermieanlage im Hinblick auf ihre hydraulische Funktionsweise. Der Pufferspeicher funktioniert nach dem Schichtenprinzip. Im oberen Bereich befindet sich das Wasser mit der höchsten Temperatur, wogegen nach unten hin sich die kälteren Wasserschichten einstellen. Neben den Verlusten durch die erforderlichen Umwälzpumpen und Rohrleitungen können sich je nach Konstellation auch Effizienzverluste im Pufferspeicher ergeben. Durch den Pumpenkreislauf wird in der Regel kälteres Wasser aus den unteren Wasserschichten des Pufferspeichers gezogen, in den Kollektorflächen erwärmt und dann etwa in die mittleren Höhenschichtungen des Pufferspeichers wieder hineingepumpt. Durch den Pumpenkreislauf können sich im Pufferspeicher Verwirbelungen ergeben, sodass eine effiziente Temperaturschichtung verhindert wird. Demzufolge wird bereits wieder vermischtes wärmeres Wasser in die Heizkollektoren gepumpt – mit der Folge, dass die Effizienz der Solarthermieanlage sinkt. Bei einem Heizstab gibt es keine hydraulischen Verwirbelungen; hier wird das geschichtete untere und somit kälteste

Wasser im Pufferspeicher erwärmt, welches dann aufgrund der physikalischen Eigenschaften weiter nach oben geschichtet wird.



Zwei Puffer einer Heizungsanlage mit 2 000 Litern Gesamtkapazität (Heizungsanlage mit Scheitholzvergaser)

- Bei der Verwendung von PV-Modulen zur reinen Warmwassererwärmung ohne Netzanschluss ist der Hauseigentümer frei in seiner Wahl, was Anlagengröße, Modultausch, Erweiterung oder Verringerung der PV-Leistung angeht. Hier zählen weder das EEG noch eventuelle Vorgaben des örtlichen Netzbetreibers, wenn der Strom autark ohne Netzanschluss verwendet wird. Dies bedeutet, dass nicht nur technische Hürden entfallen, sondern auch bürokratische.
- Einige Anbieter von PV-Heizsystemen verwenden Umwandlungssysteme mit zwei oder sogar drei Mpp-Eingängen. Hier wird die Nutzung von PV zum Beispiel auf einem Einfamilienwohnhaus durch die Möglichkeit der Nutzung

verschiedener Ausrichtungen der angeschlossenen Module effektiv und vielfältig. So ist die gleichzeitige Nutzung von Dachrestflächen auf der Ostseite, Westseite und zugleich Südseite (zum Beispiel Balkon oder Fassade) möglich.

Beachtung technischer Bedingungen

Trotz eines möglichen Entfalls des EEG und nicht ausgeführtem Netzanschluss bei einer solchen PV-Nutzung sind die einschlägigen Vorschriften für die Installation einer PV-Anlage zu beachten. Darüber hinaus können auch andere Vorschriften Geltung haben, die nicht im direkten Zusammenhang mit der Errichtung einer reinen PV-Anlage stehen, so zum Beispiel die DIN EN 60335–2–21 („Sicherheit elektrischer Geräte für den Hausgebrauch und ähnliche Zwecke – Teil 2–21: Besondere Anforderungen für Wassererwärmer (Warmwasserspeicher und Warmwasserboiler)“). Soweit in den Pufferspeicher oder das bestehende Heizungssystem eingegriffen wird, empfiehlt es sich, einen Heizungsfachmann heranzuziehen.

Kostengünstige Alternative zum Stromspeicher

Aus der betrachteten Nutzung von PV-Anlagen zum Heizen ergibt sich mit dem Medium des Pufferspeichers auch eine kostengünstige Alternative zur „Stromspeicherung“. Werden mit einem PV-System plus Stromspeicher Autarkiegrade von bis zu 70 Prozent erreicht, können solche auch mit Pufferspeichern für Warmwasser erreicht werden, wenn über eine Regeleinrichtung oder in Kombination mit einem Wechselrichter und Heizkartusche überschüssige Stromanteile der PV-Anlage nach dem elektrischen Eigenverbrauch als Heizenergie in den Pufferspeicher geheizt werden. Unter gegebenen Umständen kommt man hierbei sogar ohne Überschussnetzeinspeisung aus – mit einem Deckungsanteil von bis zu 100 Prozent der PV-Anlage für den Eigenbedarf.

Eigennutzung nach EEG-Vergütungszeit

Viel interessanter wird die thermische Nutzung von PV-Anlagen, wenn bei vorhandenen PV-Anlagen in den kommenden Jahren die

EEG-Vergütung ausläuft. Für größere Anlagen ergibt sich zwar eine relative gute Autarkie im reinen Eigenstromverbrauch im Haushaltsbedarf. Jedoch bleiben sicherlich auch größere Teilmengen an Überschussstrom übrig, welche dann gegen eine noch ungewisse Vergütung in das Netz eingespeist werden müssen. Eine Verbindung mit der Erwärmung von Heizwasser stellt hier eine sinnvolle und effiziente Alternative für den von der PV-Anlage erzeugten Strom dar. Dabei gibt es sicherlich eine Vielzahl von Kombinationen mit der Aufteilung größerer Anlagen für den reinen Eigenstrombedarf und die Warmwassererwärmung.

STECKER-SOLARGERÄTE

Der Begriff „Stecker-Solargeräte“ oder auch „Balkon-Module“ taucht immer häufiger in den Medien auf. In Fachkreisen wird und wurde dieser bereits seit mehreren Jahren diskutiert und steht mehr oder weniger für eine „Rebellion“ zum Vorantrieb der Photovoltaik in Deutschland.

Bei Stecker-Solargeräten handelt es sich um den Betrieb eines einzelnen oder weniger Module, also „Kleinstanlagen“ – die über eine Steckverbindung in eine Steckdose eines Haushaltsstromkreises direkt angeschlossen werden, um somit den erzeugten Strom in das Wohnungsstromnetz einzuspeisen, der als sofortiger Eigenverbrauch zur Verfügung steht. Eine Einspeisung in das öffentliche Netz ist damit nicht möglich!

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, auch ohne eigenes Dach oder bei bereits belegter Dachfläche Strom selbst erzeugen, den eigenen Strombezug zu reduzieren und damit selbst „Energiewender“ zu werden. Auch der Spaßfaktor spielt hier eine nicht zu vernachlässigende Rolle, denn selbst Strom zu erzeugen und damit Stromkosten zu sparen sollte jedem entsprechende Freude bereiten.

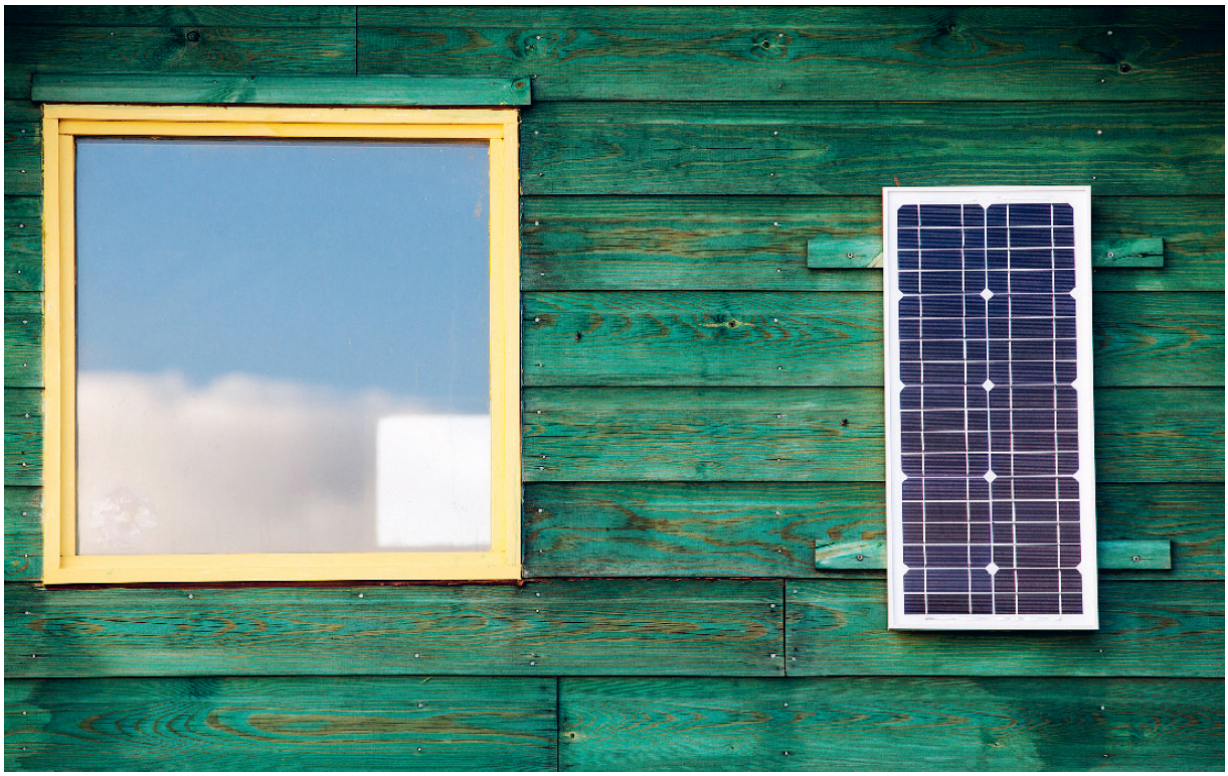
Gerade bei Kleinstanlagen ist das Marktpotenzial enorm groß. Derzeit sind in Deutschland rund 100 000 solcher Anlagen in Betrieb, in Europa weit mehr; die Nutzung in Portugal, Österreich und der Schweiz schon länger problemlos möglich.

Aus technischer Sicht werden hierzu benötigt:

- Ein, zwei oder drei Module
- Modulwechselrichter
- Verkabelung

- Befestigungssystem (Dach, Fassade, Balkon)
- Spezielle Steckvorrichtung

Die Anbringungsorte sind vielfältig. Ob auf dem Dach, an der Fassade, auf der Garage, am Balkon oder in den Garten gestellt.



Solaranlage ohne Dach

Rechtliche Rahmenbedingungen

Bevor wir zur Technik kommen, gelten auch bei Stecker-Solaranlagen rechtliche Rahmenbedingungen, die zu beachten sind:

- Grundsätzlich handelt es sich auch bei diesen Kleinstanlagen um EEG-Anlagen, selbst wenn diese nicht ins öffentliche Netz einspeisen. Hinsichtlich der Anlagengröße kennt das EEG keine Bagatellgrenze.
- Beim Baurecht sind ähnliche Vorgaben zu beachten wie bei größeren PV-Anlagen. Hierzu gehört u. a. die Beachtung des Denkmal- und Ensembleschutzes. Zudem darf die Anlage nichts und niemanden gefährden. Dies bedeutet, dass eine

sturmsichere Befestigung sowie eine entsprechende elektrische Sicherheit gewährleistet sein müssen. Das lose Aufstellen auf einem Garagendach entspricht daher nicht diesen Forderungen. Aufgestellte Anlagen sind entsprechend zu befestigen oder zu beschweren, damit diese nicht vom Wind umstürzen oder weggeweht werden.

Interessant sind solche Kleinstanlagen natürlich für Haushalte, die kein eigenes Dach zur Verfügung haben, wie zum Beispiel Mieter oder Besitzer von Eigentumswohnungen. Das Anbringen von Modulen an der Fassade oder am Balkon einer Mietwohnung geht jedoch nicht ohne Einwilligung des Vermieters. Dementsprechend sind die Mietverträge genau zu lesen. In den meisten Fällen ist die Zustimmung des Vermieters/der WEG-Gemeinschaft gefordert, denn die äußere Optik des Gebäudes, wie zum Beispiel die Fassade, ist nicht Mietobjekt, sondern gehört zum Gemeinschaftseigentum der Eigentümergesellschaft. Ein Anbringen der Module stellt daher zumindest eine optische oder auch bauliche Veränderung dar.

Auch einige technische Normen sind zu beachten. Der Anschluss von Stecker-Solargeräten war in Fachgremien lange Zeit umstritten. Insbesondere ging es um die elektrische Sicherheit. Unterschiedliche Meinungen trugen auch zur Verbreitung bei, solche Anlagen wären nicht erlaubt. Dies gehört jedoch aufgrund mittlerweile einheitlicher Regelungen der Vergangenheit an. Nach einer im Mai 2018 veröffentlichten Vornorm (VDE V 0100–551–1), die als aktueller Stand der Technik gelten kann, dürfen Stecker-Solargeräte in vorhandene Endstromkreise einspeisen. Dabei ist die Einspeisung bzw. der Anschluss nur mit einem speziellen Stecker erlaubt. Zudem darf nur eine Stromerzeugungseinrichtung pro Stromkreis angeschlossen werden.

Bei der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105:2018 handelt es sich um eine aktuelle normative Anwendungsrichtlinie, die explizit Stecker-Solargeräte beinhaltet. Sie ist nach einer Übergangsfrist seit April 2019 in Kraft. Darin enthalten: ein einseitiges Inbetriebsetzungsformular, das für die Praxisanwendung vorgeschlagen wird. Aus dem Inhalt geht hervor, dass, wenn eine

steckerfertige Erzeugungsanlage über eine vorhandene, spezielle Energiesteckdose (zum Beispiel nach VDE V 0628–1) angeschlossen und ein Zweirichtungszähler auf dem zentralen Zählerplatz vorhanden ist, im Inbetriebsetzungsprotokoll die Unterschrift des Anlagenerrichters und die Angaben zu diesem entfallen dürfen. Dies gilt aber nur bis zu einer Anschlussleistung von maximal 600 Watt je Anschlussnutzeranlage. Unter diesen Voraussetzungen darf ein Stecker-Solargerät auch von einem Laien angeschlossen werden, da die „Plug-in-Lösung“ bei einem Fertigprodukt keiner Elektrofachkraft bedarf.

Um möglichen Sicherheitsaspekten aus dem Weg zu gehen, hat man sich auf einen speziellen Anschlussstecker geeinigt: einen Wieland-Stecker (Wieland RST 20) Schuko-Stecker (CEE 7 Typ F). Der Anschluss an eine Mehrfachsteckdose darf hierbei nicht erfolgen.

Zählertausch

Es gibt Zähler, die rückwärts laufen können, und solche mit gesperrtem Rücklauf. Rückwärts laufende Zähler sind beim Anschluss der Stecker-Solargeräte offiziell nicht erlaubt! Trägt Ihr Zähler das nebenstehende Symbol, ist eine Rücklaufsperre schon eingebaut.

Die Rücklaufsperre soll eine Verfälschung der aus dem Netz bezogenen Strommenge verhindern – es ergäben sich falsche Werte und Auswirkungen u. a. auf die Stromsteuer.

Viele Netzbetreiber fordern beim Anschluss von Stecker-Solargeräten einen Zählertausch bis hin zu einem Zweirichtungszähler. Da sich der Zähler meist im Eigentum des Netzbetreibers befindet, sollten keine Kosten für den Tausch anfallen. Manche Netzbetreiber gehen damit jedoch nicht einheitlich um. So kann es passieren, dass der Tausch des Stromzählers durch Sie als Kunden zu beauftragen ist, was eine Kostenpflicht nach sich ziehen kann.

Hinweis zum Smart Meter

Seit Kurzem ist der sogenannte Smart-Meter-Roll-out im Gange. Dabei werden in den kommenden Jahren (bis 2032) deutschlandweit schrittweise die üblichen Stromzähler durch neue elektronische Zähler mit Datenauslesung (Smart Meter) ersetzt. Freiwillig ist dies jetzt schon möglich. Vordringlich werden die Zähler in Haushalten oder bei Verbrauchern mit hohen Jahresverbräuchen getauscht. Bei Haushalten mit weniger als 6 000 kWh Jahresverbrauch erfolgt der Zählertausch zeitlich später. Bei Mietobjekten kann sich der Mieter nicht dagegen wehren, wenn der Vermieter umstellt.

Anmeldung beim Netzbetreiber

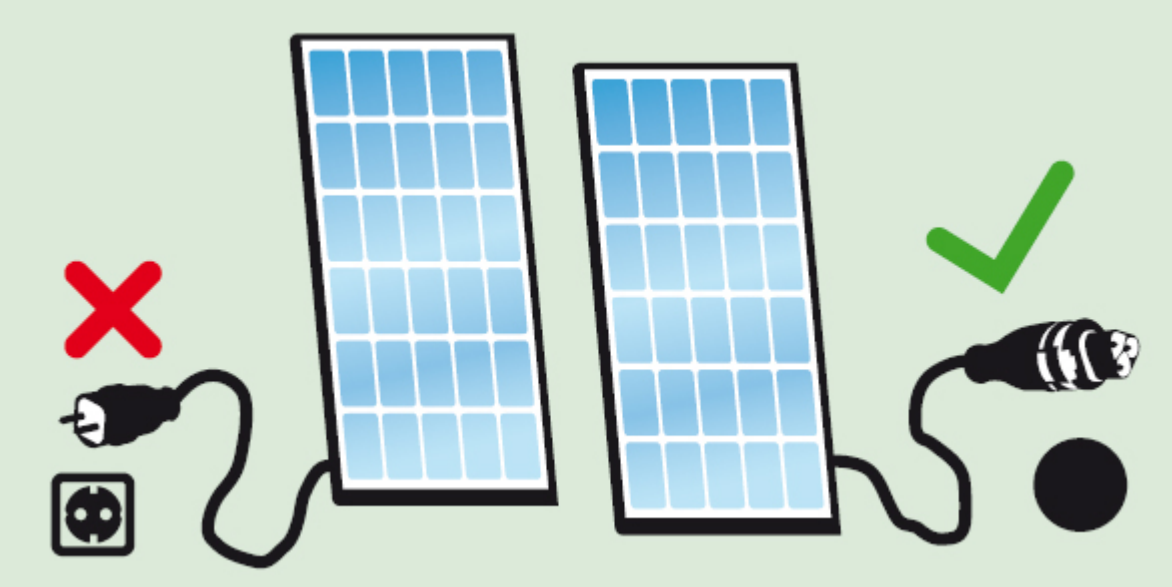
Die Stecker-Solaranlage muss mit dem Netzbetreiber abgestimmt werden. Die Netzbetreiber gehen manchmal sehr uneinheitlich damit um, manche fordern eine Anmeldung wie bei üblichen, netzeinspeisenden Anlagen. Andere Netzbetreiber sind da kundenfreundlicher und wenden das vereinfachte Anmeldeverfahren an, wie zum Beispiel Stromnetz Hamburg, Stromnetz Berlin, Energiedienst, Netze BW, Stadtwerke Bonn, Bayernwerk Netz,

Anmeldung Bundesnetzagentur

Obgleich kein Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird, handelt es sich, wie bereits erwähnt, um eine EEG-Anlage – mit den entsprechenden Konsequenzen auch bei der Anlagenregistrierung. Auch dort gibt es keine Bagatellgrenze. Eine Anmeldung im Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur ist laut BNetzA für Stecker-Solargeräte explizit nötig.



Symbol an Zählern mit Rücklaufsperre



Minianlagen an der Steckdose

Stromersparnis, die sich rechnet

Dass sich auch eine solche Kleinstanlage rechnet, soll folgendes Beispiel zeigen:

Mit 2 Modulen á 300 Watt ergibt sich eine Anlagenleistung von 600 Watt. Material, Befestigung und Anschluss müssen mit ca. 800 Euro kalkuliert werden.

Damit lassen sich bei guter Ausrichtung der Module im Jahr 550 bis 600 kWh Strom erzeugen. Bei einer Eigenverbrauchsquote von 80 Prozent wären dies 450 bis 480 kWh Stromersparnis. Bei einem Strombezugspreis von 31ct/kWh beträgt das Einsparpotenzial etwa 140 Euro pro Jahr. Die Investition hätte sich nach rund sechs Jahren amortisiert.

Technische Ausführung

Bei Modulwahl in Größe, Leistung und Anzahl sind bestimmte Punkte zu beachten:

- Der Bedarf an Modulleistung sollte einigermaßen richtig abgeschätzt werden, da die Anlage nicht ins öffentliche Netz einspeist und somit ein Stromüberschuss nicht genutzt wird. Es

kommt daher ausschließlich auf den möglichen Eigenverbrauch am Tag an. Dieser bestimmt sich weitgehend durch die Haushaltsnutzung, also sind tagsüber Personen anwesend, gibt es Elektrogeräte mit hohem Standby-Verbrauch, werden Geräte, wie zum Beispiel Waschmaschine, Spülmaschine, Trockner, weitgehend tagsüber betrieben?

- Wie anhand der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ersichtlich, kann man mit zwei Modulen ca. 600 kWh an Strom erzeugen.
- Auch bei den Wechselrichtern ist die Leistung zu beachten. Es handelt sich hierbei meist um sogenannte Modulwechselrichter, also Kleingeräte, bei denen nur ein Modul angeschlossen wird. Dabei muss der Wechselrichter auch von der Spannung zum Modul passen. Der Wechselrichter muss zudem einen Anlagenschutz (ENS) haben.

Platzierung der Module

Natürlich sollten die Module gegen die Sonne ausgerichtet sein. Viele solcher Kleinanlagen werden an der Hausfassade befestigt, aufs Garagendach gestellt oder am Balkon angebracht. Grundsätzlich ist eine richtige und dauerhafte Befestigung zu beachten. Sind die Module über öffentlichen Wegen montiert, ist Sicherheitsglas erforderlich. Die Leitungen sind am Gestell oder in festen Kabelwegen zu fixieren.

Weitere Auskünfte sind über das Informationsportal der VDE-FNN: vde.com (Stichwort „Steckerfertige PV-Anlagen“) einzuholen.

Förderungen

Auch wenn es sich um EEG-Anlagen handelt, werden diese nicht über das EEG gefördert, zumal damit nicht ins öffentliche Netz eingespeist werden kann. Es gibt aber Kommunen, die für solche Anlagen Förderungen aufgelegt haben.

So fördert seit dem 2. September 2019 die Stadt Freiburg Stecker-Solargeräte im Rahmen des Programms „Klimafreundlich Wohnen“ mit 200 Euro Pauschalzuschuss. Voraussetzungen:

Einhaltung der gültigen Normen, Verwendung der grün gekennzeichneten Produkte aus der Marktübersicht „PVplug“ sowie der Wieland Stecker. Der Antrag ist recht unbürokratisch.

Weitere Förderungen:

- Kommunal in Wiesbaden, Essen, Hamm, Hockenheim, Herrsching, Verl, Kornwestheim
- Bundesländer: Schleswig-Holstein, Rheinland-Pfalz (angekündigt)

Detaillierte und aktuelle Informationen bieten unter anderem:

- Marktübersicht Pvplug der DGS: pvplug.de
- Anbieterlisten: pv-magazine unter pv-magazine.de/marktuebersichten/Produktdatenbankstecker-solar-geraete
- Angebotsvergleich: machdeinenstrom.de

LOHNT SICH DIE PHOTOVOLTAIKANLAGE?

KOSTEN – FINANZIERUNG – WIRTSCHAFTLICHKEIT

Die Frage, ob sich etwas lohnt, steht zumeist im Zusammenhang mit einer Bemühung oder Anschaffung und einem zu erwartenden Ergebnis oder einer Rentabilität. Lohnt sich Sparen noch? Das lässt sich erst vor dem Hintergrund beantworten, welchen Zweck ich damit verfolge – ob Gewinnmaximierung, sichere Kapitalanlage oder eine spätere finanzielle Freiheit oder Flexibilität.

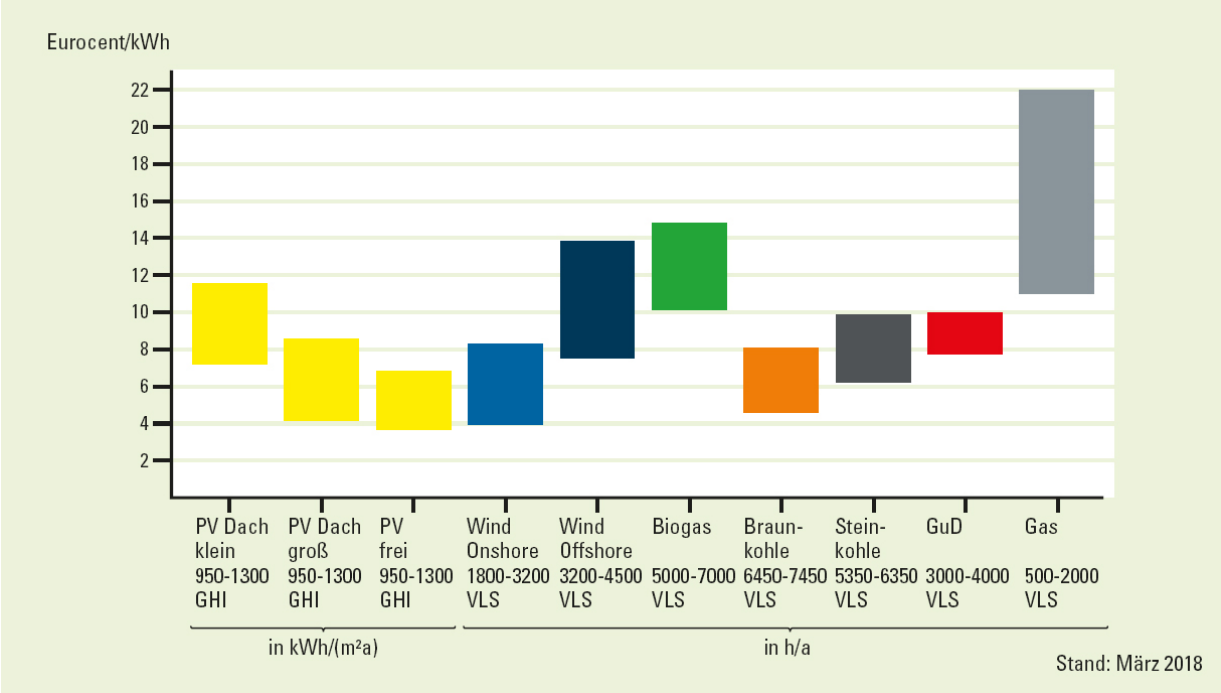
Der Kauf eines Pkw kostet Geld, der Betrieb eines solchen auch. Zudem verliert ein Fahrzeug jährlich an Wert. Würde man hier die Frage allein nach dem finanziellen Ertrag stellen, würde wohl niemand ein Fahrzeug kaufen. Auf der anderen Seite erlangen wir mit einem Fahrzeug eine gewisse Flexibilität, zu einer bestimmten Zeit zu einem bestimmten Ort zu fahren. Für diesen Vorteil müssen wir Geld investieren. Die Investition einer Heizungsanlage in einem Wohnhaus steht außer Frage, weil uns diese einen gewissen Wohlstand bietet, warmes Wasser benutzen zu können und zugleich insbesondere im Winter ein warmes Zuhause zu haben. Auch hier steht der Rentabilität kein monetärer Gewinn entgegen, weil Anschaffung und Betrieb einer Heizung Geld kosten.

Stellt man sich die Ertragsfrage bei der Photovoltaik, bleibt oftmals große Skepsis bestehen, insbesondere in Anbetracht der aktuellen Einspeisevergütung. Waren früher unter günstigen Voraussetzungen bei der Investition in eine Photovoltaikanlage gar zweistellige Renditen möglich, die sich aufgrund der hohen Investitionskosten auch in hohen Gewinnsummen ausdrückten, ist dies heutzutage nicht mehr der Fall. Wer sich jedoch allein auf die

Einspeisevergütung bei einer Rentabilitätsbetrachtung beschränkt, sieht indes viel zu kurz. Der aktuell geringen Einspeisevergütung stehen entsprechend günstige Systempreise gegenüber. An den „Renditen“ hat sich daher nicht viel geändert, auch wenn diese nicht mehr zweistellig ausfallen. Die Frage nach der Gewinnmaximierung ist jetzt der Frage nach der Eigenverbrauchsoptimierung und dem Sparpotenzial gewichen. Betrachten Sie es einfach ausgedrückt mit den eingangs erwähnten Beispielen aus anderen Lebensbereichen. Photovoltaik ist eine sichere Kostensparanlage, deren Investition sich selbst wieder amortisieren soll und die uns eine gewisse Flexibilität und Freiheit einräumt, uns bei der Energieversorgung unabhängiger und freier zu machen. Vor diesem Hintergrund können wir weiterhin von einer Rentabilität sprechen, die sich im Gegensatz zu früheren Zeiten aus mehreren Komponenten und Varianten zusammensetzt; diese Bestandteile wollen wir nachfolgend im Einzelnen betrachten.

Marktlage – Systempreise

Die Anschaffungskosten einer PV-Anlage setzen sich zusammen aus Materialkosten für Module, Wechselrichter, Haltesystem und Komponenten für die Verkabelung und den Anschluss, auch Montage und Netzanschluss dürfen nicht vergessen werden. Den größten Anteil belegen mit 40–50 Prozent die Module. Abhängig von der Größe der PV-Anlage kann der Netzanschluss einen weiteren Großteil der Investitionssumme ausmachen. Bei kleinen Dachanlagen bis 30 KWp ist dies in der Regel nicht der Fall, da als Netzanschluss derjenige des vorhandenen Grundstücks (Haus/Gebäude) gesetzlich vorgesehen ist.



Die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien im Vergleich zu konventionellen Energieerzeugern: Die Kosten der Photovoltaikanlagen sind rückläufig (Quelle: Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE).

Die heutigen Kosten für eine PV-Anlage, d. h. Module, Haltebefestigung auf dem Dach, Leitungsverlegung, Wechselrichter und Elektroarbeiten bis zum Zähleranschluss, sind überschaubar. Je nach Anlagengröße variieren die Systempreise bei einer Anlagengröße

- zwischen 5 kWp und 8 kWp:
  1 300 bis 1 500 Euro netto pro installierter kWp-Leistung,
- bis zu 20 kWp:
  1 100 bis 1 300 Euro/kWp und
- ab 50 kWp rutschen die Systempreis auch schon unter 1 000 Euro/kWp.

Zum Vergleich: Vor etwa 20 Jahren kostete ein kWp-Anlagenleistung noch ca. 6 000 Euro (alle Angaben als Nettozahlen)!

Soll noch ein Batteriespeicher dazu kommen, ergeben sich für eine übliche Haushaltsgröße von vier Personen nochmals Kosten zwischen 4 000 und 6 000 Euro. Hier liegen die Systempreise aktuell bei ungefähr 1 000 Euro/kWh Speicherleistung.

Die Stromgestehungskosten einer PV-Anlage, also die Produktionskosten für eine Kilowattstunde Strom, können sich im Vergleich zu anderen Energieerzeugern, insbesondere auf dem konventionellen Sektor, sehen lassen. Hierbei wird das Verhältnis aus Gesamtkosten (Euro) und (nutzbarer) elektrischer Energieproduktion (kWh) auf die wirtschaftliche Nutzungsdauer bezogen.

Nach einer Studie „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“ vom Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE (Stand März 2018, siehe oben) schlägt sich die PV im Vergleich recht gut. Nach heutiger Sicht hat die Photovoltaik bei Aufdachanlagen mit den konventionellen Energieerzeugern – mit im Durchschnitt ca. 7 ct/kWh – gleichgezogen.

Finanzierung

Es gibt je nach Verfügbarkeit finanzieller Mittel und Kreditwürdigkeit mehrere Möglichkeiten, eine PV-Anlage zu finanzieren.

Die einfachste Möglichkeit besteht natürlich in der Deckung durch 100 Prozent Eigenkapital, soweit man die entsprechenden Mittel zur Verfügung hat.

Wer sein Eigenkapitalpolster schonen und insbesondere die aktuell niedrige Zinsphase nutzen möchte, kann auch in unterschiedlicher Kombination mit einem Eigenkapitalanteil die Anlage finanzieren. Der einfachste Weg hierzu wäre über die Hausbank.

Finanzierungshilfen der KfW im Rahmen von Photovoltaikanlagen (Stand: Juli 2021)

Programm Laufzeit / tilgungsfreie Anlaufjahre / Zinsbindung	KP-Nr.	Anmerkung	Maximaler Zinssatz EKN % Sollzins (Effektivzins) Bei Programmen mit risikogerechtem Zinssystem gelten die Preisklassen									Auszahlung %	Bereitstellungsprov. p.M. %	Zinssätze gültig ab
			A	B	C	D	E	F	G	H	I			
Erneuerbare Energien														
KfW- Programm Erneuerbare Energien Standard5 / 1 / 5	270	beihilfefrei	0,55 (0,55)	0,95 (0,95)	1,25 (1,26)	1,75 (1,76)	2,35 (2,37)	3,05 (3,09)	3,55 (3,60)	4,65 (4,74)	6,95 (7,14)	100	0,15	01.07. 2021
KfW- Programm Erneuerbare Energien Standard 10 / 2 / 10	270	beihilfefrei	0,82 (0,82)	1,22 (1,23)	1,52 (1,53)	2,02 (2,04)	2,62 (2,65)	3,32 (3,36)	3,82 (3,88)	4,92 (5,01)	7,22 (7,42)	100	0,15	01.07. 2021
KfW- Programm Erneuerbare Energien Standard 20 / 3 / 10	270	beihilfefrei	1,01 (1,01)	1,41 (1,42)	1,71 (1,72)	2,21 (2,23)	2,81 (2,84)	3,51 (3,56)	4,01 (4,07)	5,11 (5,21)	7,41 (7,62)	100	0,15	01.07. 2021
KfW- Programm Erneuerbare Energien Standard 20 / 3 / 20	270	beihilfefrei	1,69 (1,70)	2,09 (2,11)	2,39 (2,41)	2,89 (2,92)	3,49 (3,54)	4,19 (4,26)	4,69 (4,77)	5,79 (5,92)	8,09 (8,34)	100	0,15	01.07. 2021
KfW- Programm Erneuerbare Energien Standard 15 / 3 / 15	270	beihilfefrei	1,34 (1,35)	1,74 (1,75)	2,04 (2,06)	2,54 (2,57)	3,14 (3,18)	3,84 (3,90)	4,34 (4,41)	5,44 (5,55)	7,74 (7,97)	100	0,15	01.07. 2021

Lukrative Angebote hält momentan die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bereit. Je nach Risikobewertung des Kreditnehmers (Bewertung durch Ihre Hausbank nach den Bonitätsstufen A bis I) werden Zinsen bereits deutlich unter 2 Prozent angeboten – auch mit einer Laufzeit von 20 Jahren! Eine mögliche Eigenkapitalbeteiligung ist hierbei individuell möglich.

Einspeisevergütung – Eigenstromverbrauch

Die Einspeisevergütung nach dem EEG hat sich in den letzten 20 Jahren von fast 60 ct/kWh auf nur noch um die 8 ct/kWh bei Anlagen bis 10 kWp reduziert. Wir werden bei der späteren Wirtschaftlichkeitsbetrachtung hierauf nochmals im Detail zurückkommen.

Einspeisevergütung

Auf den ersten Blick mag es recht uninteressant scheinen, für „nur“ noch 8 Cent Vergütungen Geld zu investieren. Dem ist aber nicht so, insbesondere wenn Sie den Blick auf die Strompreisentwicklung richten. Denn im gleichen Zeitraum der Jahre 2000–2020 hat sich der Strompreis eines üblichen Haushalts von etwa 14 ct/kWh auf bis zu 30 ct/kWh mehr als verdoppelt.

Aus der Gegenüberstellung der aktuellen Einspeisevergütung bzw. den Stromgestehungskosten für PV-Anlagen und den Stromgestehungskosten für einen haushaltsüblichen Verbrauch ergibt sich zwangsläufig die Überlegung, den von der PV-Anlage erzeugten Strom nicht mehr vorrangig für 8 ct/kWh in das öffentliche Netz einzuspeisen, sondern einen Teil, wenn nicht sogar den Großteil der erzeugten Energie selbst zu verbrauchen. Denn rechnet man zur gesetzlichen Einspeisevergütung die Differenz zum Stromgestehungspreis von rund 30 ct/kWh hinzu, ergibt sich zumindest für die Eigenverbrauchsquote einen Mehrwert von ca. 22 ct/kWh. Dies entspräche nochmals dem knapp Dreifachen der aktuell gesetzlichen Einspeisevergütung.

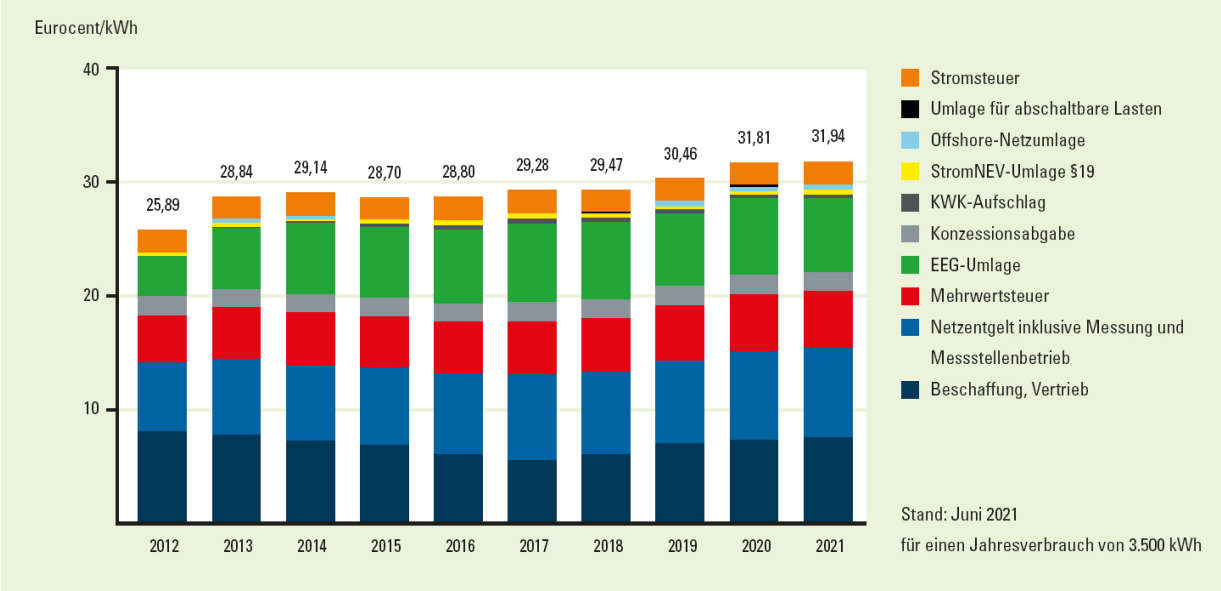
Das heutige und zukünftige Ziel bei Anschaffung und Betrieb von PV-Anlagen muss daher sein, die Eigenverbrauchsquote zu optimieren, um zum einen die Rentabilität einer PV-Anlage zu erhöhen und sich zum anderen unabhängiger von weiteren zu erwartenden Preiser höhungen zu machen.

Eigenstromverbrauch

Von Solarstrom-Eigenverbrauch spricht man, wenn Solarstrom direkt und unmittelbar am Ort der Erzeugung verbraucht wird – daher ist alternativ auch der Begriff „Direktverbrauch“ üblich. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zielte seit seiner Entstehung darauf ab, den durch regenerative Energieerzeuger – somit auch durch PV-Anlagen – erzeugten Strom ins öffentliche Netz zu speisen. Die Vergütungen hierfür waren in den Anfangsjahren bis 2010 ziemlich üppig und angesichts der hohen Investitionskosten

einer PV-Anlage auch als entsprechendes Marktanreizprogramm gedacht.

Bereits 2009 wurde durch Änderungen des EEG der Eigenverbrauch von PV-Strom gesondert gefördert. Hierbei ergab sich in Addition der eingesparten Strombezugskosten und des für den Eigenverbrauch verringerten Fördersatzes in Summe sogar eine etwas höhere „Vergütung“, soweit der Eigenverbrauch über 30 Prozent lag. Die Grenze der Anlagengröße lag hier bei 30 kWp. Ab Juli 2010 wurde diese Grenze auf 500 kWp erhöht.



Strompreisanalyse für Haushalte und Industrie (Quelle: BDEW)

2012 wurde dieser „Eigenverbrauchsbonus“ aus der aktuellen EEG-Novelle gestrichen. Hierbei wurde dem Preisverfall am PV-Markt Rechnung getragen. Es verbleibt daher in der ausschließlichen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Anlagenbetreibers, Anteile des durch PV erzeugten Stroms als Eigenverbrauch zu nutzen. Letzteres ist genau der Punkt, der heute in den Fokus rückt.

Bevor wir später etwas tiefer in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einsteigen, soll an dieser Stelle bereits einmal eine recht vereinfachte Darstellung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses zweier möglicher Betriebsweisen einer PV-Anlage dargestellt werden.

Bisher wurden in vielen Fällen PV-Anlagen als Volleinspeiseanlage betrieben, der erzeugte Strom wurde in Gänze in das öffentliche Netz eingespeist. Der Strom- oder Netzbezug wurde separat gezählt und abgerechnet.

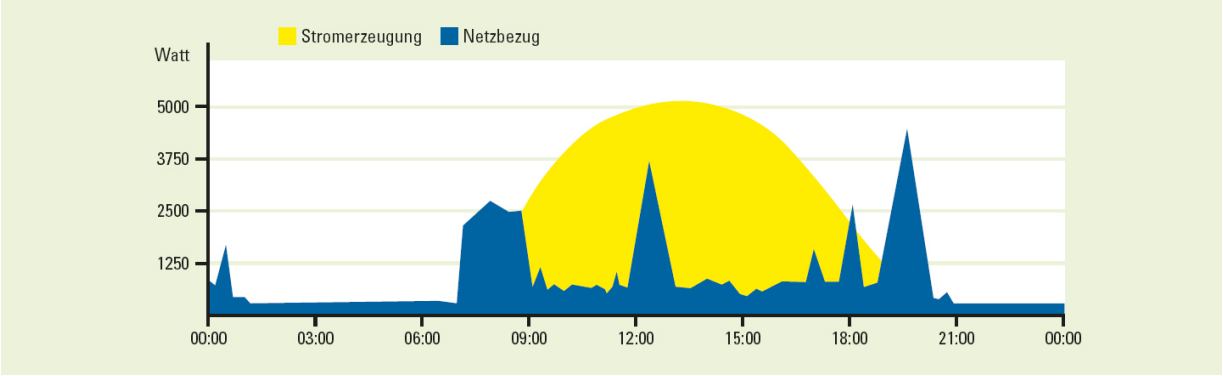
Die unten stehende Grafik stellt beispielsweise einen typischen Lastgang in einem Einfamilienhaushalt mit einer PV-Anlage mit Volleinspeisung dar. Die Lastkurve der PV-Anlage weist hier idealerweise als Beispiel an einem wolkenlosen Tag grundsätzlich das charakteristische Profil auf (gelb). Der Strombezug (blau) ergibt sich früh am Morgen nach dem Aufstehen durch Lichtnutzung, Zubereitung des Frühstücks; mittags durch Kochen, wenn die Kinder von der Schule kommen, und abends ebenfalls durch die Zubereitung des Essens, Fernsehen, Computer- und Lichtnutzung. Nachts fällt der allgemeine Standby-Verbrauch und gegebenenfalls der Heizungsbetrieb im Winter und die Warmwasserbereitung ab.

Feststellung des Eigenverbrauchs

Zur Ermittlung des möglichen Eigenverbrauchs muss man den typischen Verbrauch und die Erzeugung der Solaranlage gegenüberstellen. Dabei hängt der Verbrauch von Art und Anzahl der Elektrogeräte, der Personenzahl und den Gewohnheiten der Nutzer ab – Letzteres insbesondere vom Zeitpunkt des verbrauchten Stroms. Die erzeugte und zur Verfügung stehende Energiemenge wird hingegen durch die Leistung der PV-Anlage bestimmt. Diese hängt von ihrer Größe (Anlagenleistung), ihrer Ausrichtung und dem Standort ab. Ihre Leistung wird zudem vom Wetter, sprich von der Sonneneinstrahlung, beeinflusst.

Rechenbeispiel: Unterstellt man, Ihre aktuell errichtete 5-kWp-Anlage mit Gesamtkosten von 6 500 Euro erzeugt im Jahr 950 kWh/kWp und Sie speisen diesen Ertrag 20 Jahre lang für 8 ct/kWh in das öffentliche Netz ein, würde sich hieraus eine Stromerzeugung von etwa 95 000 kWh ergeben. Ohne die Berücksichtigung von Nebenkosten (Wartung, Reparatur etc.) summieren sich die reinen Einspeiseerlöse mit einer Vergütung von 8 ct/kWh auf einen Betrag von 7 600 Euro. Man könnte unter Abzug der reinen

Investitionskosten von einem „Gewinn“ von etwa 1 100 Euro sprechen.



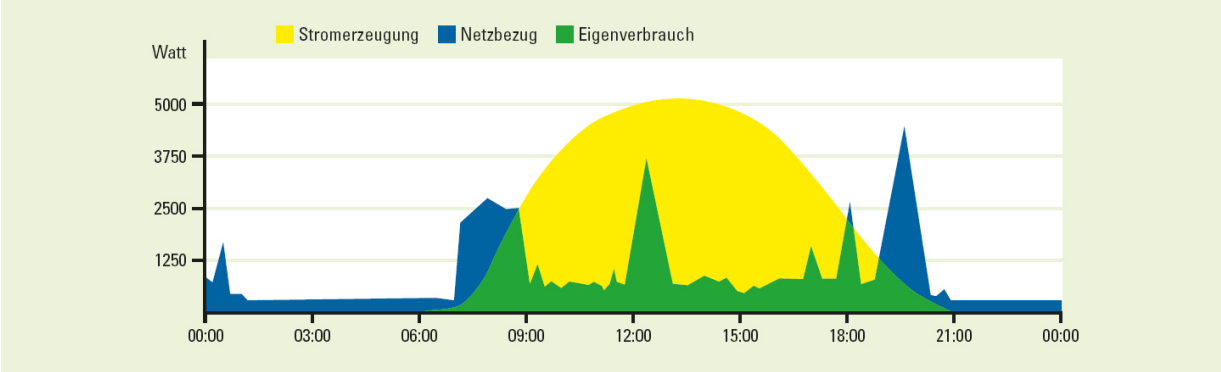
Eigenstromnutzung ohne Speichermedium

Bei einer Eigenstromnutzung ohne Speichermedium ist es möglich, die in Blau dargestellten Lastbereiche des Strombezugs im Zeitraum der solaren Stromerzeugung mit abzudecken. In dieser Form lassen sich bei einem üblichen Haushalt im Jahresdurchschnitt 20 bis 30 Prozent an Strombezug einsparen. Dies ist aber nur in den zeitgleichen Deckungsbereichen der solaren Stromerzeugung und dem Lastprofil des Stromverbrauchs möglich – nachfolgend grünlich dargestellt (siehe unten).

Verwendet man daher die aus dem obigen Beispiel aufgezeigte gleiche PV-Anlage ohne Speicher für die Eigenstromnutzung mit einer aufgrund des fehlenden Speichers geringen Eigenverbrauchsquote von 25 Prozent und einem aktuellen Strombezugspreis von 30 ct/kWh, so würden sich zwar die Einspeiseerlöse auf der einen Seite um 25 Prozent auf 5 700 Euro verringern; die Einsparungen beim Strombezugspreis lägen jedoch bei 25 Prozent der Stromerzeugung der PV-Anlage mal dem ersparten Strompreis von 30 ct/kWh. Dies wären, wie im Beispiel zuvor ohne Betriebskosten und Steuern:
(95 000 kWh x 25 % x 30ct/kWh) = 7 125 Euro

Zusammen mit den Erlösen aus der Überschusseinspeisung ergibt sich ein Betrag von 12 825 Euro. Der „Gewinn“ oder Mehrwert aus

der Investition würde sich gegenüber der reinen Netzeinspeisung um ein Mehrfaches erhöhen. Wie unschwer vorstellbar ist, berücksichtigt das beispielhaft dargestellte Lastprofil einen optimalen Sonnentag in der warmen Jahreszeit. Bei schlechtem Wetter oder in den Wintermonaten treten die Verbrauchslastspitzen deutlich über die Fläche der erzeugten Energie hinaus; d. h. die grüne Fläche reduziert sich wesentlich. Zeitgleich können sich aber auch Änderungen im Verbrauchsverhalten ergeben. In den Wintermonaten wird der Stromverbrauch am Morgen und Abend in der Regel wesentlich höher sein als tagsüber. In den Wintermonaten steigt der Energiebedarf grundsätzlich an (Licht, Heizung), die Energieerzeugung der Solarstromanlage hat in dieser Phase jedoch ihre niedrigste Leistung. Im Sommer ist das Verhältnis umgekehrt und die eigenerzeugten Energieüberschüsse überwiegen den Verbrauch. Auch tageszeitlich liegt ein hoher Energiebedarf meist in den Morgen- und Abendstunden vor, zu Zeiten also, zu denen kein oder nur sehr wenig Solarstrom zur Verfügung steht. Auch das Leben im Haushalt spielt eine entscheidende Rolle: geänderte Berufstätigkeit (halbtags, ganztags, Urlaub), Anschaffung von Geräten (z. B. Klimaanlage, elektrische Zusatzheizung) oder Veränderungen in der Familienanzahl bestimmen das Lastprofil. Es besteht also ein permanenter Wechsel von Energieangebot und Verbrauch. Wegen dieser typischen Eigenheiten ergibt sich daher in Privathaushalten nur eine begrenzte direkte Eigenstromnutzungsquote von ca. 20 bis 30 Prozent (4-Personenhaushalt).



Optimierung des Eigenstromverbrauchs

Soweit man den Eigenstromanteil steigern möchte, ist es erforderlich, Produktionsüberschuss und Verbrauchsdefizit auszugleichen, um eine höhere Eigenverbrauchsquote zu ermöglichen. Dies lässt sich durch Umstellung der Verbrauchsgewohnheiten, durch elektronische Steuerungen und/oder über Speichermedien erreichen.

Die einfachste Möglichkeit – zumindest in Privathaushalten – besteht in der Änderung des Nutzungsverhaltens. Hierbei sollen größere Stromverbraucher bewusst zu Zeiten stärkerer Einstrahlung eingeschaltet werden. Voraussetzung für eine optimale Nutzung ist hierbei, dass man die Verbrauchswerte der Geräte kennt und diese am besten nicht alle auf einmal einschaltet, da hierbei die solare Energieerzeugung überschritten wird und man Eigenverbrauch verschenkt. Technische Hilfsmittel wie Anlagenmonitoring helfen dabei, den aktuellen Stromverbrauch und die aktuelle Stromerzeugung aufeinander abzustimmen.

Kombinieren Sie das Leistungsmonitoring der PV-Anlage mit einer elektrischen Schaltvorrichtung, lassen sich auch automatische Lösungen zur Steigerung des Eigenverbrauchs realisieren. Voraussetzung ist hierbei, dass neben dem Leistungsmonitoring der PV-Anlage auch der aktuelle Energieverbrauch über das Monitoring erfasst wird und dann automatisch je nach Solarstromverfügbarkeit Verbraucher zu- oder abgeschaltet werden.

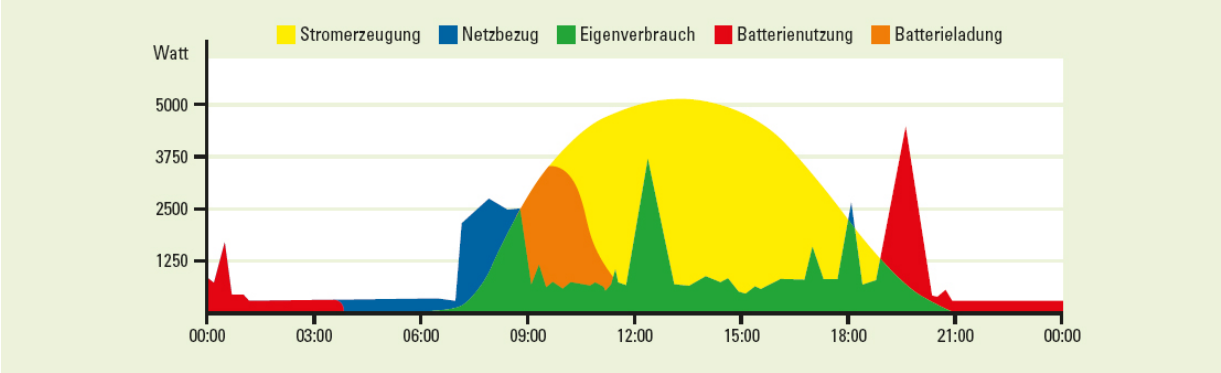
Inwieweit dies in einem Privathaushalt sinnvoll ist, sollte sehr genau hinterfragt werden. Es ist sicherlich in der Praxis nicht angebracht, Haushaltsgeräte ausschließlich dann ein- und auszuschalten, wenn ein entsprechendes Energieangebot seitens der PV-Anlage vorliegt. Sinnvolle Steuerungen können aber das Heizen mit Strom oder die Elektromobilität sein, was bereits angesprochen wurde (siehe Seiten 94 und 99).

Erhöhung des Eigenstromnutzens

Bei einer Überschusseinspeisung in das öffentliche Netz ergibt sich der Eigenverbrauch nur dann, wenn die Photovoltaikanlage Strom erzeugt und der Strombedarf aus dem Lastprofil des Haushalts mit der Stromerzeugung der PV-Anlage gedeckt werden kann. Überschüsse der PV-Anlage werden zum Zeitpunkt ihrer Erzeugung ins Netz eingespeist, eine Unterdeckung des solaren Stromangebots muss über den Netzbezug ausgeglichen werden.

Speicher

Die Grundidee der Integrierung eines Speichersystems ist, dass das Lastprofil des Haushalts in großen Teilen ebenfalls mit Solarstrom abgedeckt wird, auch dann, wenn die PV-Anlage zum Bedarfszeitpunkt nicht genügend Strom produziert. Der Speicher wird hierbei bei solarem Stromüberschuss geladen und bei einer solaren Unterdeckung entladen. Hieraus ergeben sich dann in der Regel nur noch wenige zeitliche Bereiche, bei denen aus dem Netz Strom bezogen werden muss.



Eigenstromverbrauch mit Speichermedium

Nehmen wir wiederum unsere Beispielanlage und rüsten diese mit einem Speichermedium auf, so erhöhen sich zunächst die Investitionskosten auf ca. 12 000 Euro. Fairerweise muss unterstellt werden, dass ein Speicher nach aktuellem Stand der Technik nur eine Lebensdauer von etwa 15 Jahren hat, sodass auf 20 Jahre betrachtet hier zusätzlich 2 000 Euro für einen „anteiligen“ Speicher

zur weiteren Nutzung veranschlagen muss, also insgesamt 14 000 Euro.

Unterstellt man nun einen sich erhöhenden Eigenstromnutzen von 65 Prozent bei den gleichen angenommenen Strombezugspreisen, so verringern sich die Einspeiseerlöse auf 35 Prozent und somit auf nur noch etwa 2 260 Euro. Die Einsparung beim Strombezug beträgt dann allerdings auch 65 Prozent des erzeugten solaren Stromes (auch hier die reinen Erlös- und Einsparkosten wie im Beispiel zuvor):
(95 000 kWh x 65 % x 30 ct/kWh) = ca. 18 525 Euro

Zusammen mit den Erlösen aus der Überschusseinspeisung ein Ergebnis von etwa 20 800 Euro. Der „Gewinn“ oder der Mehrwert aus der Investition hätte sich trotz einer zusätzlichen Investition in den Speicher ein weiteres Mal erhöht.

Das genannte Beispiel kann nur eine grobe Richtung der Rentabilität verschiedener Betreibermodelle zeigen. Das tatsächliche Ergebnis einer PV-Anlage ist vom Einzelfall abhängig und richtet sich nach der Anlagengröße, dem Lastprofil des Haushalts für den Strombezug sowie der Größe des Speichermediums. Es bedarf daher immer einer individuellen Berechnung, wobei einige Parameter auf einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren natürlich nicht genau vorhersehbar sind, sondern nur unter Annahmen getroffen werden können. Dies betrifft unter anderem die Entwicklung des Strombezugspreises, mögliche Änderungen des Verbrauchsverhaltens, Kostensteigerungen bei Versicherung, Wartung und mögliche Reparaturen der PV-Anlage.

Weitere Faktoren spielen eine nicht unbedeutende Rolle: Standort und Ausrichtung der PV-Anlage. Dass sich beides auf die Höhe des Energieertrags auswirkt, ist bekannt. Aber auch die Verteilung des möglichen Eigenverbrauches wird hierdurch beeinflusst. Das typische Lastprofil einer nach Süden ausgerichteten PV-Anlage hat in den Mittagsstunden seine Maximalleistung. Aber nicht jede PV-Anlage ist optimal nach Süden ausgerichtet. So verschiebt sich der Erzeugungsschwerpunkt bei östlicher Ausrichtung des PV-Generators zeitlich in die Vormittagsstunden, wogegen bei westlicher

Ausrichtung die Maximalleistung in den Nachmittagsstunden zu finden ist.

