

et PHOTOVOLTAIK

Solar planen, bauen und optimieren

Balkonkraftwerke & Akkus

Wann sich Speicher für Balkonkraftwerke lohnen

Tests: 12 Balkon-Akkus • Wechselrichter • Solargenerator

PVs planen und bauen

Wechselrichter dimensionieren • Wirtschaftlichkeit

Blitzschutz • Solarzellen mit 50 Prozent Wirkungsgrad

PV-Speicher mit Netzstrom laden • Rechtsfalle PV-Vermietung

Clever heizen und kühlen

Wege zu einer sparsamen und umweltverträglichen Heizung

Cool: Grundlagen von Klimageräten • Portable Klimaanlage

Ihre persönliche Energiewende

Einspeisevergütung, Förderung, Ein- & Mehrfamilienhäuser

Was Smart-Meter leisten • Geld sparen mit dynamischen Stromtarifen

Warum teurer Winterstrom das neue Normal ist

€ 19,90

CH CHF 34,90

AT € 21,90

LUX € 22,80



3. Juli 2025

Photovoltaik für Einsteiger



Grundlagen verstehen

Angebote beurteilen

Selber bauen



Jetzt Ticket sichern:

webinare.heise.de/photovoltaik

Editorial

Liebe Leserin, lieber Leser,

Ihre ganz private Energiewende spart Energiekosten, schont die Umwelt, ist eine spannende Herausforderung und darf auch Spaß machen. Einiges, wie Photovoltaikanlagen oder Solarakkus, wird immer billiger, anderes bleibt teuer, und viele Zusammenhänge bleiben komplex. Das neue c't Sonderheft Photovoltaik schafft eine Übersicht und berücksichtigt auch neue Entwicklungen wie dynamische Stromtarife.

Wir haben für dieses c't-Sonderheft fast 30 Artikel, die in den vorigen Monaten im c't Magazin und auf heise+ erschienen sind, kuratiert und aktualisiert. Der erste Teil führt Sie durch die Entscheidung zwischen Balkonkraftwerk und PV-Anlage auf dem Dach, führt Förderprogramme auf, beschreibt Konzepte für Mehrfamilienhäuser und erklärt dynamische Stromtarife.

Der zweite Teil untersucht, wann sich Speicher für Balkonkraftwerke lohnen. Dafür haben wir zwölf dieser Solarspeicher ausführlich getestet, unter anderem daraufhin, wie gut sie gegen den Energiebedarf des Haushalts gehalten. Wenn es eine größere Dachanlage sein soll: Sie erfahren in Teil drei, wie Sie die Anlage planen, ihre Wirtschaftlichkeit abschätzen, den Wechselrichter und den Speicher dimensionieren und den Blitzschutz realisieren.

Der vierte Teil behandelt Wärmepumpen und Klimageräte: Welche Varianten und Förderungen gibt es? Wie spielen Wärmepumpe mit PV-Anlage und PV-Speicher zusammen? Und schließlich mit Blick auf den unabgewendeten Klimawandel: Was ist beim Festeinbau von Klimageräten zu beachten? Wie gut schlagen sich die portablen Klimaanlage, und kann nicht auch eine Wärmepumpe andersherum arbeiten und kühlen?

Viel Freude beim Lesen!



Jörg Wirtgen

Inhalt

PRIVATE ENERGIEWENDE

Wie soll Ihre persönliche Energiewende aussehen? Können Sie eine PV aufs Dach setzen oder müssen Sie das gar tun? Oder wird's ein Balkonkraftwerk? Komplizierter wird's bei Mehrfamilienhäusern. Als weiterer Baustein kommen dynamische Stromtarife infrage.

- 6 PV-Pflicht, Förderung, Einspeisevergütung
- 14 Photovoltaik auf Mehrfamilienhäusern
- 24 Wo die Energiewende vorankommt, wo nicht
- 34 Was Smart Meter leisten und kosten
- 42 Geld sparen mit dynamischen Tarifen
- 50 Zähler-Leseköpfe statt Smart Meter
- 56 Teurer Winterstrom wird das neue Normal

BALKONKRAFTWERKE MIT UND OHNE AKKU

Wir haben zwölf Balkonakkus getestet, teils zum Ergänzen bestehender Balkonkraftwerke, teils für neue. Wir erklären, wie die Steuerung funktioniert und wie präzise sie den gespeicherten Strom passend zu Ihrem Haushaltsverbrauch abgeben.

- 64 Smarter Wechselrichter SolarFlow von Zendure
- 66 Ankers Solarbank 3 Pro im Test
- 68 Speicher für Balkonkraftwerke
- 74 Sechs Solarspeicher im Test
- 88 Sechs weitere smarte Speicher im Test
- 102 Solargenerator Delta Pro 3 im Test

PHOTOVOLTAIK PLANEN UND BAUEN

Eine PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus benötigt mehr Planung: mit oder ohne Akku? Wie stark soll der Wechselrichter sein? Was ist mit Blitzschutz? Lohnt ein dynamischer Stromtarif? Warte ich auf die nächste Generation von Solarzellen?

- 106 Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen
- 120 Die ideale Größe des Wechselrichters
- 126 Blitzschutz für Ihre Photovoltaik-Anlage
- 132 PV-Heimspeicher mit Netzstrom laden
- 140 Solarzellen mit 50 Prozent Wirkungsgrad
- 148 Einfamilienhaus mit PV-Anlage vermieten

CLEVER HEIZEN UND KÜHLEN

Eine Wärmepumpe dürfte in vielen Fällen Ihre beste Heizoption sein. Weil die Sommer heißer werden, ist aber auch Kühlung immer interessanter. Wir beschreiben Klimageräte, testen die auch für Mietwohnungen interessanten mobilen Varianten und probieren das Kühlen per Wärmepumpe.

- 152 Umweltverträglich und sparsam heizen
- 160 So funktioniert eine Wärmepumpen-Heizung
- 168 Visualisierungen mit Modbus einrichten
- 176 Hydraulischer Abgleich spart Heizkosten
- 182 Wärmepumpe mit PV und Wärmespeicher
- 188 Ecoflows Klimagerät Wave 2 im Test
- 192 Klimageräte: Technik und Installation
- 198 Smarte Klimageräte fürs Homeoffice
- 206 Split-Klimaanlage Midea PortaSplit
- 210 Wärmepumpe und Fußbodenheizung

ZUM HEFT

- 3 Editorial
- 217 Impressum
- 218 Vorschau: c't Windows

c't PHOTOVOLTAIK
Solar planen, bauen und optimieren

Balkonkraftwerke & Akkus

- 68 Wann sich Speicher für Balkonkraftwerke lohnen
- 74, 64, 102 Tests: 12 Balkon-Akkus • Wechselrichter • Solargenerator

PVs planen und bauen

- 120, 106 Wechselrichter dimensionieren • Wirtschaftlichkeit
- 126, 140 Blitzschutz • Solarzellen mit 50 Prozent Wirkungsgrad
- 132, 148 PV-Speicher mit Netzstrom laden • Rechtsfalle PV-Vermietung

Clever heizen und kühlen

- 152 Wege zu einer sparsamen und umweltverträglichen Heizung
- 192, 198 Cool: Grundlagen von Klimageräten • Portable Klimaanlage

Ihre persönliche Energiewende

- 6, 14 Einspeisevergütung, Förderung, Ein- & Mehrfamilienhäuser
- 34, 43 Was Smart-Meter leisten • Geld sparen mit dynamischen Stromtarifen
- 56 Warum teurer Winterstrom das neue Normal ist

€ 19,90
01.09.2025
09:25:00
100 x 210 mm

4 048923 470022



Bild: alphaspinn.tuShutterstock.com

PV-Pflicht, Förderung, Einspeisevergütung

Bei der Auswahl einer passenden PV-Anlage steht die Frage an: Balkonkraftwerk, Dach-Anlage auf dem Eigenheim, gemeinschaftlich auf dem Mehrfamilienhaus – oder nichts davon? Auf der Suche nach Antworten dürfte zuerst zu klären sein, ob man eine PV-Anlage bauen muss und welche Förderungen und Einspeisevergütungen man bekommt.

Von **Sophia Zimmermann**

Die Hoffnung auf geringere Stromkosten, Umweltschutz, Spaß an der Technik, Pflichterfüllung: Die Motive, sich eine PV-Anlage anzuschaffen, sind breit gefächert. Zwar sind die Anlagenpreise in den vergangenen Jahren besonders auf

grund wesentlich günstigerer Solarpanels gesunken. Aber Schnäppchen sind PV-Anlagen nicht.

Im Mittel kann man davon ausgehen, dass man pro installierter Leistung in Kilowatt etwa 1450 bis 2000 Euro inklusive Montage und ohne Speicher

ausgeben muss – kleinere Anlagen liegen eher am oberen Ende, größere Anlagen am günstigeren. Die Gesamtkosten muss man dabei nicht unbedingt vollständig aus eigenen Mitteln stemmen.

Dieser Artikel zeigt verschiedene Wege auf, wie man die Investitionskosten in eine Anlage zumindest abmildern kann. Der Bund unterstützt künftige Anlagenbetreiber etwa mit einem KfW-Kredit, und sogar die Förderung über die Bafa ist unter gewissen Umständen möglich. Dazu findet man Förderprogramme bei den einzelnen Bundesländern, Kommunen und Regionen. Über einen längeren Zeitraum spült zudem die EEG-Förderung in Form der Einspeisevergütung ein paar Euros zurück in die Kasse. Für Neu-Anlagen verändert sich die mit dem Solarspitzenengesetz allerdings deutlich.

Wo und wann Solarpflichten für Wohngebäude gelten

Der Blick auf die Förderung von PV-Anlagen ist auch deshalb so interessant, weil mittlerweile in verschiedenen Bundesländern selbst für private Wohngebäude umfassende Solarpflichten greifen.

Bei Neubauten oder/und bei Dachsanierungen im Bestand gibt es Solarpflichten etwa in Baden-Württemberg, Berlin, Bremen, Hamburg, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Auch Schleswig-Holstein gehört nun in diesen Kreis, denn Ende Januar hat der Landtag die entsprechende Novelle des Energiewende- und Klimaschutzgesetzes beschlossen (siehe [ct.de/w859](https://www.ct.de/w859)). Teils gibt es Vorschriften darüber, wie viel der Dachfläche dann mit einer PV-Anlage ausgestattet werden muss. In Baden-Württemberg sind es beispielsweise 60 Prozent, in Niedersachsen 50 Prozent.

Was das konkret bedeutet, unterscheidet sich von Bundesland zu Bundesland. Manche Bauordnungen setzen hier die Bruttodachfläche als Maßstab an – sie meint die gesamte Dachfläche, die ein Gebäude überdeckt, einschließlich eines Dachüberstands ohne Dachrinne. Besteht die Dachfläche aus mehreren Teilen, ist die Bruttodachfläche die Gesamtfläche aller Teildachflächen. In anderen Bauordnungen ist die Nettodachfläche die Referenz – also die nutzbare Dachfläche abzüglich aller Störfächen wie Fenster. Manche Verordnungen bleiben allgemein und schreiben nur von der „geeigneten Dachfläche“.

Wollte man also das Dach seines Einfamilienhauses mit einer Gesamtfläche von circa 100 Quadratmetern komplett erneuern, müsste man in Nie-

dersachsen etwa 50 Quadratmeter davon mit Modulen bestücken. Geht man davon aus, dass die jeweils eine Leistung von 400 Watt haben, käme man bei einer Anlage mit einer installierten Leistung von etwa 10 Kilowatt raus. Geht man von einem Preis von 1500 Euro Kilowatt installierter Leistung aus, kämen zur reinen Dachsanierung also noch einmal etwa 15.000 Euro dazu – wobei man beim Anlagenbau die Kosten fürs Gerüst abziehen könnte, denn das steht für die Sanierung ohnehin. Alle Bauordnungen mit Solarpflichten sehen allerdings auch Ausnahmen vor, etwa wenn die Dachfläche zu klein, eine Anlage wirtschaftlich nicht zumutbar oder schlicht technisch nicht umsetzbar ist.

Andere Bundesländer sehen keine expliziten Pflichten für Wohngebäude vor, mahnen allerdings zur Vorbereitung. In Rheinland-Pfalz sollen neue Wohngebäude (oder Bestandsgebäude mit Dachsanierung) etwa immerhin nachweisen, dass sie „PV-ready“ sind – also eine Anlage tragen könnten.

In der bayerischen Bauordnung heißt es: „Eigentümer von Wohngebäuden, deren Antrag auf Baugenehmigung oder deren vollständige Bauvorlagen ab dem 1. Januar 2025 eingehen, sollen sicherstellen“, dass eine angemessen dimensionierte PV-Anlage installiert wird. Man soll, man muss nicht. In den restlichen Bundesländern besteht keine Pflicht für private Wohngebäude oder es gibt generell keine Solarpflichten.

EEG-Einspeisevergütung mit dem Solarspitzenengesetz

Die bekannteste Bundesförderung für PV-Anlagen ist wohl die Einspeisevergütung. Anlagenbetreiber erhalten über einen Zeitraum von 20 Jahren eine festgelegte Vergütung für den ins Netz eingespeisten Strom. Für Anlagen mit maximal 10 Kilowatt, die mit dem 1. Februar 2025 in Betrieb gegangen sind und Überschussstrom einspeisen, liegt der Satz aktuell bei 7,94 Cent pro Kilowattstunden. Halbjährlich sinkt die Einspeisevergütung um 1 Prozent, das nächste Mal also ab August 2025.

Die Bundesregierung hat noch in der vergangenen Legislaturperiode umfassende Änderungen am Erneuerbare-Energien-Gesetz beschlossen. Mitte Februar hat das sogenannte Solarspitzenengesetz den Bundesrat passiert. Das trifft künftige Anlagenbetreiber, denn mit der pauschalen Einspeisevergütung ist nun Schluss. Diese in der Wirtschaftlichkeitskalkulation einzubeziehen, wird damit schwieriger (siehe [ct.de/w859](https://www.ct.de/w859)).

Solarpflichten für private Wohngebäude

In den **grün** markierten Bundesländern bestehen Solarpflichten auch für Wohngebäude.

In den **orange** markierten Bundesländern gibt es keine direkte Pflichten, allerdings weitere Vorgaben.

In den **grauen** Bundesländern bestehen keine PV-Pflichten für Wohngebäude.



Bild: heise online/ssi

handelsstrompreisen von 0 Euro pro Megawattstunde und weniger. 2023 waren es noch 325 Stunden (siehe ct.de/w859). Was das konkret für den Geldbeutel bedeutet, ist natürlich sehr individuell. Typischerweise treten negative Strompreise zur Mittagszeit auf, wenn auch die PV-Anlagen den meisten Strom einspeisen. Sie können allerdings auch zu Zeiten eines Überangebots von Windkraft auftreten. Für einen groben Überschlag gehen wir davon aus, dass eine 10-kW-Anlage in dieser Zeit eine Nennleistung von durchschnittlich 50 Prozent erreicht. Das wären also 5 kW mal 520 Stunden ohne Einspeisevergütung, sprich nicht vergütete 2600 Kilowattstunden. Das entspricht einem Wert von etwa 210 Euro.

Das Solarspitzenengesetz enthält überdies eine neue Kompensationsregelung. Die Zeiten, in denen der Strompreis negativ ist und Anlagenbetreiber keine Einspeisevergütung bekommen, werden an die 20 Jahre angehängt, in denen man normalerweise die Einspeisevergütung erhalten würde. Dabei berücksichtigt das Gesetz, dass die Erzeugung von PV-Anlagen über das Jahr schwankt und verhindert, dass der Verlängerungszeitraum ausschließlich in den Winter fällt.

Künftig sollen die Zeiträume mit negativen Preisen mit einem Faktor multipliziert werden, der berücksichtigt, dass PV-Anlagen im Durchschnitt nur mit einem Teil ihrer installierten Leistung einspeisen. Dieser Faktor liegt erst einmal bei 0,5, kann aber durch die Bundesnetzagentur angepasst werden, heißt es im Gesetz. Die so ermittelten Stunden werden dann gewichtet auf die Monate des Jahres aufgeteilt, sodass man die Chance bekommt, auch die sonnenreichen Monate zum Nachholen zu nutzen. Wie sich das am Ende tatsächlich auswirkt, muss sich noch zeigen – ab 2045. Deutlich wird aber, dass es künftig aus rein wirtschaftlicher Perspektive besser ist, eine Anlage konkret auf den Eigenverbrauch abzustimmen oder Speicherlösungen zu nutzen.

Hinzu kommt mit dem neuen Solarspitzenengesetz außerdem die Pflicht zur Steuerung, wenn man mit voller Leistung einspeisen will. Neue PV-Anlagen müssen ab Inbetriebnahme in einem technischen Zustand sein, dass der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln kann, heißt es im Gesetz. Sprich, sie müssen mit Smart Meter und intelligenter Steuerungseinheit ausgestattet sein; für Anlagen ab 7 Kilowatt besteht ohnehin eine Smart-Meter-Pflicht.

Statt einer pauschalen Einspeisevergütung unabhängig von Marktpreisen, bekommen neue Anlagen für den eingespeisten Strom nun keinen Cent mehr, wenn der Strompreis negativ ist. Konkret heißt es: „Durch die Änderung des § 51 Absatz 1 EEG 2023 verringert sich die Förderung in jedem Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis negativ ist, auf null (...).“ Das gilt für alle neu errichteten Anlagen ab 2 Kilowatt installierter Leistung.

Die Zahl der Tage und Stunden mit negativen Strompreisen steigt seit Jahren. Laut Bundesnetzagentur gab es 2024 knapp 520 Stunden mit Groß-

Überschusseinspeisung: Feste Einspeisevergütung in Cent/kWh

Hinweis: Die Einspeisevergütung wird bei Anlagen größer 10 kW gemäß der verschiedenen Leistungsanteile gezahlt. Eine 15-kW-Anlage würde für die ersten 10 kW nach aktuellem Stand also 7,94 Cent/kWh bekommen, für die weiteren 5 kW die 6,88 Cent/kWh.

Zeitraum der Inbetriebnahme	bis 10 kW	10 bis 40 kW
01.08.2024 - 31.01.2025	8,03 Cent/kWh	6,95 Cent/kWh
01.02.2025 - 31.07.2025	7,94 Cent/kWh	6,88 Cent/kWh
01.08.2025 - 31.01.2026	7,86 Cent/kWh	6,81 Cent/kWh

Hat eine Anlage keine Steuerungseinheit, muss die Einspeiseleistung – nicht die Menge – auf 60 Prozent der installierten Leistung begrenzt werden. Und zwar so lange, bis die Anlage mit einem intelligenten Messsystem und einer Steuerungseinrichtung ausgestattet ist. In diesem Jahr dürfte das also einige neu installierte Anlagen treffen. Laut dem Bundesverband der Solarwirtschaft ist das Ziel, dass Ende 2026 etwa 90 Prozent der bis zum 30.09.2026 neu installierten PV-Anlagen mit einer Steuerung ausgestattet sind (siehe ct.de/w859).

Für Bestandsanlagen ändert sich erst einmal nichts, außer, dass auch sie perspektivisch mit einem intelligenten Messsystem samt Steuerungseinheit nachgerüstet werden müssen. Sie bekommen allerdings auch bei negativen Preisen weiterhin die volle Einspeisevergütung. Das Solarspitzenengesetz sieht vor, dass Besitzer solcher Anlagen freiwillig in die neue Regelung wechseln können. Und zwar dann, „wenn der Anlagenbetreiber in Textform gegenüber dem Netzbetreiber erklärt, dass diese anwendbar sein sollen. (...) Nach Wirksamwerden der Erklärung nach Satz 1 erhöht sich der anzulegende Wert für die Anlage um 0,6 Cent pro Kilowattstunde.“

Hinweis: Betreibern älterer Bestandsanlagen dürfte die Abregelung bekannt vorkommen. Die Verpflichtung, die Einspeiseleistung bei 70 Prozent zu drosseln, ist erst mit der Novelle des EEG 2023 weggefallen.

KfW-Kredit genau prüfen, Blick zur Bafa

Die Einspeisevergütung hilft Anlagenplanern nicht direkt bei den Investitionskosten. Die muss man

anders stemmen. Über die KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) – also die staatliche Förderbank Deutschlands – kann man zumindest einen zinsgünstigen Kredit erhalten.

Für die Förderung von PV-Anlagen hat die KfW das Programm 270 aufgelegt – „Erneuerbare Energien – Standard“. Es fördert grundsätzlich die „Errichtung, Erweiterung und den Erwerb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien einschließlich der zugehörigen Kosten für Planung, Projektierung und Installation“, heißt es bei der KfW. Neben PV-Anlagen fallen auch Windkraftanlagen oder Batteriespeicher in das Programm. Es richtet sich an Privatpersonen, aber auch an Unternehmen, Stiftungen oder kommunale Zweckverbände.

Derzeit gibt es den Kredit ab 3,76 Prozent effektivem Jahreszins (Stand 28.04.2025) – etwa bei ausgezeichneter Bonitätsprüfung für eine Laufzeit über 10 Jahre, zwei tilgungsfreie Anlaufjahre und eine Zinsbindung über ebenfalls 10 Jahre. Diese Konditionen orientieren sich am Kapitalmarkt und schwanken entsprechend. Allerdings kann man KfW-Kredite nicht ohne Weiteres sondertilgen. Das geht laut Merkblatt nur gegen „Zahlung einer Vorfälligkeitsentschädigung“. Nicht in Anspruch nehmen kann dieses Programm, wer etwa bereits begonnene Projekte nachfinanzieren will (siehe ct.de/w859).

Hier gilt es gut nachzurechnen, denn über Kreditvergleichsportale wie Verivox findet man zumindest ein paar wenige, ähnliche Angebote von namhaften Banken – die meisten Angebote starten allerdings mit teils deutlich höheren effektiven Jahreszinsen jenseits von 4 Prozent für Summen über 15.000 Euro und eine Laufzeit von 8 Jahren.

Die KfW arbeitet nicht direkt mit Endkunden zusammen, sondern vergibt ihre Kredite über Banken und Sparkassen. Und das kann ein Problem sein, weiß auch Energieberater Alexander Werner. Er ist spezialisiert auf die Beratung von PV-Anlagen und Mitglied im Bundesverband Gebäudeenergieberater Ingenieure Handwerker (GIH): „Es bleibt hier immer die Frage, wie gut man als Verbraucher überhaupt an die Kredite der KfW herankommt. Aus der Erfahrung her sind viele Banken eher unwillig und verkaufen lieber ihre eigenen Produkte.“

Förderung durch Bafa mit Haken

Zudem, ergänzt Werner, handelt es sich hier um einen reinen Förderkredit. Tilgungszuschüsse gibt es nicht. Als alternative Option bringt er die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) ins Spiel – in



Bild: rmpphoto/Shutterstock

Eine Förderung für Aufdach-Anlagen ist über die BEG nicht möglich. Übernehmen Bauteile, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, allerdings die Funktion der Gebäudehülle, sieht es anders aus.

Form von Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle. Zuständig ist das Bundesamt für Wirtschaft und Ausführungskontrolle (Bafa). Die Förderung richtet sich an Bestandsgebäude, deren Dach saniert wird. Allerdings hat die BEG-Förderung einen großen Haken, merkt Werner direkt an: Anders als den KfW-Kredit kann man sie nicht mit der EEG-Förderung kombinieren. Heißt: Man darf dann nicht mehr einspeisen und dafür eine Vergütung bekommen.

Tatsächlich sind laut Bafa-Merkblatt Anlagen, die ausschließlich der Stromerzeugung dienen, nicht förderfähig. Förderfähig sind dagegen Anlagen beziehungsweise Bauteile, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen und nicht durch das EEG gefördert werden, „sofern sie lediglich im Rahmen der Wiederherstellung der Funktionalität des Gebäudes eingebaut werden“. Das können dann laut Infoblatt Solardachziegel zur Wiederherstellung des Daches sein oder Indach-PV (siehe ct.de/w859). Zu den förderfähigen Kosten zählt die Bafa die Baukosten für das Außenbauteil, zudem können die notwendigen Komponenten des Stromverteilungssystems angerechnet werden. Was das konkret bedeutet, muss man sich individuell durchrechnen lassen.

Wichtig ist in diesem Fall, dass der Anlagenbetreiber den Verzicht auf EEG-Förderung nachweist. Das Infoblatt der Bafa nennt hier zwei Möglichkeiten: eine schriftliche Verzichtserklärung gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber oder den Nachweis über die technische Abriegelung des Überschussstroms am Wechselrichter.

Eine weitere Besonderheit gilt für Photovoltaisch-thermische Kollektoren (PVT). Sie sind auch dann förderfähig, wenn man die Einspeisevergütung in Anspruch nimmt. Förderfähig sind laut Bafa die auf der Rechnung ausgewiesenen Kosten für die PVT-Kollektoren, deren Montage sowie die Inbetriebnahme. Die installierte PV-Leistung muss in kWp auf der Rechnung ausgewiesen sein. Pro kWp wird ein pauschaler Betrag von 1500 Euro abgezogen. Laut Bafa umfasst dieser pauschale Betrag „alle für die Stromerzeugung notwendigen Komponenten der PV-Anlage (ohne Stromspeicher) und Einbauleistungen“, denn sie dürfen bei den förderfähigen Kosten nicht berücksichtigt werden.

Die Bafa nennt ein Beispiel: Kostet eine PVT-Anlage mit einer installierten Leistung von 10 Kilowatt (10 kWp) 23.000 Euro, dann liegt förderfähige Summe bei 8000 Euro (also 23.000 Euro abzüglich der 1.500 €/kWp mal 10 kWp).

Der Grundfördersatz für Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle beträgt 15 Prozent. Das wären für das Beispiel mit der 10-kWp-Anlage mit PVT-Modulen also etwa 1200 Euro, die man sich über die Bafa zurückholen könnte. „Hierfür müsste man die Anlage allerdings mit einem Energieberater und einem Gewerk zusammen planen“, erklärt Werner. Denn um die Förderung beantragen zu können, benötigt man eine TPB – eine technische Projektbeschreibung. Die Förderung beantragt man, bevor man mit der Maßnahme beginnt: „Man kann auf eigenes Risiko natürlich auch schon vorher anfangen“, so Werner.

Nach Abschluss der Maßnahme stellt der Energieberater dann einen TPN aus - den technischen Projektnachweis. Damit weist man bei der Bafa nach, dass man die beantragten Gelder wie geplant eingesetzt hat. Nach positiver Prüfung erstellt die Bafa einen Festsetzungsbescheid und zahlt den gewährten Zuschuss aus. Das bedeutet auch, dass man den gesamten Rechnungsbetrag also erst einmal selbst aufbringen muss. Es ist überdies auch möglich, dass der Fördersatz höher ausfällt, wenn ein sogenannter individueller Sanierungsfahrplan (iSFP) vorliegt. Hierbei handelt es sich um ein detailliertes Konzept zur schrittweisen energetischen Sanierung eines Gebäudes, erstellt durch einen zertifizierten Energieberater.

Regionale und lokale Zuschussprogramme

Abgesehen von der Bundesförderung gibt es weitere, regionale Programme, die beim Kauf und bei der Installation einer PV-Anlage unterstützen. Sie

reichen von zinsvergünstigten Förderdarlehen hin zu pauschalen Zuschüssen. In der Regel kommen sie ohne Energieberater aus und lassen sich mit der Einspeisevergütung sowie anderen Programmen kombinieren. Das Problem: Es gibt sie nicht überall. Es ist daher ratsam, sich bei den Behörden vor Ort zu informieren. Gute Ansprechpartner sind zudem die Fachbetriebe, die die Anlage installieren. Oftmals haben sie einen guten Überblick über lokale oder regionale Angebote. Gleiches gilt für Energieberater. Auch die Förderdatenbank des Bundeswirtschaftsministeriums kann helfen, zumindest landeseigene Förderprogramme zu finden (siehe ct.de/w859).

Dabei kann es für den Wohnort mehrere Varianten geben: landeseigene und regionale Förderungen. Ein Beispiel dafür ist Baden-Württemberg. Die Staatsbank Baden-Württemberg (L-Bank) gewährt etwa das zinsverbilligte Darlehen „Wohnen mit Zukunft: Photovoltaik“ (siehe ct.de/w859). Das kann bekommen, wer sein Wohnhaus in Baden-Württemberg mit einer PV-Anlage kleiner als 30 Kilowatt Spitzenleistung ausstatten möchte. Das Darlehen richtet sich an

ORDNUNG IM KOPF!

Wissensmanagement
leicht gemacht



**JETZT
CLEVERE TOOLS
KENNEN-
LERNEN!**

NEU im
heise shop!



 [shop.heise.de/
ct-besserwissen25](https://shop.heise.de/ct-besserwissen25)



Bild: heise online/ssi

Im Ländle ist man gut ausgestattet mit Förderprogrammen für PV-Anlagen, das ist längst nicht überall so.

Privatleute, die zum ersten Mal eine PV-Anlage anschaffen oder eine bestehende Anlage erweitern beziehungsweise modernisieren wollen.

„Außerdem wird auch der Einbau von Speichern für den mit der PV-Anlage erzeugten Strom gefördert“, so die L-Bank. Im günstigsten Fall bekommt man das Darlehen gerade für etwa 3 Prozent – über eine Laufzeit von 10 Jahren und eine Zinsbindung über 10 Jahre. (Stand 24.2.2025) Der minimale Darlehensbetrag liegt bei 5000 Euro. Wie im Fall der KfW geht die L-Bank nicht direkt ins Endkundengeschäft. Vielmehr muss man auch hier beispielsweise über seine Hausbank gehen.

Die Stadt Stuttgart beispielsweise betreibt das Förderprogramm „Solaroffensive“ (siehe ct.de/w859). Es bezuschusst begleitende Maßnahmen bei der Installation von PV-Anlagen auf oder an Gebäuden, dazu gehört etwa die Ertüchtigung der elektrischen Installation, die Einrichtung des Zählerplatzes, das Stellen eines Baugerüsts oder Statikarbeiten. Wie hoch der Fördersatz ausfällt, hängt von der Größe und von der Betriebsart der Anlage ab. Bei Eigenverbrauchsanlagen auf dem Dach liegt er bei 350 Euro pro Kilowattpeak. Für Fassadenanlagen oder Dachanlagen über Begrünung steigt er auf 450 Euro. Allerdings werden maximal 50 Prozent der förderfähigen Kosten bezuschusst. Übrigens: Über dieses Programm fördert die Stadt Stuttgart auch Balkonkraftwerke und Stromspeicher. Das Stuttgarter För-

derprogramm ist dabei kombinierbar mit der Landesförderung durch die L-Bank.

In anderen Bundesländern liegen landeseigene Förderungen derzeit auf Eis, dafür gibt es aber regionale Programme. Dafür ist Hessen ein Beispiel: Das Landes-eigene Programm in Form des PV-Anlagen-Darlehens der Wirtschafts- und Infrastrukturbank Hessen (WIBank) pausiert gerade. Es „wird aber voraussichtlich fortgeführt“, heißt es. Hessens größte Stadt Frankfurt am Main hat den „Klimabonus“ aufgelegt. Damit übernimmt die Stadt bei PV-Anlagen bis zu 20 Prozent der förderfähigen Kosten. Darunter fallen die Kosten für Planung, Projektierung und Umsetzung der Maßnahme, aber auch notwendige Ertüchtigungen von Leitungen sowie Zähler-schränken (siehe ct.de/w859).

Nicht förderfähig sind Umbauten an bestehenden Solaranlagen oder Arbeiten, um die Funktionstüchtigkeit des Daches herzustellen. Für PV-Anlagen auf Gründächern erhöht sich die Förderung auf 30 Prozent und bei Balkonkraftwerken sogar mit 50 Prozent der förderfähigen Kosten.

In anderen Bundesländern gibt es erst keine landeseigenen PV-Programme. Hier muss man sich ganz auf die Region verlassen. Beispiele dafür sind Bayern und Niedersachsen. Im südöstlichen Bundesland bezuschusst etwa Regensburg den Kauf und die Installation einer PV-Anlage mit bis zu 1500 Euro. München hat seine Förderung im Dezember 2024 ausgesetzt.

In Niedersachsen tut sich insbesondere die Region Hannover mit mehreren Programmen hervor. Über „DachVollToll“ gibt es pro Kilowatt installierter Leistung 100 Euro, maximal allerdings 1000 Euro. Ob man die Förderung bekommt, hängt allerdings von verschiedenen Faktoren ab. So gibt es eine erforderliche Mindestleistung, die von der PV-geeigneten Dachfläche abhängt. Diese ermittelt man mithilfe des Solarkatasters der Region. Ausgenommen von der Förderung sind Steckersolaranlagen oder Mini-PV-Anlagen mit weniger als 2 Kilowatt installierter Leistung. Über weitere Programme fördert die Stadt außerdem PV-Anlagen auf Gründächern mit maximal 6000 Euro und Fassaden-integrierte PV mit maximal 9000 Euro. In Niedersachsen gibt es zudem weitere Programme, etwa in Göttingen (Balkonkraftwerke) oder in Braunschweig (siehe ct.de/w859).

Manche Landstriche gehen dagegen ganz leer aus. In Thüringen und seinen Regionen sucht man etwa vergebens nach Förderung – eine Ausnahme ist immerhin die Stadt Jena mit dem Fokus auf Balkonkraftwerken.

Fazit

Grundsätzlich haben Verbraucherinnen und Verbraucher verschiedene Möglichkeiten, die Investitionskosten abzufedern. Der Bund stellt hier Mittel über

die KfW in Form eines zinsvergünstigten Kredits zur Verfügung. Ob man da allerdings drankommt, hängt vom Willen der Hausbank ab, denn die KfW arbeitet nicht mit Endkunden zusammen. Eine Möglichkeit ist auch die BEG-Förderung über die Bafa. Hierfür muss man allerdings strikte Vorgaben erfüllen. Photovoltaik ist hier nur förderfähig, wenn sie in die Gebäudehülle integriert ist und man mögliche Überschüsse nicht ins Netz einspeist. Ob ein Grundfördersatz von 15 Prozent den Mehraufwand und die Einschränkungen lohnt, die man dafür hat, darf man bezweifeln beziehungsweise muss man spitz durchrechnen.

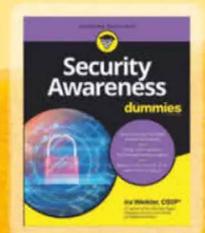
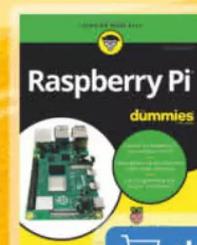
Unbedingt umschauen sollte man sich nach Förderungen des jeweiligen Bundeslandes und der eigenen Region beziehungsweise Kommune. Hier kann man durchaus signifikante Unterstützung für sein PV-Projekt bekommen – wenn man am richtigen Ort wohnt.

Die Förderung über das Erneuerbare-Energie-Gesetz in Form der Einspeisevergütung wird als langfristiger Faktor für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage eher unwichtiger. Mit dem neuen Solar-spitzen-gesetz fällt sie in Zeiten negativer Strompreise auf null. Wer den Anspruch hat, dass sich die Investitionskosten schnell amortisieren, sollte seine Anlage auf einen möglichst hohen Eigenverbrauch trimmen. Das ist im Prinzip auch das Ziel des Solar-spitzen-gesetzes, das temporäre Stromüberschüsse reduzieren will. (ssi) **ct**

Weitere Infos:

ct.de/w859

E-Books im heise Shop



 shop.heise.de/e-books



Bild: Laudoley, Betriebstechnik

Photovoltaik auf Mehrfamilienhäusern

Mit Balkonkraftwerken erzeugen auch Mieter ihren eigenen Sonnenstrom. Doch da geht noch mehr, wenn Vermieter neue Wege gehen und Netzbetreiber mitspielen: Mieterstromprojekte, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung oder „solidarische Balkonkraftwerke“ etwa.

Von **Sophia Zimmermann**

In der Debatte um Solarstrom stehen Eigenheimbesitzer im Fokus. Mit schicken Begriffen wie „Prosumer“ erklärt man sie zum essenziellen Rädchen für eine gelingende Energiewende. Mieter dürfen nur ein wenig mitspielen – etwa mit Balkonkraftwerken.

Das soll sich ändern. Längst gibt es zwar professionelle Betriebskonzepte für PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern, von denen auch Mieter profitieren könnten – etwa in Form reduzierter Stromkosten.

Doch so richtig kommen diese sogenannten Mieterstrom-Projekte nicht in die Gänge. Bürokratische Hürden, der schleppende Smart-Meter-Rollout sowie Installations- und Abrechnungsaufwände verbunden mit hohen Kosten schrecken viele Vermieter beziehungsweise Wohnungseigentümer ab.

Manche werden da kreativ, um einen Zwischenschritt zu finden – zwischen Balkonkraftwerk und überbordenden Abrechnungsmodellen. Andere setzen

auf neue Betriebskonzepte wie die **Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (GGV)**. In kleineren Mehrfamilienhäusern und für Eigentümergemeinschaften bietet sich zudem das **Einzählermodell** an. Simpel und ohne Kompromisse sind auch diese Betriebskonzepte nicht.

PV-Strom für Mieter, ein ungenutztes Potenzial

Das Institut der deutschen Wirtschaft Köln (IW) schätzt das Potenzial für die PV-Stromerzeugung (siehe ct.de/wjbf) auf Mehrfamilienhäusern auf 43 Terawattstunden (TWh). Diese Zahl ergibt sich aus der Möglichkeit, 934.000 Gebäude mit Photovoltaikanlagen auszustatten. Zum Vergleich: Im Jahr 2024 lag die gesamte PV-Stromerzeugung bei etwa 60 TWh (Fraunhofer ISE, 2024). Damit könnte PV-Strom für Mieter einen großen Beitrag für eine erfolgreiche Energiewende leisten. Noch tut es das nicht.

Mieterstrom ist ein Betriebskonzept, das es seit vielen Jahren gibt. Die Auflagen für die Projekte sind allerdings komplex. So wird der Anlagenbetreiber zum Stromlieferanten mit allen Pflichten eines Energieversorgers. In der Regel funktionieren solche Projekte wirtschaftlich nur, indem Vermieter ein großes Energieversorgungsunternehmen oder einen Dienstleister ins Boot holen. Diese übernehmen

nicht nur den kompletten Abrechnungsprozess, sondern auch die gesamte Infrastruktur samt Anlagenbau. Entsprechend sind sie dann auch Betreiber und Eigentümer der Anlage. Der Vermieter erhält eine Dachpacht, ansonsten ist er aus der Gleichung raus.