Für ein weitgehend gleichmäßiges Lastprofil beim Stromverbrauch haben sich daher unterschiedliche Ausrichtungen einer Anlage bewährt, so z. B. Ost-West-ausgerichtete Generatoren oder bei Walmdächern sogar Ost-Süd-West-Ausrichtungen.

Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad

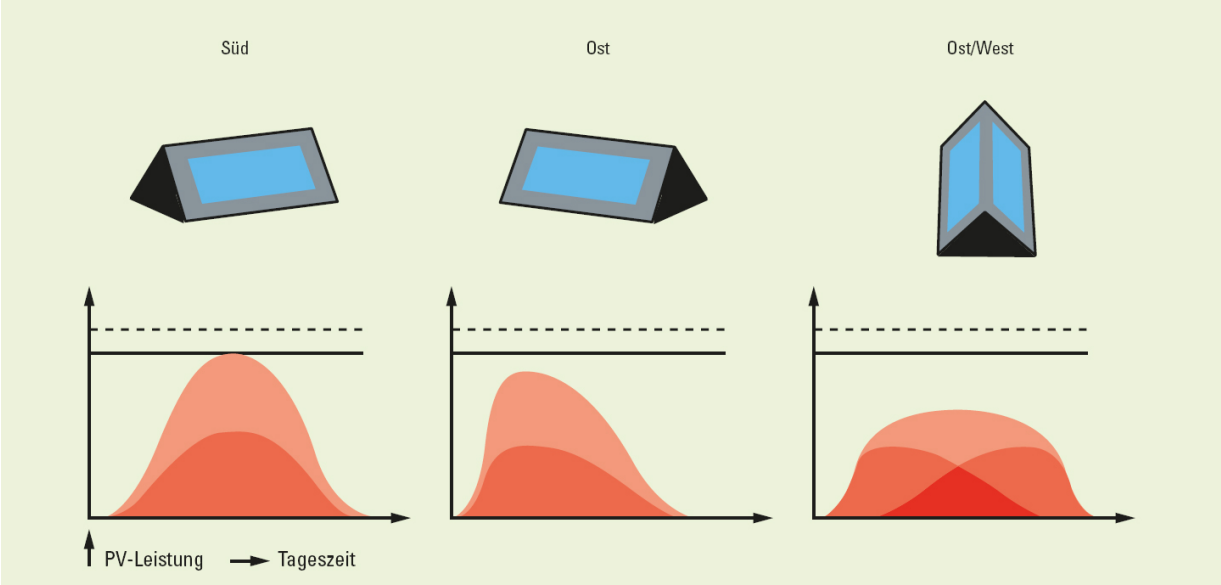
Grundsätzlich sind hinsichtlich der Speichersysteme zwei Größeneinheiten zu betrachten: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad.

Der Eigenverbrauchsanteil beschreibt den Anteil des erzeugten Solarstroms, der entweder zeitgleich durch die Stromverbraucher oder zur Ladung des Batteriespeichers genutzt wird. Je höher der Eigenverbrauchsanteil, desto weniger Solarstrom wird in das Netz eingespeist. Hier spricht man auch von einer ökonomischen Betrachtungsweise.

Der Autarkiegrad gibt den Anteil des Stromverbrauchs an, der durch das Photovoltaikspeichersystem versorgt wird. Hierzu trägt entweder der zeitgleiche Direktverbrauch des erzeugten Solarstroms oder die Entladung des Batteriespeichers bei. Je höher der Autarkiegrad ist, desto weniger Energie wird aus dem Stromnetz bezogen.

Wie aus den Diagrammen (siehe Seite 121) ersichtlich, spielen Größe der PV-Anlage und Speicher ebenfalls in der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit eine entscheidende Rolle. Bei unserer beispielhaften 5-kWp-Anlage kann ein 4-kW-Speicher den Autarkiegrad von knapp 30 Prozent auf rund 55 Prozent erhöhen. Ein 6-kW-Speicher erhöht den Autarkiegrad zum 4-kW-Speicher aber nur noch um 7 Prozent. Ein 8-kW-Speicher zum 6-kW-Speicher nur noch um weitere ca. 5 Prozent (bei je 4500 kWh Stromverbrauch/a). Diese Faktoren sind bei der Speicherauswahl zu berücksichtigen, denn ein Mehr an Speicherkapazität ist nicht gleichzusetzen mit einem Vielfachen an Eigenstromnutzung.

Weniger kann daher erstaunlicherweise wirtschaftlicher sein. Diese Gesichtspunkte werden im Folgenden erläutert.



Ziel der optimierten Eigenstromnutzung ist unter ökonomischen Gesichtspunkten daher nicht mehr die Frage: Wie kann ich mit dem von der PV-Anlage eingespeisten Strom so viele Erlöse erwirtschaften wie nur irgend möglich? Vielmehr muss eine Unabhängigkeitsbetrachtung mit der Frage angestellt werden: Wie kann ich mich mit der optimalen Nutzung meiner PV-Anlage von der Strombelieferung Dritter und deren Strombezugskosten unabhängiger machen?

Planung und Auslegung

Allein die richtige Dimensionierung eines Speichers stellt viele vor entsprechende Herausforderungen und ist nicht ausschließlich über eine Matrix abbildbar.
Nicht an jedem Tag und zu jeder Jahreszeit wird von der PV-Anlage die gleiche Strommenge erzeugt und hieraus verbraucht. Für den Eigenstromverbrauch wäre daher im Sommer oftmals nur ein kleiner Speicher ausreichend, im Winter dagegen ein überaus großer notwendig. Da diese nicht beliebig wechselbar sind, muss mehr oder weniger eine Kompromisslösung gefunden werden. Dabei sollen

Tage mit hohem Stromertrag möglichst optimal genutzt werden, ohne über den Rest des Jahres zu viel Speicherkapazität zu „verschwenden“. Bei den konkreten Überlegungen zur optimalen Speichergröße sind zwei Fälle zu unterscheiden.

1. Im ersten Fall ist die Leistung der Photovoltaikanlage vorgegeben. Entweder handelt es sich also um eine Speichernachrüstung oder die Dachfläche lässt wenig Spielraum bei der Dimensionierung der Photovoltaikanlage.
2. Im zweiten Fall, bei einer Neuanlage, geht es darum, die optimale Kombination aus Nennleistung PV und Speicherkapazität zu finden.

Groß ausgelegte Speicher erhöhen zwar die Autarkiequote, sind aber wegen der hohen Kosten unwirtschaftlich. Darüber hinaus können die Lade- und Entladezyklen zu kurz ausfallen, was die Batterie in ihrer Lebensdauer einschränkt. Zu klein ausgelegte Speicher begrenzen den Eigenstromnutzen, erhöhen die Ladezyklen und vermindern somit ebenfalls die Lebensdauer. Zu berücksichtigen ist insbesondere, dass bei einem Batteriespeicher meist nur ca. 80 Prozent der Batteriekapazität zur Verfügung stehen, da ansonsten eine Tiefenentladung eintritt, welche die Lebensdauer der Batterie ebenfalls erheblich herabsetzt.

Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad

Unter pvspeicher.htw-berlin.de/unabhaengigkeitsrechner lassen sich in Abhängigkeit von der PV-Anlagengröße, dem Stromverbrauch sowie der Speichergröße die Eigenverbrauchsquote sowie der Autarkiegrad individuell ermitteln.

An dieser Stelle soll nochmals auf den Unterschied Eigenverbrauchsquote – Eigenverbrauch und Autarkiegrad eingegangen werden:

Die Eigenverbrauchsquote ergibt sich allein aus dem Verhältnis des von der PV-Anlage erzeugten Stromes zu dem hieraus bezogenen Eigenverbrauch (ob mit oder ohne Speicher). Je größer eine PV-Anlage, desto geringer die Eigenverbrauchsquote. Das ist

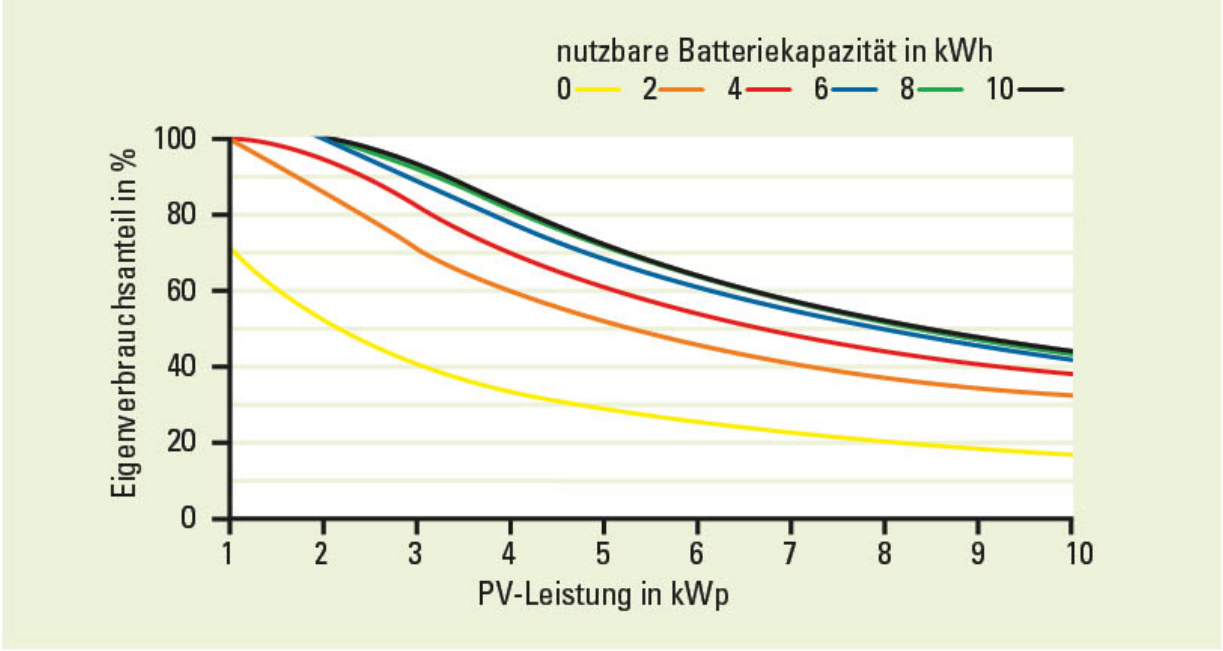
nichts Negatives, sondern ergibt sich aus dem natürlichen Verhältnis beider Energiewerte. Natürlich liegt der tatsächliche Eigenverbrauch bei einer größeren Anlage höher – auch wenn dadurch die Eigenverbrauchsquote sinkt.

Der tatsächliche Eigenverbrauch spiegelt sich in der Autarkiequote wider und gibt das Verhältnis zwischen Eigenverbrauch und zusätzlichem Strombezug aus dem Netz an.

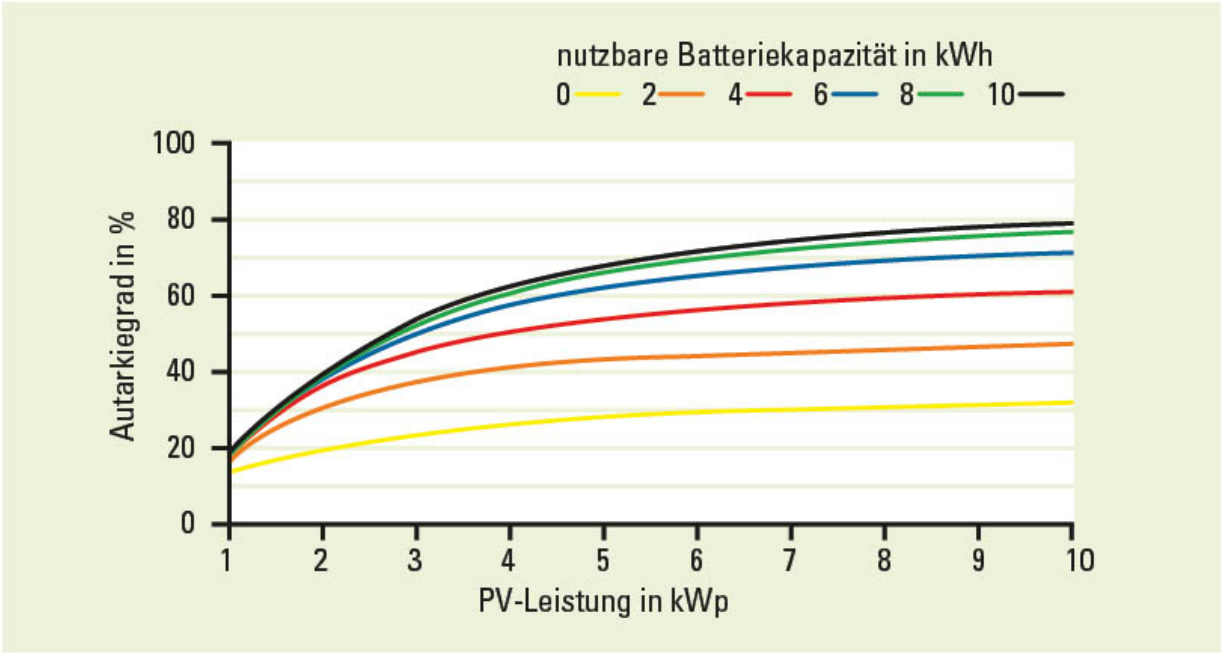
Im Beispiel auf Seite 122 wurde bei einem jährlichen Stromverbrauch von 4 500 kWh mit einer PV-Anlage von 5 kWp Nennleistung und einem Speicher mit 5 kWh Leistung ein Eigenverbrauchsanteil von 56 Prozent ermittelt. Der Autarkiegrad beträgt hierbei 59 Prozent.

Wenn man eine PV-Bestandsanlage unterstellt und die Speicherkapazität nach oben verändert, wird man sehen, dass Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote nicht im gleichen Verhältnis steigen, sondern der Steigerungsgrad abflacht. Dies bedeutet, dass ein 1,5-fach größerer Speicher die Autarkie von 50 Prozent nicht automatisch um den Faktor 1,5 erhöht, sondern lediglich um 7 Prozent! Ein doppelt so großer Batteriespeicher (10 kWh) ergibt daher nicht automatisch die doppelte Autarkie, sondern nur 69 Prozent.

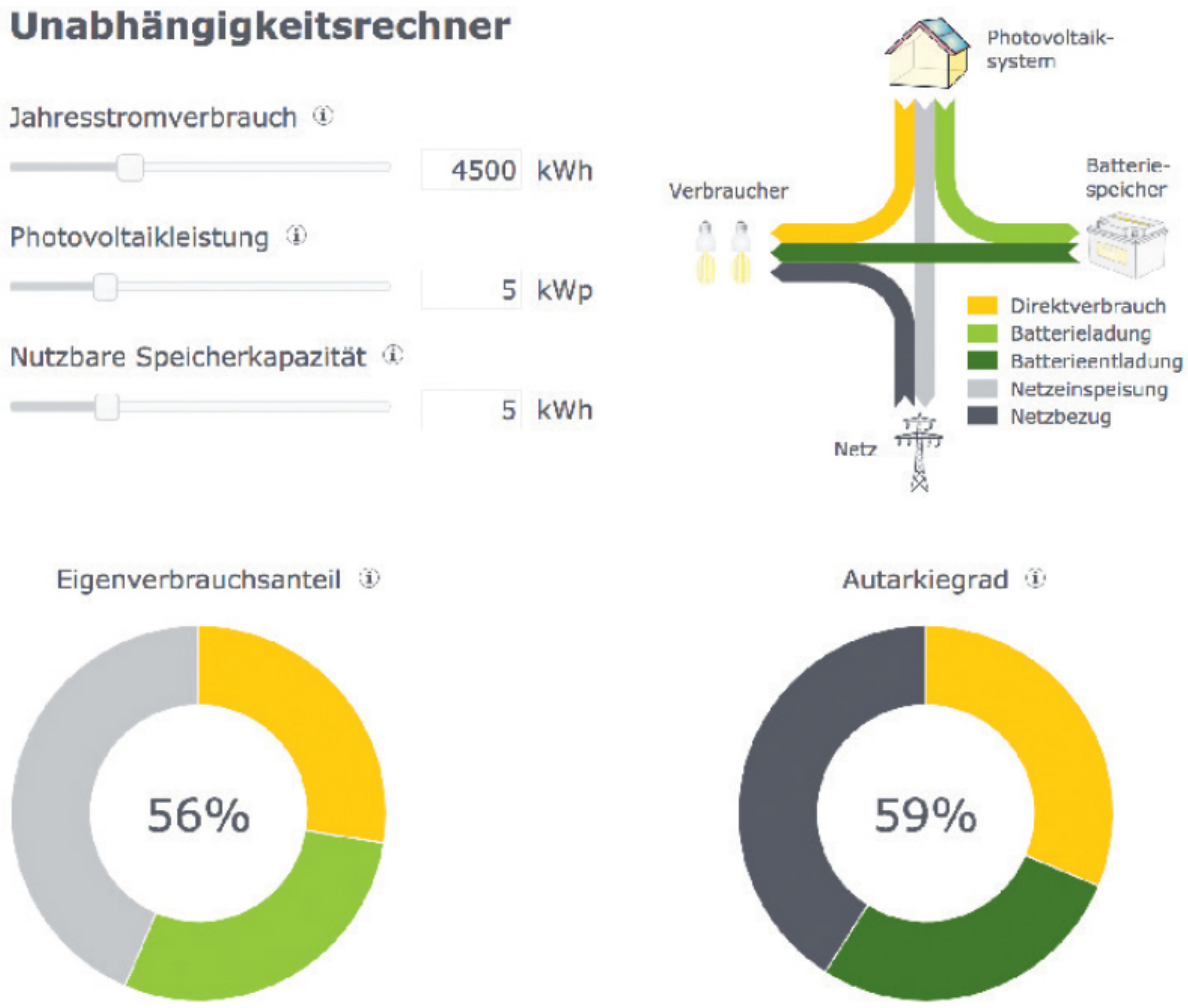
Eine effizientere Steigerung der Autarkie bzw. des Eigenstromanteils wäre dann nur noch mit einer Vergrößerung der PV-Anlage möglich. Im gleichen Bespiel ergibt sich bei einer PV-Anlage mit 10 kWp und einem Speicher mit 5 kWh eine Autarkie von 67 Prozent, dabeischrumpft jedoch der Eigenverbrauchsanteil, da sich dieser ja im Verhältnis zur PV-Anlagengröße ergibt. Bei einer Speichergröße von 10 kWh erhöht sich die Autarkie auf 79 Prozent.



Eigenverbrauchsanteil am Beispiel einer 5 kWp-PV-Anlage in Abhängigkeit von Batteriekapazität und Leistung des Solargenerators bei einem Stromverbrauch von 4 700 kWh in einem Einfamilienhaus



Autarkiegrad in Abhängigkeit von Batteriekapazität und Leistung des Solargenerators für einen Einfamilienhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 4 700 Kilowattstunden (Datengrundlage: Prof. Dr. Quaschning)



Unabhängigkeitsrechner – ein Beispiel

Die Tabelle auf der gegenüberliegenden Seite 123 zeigt eine Aufstellung möglicher Rechenszenarien bei einem unterstellten Verbrauch von 4 500 kWh/Jahr.

Die aufgezeigten Werte des möglichen Eigenverbrauchs sind theoretischer Natur und geben nur einen groben Anhaltspunkt (theoretisch ist ein größerer Eigenverbrauch als 4 500 kWh im genannten Beispiel nicht möglich, auch ist dieser vom tatsächlich erzeugten spezifischen Jahresertrag abhängig, welcher bekanntermaßen schwanken kann). Es zeigt aber deutlich, dass ein größerer Speicher allein nicht zu einer proportional erhöhten Autarkie führt, sondern man ein Mittelmaß abwägen muss, um die Investitionskosten zum tatsächlich eingesparten Netzbezug ins

Verhältnis zu setzen und Erstere auf ein vernünftiges und letztendlich wirtschaftliches Maß zu bringen.

Dimensionierung des elektrischen Speichers

Die richtige Dimensionierung ist deshalb schwierig, weil diese individuell auf das elektrische Lastprofil des Haushalts abgestellt werden muss. Es gibt hierzu bereits eine Faustregel, die besagt, dass der nutzbare Speicher nicht größer als ein Tausendstel des jährlichen Stromverbrauchs sein sollte. Bei einem Jahresverbrauch von beispielsweise 4 000 kWh sollte die Batteriegröße bei 4 Kilowattstunden liegen.

Bei den angeführten Beispielen wäre daher für eine Bestandsanlage von 5 kWp ein Speicher von 6 bis 8 kWh der goldene Mittelweg, für eine Bestandsanlage von 10 kWp die gleiche Größenordnung und für eine Bestandsanlage von 15 kWp wäre bereits ein Speicher von 5 oder 6 kWh ausreichend. Bei einer Neuanlage genießt die Generatorleistung zunächst höhere Priorität gegenüber der Speicherleistung, denn was bereits direkt über die PV-Anlage selbst verbraucht wird, muss nicht als Speicher „teuer“ hinzugekauft werden.

Soweit die Preissenkungen weiter voranschreiten, werden ähnliche Effekte im Speichersektor eintreten, wie sich diese bereits in den vergangenen Jahren aus den sinkenden PV-Preisen ergeben haben. Somit wird es möglich sein, den Autarkiegrad stufenweise wirtschaftlich zu erhöhen.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung – jetzt oder später?

Die Wirtschaftlichkeit eines Speichersystems ist, wie dargestellt, von vielen Faktoren abhängig. Im Vordergrund stehen die Gestehungskosten von Photovoltaikanlage und Speichermedium sowie der Eigenverbrauchsanteil. Auch die zukünftige Strompreisentwicklung hat Einfluss darauf, ob und wann sich ein Speichersystem rechnet. Es kommt grundsätzlich darauf an, wie

man die einzelnen Faktoren richtig und vor allen Dingen realistisch ansetzt.

Die Annahme exorbitanter Strompreiserhöhungen innerhalb der kommenden 20 Jahre verleitet hier zu schnell, Speicheranlagen „schönzurechnen“. Vielfach werden Wartungskosten, Austauschkosten für verbrauchte Akkus oder für die Investition entgangener Zinsgewinne (Kapitalkosten) unterschlagen. Bei einer Neuinstallation zur optimalen Nutzung von Eigenstrom und einem entsprechenden Batteriespeicher im Verhältnis zur Photovoltaikanlagengröße ergibt sich für den Batteriespeicher derzeit fast nochmals die hälftige Investition der gesamten Photovoltaikanlage.

Die Preise von Stromspeichern für den Privathaushalt variierten 2020 zwischen 4 000 Euro und 13 000 Euro. Je nach Hersteller und Speichergröße können große Preisschwankungen auftreten. Grob kann man für kleine Speicher bis 8 kWh mit Kosten von 1 000 bis 1 200 Euro pro Kilowatt rechnen. Größere Speicher mit einem Speichervolumen von 10 bis 16 kWh sind etwas günstiger und kosten nur etwa 800 bis 1 000 Euro pro kWh. Hieraus ergeben sich folgende grobe Gesamtkosten als Richtpreis inklusive Montage:

5 kWh – 5 000 Euro
10 kWh – 9 000 Euro

In den vergangenen vier Jahren sind die Preise für kleine Speichersysteme bis 10 kWh insgesamt um rund 40 Prozent gefallen. Laut einem Bericht der RWTH Aachen sinken die Speicherkosten für Lithium-Ionen-Batterien für Privathaushalte aktuell sogar um etwa 18 Prozent pro Jahr. Grund für diese starken Preissenkungen ist die steigende Nachfrage und die dadurch entstehende Massenproduktion.

Ein Stromspeicher ist dann wirtschaftlich, wenn durch das Speichersystem innerhalb seiner Lebenszeit mehr Stromkosten eingespart werden können, als für die Anschaffung des Speichers aufgewendet werden musste.

Strom aus einer Photovoltaikanlage kann aktuell schon für 10–12 Cent pro Kilowattstunde erzeugt werden. Eine Kilowattstunde aus

dem Netz hingegen kostet mindestens 30 Cent pro Kilowattstunde. Das heißt bei einer Photovoltaik anlage ohne Speicher können 18–20 Cent pro Kilowattstunde gespart werden. Ein Speichersystem erhöht im Gegenzug die Kosten der Stromerzeugung. Bleiben die Kosten für die Erzeugung und Speicherung sowie die dazugehörigen Nebenkosten (Wartung, Versicherung etc.) unter 30 Cent pro kWh, spart man jährlich Stromkosten.

Steigerung des Autarkiegrads

PV-Größe	Speichergröße (Nennkapazität)	Eigenverbrauchsanteil	Eigenverbrauch[1]	Autarkiegrad
5 kWp	5 kW	56 %	2 800 kWh	59 %
5 kWp	8 kW	65 %	3 250 kWh	67 %
5 kWp	10 kW	67 %	3 350 kWh	69 %
10 kWp	5 kW	32 %	3 200 kWh	67 %
10 kWp	8 kW	37 %	3 700 kWh	76 %
10 kWp	10 kW	38 %	3 800 kWh	78 %
15 kWp	5 kW	22 %	3 300 kWh	70 %
15 kWp	8 kW	26 %	3 900 kWh	80 %
15 kWp	10 kW	27 %	4 050 kWh	83 %

[1] Bei einem PV-Ertrag von 1 000 kWh/kWp

Bis zum Jahr 2015 war es aufgrund der hohen Kosten für Speichersysteme noch nicht sinnvoll, Solarstrom zwischenzuspeichern. Seit 2016 haben Photovoltaikanlagen mit Speichersystemen jedoch Netzparität erreicht.
In Verbindung mit einer Speicherförderung ergeben sich daher finanzielle Kaufanreize für ein Speichersystem. Aufgrund der vielen verschiedenen möglichen Betriebsszenarien, einer nicht genau

bestimmbaren Lebensdauer eines Speichers sowie einer nicht vorhersehbaren Entwicklung der Strommarktpreise ist eine exakte, über 20 Jahre prognostizierbare Wirtschaftlichkeitsberechnung schwierig und komplex.

Vereinfachte Berechnungen könnten wie folgt aussehen:

- Ermittlung der Energie, die der Akku während seiner Lebensdauer aufnehmen und wieder abgeben kann.
  Nimmt man als Beispiel einen Lithium-Ionen-Akku mit ca. 6 000 Ladezyklen bei einer Kapazität von 8 kWh (also 48 000 kWh), muss hiervon zunächst die Entladetiefe in Abzug gebracht werden, bei der diese Zyklenlebensdauer überhaupt erreicht wird – ca. 10 Prozent. Darüber hinaus muss der Wirkungsgradverlust des Gesamtsystems berücksichtigt werden – zum Beispiel 90 Prozent. Der Akku kann in seiner Lebensdauer nur ca. 39 000 kWh umsetzen.
  Bei einem beispielhaften Preis von 7 000 Euro (abzügl. Förderung) für das Speichersystem ergeben sich Speicherkosten von 18 ct/kWh.
- Es müssen die Kosten für den erzeugten Strom, der gespeichert werden soll, miteinander addiert werden. Diese ergeben sich aus den Investitions- und Betriebskosten der Photovoltaikanlage. Hier kommen nochmals ca. 10 bis 12 ct/kWh dazu, sodass sich für den aus dem Speichermedium entnommenen Strom ein Strompreis im Mittel von 28 ct/kWh ergibt.

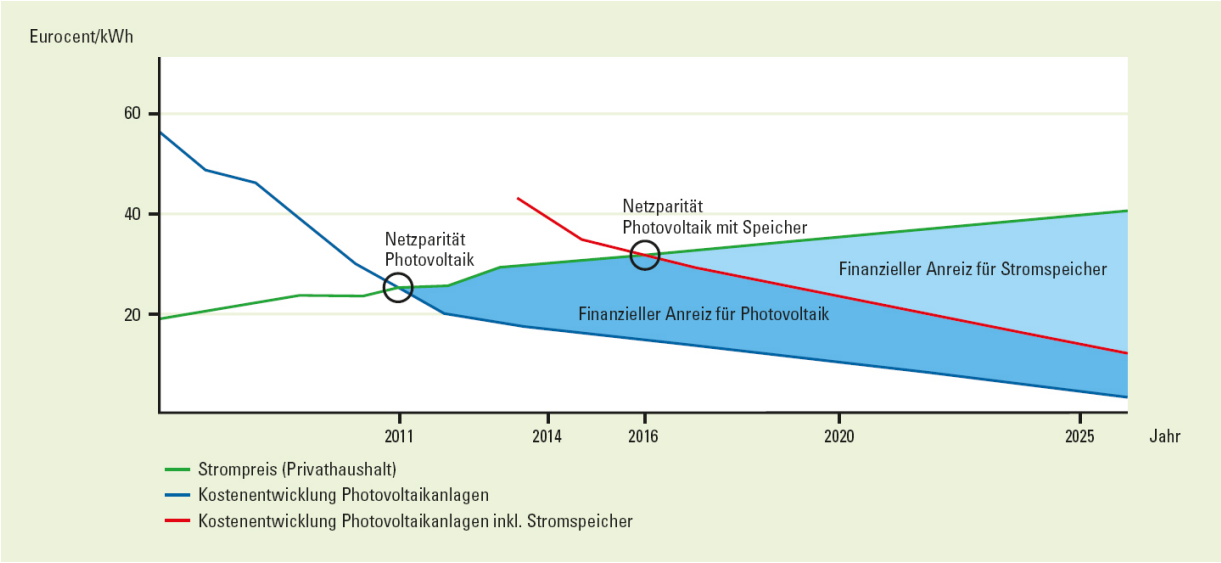
Bei einem Jahresenergieverbrauch von unterstellten 4 500 kWh, einer PV-Anlage mit 10 kWp Leistung bei 16 Prozent Direktverbrauch durch die PV-Anlage und 43 Prozent Verbrauch durch Speichernutzung ergibt sich bei einem Strombezugspreis von 30 ct/kWh und Erzeugungskosten aus Photovoltaikanlage von 10 ct/kWh ein Strommixpreis von etwa 26 ct/kWh. Das wären bereits Einsparungen von ca. 17 Prozent gegenüber dem Strombezugspreis. Würde sich der Strombezugspreis pro Jahr um durchschnittlich 2 Prozent erhöhen, wüchsen auch die Einspareffekte.

Verbilligen sich die Speichermedien innerhalb der nächsten zwei oder drei Jahre jedoch um 30 Prozent und erhöhen sich gleichzeitig Wirkungsgrad und Ladezyklen, so würde sich der Einspareffekt womöglich zeitnah verdoppeln. Daher wäre abzuwägen, ab Sie umgehend mit Förderung ein Speichersystem installieren, das zwar sofort sparen hilft, in zwei Jahren aber wirtschaftlich gesehen zurückfällt und womöglich technisch bereits überholt ist, oder ob Sie nicht lieber abwarten und womöglich weitere Förderungen verpassen. Gerade bei der Lithium-Ionen-Technologie steht zukünftig ein großes Kostensenkungspotenzial zu erwarten.

Den passenden Eigenverbrauchsanteil Ihrer Anlage mit und ohne Speicher können Sie mit dem Solarrechner der Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen (verbraucherzentrale.nrw/solarrechner) ermitteln lassen.

Förderungen

Die Bundesregierung hat nach langem Anlauf 2012 beschlossen, Stromspeichersysteme zu fördern. Ein entsprechendes Förderprogramm wurde durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) aufgelegt. Es galt für Photovoltaikanlagen, die nach dem 31.12.2012 installiert wurden.



Seit Anfang 2013 war es daher möglich, Solarspeicher über einen KfW-Förderkredit zu finanzieren. Die KfW bot hierzu zinsgünstige Darlehen mit einem Tilgungszuschuss an. Das KfW-Förderprogramm „Erneuerbare Energien Speicher“ wurde jedoch zum 31.12.2018 eingestellt.
Der Kauf eines PV-Stromspeichers wird aber weiterhin über einzelne Bundesländer und auch Städte gefördert.

Förderungen für Solarspeicher werden in der Regel als Zuschuss oder Darlehen gewährt. Interessierte können sie meist online bei der Förderstelle beantragen, die Auszahlung erfolgt zügig nach der Bewilligung.

Bei Förderdarlehen für Batteriespeicher handelt es sich um rückzahlungspflichtige Kredite. Die Konditionen für Laufzeiten und Jahreszinsen sind jedoch attraktiver als bei herkömmlichen Bankkrediten. Beantragt wird das Förderdarlehen bei speziell ausgewiesenen Banken oder der Hausbank des Antragstellers. Letzteres gilt beispielsweise für Kredite der KfW, die selbst keine Bankfilialen unterhält.

Was muss man grundsätzlich beachten?

Wichtig ist, die gewählte Förderung frühzeitig zu beantragen. Zum einen dürfen Stromspeicher meist noch nicht installiert sein, wenn der Förderantrag gestellt wird. Bereits in Betrieb genommene Speicher sind in diesem Fall nicht mehr förderfähig! Zum anderen ist das Interesse an Zuschüssen oft so hoch, dass die Fördertöpfe nach wenigen Monaten aufgebraucht sind.

Viele Fördermaßnahmen stellen zur Bedingung, dass keine anderen Fördermittel mit derselben Zuwendung bezogen werden. Hauseigentümer können also häufig nicht mehrere Förderungen kombinieren. Grundsätzlich sollten Antragsteller im Vorfeld genau prüfen, welche Bedingungen an den gewünschten Kredit oder Zuschuss gestellt werden.

Manche Stellen fördern beispielsweise nur Stromspeicher, die über eine bestimmte Speicherkapazität verfügen. Oft ist nur

antragsberechtigt, wer den Speicher gemeinsam mit einer neuen netzgekoppelten Photovoltaikanlage installiert.



Seit dem 1.1.2021 hat im Rahmen der Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG) das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) die Förderung zur gesteigerten Energieeffizienz von Wohngebäuden mit übernommen. Hiermit werden Einzelmaßnahmen (EM) mit einer Zuschussvariante gefördert. Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) fördert energieeffiziente Einzelmaßnahmen ebenfalls, und zwar seit dem 1.7.2021, indem sie verbilligte Kredite ausgibt. Hier kann mit einem Kredit von bis zu 60 000 Euro und einem Tilgungszuschuss von zwischen 15 und 50 Prozent der Investitionssumme gerechnet werden – was sich insgesamt an der Gesamtenergieeffizienz des Hauses orientiert. Dieses Förderprodukt der KfW läuft unter der Bezeichnung „Wohngebäude – Kredit; Kredit 261, 262“.

Die KfW bietet einen weiteren zinsgünstigen Kredit an, speziell für Speicherinteressierte: den „KfW Kredit 270“ (siehe auch Tabelle auf

Seite 114). Damit fördert die KfW bis zu 100 Prozent der Nettokosten beim Erwerb oder der Erweiterung einer Erneuerbare-Energien-Anlage. Solarstromspeicher können mitfinanziert werden. Wichtig ist, dass die Anlage zur Stromerzeugung, wie eine Photovoltaikanlage, neu installiert oder nicht älter als zwölf Monate ist und ein Teil der Energie eingespeist oder verkauft wird. Der derzeitige Zinssatz von effektiv 1,03 Prozent (Stand: Juli 2021) kann ziemlich attraktiv genannt werden, zumal die Abruf- und Rückzahlungsmodalitäten samt tilgungsfreier Monate einen Zusatzanreiz bei zeitgleicher Flexibilität versprechen. Die zu leistenden Raten fallen vierteljährlich an und können gegen eine Vorfälligkeitsentschädigung auch auf einen Schlag zurückgezahlt werden.

Stromspeicherförderung von Gemeinden, Stadtwerken und Energieversorgern

Auch einzelne Kommunen und Städte fördern den Kauf von Stromspeichern. Bei all diesen Förderungen handelt es sich um nicht rückzahlungspflichtige Zuschüsse. Da sich die Förderungen permanent ändern oder auch zeitlich bedingt auslaufen, sollten Sie jeweils bei ihrer Stadt- oder Gemeindeverwaltung direkt nachfragen, ob diese PV-Stromspeicher fördert.

Auch einzelne Stadtwerke oder Energieversorger fördern unter Umständen Stromspeicher. Zu beachten ist jedoch: Im Regelfall müssen Hauseigentümer Kunde beim entsprechenden Stadtwerk oder Energieversorger sein, um dort einen Antrag auf Förderung einreichen zu können.

Fachbetriebe und Energieberater vor Ort können häufig Auskunft darüber geben, welche Stellen in der Region Fördermittel zu Photovoltaikspeichern anbieten.

Denken Sie darüber nach, im Zuge der Installation einer PV-Anlage gleich einen Großteil oder gar die ganze Haustechnik digital effizient mit einzubinden, dann kann eine solche ebenfalls über die BEG EM gefördert werden. Ein sogenanntes Efficiency Smart Home

System kann ein smartes Zuhause ermöglichen und über gesteigerte Kontrolle und Abstimmung der Elemente untereinander zu deutlich erhöhter Effizienz führen. Einige der möglichen Maßnahmen:

- Intelligente Heizung
- Ladestation für Elektroautos
- Lichtsteuerung
- Intelligente Rollladensteuerung
- Fenster- und Türsensoren
- Türkommunikationssystem
- Überwachungskameras
- Wassermelder
- Notruf- und Unterstützungssysteme

So können Energie gespart, das Haus einbruchsicher gemacht und der Wohnkomfort erhöht werden. Alle oder einzelne dieser Maßnahmen werden durch zinsgünstige Kredite oder einen nicht zurückzuzahlenden Zuschuss gefördert.

Tagesaktuelle Konditionen zu den entsprechenden Programmen des Bafa und der KfW erfahren Sie über die entsprechenden Internetportale auf bafa.de und kfw.de.

Neben den bundesweit geltenden Krediten der KfW gewähren einige Bundesländer eine PV-Speicherförderung. Bei all diesen Länderförderungen handelt es sich um Zuschüsse – sie müssen nicht zurückgezahlt werden und lohnen sich für Hauseigentümer deshalb besonders.

Je nach Bundesland bemisst sich die Förderhöhe durch einen gewissen Prozentsatz der Speicherinvestition oder durch einen bestimmten Geldbetrag pro Kilowattstunde Speicherkapazität. Einige Bundesländer wie Sachsen und Sachsen-Anhalt fördern zusätzlich die Anschaffung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge.

Welche Förderbedingungen gelten und wie hoch der Zuschuss ausfällt, ist von Bundesland zu Bundesland unterschiedlich und kann sich auch kurzfristig ändern. Die entsprechenden Informationen aus aktuellen Förderungen der Bundesländer können im Internet recherchiert werden.

Hierzu zwei Beispiele: Bayern fördert ab einer Speicherleistung von 3 kWh mit einem Basiszuschuss von 500 Euro, welcher für jede weitere kWh mit zusätzlich je 100 Euro bezuschusst wird. Berlin bezuschusst einen Speicher mit 300 Euro pro kWh Leistung.

EIGENSTROMVERBRAUCH IM EEG-RECHT

Wenn Sie zu Hause in Ihrem Garten an Ihrem eigenen Apfelbaum einen Apfel pflücken, diesen selbst verzehren oder einem Bekannten oder Fremden schenken, ist das schlichtweg Ihre eigene Angelegenheit. So lässt sich das leider nicht unbedingt auf Ihren selbst erzeugten und verbrauchten Strom übertragen. Eine merkwürdige wie auch stellenweise unverständliche Gesetzgebung zwingt Sie förmlich, mit Ihrem Eigentum (Strom) nicht das zu tun, was Sie gern tun möchten.

Sie kennen bereits die EEG-Umlage von Ihrer Stromrechnung. Sie dient zur Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegt. Nach diesem Gesetz sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, den Strom von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), die ins öffentliche Netz einspeisen, zu einer festgelegten Vergütung abzunehmen; der Strom wird entweder direkt oder über Direktvermarkter an der Strombörse oder im außerbörslichen Stromhandel verkauft. Mögliche Differenzen zwischen den Stromproduktionskosten und dem Marktpreis gleicht die Marktprämie aus, die über die EEG-Umlage finanziert wird. Die EEG-Umlage zahlen daher alle Stromverbraucher über einen Anteil ihrer Strombezugskosten; Ausnahmeregelungen gelten für stromverbrauchsintensive Industriezweige.

Nun sollte man meinen, wenn man durch die Sonne selbst erzeugten Strom auch selbst verbraucht, entlaste man die EEG-Umlagekosten, da der zuständige Netzbetreiber den Strom nicht

abnehmen und vergüten muss. Dann haben Sie die Rechnung aber ohne den deutschen Gesetzgeber gemacht. Denn auch beim Eigenverbrauch wird unter Umständen eine EEG-Umlage fällig.

Wenn Sie selbst erzeugten Strom verbrauchen und eine PV-Anlage mit einer Leistung von mehr als 10 kWp betreiben, mussten Sie noch bis Ende 2020 eine anteilige EEG-Umlage von 40 Prozent abführen. Dies hat der Gesetzgeber zum Glück aktuell auf 30 kWp und 30 000 kWh erhöht. Jede Anlage über 30 kWp Anlagengröße muss für den Eigenverbrauch eine anteilige EEG-Umlage abführen.

Schlechter wird es, wenn Sie Ihrem Nachbarn Ihren erzeugten Solarstrom verkaufen wollen und dafür den Strom ins öffentliche Netz einspeisen, denn dann ist gleich die komplette EEG-Umlage fällig.

Ganz schwierig sind die Fälle, bei denen man zunächst gar nicht vermutet, einem Dritten seinen selbst erzeugten Strom zur Verfügung zu stellen: Betreibt beispielsweise ein Supermarkt in seinem Markt eine Poststelle oder eine Bäckereifiliale durch einen Dritten und verbraucht dieser Dritte den vom Supermarkt durch die dort installierte PV-Anlage eigenerzeugten Strom, wird die komplette EEG-Umlage fällig – auch rückwirkend.

Für den Eigenverbrauch sind daher gesetzliche Spielregeln zu beachten, damit später kein böses Erwachen mit Forderungen durch den Netzbetreiber auf Sie zukommen. Aus dem EEG, dem Leitfaden „Eigenverbrauch“ der Bundesnetzagentur und der EEG Clearingstelle ergeben sich folgende Anforderungen:

- Strikte (natürliche oder juristische) Personen identität zwischen PV-Anlagenbetreiber und PV-Stromletztverbraucher (Ausnahme: Familie ohne getrennte wirtschaftliche Bereiche)
- Bedingung der Zeitgleichheit von PV-Stromerzeugung und Verbrauch (maximal 15 Minuten)
- Speicher wird als Letztverbraucher (Rolle 1) und als „fiktiver EEG-Erzeuger“ (Rolle 2) betrachtet
- Eigenverbrauch ist mit Speicher möglich, für EEG-Umlagengrenze jedoch getrennte Betrachtung
- Wenn Betreiber der Stromverbrauchsgeräte gleichzeitig Betreiber der PV-Anlage ist, kann Eigenverbrauch vorliegen.

- PV-Miete, PV-Pacht kann Eigenverbrauch bedeuten, wenn der PV-Mieter ein hinreichendes „Risiko“ trägt; d. h. der Mieter muss mindestens Anlagenbetreiber im rechtlichen Sinne sein.
- Fremde Stromletztverbraucher, wenn diese von untergeordneter Bedeutung sind
- Familienmitglieder im Einfamilienhaus oder Ähnlichem trotz nicht exakter Personenidentität mit PV-Betreiber (Zusammenwohnen ohne wirtschaftliche Trennung)
- Hotel und Krankenhäuser (nur gelegentlicher Aufenthalt der „Dritten“ und untergeordnete Geringverbräuche an Strom)
- Putzhilfen und Handwerker im EFH und Gewerbebetrieb (untergeordnete Geringverbräuche an Strom durch „Dritte“)
- Klimatisierung und Wärme-/Kälteerzeugung für diverse „Wohn-/Mieteinheiten“ sowie „Allgemeinstrom“ (Voraussetzung: PV-Anlagenbetreiber ist der Betreiber der PV-versorgten Stromverbrauchsgerätschaften für Klima, Heizung, Aufzug, Allgemeinstrom)

Alternative / ergänzende Eigenstromoptimierungen

Neben der klassischen Eigenstromversorgung mit ergänzendem Speicher bietet der Markt alternative Lösungen an, die jedoch im Einzelfall individuell zu betrachten sind.

PV-Eigenversorgung mit Cloudlösung

Einige Netzbetreiber bzw. Stromversorger bieten das öffentliche Stromnetz als „virtuellen Speicher“ für den sommerlichen PV-Überschuss zur Nutzung im sonnenarmen Winter an. Bei den Anbietern handelt es sich zumeist um Stadtwerke und große Versorgungsunternehmen, die darin ein effektives Kundenbindungsinstrument sehen.

Dabei wird der überschüssig ins Netz eingespeiste PV-Strom einem Konto gutgeschrieben, und zwar bis zur vertragsmäßig vereinbarten Menge des eingespeisten Stroms. Die vereinbarte Menge stellt die Größe des virtuellen Speichers dar, wie 1 000 oder 2 000 kWh, die dann zur kostenlosen Nutzung in den sonnenarmen

Zeiten zur Verfügung steht. Wird mehr PV-Strom pro Jahr eingespeist als vereinbart, erhält der Kunde eine Vergütung, meist in Höhe der EEG-Vergütung. Werden Strommengen oberhalb der „Größe“ des virtuellen Speichers bezogen, wird dafür eine Gebühr in Höhe eines konventionellen Tarifs (beispielsweise 30 Cent brutto) berechnet. Je nach Größe des „Speichers“ fallen monatliche Grundgebühren an, die in der Regel zwischen 20 und 40 Euro liegen. Vergleiche dazu auch Seite 93.

Stecker-PV und Nulleinspeiseanlagen
Ein oder mehrere Solarmodule werden mit einem oder wenigen Kleinstwechselrichtern und einer besonderen Steckervorrichtung für das Hausnetz an einen Hausstromkreis angeschlossen (siehe auch Abschnitt „Stecker-Solargeräte“, Seite 107). Der damit erzeugte PV-Strom sollte von den Grundlasten des Haushalts verbraucht werden. Mögliche Überschüsse müssen durch einen Zähler mit Rücklaufsperre „abgeregelt“ werden. Mit solchen Kleinstanlagen erfolgt keine Netzeinspeisung. Näheres siehe ab Seite 108.

PV-Direktstromlieferung mit Überschusseinspeisung
Hierbei handelt es sich um eine Ergänzungsversorgung mit getrennten Tarifen. Der Bezug kommt einmal vom üblichen Versorgungsnetz zu den üblichen Netzbezugskosten und -grundgebühr sowie ergänzend durch PV-Strom zum PV-Stromlieferpreis.

Diese Form wird aber eher auf PV-Großanlagen zutreffen, die einen Großteil ihres Stroms nicht nur ins Netz oder an einen Direktvermarkter vertreiben, sondern eben auch Direktlieferungen an Dritte vornehmen.

Dabei stellt sich im Gegenzug zur Eigenstromversorgung die Frage, was als PV-Stromlieferung nach der Definition der Bundesnetzagentur (BNetzA) mit der folglichen Abführung der vollen EEG-Umlage gilt.

Hierzu gehören:

- Gewerbebetrieb im Gewerbebetrieb, wie z. B. „Service GmbH“ in der „Musterfirmawerk GmbH“
- Reparaturservice, Bäcker, Metzger im oder am Supermarkt, da deren Betrieb auf eigene Rechnung und eigenes Betriebsrisiko läuft (Shop in Shop).
- Wohnheime (Senioren-, Studentenwohnheim) und deren Unterverteilungen, da die Bewohner auch dauerhaft Betreiber der Letztverbrauchseinrichtungen seien
- Dauerhaft fremdbetriebene Geräte (Getränkekühlautomaten, Kaffeemaschinen, u. Ä.), etwa in Firmen
- Einfamilienhaus mit Einliegerwohnung
- Gewerbe (Hotel), z. B. E-Tankstelle für Gäste
- Mehrfamilienhaus für Allgemeinstrom und Mieterstrom

BETREIBERMODELLE – WIRTSCHAFTLICHKEIT

Aus dem Betrieb einer PV-Anlage ergeben sich zunächst einmal eine Vielzahl von Betriebsweisen und Betreibermodellen, die auf eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Einfluss haben. Nachfolgend finden Sie zwei Beispiele.

Netz-Volleinspeisung

Merkmale Variante 1: Investor = Betreiber = Grund- und Gebäudeeigentümer
Merkmale Variante 2: Investor = Betreiber; Gebäudeeigentümer = Dritter (z. B. angemietetes Dach)

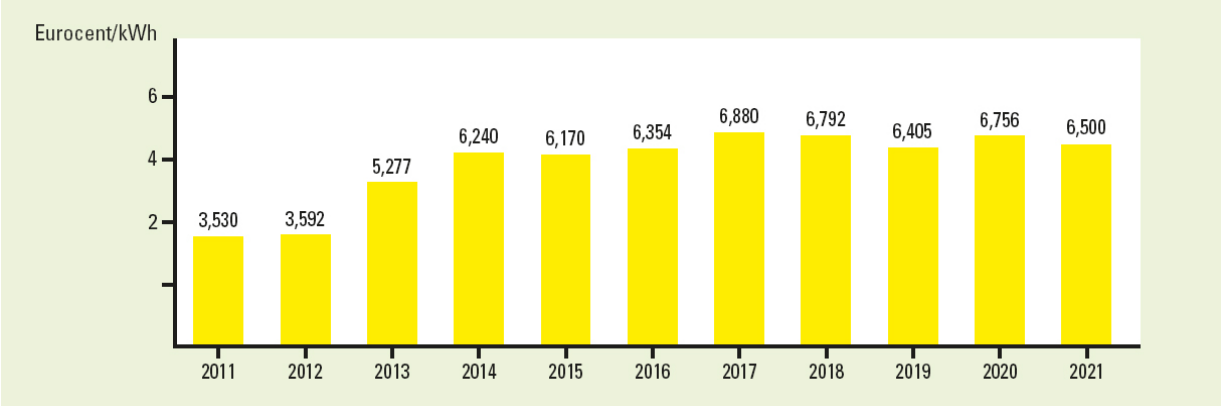
- Im Eigenheimbereich mit Volleinspeisung gegen EEG-Vergütung bei PV-Anlagengrößen 10 bis 20 kWp und einer Investition von < 1 200 Euro/kWp netto kann bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von einer Gesamtkapitalrendite in Höhe von mehr als 2 Prozent ausgegangen werden.
- Ein ähnliches Ergebnis ist im Gewerbebereich mit Volleinspeisung gegen EEG-Vergütung bei PV-Anlagengrößen von 30 bis 100 kWp und Investitionskosten von unter 1 100 Euro/kWp netto zu erwarten.

PV-Eigenversorgung mit Überschusseinspeisung

Merkmale: Investor = Betreiber = Grund- und Gebäudeeigentümer = Verbraucher

Wichtig hierbei sind folgende Punkte:

- Die Eigenversorgung ist im EEG ganz eng an den Betreiber der PV-Anlage und das Gebäude gebunden, wenn man die Belastung durch die EEG-Umlage vermeiden möchte.
- Bei solchen Anlagenkonstellationen kann je nach Eigenverbrauchsquote und den damit eingesparten Strombezugskosten eine Rendite von mehr als 2 bis mehr als 3 Prozent erwartet werden.



Entwicklung der EEG-Umlage (Datengrundlage: netztransparenz.de)

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer PV-Anlage fußt auf verschiedenen Kennzahlen und hängt insbesondere von der Betriebsweise ab. Da aktuell sehr viele Betriebsmöglichkeiten zur Verfügung stehen, insbesondere in Bezug auf den Eigenstromverbrauch sowie die unterschiedlichsten Möglichkeiten der Einbindung in den häuslichen Energiebedarf, sollen nachfolgend nur einige Beispiele anschaulich herangezogen werden.

Kennzahlen

Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung unterscheidet man zwischen

1. dynamischen Kennzahlen und
2. statischen Kennzahlen.

Die dynamischen Kennzahlen bilden hierbei die Erfassung der Ein- und Auszahlungen mit abnehmenden Realwerten über die Dauer eines Betrachtungszeitraums ab. Zum Beispiel hat ein Jahresüberschuss mit 1 000 Euro in 20 Jahren aufgrund von inflationären Einflüssen nur noch einen Wert von ca. 700 Euro bei angenommen 2 Prozent jährlicher Inflation.

Typische Kennzahlen in Wirtschaftlichkeitsprogrammen zeigen am Ende eines Betrachtungszeitraumes von 20 Jahren den Solarkontoüberschuss als statische Summe. Bei einem sogenannten DCF-Wert ergibt sich ein abgezinster Endüberschuss, d. h. ein dynamisch betrachtetes Endergebnis.

In der Regel nimmt man die Kapitalwertbetrachtung als Hilfe zur Entscheidungsfindung, um zu prognostizieren, welcher Wert sich aus meinem eingesetzten Kapital in eine Investition nach Ablauf eines Betrachtungszeitraums ergeben hat.

Bei der Berücksichtigung des Eigenverbrauchs sind neben dem Strombezugspreis auch mögliche Abgaben der EEG-Umlage zu berücksichtigen. Wie auch in anderen Punkten macht es der Gesetzgeber dem Verbraucher nicht leicht, wenn es darum geht, gewisse finanzielle Vorteile aus dem Betrieb einer Photovoltaikanlage zu ziehen.

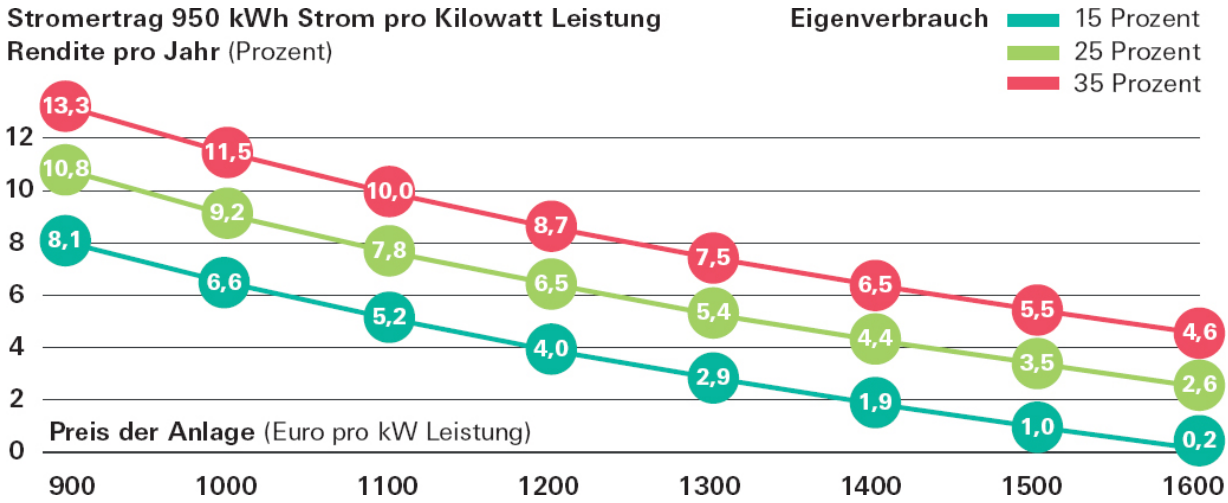
EEG-Umlage

Streitpunkt ist seit längerer Zeit die EEG-Umlage, die auf den Strombezugspreis aufgeschlagen wird. Darin sind die Kosten aus den Einspeisungen der erneuerbaren Energie enthalten.

Irgendjemand muss die Einspeisevergütung von 40 ct/kWh einer vor rund 15 Jahren in Betrieb gegangenen PV-Anlage schließlich tragen.

Die EEG-Umlage hat sich stetig erhöht. Für die Jahre 2021 und 2022 wurde die EEG-Umlage per Beschluss politisch auf 6,5 bzw. 6 ct festgesetzt; d. h. was darüber hinaus noch folgt, wird mit Steuergeldern abgedeckt. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass insbesondere ab 2024 immer mehr hochgeförderte Anlagen aus der EEG-Einspeisung herausfallen und sich die EEG-Umlage entsprechend reduzieren wird. Bis 2035 erwartet man daher eine

Reduzierung der EEG-Umlage auf etwa 2 Cent (Quelle: Öko-Institut).



Dennoch versucht der Gesetzgeber, eine weitere Kostentreibung der Strompreise auszubremsen. Hier muss auch die Eigenstromnutzung dran glauben – obgleich diese eigentlich weder die öffentlichen Netze noch andere Stromverbraucher belastet – im Gegenteil. Der Eigennutzer entlastet das Stromnetz letztendlich, insbesondere in Spitzenzeiten.

Kleine Lichtblicke gibt es aber in Form von Verbesserungen im aktuellen EEG 2021. Waren nach dem EEG 2017 bislang nur Kleinanlagen bis zu 10 kWp Leistung und 10 000 kWh Eigenverbrauch pro Jahr sowie Bestandsanlagen von vor 2017 von der EEG-Umlage bei Eigenstromverbrauch befreit, ist diese Grenze aktuell auf 30 kWp/30 000 kWh p. a. erhöht worden. Größere Anlagen müssen 40 Prozent der EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch bezahlen.

Kapitalwert

Ein weiterer Begriff im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnungen stellt der Kapitalwert dar.

Eine Investition, zum Beispiel in eine PV-Anlage, ist wirtschaftlich betrachtet dann vorteilhaft, wenn der Kapitalwert größer ist als der einer anderen zur Wahl stehenden Geldanlage. Betrachtet wird hierbei der Kalkulationszinsfuß. Er beschreibt den Zinssatz, zu dem

das Eigenkapital alternativ zur PV-Anlage auf dem Geldmarkt hätte angelegt werden können.

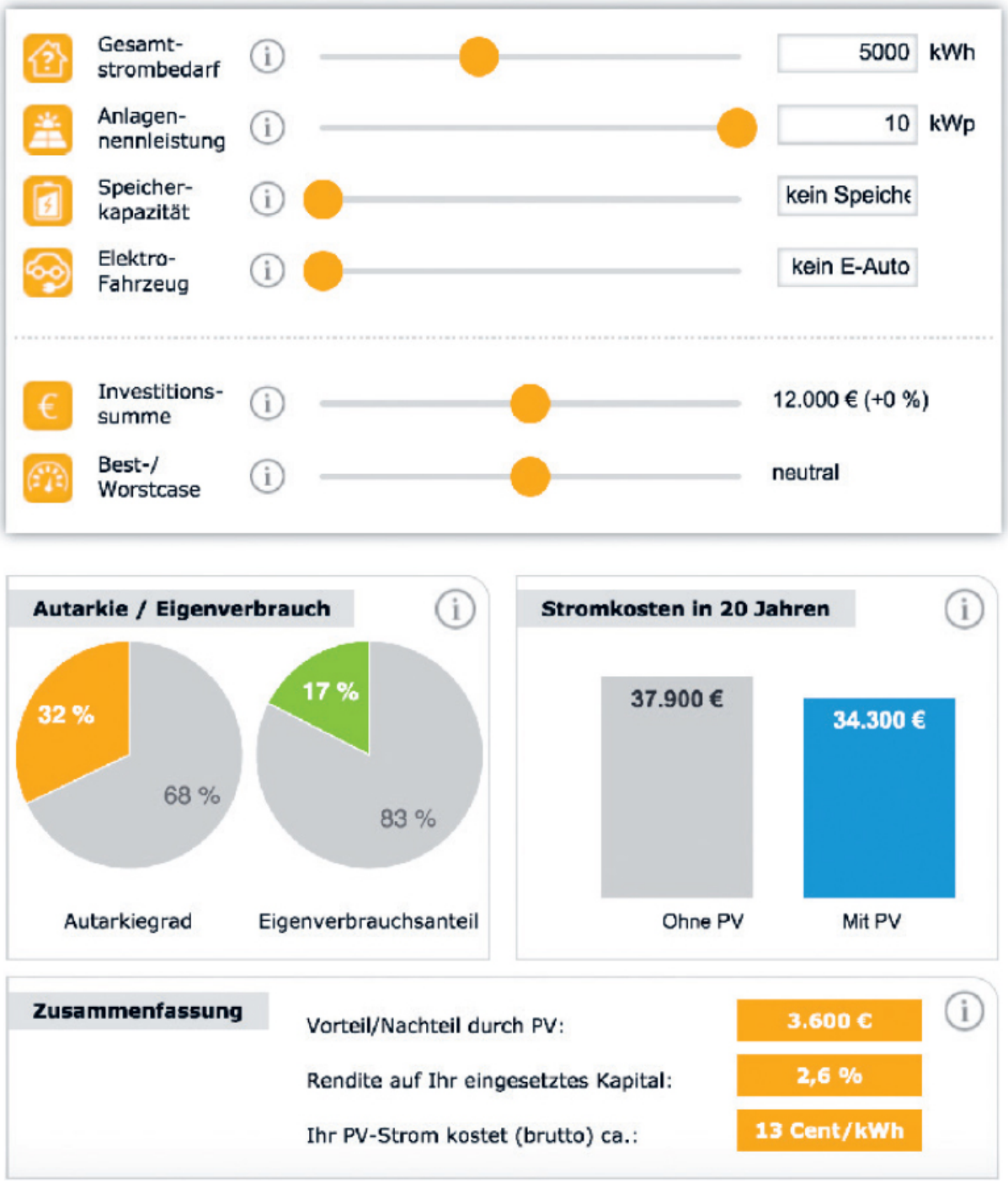
Rendite

Die Rendite ist der klassische Maßstab einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Dabei gibt es zwei Betrachtungsmodelle:

1. IRR-Methode (Methode des internen Zinssatzes)
   Bei der klassischen IRR-Methode geht man davon aus, dass die während des Betrachtungszeitraums relevanten Ein- und Auszahlungen (meist Jahresüberschüsse) zum gleichen projektinternen Zinssatz sofort wieder für gleichwertige neue Projekte angelegt werden.
   Beispiel: Werden 8 Prozent interne Rendite berechnet, so werden die gewinnbringenden Überschüsse wieder für 8 Prozent beim nächsten Projekt angelegt …
   Realistisch ist die IRR-Methode für Kapitalfonds aus Windkraft und Solar und eventuell für Energiegenossenschaften und Stadtwerke, die laufend in solche Projekte investieren. Unrealistisch hingegen ist diese Methode bei größeren Einzelanlagen und insbesondere bei kleinen Anlagen im Einfamilienhausbereich.
   Für Letztere eignet sich daher die modifizierte IRR-Methode nach Baldwin.
   Bei dieser modifizierten IRR-Methode geht man davon aus, dass die während des Betrachtungszeitraums relevanten Ein- und Auszahlungen (meist Jahresüberschüsse) zu einem vorher festgelegten, realen und damit zumeist niedrigeren Zinssatz am Geldmarkt wieder angelegt bzw. beliehen werden.
   Beispiel: Werden die im Beispiel zuvor benannten 8 Prozent Rendite bei einem festgelegten Kalkulationszinssatz von z. B. 2 Prozent berechnet, so werden die gewinnbringenden Überschüsse aus dem PV-Projekt auch nur für 2 Prozent wieder angelegt. Diese Berechnung ist deshalb realistischer, gerade für Klein- und Einzelprojekte, da beispielsweise bei einem

Einfamilienhaus die Gewinne nicht nochmals oder sogar mehrmals in eine PV-Anlage investiert werden.
Dieser Unterschied ist für Sie dann wichtig, wenn Sie von unterschiedlichen Anbietern von PV-Anlagen Wirtschaftlichkeitsberechnungen enthalten, die in der Rendite etwa stark abweichen. Dann rentiert sich der genaue Blick darauf, mit welcher Methode gerechnet wurde.

2 Ein weiteres Modell ergibt sich mit der Gesamtkapitalrendite:
Hier wird die Verzinsung des gesamten Kapitals betrachtet, unabhängig vom Verhältnis Eigenkapital- zu Fremdkapitalanteil.
Beispiel: 5 Prozent Gesamtkapitalrendite bedeuten, dass sich eingesetzte 1 000 Euro nach einem festen Betrachtungszeitraum auf 1 050 Euro vermehrt haben.
Die Bewertung der Gesamtkapitalrendite ist wichtig beim Einsatz von Fremdkapital. Die zu erwartende Gesamtkapitalrendite (GK-Rendite) sollte immer nennenswert höher sein als die Kosten aus den Zinsen des Fremdkapitals, insbesondere bei einem hohen Fremdkapitaleinsatz. Wenn beispielsweise ein Kredit an Zinsen 3 Prozent kostet, dann sollte die Gesamtkapitalrendite höher liegen als der Kreditzins.



Eigenkapitalrendite

Zusätzlicher Betrachtungspunkt ist die Eigenkapitalrendite:

Hier wird ausschließlich die Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals betrachtet, unter Berücksichtigung der Summe aus beliehenem Fremdkapital bzw. der Kreditrückzahlung und Kosten

der Finanzierung (Kreditzinsen). Bei einem Eigenkapitaleinsatz von 100 Prozent sind daher die Gesamtkapitalrendite und Eigenkapitalrendite identisch.

Bei renditeoptimierten PV-Anlegern wird meist gezielt eine niedrige Eigenkapitalquote von 10 bis 30 Prozent angestrebt, um bei erfolgreichem Projektverlauf durch die Hebelwirkung des „billigen“ Fremdgeldes eine hohe Eigenkapitalrendite erzielen zu können („Leverage Effect“).

Liquiditätsüberschuss

Im Ergebnis einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erwartet man am Ende eines Betrachtungszeitraums den Liquiditätsüberschuss. Dieser bezeichnet das Ergebnis (Saldo) aus Ein- und Auszahlungen während eines Betrachtungszeitraums. Er berücksichtigt keine dynamischen Einflüsse wie z. B. Inflation und damit verbundene Geldentwertung.

Unter Berücksichtigung der Inflationsrate (Geldentwertung) gibt es hierzu den sogenannten DCF-Wert (englisch: Discounted Cash Flow). Er berücksichtigt den Saldo aus Ein- und Auszahlungen während eines Betrachtungszeitraums mit einer „schleichenden“ Geldentwertung (Inflation) z. B. auf Basis des gewählten Kalkulationszinssatzes (beispielsweise 2 Prozent). Er ist daher in der Regel niedriger als der rein saldierte Endüberschuss.

Amortisationszeit

Die Amortisationszeit bezeichnet den Zeitpunkt, zu dem die (bis dahin aufgelaufene) Summe der Ein- und Auszahlungen erstmals höher als 0 Euro ist. Man nennt das auch den „Break-Even-Punkt“ oder beantwortet vereinfacht ausgedrückt die Frage: Wann habe ich mein eingesetztes Eigenkapital wieder zurück?

Auch hier ergibt sich eine statische und dynamische Betrachtungsweise, je nachdem ob ohne oder mit Berücksichtigung einer Inflationsrate.

Die beiden folgenden Beispiele sollen eine grobe Wirtschaftlichkeitsbetrachtung darstellen:

Beispiel 1 betrachtet eine neue PV-Anlage mit einer Leistung von 10 kWp ohne Speicher, jedoch mit Eigenstrombezug aus der reinen Anlagenleistung, bei mittlerem Solarertrag, einem Familienhaushalt mit 5 000 kWh Strombezug p. a., ohne weitere große Umstellung im Verbrauchsverhalten. Hieraus ergibt sich nach 20 Jahren ein finanzieller Vorteil von rund 3 600 Euro.

Beispiel 2 betrachtet die gleiche Anlagengröße, jedoch mit einem Speicher mit 5-kWh Leistung sowie aktiver Haushaltsumstellung (bewusster Stromverbrauch tagsüber, wie z. B. bei Spülmaschine, Waschmaschine, doch auch ohne E-Auto). Hieraus ergäbe sich ein finanzieller Gewinn auf 20 Jahre gesehen in Höhe von etwa 5 700 Euro.

Dies sind nur grobe Beispiele, ohne bestimmte Finanzierungsvarianten, einer mittleren Kostenannahme und einem angenommenen Verbrauchs- und Ertragsverhalten. Der tatsächliche Einspareffekt ist von vielen Faktoren abhängig.

Steuerliche Aspekte

Eine differenzierte Wirtschaftlichkeitsberechnung sollte relevante umsatz- und ertragssteuerliche Parameter berücksichtigen. Wie wir später im Abschnitt „Steuern und Finanzamt“ (siehe Seite 192) noch erfahren, gibt es verschiedene Möglichkeiten einer optimierten Steuerung steuerlicher Parameter.

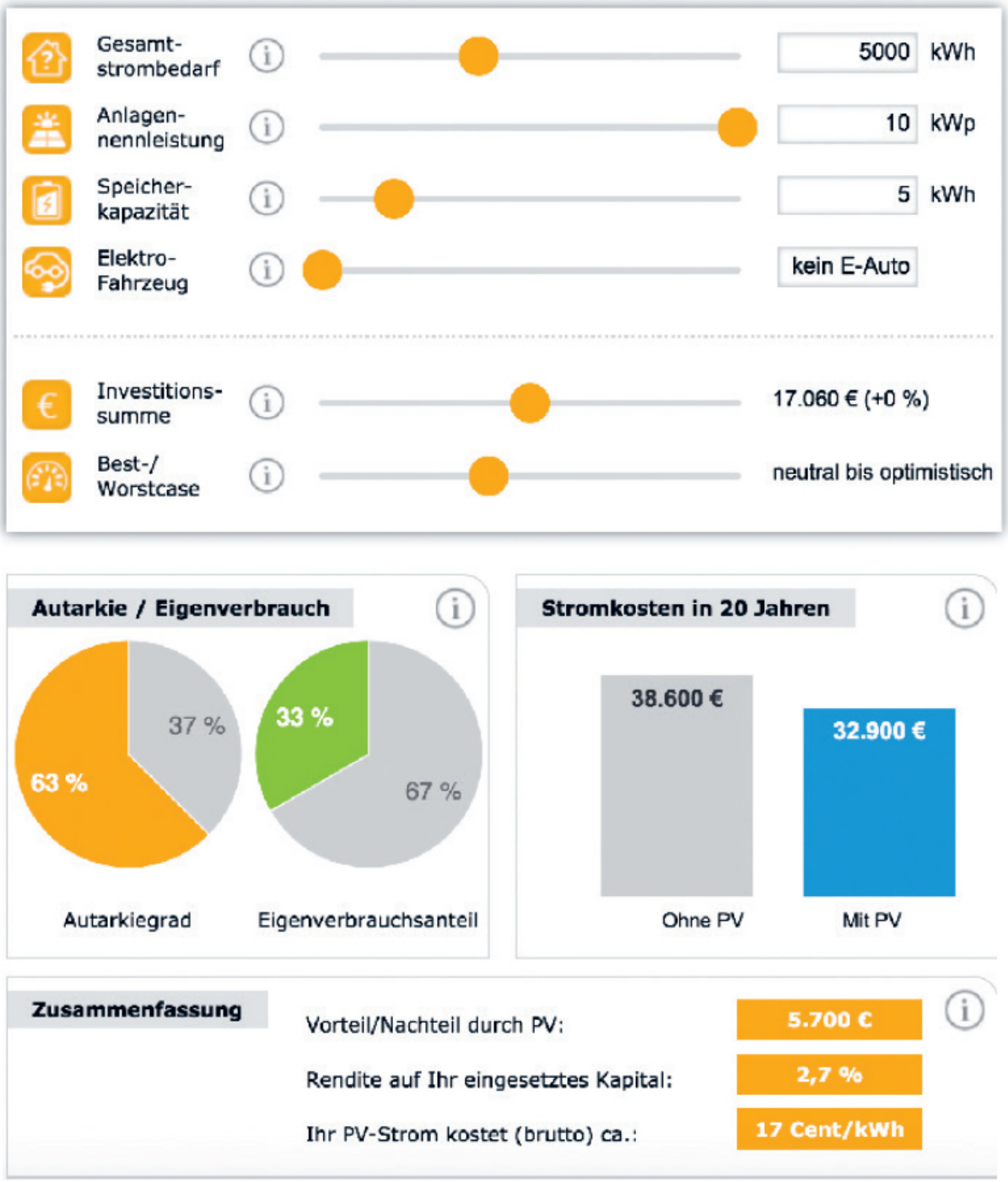
Auf den Internetseiten der Stiftung Warentest (test.de, Stichworte: Solaranlage, Rendite) finden Sie eine spezielle Themenseite zu Solaranlagen, auf der Sie unter anderem die Rendite Ihrer Solaranlage berechnen lassen können.

Photovoltaik ohne EEG-Vergütung

Theoretisch und auch praktisch ist es möglich, PV-Anlagen ohne EEG-Vergütung zu betreiben. Es gibt bereits größere PV-Anlagen, die so betrieben werden. Das ist dann möglich, wenn man einen festen Abnehmer für den erzeugten Strom hat – zum Beispiel ein Gewerbeunternehmen – oder dies in Kombination mit einem Direktvermarkter betreibt.

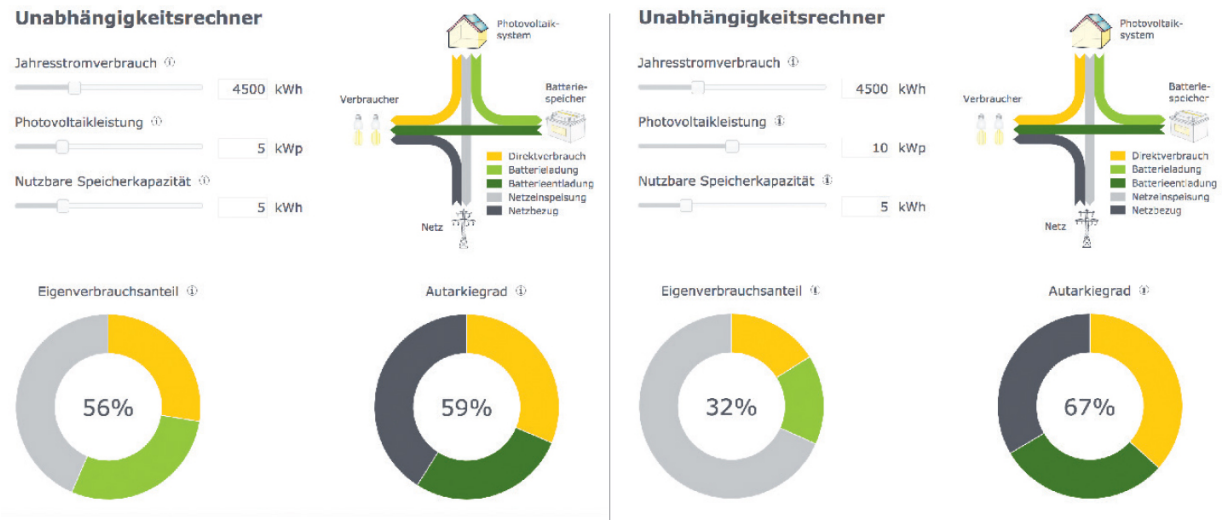
Kleinanlagen

Auch bei einer Kleinanlage wäre dies denkbar, wirtschaftlich allerdings noch schwierig darstellbar. Machen wir einen Versuch, nehmen uns nochmals den „Unabhängigkeitsrechner“ aus dem Abschnitt „Kosten …“, Seite 122 zur Hilfe und stellen folgende Beispielrechnung an:



Wir haben einen angenommenen Stromverbrauch von 4 500 kWh im Jahr, dazu eine kleine PV-Anlage von 5 kWp sowie einen großen Speicher mit 5 kWh. Die PV-Anlage erzeugt insgesamt ca. 5 000 kWh jährlich. Damit wäre eine theoretische Deckung für den Jahresverbrauch möglich. Da die Energieverteilung zwischen

Sommer und Winter jedoch sehr unterschiedlich ist, geht Solarstrom „verloren“ und ist Bezugsstrom erforderlich.



Der Eigenverbrauchsanteil beschreibt den Anteil des erzeugten Solarstroms, der entweder zeitgleich durch die Stromverbraucher oder zur Ladung des Batteriespeichers genutzt wird. Der Autarkiegrad gibt den Anteil des Stromverbrauchs an, der durch das Photovoltaik-Speichersystem versorgt wird. Hierzu trägt entweder der zeitgleiche Direktverbrauch des erzeugten Solarstroms oder die Entladung des Batteriespeichers bei. Je höher der Autarkiegrad ist, desto weniger Energie wird aus dem Stromnetz bezogen.

Unser Lithium-Ionen-Akku mit ca. 6 000 Ladezyklen (über 20 Jahre) bei einer Kapazität von 5 kWh also 30 000 kWh insgesamt, abzüglich Entladetiefe von ca. 10 Prozent und einem Wirkungsgrad von 90 Prozent, schafft während seiner Lebensdauer etwa 24 000 kWh. Das wären im Jahr 1 200 kWh. Bei einem Eigenverbrauchsanteil von 56 Prozent können rund 2 800 kWh durch Solarstrom (direkt = 1 600 kWh + Speicher = 1 200 kWh) gedeckt werden (siehe Ergebnis aus der obigen angegebenen Grafik).

Bei einem beispielhaften Preis von 4 500 Euro für das Speichersystem ergeben sich Speicherkosten von 19 ct/kWh. Der Gestehungspreis für den reinen PV-Strom liegt bei etwa 10 ct/kWh, sodass sich für den aus dem Speichermedium entnommen Strom ein Strompreis im Mittel von 29 ct/kWh ergibt. Der Mischpreis aus direktem Solarverbrauch + Speicher + restlicher Netzbezug liegt

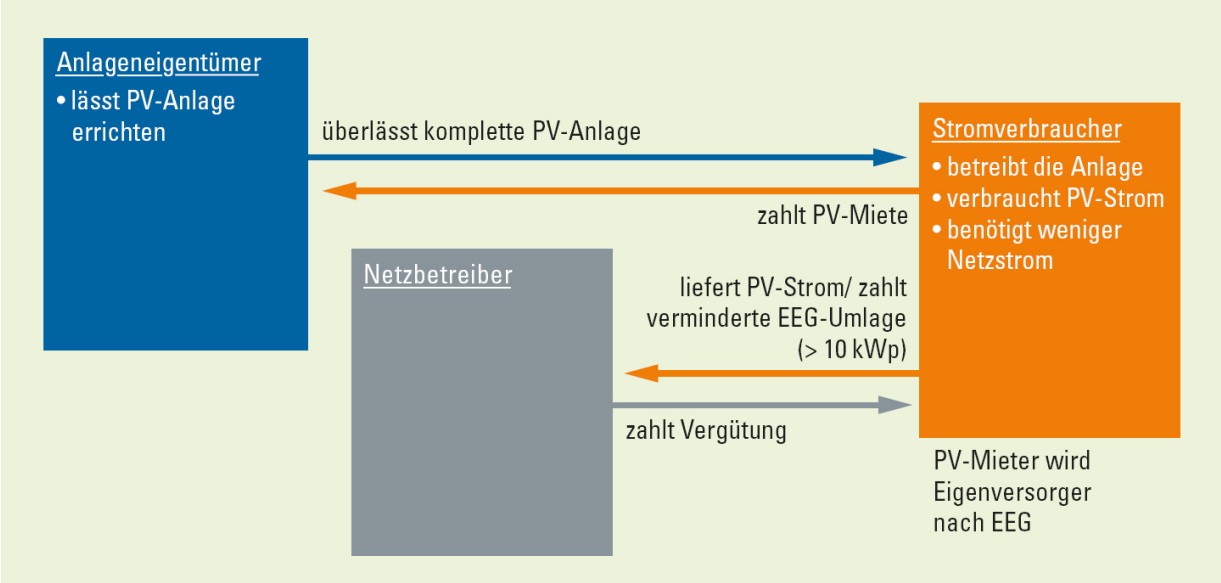
dann bei ca. 21,5 ct/kWh (Mischpreis). Es verbleiben jedoch 44 Prozent des erzeugten Solarstroms, der im Haushalt weder direkt noch mit Speicher verbraucht werden kann. Ohne Einspeisevergütung wird es daher mit der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung schwierig aussehen. Eine Alternative wäre, dass die 44 Prozent über andere Medien verbraucht werden, das kann ein Elektroauto sein, eine Wärmepumpe oder ein Heizstab zur Warmwasseraufbereitung (auch im Sommer). Damit würde sich auch eine PV-Anlage ohne Einspeisevergütung wirtschaftlich rechnen.

PV-Miete (PV-Pacht)

Aus dem gleichen Grund, wie Sie zum Beispiel ein Auto nicht kaufen, sondern leasen (Mietkauf), können Sie auch eine PV-Anlage mieten.

Gründe für ein „PV-Leasing“

Die Gründe für ein solches Modell sind unterschiedlich. In der Regel gilt das für jene Hausbesitzer, die nicht über genügend Eigenkapital verfügen, um sich selbst eine Photovoltaikanlage anzuschaffen und installieren zu lassen, oder dieses Eigenkapital für andere Investitionen verwenden wollen oder müssen, jedoch nicht auf ökologische Eigenstromnutzung verzichten möchten. Auch Investoren vermieten größere PV-Anlagen für Gewerbebetriebe oder etwa Kommunen.



Grundstruktur der PV-Miete

Die Planung, Installation, Wartung, Reparatur und Versicherung der Photovoltaikanlage erledigt hierbei der Vermieter – sprich Investor der PV-Anlage. Der Mieter selbst wird eigenständiger Solaranlagenbetreiber, er bezieht den Strom also aus der PV-Anlage nicht vom Vermieter, sondern aus der angemieteten PV-Anlage, die unmittelbar in seiner Nutzungsgewalt steht. Warum ist das so?

Wie bereits aus dem EEG-Recht kennengelernt, würde es sich bei einem Strombezug aus einer PV-Anlage eines Dritten (hier Vermieter) um eine Direktlieferung an Dritte handeln, mit der Folge, dass die volle EEG-Umlage abzuführen wäre. Dies würde den aus der PV-Anlage gezogenen Eigenstrom sehr schnell teuer werden lassen. Daher ist eine strikte Trennung von Eigentümer der PV-Anlage (Vermieter) und Anlagenbetreiber (Mieter) erforderlich, um diese Kosten zu umgehen. Aus dem EEG ergibt sich: „Anlagenbetreiber ist, wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas nutzt“.

Rechte und Pflichten aus der Vermietung: Aus der Konstellation ergeben sich verschiedene Rechte und Pflichten beider Parteien, welche hier stichwortartig aufgeführt werden.

Rechte und Pflichten des **Vermieters** einer PV-Anlage:

- finanziert die PV-Anlage
- ist Anlageneigentümer und hat Steuervorteil (Abschreibungen)
- zuständig für Gewährleistungsfragen und Sachversicherung
- erhält feste Mietzahlung (Monat/ Quartal) von PV-Mieter
- trägt Risiko bei insolventem Mieter
- schließt mit dem PV-Mieter einen „PV Miet-“ und in der Regel einen „Betriebsführungs- und Servicevertrag“ ab

Rechte und Pflichten des **Mieters** einer PV-Anlage:

- in vollem Umfang Anlagenbetreiber, somit Anlagenverantwortlicher (Haftpflichtversicherung)
- übernimmt Abrechnungen mit Netzbetreiber
- erhält EEG-Vergütung, übernimmt EEG-Umlage 40 Prozent für Eigenstromverbrauch (> 30 kWp)
- reduziert seine Stromkosten während Mietzeit
- Mietzahlung (Monat/Quartal) an PV-Vermieter
- schließt mit dem PV-Vermieter einen „PV-Miete“ und reinen „Betriebsführungs- und Servicevertrag“ ab

---

Aus dem Mietmodell ergibt sich eine Win-Win-Situation. Wer die Anlage auf Ihrem Dach installiert, trägt einerseits sämtliche Kosten für die Investition sowie die Kosten für Wartung und Instandsetzung. Demgegenüber stehen die Mieteinnahmen einerseits, zum anderen bekommt der Investor eine Dachfläche, auf der er eine PV-Anlage errichten und betreiben kann.

Für den Hauseigentümer ist solch ein Mietmodell risikolos. Letztendlich kann er während des Betriebs so viel Eigenstrom nutzen, wie es ihm technisch möglich ist. Selbst bei einem geringen Zuschlag auf die EEG-Vergütung für den Eigenstromtarif wird dieser immer noch wesentlich günstiger sein, als seine Strombezugskosten.

Mietzahlungen

Dass dieser „Service“ seinen Preis hat, versteht sich von selbst. Die Miete entspricht in der Regel der prognostizierten EEG-Vergütung und dem Großteil der real (ggf. nach Abzug der 40 Prozent EEG-Umlage) eingesparten Stromkosten (z. B. 90 Prozent). Vergleicht man die Kosten für die Anschaffung und den Betrieb einer eigenen Anlage mit den Kosten für die Miete einer Photovoltaikanlage, hat der Käufer einen finanziellen Vorteil. Bequemer hat es jedoch der Mieter, wobei nicht außer Acht gelassen werden darf, dass Verwaltungsaufgaben wie die Abrechnung mit dem Energieversorger dennoch beim Mieter liegen.

Wenn es nur darum geht, die Zahlung auf monatliche Raten aufzuteilen, sollte ebenfalls erwogen werden, ob ein zinsgünstiger Kredit beispielsweise bei der KfW-Bank nicht sinnvoller ist. Ebenfalls bestehen viele Angebote, bei denen die Photovoltaikanlage gepachtet werden kann: Mit den monatlichen Raten wird die Photovoltaikanlage abgezahlt und geht dann in den eigenen Besitz über.

Für die Höhe des Mietpreises spielt es keine Rolle, wie viel Strom Sie selbst verbrauchen. Die Größe der Anlage beeinflusst die Kosten, die Sie viele Jahre zu zahlen haben, jedoch sehr stark.

Anbieter des Mietmodells

Wer eine Photovoltaikanlage mieten will, kann heute unter einer Reihe von Anbietern wählen. Oft sind es Stadtwerke, die sich auf diese Weise neue Geschäftsfelder erschließen, aber auch Energiekonzerne, die dies gern mit einer Cloudlösung und eigenen Strombezugstarifen „verkaufen“.

Achten Sie beim Vergleich der Angebote nicht nur auf die Höhe der Miete, sondern auch auf das Kleingedruckte in den Verträgen. Punkte, die Sie vor dem Abschluss des Mietvertrags kritisch prüfen sollten:

- Garantiert der Vermieter die Strommenge, die Sie durchschnittlich pro Tag benötigen?
- Wer bekommt die Vergütung für den Strom, der in das Netz eingespeist wird?

- Zahlt der Vermieter im Falle einer längeren Störung eine Entschädigung?
- Bleibt der Mietvertrag bestehen, falls das Haus den Eigentümer wechselt?
- Fallen nach Ablauf des Mietvertrags Kosten an?

MONTAGE UND ANSCHLUSS DER PV-ANLAGE

ANGEBOTE EINHOLEN UND VERGLEICHEN

Wenn Sie sich für eine PV-Anlage interessieren und deren Anschaffung in die Entscheidungsphase gerückt ist, gilt es, entsprechende Angebote einzuholen. Suchen Sie sich hierzu mehrere Fachbetriebe aus und lassen sich dementsprechend auch mehrere Angebote erstellen.

Das Internet bietet unglaublich viele Informationen, die sich auf die Installation von Photovoltaikanlagen beziehen. Oftmals fällt es schwer, die gesuchten Informationen herauszufiltern. Nehmen Sie sich Zeit und verschaffen sich einen Überblick, welche Fachbetriebe sich in Ihrer Nähe befinden und welche Referenzen diese auf ihrer Internetseite vorweisen können.

Keine Augenwischerei

Lassen Sie sich nicht von schönen Bildern „toller“ PV-Anlagen verleiten. Im Vordergrund steht eine professionelle Beratung mitsamt Informationsgespräch, das mit einer Ortsbesichtigung verbunden ist. Eine Photovoltaikanlage lässt sich nicht „von der Stange“ planen. Dem Vor-Ort-Termin kommt eine besondere Bedeutung zu. Das Fachunternehmen muss hierbei alle planungsrelevanten wichtigen Informationen und Erkenntnisse aufnehmen und diese Daten in seine Angebotserstellung einfließen lassen. Das Angebot selbst soll dann auch für einen Laien lesbar und verständlich sein sowie eine umfassende Aufstellung des benötigten Materials und der Montagezeiten beinhalten. Ein Angebot mit nur einer Position und der Bezeichnung „1 Stück Photovoltaikanlage mit ca. 10,0 kWp und

Wechselrichter nach Auslegung“ mit einem ausgewiesenen Gesamtpauschalpreis ist nicht seriös und gleicht dem Kauf einer „Katze im Sack“.

Ein Angebot bedeutet mehr als ein Kostenvorschlag. Gerade bei Kleinanlagen sollte es jedem Fachbetrieb möglich sein, alle Vorhersehbarkeiten sicher kalkulieren zu können. Dabei muss die Datenaufnahme (z. B. Skizzen, Fotos, Aufmaße) der Dachfläche und Anlagenumgebung vor Ort in die Angebotserstellung einfließen. Das gilt insbesondere für die Situation der Verschattung oder künftigen Verschattung (z. B. geplante Baumaßnahmen, Baumpflanzung etc.).

Weiterer Kernpunkt ist der Anschluss ans Netz über den bestehenden Hausverteiler bis hin zum Speicherplatz, soweit ein Speicher vorgesehen ist, wie auch dessen Einbindung in den Eigenstromverbrauch. Letztendlich muss ein Betriebskonzept erarbeitet werden, welches zum Haushalt oder eiemn anderen Gebäude passt und auf den Bedarf abgestellt ist.

Perfekte Angebote sollen neben einer Ertragsberechnung auch eine Wirtschaftlichkeitsprognose mit nachvollziehbaren Zahlen beinhalten.

Qualität kommt vor Preis

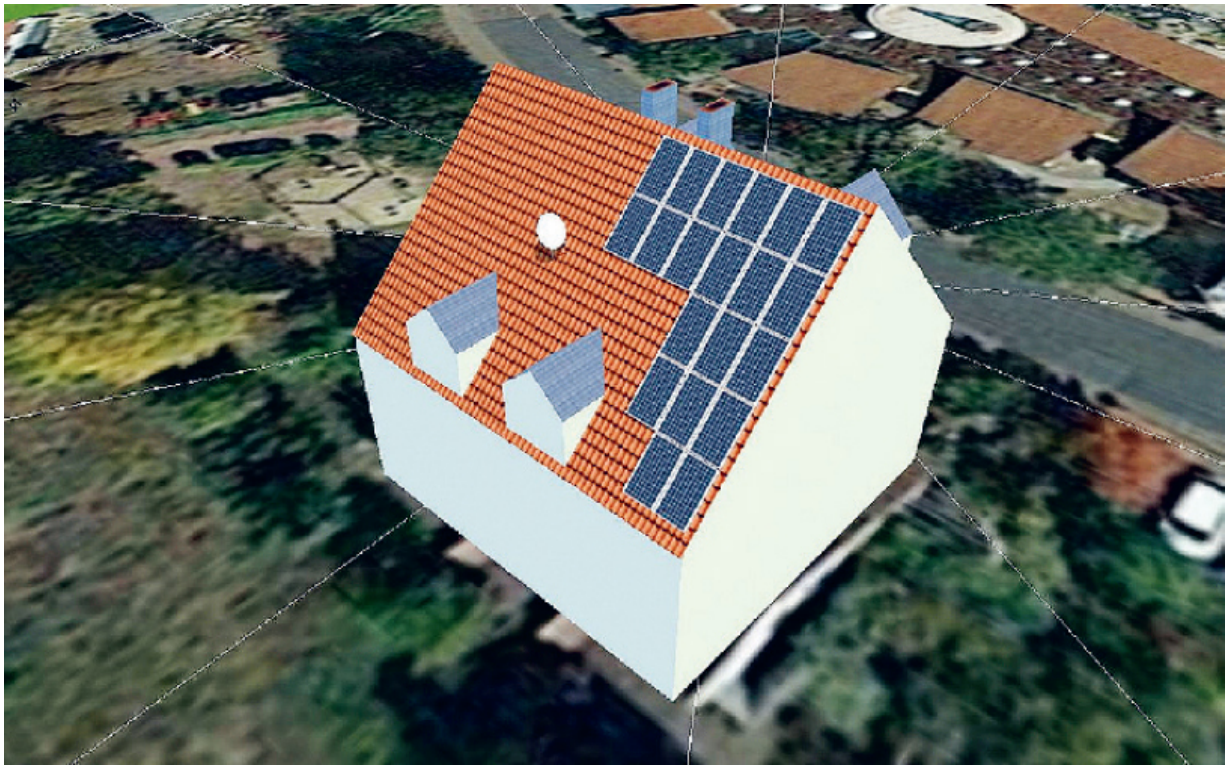
Beachtet werden sollte, dass keine „Noname-Produkte“ angeboten sind. Da es nur noch wenige deutsche Hersteller gibt, kommen viele Module aus dem asiatischen Raum. Zumindest sollten Sie darauf achten, dass Produkte von „Premiumherstellern“ angeboten werden. Solche findet man zum Beispiel in Marktübersichten der Fachzeitschrift „Photon“. Ähnliches gilt für Wechselrichterhersteller. Bei Speicheranbietern wird es noch schwieriger. Verschaffen Sie sich einen detaillierten Überblick und achten Sie in den Verträgen genauestens auf die Garantieleistungen (siehe auch Seite 139).

- Angebotene Produkte (Hersteller, Anzahl und Typ der Module, Typ Wechselrichter, Verkabelung, Haltesystem)
- Angaben der Produktmerkmale (Leistung, besondere Eigenschaften, Garantien, zulässige Belastung, ggf. ergänzt durch entsprechende Datenblätter der Hersteller)
- Notwendige Zertifikate, Prüfbescheinigungen und Nachweise, die seitens der Finanzierung oder des Förderantrags benötigt werden
- Falls von Ihnen bestimmte spezifische Merkmale wie Farbe, Aussehen oder Hersteller gewünscht sind, müssen sich diese im Angebot wiederfinden – und zwar konkret und nicht mit dem Zusatz „oder gleichwertig“.

Angebotene Leistungen:

- Montagebeschreibung der Module (Aufdach, Indach, Flachdach, Fassade) und der Wechselrichter
- Art, Länge und Verlegewege der notwendigen Kabel
- Eventuell notwendige Umbaumaßnahmen (Unterverteilung, neuer Zählerschrank)
- Kosten, die bei Hilfs- und Sicherungsmaßnahmen (Gerüstauf- und -abbau, Straßensperrung wegen Materialanlieferung und Baustellenvorbereitung) anfallen
- Termin: Baubeginn und Bauende, bzw. Inbetriebnahme
- Abwicklung der Anfragen und Anträge (Bauamt, Energieversorger, KfW)
- Subunternehmerleistungen (welche Leistungen werden durch eine Drittfirma durchgeführt)
- Angaben zu notwendigen Drittanbieterleistungen, die fachlich und wegen Gewährleistung an Fachbetriebe vergeben werden sollten:
  Baustatiker
  Dachdecker
  Tiefbauarbeiten für Kabelverlegungen

Die Angaben zu Garantien sind, anders als bei der gesetzlich geregelten Gewährleistung, freiwilliger Natur seitens der Hersteller und sollten daher im Angebot genau spezifiziert sein. Viele Hersteller von Wechselrichtern bieten aktuell längere Garantiezeiten an (meist fünf bis zehn Jahre) und darüber hinaus eine Garantieverlängerung, welche aber zumeist mit Zusatzkosten verbunden ist. Ob ein solcher Abschluss sinnvoll ist, lässt sich nicht pauschal sagen. In der Regel greifen solche Garantien zumindest nicht bei Schäden durch äußere Einwirkung, wie Überspannung.

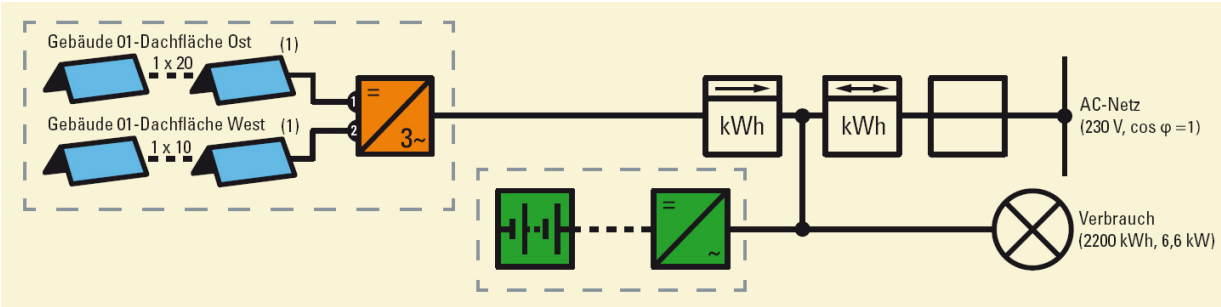


Standortbezogene 3-D-Planung einer PV-Anlage

Zahlungsbedingungen

In vielen Angeboten werden sich Anzahlungen „nach Beauftragung“ wiederfinden, die bis zu 90 Prozent bei Auftragserteilung liegen. Solche, zumeist aus früheren Zeiten übernommene Anzahlungen, sind viel zu hoch und nicht gerechtfertigt. Sie stellen ein finanzielles Risiko für den Besteller dar. Früher war gegeben, dass der Anteil der Materialkosten deutlich über 80 Prozent lag, weshalb es für

Fachfirmen vom Standpunkt der Liquidität her schwierig und somit verständlich war, wenn sie für die Materialkosten mehrerer PV-Anlagen in Vorleistung treten mussten. Heute hat sich das Kostenverhältnis gewandelt; die Materialkosten zu Montagekosten liegen aktuell im Verhältnis 60/40. Darüber hinaus ist der Kostenumfang des Materials für eine kleinere PV-Anlage weitaus geringer als noch vor zehn Jahren. Drängen Sie darauf, dass der Materialpreis in Form einer Abschlagsrechnung erst fällig wird, wenn das Material auf die Baustelle geliefert wurde.



Beispiel für eine Anlagenkonzeption mit Speicher

Der Restbetrag sollte dann erst mit Erlangung der Betriebsbereitschaft sowie einer im Ergebnis mängelfreien Abnahme erfolgen. Bei möglichen Streitigkeiten beispielsweise aufgrund vorhandener Mängel haben Sie ansonsten kein Druckmittel mehr in der Hand, auch die rechtliche Handhabe gestaltet sich dann ungleich schwieriger, da die Beweislast bei Mängeln nach der Abnahme auf den Besteller übergeht (siehe auch ab Seite 161).

Was ist wichtig bei der Beauftragung?

Falls Sie die PV-Anlage finanzieren und/oder ein Förderprogramm (z. B. für einen Speicher) in Anspruch nehmen, sollten Sie vor Beauftragung sichergehen, dass die Finanzierung seitens Ihrer Bank genehmigt und/oder die Förderung zumindest beantragt wurde. Insbesondere bei Fördermaßnahmen kann es schädlich sein, wenn die Baumaßnahme bereits in Auftrag gegeben wurde und erst im Nachgang die Förderung beantragt wird.

Lassen Sie sich einen verbindlichen Fertigstellungstermin vertraglich zusichern. In nicht wenigen Fällen hat es nach der Auftragserteilung plötzlich mehrere Wochen gedauert, bis die Anlage fertig installiert war. Zwar läuft der Vergütungsbeginn der gesetzlichen Einspeisezeit von 20 Jahren erst mit der erstmaligen Inbetriebnahme, die 20-Jahresfrist beginnt aber nach EEG erst ab Anfang des Folgejahrs zu laufen; d. h. die restliche Zeit im Jahr der Inbetriebnahme kommt hinzu. Darüber hinaus kann es sein, dass sich mit jedem Monat einer verspäteten Inbetriebnahme die gesetzliche Einspeisevergütung geringfügig nach unten verändert. Daher sollte es in Ihrem Interesse liegen, dass die Anlage nach Auftragserteilung zügig installiert und in Betrieb genommen wird.

Vereinbaren Sie mit dem Fachunternehmen schriftlich eine förmliche Abnahme der PV-Anlage nach deren Fertigstellung. Damit sichern Sie sich mögliche Mängelansprüche gegenüber der Installationsfirma. Vor einer Abnahme hat grundsätzlich die Fachfirma zu beweisen, dass die Anlage richtig und vollständig installiert ist. Nach der Abnahme obliegt der Nachweis Ihnen (siehe auch nachfolgende Abschnitte, ab Seite 141).

Vergewissern Sie sich, dass die erforderlichen Anmeldeunterlagen durch die beauftragte Fachfirma rechtzeitig beim zuständigen Netzbetreiber eingereicht werden. Ein verspätetes Einreichen kann Wartezeit für die Zählersetzung mit sich bringen. Beauftragen Sie die Fachfirma nur unter dem Vorbehalt einer vom Netzbetreiber ausgesprochenen positiven „Anschlussgenehmigung“.

Schlüsselfertig oder mit Eigenleistung?

Eine PV-Anlage ist eine elektrische Anlage. Aufgrund dessen ist es bereits schwierig, diese im Ganzen oder Teile davon in Eigenleistung zu errichten, es sei denn, Sie sind hierzu fachlich ausgebildet, was aber nur selten zutreffen dürfte. Die Montage der Module sowie Wechselrichter als auch deren richtige Verkabelung sowie der elektrische Anschluss gehören grundsätzlich in Fachhände. Hier geht es einerseits um die Sicherheit beim Thema Elektrizität, andererseits auch um Gewährleistungs- und Garantiefragen.

Darüber hinaus kann die PV-Anlage nur durch eine Elektrofachkraft in Betrieb genommen werden, welche beim zuständigen Netzbetreiber registriert ist.

Eigenleistungen sind dort denkbar, wo diese zur Vorbereitung der Anlageninstallation dienen können, wie z. B. Handschachtung bei Verlegung eines Erdkabels im Hausbereich, Versetzen einer Satellitenschüssel, Herstellung von Kabelwegen (Schutzrohre, Kabelrinnen …) oder Mauerdurchbrüchen etc.

Fachkundige Abnahme

Wenn man sich auf den Fachbetrieb seines Vertrauens verlassen kann, ist das eine feine Sache. Oftmals stellt sich aber erst zu einem späteren Zeitpunkt heraus, ob der Handwerker auch fachmännisch alles so installiert hat, wie es sein soll und sein muss. Dann ist es häufig zu spät, weil entweder ein Schaden eingetreten ist, der Anlagenertrag weit von dem entfernt ist, was vorher berechnet wurde, oder weil die Gewährleistung bereits abgelaufen ist.

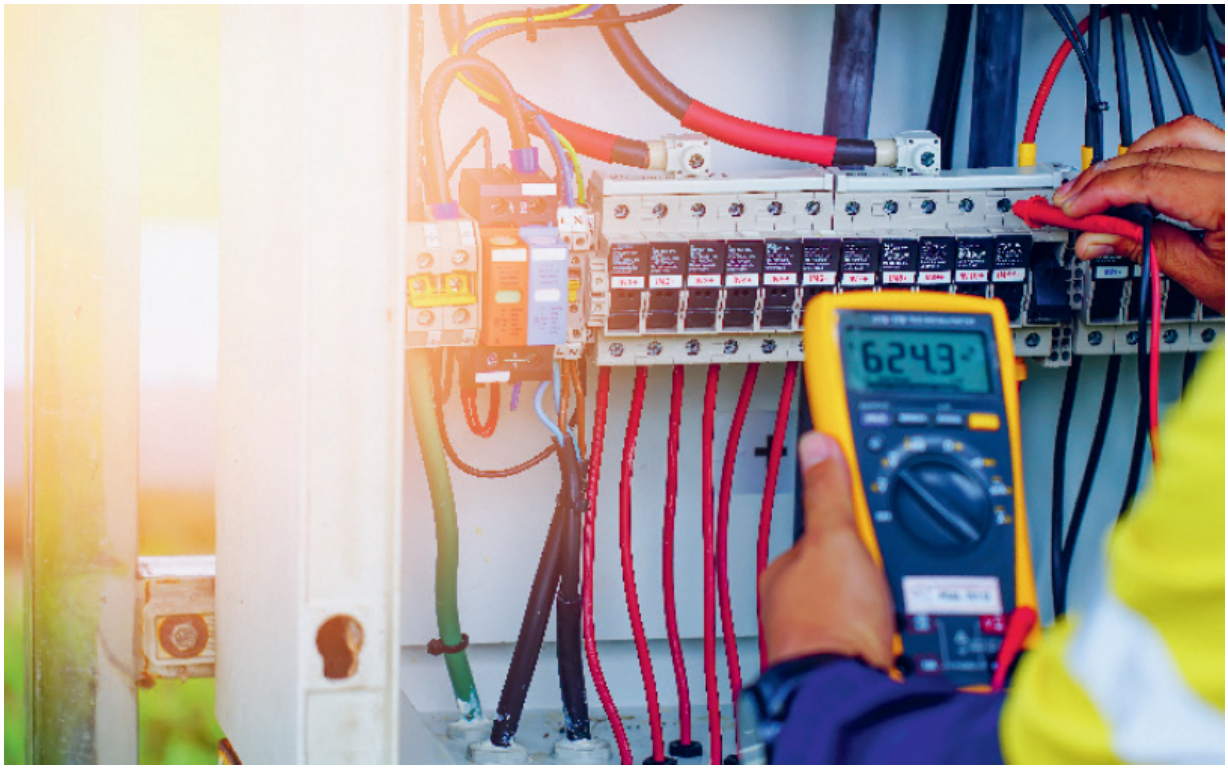
Die Abnahme dient dem Zweck, eine fertiggestellte Leistung auf deren Richtigkeit und Vollständigkeit zu beurteilen; dies bedeutet, Abgleich der Bestellung mit dem gelieferten und erstellten Werk. Sie bietet die Möglichkeit, formal das Werk als solches mangelfrei entgegenzunehmen oder Mängel festzustellen und zu protokollieren. Der Fachbetrieb muss den Mangel dann entweder in einer gesetzten Frist beseitigen oder nachweisen, dass das Werk mangelfrei errichtet wurde. Nach einer Abnahme oder beim Fehlen einer solchen, also wenn das Werk ohne weitere Erklärung des Bestellers entgegengenommen und sogar in Benutzung ging oder sogar die Schlussrechnung bezahlt wurde, spricht man rechtlich von einer fiktiven Abnahme. Das Werk ist dann durch schlüssiges Verhalten des Bestellers in der Form akzeptiert, wie es errichtet wurde. Stellen sich im Nachhinein Mängel heraus, obliegt es Ihnen, diese nachzuweisen (siehe auch Thema Gewährleistung ab Seite 160).

Als Laie ist es Ihnen in der Regel kaum möglich zu beurteilen, ob die vorgenommene Planung und Installation den Regeln der Technik entsprechen. Selbst am Bau tut man sich hier sehr schwer, weshalb

oftmals Spezialisten zur Qualitätsüberwachung eingeschaltet werden. Zum Beispiel kann ein Architekt auch ein technischer Berater sein, wenn es um die Bauqualität geht. Als technische Abnahme wird eine Erklärung des Bestellers oder häufig seines Bevollmächtigten bezeichnet, dass die Sache oder das Werk oder ein bestimmter Teil davon unter rein technischen Gesichtspunkten vertragsgemäß ist bzw. nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik errichtet wurde.

Missverständnisse entstehen häufig insofern, als dass mit der erstmaligen Inbetriebnahme der Anlage im Beisein des Netzbetreibers dieser durch die Erstellung eines Inbetriebnahmeprotokolls die Photovoltaikanlage als Ganzes abnimmt. Weit gefehlt! Der Netzbetreiber ist berechtigt, die Bauteile und Sicherheitsorgane, welche ausschließlich für den sicheren Netzbetrieb erforderlich sind, zu prüfen und für richtig und funktionsfähig zu befinden. Die restliche Photovoltaikanlage liegt ausschließlich im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers oder dessen Errichters. Soweit man sich nicht sicher ist, ob die Installation auch den technischen Vorgaben entspricht, sollte man Hilfe durch eine(n) Fachmann/-frau in Anspruch nehmen und die Anlage nach Fertigstellung prüfen lassen.

Bei einer technischen Abnahme ist es mit einem einmaligen „Hinsehen“ nicht getan. Sie sollte sich daher im Wesentlichen über folgende Punkte erstrecken:



Die Arbeiter verwenden Multimeter, um die Spannung zu messen und somit die normale Funktion der Systeme zu bestätigen.

- Prüfung der Installation auf Übereinstimmung mit den allgemein anerkannten Regeln der Technik
- Prüfung der Sicherheitseinrichtungen (Blitzschutz, Überspannungsschutz, Brandschutz, Anforderungen in der Landwirtschaft oder im feuergefährdeten Betrieb etc.)
- Plausibilitätsprüfungen der vom Installateur durchgeführten Messungen und deren Protokolle
- Vorhandensein und Vollständigkeit der Anlagendokumentation einschließlich der Anlagenkennzeichnung vor Ort
- Nachweis der Kundeneinweisung
- Mängeldokumentation und Begleitung sowie Bestätigung der Mangelfreiheit

Es schwingt immer wieder die Argumentation mit, dass so eine „Dienstleistung“ (technische Abnahme) von einem Dritten (zum Beispiel dem Gutachter) Geld kostet. Ja, das ist richtig. Der Architekt, der Sie beim Hausbau begleitet, kostet auch sein Honorar.

Es sprechen aber viele Argumente dafür: Die Abnahme ist in der Regel die letzte Chance überprüfen zu lassen, ob die Anlage nach den Regeln der Technik errichtet wurde, bevor Sie als künftiger Anlagenbetreiber mögliche Restzahlungen an den Installateur leisten. Zudem ermöglicht eine technische Abnahme, dass Sie in den kommenden Jahren beruhigter schlafen können, weil Sie wissen, dass sich Ihre Anlage zumindest bei Betriebsbeginn in einem technisch fehlerfreien Zustand befindet.

INBETRIEBNAHME

Die erstmalige Inbetriebnahme der PV-Anlage erfolgt in der Regel durch den zuständigen Netzbetreiber im Zuge der Zählersetzung in Begleitung eines Vertreters des beauftragten Fachbetriebs. Für die Inbetriebnahme ist jedoch nicht unbedingt die Anwesenheit des Netzbetreibers erforderlich, soweit die verantwortliche Elektrofachkraft bei dem zuständigen Netzbetreiber konzessioniert und selbst zum Zählersetzen des kundeneigenen Zählers berechtigt ist. In der Regel wird jedoch der Netzbetreiber bei der Inbetriebnahme dabei sein, weil der Zähler in der Praxis von ihm gestellt und eingebaut wird.

Voraussetzungen für die Inbetriebnahme

Die Inbetriebnahme einer PV-Anlage bedarf verschiedener Voraussetzungen:

- Die PV-Anlage ist betriebsfertig montiert; das heißt Module sind fest montiert, die Wechselrichter sind betriebsbereit installiert und der Netzanschluss ist realisiert, inklusive der Vorbereitung zum Einbau des Zählers gemäß den gültigen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des zuständigen Netzbetreibers.
- Die Fertigstellung und Inbetriebnahmebereitschaft wurde gegenüber dem zuständigen Netzbereiber angezeigt bzw. angemeldet.
- Prüfung vor erstmaliger Inbetriebnahme durch die verantwortliche Elektrofachkraft.
- Die Anlage ist gemäß VDE 0100–600 („Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 6: Prüfungen“) sowie DIN EN 62446–1 (DIN VDE 0126–23–1, „Netzgekoppelte

Photovoltaiksysteme – Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfung“) von der verantwortlichen Elektrofachkraft geprüft und gemessen worden, und die Messergebnisse wurden protokolliert oder dokumentiert (siehe nachfolgende Abschnitte).

- Die Anlagendokumentation sollte bereits vollständig vorliegen (siehe nachfolgende Abschnitte).

Fertigstellungsmeldung und Antrag auf Inbetriebnahme

Für die Meldung der Betriebsbereitschaft ist vom Installateur normalerweise ein Formblatt des zuständigen Netzbetreibers auszufüllen – analog wie beim Antrag zur Neuanmeldung der Anlage. Zur Anmeldung der Eigenerzeugungsanlage sind weitere Unterlagen vorzulegen, soweit diese noch nicht bei der Netzüberprüfungsanfrage vorgelegt wurden, und zwar:

- Übersichtslageplan bzw. einphasiger Stromlaufplan mit eingezeichneten Betriebsmitteln
- Beschreibung der Schutzeinrichtungen
- Beschreibung der Anzahl, Art und Betriebsweise der Wechselrichter
- Konformitätserklärung der eingesetzten Wechselrichter
- Angaben zu den technischen Einrichtungen zur Leistungsreduzierung oder dauerhaften Abregelung

Prüfungen vor der erstmaligen Inbetriebnahme

Umfang und Art der erforderlichen Prüfung vor der erstmaligen Inbetriebnahme sind ein eminent wichtiger Punkt bei der Installation der PV-Anlage. Sie ist vor der erstmaligen Inbetriebnahme nach den gültigen Normen auf der Wechselstromseite nach DIN VDE 0100–600 sowie auf der Gleichstromseite gemäß DIN EN 62446–1 (VDE 0126–23–1) zwingend von der Installationsfirma durchzuführen. Dies nicht nur, um unliebsamen Überraschungen bei der Inbetriebnahme vorzubeugen, sondern grundsätzlich als Nachweis der

normkonformen Errichtung und Anlagensicherheit in der Verantwortung der zuständigen verantwortlichen Elektrofachkraft.