Für die Mieter heißt das: Wollen sie den PV-Strom vom Dach nutzen, müssen sie einen Vertrag mit dem beauftragten Unternehmen abschließen. Gezwungen sind sie dazu allerdings nicht. Aus Branchenkreisen heißt es, dass etliche der Projekte nur auf eine geringe Mitmachquote von unter als 20 Prozent kämen. Dabei steht und fällt damit deren Wirtschaftlichkeit. „Speziell bei Gebäuden mit wenigen Mietparteien gilt Mieterstrom als nicht wirtschaftlich (...)“, heißt es daher auch vom IW Köln. Laut der Studie zählte das Marktstammdatenregister im Mai 2024 nur etwa 9000 solcher Mieterstrom-Projekte.

Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung startet zaghaft

Hoffnung macht die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung, die seit Mai 2024 möglich ist. Sie entlässt den Vermieter beziehungsweise Anlagenbetreiber aus der Rolle des Vollversorgers und baut so bürokratische und regulatorische Hürden ab. Mieter können für den Reststrombezug einen Versorger frei wählen beziehungsweise ihren alten behalten. Das

Bild: FMN | Heimstätte



In dem Gebäudekomplex in der Woltorfer Straße in Peine hat die Peiner Heimstätte die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung umgesetzt.



Bild: Stadtwerke Iena / Scheiere Photos, Iena

Smart Meter sind eine Grundvoraussetzung für die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung.

PV-Strom-Angebot ihres Vermieters wählen sie optional obendrauf.

Erste Projekte werden oder wurden gerade umgesetzt – eines davon verantwortet die Peiner Heimstätte, die Wohnungsgesellschaft der Stadt Peine, und das Start-up Marcley. Es ging im Dezember 2024 in Betrieb. An dem Objekt in der Woltorfer Straße stand ohnehin eine Dachsanierung samt PV-Installation an. Die Peiner Heimstätte nutzt PV-Anlagen auf ihren Objekten bereits für die Allgemeinstromversorgung. Die Verantwortlichen suchten aber schon seit längerem nach Möglichkeiten, diesen Strom auch den Mietern zur Verfügung zu stellen. Das Mieterstrommodell kam nicht infrage: „Wir sind kein Stromanbieter, das ist nicht unser Kerngeschäft. Daher haben wir von vornherein gesagt, dass wir das nicht umsetzen wollen. Außerdem haben wir auch keinen Partner gefunden, mit dem das nach unseren Vorstellungen funktioniert hätte“, sagt Sven Gottschalk, Geschäftsführer der Peiner Heimstätten im Gespräch mit heise online.

Das änderte sich im Januar 2024. Da lernte Gottschalk die Verantwortlichen von Marcley auf der Jahresauftaktveranstaltung des Verbands der Wohnungswirtschaft Niedersachsen-Bremen e.V. kennen. „Das, was Marcley dort vorgestellt hat, fand ich so interessant, dass ich ziemlich schnell Kontakt aufgenommen habe, immerhin waren auch wir mit unserer Planung schon sehr weit“, so Gottschalk. Die PV-Anlagen für die Gebäudeteile waren bereits gekauft und für Gottschalk stand fest, dass man selbst Anlageneigentümer bleiben wollte – auch,

um in gewisser Hinsicht Herr des Verfahrens zu sein. Hierbei ging es außerdem um Risikominimierung bei der Zusammenarbeit mit einem Start-up. „Selbst, wenn Marcley vom Markt verschwinden sollte, ist es immer noch unsere Anlage und wir können uns einen anderen Betreiber dafür suchen“, so Gottschalk.

Günstiger eigener Strom

Marcley ist kein Start-up von der Uni, sondern aus der Branche. Gründer Florian Schipkoweit hat etwa 16 Jahre lang bei einem Energieversorger gearbeitet – auch in der Geschäftsleitung. Im Fall der Peiner Heimstätte ist Marcley Pächter der PV-Anlage und Betreiber, in anderen Fällen auch Anlagen-Eigentümer. Das Unternehmen kümmert sich um alle technischen und kaufmännischen Aspekte – von der Planung und Installation, über die messtechnische Umsetzung bis hin zur Abrechnung der Bewohnerinnen und Bewohner.

So bedingt die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung etwa zwangsläufig ein intelligentes Messsystem mit Smart Meter, denn die Stromerzeugung der PV-Anlage und der Stromverbrauch der Teilnehmer muss 15-Minuten-scharf erfasst werden, heißt es vom Bundeswirtschaftsministerium. Der PV-Strom verteilt sich nach einem vereinbarten Schlüssel fair auf die teilnehmenden Bewohner – hier gibt es verschiedene Varianten. Der Anlagenbetreiber (in diesem Fall Marcley) muss diesen Schlüssel an die für die Bilanzierung der Strommengen zuständige

Stelle übermitteln. Das sind die lokalen Verteilnetzbetreiber, die dies wiederum an die Messstellenbetreiber weitergeben (siehe ct.de/wjbf).

Auch hier hat Marcley die gesamte Kommunikation mit dem Netzbetreiber übernommen und die Kosten des Umbaus getragen. Wie man hier genau vorgehe, unterscheidet sich immer ein wenig von Netzgebiet zu Netzgebiet, so Schipkoweit: „Aber das ist Teil unseres Angebots. Die messtechnische Umsetzung erfordert viel Expertise in den energiewirtschaftlichen Prozessen. Deshalb nehmen wir dem Eigentümer alle Prozessschritte ab, kümmern uns um die Zähler sowie die Datenver- und -aufteilung dahinter und die komplette Kommunikation mit dem Netzbetreiber und den Energieversorgern.“ Die Kosten holt sich Marcley über den angebotenen Strom wieder herein. Im Fall der Peiner Heimstätte sei man bei einem Preis von 22,9 Cent pro Kilowattstunde. Diesen garantiert Marcley nach eigenen Angaben über einen Zeitraum von mindestens 10 Jahren.

Schaut man bei Vergleichsportalen Verivox nach, bekommt man in diesem Gebiet als Neukunde im günstigen Fall Strom für 27 Cent, eher aber für 30 bis 32 Cent pro Kilowattstunde (Stand 22.01.2025). Für ganz Deutschland lag der Strompreis für Neukunden im Januar 2025 laut Verivox durchschnittlich bei knapp 29 Cent. Bestandskunden zahlen eher 36 Cent. Aus Mietersicht klingt das Marcley-Angebot, das sie zusätzlich zu ihrem bestehenden Stromtarif abschließen können, also erst einmal nach einem guten Deal. Wie viele von ihnen aber tatsächlich mitmachen, konnten weder Sven Gottschalk noch Florian Schipkoweit genau sagen. Über die bisher umgesetzten Projekte kämen sie auf eine Beteiligung von 70 bis 80 Prozent.

Die Frage der Wirtschaftlichkeit stellt sich auf zwei Ebenen, seitens Vermieter und seitens Dienstleister. Arbeitet der Vermieter mit einem Dienstleister zusammen, lagert er das wirtschaftliche Risiko erst einmal an diesen aus. Je nach Präferenz übernimmt dieser ja etwa auch die komplette Anlagenfinanzierung. Unternehmen wie Marcley haben dagegen momentan einen durchaus hohen Initialaufwand etwa in Bezug auf Messtechnik und Abrechnungsprozesse. Für sie ist es wichtig, schnell möglichst viele Projekte umzusetzen: „Wir sind bereits mit den ersten vier Projekten live und wachsen stetig weiter: Monat für Monat kommen neue Projekte hinzu. Dieses Wachstum bildet die Grundlage dafür, unser Modell langfristig nachhaltig und wirtschaftlich tragfähig zu gestalten“, so Schipkoweit.

Dass ein einzelner Vermieter diesen Prozess meistern kann, ist fraglich. Und auch Gottschalk sagt klar: Ohne einen Dienstleister wie Marcley ist es für die Wohnungsgesellschaft schwer, so ein Projekt umzusetzen.

Smart Meter als Nadelöhr

Als Nadelöhr betrachten Experten allerdings den Smart-Meter-Rollout. Der im September 2024 veröffentlichte Digitalisierungsbericht der Bundesregierung bestätigt die Probleme und macht nicht gerade Hoffnung für 2025.

Netzbetreiber und Marktakteure müssten ihre Prozesse und IT-Systeme für ein flexibles und digitalisiertes Energiesystem teils grundlegend umstellen, heißt es in dem Bericht. Es fehle oftmals noch an praktischen Erfahrungen mit der Steuerungstechnik und an eingeschwungenen Abläufen. Seit 2025 haben Stromkunden ein Recht auf den Einbau eines intelligenten Messsystems binnen vier Monaten auf eigenen Wunsch, auch wenn ihr Anschluss nicht in den verpflichtenden Rollout fällt (siehe auch unsere Erfahrungen im Artikel „Was Smart Meter leisten und kosten“).

Die Gutachter sehen hier erhebliche Schwierigkeiten, auf die Messstellenbetreiber zukommen. Da die Kosten dafür die gesetzlichen Preisobergrenzen übersteigen, drohen Verluste. Zudem können kurzfristige Einzelbestellungen die Rollout-Planung und den Pflichteinbau verzögern. Damit könnten auch GGV-Projekte ins Stocken geraten.

„Solidarische Balkonkraftwerke“: Mieter werden Anlagenbetreiber

Doch was ist, wenn Vermieter sofort loslegen wollen – selbstbestimmt, ohne Dienstleister und ohne tief ins deutsche Energierecht abzusteigen? Christian Warsch, Doktor der Ingenieurwissenschaften, hat für sich und seine Mieter eine Möglichkeit gefunden. Er sagt: „Mein Kerngeschäft ist es, Wohnraum zu vermieten und zu bewirtschaften. Wenn ich Geld durch den Verkauf von Strom an meine Mieter verdienen wollte, dann wäre ich nicht mehr in meinem Kerngeschäft.“

Warschs Idee heißt „Solidarische Balkonkraftwerke“. Seine Mieter bekommen eine eigene kleine Mini-PV-Anlage vom Typ Balkonkraftwerk. Befestigt allerdings nicht am jeweiligen Balkon, sondern zentral aufgeständert auf dem Dach. Damit haben alle Anlagen dasselbe Ertragspotenzial, unabhängig von

den Gegebenheiten des jeweiligen Wohnungsbalkons. Die Investitionskosten trägt Warsch. Die Mieter zahlen lediglich eine Art Dach-Pacht und werden selbst zu Anlagenbetreibern.

Sie haben es damit in der Hand, wie sehr sich das Konzept für sie lohnt. Warsch war es wichtig, diese Eigenverantwortlichkeit zu fördern. Das Balkonkraftwerk ist sozusagen die Einstiegsdroge, seinen Verbrauch mit der Sonne abzustimmen. Je besser das gelingt, desto besser für den eigenen Geldbeutel – und für den Klimaschutz. „Wenn du willst, dass Menschen Solaranlagen bauen, dann sprich nicht über Wechselrichter, Solarmodule oder Vorschriften, wecke viel mehr ihre Sehnsucht nach der unerschöpflichen Kraft der Sonne, der Vision einer nachhaltigen Zukunft und der persönlichen Energie“, so Warsch in Anlehnung an ein Zitat von Antoine de Saint-Exupéry zum Schiffbau.

Umgesetzt hat er seine Idee im Laufe des vergangenen Jahres auf einer seiner Immobilien im Hamburger Norden mit 32 Wohnungen, die er alle selbst verwaltet. Das Gebäude besteht aus zwei Teilen und ist an die Fernwärmeversorgung der Stadt Hamburg angeschlossen. 2023 hat Warsch das Flachdach vollständig erneuern lassen.

Warsch hat einen guten Kontakt zu seinen Mietern und er konnte sich für die mietrechtliche Begleitung die Unterstützung des Mietervereins zu Hamburg sichern. Bei seinen Mieterversammlungen zu dem Projekt haben ihn zudem die Verbraucherzentralen von Hamburg und Kiel unterstützt. Tatsächlich konnte er alle Mietparteien überzeugen, mitzuziehen.

Ein Floh-Zirkus

Für die technische Umsetzung hat er sich außerdem Holger Laudeley ins Boot geholt – sozusagen den Erfinder des Begriffs „Balkonkraftwerk“. Ziel war es, ohne aufwendige Umbauten in Form intelligenter Unterzählungen und Änderungen an der Zählerhauptverteilung auszukommen. Laudeley schätzt, dass dies für solch ein Objekt um die 90.000 Euro zusätzlich gekostet hätte.

Die Eingriffe ins Gebäude waren also minimal. Der Netzbetreiber hat lediglich die Bezugsstromzähler der Wohnungen durch Zweirichtungszähler getauscht. Letztere erfassen sowohl den Strom, den die Anlagen ins Netz einspeisen, als auch den Reststrom, den die Wohnungen aus dem Netz entnehmen. So haben die Mieter obendrein die Chance, zumindest eine kleine Einspeisevergütung zu bekommen. Die Mini-PV-Anlagen sind immerhin nicht

nur im Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur gemeldet, sondern auch beim Netzbetreiber. Vorgesehen ist das für Balkonkraftwerke eigentlich nicht mehr. In diesem Fall greift der Begriff ohnehin zu kurz. Es handelt sich vielmehr um Mini-PV-Anlagen und wie solche sind sie auch gemeldet.

Dass Warsch aus der Stromrechnung weitestgehend raus ist, hat allerdings einen Preis. Als Pilotprojekt war die technische Umsetzung Neuland und der administrative Aufwand mit dem kooperationswilligen Netzbetreiber hoch, da dieser bisher keine 32 identischen Anlagen in einem Gebäude mit einem Eigentümer und 32 Betreibern kannte.

Warsch nennt den Aufbau im Gespräch mit heise online scherzhaft einen „Floh-Zirkus“. Jede Mini-Anlage besteht aus jeweils vier Solarmodulen mit einer Spitzenleistung von 440 Watt – pro Wohnung sind das also 1760 Watt Spitzenleistung. Jeweils zwei 800-Watt-Wechselrichter wandeln den Strom für das Haushaltsnetz um. Zu jeder Anlage gehört zudem ein Speicher mit einer Gesamtkapazität von etwa 4,3 Kilowattstunden. Er steht im Keller des Hauses. Dank der vorhandenen Notschächte im Gebäude konnten Dachanlagen und Speicher miteinander verkabelt werden – allerdings mit langen Kabelwe-



Bild: Laudeley Betriebstechnik

Vermieter Christian Warsch hat auf einem seiner Gebäude das Projekt „Solidarische Balkonkraftwerke“ realisiert - gemeinsam mit Holger Laudeley, quasi dem Schöpfer des Begriffs „Balkonkraftwerk“. Jeder Mieter in diesem Gebäude wird so zum Anlagenbetreiber.



Christian Warsch bezeichnet den technischen Aufbau seiner Anlagen scherzhaft als Floh-Zirkus.

gen. Insgesamt macht das 128 Solarmodule, 64 Wechselrichter und 32 Speicher.

Refinanzierung aus Dachpacht und Einspeisevergütung

Und dabei ist es nicht geblieben, denn zwei zusätzliche PV-Anlagen erweitern das System. Eine Allgemeinstromanlage mit 54 Solarmodulen und einer Spitzenleistung von knapp 24 Kilowatt liefert künftig Energie für die Beleuchtung oder die zentralen Waschmaschinen im Keller. Auf der Nebenkostenrechnung taucht der Allgemeinstrom jetzt nicht mehr auf. „Damit senke ich die Nebenkosten für die Mieter um etwa 50 Euro im Jahr“, so Warsch. Obendrein soll die Allgemeinstromanlage den Bedarf an Wärmestrom decken, etwa für die Umwälzpumpen der Fernwärmeübergabestation. Diesen Heizstrom schlägt Warsch mit 2,5 Prozent auf die Rechnung der Fernwärme auf.

Zum Konzept gehört obendrein ein Speicher mit einer Kapazität von 16 Kilowattstunden. Warsch ist Betreiber der Anlage und erhält für den ins Netz eingespeisten Überschussstrom eine Einspeisevergütung.

Die dritte Anlage umfasst ebenfalls 54 Module und ist als Volleinspeisungsanlage gemeldet. Die Einspeisevergütung ist dabei als Teil der Refinanzierung des Projekts gedacht. Bei knapp 24 Kilowatt Spitzenleistung dürfte die Einspeisevergütung bei etwa 11,5 Cent pro Kilowattstunde liegen – 12,73 Cent für die ersten 10 kW, 10,68 Cent für die übrigen.

Teil der Refinanzierung ist freilich die Dach-Pacht, die die Mieter an Warsch zahlen. Ihre Höhe hängt von den individuell erzielten Einsparungen beim Netzstrom im Vergleich zum Energieverbrauch vor der Installation ab – als Referenz nimmt Warsch den Durchschnittswert der Jahre 2021 bis 2023 an. Von den Einsparungen will Warsch 50 Prozent haben. Beim Strompreis kalkuliert er mit 35 Cent pro Kilowattstunde. Das heißt, je mehr die Mieter einsparen, desto mehr springt auch für ihn dabei raus.

Grob rechnet er damit, dass der Mieter pro Jahr etwa 4,11 Euro pro Quadratmeter Wohnfläche einsparen. Die Wohnfläche des gesamten Objekts liegt bei 2.354 Quadratmetern. Das wären pro Jahr also 9675 Euro jährlich eingesparte Kosten. Warschs Anteil daran läge dann bei 4837,50 Euro. Dazu will er die rechtlich zulässigen Abschreibungsmöglichkeiten für die Investition nutzen.

Unabhängig von der Entwicklung des Strompreises strebt Warsch die „schwarze Null“ nach etwa 13 bis 15 Jahren an. „Meinen Mietern ist bewusst, dass wir hier gegebenenfalls nachregeln müssen. Das ist mit ihnen abgesprochen“, so Warsch. Als mögliche Stellschrauben benennt er etwa die Aufteilung der Ersparnisse. Momentan liegt das Verhältnis wie beschrieben bei 50:50. Wenn nötig, könnte es zu seinen Gunsten kippen. Eine weitere Variante wäre es, den angesetzten Verrechnungspreis für den Strom von heute 35 Cent/kWh an die Entwicklungen anzupassen.

Ein Projekt zum Lernen

Sowohl Warsch als auch Laudeley ist bewusst, dass ihr Projekt nicht perfekt ist, sondern in mehrerer Hinsicht einen Kompromiss darstellt. Es war und ist ein großes Lehrstück für beide.

In sein Projekt hat Warsch deutlich mehr als 200.000 Euro investiert. Das Material hat daran einen Anteil von etwa 120.000 Euro. „Was die Sache hier teuer macht, und das ist ja letztlich auf alle Anlagen gemünzt, sind die Installations- und Montagekosten“, so Laudeley. Gerüste, Abgrenzungen, Kran – all das muss außerdem organisiert werden. Wo man sich verschätzt habe, sei der Installationsaufwand:



Bild: Laudeley Betriebstechnik

Zu jeder Mini-Solaranlage gehört überdies auch ein Speicher. Dank vorhandener Notschächte konnten Anlagen und Speicher miteinander verkabelt werden – zum Preis langer Kabelwege.

„Er war entsprechend höher, weil wir jede einzelne Anlage letztlich in den Keller führen mussten. Wir hatten einen sehr hohen Kabelaufwand und da sind uns die Stunden einfach weggelaufen.“ Natürlich führen lange Kabelwege auch zu höheren Systemverlusten.

Aus dem Projekt hat der Fachmann allerdings viel gelernt: „Wenn wir ein solches Projekt jetzt noch einmal umsetzen würden, wissen wir, worauf wir achten müssen, und könnten die Kosten auf jeden Fall unter 200.000 Euro drücken.“

Künftig würde er beispielsweise auch keine Anlage zur Volleinspeisung mehr planen. „Das wäre hier auch schon nicht passiert, aber hier hatten wir die Anträge bereits laufen“, so Laudeley. Künftig bliebe es ausschließlich bei einer Eigenverbrauchsanlage ohne Speicher, die würde man insbesondere dafür nutzen, um über Wallboxen das Laden von E-Autos zu ermöglichen. Das ist auch angesichts der weiter sinkenden Marktprämie sinnvoll. Obendrein steht die Einspeisevergütung derzeit in der Diskussion – das reicht hin zu Forderungen, sie komplett abzuschaffen.

Warsch und Laudeley haben hier Pionierarbeit geleistet und einen Prototyp geschaffen. Ein Großteil der deutschen Mietwohnungen befindet sich im Eigentum von Privatpersonen. Und hier gibt es ganz sicher den ein oder anderen Vermieter, der wie Warsch nach einer Lösung sucht, die ihn nicht zu tief ins Energiewirtschaftsrecht treibt oder zur Zusammenarbeit mit einem Dienstleister zwingt.

Warsch und Laudeley wollen ihre Erfahrungen gerne teilen, denn sie sind davon überzeugt, dass man so ein Konzept mit individuellen Anpassungen auch auf andere Mietshäuser übertragen kann.

„Einzählermodell“ als Alternative

Der Solarenergie-Förderverein Deutschland (SFV) ist seit 1986 aktiv, beteiligt sich an Gesetzgebungsverfahren, stellt Informationsmaterialien zur Verfügung und berät auch Betreiber von PV-Anlagen – ebenfalls zum Thema „PV-Anlagen auf Mietshäusern“. Neben dem Mieterstromkonzept, der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung oder der Allgemeinstromversorgung sieht er noch einen weiteren Weg, wie Vermieter und Mieter aktiv an der Energiewende teilhaben können: das sogenannte Einzählermodell, auch kollektive Selbstversorgung genannt (siehe ct.de/wjbf).

Es eignet sich laut dem Verein für kleine bis mittlere Mehrfamilienhäuser, insbesondere aber auch für Einliegerwohnungen. Herzstück ist die vereinfachte Abrechnung gegenüber dem Netzbetreiber, beschreibt der SFV das Betriebskonzept.

Bis auf den Zähler zum öffentlichen Netz werden hier alle weiteren Zähler im Haus zurückgebaut. Für den Netzbetreiber wird das Mehrfamilienhaus sozusagen zum Einfamilienhaus. Damit verringern sich die Mess- und Grundgebühren für die Hausgemeinschaft. Nötig kann allerdings eine sogenannte Wandlermessung sein. Pflicht ist sie bei PV-Anlagen ab

betterCode()



GenAI 2025

Die Konferenz zu KI-gestützter Softwareentwicklung

26. Juni 2025 • Online

Mehr als Boilerplate-Code mit Copilot

- Softwareentwicklung mit Copilot, ChatGPT und Co
- Was gibt es Neues bei KI-Coding-Tools?
- Software mit KI-Unterstützung testen
- Mit ChatGPT Dinosaurier besiegen – LLMs für die Analyse alter Systeme
- Stärken und Schwächen KI-unterstützter, sicherer Softwareentwicklung
- Rechtliche Aspekte KI-gestützter Softwareentwicklung

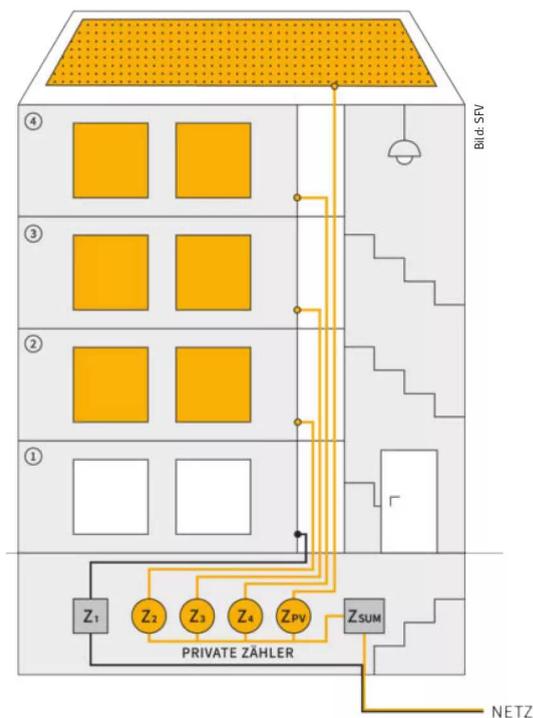


genai.bettercode.eu

Workshop zum praktischen Einsatz von KI-Tools am 30. Juni

Veranstalter





Das Einzählermodell eignet sich für kleinere bis mittlere Mehrfamilienhäuser. Für den Netzbetreiber sieht das Mehrfamilienhaus wie ein Einfamilienhaus aus. Für die interne Abrechnung können die Mietparteien eigene, private Unterzähler installieren.

einer Spitzenleistung von 30 Kilowatt. Mit einer Wandlermessung kann man hohe Ströme aus Solaranlagen sicher und genau messen. Installationskosten liegen grob bei etwa 3000 Euro. Den Reststrom bezieht die Hausgemeinschaft wie eine Wohnungsgemeinschaft von einem einzigen Energieversorger, auf den sich alle Parteien einigen konnten.

Damit das System funktioniert, müssen alle Beteiligten vertrauensvoll an einem Strang ziehen und sich transparent abstimmen. Das gilt auch für die Modalitäten zur Finanzierung sowie die Refinanzierung der Anlage. Nicht zuletzt müssen sich die Bewohner einig darüber sein, wie man mit unterschiedlich großen Stromverbräuchen umgeht. Für die interne Abrechnung empfehlen sich dann etwa private Unterzähler. Der SFV weist darauf hin: „Tatsächlich

ist bei einem Einzählermodell die Berechnung des individuellen Stromverbrauchs ein unregulierter Rechtsraum, in dem kreative Absprachen getroffen werden können.“

Schwierig kann es werden, wenn eine Partei aus dem Konzept ausschwenken will – immerhin darf man seinen Stromlieferanten frei wählen. Dann müsste man eventuell einen separaten Zähler nachrüsten. Auch potenzielle Mieter müsste man frühzeitig mit ins Boot holen.

„In der Praxis erweist es sich häufig als die effizienteste und attraktivste Betriebsart, besonders in Gebäuden mit einem engen persönlichen Zusammenhalt der Haushalte“, so Susanne Jung, Geschäftsführerin des Vereins.

Fazit – Viele Wege möglich

Was für die Energiewende im Allgemeinen gilt, gilt auch für PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern im Speziellen: Die eine perfekte Lösung gibt es nicht. Es ist vielmehr ein Zusammenspiel verschiedener Konzepte, das hier Erfolg versprechend ist. Immerhin sind die Gegebenheiten und Bedürfnisse vor Ort sehr individuell.

Das Ziel ist klar: Auf Mehrfamilienhäusern sollen mehr PV-Anlagen stehen und auch Mieter sollen stärker lokal produzierten Solarstrom nutzen können. Das Mieterstrommodell hat hier bislang keinen Durchbruch gebracht. Die regulatorischen und rechtlichen Hürden liegen zu hoch. Ohne gewerbliche Stromlieferanten, die obendrein die komplette Infrastruktur und die Abrechnung betreiben, ist praktisch nichts zu machen.

Die seit Mai 2024 mögliche Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung steht noch am Anfang. Die Hürden sind niedriger als beim klassischen Mieterstrommodell, denn immerhin ist der Anlagenbetreiber hier nicht mehr dazu verpflichtet, eine Stromvollversorgung zu gewährleisten. Die Mieter können theoretisch den Energieversorger für den Reststrom frei wählen. Allerdings müssten Vermieter auch hierfür ihren Kernbereich verlassen und sich mit intensiven Abrechnungsprozessen auseinandersetzen. Auch das scheint ohne einen Dienstleister eine Mammutaufgabe. Voraussetzung ist überdies ein Smart Meter. Sein Rollout kommt aber nur schleppend voran.

Angesichts der Komplexität und der bestehenden Unsicherheiten ist es kein Wunder, dass manche Vermieter wie Christian Warsch eigene Wege gehen. Wie praxistauglich die allerdings auch für andere Vermieter sein können, muss sich erst noch zeigen. (ssi) ct

Weitere Infos:

ct.de/wjbf



Gemeinsam

weiterkommen

Ihr Partner für professionelle IT-Weiterbildung

Die heise academy bietet praxisrelevante Weiterbildung, die Sie voranbringt. Lernen Sie von führenden Experten, erweitern Sie gezielt Ihre IT-Skills und wenden Sie Ihr Wissen direkt an. Bauen Sie heute das IT-Know-how auf, das morgen den Unterschied macht.

- Individuelle Lösungen für Einzelpersonen und Teams & Organisationen
- Flexibles Lernen mit On-Demand-Kursen und Live-Events
- Aktuelle IT-Themen in bewährter heise-Qualität
- Direkter Austausch mit erfahrenen IT-Experten

> Jetzt IT-Wissen vertiefen unter [heise-academy.de](https://www.heise-academy.de)



Wo die Energiewende vorankommt, wo nicht

Wenn die Energie hauptsächlich von Sonne und Wind kommt, muss sich das Energiesystem verändern. Wo wir hier stehen, erklärt der Energieökonom Wolf-Peter Schill.

Von **Sophia Zimmermann**

Bis 2045 will Deutschland klimaneutral sein. Helfen soll dabei insbesondere Strom aus erneuerbaren Energien; er soll die Kraft von Kohle, Gas & Co. in allen Bereichen des Energiesystems ersetzen. Wo etwa heute noch die Flammen in den Gasheizungen flackern, sollen bald Wärmepumpen leise brummen. Wo heute noch die Diesel rattern, sollen künftig E-Motoren schnurren. Und während heute noch zentrale Kraftwerke beständig Strom produzieren, sollen künftig viele eher witterungsabhängige Wind- und PV-Anlagen liefern. Die Energiewende ist komplex und vielschichtig. Sie bringt technologische und gesellschaftliche Veränderungen mit sich.

Was das bedeutet, zeigt Wolf-Peter Schill im Interview auf. Er leitet den Forschungsbereich „Transformation der Energiewirtschaft“ am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) in Berlin und arbeitet an verschiedenen Forschungsprojekten zur Energiewende. Zudem ist er Co-Host des Podcasts *fossilfrei* ([ct.de/w87k](https://www.ct.de/w87k)).

Mit c't spricht er darüber, wo Deutschland beim Ausbau der erneuerbaren Energien steht, welche Bereiche besonders herausfordernd sind und welche Speicherstrategien künftig nötig sein werden, damit Sonne, Wind & Co. unseren Energiehunger beständig decken können. Außerdem sagt er, ob Atomkraft oder Kernfusion eine realistische Alternative dazu sein könnten. Das Interview fand Ende 2024 statt.

c't: Herr Schill, welche Note würden Sie als Energieökonom dem Jahr 2024 aus Sicht der Energiewende geben?

Wolf-Peter Schill: Insgesamt würde ich dem Jahr vielleicht eine 2 bis 3 geben. Wobei ich differenzieren

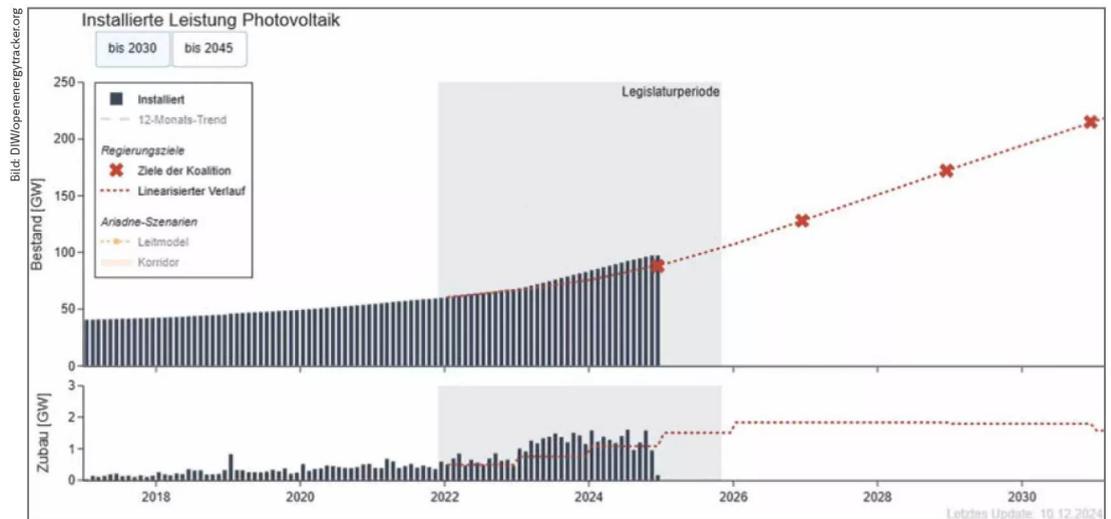
würde: Beim Ausbau der erneuerbaren Energien würde ich eine 2 geben. Blickt man auf Sektorkopplungstechnologien und Energieeffizienz, ist es eher eine 3.

c't: Woran liegt es, dass wir bei den Erneuerbaren so gut vorankommen?

Wolf-Peter Schill: Grundsätzlich gibt es, seitdem wir die Ampel-Regierung haben – oder muss man sagen, hatten – neue Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und insbesondere für die Windkraft und die Photovoltaik. Und die sind eben sehr viel höher als alles, was wir vorher hatten. Diese Ziele sind auch nicht nur in irgendwelchen Dokumenten festgehalten, sondern stehen im Erneuerbare-Energien-Gesetz ([ct.de/w87k](https://www.ct.de/w87k)). Das Ambitionsniveau, das wir jetzt haben, ist sehr gut. Die Ausbaupfade passen zu einer Welt, in der wir wirklich ambitionierten Klimaschutz betreiben. Das muss man erst einmal würdigen.

Und jetzt muss man die Windkraft und die Photovoltaik differenziert anschauen. Bei der Photovoltaik läuft es im Moment sehr gut. Hier liegen wir sogar über dem Zielpfad. Das liegt daran, dass der Eigenverbrauch von Photovoltaik-Strom in den letzten beiden Jahren eben sehr viel attraktiver geworden ist. Einerseits durch die stark gestiegenen Strompreise und andererseits durch die sehr stark gesunkenen Preise für PV-Module und für kleine Batteriespeicher. Bei der Windkraft liegen wir im Moment deutlich hinter dem Zielpfad. Das liegt auch daran, dass die Planung, die Genehmigung und die Entwicklung von Windkraftprojekten deutlich länger dauern als eine Legislaturperiode.

Beim Ausbau der Photovoltaik kommt Deutschland momentan sehr gut voran und liegt derzeit sogar leicht über Plan, um das Ausbauziel für 2030 zu erreichen.



c't: Wenn Sie sagen, dass der Ausbau von Photovoltaik auch deshalb so gut vorankommt, weil Eigenverbrauch und Investitionskosten so attraktiv sind. Inwiefern sind hier tatsächlich die Bürger ein Faktor?

Wolf-Peter Schill: Das Wachstum bei der Photovoltaik wird vor allem getrieben durch die relativ kleinen Aufdachanlagen. Das sind zwar nicht nur Eigenheime von Bürgerinnen und Bürgern, sondern auch gewerbliche Anlagen. Ein ganz wesentlicher Treiber des Wachstums sind aber tatsächlich sehr viele Eigenheimbesitzer:innen, die ihre Dächer mit Photovoltaik vollmachen, um von den Eigenverbrauchs-vorteilen zu profitieren.

c't: Photovoltaik boomt also nach wie vor, da scheint es paradox, dass es der Branche in Deutschland so schlecht geht. Warum profitiert sie nicht?

Wolf-Peter Schill: Da muss man ganz klar differenzieren: Die PV-Produktion, also die Zell- und Modulherstellung, ist in Europa praktisch tot – insbesondere die Zellproduktion. Aber auch Modulhersteller gibt es nur noch wenige, weil in China die Produktion so enorm hochgefahren wurde. Was die wenigsten für möglich gehalten hätten, ist, dass wir trotz des wirklich extremen globalen Wachstums des PV-Zubaus immer noch Überkapazitäten haben. Die Produktionskapazität für PV-Zellen und -Module wächst immer noch stärker als der tatsächliche

Zubau. Und in einem solchen Umfeld sind die Preise eben extrem schnell gesunken. Da ist eine europäische Produktion aktuell unwirtschaftlich – zumindest unter den gegebenen Rahmenbedingungen. Dafür profitiert die Installateur-Branche massiv von dem absoluten Rekordniveau beim Zubau.

c't: Ganz provokativ gefragt: Dann ist das vielleicht ja gar nicht so schlimm, um die heimische Produktion?

Wolf-Peter Schill: Das ist ein ganz interessanter Aspekt, den wir ehrlich gesagt nicht nur bei der PV-Technologie sehen, sondern eigentlich bei mehreren Energiewende-Technologien. Es ist ein zweischneidiges Schwert: Wir profitieren im Moment sehr stark davon, dass die Anlagenpreise so stark gesunken sind. Das macht die Energiewende günstig und bringt uns dazu, schnell die Erneuerbaren auszubauen und zu nutzen. Gleichzeitig sind wir damit mittel- oder auch langfristig stark abhängig von den Importen, insbesondere aus China. Daraus ergibt sich ein interessantes Spannungsfeld: Wollen wir jetzt die Energiewende billig machen oder möchten wir die weitere Energiewende absichern und die eigene technologische Kompetenz behalten? Das ist eine schwierige industriepolitische Gemengelage. Da muss man sich ehrlich machen: Wenn man europäische Produktionskapazitäten nennenswert vorhalten will, dann kostet das was. Dann wird die Energiewende nicht so billig, wie wenn wir all diese

Schlüsseltechnologien im großen Stil importieren – zumindest kurzfristig.

c't: Wenn Sie dem Ausbau der erneuerbaren Energien grundsätzlich eine gute Prognose ausstellen: Für wie realistisch halten Sie es, dass wir das Zwischenziel für 2030 erreichen? Dann sollen Sonne, Wind & Co. immerhin 80 Prozent unseres Bruttostromverbrauchs decken.

Wolf-Peter Schill: Ich halte das Ziel grundsätzlich für realistisch. Das wird sich im Grunde fast automatisch ergeben, wenn wir an den Ausbaupfaden für erneuerbare Energien festhalten und sie so realisieren, wie sie im Moment im Erneuerbare-Energien-Gesetz stehen. Da gibt es zwei Unbekannte: Es kann natürlich sein, dass wir in den kommenden Jahren – je nachdem, was für eine Bundesregierung wir bekommen – die Energiewende wieder abbremsen und der Ausbau der Erneuerbaren stagniert.