Aus fachtechnischer Sicht heißt es hierzu: Es muss vor der erstmaligen Inbetriebnahme einer elektrischen Niederspannungsanlage oder eines Teils davon durch Prüfung nachgewiesen werden, dass die Anforderungen nach DIN VDE 0100 bei der Errichtung eingehalten sind. In aller Regel, also wenn nichts anderes ausdrücklich vereinbart wurde, ist der Errichter der Anlage hierfür zuständig; er übernimmt die Verantwortung für die VDE-gemäße Beschaffenheit der durch ihn oder seine Firma errichteten, erweiterten oder geänderten Anlage.

Von größter Wichtigkeit ist dabei auch, dass die vorgenommenen Prüfungen von der Fachfirma dokumentiert und Ihnen zumindest eine Kopie des Prüfprotokolls ausgehändigt wurde. Nur so haben Sie den Nachweis als Anlagenbetreiber, dass seine/ihre Anlage den normativen Anforderungen und der elektrischen Sicherheit genügt.

Inbetriebsetzung

Die Inbetriebnahme der Anlage kann nur durch einen beim Netzbetreiber zugelassenen Installateur oder eine Elektrofachkraft erfolgen, zumeist im Beisein eines Mitarbeiters des Netzbetreibers, welcher auch den Zähler setzt, soweit der Zähler nicht vom Anlagenbetreiber oder Installateur gestellt wird. Folgende Prüfungen werden bei der Inbetriebnahme durchgeführt:

- Besichtigung der Anlage auf Übereinstimmung mit den Anmeldeunterlagen und vorliegenden Planunterlagen
- Zugänglichkeit für die vom Netzbetreiber relevanten Bauteile und Anlagen
- Aufbau der Messeinrichtung nach den technischen Vorgaben des Netzbetreibers
- Anlaufprüfung des Zählers
- Protokollierung des Zähleranfangsstands
- Prüfung auf Ansprechen der Schutzeinrichtungen, z. B. durch Netzausfall (Ausfall eines Außenleiters oder dreiphasiger

Netzausfall)

- Prüfung der technischen Regeleinrichtung

Die Feststellungen und Prüfergebnisse werden protokolliert und vom verantwortlichen Installateur mit Unterschrift bestätigt. Mit der Inbetriebsetzung ist ein Inbetriebnahmeprotokoll anzufertigen.

Hierzu ergänzend der Hinweis: Das Inbetriebnahmeprotokoll des Netzbetreibers ersetzt nicht ein Abnahme- oder sogar Prüfprotokoll im Hinblick auf die vom Installateur vertraglich zu erbringenden Leistungen gegenüber dem zukünftigen Anlagenbetreiber. Es tangiert lediglich Belange des Netzbetreibers am Schnittpunkt Einspeisezähler / Netzverknüpfungspunkt.

Rechtliche Bedeutung der Inbetriebnahme

Die erstmalige Inbetriebnahme der PV-Anlage hat verschiedene rechtliche Bedeutungen, über die sich insbesondere der Anlagenbetreiber bewusst sein sollte.

Der Generator erzeugt zum ersten Mal Strom. Dies bedeutet zum einen, dass ab diesem Zeitpunkt die Einspeisevergütung nach dem EEG in dem für die Inbetriebnahme gültigen Vergütungszeitraum anfällt.

Ab dem Tag der erstmaligen Inbetriebnahme läuft die gesetzliche Einspeisefrist, die nach gültigem EEG 20 Jahre plus die restlichen Monate des Inbetriebnahmejahrs beträgt.

Für Sie als Anlagenbetreiber bringt die erstmalige Inbetriebnahme weitere rechtliche Konsequenzen und Pflichten mit sich:

- Ab diesem Zeitpunkt haften Sie für den sicheren Betrieb der Stromerzeugungsanlage, z. B. wenn durch diese Schäden gegenüber Dritten verursacht werden.
- Die Inbetriebnahme kann eine fiktive Abnahme bedeuten, d. h. ab diesem Zeitpunkt läuft die Gewährleistungsfrist, wenn nicht ausdrücklich eine förmliche Abnahme vereinbart wurde (siehe hierzu den Abschnitt „Gewährleistung und Garantien“, ab Seite 162).
- Der Anlagenbetreiber hat eine Frist von vier Wochen, die PV-Anlage auf dem Meldeportal des Marktstammdatenregisters zu

melden. Diese Meldung ist Voraussetzung für die weitere EEG-Vergütung. Versäumen Sie diese Frist, setzt die Einspeisevergütung aus.

- Spätestens mit der Inbetriebnahme geht die Gefahr (der Nutzung) auf den Anlagenbetreiber über, es sei denn, die Anlage ist noch nicht förmlich abgenommen, soweit dies vertraglich vereinbart wurde.

Anlagendokumentation

Eine Anlagendokumentation gehört zu den wichtigsten Unterlagen einer PV-Anlage und wird zumeist sträflich vernachlässigt. Wenn man bei einer Anlagenbesichtigung, aus welchem Grund auch immer, den Anlagenbetreiber nach den Dokumentationsunterlagen fragt, wird man oft mit großen Augen angesehen. Neben der Rechnung, einem Anlagenplan, der meist Bestandteil des Angebots war, und einer kleinen Ertragsberechnung liegt oft nicht viel vor. Viele Anlagenpläne entsprechen bereits optisch nicht der tatsächlich gebauten Anlage oder sind mit handschriftlichen Kritzeleien auf bereits aufgeweichtem Papier kaum entzifferbar und zuzuordnen. Kurzum: Die meisten Unterlagen sind nicht wirklich brauchbar.

Diese Nachlässigkeit führt später zu erheblichen Problemen, wenn es darum geht, einzelne Module oder Strings im Fehlerfall zu identifizieren und vom Verlegebild auf dem Dach dem entsprechenden Wechselrichter zuzuordnen. Meist artet eine derartige Fehlersuche dann so weit aus, dass ein Großteil der Anlage auf dem Dach wieder zurückgebaut werden muss. Dabei hat der Anlagenbetreiber sogar ein Anrecht auf eine ordentliche und vollständige Dokumentation.

Normative Anforderung

Grundsätzlich sind für elektrische Anlagen entsprechende Dokumentationsunterlagen vom Anlagenerrichter zu erstellen. Dies ergibt sich aus den einschlägigen Vorschriften der VDE (DIN VDE 0100–100 – „Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 1: Allgemeine Grundsätze, Bestimmungen allgemeiner Merkmale,

Begriffe“ oder DIN VDE 0100–510 „Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 5–51: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Allgemeine Bestimmungen“). Darin sind Mindestanforderungen an die Dokumentation einer elektrischen Anlage beschrieben, wonach mindestens ein einphasiger Stromlaufplan erforderlich ist.

Inhalt der Dokumentation

Mit Einführung der DIN VDE 0126–23 im Jahr 2010 und der sich hieraus ergebenen aktualisierten Fassung VDE 0126–23–1 liegen im Speziellen für Photovoltaikanlagen ganz konkrete Mindestanforderungen über Umfang und Inhalt von Dokumentationsunterlagen vor. Zu beachten ist hierbei das Wort Mindestanforderungen.

Grundlegende Systemdaten

Die grundlegenden Systemdaten sollen in einer Art „Typenschild“ im Regelfall auf dem Deckblatt der Systemdokumentation stehen:

- Anlagenidentifikation (soweit zutreffend oder z. B. die Registrierungsnummer im Marktstammdatenregister)
- Leistung des Systems (kW für DC-Leistung und kVA für die AC-Leistung)
- Hersteller, Anzahl und Typ der Photovoltaik-module und Wechselrichter sowie des Speichersystems
- Installationsdatum
- Datum der Inbetriebnahme
- Name des Kunden bzw. Anlagenbetreibers
- Anschrift des Aufstellungsorts

Angaben zum Systementwickler

Als Systementwickler ist im Wesentlichen der Planer gemeint; waren mehrere Unternehmer an der Planung beteiligt, sollten für jedes beteiligte Unternehmen mit der Beschreibung ihrer Aufgabe die folgenden Angaben aufgeführt werden:

Unternehmen, Ansprechpartner (Sachbearbeiter, Planer)
Unternehmen, Postanschrift, Telefonnummer, E-Mail-Adresse

Angaben über Systeminstallateur(e)

- Systeminstallateur (Montagefirma), Unternehmen
- Ansprechpartner (Montageleiter)
- Postanschrift, Telefonnummer, E-Mail-Adresse

Stromlaufplan

Laut Norm ist mindestens ein Prinzipstromlaufplan mit allen relevanten Angaben und Anmerkungen zur Verfügung zu stellen. Wichtig ist hier die vollständige Erfassung aller Anlagenteile, inklusive Schutzeinrichtungen mit grafischer Darstellung der genormten Symbole und Beschreibung. Hierzu gehören auch die eingesetzten Kabeltypen und Leitungsquerschnitte.

Generator / Modulfeld

- Für den Photovoltaikgenerator – Allgemeine Festlegungen
- Modultyp(en)
- Gesamtzahl der Module
- Anzahl der Stränge
- Anzahl der Module pro Strang
- Angaben zum Photovoltaikstrang
- Querschnitt und Typ der Kabel im Strang
- Überstromschutzeinrichtungen im Strang (sofern eingebaut)
- Sperrdioden (soweit eingebaut)

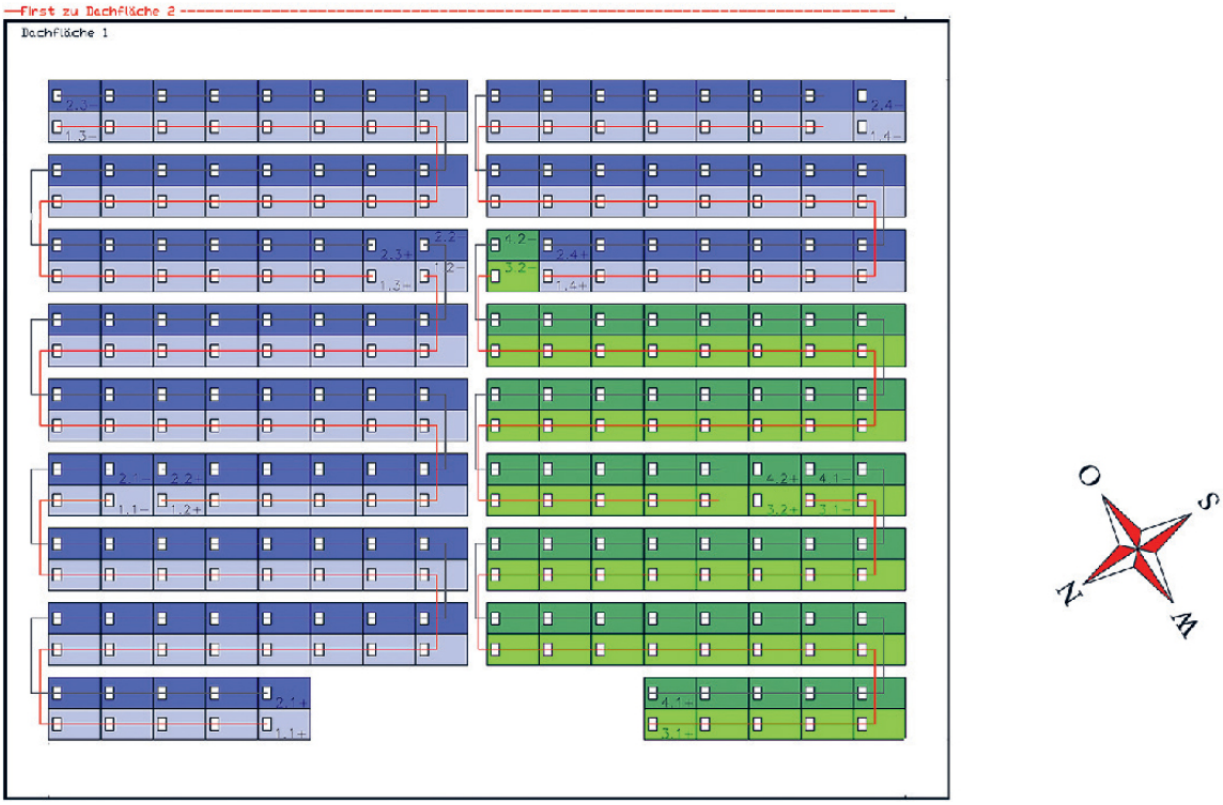
Elektrische Einzelheiten des Photovoltaikgenerators

- Querschnitt und Typ des Hauptkabels des Photovoltaikgenerators
- Lage der Anschlussdosen des Photovoltaikgenerators
- Überstromschutzeinrichtungen des Photovoltaikgenerators (soweit einer eingebaut ist) mit Typangabe, Lage und Bemessung (Spannung/Strom)
- Erdung und Überspannungsschutz

- Einzelheiten aller Funktionserder und Potenzialausgleichsleitungen und deren Querschnitt und Anschlusspunkte; ferner Einzelheiten der am Modulrahmen angeschlossenen Potenzialausgleichsleitungen (sofern erforderlich und angeschlossen)
- Verbindungen an eine bestehende Blitzschutzanlage (BSA, oder LPS, englisch: Lightning Protection System)
- Überspannungsschutzeinrichtungen (SPD) im Bereich Gleichstrom und Wechselstromkreise; Lage, Typ und Bemessungswerte Wechselstromnetz

Wechselstromseite

- Mindestens ein einphasiger Stromlaufplan, in dem mindestens folgende Angaben enthalten sein müssen:



Auszug aus einem Generatorplan, hier ein Beispiel eines Flachdachs mit Ost-West-Modulsystem

Lage, Typ und Bemessung von Überstromschutzeinrichtungen

Lage, Typ und Bemessung von Fehlerstromschutzeinrichtungen (RCD) – soweit eingebaut
Typ und Querschnitte der verwendeten AC-Leitungen

Datenblätter

- Moduldatenblatt nach den Anforderungen von IEC 61730–1 für alle in der Anlage verwendeten Modultypen
- Wechselrichterdatenblatt für alle verwendeten Typen
- Beifügung der Installationshandbücher sowie die entsprechenden Garantiebedingungen des Herstellers (siehe auch Punkt „Betriebsund Wartungsangaben)
- Datenblätter und Betriebsanleitung Anlagenüberwachung
- Angaben zur mechanischen Konstruktion (Systempläne und statische Berechnung)
- Betrieb und Wartung mit Angaben zu Verfahren für den Nachweis des korrekten Anlagenbetriebs (Fernwartung mit Fehlermeldung)

Checkliste bei Anlagenaus- oder -teilausfall

- Not-Abschaltung und Trennverfahren in einer Gefahrensituation (z. B. Brand)
- Wartungshinweise und Reinigungsempfehlungen
- Gewährleistungsangaben für die Photovoltaikgeneratoren (Module) und Wechselrichter mit Gewährleistungsbeginn und -ende
- Sonstige Garantien (Unterbau, Montage, Trafostationen, AC-Verteilung …)
- Protokoll der Unterweisung des Anlagenbetreibers, soweit dieser nicht identisch mit dem Errichter ist

Prüfergebnisse und Inbetriebnahmeangaben

- Von allen Prüf- und Inbetriebnahmeergebnissen sind von den erstellten Protokollen der Dokumentation Kopien beizufügen. Diese müssen mindestens die Ergebnisse der Erstprüfung gemäß Abschnitt 5 der entsprechenden Norm enthalten.

- Messprotokolle für alle Strings, Wechselrichter, Unterverteilungen gemäß DIN VDE 0126–23 und VDE 0100–600
- Errichterbescheinigung der verantwortlichen Elektrofachkraft sowie das Protokoll des Netzbetreibers zur Zählersetzung und Netzfreischaltung

Weitere Dokumente
Empfohlen wird, weiterhin folgende Unterlagen und Angaben der Dokumentation beizufügen:

- Übersicht aller Seriennummern der Module und elektrischen Werte (Flasherliste)
- Übersicht der Seriennummern der Wechselrichter
- Konformitätserklärungen und Unbedenklichkeitsbescheinigungen der Wechselrichter
- Registrierungsbestätigung beim Marktstammdatenregister
- Protokoll oder Bestätigung der Funktion der Regeleinrichtung (soweit eingebaut)
- Dokumentation der Regelleistung von 70 Prozent (soweit eingestellt)

Zusammengefasst müsste eine vollständige Dokumentation wenigstens einen schmalen Ordner mit sortierten Unterlagen umfassen – ohne Werbehefte und Betriebsbücher.

Dokumentation der Inspektion und Wartung

Auch durchgeführte Inspektionen und Wartungen gehören zu den Dokumentationsunterlagen. An dieser Stelle muss einmal mehr das Auto als Beispiel herhalten. Auch hier ist die Prüfung bei der Hauptuntersuchung nur die eine Seite der Medaille. Wichtig für jeden Autofahrer sind eine gültige Prüfplakette und ein aktueller Prüfbericht – denn ohne diese erlischt die Betriebserlaubnis des Fahrzeugs automatisch.

Sowohl in den VDE-Normen DIN VDE 0100–600 und DIN VDE 0105–100 als auch in der Unfallverhütungsvorschrift DGUV 3 sind Hinweise enthalten, dass nach Beendigung der Prüfung ein Prüf-

bzw. Messprotokoll zu erstellen ist. Die Elektrofachkraft kann deshalb noch so viel messen und prüfen – ohne ausreichende Dokumentation kann sie nicht einmal belegen, dass sie überhaupt eine Prüfung vorgenommen hat – und der Anlagenbetreiber kann andererseits nicht nachweisen, dass seine Anlage überhaupt geprüft wurde. Es ist deshalb auch eine haftungsrechtliche Frage für den Fall, wenn nach der Prüfung ein Schaden an der Anlage entstehen sollte.

Selbstverständlich müssen auch die festgestellten Mängel oder Schäden dem Anlagenbetreiber gegenüber dokumentiert und angezeigt werden. Er ist ja auch derjenige, der ein großes Interesse daran hat zu erfahren, ob seine Anlage fehlerfrei funktioniert.

Prüfbericht

Jede Prüfung oder Wartung erfordert zu deren Dokumentation und Nachweis einen Prüfbericht mit den wesentlichen Ergebnissen der Prüfung bzw. Wartung. Formvorgaben hierzu gibt es zumindest normativ keine. Es darf sich deshalb jeder ein eigenes Prüfmuster „stricken“ oder auf bereits bestehende Entwürfe verschiedener Organisationen zurückgreifen.

Sinnvoll lehnt sich der Prüfbericht an die DIN VDE 0126–23 an. Darin sind in geordneter Reihenfolge bauteilbezogen die wesentlichen Eigenschaften der einzelnen Baugruppen und deren Anforderungen aufgeführt. Solch eine Auflistung kann auch bereits während der Prüfung und Wartung als Checkliste dienen.

Neben den Angaben zur Anlagenidentifikation und den Prüfergebnissen sind anzugeben

- Datum der Prüfung/Wartung,
- Uhrzeit,
- Witterung (Einstrahlung / Temperatur),
- Name Prüfer/Wartungsverantwortlicher.

Darüber hinaus ist bei festgestellten Mängeln die Relevanz der Instandsetzungserfordernis mit anzugeben, dies bedeutet:

- Hat der Mangel Einfluss auf das Ertragsverhalten der Anlage, auf die Dauerhaftigkeit, die Verkehrssicherheit, die Betriebssicherheit und Brandsicherheit der Anlage?
- Wie dringlich muss der Mangel behoben werden? Unverzüglich, kurzfristig (z. B. innerhalb der nächsten Tage oder Wochen), mittelfristig (z. B. im Zuge der nächsten Inspektion)?

Messprotokolle

Dem Prüfbericht sind als Anlage die dokumentierten Ergebnisse der erforderlichen Messungen beizufügen. Auch hierzu gibt es von diversen Organisationen (z. B. Bundesverband Solarwirtschaft (BSW), Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH) etc.) entsprechende Messformulare.



Dabei sollte nicht nur gemessen und die Messergebnisse niedergeschrieben werden, sondern die Messergebnisse erfordern eine Interpretation, insbesondere wenn Abweichungen festgestellt worden sind. Abweichungen können, müssen aber nicht zwangsläufig auf Fehler hindeuten.

Inspektion- und Prüfbericht

Der Inspektions- oder Prüfbericht fasst die Ergebnisse aus Besichtigung, Erprobung und Messung zusammen, bewertet diese und gibt bei Bedarf Empfehlungen für erforderliche Instandsetzungsmaßnahen, Reparaturen oder Verbesserungsmöglichkeiten.

Der Bericht dient als Grundlage des meist technisch nicht so bewandten Anlagenbetreibers, Entscheidungen zu treffen, um die

Photovoltaikanlage, soweit erforderlich, wieder in einen sicheren und dauerhaften Zustand zu versetzen. Ein Angebot des Installateurs ist hierbei zugleich hilfreich, den erforderlichen Kostenaufwand zur Kenntnis zu nehmen, um möglicherweise aus wirtschaftlichen Gründen auch gewisse Prioritäten setzen zu können.

Meldung Marktstammdatenregister

Das Marktstammdatenregister ist eine fürchterlich bürokratische Worterfindung, die eine entsprechende Wirkung auch auf den Anlagenbetreiber entfalten kann. Gemäß den früheren Fassungen des EEG, so z. B. § 17 der EEG-Fassung 2012 bzw. § 25 des EEG 2014, verringerte sich der Vergütungsanspruch gemäß § 16 (EEG-Fassung 2012) bzw. § 19 (EEG 2014) auf den Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts unter anderem, solange der Anlagenbetreiber die installierte Leistung nicht an die Bundesnetzagentur mittels der bereitgestellten Formulare übermittelte.

Mit der Marktstammdatenregisterverordnung vom 10.4.2017 und deren Novelle vom 21.11.2018 hat in einer längeren Übergangsfrist (aufgrund technischer Probleme) nun das Marktstammdatenregister (MaStR) die frühere übliche Meldung und Registrierung bei der Bundesnetzagentur abgelöst.

Im Marktstammdatenregister müssen alle Akteure des Strom- und Gasmarkts sich selbst und ihre Anlagen registrieren. Dies betrifft insbesondere die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen – dementsprechend auch PV-Anlagen einschließlich deren ortsfeste Batteriespeicher. Dabei muss jede Solaranlage, jedes Windrad eines Windparks und jede Biogasanlage oder jedes konventionelle Kraftwerk einzeln erfasst werden. So ist beispielsweise nach der Registrierung der PV-Anlage gegebenenfalls zusätzlich der Stromspeicher zu registrieren.

Damit die Zahlungen nach EEG ohne Abzüge fließen können, müssen die vom Gesetzgeber vorgegebenen Fristen zur Registrierung eingehalten werden.

- EEG-Anlagen, welche vor dem 31.1.2019 in Betrieb gegangen sind, waren spätestens bis zum 31.1.2021 im MaStR zu registrieren.
- Für Neuanlagen gilt nach Inbetriebnahme eine einmonatige Frist zur Registrierung.

Auch wenn eine vorhandene PV-Anlage bereits in anderen Registern (Bundesnetzagentur) registriert wurde, war diese erneut im Marktstammdatenregister zu registrieren. Ein Datenaustausch vom Meldeportal der Bundesnetzagentur zum MaStR ist nicht erfolgt!

Die Registrierung kann nur durch den Anlagenbetreiber erfolgen. Mit der Registrierung erhält der Anlagenbetreiber eine Bestätigung mit den relevanten Anlagendaten zum Ausdrucken.

Datenänderungen: Wichtig! Änderungen der im Marktstammdatenregister eingetragenen Daten müssen innerhalb eines Monats angepasst werden (auch z. B. E-Mail-Adresse). Erfolgt etwa ein Modultausch (nach Schaden oder bei Garantiefall) und ändert sich hierdurch die Anlagenleistung, muss eine verpflichtende Registrierungsänderung folgen.

BETRIEB VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN

ERTRAGSERWARTUNG UND ERTRAGSMESSUNG

Sind die Planung, Auslegung und richtige Installation einer PV-Anlage die wichtigen Grundlagen vor dem Betrieb, so ergeben sich gerade im laufenden Betrieb einer PV-Anlage weitere wichtige Punkte, die für den Nutzer von Interesse sind. So stellen sich oftmals Fragen zum Anlagenertrag und zu möglichen Störungen, Ausfällen sowie erforderlichen Prüfungen.

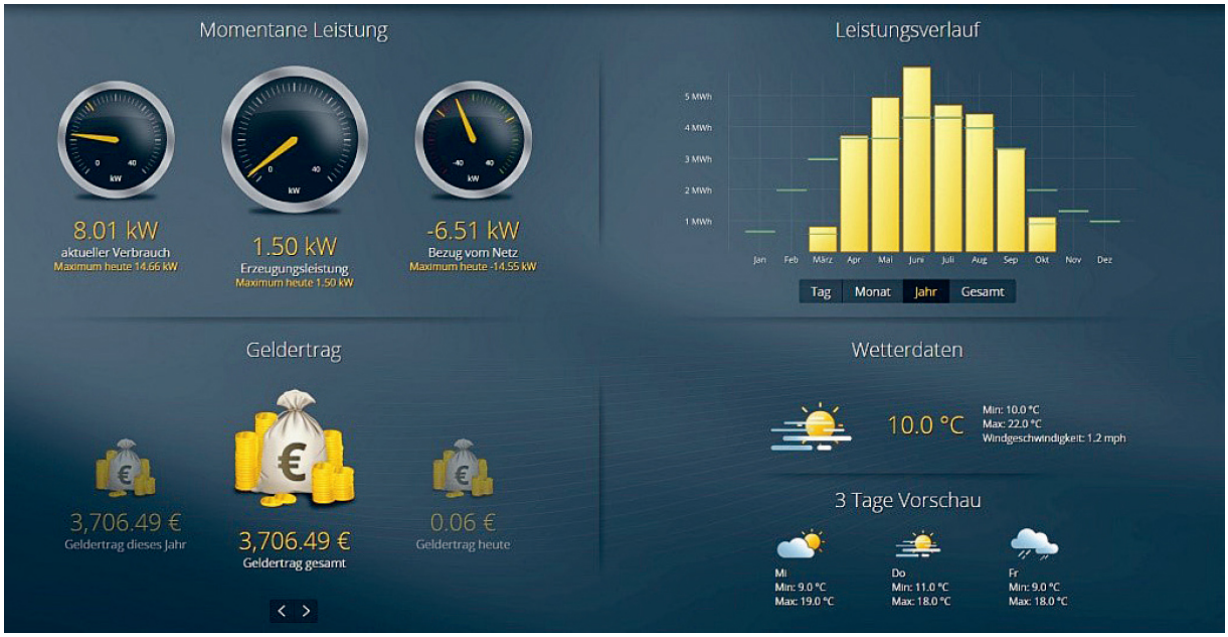
Die Ertragserwartung im Zuge der Anlagenplanung haben wir bereits in „Ertragserwartung …“ ab Seite 33 angesprochen. Im realen Anlagenbetrieb ist die aus den Anlagendaten simulierte Ertragsprognose kein fester Wert, da er mit Abweichungen verbunden sein kann. Ein Simulationsergebnis ist immer mit Ungenauigkeiten behaftet. Im Betrieb einer PV-Anlage kann es zudem zu Abweichungen kommen, die den tatsächlichen Ertrag beeinflussen.

Einstrahlung

Die einzelnen jährlichen Einstrahlungswerte können um mehrere Prozent vom langjährigen Mittel abweichen. Die zehnjährige Abweichung liegt je nach Gebiet zwischen 4 und 8 Prozent. Die jährliche Abweichung der Globalstrahlung kann jedoch höher liegen, in Einzelfällen bei 10 Prozent.

Insbesondere aufgrund der klimatischen Veränderungen ergaben sich in den letzten Jahren erhöhte Einstrahlungswerte. Inwieweit dies fortdauert, ist nicht vorherzusagen. Tendenziell wird sich nach Einschätzung von Fachexperten die künftige solare Einstrahlung in

Deutschland im Durchschnitt erhöhen. Das dürfte auch dazu führen, dass die Basiswerte aus den Ertragsberechnungen häufig übertroffen werden.



Beispiel eines visualisierten Monitorings anhand des Dashboards von SolarLog

Schnee

Auch wenn in den letzten Jahren die Winter eher gemäßigt ausgefallen sind, können entsprechende Wetterlagen zu gebietsweisen starken Schneefällen führen. So ergab sich im Voralpenbereich als auch in den Alpenregionen im Winter 2018/2019 ein übermäßiger Schneeniederschlag. In solchen Fällen kann der Ertrag einer PV-Anlage ebenfalls beeinträchtigt sein, wobei dies sich in der ohnehin einstrahlungsärmeren Jahreszeit eher gering auswirkt.

Degradation: Module können allmählich in ihrer Leistung nachlassen. Es liegen bislang nur sehr begrenzte Langzeiterfahrungen im Hinblick auf die Leistungsstabilität von Modulen vor. Dabei fielen einige Dünnschichtmodule als auch kristalline Module negativ auf. Da sich die Qualität der

Herstellungstechniken für Module sicherlich verbessert hat, können die zurückliegenden Langzeiterfahrungen und Messungen zur Degradation als „worst case“ angenommen werden.
Untersuchungen von

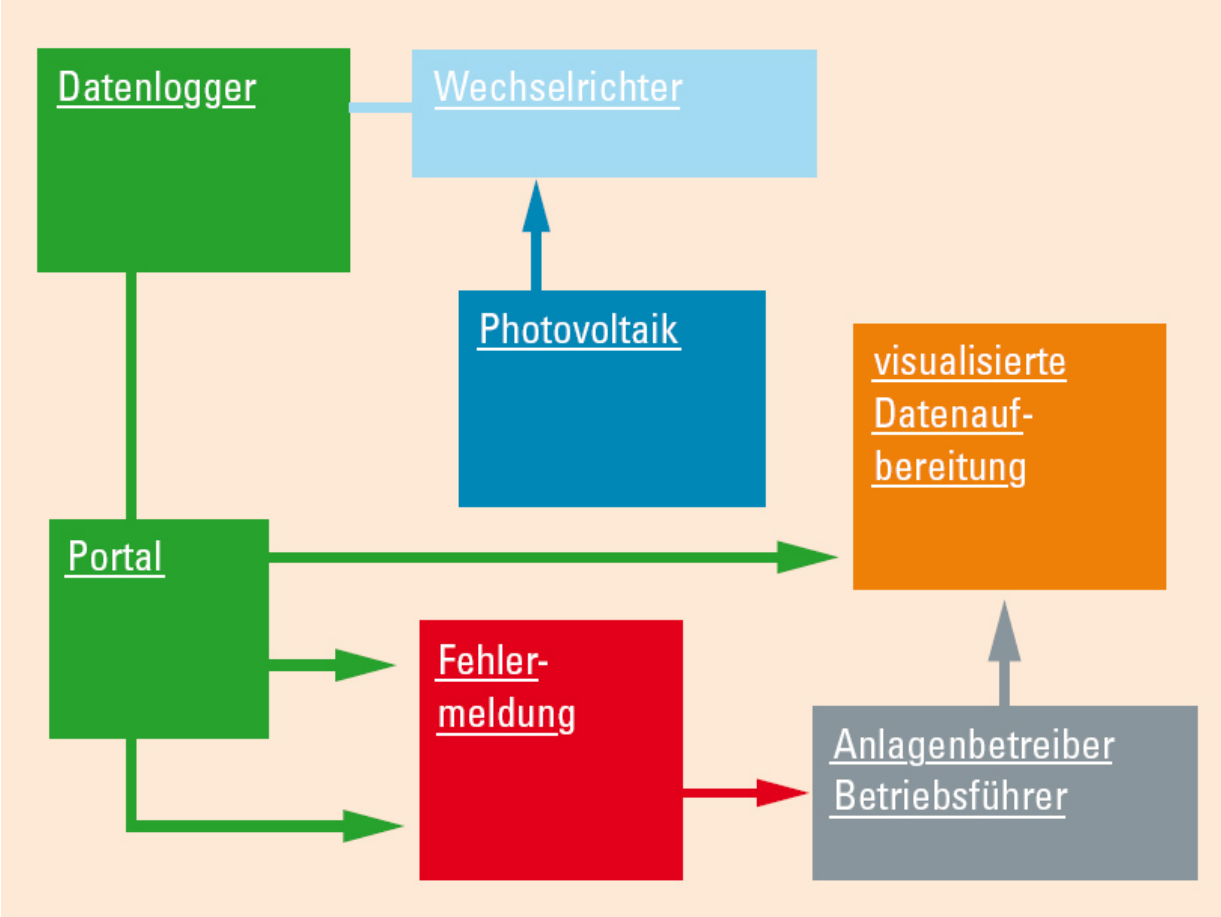
- Professor Quaschning, „Alterserscheinungen bei PV-Modulen, Langzeiterfahrungen einer PV-Testanlage an der TU-Berlin, Konferenzband des 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie Bad Staffelstein 1999“,
- als auch von Häberlein, „Langzeitverhalten von PV-Anlagen, Konferenzband des 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie Bad Staffelstein 2003“

gehen im Schnitt von einer Degradation von 0,41 Prozent im Jahr aus. Jüngere Studien lassen bei den Modulen der neueren Generation teilweise kaum Degradation erkennen.

Anlagenausfälle/Wartung

Anlagenausfälle mindern den Energieertrag; dies kann beispielsweise durch den Ausfall einzelner Wechselrichter bedingt sein. Eine eingerichtete Fernüberwachung mit automatischer Fehlermeldung verringert das Risiko unentdeckter Anlagenausfälle auf ein Minimum. Auch die Anlagenkonzeption mittels einzelner Stringwechselrichter sichert eine höhere Anlagenverfügbarkeit als beispielsweise bei Zentralwechselrichtern.

Regelmäßige Inspektion und Anlagenprüfung sichert die Anlagenverfügbarkeit und mindert schleichende und unentdeckte Leistungsreduzierungen (Verschmutzung der Generatoren, einzelne Moduldefekte …).



Beispiel für ein Datenaustauschsystem mittels Datenlogger und Portal

Ertragsmessungen

Das Zustandekommen von Sonneneinstrahlung und Stromerzeugung sowie die Grundlagen zur Einschätzung und Prüfung der Anlagenerträge wurden bereits in „Ertragserwartung …“ beschrieben. Gleichzeitig wurden einige Tipps gegeben, wie man die eigenen Solarstromerträge vergleicht, um sicherzustellen, dass die PV-Anlage auch erwartungsgemäß den anvisierten Energieertrag liefert.

Der zeitnahen Entdeckung von Veränderungen am Ertragsverhalten im laufenden Betrieb einer PV-Anlage kommt große Bedeutung zu. Gleiches gilt übrigens auch für Fehlermeldungen. Es sollten daher Wechselrichter mit einem übersichtlichen Display Verwendung finden, deren Betriebszustand und Ertragsverhalten

leicht erkennbar bzw. ablesbar sind. Idealerweise finden vermehrt Monitorsysteme Anwendung, die zum einen das Ertragsverhalten eines oder mehrerer Wechselrichter visualisiert aufbereiten und Fehlermeldungen zum anderen entweder via E-Mail oder SMS zeitnah an den Betreiber kommunizieren.

Wenn man bei größeren Anlagen wirklich alles im Überblick behalten möchte, kommt man um ein vernünftiges Monitoring mit Stringüberwachung nicht herum.

Professionelle Ertragsvergleiche ergeben sich daher nur mit entsprechender technischer Ausrüstung. Hierbei gibt es recht einfache Systeme mit automatisch generierender Fehlermeldung bis hin zu ausgefeilten Techniken mit Einzelstringüberwachung, häufig gekoppelt an Einstrahlungs- und Temperatursensor.

In der Regel sind heutzutage viele Wechselrichter mit einem internen Datenlogger ausgestattet, der über eine externe Schnittstelle entweder direkt an einen PC, per Funkübertragung oder über einen Router mit GPRS, also SIM-Karte und Fernübertragung, Daten weitersenden kann. Diese werden entweder auf ein vom Wechselrichterhersteller meist kostenfreies Anlagenportal gesendet, oder man kann externe Portalanbieter nutzen, die meist aber kostenpflichtig sind.

Mit den bereitgestellten Daten und einer visualisierten Weboberfläche lassen sich die Betriebsparameter der Wechselrichter konfigurieren und über Grafiken darstellen (siehe das Beispiel eines visualisierten Monitorings auf Seite 150). Durch diese Aufbereitung haben Sie Ihre Anlage übersichtlich im Blick. Aufkommende Fehler können zusätzlich über Nachrichtenkanäle (E-Mail, SMS …) oder spezielle Apps übermittelt werden. Mit dem Smartphone haben Sie Ihre Anlage „immer dabei“.

Solche automatisierten Fehlermeldungen stellen eine schnelle Reaktion bei Störungen sicher und tragen somit zu einer Minimierung von Anlagenausfällen bei.

REGELMÄSSIGE WARTUNG UND PRÜFUNG

Photovoltaikanlagen wurden früher mit dem Argument verkauft, sie seien wartungsarm. Rein fachlich gesehen stimmt dies auch, denn es gibt bei PV-Anlagen keine Wartung im eigentlichen Sinne. Der Betrieb von Photovoltaikanlagen scheint in erster Linie auch recht unkompliziert, weil es keinen Verschleiß im engeren Sinne gibt.

Eine Photovoltaikanlage ist allerdings eine elektrische Energieerzeugungsanlage. Grundsätzlich sollte man eine solche daher nicht gänzlich aus den Augen verlieren – und damit sind nicht nur allein der Zähler oder die Einspeiseabrechnung gemeint. Eine regelmäßige Prüfung gehört nicht nur zur Prävention, also zur „vorausschauenden Problemvermeidung“, sondern auch zur Erhaltung der Betriebssicherheit.

Allgemeine Bedeutung von Prüfungen

Wartung und Inspektion sowie eine regelmäßige Prüfung kennt man im Allgemeinen vom Auto. Jährlicher Kundendienst und alle zwei Jahre „Tüv-Prüfung“ sind obligatorisch. Dazwischen kommt die regelmäßige Autopflege mit Waschstraße und Politur. Bei einer Investition von beispiesweise 30 000 Euro soll das Auto ja auch lange gepflegt sein. Die gute Garage darf hierbei nicht vergessen werden. Trotzdem ist der Gebrauchszeitraum eines Fahrzeugs weitgehend beschränkt – eine Besitzdauer von zehn Jahren und mehr ist schon selten.

Eine Photovoltaikanlage ist mit dem Großteil ihrer Komponenten permanent der jahreszeitlichen Witterung ausgesetzt. Im Hinblick auf

die Wirtschaftlichkeitsprognose bei einer vollfinanzierten Anlage muss diese erst einmal mindestens 12 bis 14 Jahre unterbrechungsfrei bei voller Effizienz Strom produzieren, um die Anschaffungs- und Finanzierungskosten auszugleichen. Wir sprechen hierbei noch gar nicht mal über einen Gewinn, sondern lediglich über Kostenausgleich! Darüber hinaus erfordert es im Hinblick auf das zu erzielende wirtschaftliche Gesamtergebnis mit Ausschöpfung der gesetzlichen Einspeisevergütung eine weitere, weitgehend störungsfreie Betriebsdauer bis zum 20. Betriebsjahr. Nicht darin enthalten: eine größere Reparatur. In der Praxis bleibt immer wieder festzustellen, dass man sich um die Anlagen wenig kümmert und diese nur selten regelmäßig geprüft werden.

Eine PV-Anlage setzt sich aus vielen Einzelelementen zusammen, die für sich betrachtet Schwachstellen sein können – nicht alle gleichzeitig, aber dennoch vereinzelt. Daraus geht die Notwendigkeit regelmäßiger Prüfungen mehr als deutlich hervor. In einem der folgenden Abschnitte zu Mängeln an PV-Anlagen (ab Seite 169), wird dieser Umstand nochmals aufgegriffen.

Zudem lässt sich eine Photovoltaikanlage nicht einfach abschalten, denn die Module produzieren bei Licht- bzw. Sonneneinstrahlung weiterhin Strom mit einer Spannung von oftmals mehr als 500 Volt. Selbst wenn im Fehlerfall die verbauten Schutzfunktionen greifen oder man die Wechselrichter manuell abschaltet, verbleibt in den Leitungen zwischen den Modulen und bis zu den Wechselrichtern eine beträchtliche elektrische Spannung, solange Tageslicht vorhanden ist bzw. die Sonne scheint.

Oftmals sind es nur kleine Fehler, die sich auf den Ertrag auswirken können. Der Ausfall eines Teilstrings in einem Modul, etwa bei einem Diodendefekt, wirkt sich zunächst nicht auffällig auf den Anlagenertrag aus. Wenn kein ausreichendes Monitoring mit Auswertemöglichkeiten vorhanden ist, wird man womöglich erst mit der Jahresendrechnung etwas stutzig, warum der Ertrag im vergangenen Jahr etwas niedriger ausfiel. Folgen hier keine konkreten Nachforschungen, bleibt der ertragsmindernde Umstand unentdeckt.

Es geht aber bei Weitem nicht nur um Ertragsausfall. Ein Marderverbiss bleibt unter dem Dach oft lange Zeit unentdeckt. Eine beschädigte Isolierung an einer oder gar mehreren Gleichstromleitungen gleichzeitig bedeutet die Gefahr eines elektrischen Schlages.

Natürlich kosten Prüfung und Wartung auch Geld. Die derzeitigen Angebotspreise schwanken recht stark und liegen je nach Anlagengröße zwischen zwei und mehr als 20 Euro pro kWp installierter Leistung. Bei Großanlagen wie den Solarparks sind sogenannte „Wartungsverträge“ bereits obligatorisch, insbesondere aufgrund der Forderung der Banken und/ oder Versicherer.

Prüfpflicht – Prüffristen

Der Zweck der Prüfung einer elektrischen Anlage besteht bereits bei deren Installation in dem Nachweis, dass diese – hier die Photovoltaikanlage – den Errichternormen und den Sicherheitsvorschriften entspricht. Die Prüfungen sollen den Nachweis des ordnungsgemäßen Zustands der Photovoltaikanlage einschließen. Sowohl neue als auch bestehende Anlagen nach Änderungen (z. B. Austausch von Wechselrichtern) und Erweiterungen (durch zusätzliche Module) müssen vor ihrer Erst- oder Wiederinbetriebnahme durch den verantwortlichen Installateur geprüft werden.



Tierverbiss im Kabel

Prüfintervalle bei einer PV-Anlage (nach BGFE – Berufsgenossenschaft der Feinmechanik und Elektrotechnik)

Täglich	Wechselrichter	Auf Störungsanzeigen
Monatlich	Photovoltaikanlage	Ertragskontrolle durch Notieren der Zählerstände
Halbjährlich	Generatorfläche	Auf starke Verschmutzungen (Laub, Vogelkot, Staub) *
		Korrekte Befestigung der Module *
		Auf mechanische Spannung stehende Unterkonstruktion (Temperaturausdehnung) *
		Beschädigungen am Dach *
	Generatoranschlusskasten	Auf eingedrungene

		Feuchtigkeit *
	Kabel / Leitungen, Fi-Schutzschalter	Auf Schmorstellen, Kabelfraß (Marder), Scheuerstellen oder sonstige äußere Beschädigungen *
		Funktion Prüftaste *
	Elektrische Anlage	Wiederholungsprüfung nach DGUV-3 bzw. DIN VDE 0105-100 (nur durch Elektrofachkraft) – insbesondere in Gewerbebetrieben und landwirtschaftlichen Betrieben
Jährlich	Photovoltaikanlage	Wiederholungsprüfung in Anlehnung an Erstprüfung gem. DIN VDE 0126-23-1 und DIN VDE 0105-100
Alle vier Jahre	Überspannungsableiter	Auf Auslösung *
Zwischenkontrollen nach Gewitter, nach Sturm, nach schneereichem Winter	Generatorfläche	Auf äußere Schäden *
	Generatorfläche	Auf Schnee- und Eisschäden *

* unter Beachtung der Unfallverhütungsvorschriften beim Betreten eines Daches und soweit der Anlagenbetreiber auch körperlich in der Lage ist, ansonsten durch einen Fachmann

Aber auch während der Betriebszeit sind elektrische Anlagen zu prüfen, da sich durch äußere Einflüsse Veränderungen ergeben können, die deren Dauerhaftigkeit und somit die Betriebssicherheit verringern können. Nach VDE sind elektrische Anlagen in einem ordnungsgemäßen Zustand zu erhalten.

Nach den Vorschriften der VDE für den Betrieb elektrischer Anlagen sind diese in „geeigneten Zeitabständen“ zu prüfen. Somit sollen Mängel aufgedeckt werden, die nach der Inbetriebnahme

aufgetreten sind und Gefährdungen hervorrufen können; dies sind Schäden oder Risiken in Folge von Veränderungen (Umbauten, Umwelteinflüsse, Verschleiß …), woraus sich notwendige Instandsetzungsmaßnahmen ableiten.

Prüfpflicht für Photovoltaikanlagen?

Für die Sicherheit einer baulichen Anlage ist wieder der Eigentümer oder Betreiber verantwortlich. Dies gilt auch für den Betrieb von elektrischen Anlagen, zu denen zweifelsohne auch eine PV-Anlage gehört. Die alleinige Beschränkung auf einen optimalen, gewinnbringenden und wirtschaftlichen Betrieb einer Photovoltaikanlage reicht hier keinesfalls aus. Sie erfordert den bekannten Blick über den Tellerrand hinaus. Eine Frage beschäftigt sich hierbei oftmals mit dem Thema der Prüfpflicht bei PV-Anlagen. Für PV-Anlagen im Speziellen und insbesondere im Privatbereich gibt es keine Rechtsvorschriften zur Prüfungspflicht oder Festlegungen zu zeitlichen Prüfintervallen. Die DIN VDE 0105–100 („Betrieb elektrischer Anlagen“) beinhaltet beispielsweise keine Aussagen für Privatwohnungen und deren elektrische Anlagen. Man empfiehlt in privaten Wohnungen alle zehn Jahre eine Prüfung der elektrischen Anlage. Demzufolge könnte es zumindest bei privaten Photovoltaikanlagen eine ähnliche Fristempfehlung geben.
Im Gegenzug greifen bei Gewerbebetrieben jedoch bereits entsprechende Vorschriften aus dem Arbeitsschutzgesetz, der Betriebssicherheitsverordnung, den technischen Regeln für Betriebssicherheit sowie den einschlägigen Unfallverhütungsvorschriften. Gemäß DGUV-3 sind elektrische Anlagen besonderer Art nach der VDE-Gruppe 700 (DIN VDE 100) jährlich zu prüfen. Eine Photovoltaikanlage unterliegt der DIN VDE 0100–712, also der Gruppe 700. Demzufolge besteht zumindest bei größeren auf oder an Gewerbebauten/in der Landwirtschaft sowie rein gewerblich betriebenen PV-Anlagen eine „Prüfpflicht“.
Natürlich können Sie als elektrischer Laie keine Anlagenprüfung vornehmen, dazu müssen Sie entsprechendes Fachpersonal beauftragen. Für mögliche Schäden empfiehlt es sich, die Anlage zu

versichern – aber nicht alles ist versicherbar und zudem ergeben sich selbst im Versicherungsverhältnis Obliegenheitsverpflichtungen für den Anlagenbetreiber, worauf wir später noch zurückkommen (siehe die folgende Seite 156).

Prüffristen

Die Festlegung der zeitlichen Intervalle von Prüfungen obliegt dem verantwortlichen Anlagenbetreiber, meist also Ihnen als Besitzer einer PV-Anlage. Der Abstand richtet sich in der Regel nach der Verwendung der elektrischen Anlage, deren Betrieb, den äußeren Einflüssen und der Qualität der Anlagenwartung.

Nach den Empfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Solarenergie e. V. (DGS) sollten PV-Anlagen alle vier Jahre geprüft werden. Es gibt Objekte mit PV-Anlagen oder spezielle PV-Anlagen, die kürzeren Prüfinterwallen unterliegen, weil z. B. eine ganz andere Betriebsgefährdung vorliegt. Dies betrifft insbesondere feuergefährdete (Landwirtschaft …) oder auch explosionsgefährdete Betriebsstätten.

Grundsätzlich ist es Sache des Anlagenbetreibers, Prüfungen durchführen zu lassen. Wie aufgezeigt, geben Normen und Vorschriften oftmals nur Empfehlungen zu Prüffristen. Es liegt daher in der Risikoeinschätzung des Anlagenbetreibers, in welchem zeitlichen Abstand er dies tun möchte. Folgende Punkte zur Risikobewertung sollten besonders beachtet werden:

- Wohnhaus / Gewerbebetrieb / Freifeld anlage / Großanlagen
- Regelmäßige Überwachung (z. B. Monitoring mit automatischer Fehlermeldung), und zwar von einer fachlich versierten Person

Worauf Sie als Betreiber achten sollten

1 Wählen Sie am besten einen zertifizierten Betrieb aus oder lassen Sie sich entsprechende Qualitätszertifikate der Mitarbeiter zeigen.

2. Die Prüfungen haben nach DGUV 3 bzw. DIN VDE 0105–100 und VDE 0126–23–1 zu erfolgen. Halten Sie dies vertraglich fest.
3. Lassen Sie sich ein Prüfprotokoll aushändigen, am besten mittels standardisierten Vordrucks, in dem die einzelnen Prüfschritte und -gewerke als Checkliste dargestellt sind.
4. Soweit Mängel oder Beschädigungen an der gegenständlichen PV-Anlage festgestellt wurden, lassen Sie sich eine Handlungsempfehlung über die Instandsetzung geben sowie eine Dringlichkeitseinschätzung – dies schriftlich; es gehört zum Prüfungsprotokoll dazu.
5. Zahlen Sie für die Leistung nicht im Voraus, sondern erst nach Vorlage des Prüfprotokolls. Ist aus dem Protokoll erkenntlich, dass bestimmte Anlagenteile nicht geprüft wurden oder die Prüfung unvollständig ist, verlangen Sie Nachbesserung. Bis dahin können Sie auch die Zahlung zurückhalten.
6. Werden Prüfungen nicht ordnungsgemäß durchgeführt oder offensichtliche Mängel nicht erkannt, haftet der Prüfende für mögliche Folgen wie Schäden im Zuge seiner gesetzlichen Gewährleistung. Diese kann bis zu fünf Jahre betragen.

- Anbringung an einem sensiblen Objekt (z. B. Stall, Scheune, Schule)
- Betrieb auf einem Fremddach

Auch Versicherungen können entsprechende Vorgaben für regelmäßige Prüfungen von Photovoltaikanlagen zur Auflage machen. Die Schriftenreihe VdS des Gesamtverbands der Deutschen Versicherungswirtschaft (GDS) weist in einigen Ausgaben auf eine regelmäßige Prüfung hin. In der VdS 2057 „Elektrische Anlagen in landwirtschaftlichen Betrieben“, der VdS 2067 „Elektrische Anlagen in der Landwirtschaft – Richtlinien zur Schadensverhütung“ sowie der VdS 3145 „Photovoltaikanlagen – Technischer Leitfaden“ sind regelmäßige Prüfungen und deren Nachweise gefordert. Soweit diese Vorschriften als

Vertragsbestandteil in der Photovoltaikversicherung gelten, würden Sie als Betreiber im schlimmsten Fall Ihren Versicherungsschutz riskieren, wenn entsprechende Prüffristen nicht eingehalten werden.

Mangelnde Wartung – Probleme mit dem

Versicherer: Die Hinweise der VdS kommen nicht von ungefähr. Die Problematik mangelnder Wartung in Verbindung mit auftretenden Schäden wird auch von den Versicherungen erkannt. Mittlerweile gehen einige Versicherer dazu über, Erstattungen bei Schäden zu kürzen, wenn die Photovoltaikanlage nicht regelmäßig gewartet oder geprüft war. Was an Wartungs- oder Prüfungskosten gespart wurde, wird oft vielfach durch höhere Selbstbeteiligung im Schadensfall oder nicht selten mit dem Verlust der Versicherung bezahl.
Selbst wenn die genannten versicherungstechnischen Regelwerke nicht Vertragsbestandteil des Versicherungsvertrags sind, können anderweitig allgemeinverbindliche Vorgaben etwa im Hinblick auf eine regelmäßige Wartung oder Prüfung Vertragsbestandteil oder eine sogenannte Obliegenheitsverpflichtung sein.
Aber auch der eigentliche Lebenszyklus der PV-Anlage spielt eine Rolle, wann eine Prüfung ratsam ist – insbesondere im Hinblick auf Gewährleistung und Garantie. Endet nach fünf Jahren Betriebszeit die gesetzliche Gewährleistung, ist es nicht sinnvoll, die Anlage erst im sechsten oder siebten Jahr prüfen zu lassen, um mögliche Mängel festzustellen, für die der Anlagenerrichter haftet. Gleiches gilt auch für Garantien der Hersteller, wenn man diesen gegenüber festgestellte Mängeln noch fristgerecht geltend machen möchte.
Darüber hinaus geben Installateure und Hersteller entsprechende Hinweise zur Wartung und Pflege. Diese dienen oftmals nicht allein der Betriebssicherheit, sondern auch der Dauerhaftigkeit und sind teilweise Voraussetzung für mögliche Garantieleistungen.
Grundsätzlich muss eine PV-Anlage als besondere elektrische Anlage betrachtet werden. So befindet sie sich beispielsweise das ganze Jahr über Wind und Wetter ausgesetzt. Dementsprechend sollten regelmäßige Prüfungen erfolgen, die der Anlagenbetreiber zum Teil sogar selbst ausführen kann. In Anlehnung an die

Empfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Solarenergie (DGS) lassen sich die Prüfungen übersichtlich zusammenfassen (siehe Seite 154).
Besondere Prüfungen sind zudem angezeigt, wenn der Ertrag merklich geringer ausfällt als zum Beispiel bei vergleichbaren Anlagen. Mit spezieller Messtechnik können z. B. Rückschlüsse auf Leistungsreduzierungen bei den Modulen gezogen werden.

BRANDSCHUTZ

Bei bestimmten Gebäuden und Räumlichkeiten spielt der bauliche Brandschutz eine wichtige Rolle zur Schadensprävention; insbesondere bei landwirtschaftlichen Betrieben oder überall dort, wo sich brennbare Materialien befinden und zugleich Anlagenteile einer PV-Anlage installiert werden sollen. Eine nachträgliche Installation einer PV-Anlage kann hierbei großen Einfluss auf das bauliche Brandschutzkonzept zum Beispiel auf Lagerhallen oder sonstigen gewerblichen Betrieben nehmen und mitunter sogar gesetzlich vorgeschriebene bauliche Brandschutzvorkehrungen aufheben – mit ungeahnten Risiken und Folgen.

Neben einer allgemein fachgerechten und nach den örtlichen Bedingungen durchgeführten Anlageninstallation trägt auch hier eine regelmäßige Prüfung der PV-Anlage zur Vorbeugung von Brandrisiken bei.

Einsatz von Feuerwehren

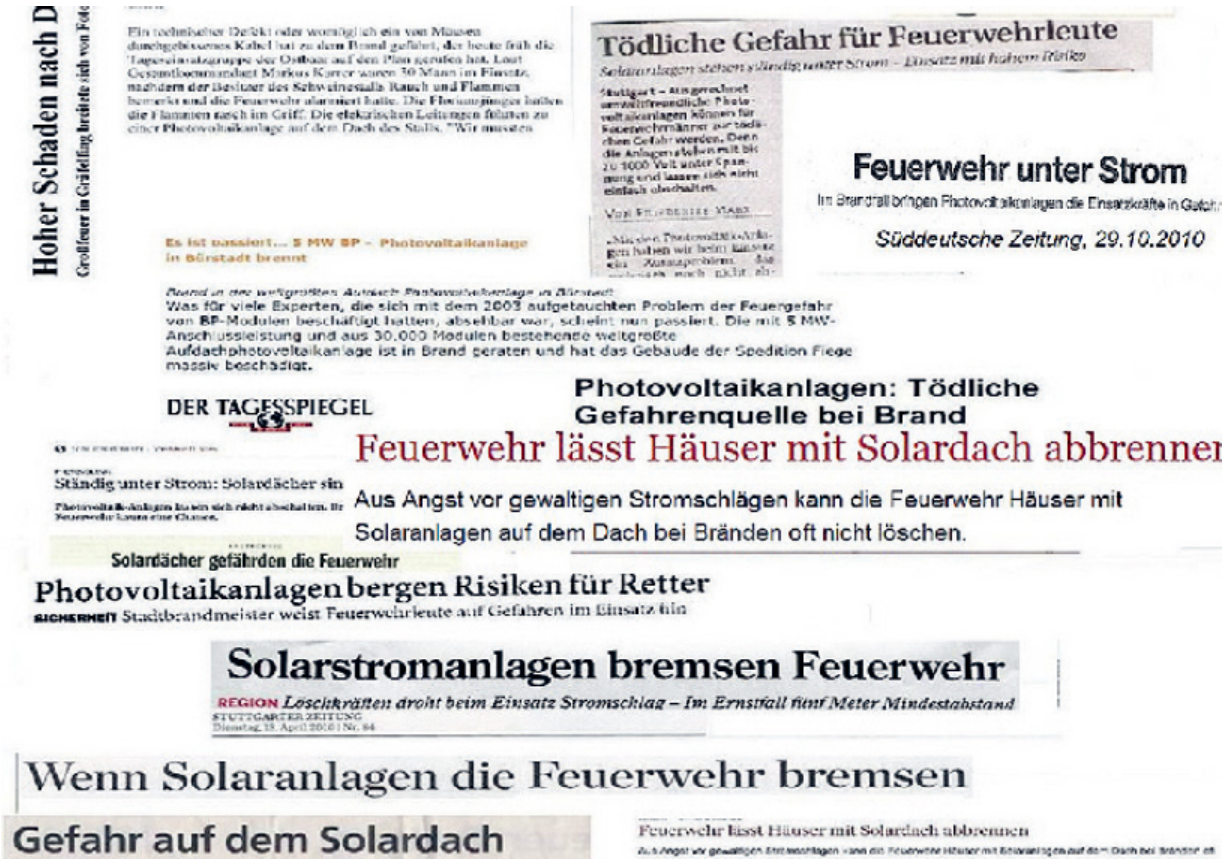
Nicht immer lässt es sich vermeiden, dass ein Brand entsteht. Dieser muss noch nicht einmal etwas mit der PV-Anlage selbst zu tun haben. Viele Anlagenbetreiber wurden in der Vergangenheit mit beunruhigenden Meldungen aus der Presse konfrontiert, in denen das Löschen von Gebäuden mit Photovoltaikanlagen als höchst gefährlich eingestuft wurde. Hierbei machte auch die Schlagzeile vom „kontrollierten Abbrennenlassen“ die Runde, dass die Feuerwehr also Objekte mit installierten Photovoltaikanlagen nicht mehr lösche, da diese nicht abgeschaltet werden können.

Stellen Sie sich vor, Ihr Haus mit der darauf installierten Photovoltaikanlage brennt und die heranrückende Feuerwehr dreht

wieder um. Diese Vorstellung mag übertrieben sein, doch spiegelt sie mancherlei Bedenken eines Anlagenbetreibers ganz gut wider. Das markante, viel und oft kontrovers diskutierte Thema des Feuerwehreinsatzes ist oftmals mit der Überschrift „Brandschutz“ tituliert, hat mit dem eigentlichen Brandschutz doch zunächst nichts zu tun; gemeint sind vielmehr die Brandbekämpfung und der Personenschutz der Feuerwehrleute. Bei diesem Thema sind genau diese beiden Punkte voneinander zu unterscheiden.

Geschichten vom „kontrollierten Abbrennenlassen“ von Gebäuden mit Photovoltaikanlage sollten der Vergangenheit angehören, weil es das nie gegeben hat. Solche Gerüchte wurden meist durch missverstandene Berichterstattung in Umlauf gebracht, welche dann als groß aufgemachte Schlagzeilen in der Tages- und Fachpresse landeten.

Die Feuerwehr ist grundsätzlich verpflichtet, Brände zu bekämpfen; andererseits gab es bereits vor dem aufkommenden Boom von Photovoltaikanlagen entsprechende Unfallverhütungsvorschriften für Feuerwehren bei der Bekämpfung von Bränden an elektrischen Anlagen. Denn jedes Gebäude ist zumeist mit einer elektrischen Anlage ausgerüstet. Auch Brände an Versorgungsanlagen, wie zum Beispiel Trafostationen, müssen von der Feuerwehr bekämpft werden können.



Schlagzeilen aus der Presse

Um es nicht zu verharmlosen – es stellt sehr wohl ein Problem dar, wenn Objekte mit Photovoltaikanlagen gelöscht werden müssen. Aus vor allem folgenden Gründen:

1 Photovoltaikanlagen können nicht einfach so abgeschaltet werden. Zwar kann man die Anlage vom öffentlichen Netz trennen – hierdurch schalten auch die Wechselrichter aus Sicherheitsgründen automatisch ab. Unter Spannung bleiben aber weiterhin die Module, die Verbindungsleitungen der Module sowie die Gleichstromleitungen vom Modulfeld bis zu den Wechselrichtern – zumindest bei Tageslicht.
Wenn die PV-Anlage nicht beschädigt ist, gehen zunächst von der PV-Anlage überhaupt keine Gefahren beim Löscheinsatz aus. Wenn die Gleichstromleitungen beschädigt sind, zugleich außerhalb des Gebäudes verlaufen und beim Löscheinsatz ein entsprechender Abstand eingehalten werden kann, ergeben sich ebenfalls keinerlei Gefährdungen für die Feuerwehreinsatzkräfte.

Problematisch können sich jedoch Einsätze gestalten, wenn Zimmerbrände von innen durch Feuerwehrleute mit Atemschutz gelöscht werden und die Gleichstromleitungen gleichzeitig irgendwo im Inneren des Gebäudes verlaufen. Erstens können die Leitungen bzw. deren Isolierung durch das Brandereignis beschädigt werden; zweitens sind für die Einsatzkräfte im Inneren des Gebäudes solche Leitungen aufgrund der Rauchentwicklung erst gar nicht erkennbar. Unter sehr ungünstigen Umständen könnte es daher zu einem Stromunfall kommen.

2 Bei einem Feuerwehreinsatz kann es zu einer Löschbehinderung in Form eines mangelnden Zugangs von außen in das Gebäude über das Dach aufgrund der angebrachten Photovoltaikanlage kommen. Einige Dacheindeckungen können bei einem Einsatz schnell mit entsprechendem Gerät oder sogar per Hand geöffnet werden, um zum Brandherd vorzudringen. Bei einer mit Modulen überbauten Dachfläche mit fest installiertem Untergestell wird dies zum Problem. Somit können sich Löscheinsätze verzögern oder deren Wirkung gehemmt sein. Eingeplante Wartungsgassen dienen deshalb nicht nur der Wartung im Anlagenbetrieb, sondern können auch bei einem Löscheinsatz nützlich sein.



Die Feuerwehr steht bei einem Wohnhausbrand mit installierter PV-Anlage vor speziellen Herausforderungen.

Weiteres Unheil beim Brand eines Gebäudes mit Photovoltaikanlagen ist das Zerplatzen der Modulscheiben bei Hitzeeinwirkung. Die herumfliegenden Scherben stellen eine zusätzliche Verletzungsgefahr dar. Zudem können hierdurch auch Löschschläuche beschädigt werden.

Unfallvermeidung

Wichtig im Rahmen der Unfallvermeidung im Zusammenhang mit Löscheinsätzen an Gebäuden mit Photovoltaikanlagen sind die Aufklärung und Schulung der Feuerwehr. Hinweisschilder zum Vorhandensein einer PV-Anlage, gekennzeichnete Kabelwege und bei größeren Objekten ein Feuerwehreinsatzplan mit den eingetragenen Generatorfeldern und Kabelwegen sind sinnvolle Möglichkeiten, den sicheren Feuerwehreinsatz und Anlagenbetrieb

zu gewährleisten, was bereits bei der Planung und Anlagendokumentation berücksichtigt werden sollte.

Gerade bei weiträumigen Photovoltaikanlagen, welche in der Landwirtschaft oder bei Gewerbe und Industriegebäuden anzutreffen sind, macht es durchaus Sinn, diese einmal zusammen mit der örtlichen Feuerwehr zu besichtigen, damit man einen Überblick bekommt, wo entsprechende kritische Situationen vorhanden sind und wie diese gekennzeichnet, gesichert oder anderweitig einsatzsicher gestaltet werden können. Alleine die Kenntnis über die Ausdehnung der Anlage und den Verlauf der dazugehörige Leitungen und Abschalteinrichtungen helfen der Feuerwehr im Einsatz enorm.

Pflicht für jeden Photovoltaikbetreiber sollte es aber sein, seine Anlage kenntlich zu machen. Hierzu gibt es bereits genormte Hinweisschilder, welche gut sichtbar im Bereich der elektrischen Unterverteilung angebracht werden können.

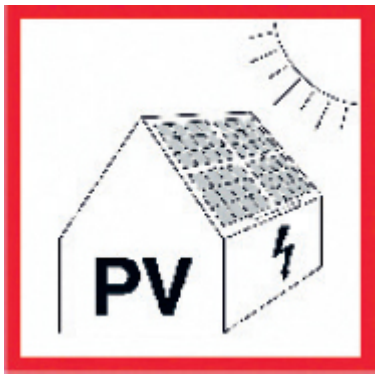
Auch ein einfacher Feuerwehreinsatzplan sollte bei ausgedehnten Anlagen nicht fehlen. In diesem sind in einem Lageplan die Lage des Generatorfelds, der Verlauf der String-Hauptleitungen sowie der Wechselrichterstandort mit den DC-Freischaltstellen einzuzeichnen. Dieser kann für die Feuerwehr als gute Orientierung dienen, um Wechselrichter freizuschalten und sich einen Überblick über die Lage der Leitungsverläufe zu machen.

Weitere Hinweise hierzu gibt auch eine Informationsbroschüre vom BSW (Bundesverband der Solarwirtschaft), der unter anderem in Zusammenarbeit mit dem Feuerwehrverband Niedersachsen erstellt wurde.

Seit Mai 2013 regelt die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-E 2100–712 bei der Planung und Errichtung von Photovoltaiksystemen an oder auf Gebäuden mögliche Maßnahmen zur Verhinderung gefährlicher Berührungsspannungen beim Versagen der Schutzmaßnahme „Doppelte oder verstärkte Isolierung“ (z. B. im Brandfall). Hieraus ergibt sich auch die Pflicht, die PV-Anlage durch ein entsprechendes Hinweisschild (siehe oben rechts) kenntlich zu machen.

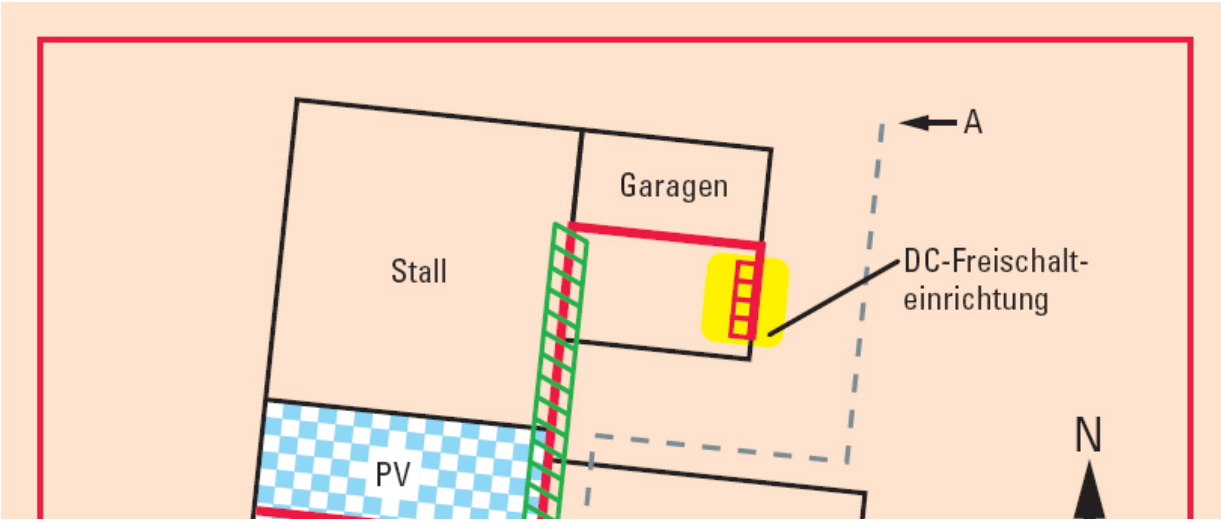
In der Anwendungsregel werden zum einen

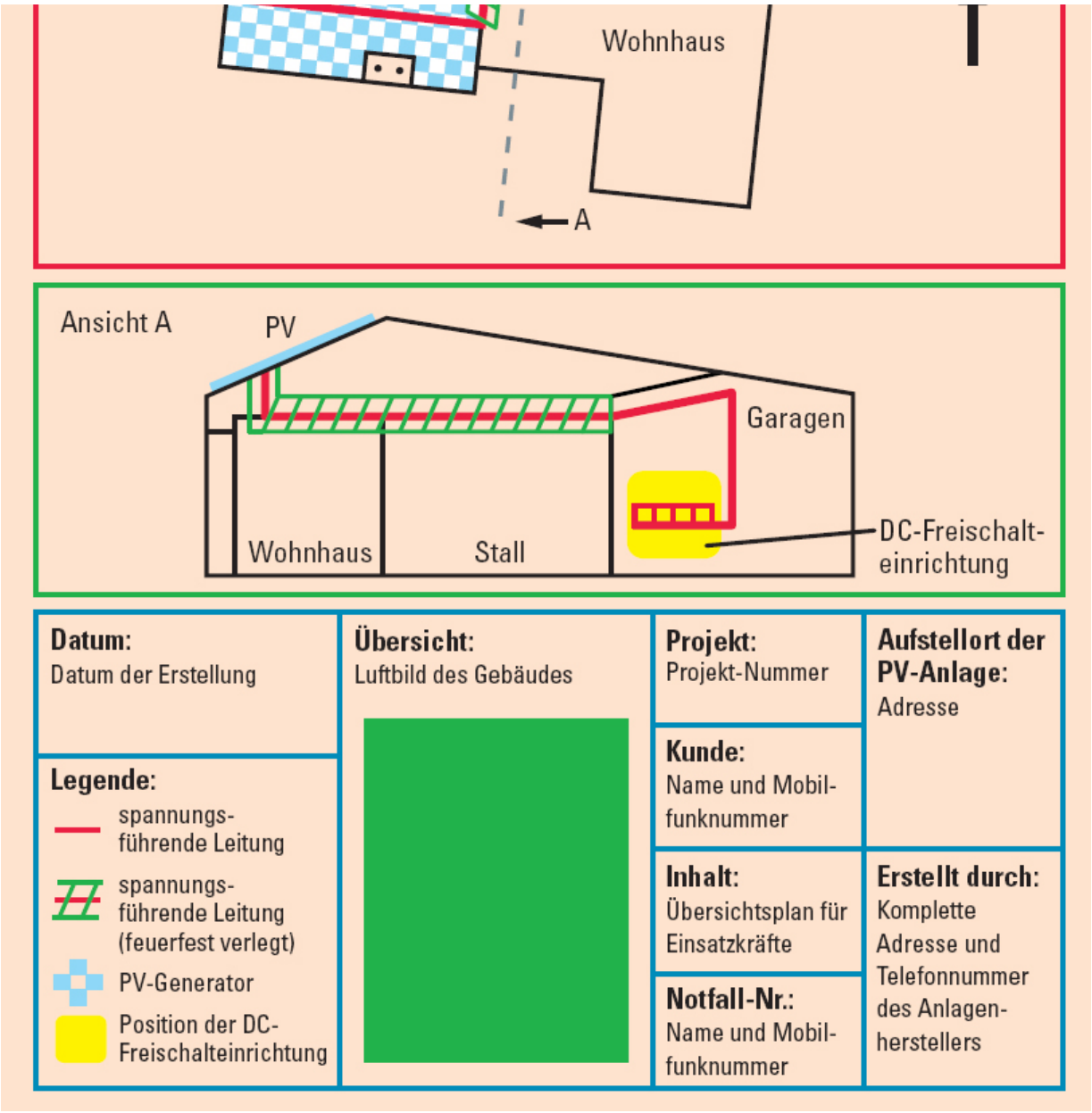
- bauliche und organisatorische Installationsmaßnahmen beschrieben, wie ein gegen Feuer geschütztes Verlegen von PV-Gleichstromleitungen im Gebäude (unter Putz oder in Brandschutzkanälen …), das berührungssichere Verlegen solcher Leitungen (auf hoch liegenden Kabelpritschen …) oder das Verlegen der Leitungen grundsätzlich außerhalb eines Gebäudes erfolgen muss.



Hinweisschild Photovoltaikanlagen

- Weiterhin sind diverse Abschaltmaßnahmen aufgeführt, etwa diejenigen mit dem sogenannten „Feuerwehrschalter“, die bei einem Brand entweder automatisch reagieren oder manuell von einer zentralen Stelle aus ausgelöst werden können. Über die Funktionsweise dieser Schalter wird oftmals kontrovers diskutiert. Zumindest gibt es diesbezüglich noch keine normativen Vorgaben und Produktrichtlinien, die sich derzeit in der Entwicklung befinden.





Beispiel eines PV-Lageplans, wie ihn die Feuerwehr bei einem Einsatz braucht

GEWÄHRLEISTUNGEN UND GARANTIEN

Bei einer Photovoltaikanlage gibt es sogar 25 Jahre Garantie! Oder wie war das? Gewährleistung und Garantie klingen zwar nicht gleich, werden dennoch oft in einen Topf geworfen.

Der feine Unterschied mit großer Wirkung

Viele Anlagenbetreiber wiegen sich in Sicherheit mit den Pauschalangaben der Installateure und Hersteller, doch der Schein trügt. Gewährleistung und Garantie, im Sprachgebrauch oftmals für das ein und dasselbe verwendet, unterscheiden sie sich doch stark – mit entsprechenden Auswirkungen. Grundsätzlich gilt es, zwischen Gewährleistung und Garantie sowie Produkthaftung zu unterscheiden.

Gewährleistung

Bei der Gewährleistung handelt es sich vereinfacht ausgedrückt um einen dem Verbraucher, Käufer oder Erwerber einer Sache oder eines Bauwerks gegenüber gesetzlich verankerten Mangelbeseitigungsanspruch auf bestimmte Zeit. Der Begriff des Mängelbeseitigungsanspruchs findet sich auch im Bürgerlichen Gesetzbuch (BGB) wieder, das Wort „Gewährleistung“ wird nur noch am Rande erwähnt.

Im Kaufrecht unter § 437 BGB und im Werkvertragsrecht unter § 634 BGB werden die Rechte genannt, die dem Käufer beziehungsweise dem Besteller im Werkvertragsrecht bei Vorliegen

eines Mangels zustehen. Die Regelung des Gesetzes mit mehrfachen Verweisen ist kompliziert und für Nichtjuristen nicht immer verständlich.

Die Gewährleistung umfasst sowohl die Haftung für Sachmängel, also Mängel in Bezug auf die Beschaffenheit des geschuldeten Werkes, als auch für Rechtsmängel. Der Mangel muss bei Gefahrenübergang (also meist nach § 446 BGB bei Übergabe der Sache oder nach § 640 BGB bei Übergabe des Werkes) vorliegen. Jedoch können auch später auftretende Defekte Sachmängel sein, wenn sie schon bei Gefahrenübergang im Keim angelegt waren. Diese müssen dann aber vom Käufer oder Besteller nachgewiesen werden.

Ein Sachmangel liegt zm Beispiel bei den folgenden Voraussetzungen vor:

- Abweichung von der vereinbarten Beschaffenheit (§ 434 Abs. 1 BGB). Beispiel: Es wurden Module mit einer Leistung von jeweils 330 Watt verkauft, aber nur solche mit einer Leistung von 325 Watt installiert.
- Die Anlage weist eine Beschaffenheit auf, die nicht der üblichen Beschaffenheit von Gütern der gleichen Art entspricht (§ 434 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 BGB): Zur Beschaffenheit gehören (gemäß § 434 Abs. 1 Satz 3 BGB) auch Eigenschaften, die der Käufer nach den öffentlichen Äußerungen des Verkäufers oder Herstellers (insbesondere aus der Werbung) erwarten kann. Beispiel: Ein Auto wird in der Werbung mit einem Verbrauch von vier Litern angepriesen, während der tatsächliche Verbrauch sechs Liter beträgt. Bei einer Photovoltaikanlage kann das vom Anbieter berechnete Ertragsverhalten (berechnete Energieerzeugung) zum Beispiel eine Eigenschaft sein, welche die Beschaffenheit der Photovoltaikanlage definiert.
- Falschlieferung; es wird eine andere als die verkaufte Sache (sogenanntes Aliud) oder eine zu geringen Menge geliefert (§ 434 Abs. 3 BGB). Beispiel: Der Verkäufer liefert anstelle von monokristallinen polykristalline Module.

Für die Beweislast gilt allgemein § 363 BGB. Hat der Auftraggeber nach Werkvertragsrecht die Sache abgenommen (§ 640 BGB), trifft

diesen die Beweislast für den Sachmangel an sich und dafür, dass dieser Mangel von Anfang an vorhanden war, sofern er Mängelansprüche geltend macht. Die große Problematik bei der Beweislast, insbesondere beim Werkvertrag, besteht darin, dass es dem Verbraucher in vielen Fällen nicht möglich ist, ohne den erheblichen Aufwand eines Gutachtens nachzuweisen, dass von Beginn an ein Mangel vorlag. In der Regel ist aber zu berücksichtigen, dass ein Schadensereignis auf einen schon anfänglichen Mangel verweist, zumal wenn andere Gegenstände gleicher Gattung diesen Schaden nicht aufweisen und ansonsten nicht zu erkennen ist, inwiefern der Kunde diesen Schaden verursacht haben sollte.

Zusammengefasst: Ist ein Mangel vorhanden oder tritt innerhalb der gesetzlichen Gewährleistungsfrist ein solcher auf, haben Sie Kraft Gesetzes dem Verkäufer oder Installateur gegenüber einen Anspruch auf „kostenfreie“ Mängelbehebung. Kommt er diesem in einer angemessenen Frist nicht nach, stehen Ihnen rechtliche Ansprüche zu.

Kaufvertrag oder Werkvertrag?

In den vorangegangenen Erläuterungen zur Gewährleistung wurden sowohl das Kaufvertragsrecht als auch das Werkvertragsrecht genannt. Sie werden jetzt sicherlich fragen, worunter Ihre Photovoltaikanlage fällt: Kaufrecht oder Werkvertragsrecht?

In früheren Rechtsprechungen galt bei einer „üblichen“ Photovoltaikanlage: Kaufvertrag mit Montageverpflichtung. Juristisch begründet wurde dies damit, dass bei einer Photovoltaikanlage der Kostenanteil des Materials überwiegt und die Montage selbst nur ein „Nebengewerk“ darstellt. Bei Anlagenpreisen weit über 2 000 Euro pro kWp traf dies zu.

Nur wenn die Photovoltaikmodule auch die Dichtigkeit des Daches übernahmen – also eine Funktion des Bauwerks darstellten, man spricht hierbei von Indachanlagen –, galt Werkvertragsrecht. Hier besteht unter anderem ein geschuldeter Erfolg (dichtes Dach), welcher grundsätzlich dem Werkvertragsrecht unterzuordnen ist.

Ähnliches galt bei Freifeldanlagen, da diese ein selbstständiges Bauwerk darstellten.

Nach neuester Rechtsprechung ist aber grundsätzlich von einem Werkvertrag auszugehen, nicht etwa weil die Systempreise gesunken wären, sondern da bei der Montage einer solchen Anlage auf einem Dach der Eingriff in das Gebäude nicht unerheblich ist und eine PV-Anlage als Bauwerk oder Teil eines solchen anzusehen ist.

Gewährleistungsfristen

Die Gewährleistungsfristen beim Kauf- und Werkvertrag sind gleich, es sei denn, es handelt sich um ein Bauwerk:

- Nach § 438 Abs. 1 Nr. 3 BGB (Kaufvertrag) beträgt die Verjährungsfrist für die Ansprüche aus Gewährleistung seit 1. Januar 2002 im Regelfall zwei Jahre, beginnend mit Übergabe der Kaufsache. Diese kann vertraglich grundsätzlich geändert, komplett ausgeschlossen oder auf bis zu 30 Jahre ausgedehnt werden. Eine Ausnahme gilt lediglich für den Verbrauchsgüterkauf (§ 474 BGB), wo eine Verkürzung nur bei gebrauchten Kaufsachen und dort maximal auf ein Jahr möglich ist (§ 475 Abs. 2 BGB).
- Beim Werkvertrag beträgt die Verjährungsfrist zwei Jahre, für Bauwerke aber fünf Jahre. Wird eine Photovoltaikanlage nunmehr rechtlich als Bauwerk eingestuft, ergeben sich für den Besitzer die längeren Gewährleistungsfristen.

Grundsätzlich muss davon ausgegangen werden, dass die gesetzliche Gewährleistung für übliche Photovoltaikanlagen spätestens fünf Jahre nach erfolgter Abnahme endet.

Abnahme / Übergabe

Im Zusammenhang mit Fristen bei Gewährleistung und Garantie ist neben der Laufzeit immer wieder strittig, wann diese überhaupt zu laufen beginnen. Beim Kaufvertrag beginnt die Frist mit Übergabe der Sache, beim Werkvertrag mit der Abnahme. Nur was bedeutet jeweils „Übergabe“ und „Abnahme“ konkret?



Abnahme beim Werkvertrag

Die Abnahme ist hier eine Hauptpflicht des Auftraggebers oder Bestellers und somit eine einseitige, empfangsbedürftige Willenserklärung des Auftraggebers. Sie bedarf hierbei auch nicht einmal der Mitwirkungspflicht des Auftragnehmers; auch ist dessen Unterschrift nicht erforderlich.

Die Abnahme stellt eine Erklärung des Auftraggebers dar, dass er die Werkleistung als frei von wesentlichen Mängeln erfüllt billigt.

Keine Abnahme stellen in diesem Zusammenhang die Erstellung eines gemeinsamen Aufmaßes, die Bestätigung von Teilleistungen, die später verbaut werden, oder ein Prüfvermerk des Architekten unter der Schlussrechnung dar.

Die Abnahme darf nicht grundlos vom Auftraggeber verweigert werden. Hierauf wäre eine Klage auf Abnahme und Zahlung des Werklohns möglich.

Die Abnahmefrist beginnt nach BGB sofort nach Anforderung des Auftragnehmers. Als Abnahmewirkung treten ein:

- Die Leistung des Auftragnehmers gilt (mit möglichen vermerkten Einschränkungen) als erfüllt.
- Der Erfüllungsanspruch ist erledigt.
- Übergang der Vergütungs- und Leistungsgefahr auf den Auftraggeber
- Fälligkeit der Vergütung (641 BGB)
- Umkehr der Beweislast (bei Mängeln, welche in der Abnahme nicht vorbehalten wurden)

- Verlust von Rechten des Auftraggebers, z. B. Rücktritts- und Minderungsrecht, Vertragsstrafe oder Nacherfüllung, soweit diese bei der Abnahme nicht vorbehalten wurden
- Beginn der Frist für die Verjährung der Gewährleistungsansprüche

Bei der Abnahme unterscheidet man:
- Die ausdrücklich erklärte Abnahme
- Die förmliche Abnahme (mit Abnahmeprotokoll)
- Die Abnahme durch schlüssiges Verhalten, zum Beispiel durch vorbehaltlose Zahlung des Restwerklohns oder vorbehaltlose Ingebrauchnahme (fiktive Abnahme)
- durch Fristablauf (§ 640 Abs. 1 S. 3 BGB), wenn der Auftragnehmer hierzu eine Frist gesetzt hat

Garantie
Von der gesetzlich im BGB vorgeschriebenen Gewährleistung oder den Mängelansprüchen ist die Garantie zu unterscheiden. Diese ist insofern seitens des Garantiegebers freiwillig, als es keine gesetzliche Verpflichtung zur Abgabe eines Garantieversprechens gibt. Dies bedeutet, dass ein Hersteller, Verkäufer oder Anlagenerrichter ein freiwilliges Garantieversprechen abgeben kann, dessen Bedingungen ausschließlich durch den Garantiegeber bestimmt werden. Die Garantie beinhaltet eine freiwillige Selbstverpflichtung des Händlers oder Herstellers, die über die gesetzlichen Verpflichtungen des Kaufvertrags hinausgeht. Es gibt dabei die unterschiedlichsten Formen von Garantien:
- Preisgarantie (Rücknahme oder Preisangleichung, wenn die Konkurrenz billiger ist)
- Zufriedenheitsgarantie (befristetes Rückgaberecht bei Unzufriedenheit mit dem Produkt)
- Zeitliche Garantie für … Jahre (Garantieumfang wird meist konkret genannt)

Schönes Beispiel ist wieder das Auto, wo es bei diversen Marken eine zeitlich längere Garantie auf die Karosserie gegen

Durchrostung gibt – in den meisten Fällen aber gekoppelt an eine regelmäßige Inspektion.

Wichtig ist, dass Garantieansprüche unabhängig von gesetzlichen Mängelansprüchen bestehen. Genauso wichtig ist überdies, dass die Garantien der Hersteller auch gegenüber dem Käufer erklärt sein müssen. Selbst wenn auf dem Datenblatt oder Prospekt von Garantien die Rede ist, werden Garantien vielfach an verschiedene Formalitäten geknüpft. So kann es etwa sein, dass Module oder Wechselrichter beim Hersteller zunächst registriert sein müssen, um die Garantie wirksam in Gang zu setzen. Bei der Photovoltaikanlage kommt man meist mit folgenden Garantien in Berührung:



Garantie für Module

Hier sind in der Regel zwei Garantien zu unterscheiden; einmal die Produktgarantie und einmal die Leistungsgarantie.

1 Die Produktgarantie bezieht sich auf die Herstellungsqualität des Moduls und verspricht, dass im Falle eines auftretenden

Mangels, wie zum Beispiel das Auffrieren der Modulrahmen, Spannungsrisse bei Glas-in-Glas-Modulen oder defekten Anschlussdosen, der Hersteller entsprechend Ersatz leistet. Wie dieser Ersatz letztendlich aussieht, steht in den Herstellergarantien, welche Ihnen als Käufer der Anlage vorliegen sollten.

Dass die Ersatzregelungen oftmals nicht so einfach sind, wie sie in werbewirksamen Aussagen getätigt werden, zeigen oft die meist klein gedruckten Garantiebedingungen im Einzelnen. In vielen Fällen werden dem Anlagenbetreiber recht hohe Hürden aufgebürdet, was bereits den Mangelnachweis angeht, also ob es sich tatsächlich um einen herstellungsbedingten Mangel oder um eine Einwirkung von außen handelt. Letztere wäre nämlich im Garantieumfang nicht enthalten.

Auch in einem nachgewiesen Garantiefall ist die Abwicklung oftmals nicht ganz einfach. Vielfach gehen Transport-, De- sowie Remontagekosten zulasten des Anlagenbetreibers. Dies bedeutet, dass der Hersteller Ihnen nur entsprechende Neuware frei ab Werk zur Verfügung stellt und Sie die Kosten für Transport und Modultausch selbst tragen müssen. Die Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen hat diesbezüglich einige Modulhersteller schon erfolgreich abgemahnt, weil viele Garantien ihren Zweck rein wirtschaftlich gesehen gar nicht erfüllen und dem Verbraucher sogar eher Nachteile bringen.

Die üblichen, von den Herstellern gewährten Produktgarantien belaufen sich auf fünf Jahre ab Erwerbsdatum. In seltenen Fällen betragen diese auch zehn Jahre.

2 Bei der Leistungsgarantie verhält es sich ähnlich. Diese bezieht sich aber ausschließlich auf die Leistung des Moduls und nicht auf mögliche Produktmängel. Von den Modulherstellern werden oftmals Garantien von 25 bis 30 Jahren angeboten. Viele Leistungsgarantien sind abgestuft; zum Beispiel zehn Jahre 90 Prozent und 25 Jahre 80 Prozent. Im Klartext: Der Hersteller garantiert, dass die Module nach zehn Jahren noch mindestens eine Nennleistung von 90 Prozent erbringen bzw. nach 25 Jahren 80 Prozent.

Auch hier ergeben sich oftmals schwierige und nervenaufreibende Durchsetzungsstreitigkeiten dem Modulhersteller gegenüber. In der Regel beziehen sich die Leistungsgarantien auf den Wert „Min-Nom.“ der Modulleistung – sprich den auf dem Moduldatenblatt oder Modullabel angegebenen Minimalwert der Modulnennleistung. Ist auf dem Datenblatt des Moduls beispielsweise eine Leistung von 300 Wp +/- 5 W angegeben, so bezieht sich der Garantiewert auf den kleinsten Nominalwert, also 300 Wp minus 5 W = 295 Wp. Erst auf diesen Wert müssen die garantierten 90 oder 80 Prozent abgestellt werden.

Nochmals als Beispiel gerechnet, muss das besagte Modul in den ersten zehn Jahren seine Leistung bis auf einen Wert von weniger als 265,5 Wp verlieren, um in die Garantieansprüche zu kommen. Weiterhin bedeutet dies aber auch, dass das Modul schon im fünften Jahr oder noch früher beispielsweise nur noch 270 Wp Leistung erbringen darf, ohne dass die Leistungsgarantie greift. Wenn man das Beispiel einmal weiterführt, so kann das Modul im elften Jahr nur noch 240 Wp an Leistung erbringen, ohne dass die Leistungsgarantie greift, weil dann im zehnten Jahr, also von einem Jahr auf das andere, der Garantiewert bei 295 Wp minus 20 Prozent liegt, was rund 236 Wp bedeutet.

Die Möglichkeiten, Leistungsgarantien geltend zu machen, werden oftmals sehr stark eingeschränkt oder dem Kunden die Nachweispflicht des Garantiefalls mit offenbar unzumutbaren Aufwendungen (kostenintensive Labormessungen etc.) aufgezwungen, sodass diese Garantien letztendlich kaum durchsetzbar scheinen. Auch hier gab es bereits Abmahnungen seitens der Verbraucherzentralen als auch durch Gerichte.

Garantie für Wechselrichter

Hier gelten oftmals ähnliche Bedingungen wie bei Modulen. Es gibt von Hersteller zu Hersteller aber auch unterschiedliche Handhabungen im Garantiefall. Erstattungen für Ertragsausfälle sind dann meist ausgeschlossen, auch wenn der Wechselrichtertausch

auf sich warten lässt. In den meisten Fällen übernehmen die Hersteller die Arbeitskosten für den Austausch; oftmals muss der Kunde den Arbeitslohn des Installateurs zahlen.

Viele Wechselrichterhersteller bieten käufliche Garantieverlängerungen an, man kann die sonst übliche Werksgarantie von fünf Jahren mitunter auf zehn oder auch 15 Jahre verlängern. Ob das Geld hierbei gut investiert ist, ist strittig; je nach Anlagentyp sollte wirtschaftlich abgewogen werden. Selbiges gilt für sogenannte Garantieversicherungen. Hierbei kann man seine Wechselrichter gegen üblichen Ausfall (reiner Gerätedefekt) versichern – ähnlich einer Garantie. Ob man etwa bei einem üblichen Gerätedefekt mit einer Reparatur oder einem gebrauchten Ersatzgerät günstiger fährt, entscheidet oft der Einzelfall.

Grundsätzlich von der Garantie ausgeschlossen bleiben (wie auch bei den Modulen) Schäden von außen, sprich Blitzschlag, Überspannung, Vorsatz, Brand etc. Hier entfallen auch die zugekauften Garantieverlängerungen für dieses Gerät. Im Extremfall kann sich also eine zehnjährige, teuer erkaufte Garantie bei einem Überspannungsschaden nach zwei Jahren bereits in Luft auflösen. Wer hierbei gleich an seine Versicherung denkt, sollte beachten, dass Garantien in der Regel nicht versichert sind – auch nicht in sogenannten Allgefahrenpolicen (siehe hierzu auch die folgenden Ausführungen zum Thema „Versicherungen“ ab Seite 181).

Produkthaftung

Die Produkthaftung umfasst weitere Schäden an Leben, Gesundheit, Eigentum und weiteren Rechtsgütern, die gerade durch die Mangelhaftigkeit der Sache entstanden sind – Beispiel Brandentstehung. Hier bestehen Ansprüche direkt gegen den Hersteller oder Produzenten. Bei privater Nutzung sieht das Produkthaftungsgesetz Schadenersatzansprüche vor. Liegt eine gewerbliche Nutzung vor, können diese aus § 823 BGB abgeleitet werden. Bei der Produkthaftung besteht im Gegensatz zu den Mängelgewährleistungsrechten nicht die Möglichkeit der Nachbesserung.

Ein Thema beherrschte hinsichtlich der Produkthaftung bereits die Medien: brennende Anschlussdosen an Modulen. Es gab in der Vergangenheit Module, die aufgrund eines technischen Defekts im Bereich der Anschlussdosen durch Lichtbogenzündung brennen konnten. Hiervon waren nicht wenige Anlagen betroffen, bei denen tatsächlich Brandschäden entstanden sind. Hier war der Hersteller gezwungen, aus Gründen des Produkthaftungsgesetzes zu reagieren und diese Module wieder vom Markt zu nehmen.

Unternehmer und/oder Verbraucher?

Die vertragsrechtlichen Angelegenheiten, insbesondere im Hinblick auf Gewährleistungen und den Verbraucherschutz, unterscheiden sich bei Vertragsvereinbarungen zwischen Unternehmern einerseits und zwischen Unternehmer und Verbraucher andererseits erheblich.

Käufer einer Photovoltaikanlage, die ihre Energie ganz oder teilweise ins öffentliche Netz einspeisen und dafür Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhalten, sind steuerrechtlich in der Regel Unternehmer. Strittig war bislang die Frage, ob sie auch zivilrechtlich als Unternehmer oder doch als Verbraucher anzusehen sind – der Unterschied ist, wie bereits erwähnt, für die Betroffenen gravierend. Hierzu hat sich der Bundesgerichtshof (BGH) geäußert (BGH Anerkenntnisurteil VIII ZR 121/12 vom 9.1.2013).



Zivilrechtlich ist der Anlagenkäufer nach Auffassung des BGH als Verbraucher anzusehen. Damit genießt er den vollen Verbraucherschutz des Bürgerlichen Gesetzbuchs (BGB). Das BGB geht grundsätzlich davon aus, dass Verbraucher Unternehmen gegenüber die schwächere Partei sind. Bei Kaufverträgen gelten deshalb feste Regeln, etwa für Gewährleistung, Verjährungsfristen und Haftungsausschlüsse, die Verkäufer einhalten müssen, wenn sie mit Privatleuten Geschäfte machen.

Wer sich zum Beispiel in den eigenen vier Wänden bei einem Beratungsgespräch für eine Photovoltaikanlage entscheidet, kann den Vertrag als Verbraucher innerhalb von 14 Tagen widerrufen. Für Unternehmen hingegen gibt es solch ein gesetzliches Widerrufsrecht für sogenannte Haustürgeschäfte nicht. In konkreten Fällen sahen sich Käufer von Photovoltaikanlagen in der Vergangenheit mit Schadenersatzforderungen in Höhe von mehreren Tausend Euro konfrontiert, wenn sie voreilige Kaufentschlüsse rückgängig machen wollten. Verbrauchern gegenüber sind solche Forderungen jedoch unzulässig.

Anlass für die BGH-Äußerung war die Klage eines Privatmanns, der eine Photovoltaikanlage gekauft hatte. In der mündlichen Verhandlung vertrat der BGH die Auffassung, der Käufer sei als Verbraucher einzuordnen. Der private Betrieb einer Photovoltaikanlage wird vom BGH als Vermögensverwaltung gesehen und nicht als gewerblicher Betrieb mit den entsprechend erforderlichen Einrichtungen. Dagegen spräche zudem nicht die aufgeworfene umsatzsteuerliche Frage, denn die bestehende Rechtsprechung besagt, dass die steuerliche Einordnung keine Auswirkung auf die zivilrechtliche Einordnung hat. Überdies besteuert der Gesetzgeber umsatzsteuerrechtlich gemäß § 2 UStG jegliche Einnahmen aus nachhaltiger Tätigkeit, auch wenn Gewinnerzielungsabsicht fehlt. Damit fallen Anwendungsbereich von Umsatzsteuerrecht und Verbraucherrecht auseinander, die Umsatzsteuerpflichtigkeit von Anlagenbetreibern ist aus verbraucherrechtlicher Sicht eher zufällig.

Der Verkäufer erkannte daher noch vor einer höchstrichterlichen Entscheidung an, dass der Kunde sein Geld zurückbekommt. Auch wenn es deshalb zu keinem höchstrichterlichen, sondern „nur“ zu einem Anerkenntnisurteil gekommen ist, kann man sich auch zukünftig an dieser Auffassung orientieren.

Anders wird es sich bei Betreibergesellschaften oder Betreiber-Kapitalgesellschaften (GmbH; GmbH & Co.KG) verhalten. Hier bestehen die abgeschlossenen Geschäfte in aller Regel zwischen Unternehmer und Unternehmer. Demzufolge kommt es entscheidend auf die getroffenen vertraglichen Vereinbarungen an.

Gewährleistungs- und Garantiekette

Im Gewährleistungs- oder Garantiefall stellt sich die Frage: „An wen wende ich mich?“ Hier sollten Sie die Merkmale von Gewährleistung und Garantie kennen (ab Seite 160).

Bei der Gewährleistung ist der erste Ansprechpartner grundsätzlich der Installateur oder Fachbetrieb, bei dem die Anlage gekauft oder von dem diese installiert wurde. Dies schließt alle Beanstandungen an einer Photovoltaikanlage ein, auch wenn

einzelne Bauteile einer gesonderten Garantievereinbarung unterliegen. Lässt etwa die Modulleistung im ersten Jahr nicht produktkonform deutlich nach, so haftet hierfür zunächst der Fachbetrieb oder Installateur. Geht im ersten Jahr oder im Laufe des zweiten Jahres ein Wechselrichter defekt (ohne äußere Einwirkung wie zum Beispiel Überspannung), haftet wieder der Fachbetrieb oder Installateur. Unterliegt die Photovoltaikanlage dem Werkvertragsrecht und ist diese als Bauwerk einzustufen, gilt dies auch für die ersten fünf Jahre nach erfolgter Abnahme.

Erst nach dieser Gewährleistungsfrist greift die Garantieabwicklung in der vereinbarten Frist direkt dem Hersteller gegenüber, soweit diese die gesetzliche Gewährleistungsfrist übersteigt.

Aus dieser Konstellation heraus ergeben sich häufig Probleme, welche hier beispielhaft aufgeführt werden:

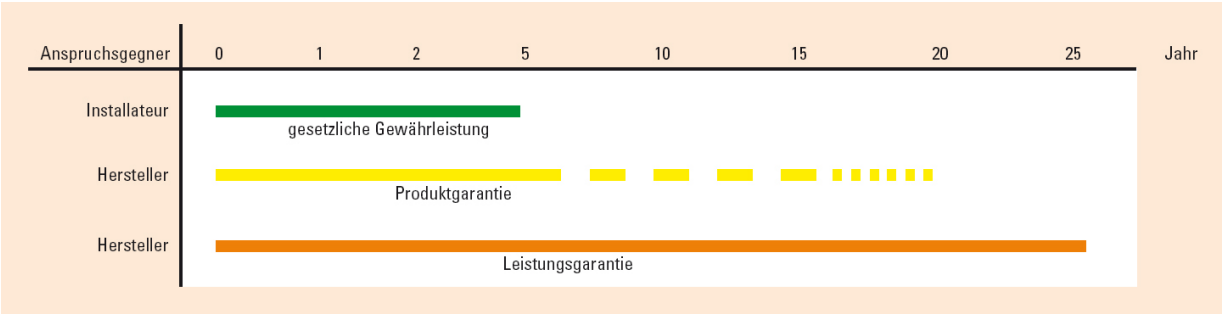
- Wenn Ihr Installateur nicht mehr greifbar ist, weil er zum Beispiel insolvent gegangen ist, geht Ihnen auch die Gewährleistung verloren. In diesem Fall bleiben Ihnen nur noch die Garantien übrig, wie zum Beispiel auf Module und Wechselrichter. Hierfür müssen Sie sich an den Produkthersteller direkt wenden.
- Wenn Sie Gewährleistungsrechte durchsetzen wollen, genügt weder ein Anruf noch eine E-Mail an den Fachbetrieb oder Verkäufer. Grundsätzlich ist diesem eine schriftliche, am besten mit Einwurfeinschreiben formulierte Mängelanzeige zuzusenden – und zwar mit einer ausreichenden Fristbenennung zur Mängelbeseitigung. Dies dient zum einen als Beweis zur Aufforderung der Mängelbehebung; zum anderen kommt der Anspruchsgegner nach fruchtlosem Ablauf der gesetzten Frist meist automatisch in Verzug (siehe nachfolgende Ausführungen). Hierdurch wird aber die Gewährleistungsfrist nicht gehemmt. Ignoriert der Installateur die Mängelanzeige oder wimmelt er diese mit Ausreden ab, läuft die Gewährleistungsfrist fürs Erste weiter.
- Eine wirksame Hemmung der Gewährleistungsfrist, also die Unterbrechung derselben, kommt entweder im Zuge von Verhandlungen mit dem Installateur oder dessen schriftlicher Anerkenntnis eines Mangels zustande – oder erst durch die

Beantragung und Einleitung eines gerichtlichen, selbstständigen Beweisverfahrens. Das bedeutet, dass Sie im Notfall einen Gutachter und einen Anwalt bemühen müssen, um vorhandene Mängel darzulegen und deren Rüge noch fristgerecht geltend machen zu können.

- Falls die Gewährleistungen nicht mehr greifen, weil deren Frist abgelaufen ist, stehen Ihnen zumindest eingeschränkt auf bestimmte Produkte noch die Garantien zur Verfügung. Diese Garantien stehen jedoch nur zwischen Ihnen und dem Hersteller in vertraglicher Beziehung. In der Regel sollte Ihr Installateur Ihnen bei der Abwicklung behilflich sein.
- Aber auch Garantien rücken in Einzelfällen leider in weite Ferne, wenn Hersteller nicht mehr auf dem Markt existent sind. Hiervon sind auch frühere deutsche Hersteller betroffen, von denen viele mit „Made in Germany“ argumentiert haben. Aber auch einheimische Produkte unterliegen dem wirtschaftlichen Wandel. Mit dem Rückgang der Neuinstallationen ab 2012 überrollte die Pleitewelle viele Firmen – egal ob im In- oder Ausland.

Folgen bei Mängelansprüchen

Die Rechte des Bestellers bei Mängeln sind im Werkvertragsrecht unter § 634 BGB beschrieben. Hierin heißt es: Ist das Werk mangelhaft, kann der Besteller, wenn die Voraussetzungen der folgenden Vorschriften vorliegen und soweit nichts anderes bestimmt ist,



Bei PV-Anlagen übliche Gewährleistungs- und Garantiekette

1. nach § 635 Nacherfüllung verlangen. Bei der Nacherfüllung im Werkvertragsrecht obliegt diese der Wahl des Auftragnehmers – sprich des Installateurs.
2. nach § 637 den Mangel selbst beseitigen und Ersatz der erforderlichen Aufwendungen verlangen. Wenn Sie beabsichtigen, den Mangel selbst zu beseitigen, beachten Sie bitte die hierzu angeführten Voraussetzungen nach § 637 BGB. Dies geht nämlich nur nach erfolglosem Ablauf einer zur Nacherfüllung bestimmten angemessenen Frist und wenn nicht der Unternehmer die Nacherfüllung zu Recht verweigert. Ausnahmen hierzu ergeben sich nur nach § 323 BGB.
3. nach den §§ 636, 323 und 326 Abs. 5 von dem Vertrag zurücktreten oder nach § 638 die Vergütung mindern und
4. nach den §§ 636, 280, 281, 283 und 311a Schadenersatz oder nach § 284 Ersatz für vergebliche Aufwendungen verlangen

Formaler Weg

Wie bereits angesprochen, ist zur Geltendmachung von Mängelbeseitigungen ein formaler Weg einzuhalten, um die Ansprüche auch rechtlich sicher zu machen.

- Schriftliche Anzeige (am besten eingeschriebener Brief, eine E-Mail erfüllt nicht die rechtliche Schriftform) mit Fristsetzung gegenüber dem Installateur oder Verkäufer. Dies dient zum einen dem Beweis, dass das Gegenüber überhaupt von Ansprüchen seitens des Kunden Kenntnis erlangt hat. Weiterhin ergibt sich für Sie die Möglichkeit, das Gegenüber nach fruchtlosem Fristablauf in Verzug zu setzen. Voraussetzung ist allerdings, dass es sich bei der vorab getätigten Fristsetzung um realistische Termine handelt. Den Mangel an einem defekten Wechselrichter zu beheben, kann nicht bereits am nächsten Tag erfolgen, insbesondere wenn der Installateur oder Verkäufer auf die Zulieferung eines Ersatzgeräts angewiesen ist.
- Inverzugsetzung
- Zeigt auch die Inverzugsetzung keine Wirkung, können Sie nochmals eine Mahnung aussprechen (wieder schriftlich) und mit

einer Nachfrist versehen. Sie können auch bereits das androhen, was Ihnen bei abermalig fruchtlosem Ablauf rechtlich zusteht (siehe die vorherige Seite 166).



Konsequenzen

Bleibt das Gegenüber auch weiterhin uneinsichtig, gilt es zu überlegen, was nach dem gesetzlichen Rahmen für Sie am sinnvollsten ist. Soweit Sie vom Kaufvertrag zurücktreten wollen, müsste die gegenständliche Photovoltaikanlage wieder vom Dach zurückgebaut werden. Bei der Neuinstallation einer Ersatzanlage werden Sie die gesetzliche Einspeisevergütung der „alten“ Anlage womöglich verlieren.

Bei einer Minderung des Kaufpreises müssten Sie diese, wie beim Rücktritt vom Kaufvertrag, notfalls einklagen, da Sie in der Regel die Anlage bereits gezahlt haben. Dann wird es erforderlich werden, einen Anwalt einzuschalten, der Sie in der weiteren Vorgehensweise berät.

Beweissicherung

Da die Beweislast nach Abnahme auf Sie übergegangen ist, werden Sie nicht darum herumkommen, einen sachverständigen Dritten einzuschalten, der Ihnen diesen Nachweis erbringt, wenn es Ihrerseits Anzeichen für Unstimmigkeiten der Anlage gibt. Es kann aber auch sein, dass es sich nur um subjektive Eindrücke handelt und gar kein Mangel vorliegt.

Insbesondere wenn es darum geht, den Ablauf der Gewährleistungsfrist mit einem selbstständigen Beweisverfahren zu hemmen, wird die vorherige Einschaltung eines Sachkundigen (Gutachter, Sachverständiger) empfohlen. Denn im selbstständigen Beweisverfahren muss der Antragssteller, also Sie, im juristischen Fachjargon substantiiert (begründend) vortragen, um welche Mängel es sich handelt. Sie müssen glaubhaft darlegen, dass überhaupt Mängel vorhanden sind und diese im Einzelnen benennen. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass, so die Gegenseite die Mängel abstreitet, vom Gericht in der Regel ein gerichtlich bestellter Sachverständiger eingeschaltet wird, welcher die vom Gericht gestellten Beweisfragen (über das Vorhandensein eines Mangels) beantworten soll. Aber Vorsicht! Der gerichtlich bestellte Sachverständige beschränkt seine Beantwortung nur auf die vom Gericht oder von den Parteien zur Beweissicherung gestellten Fragen. Diese Fragen müssen sich auf eine konkrete Tatsache stützen. Sie dürfen weder suggestiv noch ausforschend sein.



Daher wäre nicht zulässig, den gerichtlich bestellten Sachverständigen zu fragen, welche Mängel an der gegenständlichen Photovoltaikanlage überhaupt vorhanden sind. Die Fragen dürfen sich etwa nur darauf beschränken, ob es zutreffend ist, dass die Leistung der gegenständlichen Photovoltaikanlage nicht dem für den vorhandenen Standort zu erwartenden Werten entspricht, oder dass die Leitungen nicht fachgerecht verlegt wurden, oder dass die Wechselrichter zu klein dimensioniert wurden.

Um beweissichere Tatbestände in ein Verfahren einbringen zu können, ist eine vorherige Begutachtung der Photovoltaikanlage durch einen Sachkundigen unumgänglich. Dieser liefert Ihrem Rechtsanwalt auch die technische „Munition“, der sich mit solchen Dingen meist auch nicht auskennt, es aber in den meisten Fällen versteht, die technischen Ausführungen eines Gutachtens rechtlich „zu verpacken“.

Gerichtliche Verfahren

Sollte es unumgänglich werden, eine streitige Angelegenheit zum Beispiel im Hinblick auf Mängel vor Gericht austragen zu müssen, sollten Sie sich bewusst sein, dass Sie einen langen Atem benötigen.

Gerichtsverfahren kosten nicht nur Geld, sondern auch Unmengen an Zeit und Nerven. Die Durchführung eines Beweisverfahrens kann sich durchaus über ein Jahr und länger erstrecken. Danach haben Sie aber nur die „amtliche“ Bestätigung, ob Sie mit Ihrer Mängelvermutung richtig lagen. In der Praxis sieht es jedoch meist so aus, dass irgendeine Seite sich nicht mit den Feststellungen des gerichtlichen Sachverständigen zufrieden gibt.

Bleiben strittige Fragen offen, oder kommt die Gegenpartei der Mangelbeseitigungsaufforderung nicht nach, kommt es zwangsläufig zu einem gerichtlichen Verfahren, in dem möglicher Weise weitere Beweiserhebungen durchgeführt werden müssen.

Zu bedenken ist auch, dass Sie als Antragsteller oder Kläger erst einmal alle Kosten vorstrecken müssen; also für Ihren Anwalt, die Gerichtskosten als auch die Kosten für den gerichtlich bestellten Sachverständigen. Diese Kosten können mehrere Tausend Euro betragen. Sollten Sie in dem Verfahren unterliegen, müssen Sie auch noch die Kosten der Gegenseite (Anwalt) tragen.

Selbst bei kleineren Streitwerten von beispielsweise 10 000 Euro können da folgende Prozesskosten anfallen:

- Prozesskosten Anwalt in 1. Instanz einschließlich Terminkosten etwa 1 600 Euro
- Gerichtskosten etwa 800 Euro
- Hinzu kommen noch die Kosten für den Gerichtsgutachter von 1 000 Euro bis 2 000 Euro (je nach Beweisumfang), mitunter auch wesentlich mehr.

Eine außergerichtliche Einigung liegt in dem Fall bei etwa 1 000 Euro.

Sollten Sie obsiegen, haben Sie in dem einen oder anderen Fall womöglich noch gar nicht Ihr Ziel erreicht. Denn was nützt Ihnen ein erfolgreiches Urteil zum Rücktritt aus dem Kaufvertrag, wenn, bei

einer größeren Anlage, dies dann der betroffenen Firma finanziell das Genick bricht.

Falls Sie den Prozess verlieren, tragen Sie alle Kosten, auch die der gegnerischen Partei. Mit gegnerischem Anwalt einschließlich Gebühren und Pauschalauslagen sowie Umsatzsteuer liegt das Prozessrisiko bei rund 4 000 Euro.

In vielen Fällen wird so ein Verfahren daher auf einen Vergleich hinaus laufen, in dem Sie kompromissbereit sein müssen und in der Regel Ihre eigenen Kosten (von Ihrem Anwalt) selbst tragen sowie die Hälfte aller anderen Kosten (Gericht, Gutachter).

Grundsätzlich gilt es in so einem Fall, die Prozessrisiken mit dem Fachanwalt genau abzuwägen. Stehen Ihnen Mängelansprüche zu und liegen die Erfolgsaussichten gut, dann ist es auch Ihr Recht, diese notfalls vor Gericht zu erstreiten.

Alternative Lösungen

Es müssen sicherlich nicht immer gleich der Rechtsanwalt und das Gericht sein, um Konfliktlösungen zu beseitigen.

Es besteht ja auch die Möglichkeit, gemeinsam mit einem eingeschalteten Sachverständigen und dem Installateur vor Ort die Probleme durchzusprechen und Lösungsansätze zu finden. Hier können sich die Techniker unter sich unterhalten und Lösungen vereinbaren, um offensichtliche Mängel zu beseitigen. Sicherlich muss man auch gewillt sein, etwaige Kompromisse einzugehen.