Unsicher ist auch der künftige Stromverbrauch. Momentan sieht es eher danach aus, dass der Verbrauch weniger stark wächst, als wir bisher dachten. Das liegt daran, dass die sogenannte Sektorenkopplung langsamer vorankommt – also etwa die Nutzung von erneuerbarem Strom im Wärmebereich

mithilfe von Wärmepumpen. Da sind wir aus Klimasicht leider viel langsamer unterwegs, als es eigentlich nötig wäre. Das gilt auch für die Elektromobilität. Wir sehen, dass das Wachstum der Pkw-Flotte mit Elektromotor sehr viel langsamer vorangeht, als es eigentlich sein sollte.

Problembereich Wärmesektor

c't: Wärme gehört also zu den großen Problemfeldern bei der Energiewende?

Wolf-Peter Schill: Momentan ist das so. Aktuell werden immer noch deutlich mehr Gas- und Ölheizungen zugebaut als Wärmepumpen. Heizungen sind langlebig. Hier stehen wir vor einem Lock-in-Effekt. Kaum jemand wird nach zehn Jahren eine funktionierende Heizung wieder ausbauen wollen. Dabei passen fossile Heizungen nicht zum festgelegten Klimaneutralitätspfad. Auf die Nutzer:innen werden wahrscheinlich sehr, sehr hohe Kosten zukommen, wenn die CO-Preise steigen.

c't: Die Hersteller der Branche behaupten ja, man könne noch guten Gewissens eine Gas-Heizung einbauen. Immerhin seien die bereits zu einem ge-

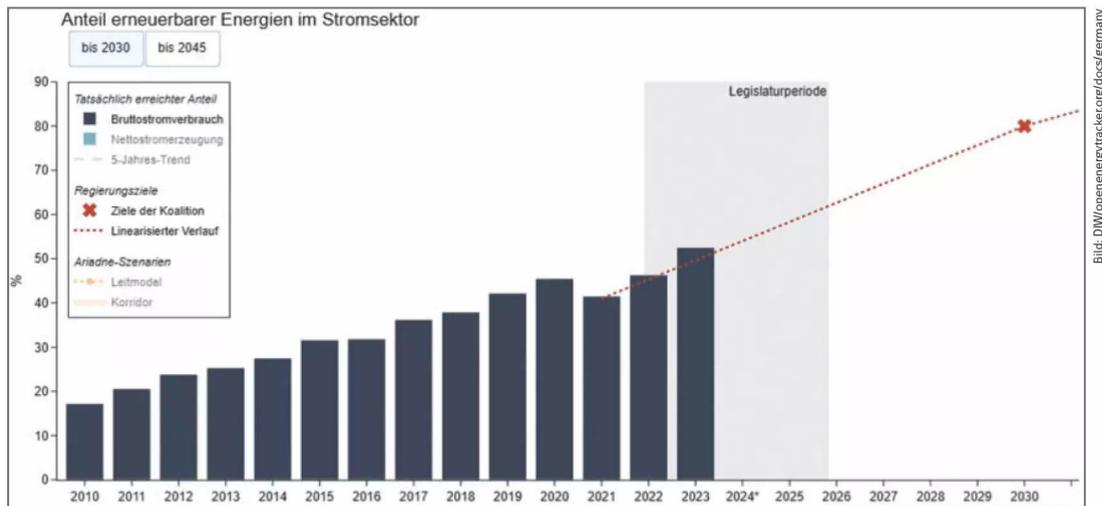
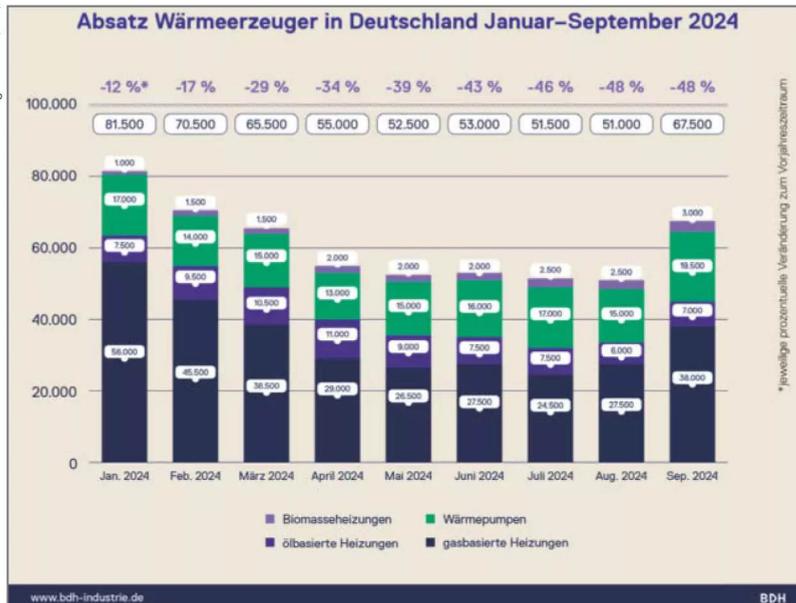


Bild: DIW/energytrack.org/docx/germany

Erneuerbarer Strom soll 2030 mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs decken. Das scheint aus heutiger Perspektive ein realistisch gestecktes Ziel zu sein, wenn es so weitergeht wie bisher. Allerdings gibt es Unsicherheiten, wie den Kurs der künftigen Regierung und die tatsächliche Entwicklung des Stromverbrauchs.



Noch immer werden etwa doppelt so viele gasbasierte Heizsysteme verkauft wie Wärmepumpen (Hinweis: Nicht enthalten sind hier Luft-Luft-Wärmepumpen). Dabei können Gasheizungen auch aufgrund steigender CO₂-Preise und hoher Infrastrukturkosten für Verbraucher zum Kostenrisiko werden.

wissen Anteil fit für Wasserstoff. Im nächsten Jahr sollen Geräte auf den Markt kommen, die zu 100 Prozent mit Wasserstoff arbeiten. Dann wäre man theoretisch aus dem Schneider, oder?

Wolf-Peter Schill: Also, das Heizen mit Wasserstoff ist einfach überhaupt keine gute Idee. Wenn die Hersteller ihre Erdgasheizung als Wasserstoff-ready deklarieren, ist das aus meiner Sicht ein Versuch, eine alte Technologie länger zu verkaufen.

c't: Industrievertreter sehen das anders: Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches ist überzeugt, dass man Millionen Haushalte und Unternehmen über den Gasanschluss künftig zu 100 Prozent mit klimaneutralem Wasserstoff versorgen könne.

Wolf-Peter Schill: In der Tat soll ein Kernnetz für den großräumigen Wasserstofftransport geschaffen werden. Das ist aus meiner Sicht auch eine gute Idee. Tatsächlich ist das eine Erfolgsgeschichte der letzten

Jahre, dass man so schnell eine wegweisende Entscheidung zugunsten einer sehr wichtigen Zukunftsinfrastruktur geschaffen hat. Man darf das aber nicht verwechseln mit einem Verteilnetz für Erdgas, wie wir es heute haben. Da gibt es im Moment im Grunde keine realistischen Pläne, dass man tatsächlich Erdgasverteilnetze auf Wasserstoff umstellt. Das ist ziemlich widersinnig und wird am Ende auch allein deswegen nicht funktionieren, weil wir nicht so viel so günstigen Wasserstoff haben, dass wir ihn einfach verheizen können. Aber man braucht in einem Energiesystem, das hauptsächlich auf Erneuerbaren basiert, die Möglichkeit, Wasserstoff – insbesondere grünen Wasserstoff – räumlich zu verschieben. Etwa von Import- oder Erzeugungspunkten wie Elektrolyseure hin zu potenziellen Abnehmern. Große Wasserstoffbedarfe und vermutlich auch die Zahlungsbereitschaft gibt es insbesondere in der Industrie. Raumwärme würde dagegen prohibitiv teuer, wenn man dafür etwas so Wertvolles wie Wasserstoff verheizt, den man ja mit großem Energieaufwand erzeugt.

c't: Dabei würde auch das Gebäudeenergiegesetz dies aufgrund seiner Technologieoffenheit durchaus erlauben.

Wolf-Peter Schill: Ja. Also es wäre theoretisch auch nach 2028 möglich, wenn auch die kleineren Kommunen ihre kommunale Wärmeplanung abgeschlossen haben. Dann herrscht zumindest eine gewisse Planungssicherheit, ob man einen Fernwärmenetzanschluss bekommt oder einen Wasserstoff-Netzanschluss. Dann wäre es möglich, in den Kommunen, in denen in Aussicht steht, dass man Wasserstoff geliefert bekommt, dass man dann auch weiterhin solche Geräte einbaut, die eben Wasserstoff verheizen können. Vielleicht gibt es einzelne Kommunen, die irgendwie so günstig an einem potenziellen, sehr großen Erzeuger oder Nachfrager von Wasserstoff liegen, dass da vielleicht irgendwelche Restmengen lokal übrig sind. Das mag ich nicht ausschließen, aber für die große Breite der Kommunen in Deutschland ist Wasserstoff zum Heizen einfach überhaupt gar keine plausible Option.

Und insofern: So gut man das finden mag, dass die kommunale Wärmeplanung nun verzahnt ist mit dem Gebäudeenergiegesetz, so sehr finde ich es eigentlich doch bedauerlich, dass man dadurch jetzt einfach noch mehr Zeit verliert. Wenn wir die Heizungsabsatzzahlen sehen, müssen wir feststellen, es werden einfach noch viel zu viele Erdgas-

Heizen mit Wasserstoff und die Zukunft des Gasnetzes

Erdgas ist einer der wichtigsten Energieträger fürs Heizen. Es deckt etwa die Hälfte des Wärmebedarfs aller deutschen Wohnungen ab. Verteilt wird es über ein üppiges Netz bestehend aus Fernleitungs- und Verteilnetz. Letzteres bringt das Erdgas zu den Haushalten, es umfasst ca. 600.000 Kilometer.

Doch was passiert mit dem Netz, wenn es immer weniger Bürger gibt, die daran partizipieren, weil sie etwa auf Wärmepumpen oder gemäß kommunaler Wärmeplanung auf Fernwärme umstellen? Aktuell würde das bedeuten, dass sich die Kosten für die Infrastruktur in Form von Netzentgelten auf immer weniger Kunden verteilen. Die Folge sind hohe Netzentgelte.

Eine Analyse des Vergleichsportals Verivox, die der Funke-Mediengruppe vorliegt, kommt zu dem Ergebnis, dass sich die Gasnetzgebühren ab 2025 um durchschnittlich 25 Prozent erhöhen könnten. Die Bundesnetzagentur erklärt das

auch mit der gesunkenen Nachfrage nach Gas: „In einigen Regionen sind signifikantere Mengenrückgänge zu verzeichnen, die zu Entgeltsteigerungen führen“, sagte ein BNetzA-Sprecher gegenüber den Funke-Medien. Die Hoffnung, dass bald Wasserstoff durch das Erdgasnetz strömt, ist ebenso unrealistisch. Ein kleiner Teil des Gasnetzes wird möglicherweise in einem Wasserstoffnetz aufgehen. Ob dieses aber künftig einzelne Haushalte dezentral mit dem Energieträger versorgt, ist ungewiss.

Viele Studien und Experten kommen zu dem Ergebnis, dass das individuelle Heizen mit Wasserstoff wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Relevanter wird es für industrielle Anwendungen. Aus heutiger Sicht sind zudem noch viele Fragen in Bezug auf künftige Verfügbarkeit und Kosten offen. Mehr zu dem Thema finden Sie im Artikel: „Das deutsche Gasnetz: Was daraus werden soll und was Verbraucher wissen müssen“ (siehe [ct.de/w87k](https://www.ct.de/w87k)).

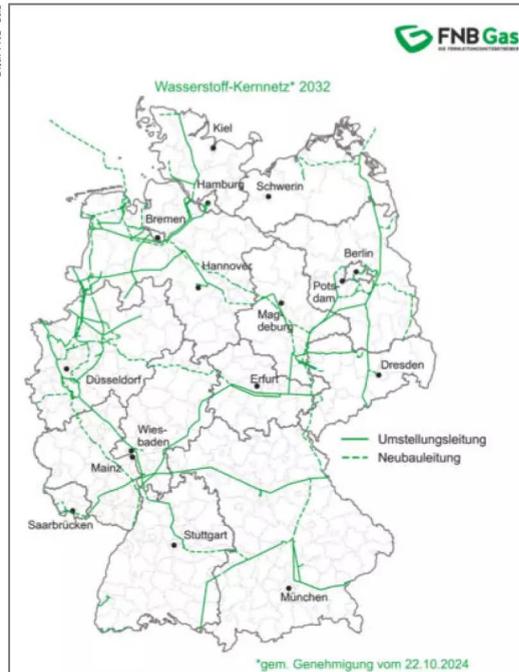
Heizungen eingebaut, die den einzelnen Haushalten und auch dem Gesamtsystem nachher schaden und später hohe Kosten verursachen werden.

c't: Apropos Fernwärme: Für viele wird diese ja an die Stelle von Gas treten. Es gibt bereits Städte, die ihre Wärmeplanung vorgelegt haben. Fernwärme wird heute auch zum Großteil aus fossilen Quellen gespeist. Was tritt künftig an diese Stelle?

Wolf-Peter Schill: Also vielleicht eine Vorbemerkung: Fernwärme ist natürlich nicht für alle in Deutschland relevant, aber eben überall dort, wo ich eine gewisse Dichte habe. Also vor allem in urbanen Räumen. Im ländlichen Raum ginge das grundsätzlich auch, wie etwa Dänemark zeigt. In Deutschland ist es aus meiner Sicht aber wenig plausibel. Da wird die dezentrale Raumwärmeversorgung über Wärmepumpen viel einfacher zu realisieren sein als im urbanen Raum. Gerade in größeren Städten ist die Fernwärme aber deswegen sehr interessant, weil man durch die Umstellung auf erneuerbare Energien auf einen Schlag so viele Verbraucher dekarbonisiert. Künftig wird die Fernwärme aus einem großen Mix

von verschiedenen Wärmequellen gespeist. Etwa mithilfe von Großwärmepumpen. Je nachdem, wie man vor Ort bohren kann, können große Erdwärmepumpen sehr interessant sein.

Viele verschiedene Studien haben auch gezeigt, wie man alle möglichen Arten von Abwärme abgreifen und mithilfe von Wärmepumpen noch einmal auf das Temperaturniveau heben kann, das man für so eine Fernwärmeversorgung braucht. Dazu gehören kommunale Abwässer, Industrieabwärme, Rechenzentren und so weiter. In manchen Szenarien kommt auch ein wenig Solarthermie dazu, die man in Verbindung mit langfristigen saisonalen Wärmespeichern in den Winter retten kann. Denkbar ist es auch, dass man die Abwärme der wasserstoffbasierten Stromerzeugung nutzt. Das zieht aber schwierige Fragen nach sich: Die wasserstoffbasierte Stromerzeugung braucht man eben zur Überbrückung von Phasen, in denen wir sehr wenig erneuerbare Energien haben – teilweise auch Dunkelflauten genannt. Dann kommt es sehr darauf an, wo dieses Kraftwerk steht, das den Strom erzeugt und wo man die Abwärme dann sozusagen einsammeln kann. Ob diese Kraftwerke tatsächlich in



Im Oktober 2024 hat die Bundesnetzagentur den Bau eines deutschlandweiten Wasserstoff-Kernnetzes genehmigt. Seine Gesamtlänge beträgt gut 9000 Kilometer. Zum überwiegenden Teil (etwa 60 Prozent) soll es nach Angaben der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) auf umgestellten Erdgasleitungen basieren. Die Investitionskosten belaufen sich demnach auf etwa 19 Milliarden Euro. 2032 soll es in dieser Form fertig sein.

den Städten stehen werden oder irgendwo anders, wo zum Beispiel ein großer Wasserstoffspeicher ist, ist noch unklar.

Energiespeicher gewinnen an Bedeutung

c't: Energiespeicher gewinnen in einem System – das massiv von erneuerbaren Energien abhängt – enorme Bedeutung. Wo stehen wir hier aus Ihrer Sicht?

Wolf-Peter Schill: Speicher sind wichtig. Aber auch hier muss man differenzieren, denn es gibt ganz

verschiedene Typen von Speichern und ganz verschiedene Notwendigkeiten zur Speicherung. Das spielt sich auf sehr unterschiedlichen Zeitskalen ab: Wir brauchen Kurzfristspeicher, mit denen wir ganz kurzfristige Ungleichgewichte von geplanter Erzeugung und geplanter Nachfrage ausgleichen. Zunehmend werden wir auch Speicher benötigen, die den sogenannten Tagesausgleich realisieren. Das ist insbesondere in einem System mit sehr viel Photovoltaik entscheidend, in das wir ja gerade hineinlaufen. Wir müssen es schaffen, den PV-Berg aus den Mittagsstunden über den gesamten Tag auch auf die Randstunden zu verteilen. Dann gibt es noch längere Zeiträume, die man mit Langfristspeichern überbrücken muss – etwa, wenn eine mehrwöchige Dunkelflaute herrscht. Das müssen aber nicht alles Stromspeicher sein. Das könnten in der Industrie zum Beispiel auch Wärmespeicher sein.

c't: Welche Speicher sind aus Ihrer Sicht gut für kurze Zeiträume, welche besser für lange Zeiträume geeignet?

Wolf-Peter Schill: Für den Tagesausgleich der relativ kurzfristigen PV-Spitzenenerzeugung in den Mittagsstunden und die bei uns typischerweise abends auftretende Spitzenlast eignen sich Batteriespeicher viel besser als etwa Wasserstoffspeicher. Bei ihnen ist zwar die Energiespeicherkapazität in Megawattstunden etwas teurer, aber dafür ist die Leistung in Megawatt billiger. Bei den wasserstoffbasierten Stromspeichern ist es umgekehrt. Sie eignen sich daher eher als Langfristspeicher. Ein Wasserstoffspeicher besteht aus einem Elektrolyseur, der aus Strom Wasserstoff macht. Der wird dann über einen Kompressor in eine Wasserstoffkaverne eingelagert – also einen unterirdischen Hohlraum etwa in einem Salzstock. Über eine Wasserstoffgasturbine wird er dann beispielsweise wieder zu Strom.

Ein Wasserstoffspeicher hat also relativ hohe Umwandlungsverluste. Entscheidend für einen Langfristspeicher ist aber, dass die Energiespeicherkapazität sehr günstig sein muss – wie eben in einer Kaverne. Das macht einen Langfristspeicher überhaupt erst wirtschaftlich möglich. Man verschiebt große Mengen Energie und kommt dabei auf wenige Zyklen pro Jahr. Das ist das Gegenteil von Batteriespeichern. Sie sind energiewirtschaftlich teurer und deswegen sollten sie möglichst viele Zyklen machen. Bei Wasserstoffspeichern strebt man dagegen einen großen Jahreszyklus zum saisonalen Ausgleich an.

Wasserstoffspeicher in Form von unterirdischen Kavernen

Laut dem DIW kommen für die Speicherung von Wasserstoff in Tanks sowohl die Druckgasspeicherung als auch die Flüssiggasspeicherung infrage. Bei der Druckgasspeicherung wird Wasserstoff mithilfe von Kompressoren auf ein hohes Druckniveau komprimiert (siehe ct.de/w87k). Alternativ kann Wasserstoff auch verflüssigt werden, um größere Mengen zu speichern. Dies erfordert eine starke Kühlung und ist energieintensiver. Tankspeicher sind in der Anschaffung relativ teuer und aufgrund ihrer begrenzten Kapazität für die saisonale Speicherung sehr großer Mengen Wasserstoff weniger geeignet.

Für diesen Zweck bieten sich unterirdische Kavernen an. Diese Kavernen bestehen aus Hohlräumen, die durch das

Ausspülen von Salz in Salzstöcken entstehen, so das DIW. In diesen Hohlräumen können verschiedene Energieträger bei geringem Druck gelagert werden. In Deutschland werden solche Kavernen derzeit vorwiegend zur Speicherung von Erdgas genutzt. Das umgebende Gestein sorgt dabei für eine hohe natürliche Dichtheit, wodurch keine zusätzliche Auskleidung erforderlich ist. Deutschland besitzt laut DIW das größte Potenzial für Wasserstoff-Kavernenspeicher in Europa, wobei geeignete Standorte hauptsächlich im Norden des Landes zu finden sind. Auch große Energieversorger wie RWE haben hierfür bereits Pläne vorgelegt oder bauen schon erste Speicher auf Basis von Kavernen.

c't: Sind wir da auf einem guten Weg? Viele private PV-Anlagen haben ja heute bereits integrierte Speicher. Tragen die schon dazu bei, den Speicherbedarf zu decken?

Wolf-Peter Schill: Na ja, also das, was bei Privatverbrauchen eben schon funktioniert, ist toll für den Eigenverbrauch, aber es bringt für das System ziemlich wenig. Im schlechtesten Fall schadet es sogar, weil der Speicher halt gerade nicht das macht, was man eigentlich gerne hätte. Wenn der Speicher rein eigenverbrauchsoptimiert betrieben wird, dann ist er zur Mittagszeit schon voll. Dann speisen auch die privaten PV-Anlagen voll in das Netz ein, wenn der Strom ohnehin schon nichts mehr wert ist. Sinnvoller wäre es, darauf zu achten, dass die Speicher eben dann laden, wenn Strom im Überfluss vorhanden ist und ihn wieder abgeben, wenn der Strom knapp und teuer ist.

Ein Problem ist hier aber, dass private Anwender bisher kaum einen Anreiz haben, ihre Netzeinspeisung oder ihren Netzstrombezug mit der Verfügbarkeit der Erneuerbaren abzustimmen. Für den PV-Strom, den ich einspeise, bekomme ich immer den gleichen Festpreis. Der Netzstrom, den ich beziehe, kostet mich auch immer das Gleiche pro Kilowattstunde – zumindest, wenn Sie einen ganz normalen Tarif haben. Sie haben aus heutiger Perspektive schlicht keine Anreize, sich systemorientiert zu verhalten oder an den Großhandelsmarktpreisen für

Strom zu orientieren, was im Grund dasselbe ist. Sie haben nur den Anreiz, ihren Eigenverbrauch zu optimieren. Das zu ändern, wäre ein wesentlicher Punkt. Wir müssen dahin kommen, den Eigenverbrauch an die Preissignale des Großhandelsmarkts für Strom zu koppeln. Das könnte helfen, dass wir das sehr große schlummernde Flexibilitätspotenzial der PV-Eigenverbraucher aktivieren.

c't: Aber das soll ja auch großflächiger losgehen, beispielsweise mit der Pflicht, dynamische Stromtarife anzubieten.

Wolf-Peter Schill: Ja, es geht aber sehr langsam. Der Smart-Meter-Gateway-Rollout ist der große Flaschenhals. Alle Zeichen stehen darauf, dass es hier nur schleppend vorangeht. Dynamische Tarife sind sicher ein Schritt in die richtige Richtung, aber wir sind noch weit davon entfernt, dass die Technik Standard wird.

c't: Wie weit sind wir bei Batteriespeichern im Netz beziehungsweise Großspeichern? Und wie sieht es bei den Wasserstoffspeichern aus?

Wolf-Peter Schill: Bei großen Batteriespeichern hakt es im Moment daran, dass die Netzanschlüsse sehr, sehr langsam kommen und auch noch gewisse Probleme mit der Netzentgeltsystematik bestehen, die den Betrieb teilweise unattraktiver machen. Aber

grundsätzlich können Batteriespeicher heute schon sehr viel von dem, was wir eigentlich in Zukunft brauchen. Auch bei den Langfristspeichern muss man sagen, dass alle Komponenten grundsätzlich da sind: Elektrolyse, Kaverne, Gasturbine. Man muss allerdings feststellen, dass man das in großem Stil noch nicht gemacht hat. Die Bestrebungen der Regierung gingen zuletzt eigentlich in diese Richtung.

Jetzt müssen wir einmal sehen, was aus dem Speicher-Element des noch von der Ampel geplanten Kraftwerksicherheitsgesetzes wird. Es wäre schon gut, wenn man das Konzept zeitnah einmal demonstriert, um Erfahrungen zu sammeln. Sicher, zurzeit brauchen wir einfach noch keine Langfristspeicher, weil wir noch nicht bei 100 Prozent erneuerbarer Energien sind. Kommen wir aber zumindest in die Nähe, dann benötigen wir sehr schnell ziemlich viele solcher Langfristspeicher. Ohne Erfahrung wird es vermutlich schwierig, dann den Schalter umzulegen. Das muss man gut vorbereiten und auch Wertschöpfungs- und Lieferketten hochgefahren haben, damit wir dann tatsächlich im großen Gigawatt- und Terawattstunden-Maßstab tatsächlich bauen können.

Alternativen zu Speicherung und Abstimmungsprozessen

c't: Welche alternativen Möglichkeiten gäbe es zu einer umfassenden Speicherstrategie? Würde es helfen, das Stromnetz noch weiter zu denken, um sich quasi komplexe Speichermechanismen und digitale Abstimmungsprozesse zu sparen?

Wolf-Peter Schill: Der europäische Stromtransport, also der großskalige Stromaustausch über ein möglichst weiträumiges Gebiet, ist extrem vorteilhaft für das Gesamtsystem. Insgesamt wird es einfach viel billiger, erneuerbare Energien zu integrieren, wenn man das über einen ganz großen geografischen Raum macht. Das liegt einfach daran, dass die Stromerzeugungs- und -nachfrageprofile - also die Zeitreihen - nicht überall gleich sind. Im Grunde sinkt der ganze Flexibilitätsbedarf deutlich, wenn man den Strom nur beliebig europäisch ausgleichen könnte. Aber das hat natürlich Grenzen.

Dass Strom überall in Europa frei fließen kann, wird man nicht erreichen. Stromübertragungskapä-

Bild: ENTISOE



Bereits jetzt kann man das deutsche Stromnetz nicht mehr gesondert betrachten, da es längst in ein europäisches Verbundnetz integriert ist. Den Verbund weiter auszubauen hätte positive Folgen für die Energiewende.

zitäten auszubauen ist langwierig, teuer und oft auch mit öffentlichem Widerstand verbunden. Man kennt das ja auch bei uns hier in Deutschland. Grundsätzlich würde ich sagen, alles, was man an grenzüberschreitender Stromübertragungskapazität aufbauen kann, sollte man unbedingt machen. Es bleibt aber nachher immer noch ein Langfristspeicherbedarf übrig, selbst, wenn man die Dunkelflauten innerhalb Europas so weit wie möglich ausgleichen würde (siehe ct.de/w87k).

c't: Durch die öffentliche Debatte geistert ja immer wieder der Vorschlag, die Atomkraft als Alternative zu einem Energiesystem rund um die erneuerbaren Energien in Deutschland wiederzubeleben. Wie hilfreich und realistisch sind solche Ideen?

Wolf-Peter Schill: In Deutschland ist das Thema durch die Kernkraftwerke, die wir hatten, sind abgeschaltet und die werden auch nicht mehr in Betrieb genommen. Man kann sich darüber streiten, ob es sinnvoll gewesen wäre, die bestehenden Kraftwerke aus Klimaschutzsicht länger zu betreiben. Aber über diesen Punkt sind wir hinaus. Einsteigen könnte man im Moment nur mit einem Neubau und das wiederum erscheint extrem unplausibel. Neue AKW zu bauen, ist schlicht extrem teuer. Noch dazu sind die Bauzeiten sehr lang. Da brauchen wir nicht ins Detail zu gehen, aber alles deutet darauf hin, dass das auch kein tolles Geschäft wäre. Deswegen gibt es auch überhaupt keine relevanten Unternehmen in Deutschland, die auch nur irgendwie durchblicken lassen, dass sie daran Interesse hätten. Ich bin über diese Debatte persönlich echt überrascht, dass man damit Wahlkampf machen will, weil den Leuten wahrscheinlich nicht klar ist, was sie für Atomstrom bezahlen müssten.

c't: Und was ist mit der Kernfusion?

Wolf-Peter Schill: Was die Kernfusion angeht, da muss man sagen, die ist immer so zwei bis drei Dekaden vor ihrer Markteinführung - und das schon seit einigen Jahrzehnten. Ich habe da eine differenzierte Meinung: Ich glaube, man sollte diese Technologie weiter erforschen. Ich glaube aber, es muss der Politik kommunikativ gelingen, klarzumachen, dass die Zeiträume für unsere Klimaneutralitätsziele einfach zu kurz sind, als dass Kernfusion einen nennenswerten Beitrag leisten könnte. Wenn es Technologien gäbe, die wirklich billig, skalierbar und universell verfügbar wären und keine anderen Ne-

benwirkungen hätten, dann wäre das natürlich toll. Das wäre mir auch lieber als diese komplizierte Mischung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und Speichern. Aber das wäre eher „Wünsch dir was“. Und die Technologien, von denen wir wissen, dass sie funktionieren, die sind im Grunde alle bekannt: Erneuerbare und verschiedene Typen von Speichern reichen aus (siehe ct.de/w87k).

c't: Erneuerbare Energien gelten als günstig, aber warum kommt das bei den Verbrauchern momentan nicht an?

Wolf-Peter Schill: Bei den Endverbrauchern kommen die heute zeitweise schon sehr niedrigen Großhandelspreise nicht an, weil sie in der Regel einen völlig zeitinvarianten Tarif haben. Der Großteil des Strompreises besteht aus Netzentgelten, Abgaben oder Umlagen. Insgesamt, denke ich, muss man sich aber ehrlich machen: Der Strom wird auch in einem voll erneuerbaren System vermutlich nicht billiger als er früher war. Wir hatten ja vor dem extremen Strompreispeak 2021 länger einen durchschnittlichen Strombörsenpreis von etwa 30 bis 40 Euro pro Megawattstunde. Aus energieökonomischer Sicht ist es unplausibel, dass wir jemals wieder so günstige Strompreise haben. Die Preise waren damals künstlich dadurch verbilligt, dass einfach die Umweltschäden nicht eingepreist waren - also etwa die CO₂-Externalitäten. Die haben nicht die deutschen Verbraucher bezahlt, sondern alle Menschen auf der Welt - insbesondere in Gebieten, die eben vulnerabler sind. Sie zahlen sie heute und in Zukunft in Form von Klimaschäden. Das ist eine ganz simple ökonomische Argumentation: Der Preis von Dingen sollte die gesamten Kosten beinhalten, die sie verursachen. Man sollte den Menschen nicht versprechen, dass wir diese künstlich niedrigen Preisniveaus wieder erreichen können oder sogar unterbieten.

c't: Werden wir wie im Star-Trek-Universum zu dem Punkt kommen, dass Energie unbegrenzt verfügbar und wahnsinnig günstig wird?

Wolf-Peter Schill: Bei Star Trek setzen sie, glaube ich, auf Kernfusion mit Deuterium oder Tritium. Ich denke, es ist eher unwahrscheinlich, dass wir in absehbarer Zukunft in eine Welt kommen, in der Energie nichts mehr kostet. Ganz im Gegenteil: Ich glaube, gerade die saubere Energie bleibt tendenziell knapp, deswegen ist es wichtig, dass wir energieeffizient werden und bleiben. (ssi) **ct**

Weitere Infos:

ct.de/w87k



WIR SIND NICHT NUR NERDS. WIR SIND AUCH VOM FACH.

Jetzt 5 × c't lesen

für 20,25 €
statt 27,25 €*

* im Vergleich zum Standard-Abo

30%
Rabatt!



c't MINIABO DIGITAL AUF EINEN BLICK:

- 5 Ausgaben digital in der App, im Browser und als PDF
- Inklusive Geschenk nach Wahl
- Mit dem Digitalabo Geld und Papier sparen 
- Zugriff auf das Artikel-Archiv

Jetzt bestellen:
ct.de/nerdwissen



 ct.de/nerdwissen

 0511/647 22 888

 leserservice@heise.de



Bild: KI, Collage ct

Was Smart Meter leisten und kosten

Ein Jahrzehnt lang kamen Smart Meter in Deutschland nicht aus den Startlöchern, doch nun macht die Politik Druck: Verbraucher haben erstmals ein Anrecht auf einen solchen vernetzten Stromzähler. Wir erklären, wie man an ihn herankommt und was er bringt.

Von **Christian Wölbart**

Schnüffelzähler, Bürokratiemonster, Schlüssel zur Energiewende: Über kaum ein elektronisches Gerät wird so kontrovers diskutiert wie über Smart Meter. Manchen sind die vernetzten Stromzähler aus Datenschutzgründen suspekt, andere finden sie unnötig, wieder andere zu teuer und

zu komplex. Aber häufig hört man auch, Smart Meter seien für die Energiewende unverzichtbar und auch die Nutzer profitierten von ihnen.

So behauptet zum Beispiel das Bundeswirtschaftsministerium, dass Smart Meter sich automatisch bezahlt machen: „Individuell werden die Mehr-

kosten allein durch das mittlerweile seit Jahren stabil nachgewiesene Einsparpotenzial durch die Visualisierung des Stromverbrauchs (ca. 2 Prozent Verbrauchsreduzierung) aufgefangen.“ Das Sparpotenzial durch dynamische Tarife komme noch obendrauf, schrieb das Ministerium im Februar in einer Pressemitteilung.

Wir wollen mit diesem Artikel die Diskussion entwirren und klären, was es mit dem versprochenen Sparpotenzial auf sich hat. Dazu nennen wir die wichtigsten Fakten rund um Smart Meter, insbesondere zum Pflichteinbau und Einbau auf Wunsch, zu den Kosten und den Funktionen. Dabei erklären wir auch, warum manche Messstellenbetreiber zuletzt fast 1000 Euro für den Smart-Meter-Einbau verlangten, während man anderswo nur 30 Euro oder gar nichts für die Installation zahlt.

Im Artikel „Geld sparen mit dynamischen Tarifen“ geben wir einen Überblick über dynamische Stromtarife, die man mithilfe eines Smart Meter nutzen kann. Dabei zeigen wir, unter welchen Bedingungen

man bislang mit solchen Tarifen Geld sparte. Artikel „Teurer Winterstrom wird das neue Normal“ beleuchtet Strompreisschwankungen genauer. Im Artikel „Zähler-Leseköpfe statt Smart Meter“ stellen wir Alternativen zum Smart Meter vor: Zähler für den Sicherungskasten sowie Adapter für die Infrarotschnittstelle digitaler Stromzähler.

mMe + SGW = Smart Meter

Das führt direkt zur wichtigsten Frage: Was ist überhaupt ein Smart Meter? In der deutschen Energiebranche meint der Begriff ein „intelligentes Messsystem“ (iMSys), wie es in § 2 des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) definiert ist. Ein iMSys ist demnach ein digitaler Stromzähler (offizieller Name: „moderne Messeinrichtung“, kurz mMe), der mit einem „Smart-Meter-Gateway“ (SGW) verbunden ist. Das Gateway ist ein Kästchen, das neben oder auf dem Zähler angebracht und mit ihm verbunden wird. Es überträgt Verbrauchsdaten zum Beispiel via LTE an den Netzbetreiber und kann Steuersignale empfangen. Es muss Anforderungen des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) erfüllen, die viele hundert Seiten stark sind.

Ein Smart Meter ist also ein streng reguliertes System, vor allem in Deutschland. Nur eine Handvoll Hersteller produziert BSI-zertifizierte Gateways. Und nur Messstellenbetreiber, das sind in der Regel die örtlichen Stromnetzbetreiber, dürfen moderne Messeinrichtungen um ein Gateway erweitern. Man kann Smart Meter also nicht im Laden kaufen.

Dieser Definition des Begriffs Smart Meter folgen außer c't auch praktisch alle Stromanbieter und Netzbetreiber. Viele Blogger und YouTuber bezeichnen jedoch jede Art von Zähler für den Sicherungskasten oder Adapter für die Infrarotschnittstelle des Zählers, wie wir sie im Artikel „Zähler-Leseköpfe statt Smart Meter“ vorstellen, als Smart Meter. Das führt öfters zu Missverständnissen.

Pflichteinbau für die Strom-Drossel

Ein Teil der Verbraucher kommt gar nicht um das Thema Smart Meter herum. Denn die Messstellenbetreiber sind dazu verpflichtet, alle Haushalte mit einem Smart Meter auszustatten, die

- mehr als 6000 kWh pro Jahr verbrauchen oder
- eine PV-Anlage mit mehr als 7 kW Leistung betreiben oder

Bild: Theben



Das Smart-Meter-Gateway (das weiße Kästchen mit der Aufschrift „CX“) wird auf die Hutschiene im digitalen Zähler (der graue Kasten links) gesteckt und mit diesem verbunden. Beides zusammen bildet das Smart Meter. Im Bild ist der Einbau noch nicht abgeschlossen, es fehlt noch eine Abdeckung, die die Buchsen des Gateways und die Kabel versteckt.

- eine „steuerbare Verbrauchseinrichtung“ wie eine Wärmepumpe oder eine Wallbox nutzen.

Die Bundesregierung begründet die Einbaupflicht mit der Energiewende: Je mehr erneuerbare Energie produziert wird, desto stärker schwankt das Stromangebot. Durch E-Autos und Wärmepumpen schwankt auch der Verbrauch stärker. Mit Smart Metern können Netzbetreiber die Netzauslastung genauer überwachen und im Notfall auch steuernd eingreifen, um das Netz zu stabilisieren.

Zum Beispiel sind Netzbetreiber gemäß § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes berechtigt, Wallboxen und Wärmepumpen temporär auf eine Mindestleistung von 4,2 kW zu dimmen. Im Gegenzug dürfen Netzbetreiber den Anschluss solcher energie-durstigen Geräte nicht mehr ablehnen. Außerdem profitieren Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen von reduzierten Netzentgelten, ab April obendrein von zeitvariablen Netzentgelten. Auch Stromspeicher können hinsichtlich der Einspeicherung aus dem öffentlichen Stromnetz unter § 14a fallen, Details erklärt die Bundesnetzagentur in einer FAQ (siehe ct.de/w32g). Für die Fernsteuerung von Solaranlagen kann die Bundesregierung Regeln in Form einer Verordnung erlassen.

Für die Steuerung reicht ein Smart Meter aber nicht aus. Zusätzlich ist eine damit verbundene „Steuerungseinrichtung“ nötig. Diese kommuniziert entweder mit dem Energie-Management-System des Haushalts oder direkt mit der Wallbox oder Wärmepumpe. Da die ersten Steuerboxen erst vor einigen Monaten zertifiziert wurden, können Netzbetreiber auch noch altertümliche Rundsteuerempfänger einbauen.