FEHLER UND MÄNGEL AN PHOTOVOLTAIKANLAGEN

In diesem Abschnitt sollen insbesondere aus praktischer Erfahrung heraus beispielhafte Probleme an Photovoltaikanlagen dargestellt werden. Es geht hier nicht um eine Verteufelung der PV-Technik, sondern um eine offene Diskussion möglicher Defizite, welche auch in anderen Bereichen relevant sind. Wie beim Hausbau Mängel auftreten können, gibt es auch bei PV-Anlagen Mängel. Sie als Laie sollen zumindest einmal das Gefühl dafür bekommen, welche Probleme auftreten können, um zumindest organisatorisch Vorsorge treffen zu können – sei es mit einer fachtechnischen Abnahme einer PV-Anlage nach deren Ersterrichtung oder durch regelmäßige Prüfungen.

Mängel: Ursache und Wirkung

Fehler und Mängel an Photovoltaikanlagen haben verschiedene Ursachen, aber auch verschiedene Auswirkungen:

- Sie können den Ertrag beeinflussen – auch in der Weise, dass dies kaum auffällt.
- Sie können die Lebensdauer der Anlage oder einzelner Komponenten der Anlage reduzieren.
- Sie können die Betriebssicherheit der Photovoltaikanlage herabsetzen, wobei Mensch, Tier oder andere Gegenstände gefährdet werden können.



Nicht immer sind Fehler (hier: Verschattung) so objektiv erkennbar.

Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Photovoltaik in den letzten 15 Jahren aus vielen „Kinderkrankheiten“ gelernt hat. In einer jungen Branche waren Fehler vorprogrammiert. Insbesondere im Materialbereich haben sich gerade bei den Modulen erhebliche Verbesserungen ergeben. Auch im Bereich der Wechselrichter und insbesondere Wechselrichterauslegungen hat man aus früheren Fehlern gelernt. Ein Schwachpunkt bleibt oftmals die handwerkliche Ausführung der Installation

Nachfolgend werden einige häufige und typische Fehlerquellen bei Photovoltaikanlagen aufgeführt und erläutert; beginnend mit der Planung über das Thema Statik und Haltekonstruktion, die Gleichstromverkabelung, die Module und Wechselrichter bis hin zum Netzanschluss. Die Beispiele können und sollen nicht alle Störfälle abdecken, sondern auf einige Fehler hinweisen, die öfter auftreten. Einige haben wir bereits bei den technischen Beschreibungen des Aufbaus einer PV-Anlage angeführt (siehe ab Seite 58).

Verschattung

Das Thema Verschattung und deren Auswirkungen haben wir bereits kennengelernt (siehe ab Seite 58). Eine freie Dachfläche verlockt bisweilen dazu, so viele Module wie möglich auf dem Dach zu verbauen, obgleich weniger manchmal mehr wäre. Wie bereits bei den Moduleigenschaften erläutert, kann ein teilverschattetes Modul oder sogar nur eine Zelle die Leistung eines kompletten Strings in den Keller schicken.



Deformierte Tragschiene infolge zu weiter Befestigungsabstände

Halte- und Tragesystem

Aufgrund der Vielzahl von Systemen und Hersteller sowie Ausführungsvarianten zeigen sich bei falscher Auswahl und fehlerhafter Montage nicht selten Fehler und Mängel. Insbesondere die statischen Belange werden oftmals nicht beachtet.

Obgleich der Planer oder Installateur die entsprechenden normativen Lastvorgaben beachten muss, finden sich nur in den seltensten Fällen dokumentierte statische Erwägungen in den

Dokumentationsunterlagen, sodass man in den meisten Fällen davon ausgehen muss, dass aus dem Bauch heraus geplant und installiert wurde. Folgen hieraus können sein:

- Schäden am Dach (zum Beispiel gebrochene Dachziegel …)
- Verbogene Haltekonstruktionen (zum Beispiel durch Schneelast …)
- Beschädigte Module (zum Beispiel durch Windeinwirkung …)

Darüber hinaus trifft man bei Dachanlagen auf ein eigenständiges Gewerk mit spezifischen Regeln und technischen Ausführungsbestimmungen, das „Regelwerk des Deutschen Dachdeckerhandwerks“ und die „Flachdachrichtlinie“. Hier kollidieren nicht selten die Interessen beider Gewerke, also der Photovoltaikanlage und der Dacheindeckung. Insbesondere beim Flachdach ergeben sich oft haarsträubende Situationen, die nicht selten in einer Komplettsanierung des Daches enden.

Um gerade die Windkräfte beherrschen zu können, ist es unabdingbar, für eine sichere Verankerung der Photovoltaikanlage auf dem Dach zu sorgen. Oftmals sind die Konstruktionen nur auf das Blechdach genietet oder mit Schellen und Klemmen befestigt. Dabei hat niemand nachgefragt, ob das Blech so fest an der Dachkonstruktion befestigt ist, dass dieses auch die von der Photovoltaikanlage ausgehenden Windkräfte sicher aufnimmt und ableiten kann. Im ungünstigsten Fall wird bei einem Sturmereignis nicht nur die Photovoltaikanlage von Dach gerissen, sondern gleich die ganze Dacheindeckung.

Modulaufständerungen

Bei der Konstruktion künstlicher Modulneigungen auf Dächern sind oftmals derart haarsträubende Konstruktionen zu beobachten, dass sie die Frage aufwerfen, ob hier überhaupt statisch gerechnet und konstruiert wurde. Man muss nicht gesondert erwähnen, dass solche Konstruktionen erhöhte Windangriffsflächen bieten, die nicht nur die Module, sondern auch die Dachkonstruktion belasten, an der solche Konstruktionen angebracht sind.

Schrägdach

Bei einem Schrägdach werden die Lasten über einen flächigen Verbund in den Dachstuhl eingeleitet. Die Querschnitte der Dachsparren und deren Abstände in Verbindung mit der Dacheindeckung (Lattung oder flächige Abdeckung) berücksichtigen diesen Umstand hier. Bei der Montage einer Photovoltaikanlage muss diese flächige Lastabtragung beibehalten werden, da nunmehr die Sparren neben der Schneelast auch die Last der Photovoltaikanlage mit aufnehmen müssen.



PV-Anlage und Dach vom Winde verweht – Ursache: fehlerhafte Dachkonstruktion und Befestigung der Photovoltaikanlage nur auf dem Dachblech

Nicht selten stößt man auf Sparrendächer, bei denen nur auf jedem zweiten Dachsparren ein Befestigungspunkt gesetzt wurde. Soweit das Ergebnis der Systemstatik eine solche Verankerung zulässt, gibt es auch keinerlei Einwände. Bei der Montage der Befestigungen muss aber beachtet werden, dass die einzelnen Befestigungsreihen versetzt angeordnet werden und nicht alle

gleichmäßig auf jedem zweiten Dachsparren verteilt. Erfolgt Letzteres, müssen die entsprechenden Sparren zwangsläufig die anteilige Zusatzlast der Nachbarsparren mit aufnehmen, das heißt die Last aus Schnee, Wind und Photovoltaikanlage.

Ziegeldach

Ziegeldächer sind keine wasserdichten Dachkonstruktionen. Dennoch müssen sie regensicher sein. Hierzu sind die Ziegel entsprechend geformt und meist mit Falzen ausgestattet, damit die Deckung ineinander greift und somit das Eintreiben von Niederschlag verhindert wird. Beim Setzen von Dachhaken müssen die Ziegel gewöhnlich bearbeitet werden, damit der Lastbügel des Dachhakens durch die Ziegelfläche nach außen geführt werden kann. Darüber hinaus darf ein Dachhaken niemals auf dem darunter liegenden Ziegel aufliegen, da es bei einer Belastung (etwa durch Schnee) zu einer punktuellen Belastung kommt, der die Ziegel nicht gewachsen sind. Soweit diese Maßnahmen nicht fachmännisch durchgeführt werden, sind Folgeschäden vorprogrammiert.



Solche „windigen“ Konstruktionen sind selten von langer Lebensdauer.



Aufliegende Dachhaken begünstigen Ziegelbruch bei entsprechender Belastung, meist durch Schnee.

Dächer mit Metalleindeckungen

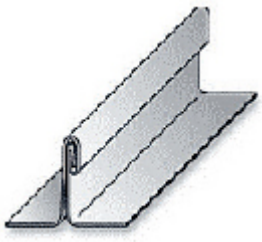
Bei der Befestigung von Photovoltaikanlagen auf Blechdächern gibt es oftmals durch unsaubere Ausführungen, falsche Materialwahl oder nicht fachgerechtes Verschließen von Fehlbohrungen Probleme.

Dacheindeckungen aus Zink werden in gleicher Weise aufgebracht wie etwa Kupferdächer. Sogenannte Titan-Zinkdächer haben eine mit Titan und Kupfer angereicherte Legierung, um die Bildung einer Patina zu verhindern, die das Zink schädigen könnte. Das Blech ist im Vergleich zu reinem Kupfer relativ dünn und „spröde“, aber ansonsten recht robust.

Die Montage des Dachblechs erfolgt in einzelnen schmalen Scharen, die über auf der Dachschalung aufgebrachte sogenannte

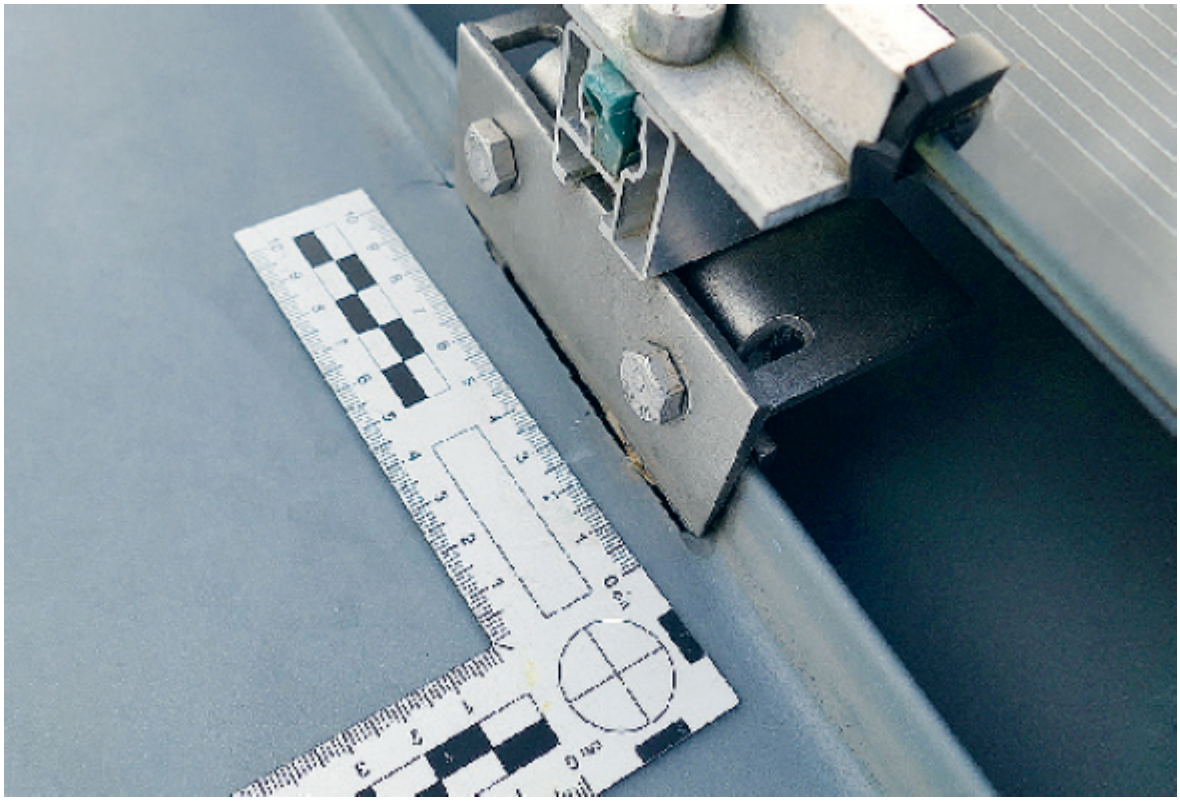
Haften verfalzt werden, sodass sich ein Stehfalz ausbildet – im konkreten Fall ein Doppelstehfalz.

Diese Stehfalze werden bei der Montage einer PV-Anlage gerne als Befestigungspunkte mittels Klemmbefestigung benutzt. Dies ist aus zweierlei Gründen als kritisch zu sehen:



Beispiel Doppelstehfalz

- Es werden Windsogkräfte über die Klemme auf die Blechfalze und somit auf die Befestigungshaften übertragen. Diese sind aber in der Regel nicht in erforderlichem Umfang befestigt, die durch den Windsog der PV-Anlage entstehenden Zugkräfte aufnehmen zu können. In der Regel werden die Haften auf die Dachschalung aufgenagelt. Bei Sogkräften können die Nägel aus dem Holz gezogen werden, sodass dies zum Abreißen der Dachhaut führt.



Risse im Aufkantungsbereich des Dachblechs

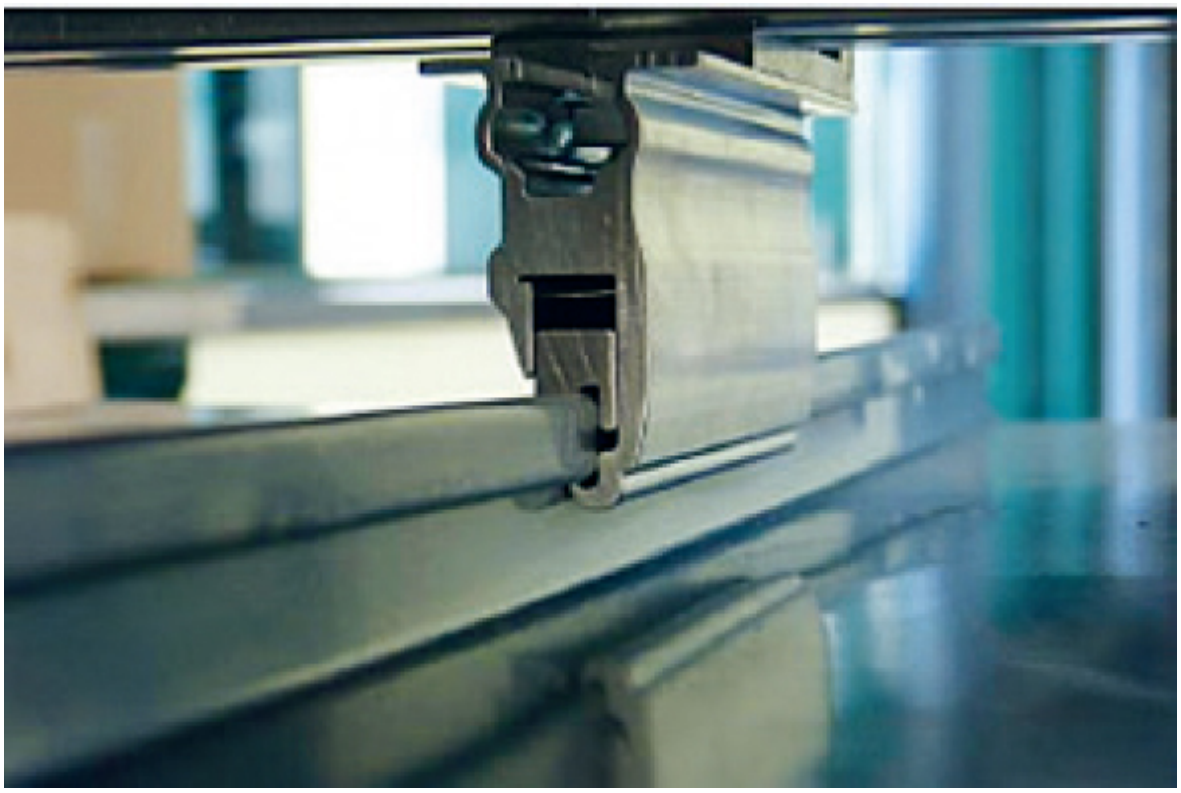
- Ferner können die verwendeten Klemmen zum einen die Bewegung des Blechdachs einschränken, zum anderen werden über die Klemmen temperaturbedingte Bewegungen aus der Haltekonstruktion der PV-Anlage von der Klemme auf den Blechfalz übertragen. Dies kann zu Schädigungen an der Dachhaut durch Ermüdung der Falzkante führen oder zu einer seitlichen Zugbelastung der Klemme, wodurch an deren Unterkante die Falzkante aufreißt.

Eine bessere Alternative sind Blechfalzklemmen, die nur am Bördel gehalten werden. Seitlich wirkende Kräfte übertragen sich hierbei nicht direkt in die Blechaufkantung.

Flachdach

Bei Tragsystemen auf einem Flachdach kommt der Statik eine noch viel höhere Bedeutung zu. Da die Module bei Flachdächern in den meisten Fällen mit einer künstlichen Neigung versehen werden, also aufgeständert werden, ergeben sich hierdurch erhöhte

Windangriffsflächen. Diese müssen über das Tragesystem schadlos in die vorhandene Dachkonstruktion eingeleitet werden. Frühere Lösungen beschränkten sich weitgehend auf eine Ballastierung des Photovoltaiktragesystems, und zwar mit all den damit verbundenen Nachteilen zulasten der Dachhaut und der Lastreserven des Daches (erhöhtes Gewicht des Photovoltaik-systems). Neuere Lösungen finden sich in Form ballastarmer oder sogar ballastfreier Systeme mit Windableitblechen oder Modulreihen mit gegeneinander gestellten Modulen, die eine geschlossene Modulfläche bilden.



Gut fürs gefalzte Blechdach: Klemme auf Falzbördel

Bei ballastierten Systemen ist oftmals die erforderliche Beschwerung entweder nicht erkennbar (bei geschlossenen Wannensystemen) oder aber in Zweifel zu ziehen, wenn zum Beispiel Steine in sehr unterschiedlicher Anzahl und Anordnung verwendet wurden oder deren Auflagerung nicht fixiert ist.

Selbst ballastarme oder aerodynamische, also windabweisende Leichtbausysteme bedürfen einer statischen Betrachtung bezogen

auf die örtlichen Verhältnisse. Die oftmals angepriesenen Werbeaussagen von im Windkanal getesteten Systemen täuschen darüber hinweg, dass sich systembedingt, also bei mehreren in Reihe aufgestellten Modulen, ganz andere Windkräfte ergeben als bei einer Einzeltestung. Nicht selten reichen bereits windinduzierte Schwingungen aus, um Lageänderungen solcher Systeme zu bewirken.

Verkabelung Gleichstromseite (DC)

Die meisten Beanstandungen gibt es im Bereich der Gleichstromverkabelung, weshalb dieses Kapitel reichlich Beispiele liefert. Dies hängt insbesondere mit der aus der DIN VDE 0100–712 in Verbindung mit der DIN VDE 0100–520 geforderten kurzschlusssicheren Verlegung der Leitungen zusammen. Die ordnungsgemäße Verlegung von Stromleitungen auf einem Dach ist an und für sich bereits eine Herausforderung. Vielmals werden jedoch bei der Installation die einfachsten Regeln nicht beachtet.



Balanceakt – unzureichende Lagesicherheit der Beschwerung

Kurzschlusssichere Leitungsverlegung

Die Gründe für eine restriktive und somit sorgfältige Leitungsverlegung wurde bereits genannt (siehe Seite 69). Aufgrund einer fehlenden Schutzeinrichtung müssen Leitungen vor Schäden geschützt werden.

Bei der Gleichstromverkabelung ergeben sich in einem Fehlerfall nicht nur Gefahren bezüglich eines elektrischen Schlags, sondern insbesondere Brandgefahr durch einen Lichtbogen. Ein gleichstromseitig erzeugter Lichtbogen hat die Eigenschaft, dass sich dieser nicht selbsttätig löscht, soweit genügend Energie (Strom) und ein geringer Abstand der beiden Pole vorhanden ist. Dies kann zu einer Brandentstehung und -ausweitung über die gesamte Anlage und möglicherweise auch auf das betreffende Gebäude führen. Daher gilt der richtigen Verlegung der Leitungen grundsätzlich ein großes Augenmerk.

Sind ungeschützte Leitungen an der Oberfläche ihrer Isolierung bereits angegriffen, wie zum Beispiel durch Ausbleichen, beschleunigt sich der Alterungsprozess um ein Vielfaches.

In Wasser liegende Steckverbindungen werden in den laufenden Betriebsjahren undicht werden. Die Folgen sind Isolationsfehler und mitunter der Ausfall von Wechselrichtern.



UV-Versprödung einer ungeschützten Leitung

Beschädigungen an Leitungen ergeben sich jedoch nicht nur in Folge einer nicht fachgerechten Installation. Insbesondere im ländlichen Bereich haben bestimmte Nagetiere eine Vorliebe für Gummi und Kunststoffe, auch Marder machen einer Photovoltaikanlage gern den Garaus.

Steckverbindungen

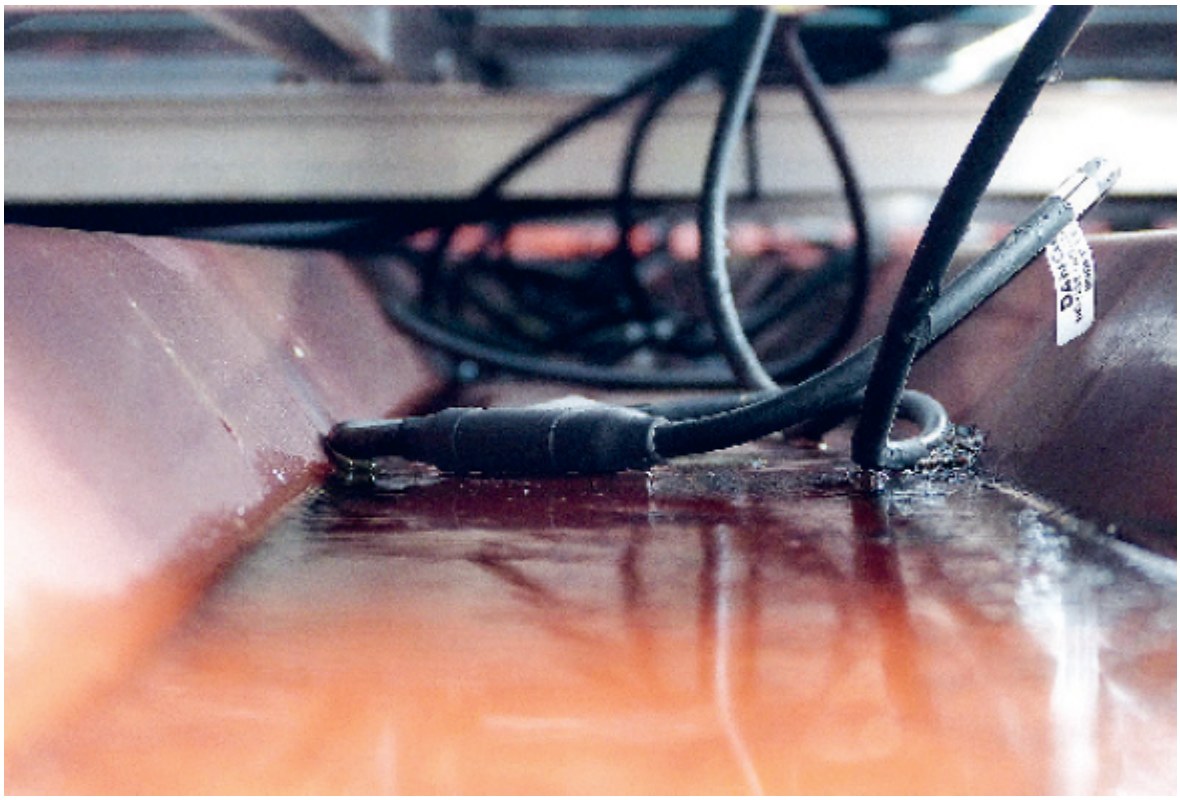
Im Zusammenhang mit Steckverbindungen kommen immer wieder Diskussionen auf, wenn es um deren Kompatibilität geht. Es gibt viele Hersteller von Steckverbindungen, die mit Baugleichheit eines bestimmten Steckerformats werben. Das Problem ist jedoch, dass die Stecker zwar systemgleich sind, jedoch aus unterschiedlichen Materialbestandteilen hergestellt sein können.

Stellt bereits eine geringe Passungenauigkeit ein Problem dar – nicht nur hinsichtlich deren Haltbarkeit oder des Kontaktschlusses, sondern im Speziellen der Gefahr der Lichtbogenbildung –, so kann auch unterschiedliche Materialalterung zu diesen Problemen führen.

Im Lauf der Zeit kann sich so durch unterschiedliche Materialeigenschaften die Passsicherheit der Stecker ändern, was entweder zu einer Ablösung oder zu Kontaktproblemen im Innern der Stecker führt.

Module

Im Hinblick auf visuelle Veränderungen oder optische Auffälligkeiten bei Modulen ist in der Regel eine spezielle Fachkenntnis gefordert. Es gibt neben den bekannten Auffälligkeiten eine Vielzahl von Ursachen, die in einigen wenigen Fällen noch nicht einmal näher erforscht sind. Hierbei ist zwischen



Im Wasserlauf liegender Stecker und Leitungen

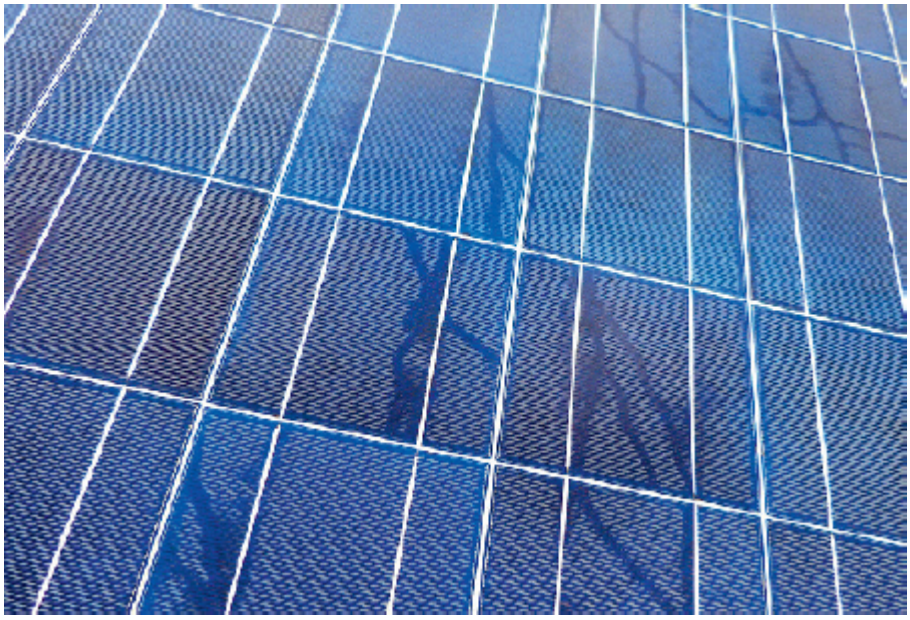
1. altersbedingten Veränderungen,
2. elektrophysikalischen und chemischen Veränderungen oder
3. Beschädigung durch äußere Einwirkungen zu unterscheiden.

Eine einzelne genaue Beschreibung würde an dieser Stelle den Rahmen sprengen. Hierzu gehören jedoch unter anderen:

- die Verfärbung des Einkapselungsmaterials
- sonstige optische Verfärbungen von Folien oder Modulzellen
- Korrosionsspuren an Zellmaterialien
- Korrosionen der Leiterbändchen
- Zellrisse
- „Schneckenspuren“
- „Hotspots“ in Zellen oder Leiterverbindungen

Bei „Schneckenspuren“ handelt es sich nicht um die Gegebenheit, dass sich Schnecken aus Ihrem Garten auf das Dach verirren. Mit „Schneckenspuren“ (Snail Trails) werden optische Erscheinungen an den Zellen beschrieben, die sich meist als dunkle, bräunliche linienhafte Verfärbungen auf der Zelloberfläche abbilden – ähnlich den von Schnecken hinterlassenen Spuren.

Sie werden in den meisten Fällen ursächlich Mikrorissen zugeordnet. Die optische Entstehung erfolgt durch die Kombination bestimmter Rückseitenfolien und deren Anfälligkeit bei Feuchtigkeitsdiffusion durch die Mikrorisse der Zellen mit der gleichzeitigen Herauslösung von Silberpartikeln aus den feinen Frontkontakten (Grid). Die Silberpartikel dringen sodann in die transparente Deckfolie der Zellen ein, lagern sich direkt oberhalb des Grids ab und erscheinen dort als bräunliche Verfärbung. Es ist nicht die eigentliche blaue Zelle verfärbt, sondern nur der Bereich der feinen Kontakte oberhalb der Zellen.



„Schneckenspuren“ im Modul

Schadeneinflüsse von außen können vielfältige Erscheinungen haben:

- Glasbruch
- Glaskratzer
- Verbogene Rahmen
- Zerkratzte Rückseitenfolie
- Bissspuren an Modulkabeln und Steckern
- Aufgequollene Rahmen
- Verschmorte Stecker

Die Schadenursachen sind vielfältig:

- Steinwurf
- Hagel
- Schneedruck
- Unsachgemäße Handhabung bei der Montage
- Falsche Montage (z. B. Klemmabstände, statisch nicht ausreichender Unterbau …)
- Tierverbiss
- Frostschaden
- Stecker nicht ausreichend gecrimpt oder mangelnde Kompatibilität

Einige der aufgezählten Schäden lassen sich durch eine fachgerechte Installation nicht vermeiden. Bei Elementarschäden bzw. Vandalismus ist der Abschluss einer Allgefahrenversicherung durch den Betreiber empfehlenswert.



Verheerender Hagelschaden

Hotspots

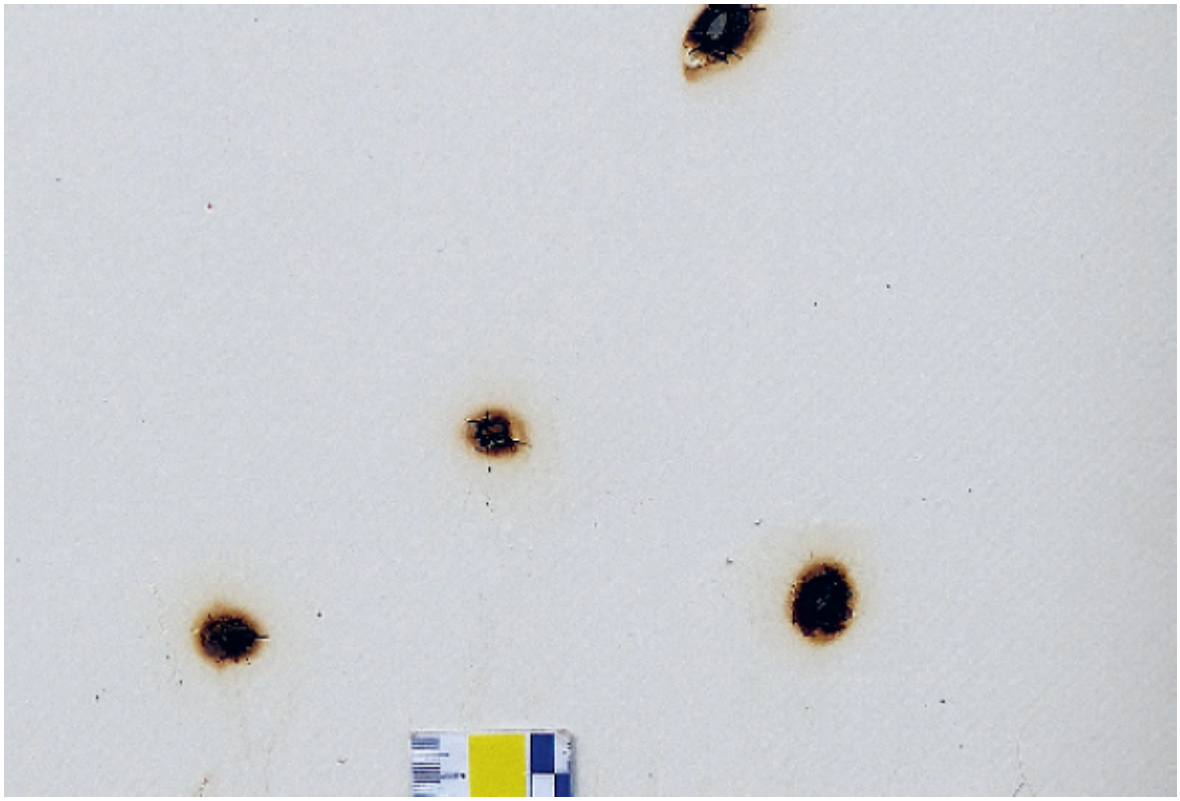
Als „Hotspot“ bezeichnet man eine lokal überhitzte Stelle auf einer Modulzelle. Diese entstehen in der Regel in Abschattungssituationen, wenn die betroffene Zelle nicht mehr als Energieerzeuger tätig ist, sondern als Widerstand (Verbraucher) wirkt. In teilabgeschatteten Zellen wird die elektrische Leistung der übrigen bestrahlten Zellen eines Strings in Wärme umgesetzt. Je nach elektrischem Sperrverhalten der Zelle und Zellbeschaffenheit können sehr hohe Temperaturen (bis zu 300 °C) entstehen. Daraus resultieren unter anderen braune Zellverfärbungen und lokale „Brandstellen“ an den Zellen; teilweise auch auf der Modulrückseite.

Hotspots sind bei der neueren Modulgeneration kaum mehr zu finden; zudem begrenzen eingebaute Bypassdioden den Effekt einer Zellabschattung auf dem Modul.

Module mit auffällig starker Verschmutzung (Vogelkot, Feststoffe) sollten aber gereinigt werden, um auch hier einer Hotspotbildung entgegenzuwirken.

Wechselrichter

Bei den Wechselrichtern ergeben sich meistens Beanstandungen infolge der Nichtbeachtung herstellerbedingter Installationsvorgaben, zum Beispiel in Bezug auf den Installationsort oder Abstand der Geräte von seitlichen Begrenzungen oder untereinander (Wärmebildung). Auch durch die Nichtbeachtung einschlägiger Vorschriften der VDE-Normen zur Installation elektrischer Geräte (Installationsort) und zu brandschutztechnischen Vorgaben wie der Installation im Bereich feuergefährdeter Gebäude oder Betriebe, ergeben sich nicht selten Installationsdefizite.

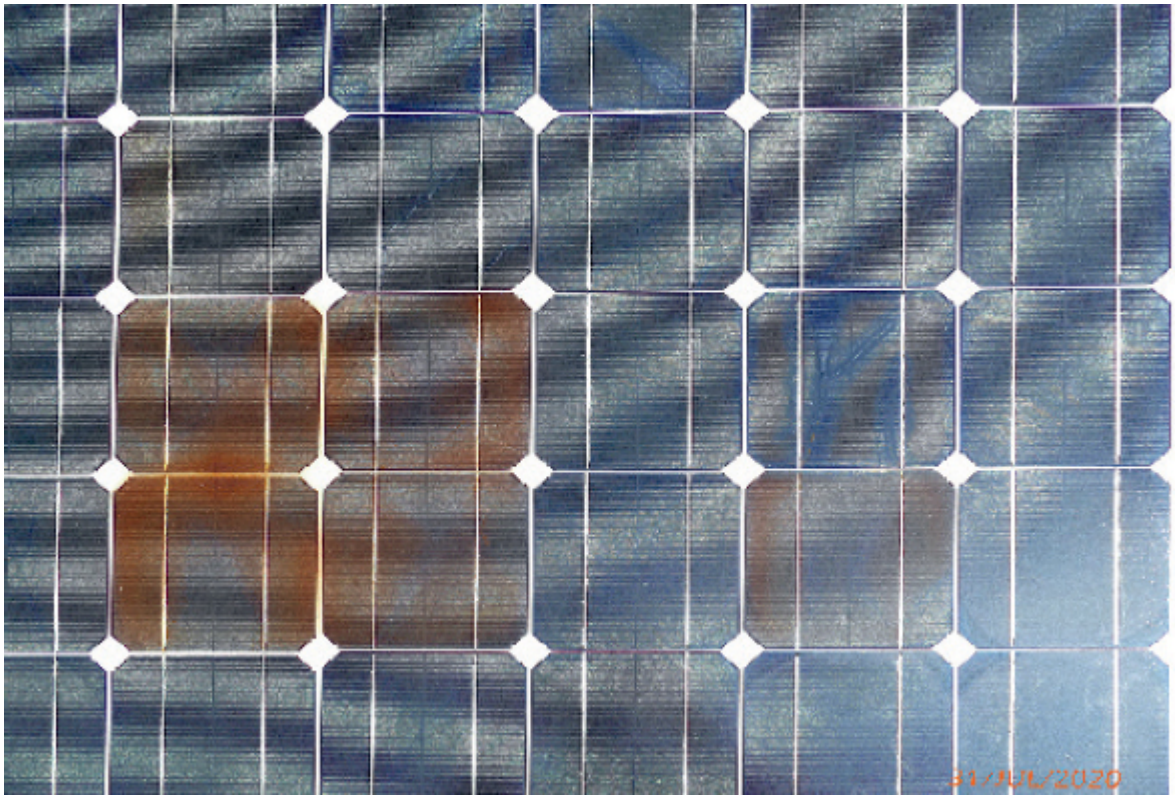


An der Rückseitenfolie durchgebrannte Hotspots

Anbringungsort

Nach DIN VDE 0100–530 sind elektrische Geräte so zu installieren, dass sie jederzeit ohne Hilfsmittel zu erreichen sind. Dies ist zum einen der Betriebssicherheit geschuldet, zum Beispiel bei einer plötzlich erforderlich werdenden Notabschaltung (bei einem Brand …) oder bei der Wartung und Instandsetzung. Insbesondere ungünstige, also meist zu hohe und nur durch Steighilfen erreichbare Installationsorte erschweren eine Wartung und einen möglichen Wechselrichteraustausch erheblich.

Nicht nur das gefahrlose und rechtzeitige Erreichen der Wechselrichter ist ein wichtiger Punkt. Auch das Umfeld, in dem die Wechselrichter installiert werden, spielt eine große Rolle. Werden die Wechselrichter in einem kleinen Raum oder auch unter dem Dach installiert, dazu noch in einem zu geringen Abstand zueinander, können sich diese gegenseitig aufheizen. Die Wechselrichter regeln dann bei einer bestimmten Betriebstemperatur automatisch ab. Ungeachtet dieser Abregelung, bei der man Ertragsverluste hinnehmen muss, ist die Lebensdauer solcher permanent überwärmten Geräte deutlich herabgesetzt und das Betriebsumfeld durch Brandrisiko gefährdet.



Deutlich erkennbare „heiße“ Stellen an einem Modul mit bereits eingetretenen braunen Verfärbungen

Schutzeinrichtungen

Die Anforderungen an die Besichtigung von Schutzeinrichtungen wurden bereits in den vorangegangenen Kapiteln zu Wechselrichtern und den wechselstromseitigen Betriebsmitteln erläutert (siehe Seite 71). Darüber hinaus sollte eine Photovoltaikanlage über verschiedene weitere Schutzeinrichtungen verfügen. Ob Muss oder Kann richtet sich in der Regel nach dem Anbringungsort, der Netzform, dem Netzbetreiber, bereits anderweitig vorhandenen Schutzeinrichtungen sowie der Risikoeinschätzung des Anlagenbetreibers. Nachfolgend sind die einzelnen Schutzeinrichtungen genannt und deren Erfordernis und Aufgabe beschrieben. Im Zuge der Inspektion bzw. Besichtigung der Anlage ist, soweit möglich, deren Zustand und Funktion zu prüfen.

Überstromschutzeinrichtungen (Lasttrennschalter)

Alle Stromkreise sind generell mit Überstromschutzeinrichtungen auszustatten. Diese müssen in ihrer Bauweise und Art dem maximal möglichen Kurzschlussstrom nach bemessen sein und im Kurzschlussfall sicher auslösen.

In manchen Fällen werden Schraubsicherungen als Absicherung sowie Trenneinrichtung verwendet. Es gibt Wechselrichterhersteller, die eine solche Absicherung nicht zulassen. Beim Ein- oder Ausschrauben können kleine Störlichtbögen entstehen, die den Wechselrichter beschädigen können. Zudem stellt eine Schraubsicherung nach VDE keine Trennvorrichtung dar. Sicherungen werden oftmals ohne ausreichenden Abstand installiert. Entgegen einer üblichen Sicherungsverteilung in einem Haushalt ergibt sich bei einer PV-Anlage ein Belastungsfaktor von 1,0 aufgrund der Dauerbelastung, bei der sich Sicherungen stärker erwärmen können.

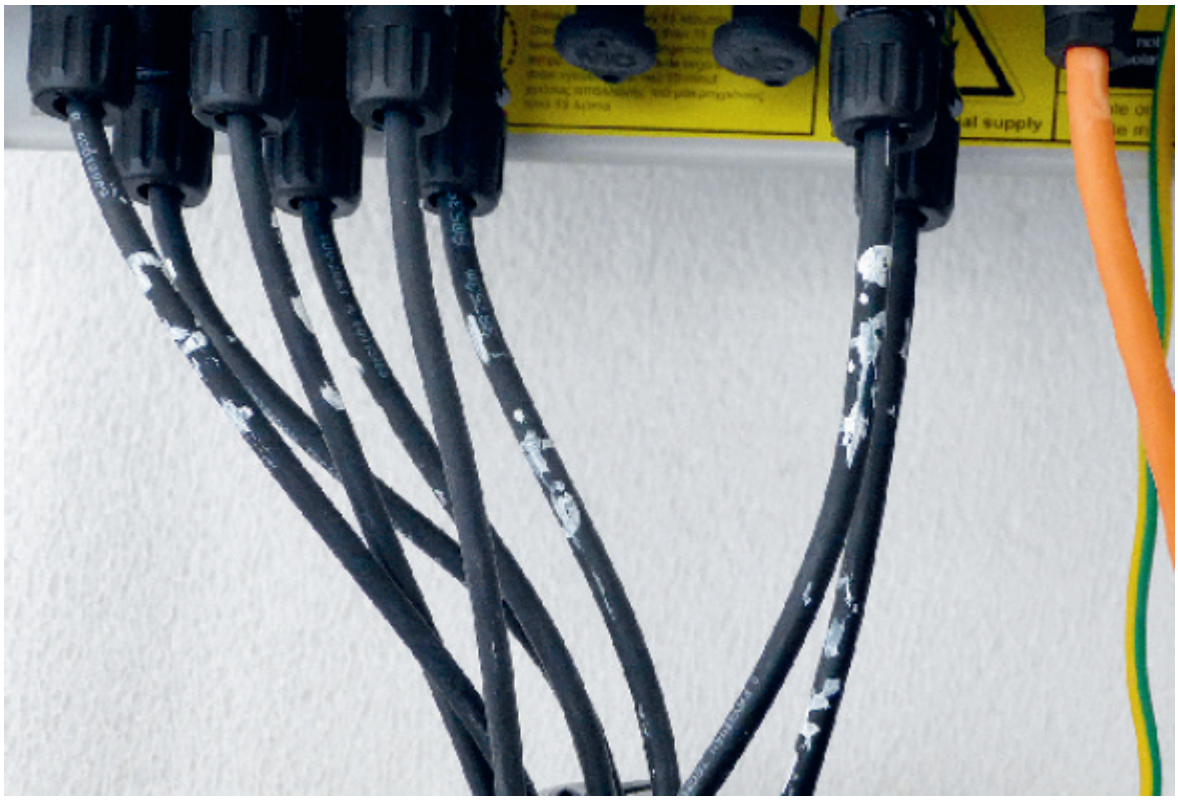


Hier heizen sich die Wechselrichter gegenseitig auf.

Anlagenkennzeichnung

Probleme bei Prüfung und Wartung bereiten immer wieder fehlende oder unzureichende Anlagenbeschriftungen und Kennzeichnungen. Dies gilt auch für handbeschriftete Klebestreifen, die nach einiger Zeit weitgehend verwittert sind. Schwierig wird es insbesondere bei größeren Anlagen mit Stringverteilerkästen und / oder mehreren Wechselrichtern mit mehreren Stringanschlüssen.

Man kann später zwar Messungen vornehmen, tut sich aber in den meisten Fällen schwer, diese richtig zu interpretieren und den Strings richtig zuzuordnen. Auch eine gezielte Fehlersuche ist kaum unmöglich, wenn die Stringbezeichnung fehlt oder diese nicht dem Generatorfeld zugeordnet werden kann. Man muss auf dem Dach notgedrungen einzelne Generatoren abdecken und anhand wiederholter Messungen herausfinden, welcher String aus welchem Generatorfeld zu welchem Wechselrichter gehört. Sollte dann noch ein Stringplan in der Dokumentation fehlen, gerät die Fehlersuche nahezu zu einem Ding der Unmöglichkeit.



Nicht entzifferbare Stringbeschriftung

Auch sind bestimmte Anlagenbauteile auf der Gleichstromseite wie Überspannungsschutzoder Generatoranschlusskästen dauerhaft mit einem Warnhinweis zu versehen, dass auch bei abgeschalteter Photovoltaikanlage die Anlagenteile noch aktiv sind und eine Stromschlaggefahr besteht.

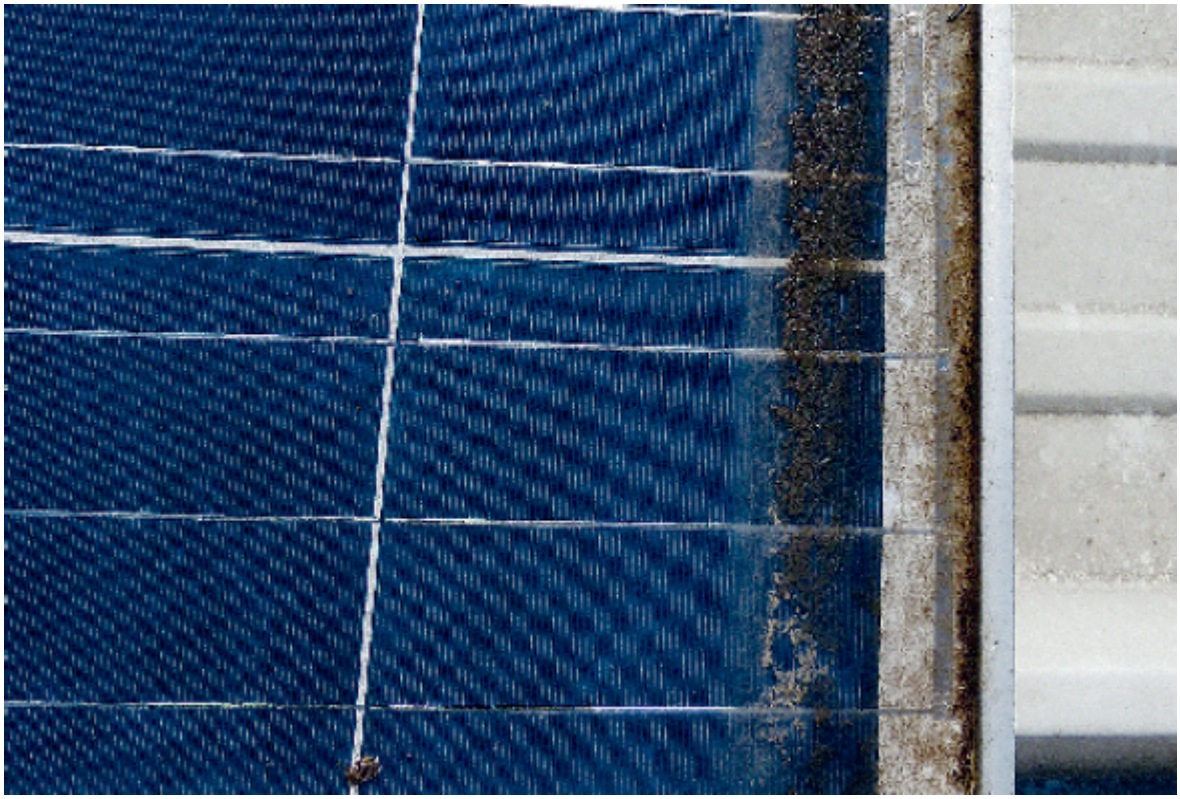
ANLAGENREINIGUNG

Photovoltaikanlagen sind der ganzjährigen Witterung ausgesetzt. Durch verschiedene äußere Einflüsse und Faktoren können Modulflächen deshalb verschmutzen; Vogelkot, Moosbildung, massive Staubablagerungen aus umliegendem Ackerbau oder Immissionen durch Industrie, Schornstein- und Abluftanlagen sind da nur einige mögliche Quellen.

Verschmutzungen

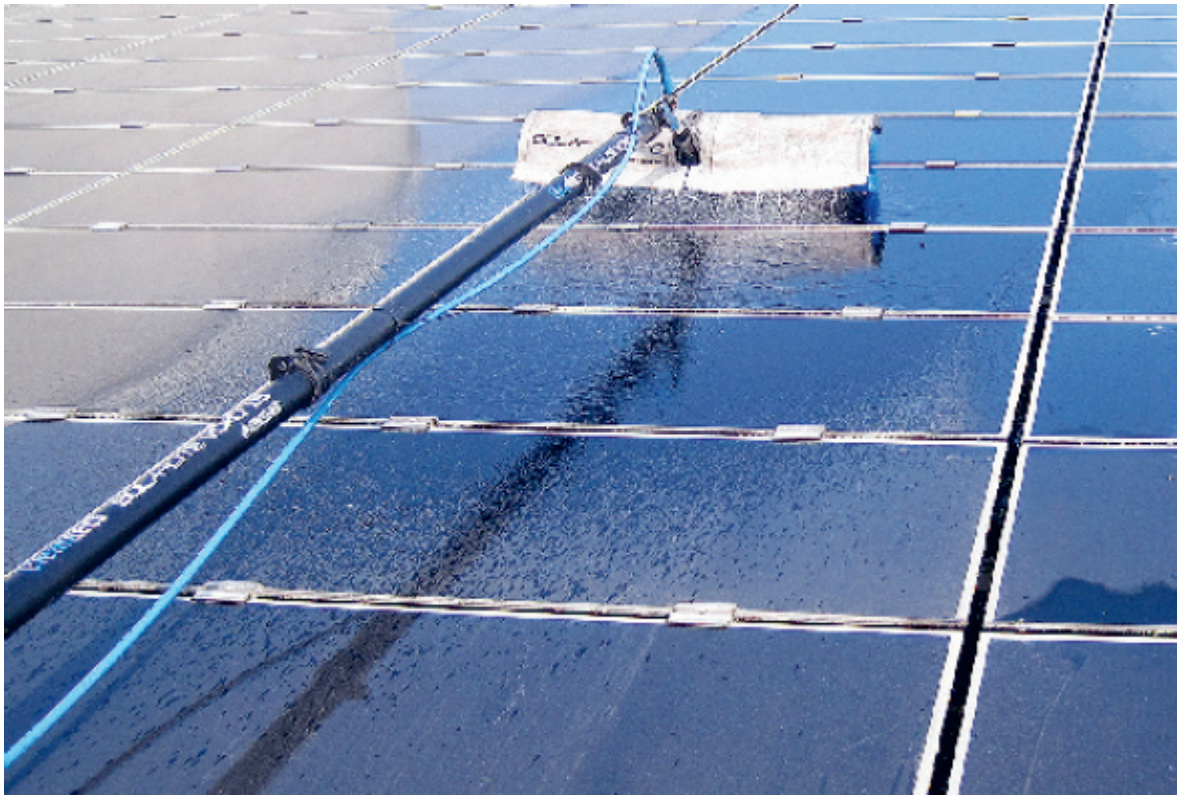
Je nach Dachneigung und Modultyp (gerahmt, ungerahmt) wird ein Teil der losen Verschmutzungen wie Staub, Blütenpollen und Blätter bei Regen wieder abgewaschen. In Abhängigkeit vom Selbstreinigungseffekt bei geringeren Generatorneigungen – in der Regel < 15 ° – und von den Schmutzeigenschaften können sich die Verunreinigungen jedoch zu einer verkrustenden Schicht oder einem klebrigen Film entwickeln, die allein durch Regenereignisse nicht mehr entfernt werden. Je nach Lichtempfindlichkeit des eingesetzten Halbleitermaterials kann sich der Ertrag der Anlage zunehmend verschlechtern und deshalb eine Reinigung erforderlich werden.

Die Reinigung von Modulen kann im Zuge einer Anlagenwartung oder Inspektion erfolgen. In normalen Wartungsverträgen ist diese Leistung jedoch ausgeschlossen, soweit das Erfordernis einer Reinigung und deren zeitliche Intervalle nicht genau vorhergesagt werden können.

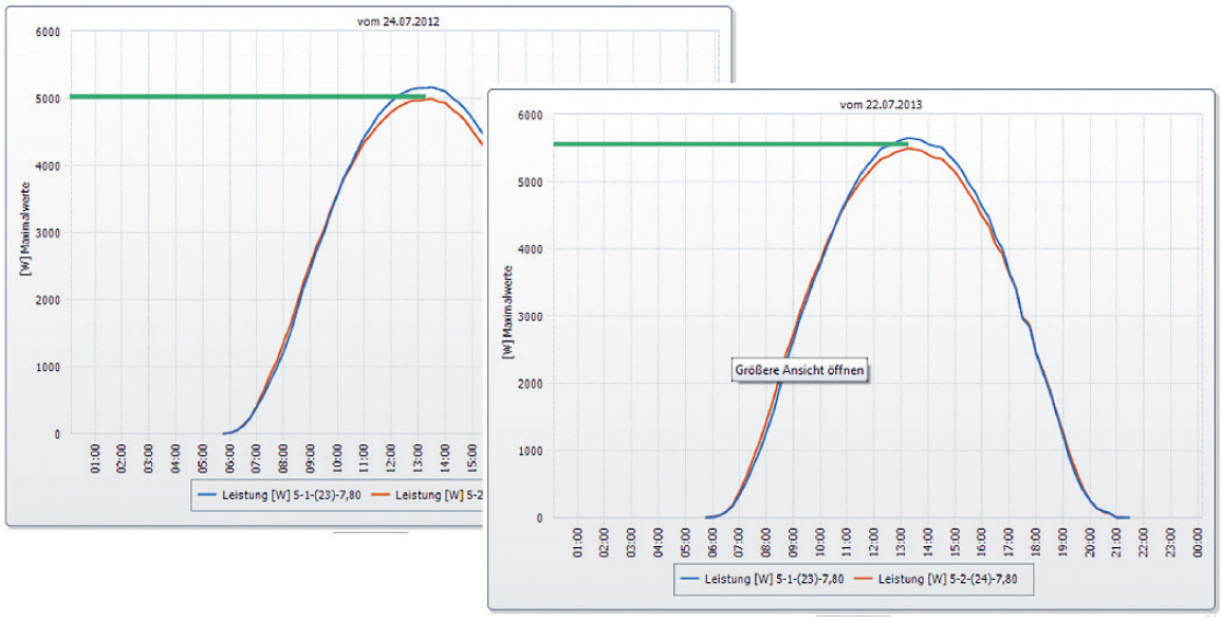


Schmutz- und Moosbildung im Randbereich gerahmter Module

Aber auch bei der Modulreinigung gilt das wirtschaftliche Prinzip. Es gibt bislang keine wissenschaftlichen Faktoren und Aussagen, die Aufschluss darüber geben, wann eine Photovoltaikanlage zu reinigen ist. Das muss in Anbetracht der Erträge, des Standorts der Anlage und den äußeren Einflüssen im Einzelfall geprüft werden. Schließlich möchten Sie keiner der enttäuschten Anlagenbetreiber sein, die nach Reinigung einer vermeintlich verschmutzten Anlage dennoch kaum eine merkliche Verbesserung der Erträge feststellen können. Das Gleiche gilt, wenn sich die Verschmutzung aufgrund der äußeren Umstände nach der Reinigung nach kürzester Zeit wieder einstellt. Lassen Sie sich von Werbeversprechen mancher Reinigungsfirmen von bis zu 30 Prozent mehr Leistung nach erfolgter Reinigung nicht blenden. So etwas kann sich in vereinzelten Ausnahmefällen ergeben – bedeutet aber nicht automatisch, dass dies auch auf Ihre Anlage zutrifft.



Professionelle Reinigung mit aufbereitetem Wasser



Rund 10 Prozent Ertragsverbesserung nach erfolgter Reinigung bei dieser Beispielanlage

Aus eigenen Erfahrungen können je nach Verschmutzungsgrad Verbesserungen von bis zu etwa 10 Prozent angenommen werden. Als Beispiel sei hier eine Anlage in einem Gewerbegebiet genannt. Innerhalb von vier Jahren im Anlagenbetrieb hatte sich ein klebriger Film auf den Modulen entwickelt. Bereits während der Reinigung war der Unterschied deutlich zu sehen. Der Vergleich im Monitoring zeigte das Ergebnis auch deutlich: Die Anlagenleistung stieg um 9,3 Prozent. Reinigungskosten von ca. 2 800 Euro bei einer 160-kWp-Anlage mit einem hierfür entstehenden Mehrertrag von ungefähr 3 600 Euro im ersten Jahr nach der Reinigung machten eine Reinigung daher mehr als rentabel.

Der Aufwand für das Reinigen von Photovoltaikanlagen ist unterschiedlich und abhängig von Installationsart und Zugänglichkeit. Freiflächenanlagen sind sicher leichter zugänglich als Dach- oder Fassadenanlagen. Hierbei unterscheiden sich auch die Systeme der Reinigungsfirmen. Angefangen von Teleskopstangen mit Bürsten, Arbeitsbühnen, selbstfahrenden Rotationsbürsten bis hin zu Reinigungsrobotern ist das Angebot vielfältig.

Wichtig in diesem Zusammenhang ist immer die Prüfung, ob das angebotene Reinigungssystem auch für die Module und Installation geeignet ist. Insbesondere bei rahmenlosen Modulen besteht leicht Bruchgefahr.

Weiterhin ist aus Beweissicherungs- und Gewährleistungsgründen jeweils unmittelbar vor und nach der Reinigung das Modulfeld zu inspizieren, um Beschädigungen festzustellen und spätere Streitigkeiten hinsichtlich der Verursachung zu vermeiden. Lassen Sie sich vorher die Inspektionen dokumentieren und gegenzeichnen.

Schneeräumung

So manche Anlagenbetreiber werden nervös, wenn im Winter bei Schneefall ihre Photovoltaikanlage ein schönes weißes Kleid bekommen hat und die Module sozusagen in den Winterschlaf gefallen sind. Nicht selten greifen Anlagenbetreiber dann zu Schaufel oder Besen, um die Module von Schnee zu befreien. Viele

Enthusiasten möchten auch im Winter jeden Sonnenstrahl nutzen und greifen daher schnell zu Räumgerät. Die Folgen hieraus können jedoch teilweise gravierend sein: schwere Unfälle durch Stürze und beschädigte Module kommen vor.

Es gibt sicher Möglichkeiten, eine Anlage gefahrlos von Schnee zu räumen – besonders in schneereichen Gebieten Süddeutschlands könnte das gewünscht sein. Ob dies wirtschaftlich ist, hängt in der Regel vom Wetter ab. Sollte nach dem Abzug einer Schneefront tagelang schönes, sonniges Winterwetter vorherrschen, kann sich eine Schneeräumung lohnen – aber nicht für alle Dächer. Bei großflächigen Dächern und Flachdächern sind sicherlich Grenzen gesetzt.

Wenn Sie Ihre Anlage von Schnee räumen lassen, kostet das zunächst Geld. Derlei Arbeiten sind in der Regel auch nicht Bestandteil eines Wartungsvertrags. Hierbei handelt es sich um besondere Leistungen, die meist nach Aufwand zu vergüten sind. Soweit die Schneeräumung mit einem entsprechend hohen Aufwand verbunden ist (Gerüst, Hubbühnen, spezielles Räumgerät), stellt sich grundsätzlich die Frage nach der Wirtschaftlichkeit. Mag das bei gut vergütenden Anlagen noch der Fall sein, so schwindet der ökonomische Nutzen schnell bei Anlagen mit geringeren Einspeisevergütungen. Alternativ wären hier stationäre Schneeräumeinrichtungen zu diskutieren, insbesondere in schneereichen Gebieten.

Anders sieht es aus, wenn das Dach unter der Schneelast einzustürzen droht oder die Schneelast einen Schaden an der Photovoltaikanlage entstehen lässt. Insbesondere industrielle oder gewerbliche Bauten mit flachen Dächern in schneereichen Zonen werden statisch derart wirtschaftlich bemessen, dass die rechnerische Schneelast nicht voll angesetzt wird. Konsequenz: Eine „Betriebsanleitung“ für das Dach muss die Schneehöhe bzw. das Schneegewicht vorgeben, ab der das Dach zu räumen ist. Sollte dies der Fall sein, müssen entsprechende Gassen auf dem Dach bereits bei der Anlagenplanung frei gelassen werden, damit Schnee überhaupt geräumt werden kann. Insbesondere bei Flachdächern mit aufgeständerten Photovoltaiksystemen können sich bei

Schneefall erhebliche Schneeverwehungen in den Modulreihen bilden, die eine flächen- oder linienhafte Überlastung der Dachkonstruktion mit sich führen können. In vielen Fällen wurden sowohl bei der Planung als auch bei der Montage solche Umstände gar nicht erst berücksichtigt.

Eigenleistung oder vom Profi?

Für die Reinigung von Modulen werden immer mehr Systeme auf dem Markt angeboten. Kleine Anlagen kann man gut selbst reinigen, soweit der Zugang sicher möglich ist. Dennoch ist hier Vorsicht angesagt – nicht selten enden solche Aktionen im Krankenhaus, wenn man versucht, sich mit Leiter und Bürste auf das Dach zu begeben.

Bei größeren Anlagen ist stets eine professionelle Reinigung durch einen Fachbetrieb zu empfehlen. Hier geht es auch um Gewährleistungsfragen. Module dürfen nur mit aufbereitetem Wasser gereinigt werden. Bei der Verwendung üblichen Leitungswassers erreichen Sie eher das Gegenteil, nämlich Kalkschlieren. Nicht selten müssen die Module dann abgebaut und per Hand aufwendig gereinigt werden.

Zu beachten sind auch die Unfallverhütungsvorschriften, was das Betreten und Arbeiten auf Dächern angeht.

Problematisch bei starkem Schneefall sind großflächig zusammenhängende Generatorfelder, insbesondere Leichtbausysteme mit „Ost-West“-Ausrichtung, beziehungsweise A- oder V-förmige Verbundreihen. Hier ist eine Schneeräumung – zumindest mit herkömmlichen Mitteln – kaum möglich.

Das Schneeräumen von Dächern mit Photovoltaikanlagen kann mitunter sehr aufwendig und teuer sein! Bei großen Hallendächern werden mitunter Helikopter eingesetzt, um den Schnee durch die Rotorblätter vom Dach zu wehen. Wenn es bei einer Noträumung schnell gehen muss, kann oftmals keine Rücksicht auf die Module genommen werden. Zurück bleibt ein beträchtlicher Schaden.

Automatische Schneereinigungssysteme funktionieren so, dass die Generatorfläche über einen fest installierten und sensorgesteuerten Schiebemechanismus bereits nach einsetzendem Niederschlag von Schnee gereinigt wird. Dass sich dies für ein paar wenige Schneetage im Jahr nicht rechnen kann, sollte jedem klar sein. Für die Alpenregion mit ihren hohen Einstrahlungen kann sich eine solche Investition aber schnell rechnen.

Wie bei jeder Modulreinigung sind neben den Unfallverhütungsvorschriften auch eine fachgerechte Behandlung der Module und die richtige Auswahl der Räummittel zu berücksichtigen:

- Beim Räumen die Module nicht betreten
- Nur geeignetes Werkzeug zum Schneeentfernen verwenden
- Schnee muss mit sanften Mitteln entfernt werden
- Niemals gefrorenen Schnee oder Eis entfernen (abschaben, abkratzen etc.)
- Kein heißes oder warmes Wasser zum Schneeschmelzen verwenden
- Keine Auftaumittel wie Streusalz oder Enteiser verwenden

Eine weitere Möglichkeit der Schneeräumung ist eine Umkehrung des Stromflusses der Module. Durch gesonderte Geräte können die Module erwärmt werden, was ein Abtauen des Schnees bewirkt. Auch hier wäre vor der Installation solcher technischen Einrichtungen eine Freigabe beim Modulhersteller zu erfragen, ob eine solche Rückstrombelastung bei den betreffenden Modulen statthaft ist. Natürlich gilt auch hier das Wirtschaftlichkeitsprinzip; wenn man bei der Rückstrommethode 200 kWh verbraucht, um 150 kWh Solarenergie zu gewinnen, stellt sich die Sinnfrage.



Nicht nur optisch ein großer Unterschied zwischen gereinigter und ungereinigter Modulfläche

VERSICHERUNG

Investition und Betrieb einer PV-Anlage stellen grundsätzlich ein unternehmerisches Risiko dar. Die verhältnismäßig hohe Investition in eine PV-Anlage erfordert bereits einen Sachschutz gegen unvorhersehbare Schadensfälle.

Wie sehr sich eine Versicherung lohnt, zeigen die Schadenstatistiken. Überspannungsschäden machen gut ein Viertel der Schadenhäufigkeit aus. Bei den zuordenbaren Schäden folgen danach Schneedruck und Sturm. Der große Teil der Schäden findet sich aber in einem „Sammeltopf“ unter „sonstige Schäden“. Darin enthalten sind auch Schäden aus Montagefehlern.

Die Schadensummen verteilen sich von ihrer Ursächlichkeit gegenüber der Schadenhäufigkeit ganz verschieden. Hier nehmen die Brandschäden den ersten Platz ein, was insbesondere mit den hierbei verursachten größeren Sachschäden in Zusammenhang steht. An zweiter Position folgen die Sturm- und danach die Schäden durch Überspannung.

Auch finanzielle Risiken wie der Ertragsausfall im Schadenfall können durch eine Versicherung abgedeckt werden.

Nachfolgend werden verschiedene Risikoabdeckungen erläutert und sowohl auf Obliegenheitspflichten des Anlagenbetreibers als auch auf Empfehlungen im Versicherungsfall hingewiesen.



Montageversicherung

In der Regel besitzt der Installateur eine rahmenvertragliche Montageversicherung für die Installation der PV-Anlage bis zu deren Fertigstellung. Bei einem Werkvertrag geht zudem die Gefahr erst bei Abnahme über.

Eine Montageversicherung deckt Schäden während der Errichtung einer Photovoltaikanlage ab. Versichert sind in der Regel alle Lieferungen und Leistungen für die Errichtung des im Versicherungsvertrag bezeichneten Montageobjekts (Photovoltaikanlage) und der zugehörigen Reserveteile, sobald sie erstmals innerhalb des Versicherungsorts abgeladen worden sind.

Der Versicherer leistet Entschädigung für unvorhergesehen eintretende Beschädigungen oder Zerstörungen versicherter Sachen (Sachschaden) und für Verluste versicherter Sachen. Die Versicherung ist vor allem dann wichtig, wenn nach dem Kaufvertrag der Gefahrenübergang bereits mit dem Abladen der angelieferten Sachen erfolgt. Unverzichtbar ist eine Montageversicherung vor

allem dann, wenn eine Anlage oder Teile davon in Eigenleistung und womöglich noch auf einem Fremddach (fremdes Grundstück) installiert werden.

Zu beachten sind hierbei die Obliegenheitspflichten des Versicherten. So zahlen Versicherer zwar grundsätzlich bei Diebstahl, jedoch nur, wenn die versicherten Gegenstände auch gegen Diebstahl gesichert (verschlossen) waren. Bei ungesichert auf einer Freifeldanlage gelagerten Modulen (ohne Zaunanlage) oder auf einer Hofstelle einfach abgestellten Wechselrichtern wird die Versicherung womöglich leistungsfrei sein.

Photovoltaik-/ Allgefahrenversicherung

Die Photovoltaikversicherung oder auch Elektronikversicherung umfasst bei den meisten Anbietern eine sogenannte Allgefahrendeckung. Diese Deckung leistet Entschädigung für Beschädigungen oder Zerstörungen (Sachschaden) an einer versicherten Sache, die der Versicherungsnehmer nicht vorhersehen konnte. Insbesondere sind das Schäden durch:

- Naturereignisse wie Sturm, Blitz, Hagel, Schneedruck, Frost, Eisgang, Überschwemmung
- Vorsatz Dritter, Sabotage, Vandalismus
- Bedienungsfehler, Ungeschicklichkeit, Fahrlässigkeit
- Überspannung, Induktion, Kurzschluss, Überstrom
- Brand (Feuer), Blitzschlag, Explosion sowie Schwelen, Glimmen, Sengen, Glühen oder Implosion
- Wasser, Feuchtigkeit, Überschwemmung
- Konstruktions- oder Materialfehler
- Höhere Gewalt
- Tierbiss (z. B. Marderbiss)
- Abhandenkommen (Diebstahl, Einbruchdiebstahl, Raub oder Plünderung)
- Fremdstrombezug (bei Eigenverbrauchsanlagen)

Die Allgefahrenversicherung deckt die aufgeführten Risiken während des Anlagenbetriebs ab. Dass es angesichts der investierten Gelder

sicherlich nicht ohne eine solche Versicherung geht, machen die zuvor gezeigten Schadenstatistiken deutlich.



Sturmschaden – wenn nur noch Trümmer übrig bleiben

Betreiberhaftpflichtversicherung

Im Gegensatz zu von außen einwirkenden Schäden durch Hagel, Überspannung, Blitzschlag … die durch die Sach- bzw. Allgefahrenversicherung abgedeckt sind, werden durch eine Betreiberhaftpflicht die durch die Anlage und deren Betrieb entstehenden Fremdschäden abgedeckt. Beispielhaft kann dies der Fall sein, wenn ein herabfallendes Solarmodul ein fremdes Auto beschädigt, oder die PV-Anlage im örtlichen Versorgungsnetz eine Störung verursacht. Der Anlagenbetreiber haftet als Eigentümer und Betreiber seiner PV-Anlage grundsätzlich für solche Schadenereignisse.

Versicherungsschutz wird auf Basis der Allgemeinen Versicherungsbedingungen für die Haftpflichtversicherung (AHB)

sowie den besonderen Bestimmungen und Vereinbarungen des Versicherungsgebers gewährt. Versichert ist hierbei die gesetzliche Haftpflicht privatrechtlichen Inhalts des Versicherungsnehmers als Eigentümer, Mieter, Pächter, Leasingnehmer etc. aus dem Betrieb der Photovoltaikanlage aus Haftungsansprüchen gegenüber Dritten. Mitversichert

- sind Ansprüche aus Verletzung von Pflichten, die dem Versicherungsnehmer in den oben genannten Eigenschaften obliegen (z. B. die bauliche Instandsetzung und als Bauherr der Betrieb der Photovoltaikanlage – Installation der Anlage, Umbauten, Reparaturen, Abbruch- und Aushubarbeiten).
- ist die gesetzliche Haftpflicht des Versicherungsnehmers wegen Versorgungsstörungen gemäß § 6 der Verordnung über die allgemeinen Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVB Elt V) vom 21.6.1979 oder gemäß § 18 der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung der Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV) vom September 2006 im Rahmen und Umfang dieser besonderen Bedingungen und Risikobeschreibungen.
- sind Beschädigungen, die durch Niederschläge oder allmähliches Eindringen von Feuchtigkeit entstehen (z. B. undichtes Dach).
- sind sämtliche übrigen Betriebsangehörige für Schäden, die sie in Ausführung ihrer dienstlichen Verrichtungen für den Versicherungsnehmer verursachen.
- sind Ansprüche, die aus Anlass der Ausführung der Verrichtungen gegen Personen erhoben werden, die durch Arbeitsvertrag mit der Verwaltung, Reinigung, Beleuchtung und sonstigen Betreuung der Grundstücke beauftragt sind.

Wichtig ist diese Versicherung für alle, die auf fremden, angemieteten Dächern PV-Anlagen betreiben und mögliche Schadenersatzansprüche gegen den Gebäudeeigentümer oder auch Dritten absichern müssen. Auch für die privat genutzte PV-Anlage auf dem eigenen Hausdach kann eine

Betreiberhaftpflichtversicherung sinnvoll sein, wenn es gilt, Haftungsschäden, z. B. gegenüber dem Netzbetreiber, durch eine Anlagenstörung oder auch Personenschäden (Modul fällt vom Dach) abzusichern.

Ertragsausfallversicherung

Sollte eine Photovoltaikanlage aufgrund eines vorangegangenen versicherten Sachschadens gänzlich oder teilweise ausfallen, kommt die Ausfallversicherung (Betriebsunterbrechungsversicherung) für den entfallenen Ertrag auf. Hauptaufgabe der Ausfallversicherung ist die Sicherung der Investition bzw. Finanzierung, da die laufenden Verbindlichkeiten auch bei Ausfall der Anlage weiterhin Bestand haben werden. Die Ertragsausfallversicherung ist meist bereits Bestandteil der Allgefahrenversicherung. Nach den Bedingungen der Versicherer leisten diese jedoch unterschiedlich hinsichtlich Entschädigungshöhe und -dauer. Älteren Verträgen nach zahlen die Versicherer etwa einen pauschalen Ausfallbetrag von zwei Euro pro kWp pro Tag; andere unterscheiden Sommer- und Winterhalbjahr mit unterschiedlichen Entschädigungssätzen. Neuere Verträge berechnen prozentual über einen Verteilungsschlüssel anteilig je nach Kalendermonat der bei Versicherungsabschluss angegebenen Jahreseinspeisung. Bei der Dauer der Entschädigung unterscheiden sich Verträge insbesondere bei Totalschäden (etwa nach Brand). Hier liegen die Zeiträume für eine Entschädigung zwischen zwei Monaten, einem halben oder einem Jahr.

Besonderheiten bei Wohngebäudeversicherung

Photovoltaikanlagen können auch über eine bestehende Wohngebäudeversicherung abgesichert werden. Einige Versicherer boten früher sogar einen kostenfreien Einschluss der Anlage an. Nur ist das nicht unbedingt ratsam! Die Wohngebäudeversicherung leistet nur bei bedingungsgemäßen Schäden durch Brand, Blitzschlag, Explosion, Implosion, Aufprall eines Luftfahrzeugs, seiner Teile oder seiner Ladung sowie für Leitungswasser, Sturm

und Hagel (je nach Bedingungswerk gibt es Abweichungen). Der Schaden aufgrund eines Blitzschlages ist nur dann versichert, wenn der Blitz unmittelbar auf die versicherte Sache (das Gebäude oder dessen Bestandteile) aufgetroffen ist. Schlägt der Blitz beispielsweise in das Dach des Nachbarn ein und verursacht eine Überspannung oder einen Kurzschluss an der Photovoltaikanlage (Induktionsschaden), so ist kein Versicherungsschutz gegeben. Auch Marderverbiss ist gewöhnlich nicht Bestandteil einer Wohngebäudeversicherung.



Risiko: Strohlagerungen bewirken Risikozuschläge beim Versicherungsbeitrag.

Darüber hinaus fehlt in der Regel der Versicherungsschutz für den Ertragsausfall im Schadenfall. Eine übliche Gebäudeversicherung kennt keinen Ertragsausfall.

Klauseln

Zu prüfen ist bei den Versicherungen auch, welche Klauseln (Auflagen) vorhanden sind; insbesondere welche technischen

Voraussetzungen gegeben sein müssen, damit der Versicherer überhaupt leistet oder sich gegebenenfalls ein Risikozuschlag oder eine prozentuale Erhöhung des Eigenanteils im Schadenfall ergibt. Zu beachten ist daher beispielsweise,

- ob ein äußerer Blitzschutz erforderlich ist,
- ob ein Überspannungsschutz gefordert ist,
- ob Schäden aus Marderverbiss abgedeckt sind,
- ob die PV-Anlage regelmäßig zu warten ist.

Außerdem ist genauestens zu prüfen, welche Schäden nicht versichert sind.

Risikoangaben und vorvertragliche Obliegenheiten

Bei größeren PV-Anlagen ist es mittlerweile obligatorisch, dass der Versicherer vor Versicherungsabschluss durch eine Begutachtung eine Risikobewertung durchführt. Ansonsten sind in Zeiten des Internets und der damit möglichen Angebotsanforderung oder auch Vertragsabschlüsse (online) die entsprechenden Risikoangaben durch den Anlagenbetreiber selbst anzugeben, soweit der Versicherer in seinen Vordrucken entsprechende Angaben verlangt. Diese müssen vollständig und richtig sein. Beispiele:

- Bei PV-Anlagen auf landwirtschaftlichen Gebäuden sind diese auch als solche anzugeben. Insbesondere ergeben sich Fragen im Hinblick auf Stroh- und Heulagerungen und deren Mengen.
- Blitz- und Überspannungsschutz: Wenn die Anlage durch einen Überspannungsschutz geschützt sein muss, dann muss dieser vollständig sein. Der reine Feinschutz bei den Wechselrichtern reicht nicht aus. Es sind die normative Bedingungen zum Schutz der kompletten Anlage einzuhalten – auch der Kommunikationseinrichtungen.

Ausschluss Feuer: Achtung! Manche Versicherer schließen bei feuergefährdeten Betriebsstätten (Landwirtschaft, holz- oder papierverarbeitende Betriebe, Lagerstätten) das Schadenrisiko „Feuer“ komplett aus.

Werden unvollständige oder falsche Angaben gemacht, hat dies Folgen. Bei größeren Schadensereignissen lässt der Versicherer den Schaden üblicherweise durch einen Sachverständigen begutachten. Stellt dieser Risikoabweichungen gegenüber dem Versicherungsvertrag fest, kann der Versicherer im Schadenfall Leistungen verweigern. Im besten Fall zahlt er nur aus Kulanz und verlangt entsprechende Nachrüstungen, schließt gewisse Risiken aus, oder leistet nur für einen Teil des Schadens Ersatz. Im schlechtesten Fall riskiert der Anlagenbetreiber die Kündigung des Versicherungsvertrags seitens des Versicherers.

Weitere erforderliche Anzeigen können sein:

- Gefahrenerhöhung
- Abweichungen von Sicherheitsvorschriften
- Betriebserweiterung
- Betriebsverlegung

Risikoausschlüsse

Leider können nicht alle Risiken und Schäden bei einer PV-Anlage versichert werden. Nach den allgemein bekannten Versicherungsbedingungen sind dies Schäden

- durch Vorsatz des Versicherungsnehmers oder dessen Repräsentanten
- durch Krieg, kriegsähnliche Ereignisse, Bürgerkrieg, Revolution, Rebellion, Aufstand
- durch innere Unruhen
- durch Kernenergie, nukleare Strahlung oder radioaktive Substanzen
- durch Erdbeben
- durch Mängel, die bei Abschluss der Versicherung bereits vorhanden waren und dem Versicherungsnehmer oder seinen Repräsentanten bekannt sein mussten
- durch betriebsbedingte normale oder betriebsbedingte vorzeitige Abnutzung oder Alterung

- durch Einsatz einer Sache, deren Reparaturbedürftigkeit dem Versicherungsnehmer oder seinen Repräsentanten bekannt sein musste
- soweit für sie ein Dritter als Lieferant (Hersteller oder Händler), Werkunternehmer oder aus Reparaturauftrag einzutreten hat

Es wird dringend empfohlen, neben den Bedingungen der eigentlichen PV-Versicherung auch die Bedingungen der bestehenden Gebäudeversicherung genau zu hinterfragen und deren Besonderheiten bei der Anlagenplanung bereits zu berücksichtigen. So verzichten viele PV-Versicherer auf einen äußeren Blitz- oder Überspannungsschutz. Die Gebäudeversicherung kann jedoch die Forderung nach Blitzschutz- und Überspannungsschutzeinrichtungen für PV-Anlagen in ihren Versicherungsbedingungen enthalten. Bei einem Blitz- oder Überspannungsschaden an einem mit einer PV-Anlage versehenen Gebäude könnte sich bei fehlendem Schutz der PV-Anlage die Gebäudeversicherung einer Schadenbegleichung verweigern. Ziel muss es deshalb sein, die Anforderungen aller betroffenen Versicherer in Einklang zu bringen – insbesondere bei angemieteten Fremddächern.

Weiterhin wird empfohlen, der Wohngebäudeversicherung die Installation einer PV-Anlage zu melden, auch wenn diese bei einer anderen Versicherung versichert wird. Eine auf einem Dach installierte PV-Anlage kann für eine Gebäudeversicherung durchaus eine Risikoerhöhung darstellen. Dies gilt insbesondere für Gewerbebetriebe. Aus den allgemeinen Versicherungsbedingungen sind Risikoänderungen gegenüber dem Versicherer anzuzeigen.

Schadenfall und -abwicklung

Waren bis vor einigen Jahren Versicherungsfälle noch überschaubar, hat sich das Bild bei derzeit nahezu zwei Millionen installierten Anlagen entsprechend gewandelt. Neben der erhöhten Anlagenzahl ergeben sich mögliche Schäden vielfach durch Installationsmängel und immer häufiger auftretende Wetterextreme.

Im Schadenfall gibt es natürlich verschiedene Interessenlagen:

- Seitens des versicherten Anlagenbetreibers: schnelle Schadenabwicklung
- Seitens der Versicherer: Schadenminderung, Plausibilität der Schadenursache, kostenorientierte Schadenbehebung
- Seitens des Installateurs: Serviceleistung / Neuauftrag

Nachfolgend geben wir Hinweise und Empfehlungen zur Schadenabwicklung, die eine zügige und reibungslose Reparatur und Instandsetzung fördern sollen.

Schadendefinition

Nicht alles, was „kaputt“ geht, ist gleich ein versicherter Schaden. Der Versicherer leistet nach den allgemeinen Bedingungen Entschädigung für unvorhergesehen eintretende Beschädigungen oder Zerstörungen versicherter Sachen (Sachschaden) und bei Abhandenkommen versicherter Sachen durch Diebstahl, Einbruch, Raub der Plünderung.

Für viele stellt sich die Frage, was unvorhersehbare Schäden sind. Unvorhergesehen sind Schäden, die der Versicherungsnehmer weder rechtzeitig vorhergesehen hat noch mit dem für die im Betrieb ausgeübte Tätigkeit erforderlichen Fachwissen hätte vorhersehen können (grobe Fahrlässigkeit ausgenommen). Bei elektronischen Bauelementen (hierzu zählen insbesondere Photovoltaikmodule und Wechselrichter) sind Schäden dann unvorhergesehen, wenn eine versicherte Gefahr nachweislich von außen auf eine Austauscheinheit (Einzelteil) oder auf die versicherte Sache insgesamt eingewirkt hat. Ist dies nicht der Fall, wird nur auf Folgeschäden Entschädigung geleistet.

Beispiele für äußere Einwirkungen sind:

- Blitzschlag
- Hagelschlag
- Tierverbiss

Beispiele für Schäden ohne äußere Einwirkungen: Typisch hierbei sind Montagefehler oder nachlassende Modulleistung durch

Herstellungsfehler.

- Wird durch einen Montagefehler das Dach undicht oder beschädigt (Ziegelbruch …), so leistet die PV-Versicherung nichts, soweit nicht auch die PV-Anlage beschädigt wurde (Modulbruch, weil das Schienensystem sich durch den nachgebenden Dachhaken verbogen hat …); gegebenenfalls ist in der Versicherung lediglich eine begrenzte Summe für De- und Remontagekosten enthalten.
- Lässt die Leistung der PV-Module überdurchschnittlich nach, leistet die PV-Versicherung ebenfalls nicht – auch keinen Ertragsausfall. Hier handelt es sich um eine qualitative Eigenschaft des Produkts, die über Garantieleistungen der Hersteller abgedeckt ist.

Führen Produktfehler zu Schäden – wie ein Brandschaden an der Modulanschlussdose – leistet zunächst die Versicherung, soweit der Modulhersteller für diesen Schaden nicht mehr einstehen kann (Ablauf Produktgarantie oder Insolvenz).

Die Reparaturentschädigung aus der Versicherungsleistung beschränkt sich jedoch nur auf die tatsächlich beschädigten (verbrannten) Module/Modulanschlussdosen. Sind in der betroffenen PV-Anlage weitere Module gleichen Typs mit Produktfehlern vorhanden, die zwar noch nicht beschädigt sind, jedoch ein solches Risiko für die Zukunft darstellen, so handelt es sich nicht mehr um einen unvorhersehbaren Schaden. Das weitere Brandrisiko ist daher zukünftig ausgeschlossen, bis der Anlagenbetreiber eine Reparatur der Module (wie Austausch der Anschlussdosen) vorgenommen hat – und zwar auf seine Kosten. Typisches Beispiel hierfür waren die in die Schlagzeilen geratenen Module des bereits insolvent gegangenen Herstellers Scheuten.

Gleiches gilt für erkennbare Mängel an der PV-Anlage. Führen solche Mängel zu Schäden, war ein solcher nicht mehr unvorhersehbar. Eine Leistungspflicht seitens des Versicherers entfällt daher. Wird zum Beispiel bei einer Anlagenprüfung festgestellt, dass die Modulbefestigungen nicht den statischen Anforderungen entsprechen, worauf es zu einem Sturmschaden kommt, war dieser Schaden vorhersehbar.

Weitere vorhersehbare und somit nicht versicherte Ereignisse können sein:

- Betriebsbedingter normaler Verschleiß oder vorzeitige Abnutzung
- Schäden aus Montagemängeln, welche dem Anlagenbetreiber bereits bei Abschluss der Versicherung bekannt waren
- Wenn dem Versicherungsnehmer die Reparaturbedürftigkeit der Anlage oder Teile hiervon bekannt sein mussten (z. B. Ergebnisse aus der regelmäßigen Wartung)
- Wenn für den Schaden ein Dritter (beispielsweise Installateur) einzustehen hat (Gewährleistung/Garantie)

Viele Anlagenbetreiber zeigen sich enttäuscht von ihrer Versicherung, wenn Ertragsausfall oder Ersatz verweigert wird, falls die Module überdurchschnittlich an Leistung verlieren oder Geräte (wie Wechselrichter) ohne äußere Einwirkung defekt gehen. Immer wieder heißt es dann: „Wofür habe ich denn eine Versicherung?“ Eine Übernahme solcher Ersatzleistungen durch den Versicherer würde in diesem Fall jedoch bedeuten, dass er Garantieleistungen übernähme. Wenn man bedenkt, dass Garantieverlängerungen für Wechselrichter teilweise ordentlich ins Geld gehen und eine solche käufliche Garantieverlängerung für die Module seitens der Hersteller erst gar nicht angeboten wird, kann man sich ausmalen, wie hoch die Versicherungsprämien sein müssten, sollte ein Versicherer auch solche „Schäden“ abdecken.

Zum Vergleich aus der Fahrzeugversicherung: Geht ein Motor bei einem Fahrzeug ohne äußere Einwirkung defekt (z. B. Zylinderschaden), haftet selbst eine Vollkaskoversicherung nicht für diesen Schaden.

Mittlerweile bieten einzelne Assekuranzen auch Garantieversicherungen an für den Fall, dass Hersteller insolvent gehen oder Garantien abgelaufen sind. Der wirtschaftliche Nutzen solcher Versicherungen sollte zumindest hinterfragt werden, denn spezielle Versicherungen haben oftmals ihren Preis.

Auch erforderliche Anlagenverbesserungen oder Reparaturen sind vom Versicherungsschutz ausgeschlossen. Werden in einem Schadenfall an der PV-Anlage Mängel festgestellt, so sind diese auf Kosten des Anlagenbetreibers zu beseitigen. Gleiches gilt, wenn nach einem Überspannungsschaden die Auflage der Versicherung kommt, einen Überspannungsschutz nachzurüsten. Die Kosten hierfür muss der Versicherte selbst tragen.

Obliegenheiten des Versicherten (Anlagenbetreiber)
Aus den Versicherungsbedingungen ergeben sich zahlreiche Obliegenheiten des Versicherten im Schadenfall.

- Die Schadenmeldung muss zeitnah erfolgen, zum einen wegen der Schadenminderungspflicht des Anlagenbetreibers (Ertragsausfall), zum anderen zur Nachvollziehbarkeit und Prüfung der Schadenursache. Nicht selten werden Schäden oft Wochen, ja sogar Monate später „nachgemeldet“. Die Ursache hierfür liegt oft darin, dass der Anlagenbetreiber von seiner schadhaften Anlage gar nichts mitbekommt, weil etwa ein ausreichendes Anlagenmonitoring fehlt.
- Aus der bereits genannten Schadenminderungspflicht ergibt sich die Verpflichtung, nach Möglichkeit für die Abwendung und Minderung des Schadens zu sorgen, z. B. durch Abschalten und Außerbetriebsetzung der Anlage.
- In Zweifelsfällen hat der Versicherte Weisungen bei der Versicherung einzuholen und/ oder zu befolgen, die zur Abwendung des Schadens oder zu dessen Minderung führen.
- Schäden durch strafbare Handlungen (z. B. Diebstahl) müssen unverzüglich der Polizei gemeldet und zur Anzeige gebracht werden.
- Das Schadenbild ist so lange unverändert zu belassen, bis seitens des Versicherers eine Freigabe erfolgt oder ein von der Versicherung beauftragter Sachverständiger den Schaden begutachtet hat. Sind Veränderungen unumgänglich (zur Schadenminderung oder durch erforderliche Aufräumungsarbeiten), ist das Schadenbild ausreichend zu dokumentieren (etwa durch

Fotos). Beschädigte Teile sind so lange aufzubewahren, bis diese von der Versicherung zur Entsorgung freigegeben werden.

In den vorgenannten Punkten hat auch der beauftragte Installateur eine Mitwirkungspflicht. So kann er nicht einfach beschädigte Teile durch neue ersetzen und die schadhaften selbst entsorgen, wenn keine Freigabe durch die Versicherung vorliegt.

Bei Versicherungsschäden empfiehlt es sich, Informationen zwischen Anlagenbetreiber, Installateur, Versicherung und Schadengutachter auszutauschen. Nur so ist eine reibungslose Schadenabwicklung garantiert.

Neuersatz / Reparatur im Zuge der Schadenabwicklung

Auch abseits eines versicherten Schadens sollte es im Interesse des Anlagenbetreibers liegen, dass die PV-Anlage instandgesetzt wird. Dies dient nicht nur der Vermeidung von Ertragsausfall und damit einhergehendem finanziellen Verlust, sondern oft auch der Betriebssicherheit und Vermeidung möglicher Folgeschäden. Grundsätzlich empfiehlt es sich, auch bei kleinen Versicherungsschäden deren Freigabe zur Reparatur bei der Versicherung zu beantragen, um spätere Streitigkeiten zu vermeiden.

Ein besonderes Augenmerk ist auf das „Wie“ der Schadenabwicklung zu legen. Sicher ist es für einen Installateur lukrativ, für beschädigte Anlagenteile oder die Gesamtanlage gleich Neuware zu „verkaufen“. Hier ist grundsätzlich Vorsicht geboten – sowohl seitens des Versicherungsnehmers, sprich Anlagenbetreibers, als auch des Installateurs.

Versicherung auf Neuwert: Auch wenn in den meisten Versicherungen steht, dass die PV-Anlage nach dem Neuwert versichert ist, bedeutet dies nicht, dass bei einem Versicherungsfall und einer damit einhergehenden Beschädigung der Anlage diese gleich durch eine neue ersetzt werden kann. Eine Versicherung auf den Neuwert sagt lediglich aus, dass bei der Schadenregulierung

hinsichtlich des Neuwerts auf den „Abzug des sich aus dem Unterschied zwischen alt und neu ergebenden Minderwerts“ verzichtet wird. Kann eine beschädigte Sache repariert werden, werden nur die Reparaturkosten erstattet. Um auf das Beispiel mit einem Fahrzeug zurückzukommen: Wird bei einem Fahrzeug ein Kotflügel beschädigt, leistet die Versicherung allein für dessen Reparatur oder Ersatz – dies gilt auch bei einer Vollkaskoversicherung. Der Versicherungsnehmer hat keinen Anspruch auf einen Neuwagen (Ausnahme: Vollkasko bei einer Kilometerleistung bis 1 000 km oder/und Fahrzeugalter vom maximal einem Monat).

Weiterhin ist zu unterscheiden zwischen technischem und wirtschaftlichem Totalschaden.

- Ein„technischer Totalschaden“ liegt dann vor, wenn die Beschädigungen derartig erheblich sind, dass eine Wiederherstellung des vorigen Zustandes nicht mehr möglich ist oder einen völlig unverhältnismäßigen Aufwand erfordern würde. Beispiele: Glasbruch bei Modulen, Brand eines Wechselrichters.
- Ein „wirtschaftlicher Totalschaden“ liegt vor, wenn die entsprechenden Reparaturkosten höher sind als der Wiederbeschaffungswert. Aber schon wenn die Reparaturkosten die Differenz zwischen Wiederbeschaffungsund Restwert übersteigen, spricht man von einem wirtschaftlichen Totalschaden. In bestimmten Fällen kann auch schon eine geringe Beschädigung eines Anlagenteils zu einem wirtschaftlichen Totalschaden führen, wenn nur sein Wiederbeschaffungswert aufgrund des Alters der Anlage hinreichend gering ist. Bei der Feststellung eines wirtschaftlichen Totalschadens liegt regelmäßig die Kostenkalkulation für eine gewerblich durchgeführte Wiederinstandsetzung durch Fachpersonal und unter Verwendung von Neuteilen zugrunde.

Fällt die Restwertbestimmung bei einem Fahrzeug recht einfach aus (Stichwort „Schwackeliste“), gestaltet sich dies bei einer PV-Anlage unter Umständen schwierig, wenn in den letzten Jahren zwar die

Modulpreise für Neumodule stark gesunken sind, aber Restposten älterer Modulmodelle oftmals zu hohen Marktpreisen gehandelt werden. Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, wie sich ein „wirtschaftlicher Totalschaden“ eines Moduls auf die Instandsetzung der Gesamtanlage auswirkt, wenn durch fehlenden gleichwertigen Ersatz ein kompletter String (zum Beispiel 15 bis 20 Module) ausgetauscht werden muss. Letztendlich ist auch dann die Wirtschaftlichkeit der Reparatur eines Moduls noch gegeben, wenn diese den Rest- oder Neuwert um ein Mehrfaches übersteigt. Es muss also unter Umständen die Gesamtanlage betrachtet werden – und nicht nur ein einzelnes Bauteil.

Im Falle eines Totalschadens kann der Geschädigte in der Regel als Schadenersatz nicht die ursprünglichen Herstellungskosten verlangen, sondern nur die Kosten der Wiederbeschaffung einer gleichwertigen Ersatzsache minus den Restwert der beschädigten Sache. Bei einer Neuwertversicherung verzichtet der Versicherer dagegen auf diese Differenzberechnung.

Beispiel: Photovoltaikanlage mit 20 kWp, Baujahr 2006, Neupreis ca. 65 000 Euro

Schadenfall 2020 (Totalschaden): aktueller Neupreis ca. 20 000 Euro

Erstattung der Versicherung: 20 000 Euro

Verzichtet der Versicherte bei einem Totalschaden auf den Neubau einer Anlage (etwa bei Brand, wenn das Gebäude nicht mehr aufgebaut wird), bekommt er nur noch den Zeitwert der „alten“ Anlage ersetzt. Dieser berechnet sich aus dem aktuellen „Neuwert“ abzüglich der bisherigen Nutzungsdauer der „alten“ Anlage.

Zum o. g. Beispiel: Aktueller Neupreis 2020: ca. 20 000 Euro

Bei einer Betriebsdauer von etwa zehn Jahren bei einer anzusetzenden Nutzungsdauer von 20 Jahren ergibt sich ein Abzug von ca. 50 Prozent des Neuwerts

Auszahlung der Versicherung: rund 10 000 Euro

Die vorangegangenen Punkte sollten dringend beachtet werden, bevor eine Schadenabwicklung voreilig durchgeführt wird, um Ärger

oder Diskussionen mit dem Versicherer zu vermeiden.

Verantwortung und Haftung des Installateurs

Die Instandsetzung oder Reparatur einer PV-Anlage basiert auf Werkvertragsrecht. Demzufolge trifft den Installateur eine Hinweis- und Beratungspflicht dem Anlagenbetreiber gegenüber. Soweit die PV-Anlage oder Teile hiervon repariert werden können, sollte er den Anlagenbetreiber darauf hinweisen. Im schlimmsten Fall bleibt der Versicherte (Anlagenbetreiber) auf dem Differenzbetrag zwischen Reparaturkosten und Neuwert sitzen, soweit die Reparaturkosten deutlich niedriger liegen.

Reparaturmöglichkeiten

Wie bereits angesprochen, kann eine Reparatur im Vergleich zum Neuersatz sehr wohl wirtschaftlicher und nach Versicherungsrecht auch geboten sein. Dies gilt insbesondere, wenn entsprechende Anlagenteile nicht mehr auf dem Markt angeboten werden.

Probleme gibt es hier insbesondere bei den Modulen, ältere Modelle werden nicht mehr hergestellt. Beschädigungen eines oder einzelner Module machen nicht selten den Austausch aller Module eines ganzen Strings erforderlich. Handelt es sich um kleine Anlagen, müssten oftmals alle Module getauscht werden, wenn beispielsweise nur ein Stringwechselrichter existiert. Darüber hinaus gibt es vielfach unterschiedliche Modulabmessungen in Länge, Breite und Rahmenhöhe, weshalb es sich oft schwierig darstellt, selbst geeignete Ersatzmodule in die vorhandene Restanlage zu integrieren, ohne dass gleich das gesamte Anlagenbild förmlich aus dem Rahmen fällt.

Module

In Bezug auf die Module wurden die Probleme beispielhaft dargestellt. Alternative Schadenbeseitigungen ergeben sich zum einen durch Reparatur oder durch Ersatzteile vom Gebrauchtteilemarkt.

Heutzutage existieren bereits praxistaugliche und erprobte Reparaturtechniken, die auch wirtschaftlich erscheinen. Bei Überspannungsschäden an Modulen werden meist nur die Bypassdioden beschädigt; der reine Materialersatz für solche entspricht Centbeträgen. Einschließlich Lohnkosten für den Austausch ergeben sich Kosten in Höhe von zehn bis 15 Euro pro Modul. Selbst bei angesengten oder verschmorten Modulanschlussdosen können diese getauscht werden, wenn beim Tausch das Backsheet des Moduls nicht beschädigt wird. Auch Kratzer im Backsheet lassen sich reparieren.

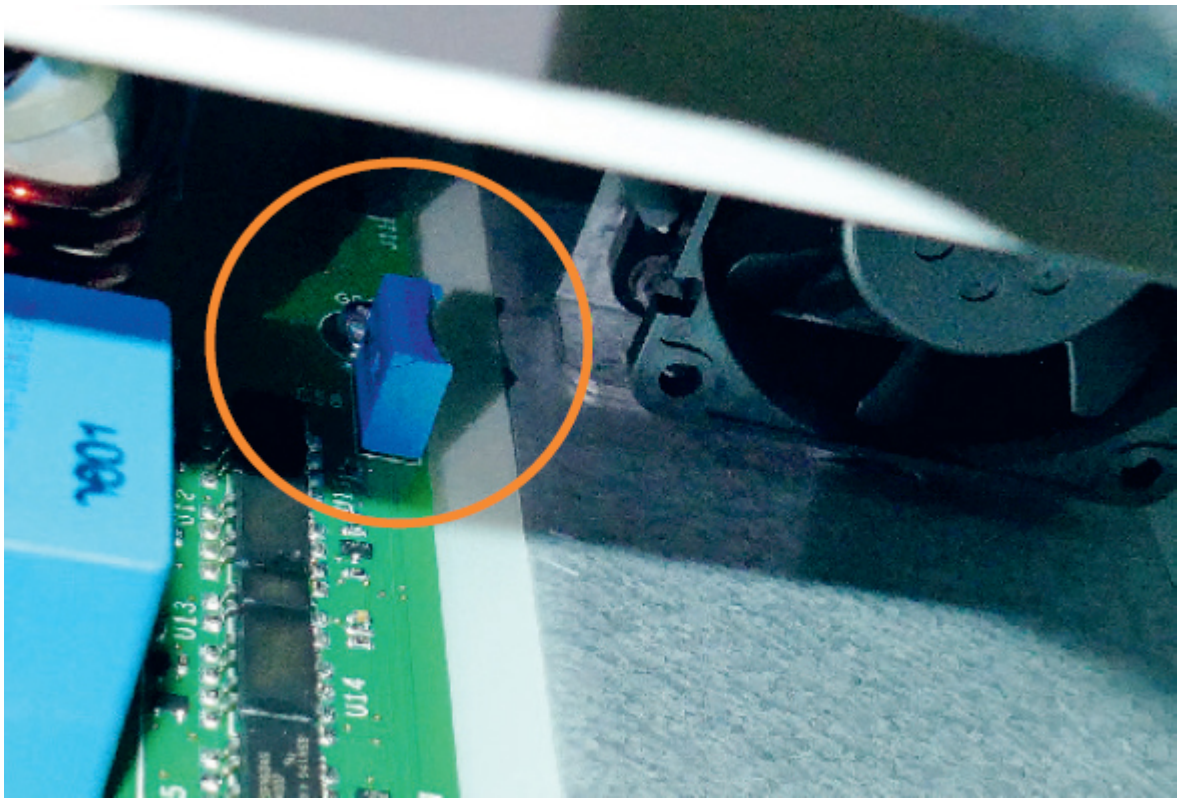
Die Kosten für den Austausch einer Anschlussdose inklusive Funktionsprüfung des Moduls (Isolationsfestigkeit, Leistungs-Flash) liegen bei etwa 40 bis 60 Euro pro Modul. Ein neues Modul kann mit einem solchen Preis trotz gesunkener Modulpreise sicherlich nicht mithalten. Sind mehrere Module einer Anlage betroffen, macht dies einen erheblichen Kostenunterschied aus.

Auch der Ersatz durch gleichwertige und elektrisch gleiche Module eines anderen Herstellers kann sinnvoll sein, wenn hierdurch der Austausch eines ganzen Modulstrings vermieden wird. Dies gilt auch für einzelne Modulrestbestände, deren Preis jenseits des üblichen Marktniveaus liegt. Einige Zweitmärkte (z. B. Secondsol oder PV-Xchange) bieten häufig Einzelstücke an, die ansonsten völlig vom Markt verschwunden sind. Auch Reparaturbetriebe haben oftmals Restposten auf Lager.

Eine weitere Alternative stellen Modulnachbauten dar. Einzelne Fachfirmen haben sich darauf spezialisiert, Module 1:1 nachzubauen; also in Abmessungen und den elektrischen Kennwerten. Der Nachbau beschränkt sich in der Regel nur auf kristalline Modultechniken. Die Kosten hierfür liegen verständlicherweise recht hoch und entsprechen meist dem Vier- bis Fünffachen des üblichen Marktpreises. Aber auch hier ergeben sich Kosteneinsparungen in einem Reparaturfall, wenn durch den Nachbau von zwei oder drei Modulen der Tausch eines ganzen Modulstrings vermieden wird und zudem die ganze PV-Anlage optisch ohne Veränderung bleibt.

Wechselrichter

Bei Wechselrichtern ergeben sich ähnliche Möglichkeiten wie bei den Modulen. In den letzten Jahren haben sich einige Betriebe auf die herstellerunabhängige Reparatur von Wechselrichtern spezialisiert, und zwar nicht nur im Versicherungsfall (Überspannungsschaden …), sondern auch bei einem „regulären“ Ausfall. Die oft von den Wechselrichterherstellern angebotenen Austauschgeräte sind als teuer zu bezeichnen, obgleich es sich hier vielfach um „gebrauchte, „runderneuerte“ Geräte handelt. Ein 10-kW-Gerät kostet als Austauschversion durchaus um die 1 500 Euro, wogegen eine Reparatur (je nach Aufwand) zwischen 200 und 700 Euro liegen kann.



Überspannungsschaden an Wechselrichter – Reparaturfähigkeit zumindest prüfbar

Garantieleistung

Ein Nachteil für den Anlagenbetreiber entsteht bei der Reparatur eines Wechselrichters mit dem Entfall der herstellerseitigen Garantie. Wie bereits erläutert, sind Garantien nicht versichert und

ansonsten nur begrenzt versicherbar, siehe Seite 162. Wird beispielsweise ein zwei Jahre alter Wechselrichter mit einer fünfjährigen Werksgarantie durch Überspannung beschädigt und repariert, entfällt die Werksgarantie für dieses Gerät (die bei einem Überspannungsschaden nach den Garantiebedingungen der Hersteller ohnehin nicht greift und für das entsprechende Gerät entfällt). Es bleibt ausschließlich die Reparaturgarantie, die üblicherweise ein Jahr beträgt. Dem Versicherungsnehmer ist es aber unbenommen, sich ein „teureres“ Austauschgerät mit entsprechender Garantie zu besorgen, nur bekommt er von der Versicherung allenfalls den Reparaturpreis ersetzt und muss den Differenzbetrag selbst tragen.

Regress

Nicht selten landen Versicherungsschäden in den Regressabteilungen der Versicherer. Grund hierfür ist die Annahme, dass der Versicherer Gründe oder Anzeichen dafür sieht, seine dem Versicherungsnehmer gegenüber erstatteten Leistungen teilweise oder insgesamt von einem Dritten als Schadenersatz zurückfordern zu können. Meist trifft es hierbei den Installateur. Dies ist dann zum Beispiel der Fall, wenn sich ein Schadenereignis durch einen Montage- oder Planungsfehler ergeben hat und sich der Installateur oder Anlagenplaner noch in der gesetzlichen Gewährleistung befindet.

Ein weiterer Fall ergibt sich beispielsweise, wenn die Anlage regelmäßig oder in unbestimmten Abständen „gewartet“ wird und sich aus einer unzureichenden Wartung oder Prüfung (Inspektion) ein Schaden entsteht, der zumindest aus fachlicher Sicht voraussehbar war.

Versicherungsausschluss

Grundsätzlich ist es für den Anlagenbetreiber von Vorteil, seine PV-Anlage zu versichern, um im Schadenfall keine finanziellen Nachteile zu haben. Demgegenüber besteht seitens der Versicherung das

Interesse, das Schadenrisiko so klein wie möglich zu halten. Es gibt also auf beiden Seiten ein wirtschaftliches Interesse.

Aufgrund der sich immer mehr häufenden Schäden an PV-Anlagen mit durchaus erheblichen Schadensummen werden zur Schadenbewertung und -ursachenbestimmung vermehrt Sachverständige durch die Versicherer eingeschaltet. Dies gilt nicht nur zur Bewertung des Schadenumfangs sowie der Bestimmung der Schadenhöhe, sondern auch zu ermitteln, ob es sich tatsächlich um einen Schaden im Sinne der Versicherung handelt. Hierbei werden seitens des Versicherers auch aktuelle Neu- und Zeitwerte abgefragt.

Bei Letzterem muss der Sachverständige sich zumindest einen groben Überblick über den Anlagenzustand verschaffen, um einigermaßen gesichert eine Zeitwertbestimmung vornehmen zu können. Hierbei ergeben sich mitunter Überraschungen, wenn etwa der Anlagenzustand nicht den normativen und sicherheitstechnischen Vorschriften genügt. Hierbei werden Anlagenalter und „Verschleiß“ oder sogar ein kleiner Versicherungsschaden schnell zur Nebensache, wenn erkennbare Nachlässigkeiten bei der Statik oder dem Blitz- und Brandschutz das Versicherungsrisiko erheblich erhöhen. Im Nachgang der Schadenabwicklung wird der Versicherer in der Regel eine Instandsetzung und Nachbesserung der gegenständlichen Anlage verlangen und bis zu deren vorzulegenden Nachweis der Durchführung die entsprechenden versicherten Risiken aus dem Versicherungsvertrag aussetzen.

Anpassen und einsparen

Ein paar Euro lassen sich auch bei einer guten Versicherung einsparen, wenn man ab und zu die Versicherungssumme überprüft und anpasst. Lag die Neuwertversicherung bei einer 30-kWp-Anlage im Jahr 2003 noch bei gut 140 000 Euro, ergibt sich für 2020 aufgrund der gesunkenen Systempreise ein Neuwert von nur noch ca. 35 000 Euro. Die Anpassung der

Versicherungssumme sollte beim Versicherer also kein Problem sein.

Vertragswechsel, Kündigung, Anpassung

Wegen vieler mangelhaft errichteter Anlagen und zunehmender Wetterextreme wie Sturm (Tornados), Gewitter (Überspannung) und Hagel werden die Versicherer zukünftig reagieren. So ist es bereits jetzt deutlich schwieriger, Altanlagen zu versichern. PV-Anlagen mit einem hohen Schadenspiegel riskieren zudem die Kündigung seitens des Versicherers und somit Verlust jeglichen Versicherungsschutzes – auch bei dem Versuch, sich anderweitig zu versichern. Die Auflagen im Zuge von Schadenfällen oder auch bei Neuanlagen werden steigen, insbesondere in Richtung Überspannungsschutz, regelmäßiger Prüfungsnachweise oder einer vorherigen Risikoeinschätzung.

STEUERN UND FINANZAMT

Um es vorwegzunehmen: Die folgenden Erklärungen können keine individuelle Steuerberatung ersetzen. Hier soll aber auf einige allgemeine Informationen eingegangen werden, die Sie kennen sollten und aus denen Sie den einen oder anderen Tipp ableiten können.

Auch wenn von vielen Verbrauchern das Finanzamt als Hindernis für die Anschaffung einer PV-Anlage gesehen wird, sollte diese Befürchtung an dieser Stelle als unbegründet zurückgewiesen werden – auch wenn einiges etwas kompliziert erscheint. Missverständnisse führen oftmals zu Fehlern, die dann ins Geld gehen können.

Vonseiten der Anlagenbetreiber gibt es im Hinblick auf das Finanzamt eigentlich zwei verschiedene Gruppen: diejenigen, die bewusst in PV-Anlagen investieren, um mit diesem Investitionsobjekt Steuern zu sparen einerseits, und andererseits die Menschen, die am liebsten nichts mit dem Finanzamt zu tun haben wollen. Im Prinzip lassen sich beide Lösungen umsetzen, wenn man bestimmte Konstellationen beachtet. Zuvor jedoch einige grundlegende steuerliche Begriffe.

Die Einordnung des Betriebs einer privaten PV-Anlage in das Steuerrecht erfolgt allgemein in folgende Bereiche:

- Einkommensteuer
- Gewerbesteuer
- Umsatzsteuer

Einkommensteuer zahlen Sie immer dann, wenn Sie Einkünfte haben. Das kann aus einer beruflichen Tätigkeit als Angestellter

sein, bei einer selbstständigen Tätigkeit oder aus anderen Nebeneinkünften. Wenn Sie also Strom erzeugen, diesen verkaufen und davon entgeltliche Erlöse erhalten und nach Abzug aller Ausgaben dann noch ein Gewinn übrig bleibt, ist dieser zu versteuern.

Unternehmerische Tätigkeit

Sind Sie als PV-Anlagenbetreiber ein Unternehmer oder Gewerbebetreibender? Hierzu stehen sehr viele unterschiedliche Aussagen im Raum. Es kommt immer auf die Bestimmungs- beziehungsweise Gesetzesgrundlage an, da zwischen Steuerrecht und Zivilrecht zu unterscheiden gilt.

Das Bürgerliche Gesetzbuch (BGB) definiert in § 14 Abs. 1 den Unternehmer wie folgt:

„Unternehmer ist eine natürliche oder juristische Person oder eine rechtsfähige Personengesellschaft, die bei Abschluss eines Rechtsgeschäfts in Ausübung ihrer gewerblichen oder selbstständigen beruflichen Tätigkeit handelt."

Das deutsche Umsatzsteuergesetz definiert Unternehmer hingegen wie folgt (§ 2 Abs. 1 Satz 1 und 3 UStG):

„Unternehmer ist, wer eine gewerbliche oder berufliche Tätigkeit selbstständig ausübt. Gewerblich oder beruflich ist jede nachhaltige Tätigkeit zur Erzielung von Einnahmen, auch wenn die Absicht, Gewinn zu erzielen, fehlt."

Zivilrechtlich muss man zumindest bei Kleinanlagenbetreibern davon ausgehen, dass diese keine Unternehmer sind. Hierzu hat sich auch bereits der Bundesgerichtshof (BGH) geäußert. Demnach sind Sie auch beim Betrieb einer PV-Anlage weiterhin Verbraucher (siehe auch Seite 164).

Im Grunde genommen fehlt es bei einem Kleinanlagenbetreiber an der eigentlichen Betriebsstruktur wie Fuhrpark, Mitarbeiter(n) und betrieblicher Ausrüstung … Daher ist anzunehmen, dass er kein Unternehmer im eigentlichen Sinne des BGB ist.

Ungeachtet dessen ist hiervon das Steuerrecht zu unterscheiden. Es liegt grundsätzlich eine unternehmerische Tätigkeit vor, wenn Sie

eine netzgekoppelte PV-Anlage betreiben, da der erzeugte Strom in das Netz eingespeist und an den jeweiligen Netzbetreiber verkauft wird. Aufgrund dieser Erlöse muss dieser Umstand grundsätzlich bejaht werden.