Auch im Rahmen des Pflichteinbaus müssen Verbraucher einen Teil der Kosten für die Technik tragen. Zum Beispiel zahlen Betreiber einer Solaranlage

oder steuerbaren Verbrauchseinrichtung 50 Euro im Jahr fürs Smart Meter plus 50 Euro im Jahr für die Steuerbox (siehe Tabelle). Zum Vergleich: Wer lediglich eine moderne Messeinrichtung hat, zahlt pro Jahr 25 Euro. Den Großteil der Smart-Meter-Kosten tragen aber laut Gesetz stets die Netzbetreiber. Das heißt in der Praxis, dass die Allgemeinheit über die Netzentgelte die vernetzten Zähler subventioniert.

Smart Meter auf Wunsch

Auch wenn man unter die Einbaupflicht fällt, bekommt man das Smart Meter nicht sofort. Ziel der Bundesregierung ist lediglich, dass bis 2030 mindestens 95 Prozent der Pflicht-Haushalte einen vernetzten Zähler haben.

Wer nicht warten will oder nicht unter die Einbaupflicht fällt, hat gemäß § 34 MsbG einen Anspruch auf ein Smart Meter. Wenn man beim lokalen Messstellenbetreiber das Gerät beantragt, muss dieser es in der Regel innerhalb von vier Monaten installieren. Das gilt für alle Haushalte, unabhängig vom Stromverbrauch und der Ausstattung.

Der freiwillige Einbau ist durchaus eine Überlegung wert. Denn mit einem Smart Meter kann man dynamische Stromtarife nutzen, bei denen sich der Strompreis je nach Angebot und Nachfrage stündlich ändert. Bisher hatte Tibber einen solchen stündlich-dynamischen Tarif auch ohne Smart Meter angeboten. Das ist laut Tibber aber „eine Brückentechnologie, die ausläuft“. Der Anteil der Kunden mit Smart Meter steige stetig. Außerdem bringt das Smart Meter Transparenz und verrät, wie viel Strom man zum Beispiel am Vortag oder in der vorigen Woche verbraucht hat.

Doch um entscheiden zu können, ob sich ein Smart Meter lohnt, muss man erst einmal wissen, was es kostet. Und genau da liegt ein Problem: Die

Kosten für Smart Meter

Haushalt mit ...	Preisobergrenze
<6000 kWh/Jahr (optionaler Einbau)	30 €/Jahr
6000 – 10.000 kWh/Jahr	40 €/Jahr
10.000 – 20.000 kWh/Jahr	50 €/Jahr
steuerbare Verbrauchseinrichtung oder PV-Anlage 2 kW bis 15 kW (unabhängig vom Jahresstromverbrauch)	50 €/Jahr plus 50 €/Jahr für Steuerbox
Einbau auf Kundenwunsch	100 € einmalig ¹

¹ Angemessenheit wird vermutet, wenn der Betrag 100 € nicht übersteigt. Bei Verbrauch unter 6000 kWh/Jahr oder PV-Anlage unter 7 kW zusätzliches laufendes Entgelt möglich.

„Recht auf Smart Meter“ ausprobiert

Schon Ende Oktober 2024 beantragten wir für die Wohnung eines Kollegen beim grundzuständigen Messstellenbetreiber in der Heise-Heimat Hannover, Enercity Netze, per Mail ein Smart Meter. In der Folge durchlebten wir Höhen und Tiefen: Zunächst passierte sehr lange gar nichts. Anfang Januar trat das sogenannte „Recht auf Smart Meter“ in Kraft, aber erst Anfang Februar antwortete Enercity auf unsere Mail. Immerhin kündigte das Unternehmen die Installation dabei direkt für die folgende Woche an. Und zu unserem Glück verlangte es für den Einbau auf Kundenwunsch nur 30 und nicht 900 Euro wie manch anderer Messstellenbetreiber.

Zum angekündigten Termin klingelte der Techniker pünktlich. Er checkte zunächst mit einem Messgerät die Stärke des LTE-Signals im Keller. Wieder hatten wir Glück: Es reichte knapp. Dann schaltete der Techniker das Smart-Meter-Gateway über das Internet frei, steckte es auf die vorhandene moderne Messeinrichtung, stöpselte die Spannungsversorgung, das Antennenkabel und die Verbindung zum Zähler

ein, schloss die Abdeckung wieder und verplombte sie. Alles lief glatt, alle Status-LEDs leuchteten grün.

Doch danach erlebten wir, warum der Smart-Meter-Rollout in Deutschland häufig Frust produziert: Als wir eine Woche später in einen dynamischen Stromtarif wechseln wollten, meldete der Stromanbieter, dass kein Smart Meter am Anschlusspunkt vorhanden sei. Wir fragten bei Enercity nach. Ein paar Tage später rief uns der Kundenservice an: Man habe keinen Zugriff auf die Daten des Smart Meter. Das sei zu diesem Zeitpunkt, über eine Woche nach dem Einbau, ungewöhnlich, die Ursache unklar. Nicht einmal der Messstellenbetreiber, der das Gateway installiert hatte, konnte also auf die Verbrauchsdaten zugreifen. Derweil schmiss uns der neue Stromanbieter in seinen Standardtarif, der teurer ist als der automatisch gekündigte Vertrag beim bisherigen Stromanbieter. Einige Tage später erklärte der Enercity-Support, es gebe eine „Verarbeitungsstörung beim Anlegen von Erzeugungsanlagen im System“. Auch Wochen später bis zum Redaktionsschluss dieses Sonderhefts blieb das Problem ungelöst.

Kosten unterscheiden sich je nach Wohnort extrem. Denn der Gesetzgeber hat die Kostenregeln für den Wunscheinbau schwammiger formuliert als die für den Pflichteinbau. Laut § 35 MsbG dürfen Messstellenbetreiber für die optionale Installation ein „angemessenes“ einmaliges Entgelt berechnen. Die Angemessenheit wird „vermutet“, wenn der Betrag 100 Euro nicht übersteigt.

Bis Ende Februar lag dieser Vermutungsbetrag sogar nur bei 30 Euro. Der Schnäppchenpreis trieb jedoch die Messstellenbetreiber auf die Barrikaden. Die Bundesregierung folgte ihrer Argumentation, dass das nicht wirtschaftlich sei, erhöhte den Einmalbetrag vor Kurzem auf 100 Euro und hob auch die Jahrespreise für alle Haushalte an.

Preis: 30 bis fast 1000 Euro

In der Praxis kostet das Wunsch-Smart-Meter trotzdem nicht bundesweit einmalig 30 oder 100 Euro, denn die über 850 Messstellenbetreiber interpretieren das Gesetz höchst unterschiedlich. Westnetz verlangte bis 24. Februar bis zu 973 Euro fürs Wunsch-

Smart-Meter, Schleswig-Holstein Netz bis zu 927 Euro, Bayernwerk bis zu 889 Euro. Neue Preise veröffentlichten sie bis zum Redaktionsschluss nicht. Viele andere Netzbetreiber halten sich jedoch an den Richtwert: Sie verlangten Anfang des Jahres nur 30 Euro für den Wunscheinbau und werden diesen Betrag voraussichtlich bald auf 100 Euro erhöhen. Branchenexperten vermuten, dass manche die Preiserhöhung erst im Sommer umsetzen. Hier und dort kann man also noch ein Schnäppchen machen.

Die Mondpreise von bis zu 1000 Euro sind aus Sicht von Verbraucherschützern illegal. Der Bundesverband der Verbraucherzentralen leitete im Januar mehrere Unterlassungsverfahren gegen Messstellenbetreiber mit derart hohen Preisen ein. Zudem mahnten die Stromanbieter Tibber und Rabot Energy die Betreiber Bayernwerk und LEW Verteilnetz ab. Bayernwerk argumentierte gegenüber c't, die Kosten unterlägen „einer marktgerechten Kalkulation“. Ein LEW-Sprecher sagte auf Anfrage, das Entgelt bilde „die tatsächlichen Kosten für die anzubietende Dienstleistung angemessen ab“. Kritiker vermuten, dass die Betreiber sich mit den Mondpreisen lästige

Anfragen vom Hals halten wollen, schließlich verlangen viele andere Anbieter nur einen Bruchteil.

Für Interessenten folgt aus dem Chaos jedenfalls: Man muss zunächst einmal herausfinden, was der lokale Messstellenbetreiber verlangt. Da die Unternehmen Preisblätter veröffentlichen müssen, lässt sich das mit einer Suchmaschine meist schnell herausfinden.

Auch wenn der Preis passt, heißt das nicht unbedingt, dass man ein Smart Meter bekommt. Messstellenbetreiber können die Installation aus technischen Gründen verweigern, zum Beispiel, wenn der Mobilfunkempfang im Anschlussraum zu schlecht oder der Zählerschrank zu klein ist. Die Kosten für einen Schrankumbau muss der Hauseigentümer tragen. Außerdem freuen sich viele Messstellenbetreiber nicht gerade über Anfragen zum Einbau auf Wunsch, weil sie schon mit der Organisation des Pflicht-Rollouts überfordert sind.

Im Winter ermahnte die Netzentur knapp 500 Betreiber, weil diese noch kein einziges Smart Meter installiert hatten. Wegen dieser Probleme schwächte die Bundesregierung das „Recht auf Smart Meter“ im Februar sogar ab: Messstellenbetreiber können Einbauwünsche „vorübergehend zurückstellen“, wenn ansonsten ihre Pflicht-Einbauziele gefährdet sind.

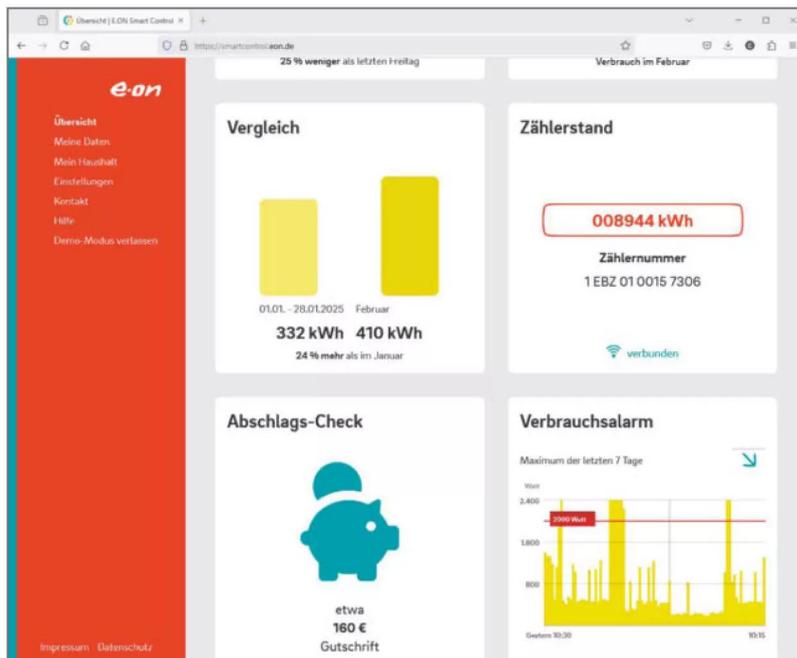
Flucht zum Wettbewerb

Wenn der lokale Messstellenbetreiber eine absurde Summe verlangt oder sich totstellt, hilft mit viel Geduld und Glück vielleicht eine Beschwerde bei der Bundesnetzagentur oder bei der Schlichtungsstelle Energie (ct.de/w32g). Es gibt aber auch einen anderen Weg, nämlich den Wechsel zu einem „wettbewerblichen“ Messstellenbetreiber, der bundesweit Smart Meter einbaut. Von diesen gibt es nur



The screenshot shows a web browser window with the URL <https://shop.inexogy.com/wizard/result>. The page header includes the Inexogy logo and the slogan "Der schnellste Weg zum Smart Meter". A green "Fragen" button is visible in the top right. The main content area features a photograph of a white smart meter unit on the left. To the right of the photo, the text reads: "Vielen Dank für Ihre Angaben! Auf Basis Ihrer Antworten haben wir ermittelt, dass Sie folgenden Zähler benötigen." Below this, the selected meter is identified as "Intelligentes Messsystem (iMSys), Direktmessend, 60A, Dreipunktbefestigung". Further details include: "Weitere Angaben:", "Einmalpreis für die Installation: 100,00 €", "Jahrespreis: 80,00 €", "Einschaltung als Hauptmessung (abrechnungsrelevant)", "Verfügbare Datenaufösung: 15-Minuten-Werte in Echtzeit", and "Datenanbindung: per Mobilfunk". At the bottom left of the content area, there is a disclaimer: "Abbildung dient nur zur Veranschaulichung. Die eingesetzten Geräte können von anderen Herstellern stammen." Below the disclaimer are two buttons: "zurück" (blue) and "weiter" (green). The footer of the page contains the Inexogy logo and links for "Kontaktformular", "Impressum", and "Datenschutzeinstellungen".

Inexogy vertreibt seit Februar wieder Smart Meter an Privatkunden und verspricht eine Installation innerhalb von acht bis zehn Wochen.



Messstellenbetreiber und Stromlieferanten visualisieren die Smart-Meter-Daten in ihren Onlineportalen, hier „Smart Control“ von Eon als Beispiel.

wenige, und noch weniger richten sich an Privatkunden. Inexogy (ehemals Discovery) nahm erst im Februar das Privatkundengeschäft wieder auf. Auf der Webseite des Anbieters kann jedermann ein Smart Meter bestellen. Bei Redaktionsschluss lag der Preis für Durchschnittshaushalte außerhalb des Pflichteinbaus bei einmalig 100 Euro plus 80 Euro jährlich. Man zahlt damit pro Jahr 50 Euro mehr als beim lokalen Netzbetreiber, denn wettbewerbliche Betreiber sind nicht an die Preisobergrenzen des MsbG gebunden.

Als wettbewerblicher Betreiber agiert auch der Stromanbieter Octopus Energy. Er verlangt keine Installationsgebühr, baut Smart Meter allerdings nur bei seinen Kunden und den Kunden von Partnern ein. Bei den jährlichen Entgelten unterbietet Octopus zudem die gesetzlichen Obergrenzen. Auch Energieunternehmen wie Enpal und 1Komma5° installieren bei ihren Kunden Smart Meter.

Was bringt?

Kennt man den Preis, stellt sich die Frage, ob sich das Smart Meter rechnet. Die Bundesregierung wirbt wie eingangs erwähnt mit der Aussage, dass die Visualisierung des Stromverbrauchs den Verbrauch um circa zwei Prozent drücke. Hinter dieser verkürzten Aussage steckt die Annahme, dass Menschen durch das Smart Meter erstmals erfahren, wie viel Energie ihr Haushalt zum Beispiel am Tag oder in der Woche verbraucht. Diese Transparenz motiviere zu einem energiesparenderen Verhalten, zum Beispiel dazu, Geräte im Energiesparmodus zu betreiben oder konsequenter das Licht auszuschalten.

Feldversuche in anderen Ländern stützen diese These. Zum Beispiel ermittelten Forscher im Jahr 2022 in Großbritannien einen Rückgang des Stromverbrauchs von 3,4 Prozent, wenn der Verbrauch im Haus auf einem Display visualisiert wurde. Andere Studien ergaben noch höhere Werte, diese sind jedoch älter (ct.de/w32g).

Die Studienergebnisse meinen stets Mittelwerte. Wer auch ohne Smart Meter schon sehr sorgsam mit Energie umgeht, wird durch eine Visualisierung vermutlich nichts sparen.

Außerdem liefern die Messstellenbetreiber in Deutschland in der Regel keine „In-Home-Displays“ für die Visualisierung des Stromverbrauchs, wie sie zum Beispiel in Großbritannien üblich sind. Verbraucher müssen die Daten stattdessen in einem Onlineportal abrufen. Obendrein liefern die meisten Betreiber keine Echtzeitdaten, sondern lediglich Verbrauchsdaten des Vortages im Viertelstundenraster („Tarifanwendungsfall 7“). Einige wie Inexogy liefern die Viertelstundendaten nicht erst am nächsten Tag, sondern unverzüglich. Live-Daten in Auflösungen von wenigen Sekunden sind zwar technisch meist möglich, aber zumindest via LTE aus Kostengründen nicht üblich. Der Motivationseffekt könnte hierzulande also geringer ausfallen, weil grob aufgelöste Daten keine Stromfresser enttarnen und viele Menschen die Onlineportale vielleicht gar nicht nutzen.

Wenn man trotzdem großzügig annimmt, dass die vom Wirtschaftsministerium versprochenen zwei Prozent hinkommen, würde ein Durchschnittshaushalt mit 3000 kWh und Stromkosten von 1000 Euro im Jahr vielleicht um die 17 Euro sparen, da die Grundgebühr unabhängig vom Verbrauch ist. Das Smart Meter kostet einen solchen Haushalt im Jahr 30 Euro, der Aufpreis im Vergleich zur ohnehin verpflichtenden modernen Messeinrichtung liegt damit bei 5 Euro. Doch der vorzeitige Einbau kostet laut

Warum der Rollout lahmt

Wen wundert's, auch bei der Digitalisierung der Energienetze hinkt Deutschland international hinterher. Hierzulande haben rund zwei Prozent der Haushalte ein Smart Meter. In Frankreich, Spanien, den Niederlanden, Italien, den skandinavischen Ländern und weiteren EU-Nationen sind Smart Meter schon beinahe flächendeckend im Einsatz.

Ein Grund: In Deutschland startete der Rollout spät. Schon seit 2006 fordert eine EU-Richtlinie vernetzte Zähler für alle Nutzer, soweit wirtschaftlich sinnvoll. Doch die Bundesregierung verabschiedete erst 2016 das Messstellenbetriebsgesetz mit Regeln für den Rollout. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik entwickelte jahrelang Sicherheitsanforderungen, die von Unternehmen immer wieder als überzogen kritisiert werden. Besonders berüchtigt waren die Regeln für die „sichere Lieferkette (SiLKe)“: Spediteure mussten bei einer Pause von über einer Stunde eine Inventur der Gateways in ihrem Fahrzeug durchführen, Gateways durften maximal 72 Stunden lang transportiert werden und so weiter.

2023 vereinfachte die Bundesregierung die SiLKe, aber immer noch geht Deutschland einen teuren Sonderweg: Smart Meter sollen hierzulande nicht nur Verbrauchsdaten übertragen, sondern auch Steuersignale empfangen. Auch das treibt den Preis der Geräte. Laut Branchenexperten kostet ein deutsches Smart Meter etwa 300 bis 400 Euro, während die in anderen EU-Ländern üblichen Modelle bei unter 100 Euro liegen. Die Installation kostet typischerweise wei-

tere 100 bis 200 Euro. Manche Anbieter dynamischer Stromtarife fordern deshalb ein „Smart Meter light“, das nicht steuern kann. Denn die meisten Haushalte besitzen sowie so keine Wallbox, Wärmepumpe oder PV-Anlage.

In der Praxis verteuern viele weitere Probleme den Rollout. Nicht selten scheitert der Einbau am schlechten LTE-Empfang. Zudem seien viele Messstellenbetreiber mit der Administration überfordert, kritisiert Merlin Lauenburg, Deutschlandchef des Stromanbieters Tibber: „Teilweise werden Zähler nicht auf Lastgangdaten umgestellt und in der Folge kommen keine Daten an.“ Manche Anmeldungen liefen derart schief, „dass das Smart Meter nicht als solches erkannt wird, was zu Verwirrung bei der Inbetriebnahme der intelligenten Messsysteme führt.“

Auch wettbewerbliche Messstellenbetreiber, die bundesweit Smart Meter installieren, müssen viele Hürden überwinden. Wenn sie den Einbau beim örtlich zuständigen Netzbetreiber anmelden wollen, kann das aus vielen Gründen fehlschlagen. Das liegt unter anderem am Flickenteppich aus über 800 lokalen Netzbetreibern mit jeweils unterschiedlichen Prozessen. „Verwendet der Netzbetreiber zum Beispiel ein anderes Adressformat, erhalten wir eine Ablehnung ohne Angabe von Gründen“, berichtet Jannik Schall, Mitgründer des Energieunternehmens 1Komma5°. „Dann beginnt bei uns die Detektivarbeit.“ Insgesamt seien die Prozesse rund um Smart Meter „überbürokratisiert in einer Weise, die absolut beispiellos ist“.

Gesetz einmalig 100 Euro extra, in der Praxis mal mehr, mal weniger. Unter dem Strich ist die Aussage „Das Smart Meter bezahlt sich selbst“ bezüglich Durchschnittshaushalten also eher geschönt, sparsame Singlehaushalte dürften sogar draufzahlen.

Ganz anders sieht die Rechnung aus, wenn man eine steuerbare Verbrauchseinrichtung wie eine Wallbox oder eine Wärmepumpe betreibt. Dann ist das Smart Meter sowieso Pflicht, und beim Pflichteinbau wird keine einmalige Gebühr fällig. Jährlich zahlt man für das iMSys und die Steuerbox zusammen zwar satte 100 Euro, allerdings kann man im Gegenzug erheblich bei den Netzentgelten sparen. Allein die pauschale Reduzierung („Modul 1“) senkt

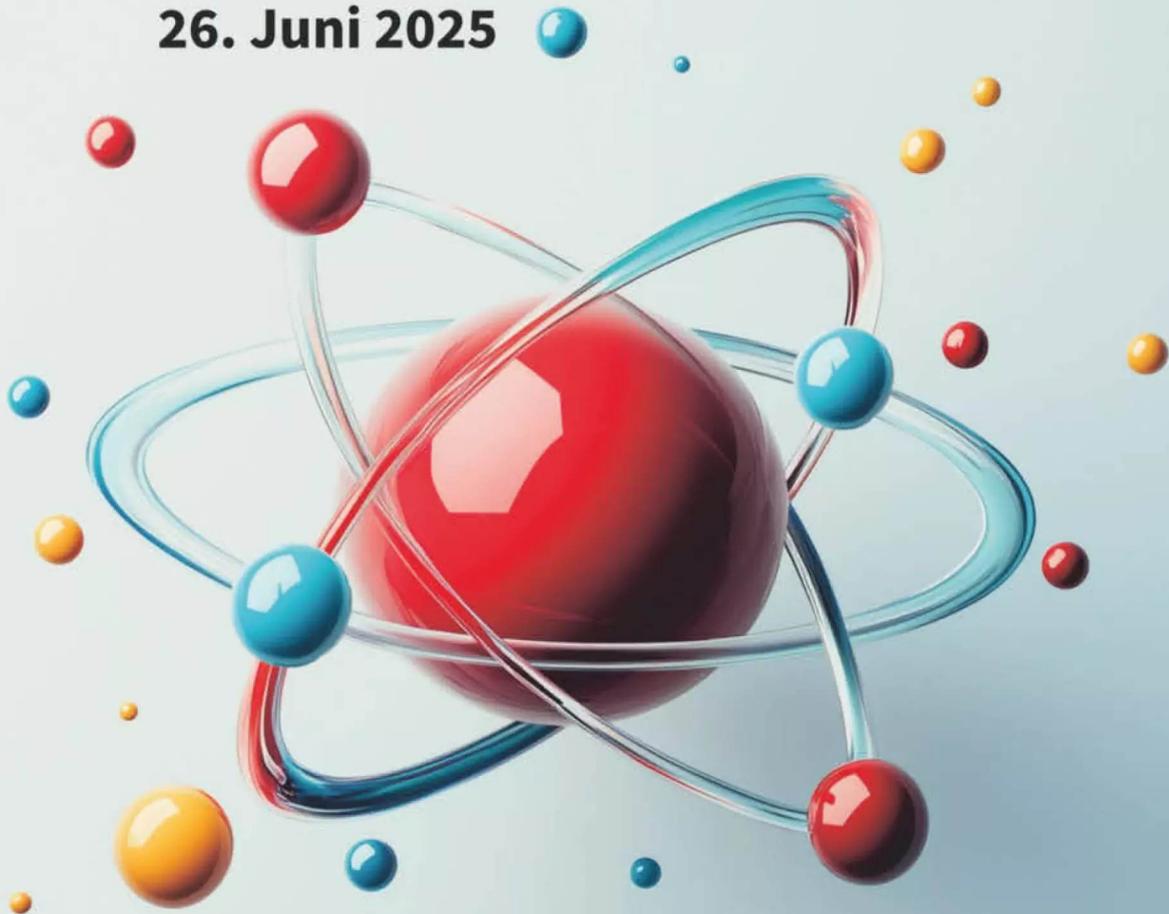
die Stromrechnung laut Bundesnetzagentur um 110 bis 190 Euro pro Jahr, je nach Netzgebiet. Das zusätzlich wählbare Modul 3 mit zeitvariablen Netzentgelten für steuerbare Verbrauchseinrichtungen spart ebenfalls viel Geld, wenn man dank automatisierter Steuerung zu günstigen Zeiten das E-Auto lädt. Wie viel genau, hängt wiederum vom Netzbetreiber ab.

Dynamische Stromtarife bieten vor allem Haushalten mit E-Auto weitere Einsparpotenziale; mehr dazu lesen Sie im folgenden Artikel. Viele Menschen dürften es aber so oder so faszinierend finden, den Energiebedarf ihres Haushalts zu überwachen und die Daten über die Zeit zu verfolgen. (cwo) **ct**

**Bundesnetzagentur-FAQ,
Studien:**
[ct.de/w32g](https://www.bundesnetzagentur.de/ct.de/w32g)

GRUNDLAGEN der **QUANTEN** PHYSIK

26. Juni 2025



Jetzt Ticket sichern:

heise-academy.de/webinare/quantenphysik



Bild: KI, Collage ct

Geld sparen mit dynamischen Tarifen

Mit dynamischen Stromtarifen kann man viel Geld sparen, wenn man Strom zu besonders günstigen Stunden verbraucht. Dabei gilt es aber einiges zu beachten, denn die Tarife eignen sich nicht für jeden Haushalt.

Von **Urs Mansmann** und **Christian Wölbart**

Dynamische Stromtarife sollen Kosten sparen, nicht nur bei den Verbrauchern, sondern auch bei den Investitionen fürs Stromnetz. Das Ziel: Über die Preise dafür zu sorgen, dass Stromerzeugung und -verbrauch besser ineinander greifen und das Netz damit zu entlasten.

In einem Stromnetz mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energie schwankt die Erzeugung ständig. Mal weht der Wind, mal herrscht Flaute. Mal scheint die Sonne, mal versteckt sie sich hinter den Wolken – und geht am Abend einfach unter. Zuverlässig rund

um die Uhr liefern nur große Laufwasserkraftwerke und Biogasanlagen grünen Strom, allerdings decken sie nur einen kleinen Teil des Stromverbrauchs ab. Je mehr Solarzellen und Windräder ans Netz gehen, desto stärker wird die Erzeugung schwanken.

Die Last auf der Verbrauchsseite ändert sich im Verlauf von 24 Stunden ebenfalls erheblich. Morgens, wenn die Kaffeemaschine läuft, steigt der Verbrauch an, im Winter noch mehr, weil dann noch Beleuchtung und Heizung hinzukommen. Anschließend steigt der Stromverbrauch, weil Industrie und

Handwerk ihre Maschinen hochfahren, mittags kommen Millionen Herdplatten hinzu. Der höchste Stromverbrauch liegt deshalb in den Mittagsstunden. Abends dann sorgen Computer und Fernsehgeräte für eine weitere Spitze.

In einem Stromnetz müssen Verbrauch und Erzeugung aber in jedem Moment im Gleichgewicht sein. Steigt der Verbrauch, muss die Erzeugung nachlegen, indem die Leistung von Kraftwerken gesteigert oder zusätzliche Kraftwerke ans Netz genommen werden. Sinkt der Verbrauch, müssen Kraftwerke vom Netz gehen.

Derzeit gehen allerorten große Batteriespeicher ans Netz, die blitzschnell Lastschwankungen ausgleichen und damit Stromnetz und Preise stabilisieren können. Allerdings ist der Ausbau der Speicher erst ganz am Anfang.

Ein weiterer Baustein im Stromnetz der Zukunft sind intelligente Verbraucher, etwa Wallboxen für E-Autos, die netzdienlich laden, also dann, wenn besonders viel Strom im Netz ist. Intelligente Haushaltsgeräte wie Waschmaschinen, Trockner oder

Spülmaschinen schalten sich dann ein, wenn der Strom besonders grün oder günstig ist. Wird diese Technik im großen Stil genutzt, lässt sich die Verbrauchskurve an die Erzeugungskurve anpassen, dazu später mehr. Der Schlüssel für die Steuerung des Verbrauchs und der Erzeugung ist der Strompreis. Bisher ist ein fixer Strompreis die Regel, rund um die Uhr wird dem Kunden der gleiche Preis berechnet, egal wie viel er aktuell gerade kostet.

Dynamische Strompreise

Seit 1. Januar sind alle Stromanbieter verpflichtet, einen dynamischen Stromtarif anzubieten. Versucht man, einen dynamischen Stromtarif zu buchen, läuft man bei vielen kleineren Anbietern während des Buchungsvorgangs in eine Fehlermeldung oder findet im Onlineangebot keinen Tarif, man muss also dort anrufen. „Wir unterbreiten Ihnen ein individuelles Angebot“, heißt es vielerorts. Und das gilt in vielen Fällen nur für das eigene Versorgungsgebiet, aber nicht bundesweit. Wo Preise erscheinen, sind diese oft viel höher als bei den Marktführern. Man bekommt das Gefühl, viele Stadtwerke möchten derzeit gar keine Kunden mit dynamischen Stromtarifen gewinnen und überlassen dieses Geschäft einstweilen gerne anderen. Spezialisten wie Tibber, Ostrom oder Octopus Energy sind schon lange am Markt und machen den Abschluss eines dynamischen Stromvertrags einfach.

Am Markt gibt es zwei grundsätzlich unterschiedliche Preismodelle: dynamische Stromtarife mit stündlicher Abrechnung und dynamische Monatsstarife. Man muss bei den Angeboten genau hinschauen, welche Art von Tarif dahinter steckt. Dynamische Monatsstarife richten sich zwar nach dem Börsenpreis, der Preis pro Monat ist aber statisch. Der Kunde muss den Zähler einmal im Monat ablesen und den Zählerstand an den Anbieter übermitteln, man braucht also keinen Smart Meter. Der Abrechnung liegt immer der durchschnittliche Monatspreis zugrunde, der allerdings erst im Nachhinein feststeht. Steigt der Börsenstrompreis im Durchschnitt, so wie in den vergangenen Monaten, wird es umgehend teurer. Sinkt er, schlagen die Preissenkungen ebenfalls direkt auf die Stromrechnung durch. Kunden mit normalen Haushaltstarifen bekommen solche Preisänderungen an der Börse auch durchgereicht, aber mit vielen Monaten Verzögerung – in die eine wie in die andere Richtung.

Echte dynamische Stromtarife werden stündlich abgerechnet. Das funktioniert in der Regel nur mit



Im Laufe eines Tages schwanken die Stundenpreise für dynamische Tarife deutlich. Darin liegt ein erhebliches Sparpotenzial.

einem Smart Meter, das den stündlichen Strombezug automatisch an den Stromanbieter überträgt (siehe Artikel „Was Smart Meter leisten und kosten“). Bei Tibber war die Nutzung zumindest bis zuletzt auch mit einer anderen Hardware möglich, dem Tibber Pulse. Er nutzt die optische Schnittstelle an digitalen Zählern, um die Verbrauchsdaten abzufragen und per WLAN und Internet zu übermitteln. Der Pulse arbeitet aber nur mit bestimmten Zählermodellen zusammen. Mechanische Zähler (Ferrariszähler) haben keine Schnittstelle.

Der Preis für eine Kilowattstunde in dynamischen Tarifen schwankt stündlich mit dem Börsenpreis (EPEX Strombörse). Die Stundenpreise werden bereits am Vortag festgelegt, sodass man seinen Verbrauch für den Folgetag planen kann.

Fixer Kostenanteil

Der Preis für Haushaltsstrom besteht aus mehreren Komponenten: Der erste Anteil ist der Grundpreis. Er wird monatlich erhoben und enthält die Kosten beispielsweise für den Stromzähler sowie für Wartung und Abrechnung. Dieser Preis ist fix, ändert sich also nicht mit dem Verbrauch. Der zweite Teil ist der Arbeitspreis, er wird pro Kilowattstunde berechnet. Je höher der Verbrauch, desto mehr verschiebt sich die Stromrechnung vom Grund- in Richtung des Arbeitspreises.

Bei dynamischen Tarifen setzt sich der Arbeitspreis aus zwei Teilen zusammen: Der erste Teil ist wieder fix, er hängt vom Wohnort ab und enthält beispielsweise Netznutzungsentgelte und Steuern, die pro Kilowattstunde berechnet werden. Derzeit liegt dieser Anteil um 20 Cent. Obendrauf kommt der dynamische Strompreis. Der schwankt im Tagesverlauf stark. Im Durchschnitt liegt er derzeit etwas über 10 Cent, mehr dazu weiter unten. Derzeit berechnen ihn die Stromanbieter stündlich, ab Juni wollen einige auf die ab dann viertelstündlichen Preise der EPEX umstellen.

Beim Vergleich von Tarifen ist eine Verbrauchsprognose wichtig. Für Kleinverbraucher bis 1000 oder 1500 kWh pro Jahr fällt der Grundpreis stärker ins Gewicht, je weiter der Verbrauch darüber liegt, desto wichtiger wird der Arbeitspreis.

Um günstige Angebote zu finden, eignen sich die Strompreisvergleiche von Check24 und Verivox. Sie haben gut gepflegte Tarifdatenbanken, in denen alle großen Anbieter verzeichnet sind und bei denen man nach dynamischen Tarifen filtern kann. Bei den dynamischen Tarifen berechnen die meisten Anbie-

Preis ändert sich ab 2. Monat

Ab dem zweiten Liefermonat wird ein Indextarif angewendet, bei dem sich der Preis an den tatsächlichen Kosten orientiert. Der Arbeitspreis setzt sich zusammen aus dem Durchschnittspreis des EPEX-Day-Ahead-Spotmarktes für den jeweiligen Beschaffungsmonat, variablen Netznutzungsentgelten, Stromsteuer, Umlagen, Abgaben sowie weiteren Beschaffungskosten, z.B. für Herkunftsnachweise. Der monatliche Grundpreis umfasst eine Pauschale von 10€ für Bereitstellung, den Fixkostenanteil der Netznutzungsentgelte sowie die tatsächlichen Kosten des Messstellenbetriebs. Um den monatlichen Verbrauch korrekt abzugrenzen, sollten Sie als Kunde den Zählerstand am Monatsende über das Kundenportal melden. Erfolgt dies nicht, wird der Verbrauch basierend auf dem Standardlastprofil sowie Angaben des Netz- und Messstellenbetreibers ermittelt.

Viele Stromlieferanten für dynamische Tarife berechnen den dynamischen Anteil im ersten Monat nicht.

ter im ersten Monat nur den fixen Grundpreis, der börsenbezogene Zuschlag wird erst ab dem zweiten Monat berechnet. Das mag auf den ersten Blick irritieren, erleichtert aber den Vergleich.

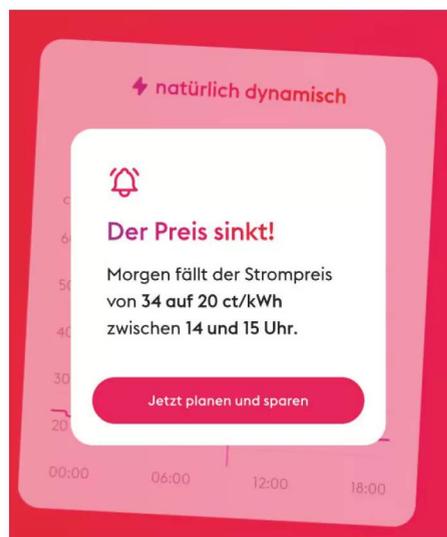
Hier muss man aber ganz genau hinschauen und jeden einzelnen Tarif sorgfältig analysieren: Bei Verivox gehen Tarife, die stündlich oder monatlich abgerechnet werden, bunt durcheinander. Erst wenn man auf den kleinen Info-Button neben „Variierender Preis: ab 2. Monat“ klickt, bekommt man die Information, wie der Tarif tatsächlich abgerechnet wird. Bei Check24 ergab sich ein ganz ähnliches Bild, auch hier unterscheidet die Suchmaschine nicht zwischen stündlich und monatlich abgerechneten dynamischen Tarifen.

Zwar muss jeder Stromanbieter auch einen dynamischen Tarif anbieten, die meisten tun das aber nur in ihrem Versorgungsgebiet und machen kein bundesweites Angebot. Das schränkt die Auswahl massiv ein; je nach Wohnort und Preissuchmaschine können Sie zwischen nur rund sieben und zwölf Angeboten wählen, mehr gibt der Markt derzeit nicht her. Während Verivox den bei allen Angeboten gleichen dynamischen Anteil der Stromrechnung ignoriert, gibt Check24 dafür eine Prognose ab, die aber je nach Verbrauchsprofil erheblich daneben liegen kann.

Strom für Auto und Wärmepumpe

Richtig kompliziert wird es, wenn man günstigen Strom für Großverbraucher wie Wärmepumpen oder

Die Stromanbieter stellen niedrige Preise in den Vordergrund. Allerdings gibt es vor allem im Winter auch sehr teure Stunden.



eine Wallbox fürs E-Auto sucht. Solche Tarife bekommt man oft nur, wenn man einen zweiten Zähler für die Hochleistungsgeräte hat und diese getrennt vom übrigen Haushaltsstrom abrechnet. Zwar bekommt man mit diesen Tarifen günstigere Preise pro Kilowattstunde, aber die Preise sind nicht dynamisch. Außerdem muss man monatlich etliche Euro für den erforderlichen Zusatzzähler berappen. Das lohnt sich nur bei hohen Verbräuchen.

Spezialisten wie Tibber, Octopus oder Ostrom haben dynamische Ladetarife für E-Autos. Diese erscheinen oft nicht in Tarifvergleichen für Autostrom, weil ihre Preisstruktur komplett anders ist als die von Fixpreisangeboten. Bei dynamischen Tarifen kann der Kunde per App-Steuerung angeben, wann das Auto fertig geladen sein soll und die intelligente Wallbox legt den Ladevorgang dann in den günstigsten Zeitraum. Das funktioniert nur, wenn der Ladezustand des Autos von der Wallbox abgefragt und an die App weitergereicht werden kann. Je flexibler die Ladezeiten sind, desto größer ist hier das Potenzial für Einsparungen.