Die unternehmerische Tätigkeit im steuerrechtlichen Sinne macht Sie aber, wie oben ausgeführt, nicht automatisch auch zu einem Unternehmer im gewerberechtlichen Sinne – es sei denn, Sie agieren als GbR mit mehreren Anlagen, GmbH oder GmbH & Co. KG oder sogar AG. Hier greift auch zivilrechtlich eine unternehmerische Tätigkeit, welche nicht mehr dem Verbraucherschutz unterliegt.

Gewerbeanmeldung Ja oder Nein?

Oftmals stellt sich bereits zu Beginn eines PV-Betriebs die Frage, ob man für den Betrieb der PV-Anlage auf dem Privathaus ein Gewerbe anmelden muss. Die Antwort lautet Nein, auch wenn die Aussagen von Finanzämtern oder Gemeinden dies meist als erforderlich ansehen. Private PV-Anlagen in einer üblichen Größe auf Einfamilienhäusern werden als Bagatelle eingeordnet und entsprechen grundlegend nicht dem Bild einer unternehmerischen Tätigkeit. Es gab eindeutige Stellungnahmen zum Gewerberecht vom Bundes-Länder-Ausschuss. In der Regel haben Finanzämter hier kein Bestimmungsrecht, da es sich um Gewerberecht handelt und ausschließlich den Gemeinden und Kommunen obliegt und nichts mit dem Steuerrecht zu tun hat.

Die Gewerbeanmeldung kann für Privatpersonen nämlich einige Konsequenzen nach sich ziehen. Mit Anmeldung des Gewerbes werden Ihre Rechte als Verbraucher teilweise eingeschränkt. Es kann passieren, dass Sie damit automatisch in die örtlich zuständige IHK (Industrie- und Handelskammer) eintreten und Abgaben entrichten müssen. Auch die örtliche Kommune kann Ihnen für den gewerblichen Teil zusätzliche Müllgebühren oder Kosten für separate Wasserabrechnungen aufbürden, obgleich eigentlich gar kein Bedarf dafür besteht.

Obligatorisch ist eine Gewerbeanmeldung dann, wenn die Voraussetzungen eines Unternehmers, wie oben beschrieben, vorliegen sollten.

Umsatzsteuer Ja oder Nein?

Umsätze aus dem Betrieb einer PV-Anlage unterliegen grundsätzlich der Umsatzsteuer. Sie können unter bestimmten Voraussetzungen aber die Besteuerungsform wählen, was dann entscheidenden Einfluss auf die Umsatzbesteuerung nimmt. Informationen zur gewählten Besteuerungsform benötigt neben dem Finanzamt auch der jeweilige Netzbetreiber, um gegenüber dem Anlagenbetreiber mittels zutreffender Gutschriften abrechnen zu können. Aus der unter Umständen wählbaren Besteuerungsform ergeben sich zwei Varianten:

- Regelbesteuerung: Bei der Regelbesteuerung muss der Anlagenbetreiber seine Einnahmen aus den Stromerträgen der Umsatzsteuer unterwerfen. Für die Lieferung des erzeugten Stroms entsteht die Umsatzsteuer von derzeit 19 Prozent. Diese ist an das Finanzamt abzuführen. Der Anlagenbetreiber bekommt die Steuer zusätzlich zur Einspeisevergütung vom Netzbetreiber und reicht diese in gleicher Höhe an das Finanzamt weiter. Sie ist damit nur ein Durchlaufposten, welche den Geldbeutel nicht belastet.
Im Gegenzug kann der Anlagenbetreiber von allen Aufwendungen (Ausgaben), die auf den entsprechenden Rechnungen ausgewiesene Umsatzsteuer als Vorsteuer geltend machen – wenn die PV-Anlage mindestens zu 10 Prozent einer gewerblichen Nutzung unterliegt, also wenn beispielsweise mindestens 10 Prozent des erzeugten Stroms in das öffentliche Netz eingespeist und an den örtlichen Netzbetreiber verkauft werden. In diesem Fall bekommen Sie die Umsatzsteuer von direkt mit der PV-Anlage im Zusammenhang stehenden Investitionen als Vorsteuer vom Finanzamt zurückerstattet. Hier liegt klar ein Vorteil beim Erwerb einer PV-Anlage, denn die ausgewiesene Umsatzsteuer kann sich der Anlagenbetreiber sofort bei der ersten Umsatzsteuervoranmeldung vom Finanzamt zurückholen.

Die vom Netzbetreiber gezahlte Einspeisevergütung ist das Entgelt für die Lieferungen des Anlagenbetreibers. Der gesetzlich festgelegte Betrag ist ein Nettobetrag, also die Vergütung ohne Umsatzsteuer. Wird der Strom vom Anlagenbetreiber direkt vermarktet, ist das mit dem Dritten vereinbarte Entgelt die Bemessungsgrundlage.
Hat sich der Anlagenbetreiber für die Regelbesteuerung entschieden, so erhält er vom Netzbetreiber auf die Nettoeinspeisevergütung die Umsatzsteuer. Diese muss der Anlagenbetreiber wieder an das Finanzamt abführen.
Hierzu müssen Sie als Betreiber (aktuell) quartalsmäßig eine Umsatzsteuervoranmeldung und am Jahresende eine Umsatzsteuererklärung abgeben.

- Kleinunternehmerregelung: Eine Vereinfachung der Besteuerung durch Nichterhebung der Steuer ergibt sich aus der Kleinunternehmerregelung nach § 19 Umsatzsteuergesetz (UStG). Der Betreiber einer PV-Anlage kann als sogenannter Kleinunternehmer behandelt werden, wenn die Umsätze im Gründungsjahr aktuell nicht mehr als 22 000 Euro betragen und im Folgejahr 50 000 Euro voraussichtlich nicht übersteigen werden. Um diese Umsatzgrenzen überprüfen zu können, benötigt das Finanzamt eine individuelle Prognoseberechnung, die im Fragebogen zur steuerlichen Erfassung vorzunehmen ist. Wurde die unternehmerische Tätigkeit nur während eines Teils des Kalenderjahrs ausgeübt, ist der tatsächliche Umsatz in einen Jahresumsatz umzurechnen. Auf die Umsätze wird dann keine Umsatzsteuer erhoben.
Hierfür ist allerdings Voraussetzung, dass der Anlagenbetreiber keine Rechnungen beziehungsweise der Netzbetreiber keine Gutschriften mit gesondert ausgewiesener Umsatzsteuer ausstellt. Wird die Umsatzsteuer in der Rechnung (oder Gutschrift) offen ausgewiesen, ist diese auch durch den Anlagenbetreiber zwingend an das Finanzamt abzuführen. Die Kleinunternehmerregelung hört sich zunächst gut an, soweit die Voraussetzungen dafür erfüllt werden können. Aber Achtung: Bei Anwendung der Kleinunternehmerregelung kann keine Vorsteuer aus den

Eingangsrechnungen (auch nicht aus dem Erwerb der Anlage) vom Finanzamt erstattet werden.
Im Ergebnis verzichten deshalb Betreiber von PV-Anlagen regelmäßig auf die Kleinunternehmerregelung und wählen die Regelbesteuerung, weil dann das Finanzamt die vom Verkäufer der Anlage in Rechnung gestellte Umsatzsteuer sowie Steuerbeträge, die für den laufenden Unterhalt der Anlage anfallen, als Vorsteuer erstattet. Es sind aber auch Ausnahmen möglich, die sich wirtschaftlich darstellen lassen (wir kommen dazu in den folgenden Abschnitten).

Besteuerung von Eigenverbrauch

Auch der Eigenverbrauch ist umsatzsteuerlich relevant, da es sich hier steuerlich um eine Einnahme oder eine Entnahme handelt. Aufgrund der gesetzlichen Änderungen des EEG, bei dem es auch gesonderte Vergütungen zum Eigenverbrauch gab, sind hierbei verschiedene Zeitabschnitte zu beachten.

Anlagen, die bis zum 31.3.2012 in Betrieb genommen wurden

Soweit der Anlagenbetreiber bei Inanspruchnahme der Vergütung nach § 33 Abs. 2 EEG in der bis zum 31. März 2012 geltenden Fassung bezogenen Strom selbst verbraucht (zum Beispiel Verbrauch im eigenen Haushalt), liegt umsatzsteuerlich eine (Rück-)Lieferung des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber vor. Bei einem solchen dezentralen Verbrauch ist das Entgelt aus der Differenz zwischen Einspeisevergütung nach § 33 Abs. 1 Nr.1 EEG und der Einspeisevergütung nach § 33 Abs. 2 EEG zu ermitteln. Das heißt:

- Fiktive Volleinspeisung zum EEG-Vergütungssatz plus Umsatzsteuer
- Fiktive Rücklieferung des Eigenverbrauchs vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber zum Differenzbetrag zwischen Einspeise- und Eigenverbrauchsvergütung plus Umsatzsteuer

Da der Eigenverbrauch eine Rücklieferung darstellt, über die Ihnen der Strombetreiber eine Rechnung stellt, wird eine gesonderte Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch umsatzsteuerlich nicht mehr fällig.

Anlagen, die nach dem 31.3.2012 in Betrieb genommen wurden
Bei solchen Anlagen, die nicht unter die Übergangsregelung des § 66 Abs. 18 EEG fallen, wird der Direktverbrauch nicht mehr vom Netzbetreiber vergütet. Wird der Strom vom Anlagenbetreiber nicht in das Netz eingespeist, sondern selbst verbraucht, ist eine unentgeltliche Wertabgabe zu versteuern (sofern aus der Anschaffung der Anlage ein Vorsteuerabzug geltend gemacht wurde). Deshalb müssen Sie Umsatzsteuer für den selbst verbrauchten Strom ans Finanzamt abführen.

Als unentgeltliche Wertabgaben bezeichnet man Entnahmen von Leistungen und Lieferungen für den Eigenverbrauch oder das Personal. Diese unentgeltlichen Wertabgaben werden aus dem Betriebsvermögen entnommen und für private Zwecke genutzt. Die Entnahmen zeichnen sich dadurch aus, dass sie ohne Gegenleistung (zum Beispiel Geld) bleiben.

Nach § 10 Abs. 4 Satz 1 Nr.1 UStG bemisst sich die unentgeltliche Wertabgabe nach dem Einkaufspreis zuzüglich der Nebenkosten für einen gleichartigen Gegenstand. Steuerfachleute halten einen reinen Kilowattstundenpreis für ausreichend, da die Grundgebühr bereits voll mit Umsatzsteuer belastet ist. Die wesentlichen Vor- und Nachteile beider Besteuerungsarten sind in der Tabelle „Besteuerungsarten“ rechts oben dargestellt:

Abschreibung

Wie jedes betrieblich genutzte Wirtschaftsgut kann die PV-Anlage auf die Nutzungsdauer hin abgeschrieben werden. Mit der Höhe der Abschreibung mindern Sie gleichzeitig Ihre Steuerlast. Hierbei gibt es verschiedene Formen der Abschreibung.

Normalabschreibung

Bei der Einnahmenüberschussrechnung sind die Regelungen über die Absetzung für Abnutzung (AfA) zu befolgen, also die Anschaffungskosten für eine PV-Anlage (gemindert um etwaige Zuschüsse) auf die steuerliche Nutzungsdauer von 20 Jahren zu verteilen und in gleichen Jahresbeträgen (jährliche AfA = 5 Prozent) zu berücksichtigen. Im Jahr der Fertigstellung kann die AfA allerdings nur zeitanteilig vorgenommen werden, also für die noch verbleibenden Monate des Jahres.

Bei PV-Anlagen, bei denen die Module etwa auf dem Dach befestigt werden, liegt deren einzige Funktion in der Stromerzeugung. Einkommensteuerlich handelt es sich um ein selbstständiges bewegliches Wirtschaftsgut, um eine Betriebsvorrichtung. PV-Anlagen, bei denen die Module Bestandteil der Gebäudehülle sind (gebäudeintegrierte PV-Anlagen) erfüllen neben der Funktion der Stromerzeugung mindestens eine weitere Funktion: Diese Anlagen sind wie selbstständige bewegliche Wirtschaftsgüter, also auch wie eine Betriebsvorrichtung, zu behandeln.

Besteuerungsarten für die Betreiber der PV-Anlagen

Regelbesteuerung		Kleinunternehmerregelung	
Vorteil	Nachteil	Vorteil	Nachteil
• Umsatzsteuer der Anschaffungskosten und laufenden Aufwendungen als Vorsteuer absetzbar	• Regelmäßige Umsatzsteuervoranmeldungen und Umsatzsteuererklärungen an das Finanzamt • Umsatzsteuer auf Eigenverbrauch	• Kein „Papierkrieg“ mit dem Finanzamt • Keine Umsatzsteuer auf Eigenverbrauch	• Keine Möglichkeit, die Vorsteuer der Anschaffung und von laufenden Aufwendungen abzusetzen

Zur Ermittlung der oben erläuterten Abschreibungsmöglichkeiten müssen in diesen Fällen allerdings die Investitionskosten in die

Kosten für eine herkömmliche Dacheindeckung und die Mehrkosten für die Solarstromproduktion aufgeteilt werden, da nur dieser Teil der Mehrkosten im Gewerbebetrieb PV-Anlage abschreibbar ist. Ergeben sich hierzu keine Angaben aus der Herstellerrechnung, muss im Einzelfall sachgerecht geschätzt werden.

Sonderabschreibung nach § 7g Abs. 5 EStG

Im Fall des gewerblichen Betriebs einer PV-Anlage ist der private Verbrauch des Stroms keine private Verwendung der Anlage, sondern eine Sachentnahme des produzierten Stroms. Neben der linearen Abschreibung sind daher unter bestimmten Voraussetzungen Sonderabschreibungen in Höhe von bis zu 20 Prozent der Anschaffungs-/Herstellungskosten möglich, die beliebig über die ersten fünf Jahre verteilt werden können. Ab dem sechsten Jahr fallen die restlichen Abschreibungen dann aber niedriger aus.

Investitionsabzugsbetrag nach § 7g Abs. 1 EStG in Jahren vor der Inbetriebnahme

Wenn die übrigen Anspruchsvoraussetzungen vorliegen, kann bereits vor der eigentlichen Investition ein Investitionsabzugsbetrag gewinnmindernd abgezogen werden. Dadurch können bereits im Jahr vor der Investition bis zu 40 Prozent der voraussichtlichen Anschaffungskosten als fiktive Betriebsausgaben abgezogen und somit Steuern gespart werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Investitionsabsicht, eine PV-Anlage zu betreiben, anhand geeigneter Unterlagen, wie beispielsweise Kostenvoranschläge, Informationsmaterial, konkrete Verhandlungen oder verbindliche Bestellungen, bereits im Jahr vor der eigentlichen Investition nachgewiesen wird.

Geringfügige Wirtschaftsgüter / Sofort abschreibungen

Werden für die PV-Anlage nachträglich Anschaffungen getätigt, die einen Wert von 410 Euro netto nicht übersteigen, können diese im Jahr der Anschaffung voll abgeschrieben werden. Dies kann zum Beispiel eine Anlagenüberwachung sein.

Reparaturkosten mit Ersatz von Komponenten wie etwa der kostenpflichtige Tausch eines Wechselrichters oder eine Modulerneuerung können im Jahr der Anschaffung sofort abgeschrieben werden.

Sonderfall Batteriespeicher

Ob die Anschaffungskosten des Speichers und die laufenden Betriebskosten in der Abschreibung berücksichtigt werden können, ist unterschiedlich zu betrachten, wie sich aus der „Hilfe für Photovoltaikanlagen“ der Bayerischen Oberfinanzdirektion ergibt. Der Unterschied wird dabei technisch begründet, denn die steuerliche Behandlung hängt davon ab, auf welche „Art und Weise“ der Batteriespeicher in eine (bestehende) PV-Anlage integriert wird – und zwar Einbau vor oder nach dem Wechselrichter.

Gemeint sind hier DC- bzw. AC-gekoppelte Speicher. Bei einem DC-gekoppelten Batteriespeicher (Gleichstromseite vor dem Wechselrichter) sind die Anschaffungskosten der Batterie der PV-Anlage zuzurechnen und zusammen mit ihr über 20 Jahre abzuschreiben. Rüstet man später nach, verteilen sich die Batteriekosten auf den verbleibenden Abschreibungszeitraum der PV-Anlage.

Handelt es sich dagegen um einen AC-gekoppelten Speicher (Anschluss nach dem Wechselrichter), dann stellt der Batteriespeicher ein selbstständiges Wirtschaftsgut dar. Dient dieser dann allein der Zwischenspeicherung des selbst erzeugten Stroms zur anschließenden privaten Verwendung desselben, ist eine Abschreibung nicht möglich, außer es findet eine mindestens 10-prozentige unternehmerische Nutzung der Batterie statt. Die Abschreibungsdauer einer AC-Batterie beläuft sich dann auf zehn Jahre.

Erwerb eines Stromspeichers (Batterie)

Die Anwendung des Steuerrechts ist Ländersache. Dabei unterstützen die jeweiligen Oberfinanzdirektionen die jeweilige Steuerverwaltung, wenn es um die Anwendung des Steuerrechts in

häufig vorkommenden Einzelfällen geht. Solche Verfügungen werden meist auch in den anderen Bundesländern zurate gezogen. Bei Stromspeichern gab es in der Vergangenheit oftmals Diskussionen bezüglich der Zuordnung zu einer PV-Anlage. Besonders interessant und hilfreich zum Thema sind die Anwendungshilfen der obersten Bayerischen Finanzbehörde (Landesamt für Steuern – LAfSt, www.finanzamt.bayern.de/LfSt/default.php). Sie betreibt online eine eigene Rubrik zum Thema Photovoltaik. Darin ist auch das Thema Batteriespeicher ausführlich behandelt. Umsatzsteuer und Ertragssteuer werden dabei wie üblich strikt getrennt. Es sind zumindest zwei verschiedene Fallsituationen zu unterscheiden:

1 PV-Anlage und Stromspeicher als einheitliches Zuordnungsobjekt

Bei gleichzeitiger Anschaffung einer PV-Anlage und eines Stromspeichers handelt es sich nach dem Bayerischen Landesamt für Finanzen um ein einheitliches Zuordnungsobjekt. Dementsprechend kann für den Batteriespeicher auch die Umsatzsteuer als Vorsteuer geltend gemacht werden. Die Prüfung, ob das einheitliche Zuordnungsobjekt komplett dem Unternehmensvermögen zugeordnet werden dürfe, erfordere, dass mindestens 10 Prozent des produzierten Solarstroms eingespeist werden (§15 Abs. 1 Satz 2 UStG).

Wird der erzeugte Solarstrom also zu mindestens 10 Prozent unternehmerisch genutzt, kann die Anlage einschließlich Batterie dem (steuerlichen) Unternehmen zugeordnet werden. Eine Erstattung der Vorsteuer ist möglich, und beim privaten Verbrauch des Solarstroms bleibt es bei der Bemessungsgrundlage „Strombezugspreis“. Wichtig ist, dass nicht der in der Batterie gespeicherte Strom unternehmerisch genutzt werden muss, also zum Beispiel ins Netz eingespeist oder anderweitig verkauft, sondern der von der Photovoltaikanlage insgesamt erzeugte Strom. Es reicht also aus, mindestens 10 Prozent des Stroms an den Netzbetreiber zu verkaufen. Manche Finanzämter verwechseln diese beiden Ansatzpunkte, dann lohnt ein Hinweis auf den Wortlaut in der bayerischen Steuerverwaltung. Hat der Betreiber den

Stromspeicher zulässigerweise in vollem Umfang seinem Unternehmen zugeordnet, hat er neben der Entnahme des privat verwendeten Stroms (unentgeltliche Wertabgabe nach § 3 Abs. 1b Nr. 1 UStG) für die private Verwendung des Stromspeichers, soweit er den gespeicherten Strom für private Zwecke verwendet, eine unentgeltliche Wertabgabe nach § 3 Abs. 9a Nr. 1 UStG zu versteuern.

2 Stromspeicher als eigenes Zuordnungsobjekt

Ganz anders verhält sich die Sachlage, wenn der Stromspeicher später nachgerüstet wird. Bei der „nachträglichen“ Anschaffung eines Stromspeichers handelt es sich um ein eigenes Zuordnungsobjekt, wenn dieser nach Anschaffung und Inbetriebnahme der PV-Anlage erworben wird.

Betriebseinnahmen

Zu den Betriebseinnahmen zählen grundsätzlich alle Gelder, die dem Betreiber einer PV-Anlage zufließen, also die Vergütungen des Netzbetreibers oder eines Dritten (auch eines Nachbarn) für Stromlieferungen, erhaltene Zuschüsse, die Entnahmen (Selbstverbrauch) sowie die vom Finanzamt erstattete Vorsteuer.

Falls Sie Zuschüsse zur PV-Anlage erhalten, können Sie wählen, ob Sie die Zuschüsse sofort als Betriebseinnahme versteuern oder die Anschaffungs-/Herstellungskosten der Anlage um die Zuschüsse verringern wollen. Durch den Abzug von den Anschaffungs-/Herstellungskosten tritt eine Besteuerung jeweils nur in der Höhe ein, um die die Abschreibungen auf das betreffende Wirtschaftsgut geringer sind. Beachten Sie bitte, dass Sie dieses Wahlrecht bei einer Einnahmenüberschussrechnung bereits im Jahr der Zusage von Zuschüssen ausüben müssen.

Betriebsausgaben

Zu den Betriebsausgaben zählen alle Aufwendungen, die durch den Betrieb der PV-Anlage veranlasst sind. In der Regel sind dies gewöhnliche und außergewöhnliche Ausgaben sowie die

Abschreibungen. Hierzu zählt eigentlich alles, was Sie für den Betrieb einer PV-Anlage an Kosten aufwenden müssen:

- Gezahlte Vorsteuer auf den Anschaffungspreis
- Zählermiete
- Bezugsstrom (geringfügig für Wechselrichterbetrieb)
- Versicherungen
- Steuerberatungskosten
- Dachmieten (20-Jahres-Vorauszahlungen sind steuerlich jährlich aufzuteilen)
- Anlagenreinigung
- Reparaturen
- Prüfung / Inspektion

Selbstverbrauch

Die Verwendung des Stroms für den privaten Haushalt ist einkommensteuerlich eine Sachentnahme des Stroms aus dem Gewerbebetrieb PV-Anlage. Umsatzsteuerlich wird der Selbstverbrauch als unentgeltliche Wertabgabe bezeichnet. Einkommensteuerlich ist die Entnahme als fiktive Betriebseinnahme anzusetzen.

Nach allgemeinen ertragsteuerlichen Grundsätzen ist die Entnahme des erzeugten Stroms mit dem Teilwert zu bewerten; einkommensteuerlich sind das die Wiederbeschaffungskosten. Hierzu gehören neben den Herstellungs- auch die Verwaltungs- und Betriebskosten, nicht allerdings die der Finanzierung.

Zur Teilwertbewertung des selbst verbrauchten Stroms bestehen folgende Möglichkeiten:

- anhand der individuell angefallenen Kosten (progressive Methode)
- durch Ableitung aus dem voraussichtlich am Markt erzielbaren Verkaufspreis (gemindert um den kalkulatorischen Gewinnaufschlag – retrograde Methode)
- aus Vereinfachungsgründen auch die in der Umsatzsteuervoranmeldung erklärte unentgeltliche Wertabgabe übernehmbar

Dieser Teilwert ist um die Umsatzsteuer für die unentgeltliche Wertabgabe zu erhöhen.

Die Höhe des selbst verbrauchten Stroms kann durch Abzug der an den Netzbetreiber gelieferten Strommenge von der insgesamt erzeugten Strommenge ermittelt werden. Der entnommene (selbst verbrauchte) Strom kann zutreffend anhand des Zählers ermittelt werden.

Ist ein Stromzähler nicht vorhanden, kann die erzeugte Strommenge beispielsweise aus Vereinfachungsgründen unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 1 000 kWh/kWp (jährlich erzeugte Kilowattstunden pro Kilowatt installierter Leistung) geschätzt werden.

Abgabe Umsatzsteuervoranmeldung

Soweit man die Umsatzsteuer optiert, also keine Kleinunternehmerregelung wählt, ist dem Finanzamt dies regelmäßig über eine Umsatzsteuervoranmeldung anzuzeigen. Diese verlangt das Finanzamt im Jahr der Betriebnahme und im Folgejahr vierteljährlich bis zum zehnten Tag nach Ende des Quartals.
Die Abgabe muss über elektronischen Weg erfolgen (Elster). Die Umsatzsteuererklärung (jährlich) muss aktuell spätestens zum 1. November des Folgejahrs beim Finanzamt elektronisch abgegeben werden. Ist ein Steuerberater beauftragt, verlängert sich die Abgabefrist automatisch bis zum 31. Mai des Folgejahrs.

Abgabe der Einkommensteuererklärung

Gewerbetreibende sind zur Abgabe einer Einkommensteuererklärung verpflichtet – und zwar bis zum 31.5. des Folgejahrs. In dieser muss der Gewinn aus Gewerbebetrieb angegeben werden. Betragen die Betriebseinnahmen im Wirtschaftsjahr weniger als 17 500 Euro kann die Gewinnermittlung formlos erfolgen, andernfalls ist zusätzlich zur Anlage G die Einnahmenüberschussrechnung auf dem amtlich vorgeschriebenen Vordruck (Anlage EÜR) elektronisch zu übermitteln. Die Anlage EÜR

erscheint auf den ersten Blick sehr umfangreich. Es sind allerdings nur wenige Eintragungen erforderlich.

Der Gewinnermittlungszeitraum ist das Wirtschaftsjahr – im Regelfall das Kalenderjahr.

Einkommensteuervorauszahlung

Während bei einem Arbeitsverhältnis monatlich Lohnsteuer vom Arbeitslohn einbehalten und vom Arbeitgeber an das Finanzamt abgeführt wird, wird bei Gewerbetreibenden Einkommensteuer im Vorauszahlungsverfahren erhoben. Aus diesem Grund prüft das für Sie zuständige Finanzamt im Jahr der Existenzgründung anhand Ihrer Angaben in dem Vordruck „Fragebogen zur steuerlichen Erfassung bei Aufnahme einer gewerblichen, selbstständigen (freiberuflichen) oder landwirtschaftlichen Tätigkeit oder Beteiligung an einer Personengesellschaft/-gemeinschaft“, ob und gegebenenfalls in welcher Höhe Ihrerseits Einkommensteuervorauszahlungen zu leisten sind. In den Folgejahren bemessen sich die Vorauszahlungen grundsätzlich nach der Einkommensteuer, die sich bei der letzten Veranlagung ergeben hat. Die Vorauszahlungen werden in einem Bescheid festgesetzt und sind jeweils vierteljährlich zum 10. März, 10. Juni, 10. September und 10. Dezember eines Jahres zu zahlen. Die bereits geleisteten Vorauszahlungen werden auf die Jahressteuerschuld angerechnet.

Vorauszahlungen müssen nur geleistet werden, wenn sie im Kalenderjahr mindestens 400 Euro und mindestens 100 Euro pro Vorauszahlungszeitpunkt betragen. Sollten sich im laufenden Kalenderjahr Änderungen zu den Vorjahreswerten ergeben (wie durch Ausfall der Anlage), können Sie bei Ihrem Wohnsitzfinanzamt jederzeit einen Antrag auf Anhebung oder Herabsetzung der Vorauszahlungen stellen.

Gewerbesteuer

Die Gewerbesteuer ist an die Bedingung geknüpft, dass eine PV-Anlage Gewinne erwirtschaftet. Eine Gewerbesteuer wird erst dann

erhoben, wenn der Gewinn aus der gewerblichen Tätigkeit mehr als 24 500 Euro pro Jahr beträgt. Dies ist bei Kleinanlagen jedoch nicht der Fall.

Aufzeichnungspflichten und Steuererklärung

Sollten Sie steuerlich als Unternehmer gelten, wovon man, wie eingangs erwähnt, bei einem PV-Anlagenbetrieb ausgehen muss, sind Sie gehalten, alle mit der PV-Anlage im Zusammenhang stehenden Belege aufzuheben. Sie müssen sowohl Einnahmen als auch Ausgaben in einer Gewinnermittlung auflisten. Die Aufbewahrungsfrist für die steuerlich relevanten Unterlagen – speziell die Belege – beträgt zehn Jahre. Nur durch eine ordnungsgemäße Buchführung können Sie dem Finanzamt gegenüber nachweisen, wie hoch Ihre Verluste oder Gewinne sind. Betriebsprüfungen bei kleinen PV-Anlagen sind sicher selten, aber man weiß ja nie. Fehlt es an Nachweisen, gehen die Finanzbeamten über und schätzen die Gewinne und Verluste – sicherlich nicht zu Ihren Gunsten, was womöglich mit Steuernachzahlungen einhergeht. Der Aufwand für die Erstellung einer Gewinn- und Verlustrechnung ist bei PV-Anlagen verhältnismäßig gering, da in der Regel nur wenige Zahlungsvorgänge stattfinden.

Steuerabzug bei Bauleistungen – Bauabzugsteuer

Um die illegale Beschäftigung in der Baubranche einzudämmen, hat der Gesetzgeber bereits im Jahre 2001 die Bauabzugsteuer eingeführt. Nach § 48 Abs. 1 Satz 1 EStG müssen unternehmerisch tätige Empfänger von Bauleistungen einen Steuerabzug von 15 Prozent der Bausumme einbehalten und an das Finanzamt abführen (für Rechnung des Leistungserbringers). Der Steuerabzug kann unterbleiben, wenn der Leistende dem Leistungsempfänger eine gültige Freistellungsbescheinigung (§ 48b EStG) vorlegt oder die gesamte Gegenleistung im laufenden Kalenderjahr eine Bagatellgrenze von 5 000 bzw. 15 000 EUR nicht übersteigt (§ 48 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 und 2 EStG).

Bislang vertrat die Finanzverwaltung den Standpunkt, dass die Installation einer PV-Anlage keine Bauleistung im gesetzlichen Sinne ist, sodass entsprechende Leistungen nicht der Bauabzugsteuer unterlagen. Entsprechende Anlagen wurden als Betriebsvorrichtungen angesehen, die nicht den Begriff des Bauwerks erfüllten. Dies hat sich nunmehr geändert. Das Bayerische Landesamt für Steuern hat bereits mit Verfügung vom 16.9.2015 darauf hingewiesen, dass die Finanzverwaltung künftig auch die Errichtung von PV-Anlagen als Bauleistung einstuft. Nach einer Abstimmung der obersten Finanzbehörden des Bundes und der Länder gilt: Die Installation einer PV-Anlage an oder auf einem Gebäude stellt eine Bauleistung dar. Das Aufstellen einer Freiland-PV-Anlage kann ebenfalls den Begriff der Bauleistung erfüllen.

Aufgrund einer geänderten Verwaltungsauffassung werden seit dem 1.1.2016 auch Arbeiten an PV-Anlagen als steuerabzugspflichtige Bauleistungen erfasst. Mit einer gültigen Freistellungsbescheinigung, wie oben beschrieben, können Unternehmer aus der PV-Branche ihren Kunden einen Steuereinbehalt allerdings ersparen.

Nach dem Einkommensteuergesetz werden von der Abzugssteuer alle Leistungen erfasst, die der Herstellung, Instandsetzung, Instandhaltung, Änderung oder Beseitigung von Bauwerken dienen (§ 48 Abs. 1 Satz 3 EStG).

Einkommensteuer

Es mag die unangenehmste Steuer sein, die jeder zahlen muss. Die Einkommensteuer wird immer dann relevant, wenn die Einnahmen – ganz gleich ob aus selbst- oder nicht selbstständiger Tätigkeit – den gesetzlich festgelegten Grundfreibetrag übersteigen. Im Jahr 2022 wird der Freibetrag für Alleinstehende bei 9 984 Euro liegen. Bei verheirateten Paaren rangiert dieser doppelt so hoch; dazu kommen mögliche Kinderfreibeträge. Wie hoch die Einkommensteuer ist, richtet sich daher nach Ihren persönlichen Verhältnissen und Ihrem Einkommen.

Der durch den Betrieb einer PV-Anlage entstehende Gewinn oder Verlust gehört zu den Einkünften aus Gewerbebetrieb nach § 15 des Einkommensteuergesetzes (EStG). Gewinn ist der Unterschiedsbetrag zwischen den zugeflossenen Betriebseinnahmen (inklusive der Entnahmen) und den abgeflossenen Betriebsausgaben. Beim Betrieb einer PV-Anlage ergeben sich in den laufenden Jahren unterschiedliche Überschüsse oder Verluste, was zum Beispiel von der Abschreibungsart abhängt.

Vorteil der Einkommensteuerveranlagung: Die Verluste können steuermindernd angesetzt werden, wofür die späteren Überschüsse versteuert werden müssen. Gleiches gilt für die sonstigen Einkünfte. Die Besteuerungsgrundlage ergibt sich aus dem Betriebsergebnis der PV-Anlage, das sich aus den Betriebseinnahmen und -ausgaben zusammensetzt.

Steueroptimierungen

Die oftmals mit „Steuertricks“ bezeichnete Steueroptimierung hat nichts mit austricksen des Finanzamts zu tun, sondern mit einer optimierten Gestaltung der steuerlichen Situation. Wie Sie bereits in den vorangegangenen Erläuterungen lesen konnten, ist das deutsche Steuergesetz nicht einfach zu verstehen und ein für den Laien mehr oder weniger undurchsichtiges Konstrukt. Daher gilt für den Steuerzahlenden, den für ihn optimalen Weg zu bahnen.

In der Regel sind Sie, soweit Sie berufstätig sind oder sonstige Bezüge beziehen, mit Steuern konfrontiert. Je nach Steuerbelastung kann es sinnvoll sein, die eine oder andere Optimierung vorzunehmen, um Steuern zu sparen. Zudem sind auch Änderungen der Besteuerung unter bestimmten Voraussetzungen möglich.

Übt der Anlagenbetreiber zum Beispiel die Option zur Regelbesteuerung aus, ist er daran mindestens fünf Jahre gebunden. Danach kann die Option zur Regelbesteuerung nur mit Wirkung vom Beginn eines Kalenderjahrs an widerrufen werden.

Jetzt wird es möglicherweise für Eigenstromverbraucher interessant: Bei der Regelversteuerung muss nicht nur die vom Netzbetreiber in einer Gutschrift ausgewiesene Umsatzsteuer,

sondern auch der Eigenverbrauch mit der entsprechenden Umsatzsteuer belegt und an das Finanzamt abgeführt werden. Bei einer Änderung der Steueroption auf Kleinunternehmer sparen Sie sich die Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch, insbesondere wenn dieser sehr hoch ist. Ob das von Vorteil ist, muss durch Vergleichsberechnungen abgewägt werden. Das Gleiche gilt bei Neuanlagen.

Rechenbeispiel: Regelbesteuerung

- Investitionskosten für eine 6-kWp-Anlage: 9 000 Euro zzgl. 19 % USt. (= 1 710 Euro) = 10 710 Euro

- Vorsteuererstattung am Anfang: 1 710 Euro
- Jahresertrag der Anlage: 950 kWh/kWp (x 6 kWp) = 5 700 kWp
- Eigenverbrauchsquote: 30 % = 1 710 kWh
- Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch über 20 Jahre:

1 710 x 0,22 Euro/kWh x 19 % x 20 Jahre = ca. 1 430 Euro.
Umsatzsteuer-Ersparnis: ca. 280 Euro

Rechenbeispiel: Kleinunternehmerregelung

- Vorsteuererstattung am Anfang: keine (- 1 710 Euro)
- Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch über 20 Jahre:

1 710 x 0,22 Euro/kWh x 19 % x 20 Jahre = ca. 1 430 Euro
Umsatzsteuer-Ersparnis: minus ca. 280 Euro

Rechenbeispiel: Wechsel auf Kleinunternehmerregelung nach fünf Jahren:

- Vorsteuererstattung am Anfang: 1 710 Euro
- Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch über fünf Jahre: 1 710 x 0,22 Euro/kWh x 19 % x 5 Jahre = rd. 360 Euro

Umsatzsteuer-Ersparnis: ca. 1 350 Euro

Deshalb unsere Empfehlung: Bei kleinen Anlagen, niedrigen Investitionskosten und hohen Eigenverbrauchsquoten sollte von vornherein die Wahl der Kleinunternehmerregelung oder der Wechsel zu dieser nach fünf Jahren geprüft werden.

SERVICE

ADRESSEN

Online-Informationsdienste

www.bine.info
www.pv-magazine.de
www.photovoltaik.eu
www.solarserver.de
www.dgs.de
www.solarwirtschaft.de
www.rechnerphotovoltaik.de

Betreiberfragen und Beratung

www.experts.top50-solar.de
www.photovoltaikforum.com
www.sfv.de

Verbraucher-Energieberatung

www.verbraucherzentrale.de
www.dena.de
Stiftung Warentest: www.test.de (Suche nach den Stichworten „Photovoltaik“/„Fotovoltaik“, „Solarstrom“)

Förderprogramme

www.solarfoerderung.net
Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW): www.kfw.de

Einstrahlung und Erträge

Aktuelle PV-Leistung in Deutschland:
http://www.sma.de/unternehmen/pv-leistung-in-deutschland.html
Solarstrahlungsdaten: www.dwd.de
www.meteonorm.com
www.test.de/Photovoltaik-Rechner-1391893–0/
www.rechnerphotovoltaik.de/photovoltaik/wirtschaftlichkeit/berechnung
www.energieagentur.nrw/solarenergie/solarrechner

Datenbanken zum Ertragsvergleich

www.sfv.de/mitmachen/ertragsdatenbank

Speicher

pvspeicher.htw-berlin.de

Rechtsfragen

www.clearingstelle-eeg.de
www.energieverbraucher.de
www.schlichtungsstelle-energie.de

Steuern und Finanzamt

BSW-Merkblatt zum Eigenverbrauch:
www.solartechnikberater.de/downloads

Firmenverzeichnisse

www.solarwirtschaft.de/fuer-verbraucher/handwerkersuche/
www.photon.de (Firmen & Vereine)
www.sfv.de (Installateure)
www.dgs.de/mitglieder/mitgliedsfirmen/

Verbände

Bund der Energieverbraucher (BdE): www.energieverbraucher.de
Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS): www.dgs-solar.org

Solarenergie-Förderverein Deutschland (SFV): www.sfv.de

Behörden

Bundesumweltministerium: www.bmu.de
www.erneuerbare-energien.de
Bundesnetzagentur:
www.bundesnetzagentur.de

STICHWORTVERZEICHNIS

A

Abnahme 161
–, fachkundige 141
–, fiktive 162
–, technische 141
Abschreibung 195
AC-Leistungssensor 90
Altbatterien, Recycling 26, 28
Amortisationszeit 38
Angebot, Bestandteile 139
–, einholen 138
–, vergleichen 138
Anlagenausfälle 151
Anlagenausrichtungen 31, 119
Anlagenbetreiber 51
Anlagendokumentation 144
Anlagenerweiterung 52
Anlagenkennzeichnung 177
Anlagenleistung, Kontrolle 35
Anlagenreinigung 178
–, Ertragsverbesserung 179
Anlagenüberwachung 72
Anschlussbegehren 49
Asbestdach 67
Aufzeichnungspflichten 199
Autarkiegrad 119, 121, 123

B/C

Balkon-Module 107

Batteriekapazität 121
Batteriemanagementsystem (BMS) 82
Batteriespeicher 24
–, AC-gekoppeltes System 86
–, Aufstellungsräume 92
–, DC-gekoppeltes System 87
–, Netzanschluss 92
–, PV-Generator-gekoppeltes System 88
–, Recyclingunternehmen 28
–, Systemtechnik 86
–, Wirkungsgrad 84
Baugenehmigung 41
Baurecht 41
Beauftragung 140
Befestigungspunkte 66
Betreibermodelle 129
Betriebskosten 135
Betriebsspannung 33, 34, 57
Beweislast 161
Beweissicherung 167
Bissspuren 175
Bleiakkumulator 84
Blitzschutz 79
Brandschutz 43, 157
Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG) 125
Bundesnetzagentur (BNetzA) 48, 129
–, Leitfaden Eigenverbrauch 127
C-Koeffizient 83

D

Dacheinführung 70
Dachinstallation, Voraussetzungen 64
Datenlogger 73
–, interner 151, 152
Degradation 151
–, natürliche 34

Denkmalschutz 41
Depth of Discharge (DoD, Entladetiefe) 82
Digitalzähler, bestehende 76
Dimensionierungsverluste 89
Direktstromlieferung, mit Überschusseinspeisung 128
Direktverbrauch, s. Eigenstromverbrauch
Dokumentation, Checkliste bei Anlagenaus- oder -teilausfall 146
–, elektrische Einzelheiten des Generators 145
–, Inhalt der 145
–, Inspektion- und Prüfbericht 148
–, Stromlaufplan 145
Dünnschichtmodule 14

E

EEG, Rechte und Pflichten 45
–, Anlagenbetreiber 135
EEG-Erzeuger, fiktiver 128
EEG-Umlage 44, 50, 127, 130
EEG-Vergütung, fehlende 133
Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme 91
Eigenstromverbrauch 9, 30, 38, 115
–, Anteil 119, 134
–, Besteuerung von 194
–, Feststellung 116
–, ohne Speicher 117
–, Optimierung 118, 120, 128
–, Quote 121
–, steigern 50
Eigenstromversorgung, mit Cloudlösung 128
–, mit Überschusseinspeisung 129
Eigenstromversorgungsanlagen 94
Einkommensteuererklärung 198
Einspeisevergütung 45, 112, 114, 114
–, monatliche Degression 47
Einspeisung 70
–, Zweirichtungszähler 71

Einstrahlung, siehe Sonneneinstrahlung
Einstrahlungssensor 36
Elektromobilität 94
Energiebilanz, Wohnhaus 38
Energiefluss 36
Energiemanagementverluste 90
Energiesystem, Stabilisierung 75
Energieumwandlungspfade 90
Energieverluste 36
Energieversorger, Genehmigung 43
Energieversorgung 30
Entsorgung von PV-Modulen 21
Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) 127
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 8, 44, 94, 115, 127
–, 70-%-Regelung 49, 62
–, Ausgleichsmechanismen 46
–, Eigennutzung nach Vergütungszeit 107
–, Vergütungssätze 45
–, Zahlungsansprüche 46
–, Zubauraten 46
Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) 38
Ertrag, spezifischer 34
Ertragserwartung 33, 36, 150
Ertragsmessung 150
Ertragsquoten 32
Ertragsvergleiche 152
Europäischer Wirkungsgrad 61

F

Fehler an PV-Anlagen 169
–, Anbringungsort 176
–, Dächer mit Metalleindeckungen 172
–, Flachdach 172
–, Halte- und Tragesystem 170
–, Hotspots 175
–, Modulaufständerungen 171

–, Module 174
–, Schrägdach 171
–, Steckverbindungen 174
–, Verkabelung Gleichstromseite (DC) 173
–, Verschattung 170
–, Wechselrichter 175
–, Ziegeldach 171
Fehlermeldungen, automatisierte 152
Fehlerstromschutzschalter, separater 71
Fertigstellungsmeldung 143
Feuerwehr, Einsatz der 157
Finanzamt 192
Finanzierung 113
Flachdach 66
Flächenbedarf 31
Flächenverbrauch 21
Förderung, für Stromspeicher 125
–, KfW 114
–, für Stromspeicher 124
Funktion der Photovoltaik 11

G

Garantie 139, 160, 162
–, für Module 163
–, insolventer Hersteller 166
–, Leistungsgarantie 163
–, Produktgarantie 163
Gebäudeenergiegesetz (GEG) 38
Gebäudestatik 65
Gefahrenübergang 160
Gefahrstoffverordnung 68
Genehmigungspflicht 41
Generatorausrichtung 31
Generatorleistung 122
Gesamtanlagenleistung 34
Gewährleistung 160

–, Angaben 146
–, Fristen 161, 165
–, Verjährung der 162
Gewicht der Module 22
Glasbruch 175
Glaskratzer 175
Gleichstromverkabelung 68
–, Brandgefahr 69
Globaleinstrahlung, jährliche 35

H

Hausneubau 38
Heizen mit Strom 99
–, Anlauftemperatur 104
–, Effizienz 106
–, netzautark mit Batteriespeicher 103
–, technische Bedingungen 106
–, Umwandlungssysteme 106
–, Vergleich Photovoltaik / Solarthermie 103
–, Wirkungsgrad eines Heizsystems 105
Hotspots 174

I/J

Inbetriebnahme, Antrag auf 143
–, erstmalige 141, 142
–, rechtliche Bedeutung 144
–, Voraussetzungen 142
Indachlösung 67
Installateur, Garantieleistung 190
– Verantwortung und Haftung 181-90
Installation, Eigenleistung 140
–, Faktoren 67
–, Nachrüstung 38
–, Neubau 38
–, Qualitätsüberwachung 141
–, schadhafte Module 189

Intelligentes Messsystem (IMSys) 49, 74
Isolationsfehler 62
Jahres-Primärenergiebedarf 39
–, abzügliche Werte 39

K

Kaskadenmessung 76
Kaufanreiz für Stromspeicher 10
Kaufrecht 160
Kaufvertrag 161
Kleinanlagen 133
Kleinstanlagen 107
Korrosionen 174
Kosten 113
Kosteneffizienz 38
Kostenvergleich Solarthermie / Photovoltaik 100, 104
Kostenverteilung 45
Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) 114, 124

L

Ladestationen für Elektromobilität, Bau- und Planungsrecht 94
–, Einbindung in stationären Stromspeicher 97
–, Förderung über die KfW 99
–, Ladedauer 95
–, Laden mit PV-Überschuss 96
–, Netzanschluss 96, 98
–, technische Anforderungen 95
–, Wallbox 95, 99
Lastabtragung, sichere 66
Lastgang, typischer 116
Lastprofil, gleichmäßiges 119
Lasttrennschalter 176
Lebensdauer, von Stromspeichern 121
Leistungsabregelung 91
Leistungsoptimierer (Optimizer) 59
Leistungspunkt, maximaler (Maximum power point, MPP) 57

Leitungsverlegung, kurzschlusssichere 173
–, richtige 69
Letztverbraucher 128
Lithium-Ionen-Akkumulatoren 85
–, Probleme 27
–, Kostensenkung 124

M

Mängelansprüche, Folgen 166
Mängelbehebung 161
Marktstammdatenregister (MaStR) 51, 148
–, Datenänderungen 51, 148
–, Meldung 148
Masterplan Ladeinfrastruktur 98
Maximalleistung 48
Meldepflicht 52
Messstellenbetreiber (MSB) 75
–, unterschiedliche 77
Mieterstromzuschlag 47
Mietmodell 128, 134, 136
Mietzahlungen 136
Modulfertigung 14, 18
Modulleistung 34
Modulmaße 18
Modultausch 51
–, Kompatibilität 52
Modultypen, Dünnschichtmodule 54
–, kristalline 55
Modulwechselrichter 63
–, Montagestandort 63
Monitoring 73, 153
Montagesysteme 64
Mpp-Tracker 61
Musterbauordnung 64

N

Nachrüstung 40
Nennkapazität 83
Netzanschluss 48, 70
–, technische Vorgaben 48
Netzausfall 62
Netzfrequenz, Veränderung der 62
Netzparität 123
Netz-Volleinspeisung 129
Netzzugang 41
Niederspannungsnetz 43
Nulleinspeiseanlagen 128

P

Parallelschaltung 56
Performance Ratio 35
Photovoltaik, Investitionskosten 101
–, Rohstoffe 14
–, Technik 54
Photovoltaischer Effekt 7
Produktgarantie 56
Produkthaftung 164
Prüffristen 153
PV Cycle 22
PV-Leasing 134
PV-Pacht 128, 134
PV-Strom, heizen 38
–, Nutzungsmöglichkeiten 38

R

Rahmen, aufgequollene 175
–, verbogene 175
Recycling von Solarmodulen 23
Regelungsverluste 90
Reihenschaltung 56
Rentabilität 11, 112
–, Abhängigkeit von Faktoren 119

Reparaturmöglichkeiten 189
Rücklieferung, fiktive 194

S

Sachmängel 160
Schäden, falsche Montage 175
–, verschiedene 175
Schadensfall, Maßnahmen 187
–, unvorhersehbarer 181
„Schneckenspuren“ 174
Schnee 66, 151
Schneeräumung 179, 180
Schutzeinrichtungen 176
Selbstreinigungseffekt 60
Silizium, monokristallines 15
–, poly-/multikristallines 15
Siliziummodule, Verschaltung 55
Smart Meter 49, 72, 74
–, Einbaupflicht 77
–, Kosten 78
Solare Baupflicht 39
Solarthermie, Ertrag 101
–, Investitionskosten 100
Solarzelle, Funktion 16
Sonneneinstrahlung 150
Spannungsabfall 62
Speicherauswahl, Faktoren 120
Speicherförderung, s. Förderung
Speicherkapazität, nutzbare 88
Speichermedien, Lebensdauer 87
Speichernutzung
–, Cloudlösungen 93
–, Inselbetrieb 92
–, Netzparallelbetrieb 92
Speichertechnik 82
Spiegelungen 42

Spitzenwirkungsgrade 61
Standby-Leistungsaufnahme 90
Standort 119
Stauströme 58
Stecker, verschmorte 175
Stecker-Solargeräte 107, 128
–, Anmeldung 109
–, Förderungen 110
–, Platzierung der Module 110
–, technische Ausführung 110
–, Zählertausch 109
Steckverbindungen 70
Steuern 192
Strangsammelkasten 60
String 56
Stringwechselrichter 60
Strom, Geringverbräuche 128
–, Veräußerung an Dritte 127
Stromgestehungskosten 20, 113
–, erneuerbare Energien 113
Stromletztverbraucher, fremder 128
Strom-Spannungs-Kennlinie 57
Stromspeicher 118
–, Cloudlösung 136
–, Dimensionierung 120
–, Kapazität 83
–, Preise für 123
Stromspeicherarten 84
Stromspeichersysteme, verschiedene 85
Stromüberschuss 118
Stromzähler 70
–, digitale 74
Systemkosten 38, 112
Systemstatik 66

T/U

Technischer Vergleich Solarthermie / Photovoltaik 104
Teilverschattung 58
Treibstoffkosten, Vergleich 94
Übergabe 161
Überschusseinspeisung 70
Überspannungsschutz 79
–, Installation 81
Überstromschutzeinrichtungen 176
Umwandlungswirkungsgrade 89
Unabhängigkeitsrechner 122
Unfallvermeidung 158
Unterdeckung 118
Unterhaltskosten 122

V

Verkabelung 64
Vermietung, Rechte und Pflichten 135
Verschaltung, fehlerhafte 60
Verschattung 58, 170
Verschmutzung 59, 178
Versicherungen, verschiedene 181
–, abzudeckende Risiken 181
–, Neuersatz im Schadensfall 188
–, Produktfehler 186
–, Schadenabwicklung 185
–, Vertragswechsel 191
Versicherungsausschluss 191
Verwendungsverbot 68
Volleinspeisung 70
–, fiktive 194

W

Waferdicke 16
Wärmepumpe 76
Warmwasserbereitung 100
Wartung 151, 152

–, mangelnde 156
Wechselrichter, Anlagenschutz (ENS) 110
–, Garantie 164
–, intelligente 60
–, Sicherheitsfunktionen 62
–, Wirkungsgrad 61
Werkvertrag 161
–, Abnahme 162
Windlasten, aufgeständerte Module 66
Wirkungsgrade 16, 54
Wirtschaftlichkeit 116, 122, 130
–, Amortisationszeit 133
–, Kennzahlen 130
–, Liquiditätsüberschuss 132
–, Rendite 131

Z

Zähler mieten 72
Zählerschrank 71
Zahlungsbedingungen 139
Zellspannung 34
Zelltechnologien 14
Zelltemperatur 33
Zentralwechselrichter 60
Zyklenzahl 83

Die Stiftung Warentest wurde 1964 auf Beschluss des Deutschen Bundestages gegründet, um dem Verbraucher durch vergleichende Tests von Waren und Dienstleistungen eine unabhängige und objektive Unterstützung zu bieten.

Wir kaufen – anonym im Handel, nehmen Dienstleistungen verdeckt in Anspruch.

Wir testen – mit wissenschaftlichen Methoden in unabhängigen Instituten nach unseren Vorgaben.

Wir bewerten – von sehr gut bis mangelhaft, ausschließlich auf Basis der objektivierten Untersuchungsergebnisse.

Wir veröffentlichen – anzeigenfrei in unseren Büchern, den Zeitschriften test und Finanztest und im Internet unter www.test.de

Wolfgang Schröder ist seit 2003 in der Photovoltaikbranche tätig und seit 2011 als Tüv-zertifizierter und BDSF-geprüfter freier Sachverständiger für Photovoltaikanlagen unterwegs. Neben der reinen Gutachtertätigkeit für Gerichte und Privatauftraggeber hat er zusätzlich viel Praxiserfahrung in den Bereichen spezieller Messverfahren und Bautechnik, bei technischen Baubegleitungen und Abnahmen bis hin zur Betreuung von Schadensabwicklungen und Beurteilungen von Brandschäden erworben.

© 2021 Stiftung Warentest, Berlin
© 2021 Stiftung Warentest, Berlin (gedruckte Ausgabe)

Stiftung Warentest
Lützowplatz 11–13

Stiftung Warentest
10785 Berlin
Telefon 0 30/26 31–0
Fax 0 30/26 31–25 25
www.test.de

email@stiftung-warentest.de

USt-IdNr.: DE136725570

Vorstand: Hubertus Primus
Weitere Mitglieder der Geschäftsleitung:
Dr. Holger Brackemann, Julia Bönisch, Daniel Gläser

Alle veröffentlichten Beiträge sind urheberrechtlich geschützt. Die Reproduktion – ganz oder in Teilen – bedarf ungeachtet des Mediums der vorherigen schriftlichen Zustimmung des Verlags. Alle übrigen Rechte bleiben vorbehalten.

Programmleitung: Niclas Dewitz

Autor: Wolfgang Schröder
Projektleitung: Uwe Meilahn
Lektorat: Magnus Enxing, Münster
Korrektorat: Sebstian Stapf, Potsdam

Titel – Entwurf und Satz: Christian Königsmann
Layout: Büro Brendel, Berlin
Grafik, Satz: FÖRM Büro für Gestaltung, Berlin
Infografiken/Diagramme: FÖRM Büro für Gestaltung, Berlin
Bildredaktion: Magnus Enxing, Münster

Bildnachweis: GettyImages, Juan Silva 2010; GettyImages, Tom Chance **(Titel)**; 11880-dachdecker.com (S. 66 u.), AdobeStock/Matze (S. 158), Bundesnetzagentur, Datenlizenz Deutschland – Namensnennung – Version 2.0 (S. 148), Büro

Brendel (S. 13 o., 18, 32 o., 57, 71, 81, 83), Deutscher Wetterdienst (S. 13 u.), Förm (S. 9, Quellen: AGEE, BMWi, Bundesnetzagentur, Fraunhofer ISE; S. 12, 15 o., 16, Quelle: K. Mertens, lehrbuch-photovoltaik.de; S. 15, 17 u., Quelle: Wiki-Commons, Markus A. Hennig; S. 31; 35, 56, 59, 62, 74, 84, 87, 95–97; S. 103, Quelle: my-pv GmbH; S. 109, 113, 115–119, 120f.; S. 124, Quelle: Wegatech; S. 135, 140, 151, 159 u., 166), gettyimages (S. 22, 24, 79, 108, 182), HTW Berlin – pvspeicher.htw-berlin.de (S. 88f., 91, 122, 134), Iliotec Solar GmbH/Tom Baerwald (S. 68 li.), Kostal (S. 61), Marzari-Technik GmbH (S. 65), Mennekes (S. 27, 98), NASA/courtesy of nasaima ges.org (S. 8), Courtesy NASA/JPL-Caltech (S. 11), pv@now easy (S. 132f.), Rennergy Systems (S. 102), Schletter Group (S. 68 re., S. 173), Wolfgang Schröder (S. 6, 32 u., 36, 55, 58, 60, 63, 64, 66 o., 73 o., 75, 80, 82, 139, 146, 153, 157, 170–181, 183f., 190), Thomas Seltmann (S. 10, li. o., 70, 76 li.,), shutterstock (S. 14, 17, 42, 141), Solar World AG (S. 19), Solar-log.com (S. 73 u., S. 150), Solarwatt AG (S. 69), Tauber Solar GmbH (S. 10, re. o.), WikiCommons: Asurnipal (S. 67), Franziska Fahrbach (S. 76 re.), Phrontis (S. 86), AphexTwin (S. 106), wolkdirekt (S. 159 o.)

Produktion: Vera Göring
Verlagsherstellung: Rita Brosius (Ltg.), Romy Alig, Susanne Beeh
Litho: tiff.any, Berlin
Druck: Westermann Druck Zwickau GmbH

ISBN: 978-3-7471-0395-1 (gedruckte Ausgabe)
eISBN: 978-3-7471-0514-6