Der Großhandelspreis für den Strom schwankt mit Angebot und Nachfrage. An über 89 Tagen im vergangenen Jahr fiel der Börsenstrompreis für einige Stunden in den negativen Bereich, allerdings oft nur einige Zehntelcent. An über 500 Stunden lag der Strompreis bei null oder darunter. Der große Fixanteil führte immerhin zu weniger als 20 ct/kWh, verhinderte aber durchgängig, dass der Strompreis für Verbraucher negativ wurde, man also mit dem

Einschalten von Verbrauchern die Stromrechnung drücken konnte.

Negative Börsenstrompreise treten meistens im Frühjahr und Sommer auf, am häufigsten nach der mittäglichen Verbrauchsspitze, wenn Solaranlagen und Windkraft gleichzeitig viel Strom liefern. Sehr niedrige oder negative Preise können aber auch im Winter auftreten, wenn großflächige Sturmfelder über Deutschland hinwegziehen und viele Windkraftanlagen maximale Leistung liefern.

Andersherum treten Preisspitzen, an denen der Strompreis pro kWh durchaus die Ein-Euro-Marke knacken kann, üblicherweise im Herbst und Winter in den frühen Abendstunden auf, wenn die Sonne bereits untergegangen ist, wenig Wind weht und deshalb teure Gasturbinenkraftwerke die Lücken füllen müssen. Nach dem Merit-Order-Prinzip setzt das teuerste in Betrieb befindliche Kraftwerk den Preis für alle. Solche Preisspitzen machen zwar Schlagzeilen, wirken sich auf den durchschnittlichen Strompreis für Verbraucher aber kaum aus. Den wenigen Stunden mit extrem hohen Tarifen stehen ja tausende Stunden mit unterdurchschnittlichen und hunderte Stunden mit negativen Tarifen gegenüber.

Billiger oder teurer?

Doch wie wirkt sich all das in der Praxis aus? Für wen rechnen sich stündlich-dynamische Tarife und unter welchen Umständen zahlt man drauf? Bei der Beantwortung dieser Fragen muss man vorsichtig sein, denn niemand kann in die Zukunft schauen und der Ukraine-Krieg hat gezeigt, wie stark geopolitische Ereignisse die Energiepreise beeinflussen können.

Doch der Blick zurück liefert zumindest wertvolle Hinweise. Hilfreich ist zum Beispiel eine im Herbst erschienene Studie des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft im Auftrag des Bundesverbands der Verbraucherzentralen. Die Autoren haben die Kosten stündlich-dynamischer Tarife mit denen monatlich-dynamischer und fixer Tarife verglichen, und zwar im Rückblick auf das erste Halbjahr 2024. So konnten sie die tatsächlichen Börsenstrompreise auswerten und berechnen, wie viel fiktive Kunden für den Strom gezahlt hätten. Besonders spannend: Die Studie zeigt auch, was bei den stündlich-dynamischen Tarifen das Verschieben von Lasten wie E-Auto-Aufladen in günstige Zeiten gebracht hätte.

Die Forscher definierten drei Beispielhaushalte mit unterschiedlichen Möglichkeiten, Strom zeitlich flexibel zu verbrauchen:

- Beim ersten Haushalt gingen sie von einem Jahresverbrauch von 1800 kWh aus, mit einem zeitlich flexibel nutzbaren Anteil von 246 kWh (14 Prozent) für Wasch- und Spülmaschine.
- Der zweite Beispielhaushalt verbrauchte 2900 kWh im Jahr, der flexible Anteil für Wasch- und Spülmaschine sowie Trockner lag bei 828 kWh (29 Prozent).
- Den fiktiven Haushalt Nummer Drei statteten die Forscher obendrein mit einem E-Auto aus und gingen deshalb von insgesamt 5800 kWh pro anno aus, davon 3828 kWh (66 Prozent) verschiebbar in günstige Zeiten.

Als „besonders preisgünstige“ Fixtarife für den Standort Berlin wählten die Forscher die Tarife Octopus Energy 12 sowie Fuxx-Spar Optimal aus. Hinzu kamen unter anderem ein monatlich-dynamischer Tarif von Stromeo und ein stündlich-dynamischer Tarif von Vattenfall mit einem monatlichen Grund-

preis von 11 Euro und einem fixen Anteil des Arbeitspreises von 20 ct/kWh.

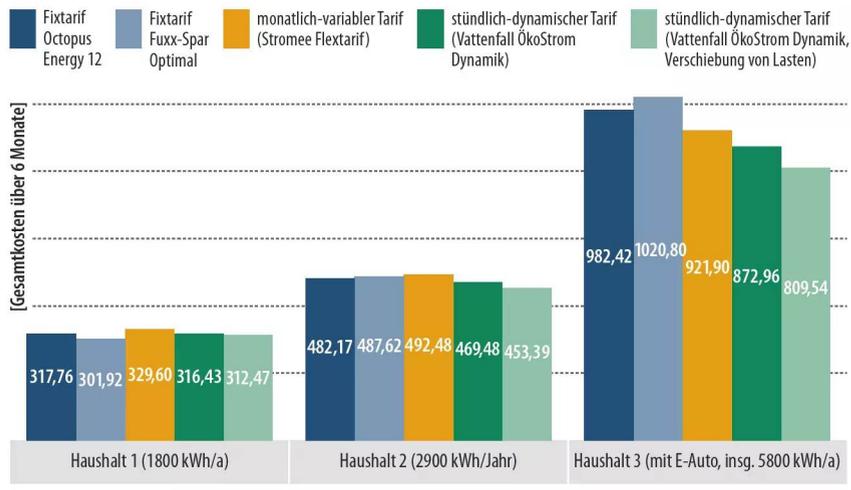
Außerdem gingen sie davon aus, dass die Haushalte Eins und Zwei ihre flexiblen Lasten jeweils in die drei günstigsten Stunden zwischen 6 und 24 Uhr verschieben konnten. Bei Haushalt Drei gingen sie von einer Verschiebung in die sechs günstigsten Stunden aus.

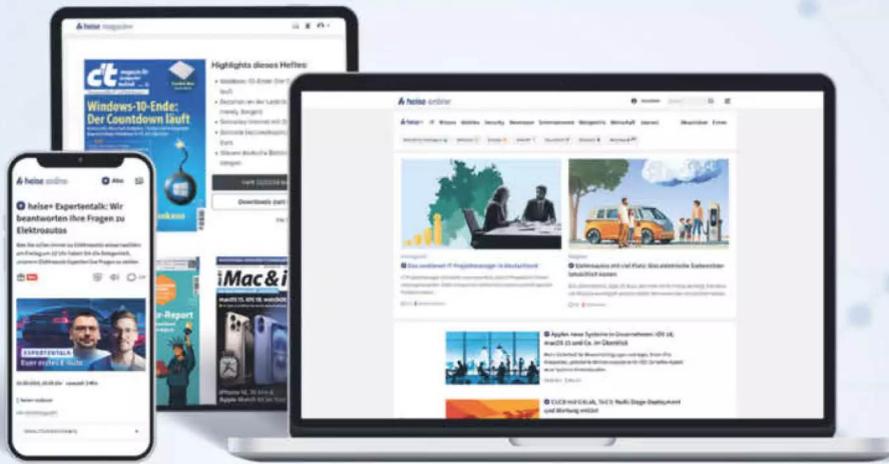
Unter diesen Annahmen zahlte Haushalt Nummer Eins für den Fixtarif von Fuxx am wenigsten (301,92 Euro über sechs Monate), der stündlich-dynamische Tarif folgte auf Rang Zwei. Durch das Verschieben der Lasten sparte der Haushalt bloß 4 Euro im Halbjahr ein.

Für Haushalt Nummer Zwei erwies sich der stündlich-dynamische Tarif als etwas günstiger als die Fixtarife. Der dritte Haushalt sparte mit dem stündlich-dynamischen Tarif gegenüber den Fixtarifen spürbar (siehe Infografik).

Die Kosten im 1. Halbjahr 2024 im Vergleich

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft hat im Auftrag des Bundesverbandes der Verbraucherzentralen die Kosten ausgewählter fixer Stromtarife mit denen monatlich-variabler und stündlich-variabler Tarife verglichen. Grundlage waren dabei die realen Preise im ersten Halbjahr 2024. Für den ersten Beispielhaushalt (1800 kWh pro Jahr) schnitt ein Fixtarif am günstigsten ab, für die anderen beiden Beispielhaushalte ein stündlich-dynamischer Tarif.





ct **Mac&i** **iX** **Make:** **ct** **Fotografie**

Magazin-
Abonnenten lesen
70%
günstiger

heise+

Das digitale Abo für IT und Technik.

Exklusiver Sonderrabatt für Magazin-Abonnenten:

- ✓ Zugriff auf alle kostenpflichtigen Artikel auf heise.de und in der App
- ✓ Wöchentlicher Newsletter mit allen Highlights und Empfehlungen
- ✓ Alle Ausgaben der Magazine c't, iX, Mac & i, Make und c't Fotografie digital und als PDF verfügbar
- ✓ Jederzeit kündbar

Jetzt bestellen unter

heiseplus.de/upgraden

Oder einfach QR-Code scannen



✉ leserservice@heise.de ☎ 0511 / 647 22 888

Ein Angebot von: Heise Medien GmbH & Co. KG • Karl-Wiechert-Allee 10 • 30625 Hannover

Dynamische Stromtarife (Auswahl)

Anbieter	Tarif	Grundpreis/Monat ¹	Basispreis/kWh ¹	zusätzlich dynamischer Preis/kWh	Laufzeit / Kündigungsfrist
E.on	Home & Drive Dynamic	10,83 €	21,94 ct	✓	12 Monate / 4 Wochen
Entega	Ökostrom dynamisch	11,51 €	21,39 ct	✓	– / 1 Monat
Green Planet	Ökostrom flex	23,42 €	19,87 ct	✓	– / 4 Wochen
Octopus Energy	dynamic	11,42 €	20 ct	✓	– / 1 Monat
Tado	Hourly	11,51 €	20,49 ct	✓	– / 1 Monat
Tibber	Tibber	12,51 €	21,15 ct	✓	– / 2 Wochen
Vattenfall	Ökostrom Dynamik	13,00 €	21,2 ct	✓	

Dynamische Monatstarife

Lichtblick	Ökostrom vario	14,37 €	33,96 ct ²	–	– / 1 Monat
Naturstrom	flex	13,90 €	32,34 ct ²	–	– / 4 Wochen
Ostrom	SimplyFair	12,52 €	29,71 ct ²	–	– / 2 Wochen
Polarstern	Wirklich Ökostrom flex	16,92 €	36,43 ct ²	–	– / 4 Wochen

¹Beispielpreis für Hannover, kann je nach Netzgebiet unterschiedlich ausfallen ²Komplettpreis, wird monatlich nach aktuellem Börsenpreis neu festgelegt

Die Ergebnisse in Euro und Cent sollte man nicht allzu ernst nehmen, da die Forscher in einigen Punkten eher unrealistische Annahmen trafen. So schafft es in der Praxis kein Haushalt, seine Lasten konsequent in die günstigsten Zeiten zu verschieben. Obendrein berücksichtigt die Studie nicht die Zusatzkosten für ein Smart Meter, das man für einen stündlich-dynamischen Tarif in der Regel benötigt. Und natürlich gibt es günstigere und teurere Tarife als die in der Studie ausgewählt.

Und doch liefert die Studie spannende Erkenntnisse: Erstens, dass stündlich-dynamische Tarife grundsätzlich sehr günstig sein können. Das liegt aber auch daran, dass die Kunden mehr Risiko tragen. Zweitens, dass es kaum etwas bringt, Haushaltsgeräte wie die Waschmaschine zu günstigen Zeiten laufen zu lassen, weil solche Geräte mittlerweile sehr wenig Energie benötigen. Eine moderne Spülmaschine zum Beispiel kommt pro Durchgang mit ungefähr einer halben kWh aus. Hinzu kommt, dass der fixe Anteil des Arbeitspreises relativ hoch ausfällt.

Tibber-Test

Mit einem stündlich-dynamischen Tarif von Tibber sammelte unser heise-Kollege Clemens Gleich in der Praxis Erfahrung, und zwar in einem Haushalt mit Wärmepumpe, Solaranlage und viel Heimarbeit. Über das gesamte Jahr 2024 schnitt Tibber dabei rund zehn Prozent günstiger ab als der günstigste vor Ort verfügbare Fixtarif, vor allem aufgrund der relativ niedri-

gen Grundgebühr. Den ausführlichen Erfahrungsbericht lesen Sie bei heise+, siehe ct.de/wr18.

Zusammengefasst lässt sich sagen: Was die nackten Zahlen angeht, waren dynamische Stromtarife im Jahr 2024 attraktiv. Empfehlen kann man sie trotzdem nur Kunden, die bei schwankenden Preisen nicht leicht nervös werden. In günstigen Monaten kostete der nackte Börsenstrom am Day-Ahead-Markt in vielen Monaten im Frühjahr und Sommer 2024 im Schnitt 6 bis 7 ct/kWh, in teuren Wintermonaten zuletzt 11 bis 13 ct/kWh und in einzelnen Stunden während Dunkelflauten im Winter über 90 ct/kWh. Auf absehbare Zeit werden die Preise voraussichtlich noch stärker schwanken, siehe Artikel „Teurer Winterstrom wird das neue Normal“.

Dieser psychologischen Unbequemlichkeit stand für Durchschnittshaushalte zumindest bislang nur ein geringes oder kein Sparpotenzial gegenüber. Anders sieht es mit einem Batteriespeicher aus, den man vielleicht für ein Balkonkraftwerk (siehe Artikel „Wann Speicher für Balkonkraftwerke lohnen“) oder eine Dachanlage (siehe Artikel „PV-Heimspeicher mit Netzstrom laden“) sowieso anschaffen möchte. Die müssen allerdings erstmal ihren Anschaffungspreis von rund 500 Euro/kWh einspielen, was bei vielleicht im Jahresschnitt gesparten 10 bis 15 ct/kWh ein paar Jahre dauert. Großverbraucher konnten zumindest 2024 ihre Rechnung spürbar drücken, sollten aber über ein stoisches Gemüt verfügen. Da die meisten stündlich-dynamischen Tarife monatlich kündbar sind, kann man notfalls schnell in einen Fixtarif zurückwechseln. (uma) ct

Preisvergleichsportale
und weitere Infos:

ct.de/wr18



// heise devSec()

Die Konferenz für sichere
Softwareentwicklung

30. September und 1. Oktober 2025
Regensburg



Sichere Software beginnt vor der ersten Zeile Code...

Die heise devSec ist das **Fortbildungs- und Networking-Event** für Softwareentwickler und Softwarearchitektinnen, die **Verantwortung tragen für die Sicherheit** der Software.

Jetzt
**Frühbuecher-
tickets**
sichern!

heise-devsec.de

Veranstalter



 heise Security

 dpunkt.verlag



Bild: KI, Collage: ct

Zähler-Leseköpfe statt Smart Meter

Smart Meter sind teuer und schwierig zu bekommen, doch es gibt Alternativen: Den Stromverbrauch eines Haushalts erfasst man mit einem Lesekopf für gerade mal 30 Euro anschaulicher als mit einem teuren Smart-Meter-Gateway.

Von **Andrijan Möcker** und **Christian Wölbert**

Wer schon einen digitalen Stromzähler hat und den Energiebedarf seines Haushalts überwachen will, braucht kein teures Smart-Meter-Gateway vom Messstellenbetreiber. Es genügt günstigere Technik: Einen Lesekopf für den digitalen Zähler bekommt man schon ab etwa 30 Euro im Onlinehandel. Die Installation kostet meist

nichts, weil man für viele der Adapter keinen Elektriker braucht. Und anders als beim Smart Meter fallen in der Regel auch keine laufenden Kosten an.

In der Praxis helfen die billigen Leseköpfe sogar besser als die teuren Gateways, den Energieverbrauch zu überwachen und durch gezielte Maßnahmen die Stromkosten zu drücken. Denn der digitale

Zähler muss gemäß der Anforderungen des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE einmal pro Sekunde den Zählerstand und die Wirkleistung über eine für den Nutzer zugängliche Schnittstelle ausgeben. Dadurch verfolgt man den Energiebedarf annähernd in Echtzeit. Die viel teureren Smart-Meter-Gateways können zwar ähnlich hoch aufgelöste Daten übermitteln, in der Praxis liefern die meisten Messstellenbetreiber aber nur Werte im Viertelstundenraster, oft sogar mit einem Zeitverzug von einem Tag (siehe „Was Smart Meter leisten und kosten“).

mME muss sein

Die wichtigste Voraussetzung für den Betrieb eines Lesekopfes ist ein digitaler Stromzähler vom Messstellenbetreiber. Offiziell heißen die Geräte in

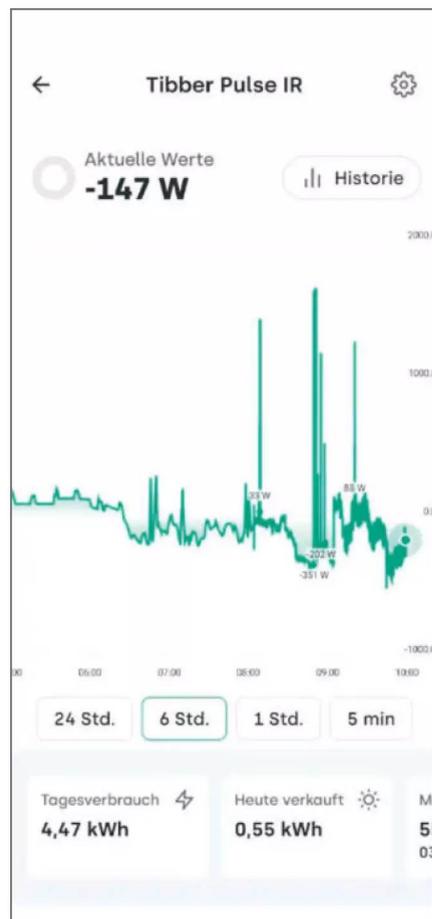
Deutschland „moderne Messeinrichtung“ oder kurz mME. Laut Bundesnetzagentur war 2023 ungefähr jeder zweite Haushalt mit einer mME ausgestattet. Die Messstellenbetreiber ersetzen zuletzt drei bis vier Millionen Ferraris-Zähler pro Jahr durch mME, der Anteil steigt also schnell.

Wer noch keinen Digitalzähler hat, kann beim örtlichen Messstellenbetreiber nachfragen. Dieser darf dem Nutzer für eine mME 25 Euro im Jahr in Rechnung stellen, bis vor Kurzem waren es noch 20 Euro. Die Kosten für einen Ferraris-Zähler liegen laut dem Bundesverband der Verbraucherzentralen im Durchschnitt bei circa 13 Euro pro Jahr. Früher oder später bekommt man aber so oder so eine mME, bis 2032 soll laut Gesetz jeder Haushalt damit ausgestattet sein.

Die meisten mME haben heute eine optische Datenschnittstelle nach IEC 62056-21, häufig als „DO-Schnittstelle“ bezeichnet. Die Leseköpfe haften in der Regel magnetisch auf der runden Schnittstellenbuchse. Die seltsam anmutende optische Technik hat den Vorteil, dass Zähler und Leser galvanisch getrennt bleiben. Sie können sich also gegenseitig nicht stören oder gar beschädigen.

Viele mME geben ab Werk nur Zählerstände ohne Nachkommastelle sowie keine Daten zur Wirkleistung aus. Nach Eingabe einer PIN kann man auf den vollständigen Datensatz mit Leistungswert und Zählerstand mit einer Nachkommastelle umstellen. Die PIN muss man meist beim Messstellenbetreiber erfragen und je nach Modell per Taste oder mit einer Taschenlampe eingeben. Wie es genau funktioniert, verrät der Betreiber oder die Anleitung des Zählerherstellers, die man im Internet durch die Suche nach dem Produktnamen findet, beispielsweise „Iskra 12527“. Vor dem Kauf sollte man auch prüfen, ob der gewünschte Lesekopf mit dem Zählermodell zusammenspielt. Dazu veröffentlichen die Hersteller der Leseköpfe Whitelists.

Eine weitere Herausforderung besteht häufig darin, die vom Lesekopf erfassten Daten ins heimische Netzwerk oder ins Internet zu hieven. Die meisten Leseköpfe funken über WLAN. Reicht das heimische WLAN nicht in den Keller, kann ein Powerline-Adapter helfen, wenn man eine dem eigenen Stromkreis zugeordnete Steckdose im Zählerraum hat und die zusätzlichen vielleicht 5 bis 10 Watt der Adapter investieren mag. Einige Leseköpfe wie der Tibber Pulse funken im Bereich von 863 bis 870 MHz zu einer mitgelieferten Bridge, die die Daten ans WLAN weiterreicht. Laut Tibber kann man so drei Stockwerke überbrücken. Der AVM Fritz!Smart



Die App des Stromanbieters Tibber zeigt die vom Lesekopf Pulse erfassten Verbrauchs- und Einspeisedaten.

WattWächter im Test

Viele Leseköpfe für die D0-Infrarotschnittstelle an digitalen Stromzählern senden ihre Daten in die Cloud des Herstellers. Doch das gefällt nicht jedem: Gerade Smart-Home-Enthusiasten, die sich ihr schlaues Heim aus selbst betriebener Open-Source-Software zusammenbauen, bevorzugen Geräte mit lokalen Schnittstellen. Cloudpflicht muss nicht sein, denn es gibt genügend interoperable Protokolle, die von herstellerunabhängigen Smart-Home-Zentralen unterstützt werden, etwa MQTT.

Für diese Nutzer ist der WattWächter für rund 35 Euro eine spannende Option. Die deutsche Firma SmartCircuits liefert den Adapter im schick bedruckten Karton, zusammen mit einer kleinen Anleitung. Das runde Gehäuse ist 3D-gedruckt und besteht aus PLA. Es hat einen Durchmesser von 3,2 Zentimetern und eine Tiefe von 2,1 Zentimetern.

Die Spannungsversorgung läuft über den USB-C-Port. Ein Anschlusskabel gibts nicht dazu. Eine gute Entscheidung gegen Überproduktion und Elektroschrott, finden wir. Welche Kabellänge benötigt wird und ob es sich um ein USB-Steckernetzteil oder ein Hutschienennetzteil handelt, hängt nämlich vom Zählerschrank ab.

Auf dem WattWächter läuft eine vom Hersteller angepasste Version der Open-Source-Firmware Tasmota. Wer die kennt, weiß auch, welcher WLAN-Mikrocontroller im WattWächter steckt: Es ist ein ESP8266. Das Modell wird von einer großen Open-Source-Community geliebt, sodass man auf jahrelange Updates hoffen darf, selbst wenn Hersteller verschwinden.

Die Kurzanleitung erläutert kompakt und verständlich, wie man das Gerät in Betrieb nimmt: Beim ersten Anstecken öffnet der WattWächter prompt einen Access-Point, mit dem man sich verbinden muss. In gewohnter Tasmota-Manier wartet unter <http://192.168.4.1> das Menü, mit dem man den WattWächter ins WLAN einbindet. Das klappte bei uns problemlos.

Im Anschluss führt die Anleitung in die Skript-Konsole von Tasmota und das Tasmota-Wiki. Damit man die an der Infrarotschnittstelle hereinfallenden Daten korrekt angezeigt bekommt, benötigt Tasmota nämlich ein zähler- oder zumindest herstellerspezifisches Skript. Das Tasmota-Wiki hält fertige Skripte für allerhand Stromzähler bereit und für den

Stromzähler beim Autor, dem Zweirichtungszähler DWSB12.2H von DZG, fanden wir direkt funktionierende Zeilen.

Sofern man den Haken für das Aktivieren des Skripts nicht vergisst, präsentiert Tasmota auf der Startseite die eingehenden Daten. Bleiben Werte aus, muss man den Adapter neu positionieren und gegebenenfalls um 180° rotieren. Mit gesetzten MQTT-Parametern finden die Daten dann den Weg in die Smart-Home-Zentrale – keine große Sache für den erfahrenen Heimautomatisierer.

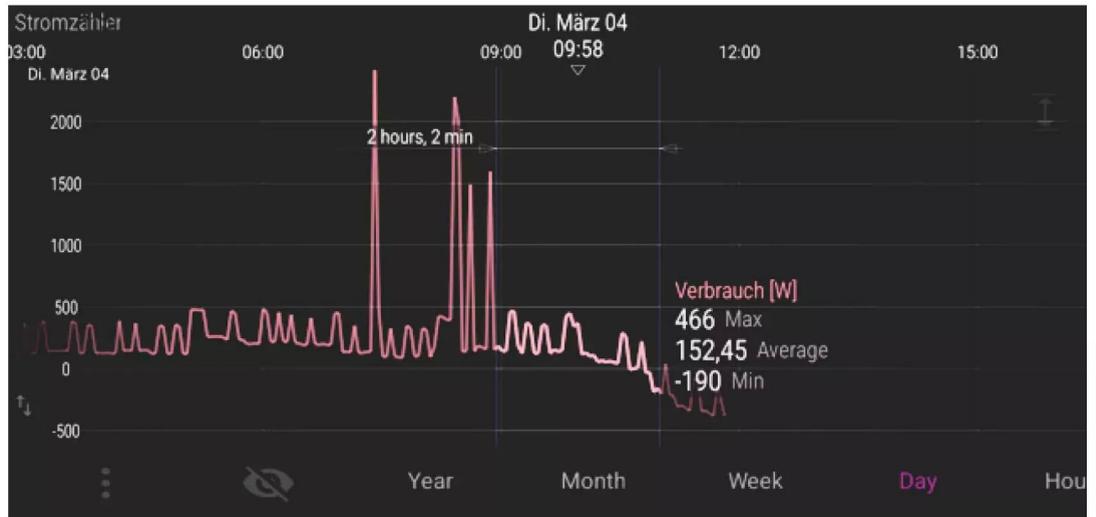
Etwas unpraktisch ist lediglich die gewickelte Drahtantenne im Gehäuse des WattWächters. Zählerschränke bestehen meist aus Blech, was erheblich dämpft; ein Repeater oder Access-Point in wenigen Metern Entfernung ist deshalb häufig nötig. Eine SMA-Antennenbuchse würde zwar dick auftragen, aber Antennen außerhalb des Kastens ermöglichen.

Insgesamt ist der WattWächter jedoch ein schönes Gesamtpaket, um möglichst einfach und ohne Cloudketten Stromzähler auszulesen. Der Preis von 35 Euro ist aus unserer Sicht gerechtfertigt. Unser Tipp für ein ordentliches Gesamtbild: Lassen Sie vom Elektriker ein 5-Volt-Hutschienennetzteil, etwa von Mean Well, und ein USB-C-Pigtail installieren.



Der WattWächter haftet magnetisch an der heute omnipräsenten Infrarotschnittstelle von Stromzählern (IEC 62056-21). Der Hersteller hat die gesamte Technik ins Gehäuse verfrachtet; Spannung bezieht das Gerät per USB-C.

Die Android-App TheThingV visualisiert Zählerdaten, die ein Lesekopf wie der bitShake Smart-MeterReader Air an die Server von ThingSpeak sendet.



Energy 250 funkt per DECT zur Fritzbox, getestet haben wir ihn noch nicht.

Kopfwahl

Hat man eine Lösung für das Anbindungsproblem, muss man sich für einen Lesekopf entscheiden. Das große Angebot lässt sich einteilen in Modelle, die man nur als Kunde eines bestimmten Stromanbieters nutzen kann, und unabhängig nutzbare. Zu ersteren gehört zum Beispiel die „Smart Control Box 2.0“ von Eon. Dabei handelt es sich um eine Kombination aus einem Lesekopf und einer Funkbridge.

Eon liefert die Hardware ohne Aufpreis mit, wenn man zum Beispiel den Tarif „ÖkoStrom Smart Control“ abschließt. Die Daten stellt Eon in seiner Cloud bereit; einsehen kann man sie aber nur so lange, wie man Eon-Kunde bleibt. Den erwähnten Pulse kann man hingegen auch nutzen, ohne Tibber-Kunde zu sein.

Unterscheiden kann man zudem zwischen lokalem Datenzugriff und dem Weg über die Cloud. Stellen die Hersteller die Zählerdaten über ihre Cloud in einem Onlineportal oder einer App bereit, visualisieren sie diese hübsch. Vorteil ist zudem, dass man vielleicht den Nachbarn über dem Anschlussraum



Für alles gerüstet!

Tests, Tipps und Tools

JETZT BESTELLEN!



Heft für 14,90 € • PDF für 12,99 € • Heft + PDF 19,90 €

 shop.heise.de/ct-homeoffice24



überreden kann, den Zähler in sein WLAN zu lassen. Man ist allerdings darauf angewiesen, dass der Anbieter den Clouddienst zuverlässig und dauerhaft betreibt. Im Netz finden sich zum Beispiel viele Beschwerden über Ausfälle der Dienste des Poweropti-Anbieters Powerfox.

Viele Leseköpfe stellen die Daten standardmäßig lokal bereit, oder zumindest lässt sich das einrichten. Der Zähler muss dann im eigenen WLAN hängen. Im Netz findet man diverse Anleitungen für den lokalen Zugriff auf den Tibber Pulse, ohne Umweg über die Cloud. Ausprobiert haben wir das aber nicht.

Zu den Leseköpfen, die ihre Daten standardmäßig lokal bereitstellen, gehört etwa der WattWächter (siehe Test im Kasten). Ein ähnliches Modell, den bitShake SmartMeterReader Air, haben wir privat ausprobiert. Er kommt wie der WattWächter mit vorinstallierter Tasmota-Firmware und wird ähnlich wie dieser konfiguriert.

Wer will, kann die Zählerdaten aber auch in die Cloud senden. Ausprobiert haben wir das mit einem kostenlosen Benutzerkonto bei ThingSpeak, auf das der Adapter alle 20 Sekunden den aktuellen Verbrauchswert schreibt. Auf dem Android-Smartphone zeigt das Monitor-Widget von ThingSpeak diesen Wert, und die App TheThingV einen Verbrauchsverlauf.

Weitere Möglichkeiten

Doch was, wenn man keine mME hat und der lokale Messstellenbetreiber keine einbauen will? Laut § 3 des Messstellenbetriebsgesetzes haben Nutzer dann das Recht, eine „Änderung oder Ergänzung einer Messeinrichtung im Niederspannungsnetz“ selbst durchzuführen. Man kann also durch einen Elektriker einen modernen Zähler einbauen lassen, muss aber selbst dafür zahlen.

Es gibt noch andere Möglichkeiten, den Energiebedarf des Haushalts zu überwachen. Beliebt sind auch Dreiphasenzähler für die Unterverteilung beziehungsweise den Sicherungskasten wie der Shelly Pro 3EM. Diese messen elektromagnetisch mit Klemmen, die um die einzelnen Phasen gelegt werden. Die Werte weichen also von denen des Zählers des Messstellenbetreibers im Keller ab. Sie sind aber exakt genug, um den Haushaltsverbrauch über die Zeit zu verfolgen und beim Optimieren zu helfen. Über WLAN, LAN oder Bluetooth kann man unter anderem Strom, Spannung und Leistung pro Phase abrufen.

Den Pro 3EM bekommt man im Onlinehandel für unter 100 Euro, allerdings ist der Einbau nur etwas



Die Shelly-App zeigt die Daten des Dreiphasenzählers Pro 3EM – auch eine Möglichkeit, den Haushaltsverbrauch zu verfolgen.

für Fachkräfte, Laien sollten auf keinen Fall im Sicherungskasten herumdoktern! Zum Kaufpreis kommen also Installationskosten hinzu. Obendrein muss in der Unterverteilung genügend Platz sein.

Will man nur einzelne Stromkreise auswerten, genügt ein einphasiger Zähler für den Sicherungskasten, wie wir sie in [1] ausführlich getestet haben. Um einzelne Stromfresser zu finden, genügt häufig aber schon ein günstiges Energiekostenmessgerät, also ein Zwischenstecker mit Display oder WLAN [2].

(cwo) ct

Literatur

[1] Georg Schnurer, Zählknechte, Zwischenzähler zum Messen des Energieverbrauchs im Sicherungskasten, c't 25/2022, S. 106

[2] Ernst Ahlers, Stromwaagen, 10 Energiekostenmessgeräte im Vergleich, c't 17/2022, S. 98

Datenkraken verstehen!

Schwachstellen aufdecken wie die Profis!

JETZT
Tools + Taktiken
kennenlernen



Mittlerweile arbeiten Profi-Hacker als Pentester, um Sicherheitslücken aufzudecken. Wir blicken ihnen im c't Sonderheft über die Schulter:

- ➔ Trainingsmaterial für angehende Hacker
- ➔ Live-Pentest: Cyberangriffe zu Fuß
- ➔ Mit dem Raspi Angriffe simulieren
- ➔ Interview: Über das Hacken einer PS5



NEU



im heise shop!



shop.heise.de/ct-hacking25



Bild: RWVE

Teurer Winterstrom wird das neue Normal

Aufgrund ungünstigen Wetters lagen in diesem Winter die Strompreise auf dem Spotmarkt hoch. Aber auf hohe Preisschwankungen muss man sich auch weiterhin einstellen. Wir beleuchten Gründe, Ideen, Forderungen und weitere Entwicklungen.

Von **Clemens Gleich**

Die Nachteile wetterbedingter Stromerzeugung sind lange bekannt und erforscht: Bei unpassendem Wetter sinkt die Erzeugung auf einen sehr kleinen Bruchteil der installierten Nennleistung. Das schöne deutsche Wort „Dunkelflaute“ bezeichnet solche Zeiten, in denen weder Sonne noch Wind viel zur Stromerzeugung bei-

tragen. Alte Fraunhofer-Studien führten diese Perioden noch als Ausschlusskriterium für hohe Ausbauraten Erneuerbarer Energien (EE) an, weil Dunkelflauten in Deutschland regelmäßig auch 18 Tage und länger andauern können. Dann müssen teurere, flexible, fossile Kraftwerke einspringen, und das kostet viel Geld.

Seit langem schon schließt Fraunhofer hohe Raten von EE im Strommix nicht mehr aus, und seit kurzem können wir selbst erleben, was sie bedeuten: höhere Strompreis-Volatilität, also häufige Preisschwankungen mit hohen Amplituden. Von über 936 €/MWh Mitte Dezember bis hin zu negativen Strompreisen an Neujahr war diesen Winter alles dabei, allerdings mehrheitlich überdurchschnittlich hohe Preise.

Dieser Artikel beleuchtet die Preisbildungsmechanismen von Strom und deren jeweilige Preisbildungen. Er unterscheidet zwischen Strompreisen und Netzstabilität, weil Kraftwerksbetreiber nur zu einem von beidem verpflichtet sind, und er diskutiert Lösungsvorschläge, die aktuell von verschiedenen kompetenten Seiten in den Diskurs gefeuert werden.

Seit Beginn dieses Jahres müssen alle Stromanbieter mindestens einen dynamischen Stromtarif anbieten, der üblicherweise nach den stundenweisen Preisen der Day-Ahead-Auktion auf der Strombörse abrechnet. Dabei werden jeden Tag um die Mittagszeit die Strompreise am Spot-Markt der europäischen Strombörse EPEX für den nächsten Tag festgelegt. Strommengen, die von dieser Planung abweichen, werden unter Tags im Intraday-Handel gehandelt oder am Tag danach (Day After) bilanziell ausgeglichen. Endverbraucher zahlen jedoch die am Tag vorher bekannten Tarife. Das soll über den Preis Anreize setzen, zu günstigeren Zeiten Strom zu verbrauchen. Dynamische Stromtarife sind jedoch unter Privathaushalten sehr selten und selbst in der Industrie nicht die Regel, siehe die Artikel ab „Was Smart Meter leisten und kosten“.

Die meisten Kunden beziehen Strom zu einem fixen Arbeitspreis pro kWh. Dieser Preis wird über längere Zeiträume gemittelt und weit im Voraus am Terminmarkt verkauft. Wenn Sie zum Beispiel einen neuen Stromtarif abschließen, geben große Anbieter gern zwei Jahre Preisgarantie. Dann ist über diesen Zeitraum jede prognostizierte Schwankung eingepreist, und nicht prognostizierte Schwankungen hoffentlich versichert. Der Terminmarkt ist fast zehnmal so groß wie der Spot-Markt: Die Handelsvolumina 2024 betragen 8439 TWh am Terminmarkt gegenüber 880 TWh am Spot-Markt. Dass die Spot-Markt-Preise gerade durch die Nachrichten gehen, hat also zum großen Teil emotionale Gründe.

Hintergrund: Strompreise, was ist gerade los?

In diesem Winter ist es schon mehrfach passiert, dass kaum Sonne schien (normal für den Winter),

aber auch kaum Wind weht (eher selten in Deutschland, aber kommt vor). Aufgrund der hohen Ausbauraten von Photovoltaik und Windkraft fällt in solchen Situationen ein großer Teil der Stromerzeugung aus. Um Raum für die wetterbedingte Erzeugung zu schaffen, wurden in Deutschland viele Grundlastkraftwerke abgeschaltet. Grundlastkraftwerke haben eine Hauptaufgabe: Sie sollen den Strompreis senken und stabilisieren. Sie taten das, indem sie sich Flexibilitäten sparten und praktisch immer liefen (daher: „Grundlast“). Mit einer Stromerzeugung, die je nach Wetter zwischen „fast nichts“ bis „praktisch alles“ liefert, lohnen sich solche Kraftwerke immer weniger, absehbar fast gar nicht mehr. Der Strompreis schwankt damit stärker, weil Flexibilität viel Geld kostet. Bei geringer EE-Erzeugung müssen flexible fossile Kraftwerke anlaufen, die zu entsprechend höheren Preisen liefern.

Sehr ungünstig wirkt sich auch der europäische Preisbildungsmechanismus aus, der nach dem „Merit-Order-Prinzip“ funktioniert: Es werden pro Zeitfenster die jeweils billigsten Anbieter zuerst beschlagt und dann mit stetig teureren Anbietern weiter gefüllt, bis der prognostizierte Bedarf des Fensters gedeckt ist.

Alle Anbieter erhalten den Preis des teuersten Anbieters, der zur Bedarfsdeckung noch nötig war. Das hat zu Zeiten geringer Preisunterschiede einigermaßen funktioniert. Bei großen Preisunterschieden führt das Prinzip jedoch dazu, dass sich die günstigen Anbieter eine goldene Nase verdienen, die wir alle bezahlen müssen, obwohl der teure Gesamtpreis eigentlich nur einen kleinen Teil der Erzeugung betrifft. Die Mängel des Prinzips traten schon in der Gaspreiskrise ab 2021 hervor. Ein so tief verbautes Prinzip lässt sich allerdings auch nicht so einfach ändern. Es wird uns weiter begleiten und mit Flickwerk verändert werden müssen. Ein Flicker waren etwa die Juni 2024 eingeführten CfD, die den Stromerzeugern einen Preiskorridor vorgeben, in dem Verluste und Übergewinne begrenzt sind. Vorher waren nur die Verluste begrenzt.

Marktmanipulation?

Als im Dezember zum wiederholten Mal im Winter 24/25 die Strompreise in einer Dunkelflaute hochschnellten, untersuchten interessierte Leute die Erzeugungsstrukturen, ganz vorne dabei zum Beispiel die Energiepolitik-interessierten Influencer Joshua Ben, Dirk Specht und „der Graslutscher“ Jan Hegenberg, bald danach auch Energie-Journalisten. Dabei



Bild: RWE



Bild: RWE

Schöne Wiedernutzung: Im Tagebau Hambach liegt ein nicht mehr zum Fahren nutzbares Stück der A4. Dort wurden Solarmodule installiert. RWE nennt die Anlage die „Solarautobahn“.

Offshore-Windpark Gwynt y Môr 24 km vor der Küste von Wales. Offshore-Windkraft punktet mit (für Erneuerbare) guten Lastfaktoren von um die 0,5, ist aber u. a. aufgrund der längeren Stromleitung dennoch wesentlich teurer als Onshore-Windkraft.

fiel ihnen auf, dass große Teile der fossilen Erzeugung trotz hoher Preise nicht liefen, obwohl sie das an vergleichbar scheinenden Tagen der Vergangenheit getan hatten. Manche vermuteten, hier könne Marktmanipulation im Spiel sein, also gezielte Preistreiberi. Die Bundesnetzagentur untersuchte die Vorwürfe, Ergebnis negativ. Zu den Börsenpreisen dieses Winters gibt es ein ausführlicheres Statement (siehe ct.de/w4hd). Die aktuellen Preise sind nach aller Wahrscheinlichkeit demnach ein normaler Effekt der Stromerzeugung mit hohen Raten an Wetterabhängigkeit.

Dazu muss man zwei grundlegende Dinge unterscheiden: Versorgungssicherheit und Preisbildung. Kraftwerksbetreiber sind verpflichtet, zur Versorgungssicherheit beizutragen. Die Versorgungssicherheit war jedoch zu Preisspitzenzeiten nicht gefährdet. Die Stromanbieter sind nicht dazu verpflichtet, die Strompreise billig zu machen, und eine solche Pflicht ist auch in einer einigermaßen freien Marktwirtschaft nur schwer vorstellbar. Also haben sie zum Beispiel keine Kraftwerke angefahren für prognostizierte zu kurze Laufzeiten, sondern haben sich am Strommarkt mit den Mengen eingedeckt, mit denen sie ihre Kunden beliefern mussten. Das hat dazu geführt, dass die Stromimporte stark stiegen,

was die Preise auch außerhalb Deutschlands in die Höhe trieb. In Norwegen etwa forderten Politiker, die Stromlieferbedingungen nach Deutschland neu zu verhandeln, obwohl die Effekte dort im Vergleich zu Deutschland sehr milde ausfielen.

Kurz: Wahrscheinlich zeigt dieser Winter schlicht eine neue Normalität stärker schwankender Preise. So haben sich auch alle Experten bei den Verteilnetzbetreibern geäußert: Strompreisschwankungen werden weiter zunehmen.

Was ist mit den Reserven?

Eine andere Diskussion, die kürzlich durch die Presse ging, drehte sich um die Reservekraftwerke. Deutschland hat im weltweiten Vergleich sehr gute Verfügbarkeitsraten des Stromnetzes, Ausfälle sind bei uns also vergleichsweise selten. Dazu gehört eine stabile Versorgung mit kurzfristiger, netzabschnittslokaler Regelleistung, die am Regelenergiemarkt gehandelt wird, den hauptsächlich die vier Übertragungsnetzbetreiber verantworten. Dazu gehört jedoch auch eine stets vorgehaltene Reserve-Notfalleistung, die von der Allgemeinheit finanziert wird. Sie ist dazu da, Notfälle im Leistungsbedarf auszugleichen, damit das Stromnetz stabil bleibt.

Warum lief diese Reserve nicht an, um die Preise zu senken? Zeitungsberichte verwiesen auf ein entsprechendes Gesetz aus 2020, das den Anlauf nur zur Preissenkung verbietet. Die Zeitungsberichte fragten aber nicht, warum es so ein Gesetz brauchte. Stellen wir uns vor, dass wir Notfallreserven in den ganz normalen Markt freigeben. Was passiert, wenn dann ein Notfall bei hoher Preislage auftritt? Es fehlen Reserven. Obwohl also die CDU unter Merz zur Wahl versprach, die Reserven zur Preissenkung zu nutzen, kann sich das als schwierig herausstellen oder bei Durchführung die durchschnittliche Stabilität senken.

Was für die Reserveleistung gilt, gilt generell: mehr Anbieter, mehr Strom am Markt, niedrigere Preise. Damit das passiert, muss der Strommarkt attraktiver für Investoren werden, denn ein Kraftwerk wird nur gebaut, wenn es sich lohnt. Was Deutschland aktuell unattraktiv macht, kann Ihnen jedes

investitionswillige Unternehmen sagen: Platz eins sind nicht die Energiepreise, sondern lähmende Bürokratie aus Brüssel und Berlin, die für unverhältnismäßig hohe Kosten sorgt. Hier läge also der größte Hebel. Weiterhin müssten die Chancen zwischen stark geförderten Solar- und Windkraftwerken und genau aufgrund dieser Erzeuger nötigen Gasverbrenner fairer verteilt werden, damit letztere sich lohnen und folglich so gebaut werden, dass ihr Ausbau Schritt hält mit Wind und Solar. Die ersten Schritte dazu sind bereits passiert, durch das Schrumpfen der Förderungen. Diese Richtung wird auch in der neuen Regierung weiter verfolgt werden müssen.

Was man tun könnte: Einerseits, andererseits

Bis-Vor-kurzem-Wirtschaftsminister Robert Habeck hatte die hohen Winterstrompreise damit kommen-

IHRE DATEN, IHRE KONTROLLE!

Verteidigen Sie sich gegen Spam und Überwachung



Auch als Heft + PDF mit 28% Rabatt

Heft für 14,90 € • PDF für 12,99 €
• Heft + PDF 19,90 €



shop.heise.de/ct-datenschutz24

JETZT BESTELLEN!





Bild: ENBW



Bild: Aircow/ELon

Umrüstungsvorschlag eines Kohlekraftwerks in Heilbronn zu einer flexiblen Gas- und Dampf-Anlage. Die neuen Gebäude wären die gerenderten im Vordergrund unten rechts vor dem Kühlturm.

Hochleitungen, das ungeliebte Kind der deutschen Energieerzeugungsumstellung. Wenn die Bevölkerung mehr Windkraft und Photovoltaik will, wird sie um mehr Überlandleitungen nicht herumkommen. Erdleitungen kosten oft rund das Doppelte.

tiert, dass es ja auch Phasen günstigen Stroms gebe, und das stimmt. Das Gegenteil der „Dunkelflaute“ ist die „Hellbrise“, bei der Photovoltaik und Windkraft gleichzeitig viel Strom liefern. Wenn solche Perioden auf einen Feiertag fallen, liegen die Markt-Strompreise regelmäßig bei Null oder darunter. Dann braucht keiner mehr Strom, die EE-Anlagen bieten aber aufgrund des Wetters gleichzeitig an und senken damit systematisch ihre erzielbaren Preise.

Da die Erzeugungsanlagen trotz geringer bis negativer Einkünfte am Markt mit der garantierten Einspeisevergütung bezahlt werden müssen, hat diese Form der Erneuerbarenförderung allein in 2024 über 17 Milliarden Euro Steuergeld gekostet (zusätzlich zu den anderen Fördervektoren). Deshalb der Gesetzesvorstoß, neuen Anlagen zumindest bei negativen Marktpreisen keine Einspeisevergütung mehr zu zahlen. Die staatlich versicherte Einspeisevergütung ist ohnehin schon stark gesunken und wird das weiter tun. Jetzt müssen wir nur noch bezahlen, bis die zahlreichen Bestandsanlagen aus der auf 20 Jahre garantierten Vergütung fallen.

Das Dilemma des deutschen Stroms: Der reine Strompreis ist in Deutschland nicht besonders teuer, nicht einmal inklusive Strom- und Umsatzsteuer.

Die hohen Endpreise kommen hauptsächlich durch hohe Stromnebenkosten zustande, die größten davon Netzkosten. Wenn jemand zur Stromerzeugung sagt „irgendwo weht immer der Wind“, dann kann man davon ausgehen, dass er nicht weiß, was Stromleitungen kosten, denn irgendwo fehlt immer eine (teure) Stromleitung. Erinnern Sie sich noch an Desertec? Wüstensonnenstrom aus Afrika nach Europa leiten? Wo hängt es am meisten? An den Leitungen. Irgendwo scheint immer die Sonne auf der Erdkugel. Aber irgendwo fehlt auch immer ein Kabel. Deshalb sind nähere Erzeuger oft am Ende doch günstiger.

Als erste Maßnahme des Gegensteuerns gegen die hohen Netzkosten kamen 2025 die zeitflexiblen Netzentgelte (Energiewirtschaftsgesetz § 14, Modul 3), und aktuelle Wahlkampf-Vorschläge zielen darauf, die hohen Stromnebenkosten zu senken. Langfristig wird man sich bemühen müssen, a) Verbrauch und Erzeugung räumlich wieder anzunähern und b) bei den ohnehin teuren Stromleitungen nicht mehr obendrein die teuerste Variante (Erdkabel) zu wollen statt der wesentlich günstigeren Oberleitungen. Eine Studie der Universität Köln hat den Netzausbaubedarf von 2024 bis 2045 auf rund 730 Milliarden



Bildmontage mit Renderings: In Stuttgart-Münster betreibt die EnBW ein großes Wärmekraftwerk, das Abfälle, Kohle und für Spitzenlastfälle auch Erdöl verbrennt. Es erzeugt Strom und Fernwärme für die umliegenden Haushalte und Betriebe. Am Standort soll ein weiterer Brenner dazukommen, diesmal für Erdgas, umrüstbar auf Wasserstoff-Verbrennung.



Solar-Freiflächenanlage im Tagebau Hambach. An dieser Stelle wird dereinst der Uferbereich des anzulegenden Sees verlaufen. Da das allerdings noch über 30 Jahre dauert, wird die schon zur Stromerzeugung aufgegrabene Fläche noch einmal zwischengenutzt zur Stromerzeugung.

Euro (Geldwert 2024) geschätzt. Sparpotenziale zu finden, ist da ein dringendes Ziel.

Gasausbau als Ausfällleistung für Wind und Sonne

Viele Energie- und Industrie-Experten mahnen schon, beim Ausbau der wetterabhängigen Erzeugung mal etwas langsamer zu tun und sich mehr um die dringend benötigte Leistung zu kümmern, die bei wetterbedingtem Ausfall einspringt. Preisvolatilität sorgt für viel Unruhe. EnBW-Finanzvorstand Thomas Kusterer sagte in einem Interview zu NTV: „Wenn wir den Umbau des Energiesystems nicht kosteneffizient umsetzen, verlieren wir die Akzeptanz für die Energiewende.“

Vor dem Zusammenbruch der Ampel-Koalition war ein Entwurf zum Zubau von zunächst 10 GW Gaskraftwerksleistung ein primäres Ziel des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Das vom Grünen-Politiker Robert Habeck geführte BmWK rechnete damals mit 25 GW nötigem Gaskraftwerks-zubau bis 2030. Manche rechneten mit mehr, andere mit weniger. Konsens bleibt jedoch: Deutschland braucht mehr Gaskraftwerke. Warum Gas? Weil Gas

der fossile Energieträger mit dem geringsten Kohlenstoffanteil ist (4 x Wasserstoff, 1 x Kohlenstoff), sauber verbrennt, sich sehr gut für Kraft-Wärme-Kopplung (Fernwärme!) eignet und vor allem flexibel angefahren werden kann. Falls es jemals genug Wasserstoff zum Verbrennen gibt, kann man einen Gasbrenner mit überschaubarem Aufwand auf H₂-Verbrennung umrüsten. Gas war übrigens schon von ganz zu Anfang der Erneuerbaren-Pläne in Deutschland als Energieträger der Backup-Leistung vorgesehen, aus dem einfachen Grund, dass alle Speichertechniken nur im Bereich von Stunden decken können, Gasverbrennung dagegen eine ganze Dunkel-faute lang liefern kann.

Verbrauchsflexibilität ist die günstigste Art der Anpassung an wetterbedingte Erzeugung, daher lohnt sie sich fast immer. Ihre Effekte sind jedoch meistens viel kleiner, als man vorher vermutet. Können Sie mittags schnell heimfahren, um bei voller Solarpower und niedrigsten Strompreisen aufwendig zu kochen? Kann Ihre Wärmepumpe bei Sonne so viel Wärme ins Haus bunkern, dass sie in klirrender Nachtkälte nicht läuft? Die Antworten für große Teile der Bevölkerung auf solche Fragen lauten größtenteils auf „nein“.



Bild: Andre Laaks, RWE



Bild: RWE

Was sehen wir da auch an der Solaranlage Hambach? Lokale Batteriespeicher. Sie werden für Investoren immer interessanter, je weniger Förderungen den Strommarkt verzerren. Gut so.

Batterie-Regelenergieanlage in Neurath. Je größer die kurzfristigen Strompreisschwankungen, umso mehr lohnen sich solche Projekte. Weiterer Vorteil: Sie brauchen vergleichsweise wenig Platz und erzeugen keine Abgase, können also stadtnah z. B. an Umspannwerken installiert werden.

Flexibilität ist überwiegend in geringem Umfang möglich, privat bieten hauptsächlich E-Auto und Hausakku nennenswerten Spielraum. Die gern genannten Haushaltsgeräte reißen es schlicht nicht heraus. In Deutschland drosseln die hohen Nebenkosten zusätzlich Effekte der Verbrauchsverschiebung. Wenn die Strompreise bei Null liegen, kommt ein dynamischer Stromtarif bei mir zum Beispiel immer noch auf knapp 20 ct/kWh brutto Endverbraucherkosten.

Hohe kurzfristige Strompreis-Schwankungen könnten jedoch einen ganz anderen Markt in Schwung bringen: Solche Effekte eignen sich perfekt, um sie mit schneller Regelleistung aus Batteriespeichern auszugleichen. Wenn die Preise so stark schwanken wie in diesem Winter, lohnt sich das Geschäft, und die Vorhersagen lauten ja: Es wird ärger. Gute Karten also für die Planung von Großbatterien und anderer Regelleistung. Dazu kommt, dass die aktuellen und kommenden Preisstrukturen dafür sorgen, dass sich die Investition in Flexibilität bereits am Kraftwerk lohnt. So werden derzeit immer mehr Solarparks gleich mit Batterien gebaut, damit sie Strom zu den guten Preisen morgens und abends verkaufen können und mittags netzdienlich ihre Akkus laden. Das spart dann gleich den teuren und verlustträchtigen Umweg über Netzkapazität.

Fazit

Die rege öffentliche Diskussion liegt zu einem großen Teil daran, dass sie stellvertretend für den Streit um Vor- und Nachteile bestimmter Stromerzeugungsarten geführt wird. Die Strompreisschwankungen betreffen weniger Menschen und Betriebe, als man zunächst meinen möchte. Die hohen Stromnebenkosten dagegen betreffen in Deutschland alle Stromverbraucher. Hier sind die ersten gesetzlichen Verbesserungen bereits in Kraft und weitere müssen folgen – aus sozialer und ökonomischer Notwendigkeit.

Das Interessante an dieser Diskussion ist: Die durchschnittlichen Strompreise 2024 lagen gut 15 Prozent unter denen des Vorjahrs. Ich hatte 2024 einen dynamischen Stromtarif, mit Wärmepumpe und Photovoltaik. Trotz des aufgrund von Solarstrom und Wärmepumpe ungünstig stark winterlastigen Bezugs lag ich mit dem dynamischen Tarif besser als mit dem günstigsten Festpreisanbieter – siehe dazu auch die Artikel ab „Was Smart Meter leisten und kosten“. Ich blicke also trotz all unserer deutschen teuren Sonderwege mit Zuversicht auf die deutsche Stromzukunft, weil einige Dinge sich vergleichsweise schnell bessern können. (cgl) **ct**

Weitere Infos:

ct.de/w4hd

16. Oktober 2025

Wärmepumpentechnik für Einsteiger

Technik verstehen
Machbarkeit prüfen
Angebote beurteilen



Jetzt informieren:

webinare.heise.de/waermepumpen

Smarter Wechselrichter mit Akkuanschluss

Solarpanels liefern Gleichstrom, erst durch den Wechselrichter wird die elektrische Energie im Hausnetz nutzbar. Zendures SolarFlow 800 kann Gleichstrom in einen Speicher schieben und so dunkle Stunden überbrücken.

Von **Sven Hansen**

Der SolarFlow 800 ist auf den ersten Blick ein klassischer Wechselrichter zum Aufbau eines Balkonkraftwerks, der mit seinen zwei PV-Eingängen und der maximalen Eingangsleistung von 1200 Watt nicht an das hierzulande geltende 2000-Watt-Limit geht. Über die seitlichen Haltelassen lässt er sich auf Solarschienen direkt unter den Panels montieren, mit der Schutzart IP67 ist er für den Außeneinsatz ausgelegt.

Als Besonderheit bietet er einen zusätzlichen DC-Anschluss für Lithiumspeicher von Zendure, der über ein Kabel mit dem Wechselrichter verbunden wird. Zendure bietet Kabellängen bis fünf Meter als Zubehör an (80 Euro), sodass Speicher und Wechselrichter örtlich getrennt werden können. Genau hierin unterscheidet sich der SolarFlow 800 vom im Artikel „Sechs weitere smarte Speicher im Test“ getesteten Wechselrichter Hyper 2000, der direkt als Abschluss auf die Speicherbatterie gesetzt wird. Beide arbeiten bidirektional, sie können Strom nicht nur ins Hausnetz einspeisen, sondern auch von dort aus beziehen. Wir testeten das Basisset, bestehend aus dem SolarFlow 800 und einer Zusatzbatterie AB2000S mit 1,92 kWh Kapazität. Bis zu sechs dieser Module lassen sich stapeln.

Einrichtung

Der SolarFlow 800 lässt sich lokal via Bluetooth steuern oder man bindet ihn per WLAN ins heimische Netzwerk ein. Dieser Weg ist obligatorisch, wenn man die erweiterten Smart-Home-Funktionen des Systems nutzen möchte. Smarter Wechselrichter und angeschlossener Speicher werden automatisch erkannt und via OTA-Update mit frischer Firmware versorgt.



Die App schafft es, den außergewöhnlich großen Funktionsumfang übersichtlich zu verpacken. Gut illustrierte, sauber übersetzte Dialoge führen durchs System. Will man die Einspeiseleistung der Batterie bedarfsgerecht nachführen, muss man smarte Steckdosen oder einen vernetzten Energiemonitor hinzufügen. Zendure unterstützt die hauseigenen Modelle (Satellite CT/Plug), Modelle von Shelly (3EM, 3EM Pro) und den Ecotracker von EverHome. Alle drei Geräte können den Gesamtverbrauch im Haushalt

Zendure SolarFlow 800

Smarter Wechselrichter	
Hersteller	Zendure, Zendure.com
Anschlüsse	2 × PV-Eingang (je 600 W max.), DC-Anschluss (Batterie), AC-Anschluss (2400 W max. Bidirektional)
Speicher	1 kWh bis max. 11 kWh
kompatibles Zubehör	Shelly, EverHome, Zendure
Schutzart	IP67
Abmessungen	274 mm × 231 mm × 47 mm
Preis	300 €

bestimmen, dessen Äquivalent der SolarFlow 800 über PV oder Batterie einspeisen kann.

Hierzu aktiviert man in der App die Funktion HEMS (Home Energy Management System) und bindet die gewünschte Messstelle ein. Erst danach lassen sich über das Energie-Dashboard die Feinheiten justieren. Die Zendure-App arbeitet auf Wunsch mit dynamischen Stromtarifen, sodass sich der angeschlossene Speicher wegen der bidirektionalen Auslegung auch ohne Sonnenanteil netzdienlich einsetzen lässt: Aufladung bei günstigem Stromüberschuss, Entladung nur bei einem Strompreis über X Cent/kWh.

Zusätzlich lassen sich hier die üblichen Priorisierungen vornehmen: ob PV-Strom etwa bevorzugt in den Akku oder direkt ins Haus fließt. Recht versteckt findet man hier auch eine Einstellung zum Überwinden der AC-Lade- und Endladegrenzen. Statt der voreingestellten 800 Watt lassen sich bis zu 2400 Watt einspeisen und auch die Ladeleistung ist bis auf diesen Wert änderbar. Der Schukostecker des SolarFlow sollte spätestens dann in einer Steckdose stecken, die zuvor von einem Elektriker in Augenschein genommen wurde. Die hohe Ladeleistung ist für Kunden dynamischer Stromtarife interessant, die möglichst viel Energie in möglichst kurzer Zeit in den Speicher bekommen wollen, wenn sie günstig ist.

Fazit

Ausgereifte App, clevere Funktionen: Der SolarFlow 800 macht die private Energiewende zum Kinderspiel - zumindest, wenn man einen der unterstützten Energiemonitore installiert hat. Etwas unglücklich für hiesige Verhältnisse sind die Leistungsdaten: Bei 1200 Watt Peak bräuchte es zwei SolarFlow 800,



Ist die HEMS-Funktion aktiviert, lässt sich die Ausgangslast von 800 auf 2400 Watt setzen.

um die deutsche 2000-Watt-Grenze zu erreichen. Immerhin kann die Zendure-App auch ein solches Setup verwalten. Der Hyper 2000 aus gleichem Hause bringt es auf 1800 Watt maximale PV-Einspeisung. Wenn man vier Panels aufbauen und den Hyper direkt auf einen etwaigen Akku aufsetzen kann, dürfte er die bessere Wahl sein. (sha) **ct**

ct SECURITY-EINSTIEG
80 weniger Handgriffe als mehr Sicherheit

Jetzt absichern!

Vorsicht ist besser als Nachsicht!

Gleich reinschauen

shop.heise.de/ct-securityeinstieg24

ct SECURITY-EINSTIEG
80 weniger Handgriffe als mehr Sicherheit

14 Security-Checklisten für alle Fälle

Passkeys besser als Passwörter
Passwörter sind oft schwach und werden leicht gehackt. Passkeys sind sicherer und einfacher zu merken.

Keine Chance für Cyberkriminelle
Cyberkriminelle können nicht mehr Ihre persönlichen Daten stehlen.

Extra-Sicherheit für Windows
Gefährliche Software automatisch blockieren. Open Source-Tools für mehr Sicherheit.

Passkeys besser als Passwörter
Passwörter sind oft schwach und werden leicht gehackt. Passkeys sind sicherer und einfacher zu merken.

Keine Chance für Cyberkriminelle
Cyberkriminelle können nicht mehr Ihre persönlichen Daten stehlen.

Extra-Sicherheit für Windows
Gefährliche Software automatisch blockieren. Open Source-Tools für mehr Sicherheit.

14 Security-Checklisten für alle Fälle
In wenigen Minuten zu mehr Sicherheit. Social-Media-Konten, Smart-Home, Smart-TV, WLAN & Co. absichern.

Ankers Solarbank 3 Pro im Test

Die Solarsysteme von Anker zählen zu den meistverkauften Balkonkraftspeichern mit integriertem Wechselrichter. In der Version 3 gibt es moderate Änderungen der App, aber auch neue Funktionen.

Von **Sven Hansen**

Auf den ersten Blick hat sich bei Ankers Solarbank 3 Pro wenig getan. Nur wenn sie neben dem Vorgänger steht, fällt auf, dass sie rund zweieinhalb Zentimeter höher geworden ist. Das Design ist geblieben: ein solides Metallgehäuse, ein Knight-Rider-LED-Streifen zum Anzeigen des Betriebszustands sowie seitliche Anschlüsse für PV-Module und 230 Volt. Eine seitliche Schukosteckdose liefert als Notstromanschluss bis zu 1200 Watt.

Greift man in die stabilen Griffmulden und lupft den Block, fällt ein Unterschied zum Vorgänger deutlich auf: Die Solarbank 3 Pro bringt fast zehn Kilogramm mehr auf die Waage. Dafür steigt die Speicherkapazität des Grundmoduls deutlich von 1,6 kWh auf fast 2,7 kWh. Das System bleibt stapelbar und lässt sich mit maximal fünf Zusatzakkus auf bis zu 16 kWh Kapazität erweitern. Die Batterien beider Generationen sind untereinander kompatibel.

Anschluss

Die Installation geht leicht von der Hand. Vier PV-Anschlüsse mit diskreten MPPTs stehen bereit und können bis zu 3600 Watt Peak Solarleistung aufnehmen, das sind etwa acht handelsübliche Solarpanels. Die Spezifikation liegt damit deutlich über den 2000 Watt Peak, die hierzulande maximal als Balkonkraftwerk genehmigungsfrei installierbar sind.

Mit dem etwas kurz geratenen AC-Kabel (drei Meter) schließt man den Speicher per Schukostecker ans Stromnetz an, den Rest erledigt man per App. Der AC-Anschluss ist im Unterschied zur Solarbank 2 Pro nun bidirektional ausgelegt. Das System kann also nicht nur einspeisen, sondern den Akku auch mit Energie aus dem Netz befüllen. Damit öffnet Anker die Pro-Serie hin zu Nutzern dynamischer



Stromtarife, die durch gezieltes Auf- und Entladen über den Tagesverlauf von den Schwankungen am Strommarkt profitieren wollen. Die maximale AC-Einspeisung liegt bei 1200 Watt, den Akku laden kann man mit bis zu 2 kW. Letzteres reicht ungefähr, um den Speicher in der günstigsten Stunde des Tages vollzuladen.

Die Einrichtung in der App läuft problemlos, der Speicher wird per Bluetooth erkannt und per WLAN dauerhaft ins Heimnetz eingebunden. Das vom Vormodell bekannte Zubehör - smarte Zwischenstecker und der Solix Energiemonitor - spielt auch mit der 3 Pro zusammen. Die App hat sich seit unserem Test in c't 21/2024, S. 62 optisch nicht verändert. Darüber hinaus ist das Gerät auch mit Hardware von Shelly kompatibel, lässt sich also etwa mit einem bereits

Anker Solarbank 3 Pro	
Smartes Balkonkraftwerk mit Speicher	
Hersteller	Anker, anker.com
Anschlüsse	4 × PV-Eingang (je 900 Watt max.), AC-Anschluss (Schuko, 1200 Watt bidirektional), Steckdose (1200 Watt max.)
Speicherkapazität	2,688 kWh, auf maximal 16,128 kWh erweiterbar.
Kompatibles Zubehör	Solix, Shelly
Abmessungen	46 cm × 25,5 cm × 28 cm / 29,2 kg
Schutzart	IP65
Preis	1300 €

installierten Energiemonitor wie dem Pro 3EM verknüpfen.

Die Einspeisung der Solarenergie erfolgt entweder nach einem festen Zeitplan, gleicht den Verbrauch an den installierten Zwischensteckern aus oder hält gegen den vom Energiemonitor gemessenen Gesamtverbrauch des Hauses. Hinzugekommen ist das Szenario „Nutzungszeit“, hinter dem sich die Einstellungen für die bidirektionalen Fähigkeiten des Speichers finden. Sie waren zum Testzeitpunkt recht unübersichtlich: Übers Jahr lassen sich in bis zu fünf saisonalen Monatsabschnitten bis zu vier

Preisbereiche definieren, etwa die „Mittlere Spitzenzeit“. Aus der Anleitung: „Während dieses Zeitraums werden die Haushaltsgeräte, je nach eingestellter Akkureserve und maximaler Nutzung der PV-Anlage zum Laden des Speichers, mit dem verbleibenden Strom versorgt.“ Wer das nicht versteht, ist nicht alleine.

Wahrscheinlich auch deshalb hat der Hersteller einen KI-Modus (Anker-Intelligence) angekündigt, der die Optimierung der Steuerung übernehmen soll und dabei auch noch Wetterprognosen einbezieht. Zum Testzeitpunkt war die Funktion noch nicht nutzbar.

Fazit

Speicherkapazität satt, solide Verarbeitung und ausbaufähige App. So lässt sich der dritte Aufschlag der Solarbank zusammenfassen. Ein spannendes Paket hat Anker allemal geschnürt. Von den vier diskreten MPPT-Zugängen profitiert man besonders, wenn man nicht alle angeschlossenen Panels optimal und verschattungsfrei ausrichten kann. Was die KI-Funktion leistet, wird sich erst in der Praxis zeigen. Im besten Fall wird es dem Kunden den Frust ersparen, sich auf der Suche nach den optimalen Einstellungen mit stundenweise wechselnden Strompreisen und dem Wetterbericht zu beschäftigen. (sha) **ct**

Hype oder Hilfe?

Mit Künstlicher Intelligenz produktiv arbeiten

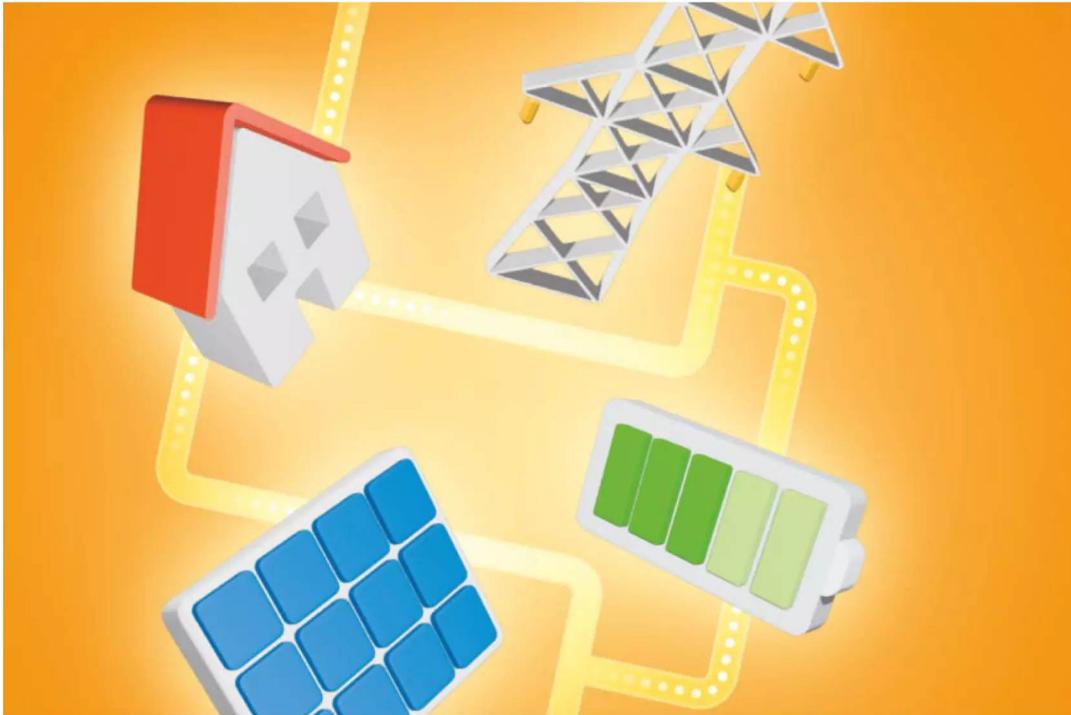
- ▶ Grenzen der Sprachmodelle erkennen
- ▶ Wo KI-Assistenten tatsächlich helfen
- ▶ Was Unternehmen rechtlich beachten müssen
- ▶ Wie KI Schule und Arbeit verändert



shop.heise.de/ct-ki23



Heft + PDF
mit 28% Rabatt



Speicher für Balkonkraftwerke

Ein Balkonkraftwerk deckt den Grundverbrauch im Haus und amortisiert sich nach wenigen Jahren. Aber nebenbei wird auch Strom ins Netz verschenkt – das wurmt so manchen, der über einen Batteriespeicher als Ergänzung nachdenkt. Doch lohnt das? Wir haben nachgerechnet und mit dynamischen Stromtarifen eine weitere Maßnahme zur Kostenoptimierung untersucht.

Von **Jan Mahn**

Was zu Hause vom Mittagessen übrig bleibt, kommt in luftdichte Kunststoffdosen und landet für den kleinen Hunger am Abend oder für den nächsten Tag im Kühlschrank. Energie, die uns die Sonne kostenlos auf die Erde schickt,

lässt sich nicht ganz so leicht wegtupfern und später nutzen. Hat ein Photovoltaikmodul die Strahlung in Elektrizität gewandelt, ist ein Batteriespeicher die naheliegende Investition: Solche Speicher gibt es in allen erdenklichen Größen. Tagsüber lädt

der Speicher mit überschüssigem PV-Strom, der sonst ins Netz fließen würde, nach Sonnenuntergang versorgt der Akku das Haus.

Wer in den vergangenen Jahren eine große PV-Anlage angeschafft hat, wird vom Fachbetrieb in der Regel auch ein Angebot für einen Speicher erhalten haben – und wer sich für einen Speicher entschieden hat, ist in guter Gesellschaft, wie eine Auswertung des Marktstammdatenregisters (MaStR) der Bundesnetzagentur beweist (siehe Seite 132).

Angesichts allgemein fallender Preise für Speicher kommen auch immer mehr Betreiber von Balkonkraftwerken auf die Idee, ihre Kleinst-PV mit einem Speicher zu kombinieren – Produkte dafür gibt es schließlich genug. Fragen zu solchen Geräten,

zur Amortisation und zur Integration ins Smart Home erreichten uns so zahlreich, dass wir uns den Markt für Balkonkraftwerkspeicher genauer angesehen haben. Sechs solcher Geräte haben wir im Spätsommer 2024 zum Test vorgeladen (siehe ab Seite 74), weitere sechs Anfang 2025 (siehe Seite 88).

Falls Sie über die Anschaffung eines Speichers vor allem deshalb nachdenken, weil Sie leidenschaftlich gern Ihren Energieverbrauch optimieren, schon alle Verbraucher auf die Sonnenstunden verlegt haben und noch zusätzlich etwas Geld sparen wollen, finden Sie ab Seite 34 mehr Informationen über eine andere interessante Produktkategorie: dynamische Stromtarife, die die Preise der Strombörsen (Day-Ahead-Preis) zuzüglich einer Bearbeitungsgebühr stundengenau an ihre Kunden weitergeben.

Die weichen Faktoren

Die Frage, die potenzielle Speicherkunden in der Regel brennend interessiert, lautet: Lohnt sich das? Schnell beantworten kann man die Frage, wenn man sich bewusst für einen mobilen Speicher entscheidet, der auch unabhängig vom Stromnetz funktioniert. Einen solchen kann man je nach Hobby auch zum Angeln, Campen oder auf die Baustelle mitnehmen. Auf mindestens 11 Kilogramm für eine Kilowattstunde muss man sich jedoch einstellen. Wer eh eine solche Anschaffung für die Freizeit plant, braucht keine lange Amortisationsrechnung anzustellen und kann sich freuen, dass der Akku in der Zeit, in der man nicht mit ihm unterwegs ist, auch zu Hause eine sinnvolle Aufgabe hat und nicht in die Tiefentladung abrutscht.

Anders sieht die Rechnung aus, wenn der Akku ausschließlich zu Hause stehen soll. Wer sich für ein Modell entscheidet, das eine eingebaute Schuko-Steckdose hat, kauft sich immerhin ein Gefühl der Sicherheit für den Fall, dass das Netz vor Ort ausfällt. Das ist statistisch selten, aber ärgerlich, wenn es mal passiert. Laut Daten der Bundesnetzagentur fiel der Strom im Jahr 2023 im Mittel zwar nur 12,8 Minuten pro Endkunde aus, doch der Mittelwert heißt nicht, dass man nur mit kurzen Ausfällen rechnen muss – wenn der Strom (etwa wegen eines schweren Unwetters) ausfällt, kann es auch mal Stunden dauern. Dann freut sich, wer ein paar Kilowattstunden für Kühlschrank und Laptop in einem Akku gebunkert hat. Das ganze Haus versorgt ein mobiler Speicher aber nicht und schon gar nicht automatisch. Es heißt vielmehr: Verlängerungskabel legen oder



Manche Speicher mit eingebautem Wechselrichter haben auch eine Schuko-Steckdose. Darüber kann man bei Stromausfall wichtige Verbraucher wie den Kühlschrank betreiben. Wird es mit der Amortisation rechnerisch eng, sollte man sich für ein solches Modell entscheiden.

Batterie zum Kühlschrank tragen und den dort einstopfen.

Den Wert eines überbrückten Stromausfalls finanziell zu beziffern, ist unmöglich – ob es die Investition wert ist, muss jeder für sich entscheiden. Ebenso kann man sich eine Amortisationsrechnung sparen, wenn man den Speicher aus Freude an der Technik anschafft.

Die harten Faktoren

Richtig anspruchsvoll wird die Amortisationsrechnung eines Kleinspeichers, wenn man ihn ausschließlich anschafft, um den überschüssigen Strom eines Balkonkraftwerks für die Abendstunden aufzubewahren. Jede aus dem Speicher bezogene Kilowattstunde vermeidet dann eine bezogene Kilowattstunde aus dem Netz. Für die folgenden Rechnungen setzen wir die mit 30 Cent an – und das ist nicht die einzige Annahme, die von Ihrer konkreten Situation abweichen dürfte. Eine Universalantwort für jedes Haus können wir nicht liefern, nur einen Ansatz, wie Sie sich der Entscheidung für oder gegen einen Speicher nähern können.

Dafür haben wir zunächst ein reales Balkonkraftwerk für eine exemplarische Amortisationsrechnung herangezogen. Im konkreten Fall stand der Kauf eines Speichers zur Debatte. Die Anlage liegt dachparallel auf einem nahezu unverschatteten Dach, hat eine ideale Südausrichtung bei knapp 30° Dachneigung und besteht aus zwei 415-Watt-Modulen an einem 800-Watt Wechselrichter. Im Haus leben drei Personen, davon eine mit täglichen Homeoffice-Schichten, mittags wird warm gegessen und zuvor mit einem Elektroherd gekocht.

Das Balkonkraftwerk hat an 365 Tagen 737 kWh produziert, der Zweirichtungszähler hat in der Zeit 217 kWh Einspeisung gemessen. Das entspricht rund 70 Prozent Eigenverbrauch und 30 Prozent Überschuss. Angenommen, die Familie würde jetzt einen Speicher anschaffen, der die gesamte überschüssige Energie tagsüber speichern könnte. Angenommen sie hätte gleichzeitig einen Nachtverbrauch, der den Akku bis zum Morgen ganz leert. Und weiter angenommen, es gäbe keinerlei Lade- und Entladeverluste, so bezifferte sich die vor der Einspeisung gerettete elektrische Energie immer noch auf lediglich 217 kWh im Jahr, also eingesparter Strombezug im Wert von lediglich 65 Euro.

Unter diesen Best-Case-Bedingungen bräuhete die Anlage fast fünfeinhalb Jahre, um das günstigste Speichermodell aus unserem ersten Test, den seit-

dem von 450 auf 350 Euro gefallenen Power Hub von Asgof, zu amortisieren. Der Hersteller gibt fünf Jahre Garantie auf das Gerät. Diese Rechnung ist stark vereinfacht, doch nur zugunsten des Speichers. In der Realität scheitert der Plan, die gesamten 217 kWh zu nutzen, an mindestens zwei Stellen.

Zunächst auf der Erzeugungsseite, denn der Überschuss fällt mitnichten gleichverteilt über das Jahr an. Es gibt vielmehr einzelne Tage mit gar keinem Überschuss und solche mit optimalem Wetter und niedrigem Eigenverbrauch, an denen auch mal 5 kWh übrig sind. Dafür einen 5-kWh-Akku anschaffen? Wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen, denn dadurch ist noch nicht sichergestellt, dass man ihn auch nachts wieder komplett entleert. Außerdem darf der steckerfertige Wechselrichter immer nur maximal 800 Watt abgeben, große Verbraucher versorgt der Akku also nicht vollständig. In der Realität kann man auch mit hypothetischem Riesenspeicher eher 100 als 217 kWh nutzen, das wären läppische 30 Euro im Jahr.

Ist ein Speicher also immer unwirtschaftlich? Das hängt davon ab, ob Sie auf Erzeugungsseite noch zubauen können. Nach aktueller Rechtslage dürfen Sie einen 800-Watt-Wechselrichter als Balkonkraftwerk betreiben und bis zu 2000 Watt in Modulleistung installieren. Mieter, die nur zwei Module am Balkon unterbringen können, haben davon nichts, auf dem Eigenheim oder der Garage passt das schon eher. Mit einer 800W-/2000W-Kombination und guter Ausrichtung dürfen Sie mit bis zu 1500 kWh im Jahr rechnen, von denen ein vergleichbarer Haushalt etwa 800 kWh selbst verbrauchen kann. Dann sind plötzlich 700 Kilowattstunden übrig, also Strom für 210 Euro im Jahr. Schafft man es, davon rund die Hälfte dank Speicher selbst zu verbrauchen, kommt man auf zehn Jahre gerechnet immerhin auf 1000 Euro Ersparnis. Längst kein finanzieller Selbstläufer, aber auch keine wirtschaftliche Katastrophe wie im ersten Beispiel mit zwei Modulen.

Was tun?

Haben Sie noch kein Balkonkraftwerk, würden wir zunächst zu einem ohne Speicher raten, weil ein solches ohne Wenn und Aber in deutlich unter zehn Jahren amortisiert ist. Wenn Sie schon ein Balkonkraftwerk besitzen, warten Sie am besten zunächst 365 Tage ab, ziehen dann Bilanz und schauen auf Ihrem Zweirichtungszähler des Messstellenbetreibers, wie viel Energie überhaupt in einem Jahr für einen Speicher übrig gewesen wäre. Die elektronischen Zähler kennzeichnen diesen Wert mit „2.8.0“ im Dis-

Anmelden im Marktstammdatenregister

Wenn Sie ein Balkonkraftwerk in Betrieb nehmen, müssen Sie es im Marktstammdatenregister als Stromerzeugungseinheit registrieren. Möchten Sie es mit einem Speicher kombinieren, müssen Sie auch diesen mit ein paar Details eintragen. Das klingt beides bürokratischer und dramatischer, als es ist. Noch Anfang 2024 hätten wir an dieser Stelle beschrieben, dass Sie sich zunächst bei Ihrem lokalen Netzbetreiber ein PDF-Formular besorgen und per Fax oder Post einsenden müssen. Seit das Solarpaket I in Kraft getreten ist, fallen solche Schikanen weg: Die Anmeldung von Balkonkraftwerk und optional einem Speicher ist wirklich unbürokratisch und zügig erledigt.

Navigieren Sie im Browser zur Adresse www.marktstammdatenregister.de. Gleich auf der Startseite finden Sie die erste blaue Kachel „Registrierung einer Anlage oder eines Marktakteurs“ – das wollen Sie tun. Wählen Sie anschließend die Kachel „Registrierung einer Solaranlage“ mit dem Sonnensymbol. Sie möchten eine „Steckerfertige Solaranlage (sogenanntes Balkonkraftwerk)“ eintragen. Dann stellt Ihnen der Assistent drei einfache Fragen: Ob Sie schon einen Account im Portal haben, ob Sie das Kraftwerk selbst betreiben und ob es noch in Planung oder schon in Betrieb ist.

Falls Sie noch keinen Account haben, werden Sie direkt aufgefordert, einen solchen mit Mailadresse und Passwort zu erzeugen. Danach hat der Assistent eine kurze Eingabemaske für Sie vorbereitet. Nach der Frage, wo die Anlage steht, dürfen Sie einen Anzeigenamen vergeben – der kann langweilig oder kreativ sein („Fernfusionsreaktor I“), Sie sollten sich aber im Klaren sein, dass er (anders als Ihr Name und der Standort) öffentlich angezeigt wird. Tragen Sie daher in das Feld weder Name noch Adresse ein!

Dann kommen endlich die elektrotechnischen Fragen: Wie viele Module haben Sie im Einsatz und wie viel Watt Spitzenleistung liefern diese zusammen? Die Frage beantwortet das Datenblatt der Module (oder der Aufkleber auf der Rückseite) mit der Angabe „Watt Peak“. Weil private Betreiber früher gern Watt und Kilowatt verwechselt haben und versehentlich gigantische Solarparks registriert haben, ist die Bundesnetzagentur jetzt vorsichtiger geworden. Angaben werden in Watt abgefragt und automatisch in Kilowatt angezeigt. Am Ende gibt es einen Plausibilitätscheck, der allzu große Balkonkraftwerke hinterfragt.

Gleiches gilt für die Wechselrichterleistung, die maximal 800 Watt betragen darf (geben Sie dort mehr an, können Sie sich auf Post vom Netzbetreiber gefasst machen). Neu ist, dass Sie auch die Zählernummer Ihres Stromzählers eintragen müssen. Die wird nicht öffentlich angezeigt, die Angabe soll lediglich dem Messstellenbetreiber die Zuordnung erleichtern – der muss schließlich einen Techniker losschicken und möglicherweise Ihren alten und nicht rücklaufgesperrten Ferrariszähler austauschen.

Mit der letzten Frage nach einem Batteriespeicher schalten Sie ein paar weitere Fragen frei: Auch der Speicher bekommt einen Anzeigenamen und auch er hat eine Ausgangsleistung, die maximal 800 Watt betragen darf. Die letzte Frage betrifft die Kapazität in Kilowattstunden – suchen Sie im Datenblatt nach einer Angabe wie „Nutzbare Kapazität“. Die ist geringer als die der verbauten Zellen, weil die Steuerung die Akkus nicht von 0 bis 100 Prozent lädt und entlädt.

Anschließend können Sie unten rechts die Registrierung abschließen und sich zurücklehnen. Sie sind Ihrer Pflicht nachgekommen und Ihr Netzbetreiber bekommt automatisch eine Nachricht von der Bundesnetzagentur. Je nach verbautem Zähler meldet sich gegebenenfalls in den nächsten Wochen ein Monteur des Netzbetreibers mit einem neuen digitalen Zweiwegzähler.

Was möchten Sie registrieren?

Registrierung einer Solaranlage



Der Weg durchs Marktstammdatenregister ist mittlerweile für Laien klar ausgeschildert. Folgen Sie den großen Kacheln und Sie haben Ihr Balkonkraftwerk in wenigen Minuten eingetragen.

Technische Daten des Stromspeichers

Anzeige-Name des Stromspeichers im MaStR * ⓘ

Leistung des Stromspeichers (Angabe in Watt) * ⓘ

W

umgerechnet in kW * ⓘ

kW

Nutzbare Speicherkapazität * ⓘ

kWh

Viele Fragen hat das Marktstammdatenregister nicht, wenn Sie einen Speicher zusätzlich zu einem Balkonkraftwerk betreiben.

play, den eingekauften Strom mit „1.8.0“. Sollte Ihre Stromeinspeisung deutlich höher liegen als in unserem Beispiel, ist es ratsam, zunächst den Eigenverbrauch noch weiter zu optimieren und zum Beispiel Geschirrspüler und Waschmaschine häufiger tagsüber zu starten. Wenn Sie ähnlich viel übrig haben wie im Beispielfall, können Sie über mehr Modulleistung nachdenken, sofern das baulich möglich und elektrisch machbar ist – je nach Speicher und Wechselrichter können Sie nicht einfach so 2000 Watt an jeden 800-Watt-Wechselrichter anklemmen, da hilft nur ein Studium der Datenblätter.

Wenn Sie mit einer Best-Case-Überschlagsrechnung in einen Bereich kommen, in dem eine Amortisation zumindest machbar erscheint, sollten Sie ein genaueres mathematisches Modell bemühen. Die HTW Berlin zum Beispiel hat ihren Balkonkraftwerksrechner um eine Option für Speicher erweitert (siehe ct.de/wf3b). Dort können Sie mal mit eigenen Werten experimentieren und bekommen eine Vorstellung, wie sich die Amortisation mit Speicher ver-

ändert. Unsere Erfahrung: Der Rechner schätzt den möglichen Eigenverbrauch bei einer Anlage deutlich geringer als unsere Beispielfamilie es erlebt hat. Auch wenn das Modell der HTW bereits viele Parameter verarbeitet, bleibt es eine Näherungslösung – jeder Haushalt ist anders und für ein genaues Modell müssten Sie den eigenen Verbrauch zunächst über ein Jahr haarklein protokollieren. Der Aufwand lohnt eher nicht.

Wenn es mit der Amortisation unter Ihren Bedingungen knapp wird und Sie sich trotzdem nicht von der Idee eines Speichers verabschieden wollen, sollten Sie sich unbedingt ein mobiles Modell mit Schukosteckdose aus unserem Testfeld aussuchen. Das erfüllt nebenbei auch noch eine sinnvolle Aufgabe als Freizeitbegleiter oder Notfallvorsorge. Allein sind Sie mit der Entscheidung für einen Balkonkraftwerkspeicher übrigens nicht: 40.000 Speicher mit weniger als 1 Kilowatt Einspeiseleistung kennt das Marktstammdatenregister bereits, 35.000 davon wurden 2024 eingetragen. (jam) **ct**

**Rechner und
Marktstammdatenregister:**
ct.de/wf3b



DDUX

Konferenz für Digital Design und UX Professionals
Dortmund • 25./26. Juni 2025

Digital Design. Verbindet.

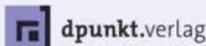
DD-UX bietet wertvolle Einblicke in die **neuesten Trends**, **praxisnahe Ansätze** und bewährte **Best Practices**, die du direkt in deinem Unternehmen umsetzen kannst. Erfahre, wie **Produktentwicklung**, **Technologiepotenziale** und **Gestaltung** zusammenwirken müssen, um digitale Produkte zu entwickeln, die die Erwartungen der User erfüllen.

Jetzt
Tickets
sichern!

Workshops am 27. Juni 2025

dd-ux.de

Veranstalter



Kooperationspartner

Stadt Dortmund
Wirtschaftsförderung



VERBAND
DEUTSCHER
INDUSTRIE
DESIGNER



UIG UNTERNEHMEN STÄRKEN
NUTZENDE BEGEISTERN



Sechs Solarspeicher im Test

Sonnenstrom von Balkon, Terrasse oder Garagendach schont die Umwelt und das Portemonnaie. Mit Batteriespeicher kann der Anwender versuchen, die Eigenverbrauchsquote zu optimieren. Dank smarterer Technik lässt sich nahezu jede im Minikraftwerk erzeugte Kilowattstunde in den eigenen vier Wänden nutzen.

Von **Sven Hansen**

Der Gesetzgeber hat den Weg zum privaten Balkonkraftwerk deutlich vereinfacht und damit einen wahren Boom ausgelöst. Allein im vergangenen Jahr wurden 430.000 Minikraftwerke neu angemeldet, damit hat sich die Gesamtzahl in nur einem Jahr mehr als verdoppelt. Die Preise sind in den vergangenen Monaten erneut gefallen, für

einzelne 400-Watt-Module zahlt man im Angebot weniger als 50 Euro. Ist der Standby-Verbrauch hoch, amortisiert sich eine einfache Solarinstallation an einem sonnigen Standort in wenigen Jahren.

Während sich Besitzer größerer PV-Anlagen über Einkünfte durch die Einspeisung von überschüssig produziertem Solarstrom freuen können, gehen die

Betreiber von Balkonkraftwerken leer aus. Bestenfalls verschläft der Messstellenbetreiber den Einbau eines aktuellen Stromzählers, denn dann dreht sich der Nachkriegszähler mit ein wenig Glück rückwärts. Dank veränderter Regulatorik darf er das inzwischen sogar.

Will man überschüssigen Balkonsolarstrom nicht ins Netz verschenken, ist ein Batteriespeicher die naheliegende Lösung. Doch Batterien sind nach wie vor teuer und ob sich eine solche Anschaffung wirtschaftlich lohnt, hängt von vielen Faktoren ab (siehe Artikel „Wann Speicher für Balkonkraftwerke lohnen“). Wenn Sie diesen Artikel lesen, haben Sie entweder schon mit dem sehr spitzen Bleistift gerechnet oder Sie haben einfach Bock auf selbst produzierten Strom aus der Steckdose.

Zum Test haben wir sechs smarte Speicher für bestehende Balkonkraftwerke beziehungsweise Lösungen mit integriertem Wechselrichter und Speicher beschafft. Zu letzterer Kategorie gehört die Solarbank 2 E1600 Pro von Anker. Sie integriert Energie- und Batteriemanagement sowie Wechselrichter in einem Gerät. Gleiches gilt für den Hausspeicher SolMate vom österreichischen Unternehmen EET. Bei dem Delta 2 Max handelt es sich um einen Solar-generator, der erst über einen proprietär verbundenen EcoFlow-Mikrowechselrichter (PowerStream) zum Solarspeicher wird.

Lionshee bietet ein Set aus Batterien, Energiemanagement und smartem Wechselrichter aus einer

Hand, man bekommt es aber auch ohne Wechselrichter für Bestandsanlagen. An Besitzer bestehender Balkonkraftwerke richten sich auch die Junior Box von Dyness und die ASE-1000-Batterien von Asgoft. Dieser Hersteller bietet auch einen Power Hub als Zubehör, sodass man den Solarspeicher unterwegs auch als große Powerbank nutzen kann wie den Delta 2 Max.

Einige spannende Systeme hatten es nicht rechtzeitig für diesen ursprünglich in c't 21/2024 erschienenen Artikel in die Redaktion geschafft. Den Test mit den Nachzüglern und weiteren Solarakkus hatten wir in c't 5/2025 gebracht, Sie finden ihn in diesem Sonderheft im nächsten Artikel „Sechs weitere smarte Speicher im Test“.

Heavy Metal

Batterien sind schwer, die Installation eines Speichers ist schon deshalb oft eine Herausforderung. Zum Glück spendieren Anker, EcoFlow und Lionshee ihren Speichern ordentliche Griffe oder Mulden. Ausgerechnet der mit 28 kg schwerste Testkandidat von EET kommt wie ein Stück Seife daher und sollte lieber von zwei Personen montiert werden. Der Asgoft-Speicher ist zwar klein, wegen fehlender Griffmulden aber umständlich zu handhaben.

Alle Systeme arbeiten mit LiFePO₄-Zellen (Lithium-Eisenphosphat). Diese haben sich bei den Hausspeichersystemen hauptsächlich wegen ihrer hohen Betriebssicherheit durchgesetzt. Im Vergleich zu früheren Litium-Ionen-Zellen mit Cobalt(III)-oxid (LiCoO₂) weisen sie zwar eine geringere Energiedichte auf, neigen bei Überhitzung oder Beschädigung aber nicht wie diese zum „thermal runaway“. Das gefürchtete Durchbrennen einzelner Zellen kann im schlimmsten Fall zu einer Kettenreaktion im Akkupack führen. Nebenbei lassen sich LiFePO₄-Zellen deutlich öfter be- und entladen als ihre Konkurrenten. Die Herstellerangaben bezüglich der Zyklenfestigkeit schwanken stark zwischen 3000 (EcoFlow) und 8000 (Dyness) vollen Be- und Entladezyklen. EcoFlow gibt eine Garantie von fünf Jahren auf die Batterie, bei den anderen Herstellern bekommt man zehn Jahre geboten.

Wie bei allen Akkus gilt: In den Grenzbereichen um 0 und 100 Prozent betrieben, altern die Zellen besonders schnell. Daher bieten die Apps Einstellungen, mit denen man die maximale Entladetiefe (Depth of Discharge, DOD) und den maximalen Füllstand (State of Charge, SOC) definieren kann. Bei Dyness und Lionshee ist die Mindestkapazität auf



Fünf der sechs Systeme lassen sich im Baukastenprinzip erweitern. Mehrere Batterieblöcke mit durchgeführten Anschlüssen – hier einer von Anker – werden einfach übereinander gestapelt.



Dank tiefer Griffmulden lässt sich die Solarbank 2 gut handhaben, trotz ihres Gewichts von über 20 Kilogramm.

Achtung: Die Anschlüsse für Ein- und Ausgang am Asoft-Speicher ASE-1000 sind identisch. Schließt man am Output versehentlich die Solarmodule an, stirbt das Kommunikationsmodul.

20 Prozent fest eingestellt, von den ausgewiesenen 1,64 kWh bei der Dyness Junior Box bleiben so nur nutzbare 1,31 kWh übrig. In der Tabelle finden Sie wegen dieser Feinheiten eine Preisangabe, die rechnerisch den Preis für eine tatsächlich nutzbare Kilowattstunde Speicherkapazität angibt und die Produkte vergleichbar macht.

Bis auf den SolMate von EET lassen sich alle Systeme durch zusätzliche Batteriemodule nachträglich erweitern. EcoFlows Delta 2 Max bietet zwei DC-Ports, von denen einer durch den smarten Wechselrichter belegt wird. An den zweiten lässt sich der „intelligente Zusatzakku Delta 2“ mit weiteren 2 kWh Kapazität hängen. Bei den verbleibenden Kandidaten erweitert man nach dem Lego-Prinzip: Die Speicherbausteine werden einfach übereinander gestellt.

Die ideale Speichergröße hängt stark von den individuellen Nutzungsgewohnheiten ab. Man investiert in die kleinste Speichervariante, beobachtet den Energiefluss und ergänzt bei Bedarf. Da auch die Nachrüstmodule mit einem Batteriemangement ausgestattet sind, lassen sich ältere Systeme problemlos mit frischen Batterien ergänzen. Anker Solix' Solarbank 2 kann man auf diese Weise auf eine Kapazität von 9,6 kWh aufstocken. Spätestens dann sollte man den mitgelieferten Kippschutz

montieren, denn die Gesamtinstallation bringt rund 100 kg auf die Waage.

Bei der Suche nach dem richtigen Aufstellort hat man bei Anker Solix und Lionshee eine besonders große Auswahl. Mit der Schutzart IP65 sind sie sogar für den Außenbereich geeignet. Die Solarbank 2 ist durch ihre integrierte Akkuheizung auch im Winter nutzbar. Ohne Zuheizung nehmen die LiFePO₄-Zellen zwar keinen Schaden, sie lassen sich unter dem Nullpunkt jedoch nicht mehr aufladen.

Die anderen Kandidaten sind meist noch im „geschützten Außenbereich“ einsetzbar, also etwa auf einem überdachten Balkon. Für den Garagenbetrieb sind alle geeignet. EcoFlow liefert das wetteranfälligste System, denn die Anschlüsse des Solargenerators liegen weitgehend frei. Das DC-Kabel zum proprietären Wechselrichter PowerStream ist zudem recht kurz, sodass man Solarkabel von den Panels bis zum Wechselrichter legen muss, der im Innenraum dicht beim Batteriesystem hängt.

Apropos Solarpanels: Wir testeten mit Standardmodulen mit 450 Watt Peak. Nach den geltenden Regeln ist inzwischen eine maximale Peakleistung von 2000 Watt erlaubt, was zurzeit etwa vier Standard-Panels entspricht. Das Anker-System ist das einzige im Test, das von Haus aus mit vier MC4-Ports für je ein Panel ausgestattet ist. Auch unser EcoFlow-

Setup hat vier Anschlüsse, allerdings sind sie über das Setup verteilt: Zwei Anschlüsse bietet der Power-Stream-Wechselrichter, zwei findet man direkt am Solargenerator Power Max 2. Die übrigen Kandidaten bieten maximal zwei Ports und erlauben teils den parallelen Betrieb von Panels.

Die maximale Ausgangsleistung ist ein wichtiges Verkaufsargument und viele Kunden kaufen nach der Maxime „viel hilft viel“. Will man eigenständig kombinieren oder ein System nachrüsten, muss man in jedem Fall sicherstellen, dass die maximale Spannung der Panels unter den maximalen Eingangswerten der Solarspeicher liegt, um eine Überlastung zu vermeiden. Wer neu kauft, bekommt auf Wunsch Pakete mit passenden Panels und ist so auf der sicheren Seite.

Die Systeme von Asoft, Dyness und Lionshee hängen sich auf Gleichspannungsseite zwischen die Solarpanels und den Wechselrichter. Eigentlich ein schöner Trick, aber einige Wechselrichter kommen mit einem Batteriespeicher nicht gut zurecht, da er sich nicht exakt wie ein Solarpanel verhält. Falls der Speicher etwa plötzliche Lastwechsel vollführt, könnte der Wechselrichter in den Fehlermodus springen, da er von einem defekten Solarmodul ausgeht. Kompatibilitätslisten suchten wir vergeblich. Wer beim Nachrüsten auf Nummer sicher gehen will, sollte vorab den Support des jeweiligen Herstellers kontaktieren. Wir testeten die drei Systeme mit dem verbreiteten Wechselrichter EZ1 von AP-Systems, der mit allen Systemen harmonierte. Bei der Lionshee-Lösung nutzten wir zusätzlich den mitgelieferten Wechselrichter des Herstellers.

Die drei anderen Kandidaten kommen mit integriertem Wechselrichter (Anker Solix und SolMate) beziehungsweise einem proprietären Wechselrichter (EcoFlow). Dieser hat zusätzlich zu den üblichen Anschlüssen für PV-Module und Netz noch einen proprietären DC-Port mit zusätzlicher Datenleitung, über den er direkt mit der Batterie verbunden ist. Alle drei werden über einen Schukostecker mit dem Netz verbunden.

Ein Praxishinweis zu den MC4-Verbindungen (Solarstecker): Für einfache Stellproben sollte man auf das befriedigende Klickgeräusch der DC-Verbinder verzichten, denn einmal eingerastet, lassen sie sich oft nur mühsam lösen. Geräte mit MC4-Verbindern an Kabelbüschele wie etwa bei Lionshee sehen zwar nicht so hübsch aus, zumindest sind geschlossene Verbindungen aber aus jedem Winkel leicht zugänglich. Die MC4-Anschlüsse des Dyness-Speichers etwa sind so unglücklich angeordnet, dass

man mit dem mitgelieferten Billigwerkzeug kaum eine Chance hat, die Klammern der Steckverbinder zu lösen, wenn es erstmal Klick gemacht hat. Auch bei der Solarbank 2 muss man etwas fummeln, immerhin legt Anker dem Solix aber ein sehr solides Werkzeug bei.

Software

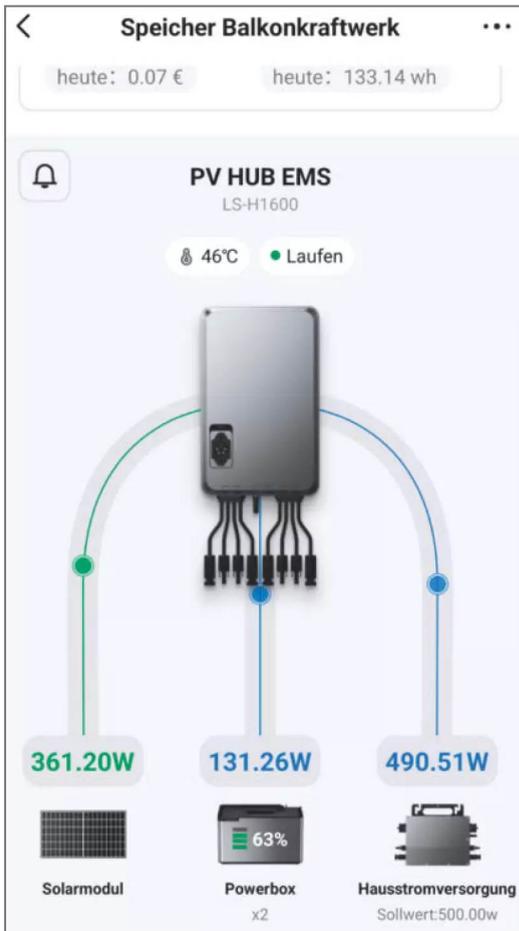
Ist die Hardware verbunden, installiert man sich die passende App, die alle Kandidaten für iOS und Android anbieten. Bei Asoft war die Android-Version im Testzeitraum nur auf der Homepage des Herstellers zu finden, da die App durch Googles veränderte Sicherheitsanforderungen aus dem Play Store geflogen ist. Die Installation klappte dennoch ohne Probleme, allerdings muss man sich ohne Play-Store-Anbindung selbst um die notwendigen Updates kümmern.

Die Einrichtung erfolgt bei allen Herstellern nach demselben Muster: Über Bluetooth werden die Geräte erkannt und anschließend ins WLAN eingebunden. Die meisten unterstützten dabei wie bei Smart-Home-Hardware üblich nur das 2,4-GHz-Band. Mit dem Netz verbunden, erfolgt die obligatorische Update-Runde. Das kann durchaus ein paar Minuten dauern, gerade wenn zusätzliche Speicherbausteine verbunden sind. Auch sie erhalten ein separates Firmware-Update.

Die App informiert über den Speicherstand und bildet auch die aktuelle Solarproduktion ab. Die Hersteller nehmen die vier Protagonisten im Nullsummenspiel in den Blick: die Solarpanels, die Batterie, die Verbraucher und das Netz. Zwischen ihnen werden Linien oder Punkte animiert, die den momentanen Energiefluss symbolisieren. Dazu kann man sehen, welche Leistung aktuell an welcher Stelle eingespeist oder abgerufen wird.

Zusätzlich würzen einige Hersteller ihre Apps mit Statistikfunktionen, die etwa die Summe der produzierten Energie nach Tagen, Monaten oder Jahren visualisieren. Hinterlegt man einen festen Preis für die Kilowattstunde, errechnen sie auch den durch die Anlage erzielten Erlös in Euro.

Lionshee bietet selbst keine App, sondern hängt sich mit seinen Produkten ans Tuya-Universum und dessen Smart-Life-App. Sie erkennt sowohl die Steuereinheit (PV Hub), als auch den smarten Wechselrichter von Lionshee als separate Produkte und bindet sie getrennt in der Smart-Life-App ein. Die zweifache Integration bietet viele Möglichkeiten, führt am Ende aber nicht zum erhofften Ergebnis. Es



Die Lionshee-Produkte arbeiten mit Tuya's Smart-Life-App zusammen.

lassen sich zwar viele Regeln zusammenstellen, einen Automatikmodus sucht man aber vergeblich.

Nullsummenspiel

Die einfachste Variante der Verbrauchsoptimierung besteht darin, die Grundlast des Haushalts über eine feste Programmierung des Speichers mit Solarstrom auszugleichen. Das sind normalerweise Router, herumhängende Netzteile, smarte Lautsprecher, Fernseher und andere Gerätschaften im Stand-by-Betrieb, die sich gerne mal auf 150 Watt und mehr summieren. Alle Kandidaten erlauben eine solche

Festeinstellung und modellieren eine Leistungskurve über den Tag durch manuell erstellte Regeln. Benötigt die Gartenbewässerung jeden Tag zur selben Zeit 500 Watt für die Pumpe, lässt sich dies als Tagesprogramm hinterlegen.

Doch eine perfekte Nulllinie lässt sich so schwerlich erreichen, denn längst nicht alle Verbraucher arbeiten derart gleichmäßig, regelmäßig und planbar. Schon ein Kühlschrank genehmigt sich mitnichten konstant gleich viel Leistung. Hier kommt das Energiemanagementsystem (EMS) der Testkandidaten ins Spiel. Es versucht, den Verbrauch durch das Einspeisen von (gespeichertem) Solarstrom auf null zu halten. Es überwacht hierzu den aktuellen Solarertrag wie auch den Energiebedarf im Haus und steuert die Batterie.

Der Energiebedarf ist der eigentliche Knackpunkt bei der Leistungsregelung. Die Systeme versuchen auf unterschiedlichem Wege, den aktuellen Strombedarf zu ermitteln und mit der in der Batterie gespeicherten Energie auszugleichen, um die Entnahme aus dem Netz zu minimieren. Abgeben dürfen sie aber nur bis 800 Watt, da hier die gesetzliche Grenze dafür liegt, was Balkonkraftwerke einspeisen und somit auch ins Heimnetz liefern dürfen.

Vier der sechs Kandidaten arbeiten optional mit WiFi-Energiemonitoren mit Stromwandlern zusammen, um den Stromfluss direkt hinter dem Zähler des Netzbetreibers zu messen und den aktuellen Verbrauch im Haus zu ermitteln. Um jede der drei Phasen des Hausanschlusses wird eine Messklemme gelegt, die über Induktion den Stromfluss ermittelt. Die Zangen sind mit einem Gateway verbunden, das die Werte erfasst, über die Phasen summiert und alle Informationen über eine Netzwerkverbindung dem EMS zur Verfügung stellt. Dyness und EcoFlow arbeiten mit Energiemonitoren von Shelly (rund 90 Euro), Anker Solix bietet für die Solarbank 2 ein eigenes Produkt (100 Euro). Da Lionshee in Smart Life integriert ist, tut es hier jeder compatible WiFi-Stromwandler. In unserem Setup wählten wir Energiemonitor von Owon (65 Euro).

Für elektrotechnische Laien ist die Installation tabu: In den meisten Sicherungskästen geht es um jeden Millimeter, die Kupferleitungen in der Verteilung sind störrisch und das Anbringen der Stromklammern ist eine fummelige Angelegenheit. Stellen Sie sich darauf ein, dass Elektroinstallateure die Messgeräte nur mit einem Murren einbauen. Die Stromzangen sind im Vergleich zu anderem Installationsmaterial eher filigran und das Kabelknäuel der Verbindungen von Zangen und Messeinheit lässt

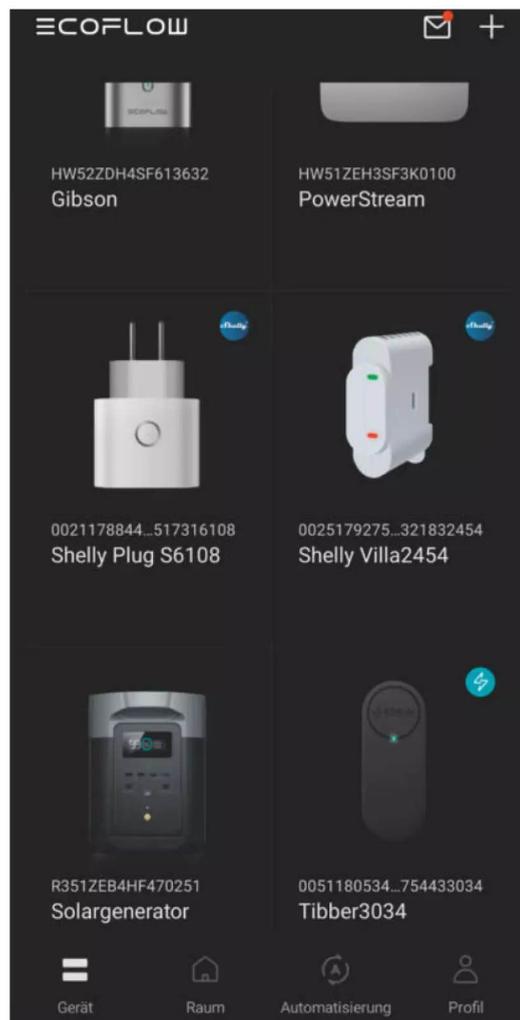


Die Hersteller preisen Energiemonitore mit Stromwandlerzangen gerne als Plug&Play-Lösung an. Da man für die Installation meist tief in den Sicherungskasten eingreifen muss, darf sie aber nur ein Elektriker installieren.

sich kaum sauber in die Verteilung integrieren. Waren die Klammern erst einmal gesetzt, zeigten alle Systeme den aktuellen Stromverbrauch an und verfügten so über die nötigen Daten, um mit der Einspeisung gegenzusteuern.

Wer den Aufwand scheut, kann stattdessen nur einzelne Verbraucher ins Nullsummenspiel einbeziehen. Das funktioniert dank smarter Zwischenstecker auch ohne Eingriff in die Verteilung. Anker, Asgoft und EcoFlow bieten WLAN-Steckdosen, die den aktuellen Verbrauch des angeschlossenen Gerätes messen und dem EMS zur Verfügung stellen. Das kann dann reagieren und über den Batteriespeicher ausgleichen.

In der Praxis funktionierte diese Methode bei einigen Kandidaten präziser als die Stromzangen, griff aber natürlich nur bei den per Smart Plug er-



Kurz vor Redaktionsschluss integrierte EcoFlow den Tibber Pulse in die EcoFlow-App (unten rechts). Damit bietet EcoFlow als einziger Anbieter eine zeitgemäße Lösung, um den Gesamtverbrauch des Haushalts direkt am Zähler zu messen – allerdings nur für Kunden des Stromanbieters Tibber.

fassten Geräten. Ein fest angeschlossener Elektroherd lässt sich so nicht messen, und je nach Einbauküche auch Kühlschrank und Geschirrspüler nicht. Zudem funktioniert das Ganze nur mit den drei erwähnten Smart Plugs. Bei EcoFlow lassen sich zwar

Zwischenstecker von Shelly einbinden, deren Messfunktion ist dabei jedoch nicht nutzbar.

Smarte Stecker gibt es im Tuya-Universum von zahlreichen Herstellern, allerdings arbeitet das Lionshee-Energiemanagement nicht wie erhofft mit ihnen zusammen. So bietet der PV-Hub keine Einstellungsmöglichkeiten, um den von einer bestimmten Steckdose gemessenen Verbrauch über die Batterie gezielt auszugleichen. Stattdessen lassen sich Batterie und Verbraucher durch beliebige Regeln miteinander verknüpfen, etwa „Kaffemaschine an, PV-Hub speist 150 Watt ein“. Das Lionshee-EMS stellt hierfür sämtliche Parameter bereit. Einzelne Verbraucher lassen sich zuschalten, wenn die Batterie bereits zu 100 Prozent geladen ist. Oder man schaltet die Leistungsabgabe der Batterie hoch, wenn der Tuya-Stromwandler auf einer bestimmten Phase einen Verbrauch von über 1000 Watt misst. Regeln lassen sich äußerst präzise erstellen. Die Lastkurve eines Verbrauchers automatisch ausgleichen kann das System nicht.

Der Hersteller EET verspricht, bei seinem Speichersystem komplett ohne Zangen und Messstellen auszukommen. Was wie Elektro-Voodoo klingt, funktionierte in einigen Testumgebungen verblüffend gut. Bei dem als NetDetection (NetD) bezeichneten Verfahren nutzt der Speicher das Verfahren der Impedanzspektroskopie, um anliegende Lasten zu erkennen und entsprechend gegenzusteuern.

Dazu benötigt der EET-Speicher allerdings einen Endpunkt in der Installation in Form eines FI-Schutzschalters (RCD) oder eines saldierenden Zählers mit Ferritkern. Beide ermöglichen die phasenübergreifende Messung und sind gleichzeitig Grenzpunkt für das Messsystem. Fehlt diese Komponente, schickt der Speicher einen Messimpuls ins Leere und kann nicht regeln. Umfasst der FI-Schutz wie in der Praxis üblich jeweils nur einen Teil der Verbraucher im Haus, greift er hingegen zu kurz und ignoriert Lasten jenseits des FI-Schalters. Beim smarten Speicher von EET muss man also schon ganz genau schauen, an welcher Steckdose man ihn anschließt, damit er möglichst viele Verbraucher beziehungsweise die gewünschten erfassen kann. In der Praxis dürften die meisten Kunden damit überfordert sein.

Neben Messzangen und NetDetection gibt es noch einen dritten Weg, an den Hausverbrauch zu kommen: Mit einem digitalen Zähler, der per Gateway mit dem lokalen Netzwerk oder mit dem Internet verbunden ist, lässt sich der aktuelle Verbrauch theoretisch sekundengenau auslesen. Kurz vor Redaktionsschluss schaltete EcoFlow in der App die

Integration von Tibber-Hardware frei. Der Stromanbieter gehört zu den Pionieren bei stundengenauen Stromtarifen zum Börsenpreis, wie sie alle Energieversorger ab nächstem Jahr anbieten müssen. Die Hardware „Tibber Pulse“ nutzt den optischen Impuls eines digitalen Zählers und leitet die Daten über ein Gateway ins Internet.

Active Energy Cancelling

Hat man den Strombedarf auf die eine oder andere Art ermittelt, besteht die nächste Aufgabe darin, den Speicher entsprechend nachzuführen. Dank der phasenübergreifenden Arbeitsweise der Zähler ist es dabei egal, auf welcher der drei Phasen man einspeist.

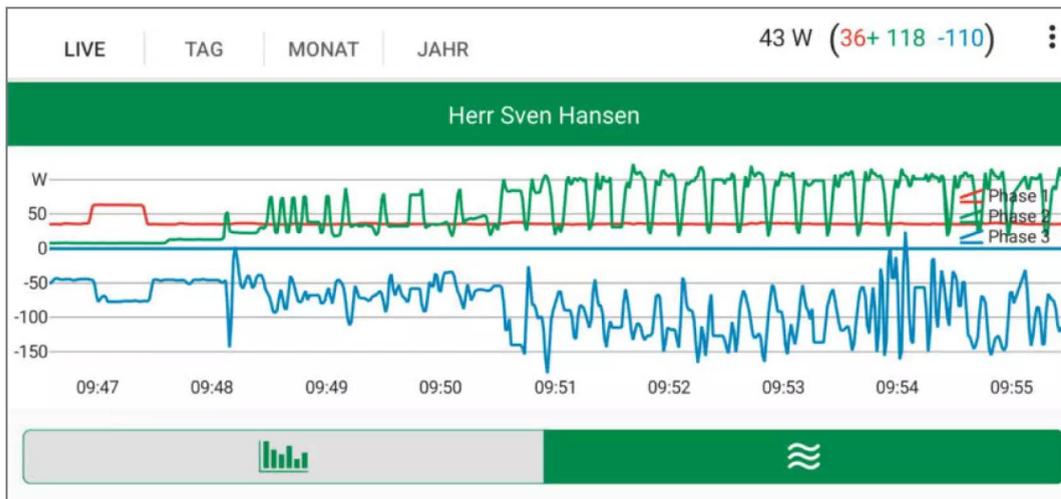
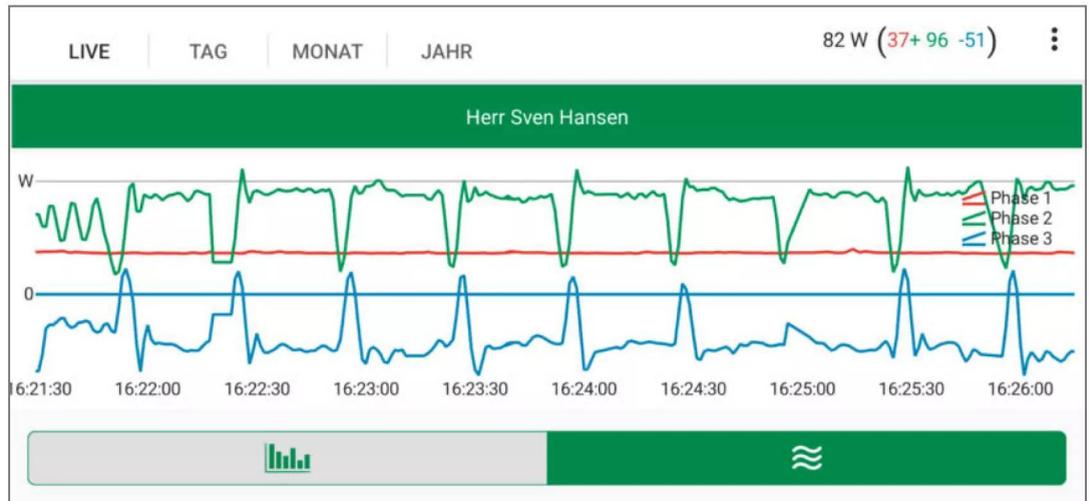
Die getesteten Systeme unterscheiden sich grundlegend in der Art der Steuerung. Bei einigen emuliert der Batteriespeicher ein Solarmodul und liefert dynamisch auf der DC-Seite mehr oder weniger Energie an den angeschlossenen Wechselrichter (Asgoft, Dyness, Lionshee). Bei den anderen arbeitet die Batterie mit fester Einstellung und die Ausgangsleistung des Wechselrichters wird auf der AC-Seite vom EMS direkt gesetzt. Dieser Weg erlaubt ein präziseres Nachführen, da Solarwechselrichter zwar auf schwankenden Eintrag etwa durch vorbeiziehende Wolken optimiert sind, nicht aber auf das Stakkato von Lastwechseln, das etwa eine Waschmaschine im laufenden Betrieb hervorbringt.

Führt das EMS die Ausgangsleistung der Batterie auf der DC-Seite nach, braucht der angeschlossene Wechselrichter via Maximum Powerpoint Tracking (MPPT) eine gewisse Zeit, um sich auf die geänderte Einspeisung einzuschwingen. Tatsächlich ist MPPT ein Pendelverfahren, bei dem der Wechselrichter sich ständig neu auf den maximalen Leistungspunkt einschwingt. Das kostet Zeit und führt zu einer weniger präzisen Gegensteuerung als bei einem direkt gesteuerten Wechselrichter.

Um die Genauigkeit beim Erreichen der Nulllinie zu vergleichen, starteten wir im Test immer wieder die Waschmaschine und ließen die Speichersysteme gegen den Waschzyklus arbeiten. Wasserpumpe, Trommelbewegung, sporadische Stopps, ein Heizstab mit 2,5 kW und der langsam hochlaufende Schleudervorgang: Der feste Ablauf der ständigen Lastwechsel sorgte für eine gute Vergleichbarkeit.

Der EET SolMate konnte den Verbrauch der Waschmaschine relativ präzise ausgleichen, mit seiner NetDetection-Technik sogar über die Phasengrenze hinweg. Das ist natürlich besonders sexy,

Über ein Smart Meter von Inexogy (vormals Discovery) schauten wir den Speichern bei der Arbeit auf die Finger. Mit dem Solix Smart Plug konnte die Anker Solix Solarbank 2 die Lastkurve der rotierenden Waschmaschinentrommel (grün) mit leichtem Zeitversatz einspeisen (blau). Nur das Eco-Flow-System war mit einem Smart Plug direkt am Gerät noch präziser.



Ein anderes Bild ergab sich, wenn das Eco-Flow-System die Verbrauchsdaten von Shellys Energiemonitor erhielt. Große Veränderungen in der Lastkurve wurden noch umgesetzt, aber für die geringen Schwankungen (50 W) bei den Bewegungen der Waschtrommel waren die Messungen über die Stromwandlerzangen zu ungenau.

weil man weder Messzangen noch Zwischenstecker benötigt. Allerdings braucht es mindestens genaue Kenntnisse der heimischen Elektroinstallation oder am Ende Umbauarbeiten an derselben, damit NetD wirklich die gesamte im Haushalt benötigte Energie halbwegs korrekt erfasst. Immerhin erlaubt auch die EET-Solar-App das manuelle Konfigurieren von Lastprofilen.

Die Nase vorn hatten im Test die Zwischenstecker von EcoFlow im Zusammenspiel mit der Delta 2 Max und dem PowerStream. Die eingespeiste Energie

entspricht hier fast wie ein Spiegelbild dem Energiebedarf der Waschmaschine. Beim Anspringen des Heizstabs wurde dessen Energiehunger immerhin um die maximal erlaubten 800 Watt gestillt. Dasselbe System lässt sich statt mit Zwischensteckern auch mit einem Shelly-3EM-Stromzähler mit Stromzangen betreiben, arbeitet dann jedoch deutlich unpräziser. Die EcoFlow-Zwischenstecker liefern offensichtlich genauere Messdaten als der Shelly-Zähler in der Verteilung. Auch das Anker-Solix-System arbeitete mit dem Solix Smart Plug dicht an



Anker Solix Solarbank 2 E1600 Pro

Die Solarbank 2 von Anker Solix hat ein Format, das man eher von ausgewachsenen Heimspeichern kennt. 50 Zentimeter breite Riegel mit etwa 25 x 25 Zentimeter Tiefe und Höhe lassen sich stapeln und ergeben in maximaler Konfiguration eine schicke Wandinstallation mit satten 9,6 kWh Speicherkapazität.

Die Verarbeitung ist solide, das Design modern. Der blaue LED-Streifen an der Front visualisiert den Betriebszustand in Knight-Rider-Manier oder man stellt ihn über die App einfach aus. Insgesamt ist das System inklusive des Energiemonitors und smarten Steckers flott eingerichtet.

Die Solarbank verfügt als einziger Kandidat über vierfaches MPP-Tracking und steuert jedes angeschlossene Solarpanel einzeln an. Ideal, wenn die Modulordnung der Architektur folgen muss und nicht alles optimal in Richtung Sonne ausgerichtet ist. Einspeisen kann die E1600 Pro zwar nur bei aktivem Netzstrom. Bei einem Ausfall ist aber zumindest die seitliche Schuko-Steckdose in Betrieb, die maximal 1000 Watt liefert.

- ⬆ kompaktes Design
 - ⬆ einfaches Setup
 - ⬆ günstiger Erweiterungsspeicher
- Preis: ab 900 Euro



Asgoft Power Hub & ASE-1000

Die kompakten Batterien von Asgoft (ASE-1000) haben es in sich: Zwei MPPT-Regler für PV-Module sind bereits integriert und der aufgesetzte Power Hub (ASI-1000) ist eigentlich nur ein Gimick. Mit ihm lässt sich der vergleichsweise handliche Speicher auch unterwegs als Powerbank nutzen.

Auch ohne den Hub kann man die ASE-1000 zwischen Solarpanel und Wechselrichter hängen. Leider sind die beigelegten Kabel nicht mechanisch kodiert, sodass man Ein- und Ausgänge leicht verwechseln kann. Legt man über die PV-Module am falschen Port Spannung an, zerstört man die Kommunikationsschnittstelle, über die sich die gestapelten Einheiten austauschen.

Die App ist übersichtlich, insgesamt reagiert das System aber äußerst träge auf Veränderungen im Netz und kann mit über den Smart Plug erfassten Lastwechseln eines Verbrauchers kaum mithalten. Grobe Veränderungen werden sicher erfasst und zum Abfedern einer Stand-by-Last ist das System allemal geeignet.

- ⬆ geringes Gewicht
 - ⬆ unterwegs nutzbar mit Power Hub
 - ⬇ Verwechslungsgefahr In-/Output
- Preis: ab 350 Euro



Dyness Junior Box

Die Junior Box von Dyness macht einen ganz ausgewachsenen Eindruck. Das Kunststoffgehäuse wirkt zwar ein wenig billig, dafür punktet das System mit besonderer Flexibilität: Sowohl MPPT-Modul, als auch das Batteriemangementssystem lassen sich mit ein paar Handgriffen austauschen. Bei Defekt oder Upgrade ist man so besonders schnell.

Die Installation geht leicht von der Hand. Nur, wenn man Solarmodule wieder abziehen will, wird es wegen der eingefassten Buchsen fummelig. Die App ist unübersichtlich, aber leistungsstark. Mit ihr lassen sich wohl auch ganze Solarfelder verwalten.

Der Speicher arbeitete im Test mit den Smart Plugs und dem Energiemonitor 3EM Pro von Shelly zusammen. Dafür musste man unter den MQTT-Einstellungen in der Shelly-App manuell den Dyness-Account hinterlegen. Die Lastkurve eines Verbrauchers wurde nur mit Zeitverzug und in groben Schritten ab 150 Watt ausgeglichen. Für den Ausgleich der Lastkurve in unserem Testaufbau war die Erkennung zu grob gestrickt.

- ⬆ günstig
 - ⬆ kompatibel mit Shelly
 - ⬇ unübersichtliche App
- Preis: ab 550 Euro



EET SolMate

Den SolMate von EET hängt man wie einen Elektroheizkörper an die Wand oder stellt ihn auf den mitgelieferten Standfuß. Eine zusätzliche Kippsicherung ist notwendig, falls der 28-kg-Monolith ins Wanken gerät. Ein klares Manko ist die fehlende Erweiterungsmöglichkeit für den Speicher.

Viel schicker und intuitiver kann man die Technik kaum verpacken: Solarmodule mit bis zu 2 kWp werden rückseitig über Kabel mit schlankem XT60-Stecker verbunden – einstöpseln, fertig. Die App ist übersichtlich, aufs Wesentliche reduziert und dabei noch hübsch anzuschauen.

Die patentierte NetDetection-Technik fasziniert, wenn sie denn funktioniert. Sie erkennt Verbraucher im Netz ohne den Umweg smarter Zwischenstecker oder eines zusätzlichen Energiemonitors – wenn die vorhandene Elektroinstallation zufällig für den Einsatz des SolMates geeignet ist. Meistens dürfte dies nicht der Fall sein und dann mangelt es an Alternativen zur Lasterkennung.

- ⬆ kinderleicht einzurichten
 - ⬇ NetD-Technik ohne Alternativen
 - ⬇ Speicher nicht erweiterbar
- Preis: 1100 Euro



EcoFlow Delta 2 Max & PowerStream

EcoFlow hat mit dem PowerStream wohl einen der schicksten Wechselrichter im Angebot. In Kombination mit dem Solargenerator Delta 2 Max zeigt er, wie präzise man die Lastkurve eines Verbrauchers nachzeichnen kann.

Der Solargenerator ist weniger schickgeraten, mit seinen zwei soliden Griffen aber immerhin gut zu packen und bietet etwa beim Campen oder auf Bootstouren einen echten Mehrwert. Der PowerStream kann zu Hause an der Wand bleiben, der Delta 2 geht auf Reisen. Dank zusätzlicher XT60-Eingänge kann man ihn auch unterwegs mit Solarstrom füttern.

Die Zusammenarbeit mit einem Shelly-Energiemonitor (3EM) klappte im Test problemlos. Die Verknüpfung mit dem Shelly-Acount erledigt man bequem aus der EcoFlow-App und gibt an, auf welche Funktionen das EcoFlow-System zugreifen darf. Der Zusatzakku (oben im Bild) lässt sich übrigens auch als Hauptbatterie nutzen. Er arbeitet wie der Solargenerator mit dem PowerStream zusammen, bietet dann allerdings keine weiteren Anschlüsse und ist nicht erweiterbar.

- ⬆ Zählereinbindung über Tibber
 - ⬆ präzise Leistungsregelung
 - ⬆ als Solargenerator nutzbar
- Preis: ab 1500 Euro



Lionshee PV Hub & LS-L1024

Der chinesische Anbieter Lionshee verkauft seine Produkte hierzulande über Amazon und eBay. Wir erstanden ein Set inklusive Wechselrichter (LS-800). Der in der Tabelle angegebene Preis bezieht sich auf den PV Hub (LS-H1600) und zwei Batterien mit je 1024 kWh Kapazität ohne Wechselrichter.

Der PV Hub ist im Unterschied zum Asgoft-System notwendig, um Solarmodule anschließen und Strom an einen Wechselrichter weitergeben zu können. Alle Lionshee-Produkte klinken sich in Tuya's Smart-Life-App ein, es macht allerdings keinen Unterschied, ob man den Lionshee-Wechselrichter oder ein anderes Produkt betreibt.

Obwohl der PV-Hub als EMS fungiert, konnte er zum Testzeitpunkt lediglich zeitgesteuerte Lastkurven fahren. Nur über den Umweg von manuell erstellten Smart-Home-Regeln innerhalb der Tuya-App kommt Bewegung ins Spiel, da sich mit Wenn-Dann-Regeln beliebige Parameter eines Energiemonitors oder einer smarten Steckdose zur Steuerung der Abgabeleistung nutzen lassen.

- ⬆ Anbindung an Tuya Smart Life
 - ⬆ Tragegriff an jedem Akku
 - ⬇ kein automatisches EMS
- Preis: ab 500 Euro

Speicher für Balkonkraftwerke

Hersteller	Anker Solix	Asgoft	Dyness	Ecoflow
Produkt	Solarbank 2 E1600 Pro	Power Hub (ASI-1000) & Batterie (ASE-1000)	Junior Box	PowerStream & Delta 2 Max
Firmware	v1.0.5.5	v3.0.0	v24.1-11.1.1	v1.0.1217
Typ	stationärer Speicher mit integriertem Microinverter	mobiler Speicher, Powerbank	mobiler Speicher	mobiler Solargenerator und proprietärer Microinverter
Ausstattung				
PV max. Eingangsleistung	2,4 kW	1,2 kW	1,2 kW	1 kW + 0,8 kW
MPPT-Strings	4	2	2	4 (2 PowerStream / 2 Delta 2 Max)
Ausgang DC (zu Microinverter)	—	max. 800 W	max. 800 W	—
Ausgang AC (Grid)	max. 800 W	—	—	max. 800 W
Eingang AC	—	—	—	max. 2400 W
Schutzart / Temperaturbereich	IP65 / –20 bis 55° C	IP65 / 0 bis 45° C	IP55 / 0 bis 55° C	— / 0 bis 45° C
Kommunikation	Bluetooth, Wi-Fi 4 (2,4 Ghz)	Bluetooth, Wi-Fi 4(2,4 Ghz)	Bluetooth, Wi-Fi 4 (2,4 Ghz)	Bluetooth, Wi-Fi 4 (2,4 Ghz)
App (iOS / Android)	Anker (✓ / ✓)	A-Solar (✓ / ✓)	Dyness (✓ / ✓)	EcoFlow-App (✓ / ✓)
Eingänge	4 × MC4	2 × MC4	2 × MC4	2 × MC4, AC-Einspeisung, 2 × XT60
Ausgänge	Schuko-Steckdose (max. 1 kW)	1 × MC4 zu Microinverter	1 × MC4 zu Microinverter	Schuko-Steckdosen (max. 2,4 kW)
Anzeige	animierter LED-Streifen, Status-LED	Status-LED	LED-Kranz	Display, Status-LED
Batterie				
Typ	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4
Kapazität (kleinste Variante)	1,6 kWh	1,024 kWh	1,64 kWh (nur 1,31 kWh nutzbar)	2,05 kWh
Ladezyklen (Herstellerrangabe)	6000	6000	8000	3000
max. Entladetiefe	95%	90%	80%	100%
erweiterbar	✓ / 9,6 kWh max.	✓ / 5,12 kWh max.	✓ / 6,4 kWh max.	✓ / 4 kWh max.
Besonderheiten	Innenheizung	optionaler Power Hub	auswechselbares MPPT-Modul	portabler Solargenerator
Garantie	10 Jahre	5 Jahre	10 Jahre	5 Jahre
Zubehör				
Smart Plugs	✓	✓	✓ (Shelly)	✓
Smart Meter	✓	—	✓ (Shelly)	✓ (Shelly)
Maße	46 cm × 25 cm × 25,4 cm	33 × cm 21 cm × 19,5 cm	42 cm × 28,4 cm × 24,5 cm	50 cm × 24 cm × 30,5 cm
Gewicht Basis-Setup	21,8 kg	11 kg	18 kg	23 kg
Gewicht Zusatzakku	18,2 kg	11 kg	18 kg	18,5 kg
Bewertung				
Installation	⊕⊕	○	⊕	○
Ausstattung	⊕	○	○	⊕⊕
Bedienung	⊕⊕	○	○	⊕
Leistungsregelung	⊕	⊖	⊖	⊕⊕
Preise				
Preis (ohne Panels, mit Basis-Akku)	900 €	350 €	550 €	1400 €
Preis Zusatzbatterie	600 €	350 €	500 €	800 €
Preis pro kWh ¹ Basis-Setup	592 €	384 €	423 €	692 €
Preis pro kWh ¹ Erweiterung	395 €	384 €	385 €	695 €
⊕⊕ sehr gut ⊕ gut ○ zufriedenstellend ⊖ schlecht ⊖⊖ sehr schlecht ✓ vorhanden — nicht vorhanden k. A. keine Angabe ¹ errechneter Preis für 1 kWh nutzbare Speicherkapazität				

	EET	Lionshee
	SolMate	PV Hub & LS-800 & LS-1024
	v0.4.73-cb4	v2.1.6
	stationärer Speicher mit integriertem Microinverter	mobiler Speicher und Microinverter
	2 kW	1,6 kW
	2	2
	–	max. 1600 W
	max. 800 W	max. 800 W
	–	–
	IP44 / –10 bis 60° C	IP65 / –20 bis 65° C
	Bluetooth, Wi-Fi 4 (2,4 / 5 Ghz)	Bluetooth, Wi-Fi 4 (2,4 Ghz), 486 MHz
	EET MySolmate (✓/✓)	Smart Life (✓/✓)
	2 × XT60	2 × MC4
	Schuko-Steckdose (max. 1 kW), USB-C 2,5W	2 × MC4 zu Microinverter
	Status-LEDs	Status-LED
	LiFePO4	LiFePO4
	1,44 kWh	1,024 kWh
	4000	6000
	100%	80%
	–	✓ / 6,14 kWh max.
	NetDetection	Smart-Life-Anbindung
	15 Jahre	10 Jahre
	–	✓
	–	✓ (Tuya)
	73 cm × 50 cm × 10 cm	32 cm × 20 cm × 18 cm
	28 kg	13,7 kg
	–	9 kg
	⊕⊕	⊕
	○	○
	⊕⊕	⊖
	○	○
	1100 €	500 €
	–	500 €
	764 €	543 €
	–	543 €

NIX VON DER STANGE!

Wunsch-PC selber bauen oder aufrüsten



HEFT + PDF MIT 28% RABATT



Heft für 14,90 € • PDF für 12,99 €

• Heft + PDF 19,90 €

 shop.heise.de/ct-hardwaretipps24

Generell portofreie Lieferung für Heise Medien- oder Maker Media Zeitschriften-Abonnenten oder ab einem Einkaufswert von 20 € (innerhalb Deutschlands). Nur solange der Vorrat reicht. Preisänderungen vorbehalten. E-Books können einem DRM-Schutz unterliegen.



Mit smarten Zwischensteckern kann man bei EcoFlow und Anker Solix (von links) präzise einen einzelnen Verbraucher erfassen und gegensteuern. Bei Asgofit funktioniert das wegen der indirekten Ansteuerung des Wechselrichters nicht so gut. Shellys Smart Plug v2 (ganz rechts) wird bei Dyness und EcoFlow zwar erkannt, vom EMS allerdings nicht einbezogen.

der Lastkurve der Waschmaschine, wenn auch nicht ganz so präzise wie das EcoFlow-System. Die Genauigkeit nahm auch hier deutlich ab, wenn man vom Smart Plug auf den Energiemonitor mit Zangenmessung wechselte.

Dass nicht alle Zwischenstecker ein perfektes Ergebnis liefern, zeigt der von Asgofit vertriebene Smart Plug. Bis zu fünf dieser Messstellen lassen sich mit dem ASE-1000 verknüpfen, allerdings war die Kombination aus Batterie und Wechselrichter kaum in der Lage, den Lastwechseln unserer Waschmaschine zu folgen. Das System reagierte zu träge, um Trommelbewegungen abzuf puffern und klinkte sich erst beim Heizstab voll ein, wenn auch mit Zeitverzug von ein paar Sekunden. Bei Asgofit kommt hinzu, dass man über die App nur eine feste Ausgangsleistung oder den Einsatz von Zwischensteckern einstellen kann – nicht aber beides zusammen. Bei Eco-Flow und Anker ist dies möglich, sodass man mit einer Kombination aus fest eingespeistem Stand-by und einigen gezielt per Zwischensteckern erfassten Verbrauchern sehr gute Ergebnisse erzielt.

Wem die Regelung von der Stange nicht genügt, der kann sich auch an einem Energiemanagement Marke Eigenbau versuchen. EcoFlow etwa lässt eine Kommunikation über das offene Netzwerkprotokoll

MQTT zu und die Geräte von Lionshee lassen sich über die Tuya-Cloud auslesen und steuern. Mit Smart-Home-Zentralen wie ioBroker oder HomeAssistant kann man sich dann ans Feintuning machen. Das schließt einen Bereich ein, den die getesteten Systeme derzeit softwareseitig nicht abdecken: das sogenannte Strompumpen bei dynamischen Stromtarifen.

Ohnehin ist einzig das EcoFlow-Setup im Test auch über die AC-Schiene zu befüllen und somit von der Hardware für den bidirektionalen Betrieb geeignet. Auch wenn sich die Sonne mal kaum zeigt – etwa an regnerischen Tagen oder in den Wintermonaten – lässt sich die Delta 2 Max mit bis zu 2,4 kW zum günstigsten Tagespreis befüllen. Den gespeicherten Strom verbraucht man dann in den besonders teuren Stunden des Tages. Für solch komplexe Szenarien genügt allerdings nicht die EcoFlow-App, es braucht zurzeit noch eine Smart-Home-Zentrale oder zumindest weitere smarte Zwischenstecker für die Steuerung.

Am Ende ist die Jagd nach der Nulllinie wahrscheinlich etwas für Perfektionisten oder Ästheten. Denn ob man hier und da ein paar Watt mehr verschenkt oder zu viel aus dem Netz bezieht, wird die ökonomische Bilanz eines Systems über Jahre kaum verschieben.

Fazit

Die Anschaffung eines Balkonkraftwerks ist wirtschaftlich angesichts momentaner Purzelpreise ein No-Brainer – einen entsprechend hohen Stand-by-Verbrauch vorausgesetzt. Bei den vorgestellten Speicherlösungen allerdings liegt der Amortisationspunkt in ferner Zukunft und ist schwer zu bestimmen.

Auf der anderen Seite ist man mit einem Mini-Kraftwerk plus Speicher mitten im Kern der Energiewende angekommen. Mit dem Aufkommen der Regenerativen wird die Frage „was kostet Strom“ eher zu einem „wann kostet Strom“. Der Umgang mit den vorgestellten Produkten lehrt einen viel über das nötige Energiemanagement und führt an der ein oder anderen Stelle auch zu einem geänderten Nutzungsverhalten.

Was den Plug-&-Play-Faktor angeht, liegen die Produkte von Anker Solix und EET klar vorn. Die Solarbank 2 wartet zusätzlich mit ihrer Erweiterbarkeit auf 9,6 kWh, vier MPPTs und einem fetten Markennamen auf: Amazons Hausmarke Anker sollte sicher über die Zeit der Herstellergarantie hinaus bestehen.

Ein System wie NetDetection beim SolMate, das in jeder Installationsumgebung funktioniert, wäre ein Traum. Bis dieser Realität ist, sollte der Hersteller aber für alternative Wege zur Erfassung des Strombedarfs sorgen. Die Integration eines digitalen Zählers, wie EcoFlow sie als einziger bietet, wäre eine tolle Lösung. Ohne eine solche Alternative sollte man um den SolMate einen Bogen machen, wenn man die Position der eigenen FI-Schutzschalter nicht genau kennt.

Den günstigsten Preis pro Kilowattstunde bietet theoretisch Dyness bei der Junior Box, deren Speicher wegen der reduzierten Entladetiefe jedoch nicht voll nutzbar ist. Dieser Pokal geht deshalb an Asgoft mit rund 350 Euro pro kWh Speicher. Es ist allerdings gar nicht lange her, dass die Faustformel noch „1 Kiloeuro pro Kilowattstunde“ lautete – die Preise sind noch immer in Bewegung und ein Blick auf Rabattaktionen lohnt sich.

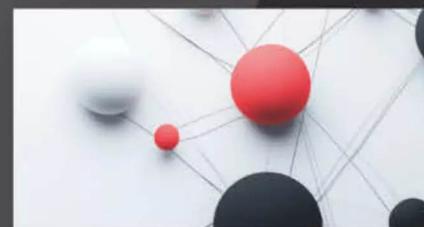
Zur präzisen Leistungsregelung sind beide Systeme zum jetzigen Stand der Software nicht geeignet. Sehr wohl eignen sie sich aber durchaus als Basisspeicher fürs handgestrickte EMS mit Home-Assistant & Co. Denn der von ihnen eingesetzte Wechselrichter EZ1 lässt sich dank API softwareseitig ansteuern, sodass man die optimale Batterie-nutzung über eine Smart-Home-Zentrale schnell realisiert hat. (sha) **ct**

Ihr Partner für IT-Weiterbildung Videokurse für IT-Professionals



AZ-900 Teil 1: Beschreiben von Cloudkonzepten

Unsere dreiteilige Kursserie mit IT-Experte Tom Wechsler unterstützt Sie bei Ihrer persönlichen Vorbereitung auf die Zertifizierung „Microsoft Certified: Azure Fundamentals“.



Microsoft Fabric – Power BI

Lernen Sie in diesem Videokurs das Erstellen von interaktiven Berichten und Dashboards mit der leistungsstarken Business-Intelligence-Plattform. Sie hilft Ihnen, Daten effektiv zu analysieren und zu visualisieren.

Jetzt alle
Videokurse entdecken:
heise-academy.de



Sechs weitere smarte Speicher im Test

Ein Balkonkraftwerk spart im Sommer ordentlich Strom. Batteriespeicher hilft dabei, die heimische Überproduktion für später zu sichern, statt sie ins Netz zu verschenken. In Kombination mit einem flexiblen Stromtarif verlieren selbst die winterlichen Gespenster „Flutterstrom“ und „Dunkelflaute“ ihren Schrecken.

Von **Sven Hansen**

Batteriespeicher ist günstig wie nie. In weniger als sechs Monaten hat sich der Preis pro Kilowattstunde Speicherkapazität in einigen Fällen halbiert. Das macht ein Balkonkraftwerk mit Speicher zwar noch nicht zu einem „No-Brainer“, aber es verschiebt die ökonomische Abwägung in eine positive Richtung. Noch ein zweiter Aspekt macht den Batteriespeicher interessanter, als er noch im vergangenen Jahr war.

Seit Jahresbeginn gelten neue Regeln für den Smartmeter-Rollout, mit denen die viel gescholtene Ampel den deutschen Energiemarkt oder zumindest die Zählleinrichtungen der Verbraucher auf den Stand der Zeit hieven wollte. Die wichtigste Änderung: Verbraucher haben nun ein Recht auf ein Smartmeter. Damit steht auch den privaten Haushalten der Zugang zu dynamischen, stundengenau abgerechneten Stromtarifen offen. Durch die unregelmäßige

Produktion von Solar- und Windenergie entstehen Preisschwankungen, denen man ausgeliefert ist – es sei denn, man kann Strom in besonders günstigen Stunden speichern und später abrufen.

Für diesen Teil unseres Speichertests haben wir sechs smarte Batterien für Balkonkraftwerke beschafft und dabei auf Tipps unserer Leser gehört. Die Geräte von Hoymiles und Zendure etwa standen ganz oben auf der Wunschliste. Vier Geräte sind als Komplettlösung für Neueinsteiger gedacht, zwei bieten sich als Nachrüstlösung für bestehende Balkonkraftwerke an. In letzter Kategorie treten der easySun-tower Future der EAS AG sowie der recht günstige Nachrüstspeicher B2500H von Plenti Solar an.

Bei Jackerys Navi 2000 wie auch Zendures Hyper 2000 handelt es sich um Pakete mit integriertem Wechselrichter. Beide arbeiten bidirektional über eine einzelne Verbindung mit dem 230-Volt-Hausnetz. Sie können ihren Speicher also über angeschlossene Solar-Panels befüllen und auf Wunsch auch direkt aus dem Netz laden. Bidirektional arbeitet auch der MS-A2 des Solarspezialisten Hoymiles, er bietet allerdings keine direkten Anschlüsse für Solarpanels.



Die Erweiterungsbatterie des Plenti-Solar-Speichers stellt man aus Gründen der Stabilität lieber neben das Hauptgerät, auch wenn das DC-Kabel die Ästhetik versaut.

Abgerundet wird das Feld durch ein Set von EcoFlow. Den smarten Wechselrichter PowerStream hatten wir zwar schon im vergangenen Test im Blick, dort allerdings mit einem vollwertigen Solargenerator kombiniert. EcoFlow bietet auch einfachen Batteriespeicher an – Grund genug, einen genauen Blick auf die günstigere Kombination aus PowerStream und EcoFlows namenlose „LFP-Batterie“ zu werfen.

Schergewichte

Das EAS-Setup bringt zusammen rund 50 Kilo auf die Waage, danach liefern Jackery und Hoymiles die zweitschwersten Speicherblöcke mit einem Gewicht von 30 Kilogramm. Da freut man sich über jede Stelle am Gehäuse, wo man anständig zupacken kann. Lediglich bei Plentis B2500H muss man auf den Luxus eines Griffs oder einer Mulde verzichten, mit 20 Kilogramm gehört er allerdings zu den Leichtgewichten im Test.

Die Speicherlösungen von EAS, Jackery und Zendure lassen sich durch weitere Batteriemodule im Stapelverfahren ergänzen. EAS legt dem Basisset eine stabile Rollplatte bei, auf der man den Energieturm bei Bedarf durch die Garage schieben kann. Auch das Plenti-System lässt sich erweitern, allerdings werden die Speicherbausteine hier nur durch ein mitgeliefertes DC-Kabel verbunden. Stapelt man sie übereinander, wird das schnell zu einer wackeligen Angelegenheit.

Die Systeme von EcoFlow und Hoymiles lassen sich nicht direkt aufstocken. Beide Hersteller bieten allerdings den Betrieb mehrerer Setups parallel über ihre jeweilige App an. Hat man sich etwa einen zweiten smarten PowerStream-Wechselrichter mit Batterie installiert, kann man die Installation in der App bündeln und wie einen einzigen Speicher nutzen. Zendure kombiniert beide Möglichkeiten: physische Erweiterung und Bündelung mehrerer Systeme via App. Bei der Erweiterbarkeit gibt es große Unterschiede, was die maximale Kapazität sowie die Kosten angeht (siehe Tabelle). Wer sich diese Option offenhalten will, sollte beim Speicherkauf darauf achten.

Wie beim letzten Test arbeiten alle Speicher mit LiFePO₄-Zellen (Lithium-Eisenphosphat). Das macht sie gegenüber Blöcken mit herkömmlichen Lithium-Ionen-Zellen mit Cobalt(III)-oxid (LiCoO₂) wegen der niedrigeren Energiedichte zwar etwas schwerer, im Betrieb sind sie aber sicherer und langlebiger.

Die Zyklenfestigkeit geben alle Hersteller bis auf EcoFlow mit 6000 Zyklen an, manche allerdings mit



Schick, aber dysfunktional: In der Mulde der EcoFlow-Batterie bekommt man den DC-Stecker kaum gelöst.



Die Kabelpeitschen auf der Rückseite des Zen-dure Hyper 2000 sind zwar nicht schick, aber unglaublich praktisch in der Handhabung.

einer dann noch vorhandenen Restkapazität von nur noch 70 Prozent. EcoFlow weist 3000 Zyklen bei einer Restkapazität von 80 Prozent aus. In der Praxis dürfte vorwiegend die in der App festgelegte maximale und minimale Be- und Entladung für die Batteriealterung verantwortlich sein. Einige Hersteller limitieren die maximale Entladetiefe von Haus aus. Ist sie wie bei EcoFlow vollkommen frei justierbar, sollte man sie mit Bedacht einsetzen, schon um die Tiefentladung zu vermeiden.

Aufgestellt

Bis auf EcoFlow weisen alle Produkte die Schutzart IP65 aus, lassen sich theoretisch also auch im Freien installieren. Außer dem Plenti Solar B2500H sind alle mit einer Batterieheizung ausgestattet. Ohne Zusatzheizung nehmen die ruhenden Akkus zwar keinen Schaden, das Batteriemangement blockiert allerdings zu deren Schutz jegliche Be- oder Entladung.

In der Praxis sollte man einen möglichst geschützten Ort für den Speicher wählen, denn auch die Heizfunktion benötigt Energie. Die pralle Sonne sollte man ebenfalls vermeiden, um eine Überhitzung und somit Abschaltung an sommerlichen Tagen zu verhindern.

Für unsere Tests nutzten wir Standard-Panels mit 450 Watt Peak. Wer nachrüstet, sollte die maximalen Eingangswerte des Speichers und die Ausgänge der Solarinstallation im Blick behalten. Auf Nummer sicher geht man, wenn man neu kauft und die von den Herstellern empfohlenen oder direkt verkauften Module nutzt. Die Gesamtleistung der Panels darf bei einem Balkonkraftwerk laut gesetzlicher Vorgabe 2000 Watt Peak nicht übersteigen. Der easy-Suntower Future ist bis 3600 Watt Peak bespielbar und bietet so etwas Reserve. Dagegen fällt EcoFlows PowerStream mit 800 Watt Peak deutlich zurück. Hier braucht es schon zwei smarte Wechselrichter, um das Limit auszuschöpfen.

Die Speicher der EAS AG und von Plenti hängt man zwischen einen bestehenden Wechselrichter und die Solarpanels. Im Test klappte das mit unserem EZ1 von AP-Systems gut. Das muss nicht bei allen Wechselrichtern der Fall sein, da nicht jedes Modell mit der vom Batteriespeicher konstant per Gleichstrom zugeführten Energie zurechtkommt. Vorteil dieser Schaltung ist aber, dass etwaige Stromspitzen der erlaubten 2000 Watt Peak nicht verloren sind, weil der Wechselrichter nur 800 Watt abgeben darf, sondern dass der Akku sie sich vorher abgreift.

Hoymiles liefert mit dem MS-A2 eine ungewöhnliche Hardware, da sie keine Anschlussmöglichkeiten für Solarmodule bietet. Den Speicher schließt man an der Steckdose des 230-Volt-Netzes an, wie auch einen separaten Hoymiles-Wechselrichter. Der Hersteller bewirbt das System zu Recht als einfach in der Installation, verschweigt allerdings die geringere Effizienz gegenüber integrierten Lösungen. Während die Konkurrenz den Solarstrom DC-seitig direkt in die Batterie puffern kann, ist beim Hoymiles-Ansatz eine doppelte Wandlung von DC zu AC und zurück fällig, wobei Energie als Abwärme verloren geht. Zudem müssen sich die übrigen Verbraucher und der zu ladende Akku die rechtlich auf 800 Watt begrenzte Einspeisung des Wechselrichters teilen.

Auch bei diesem Test fiel uns der ein oder andere Designfehler auf. So lässt sich etwa die EcoFlow-Batterie – einmal verbunden – kaum wieder aus dem Setup befreien. Der solide DC-Stecker verbeißt sich fest in den Speicher, erst mit viel Geduld – und einem Salatbesteck – ließ er sich lösen.

Ebenso ungünstig liegen die MC4-Anschlüsse des Plenti Solar B2500H: Mit dem gängigen Werkzeug für Solarverbindungen bekommt man sie kaum zu fassen. Außenliegende Anschlüsse oder gar eine Kabelpeitsche wie bei Zendure sind zwar nicht so schick, im Fall der Fälle aber deutlich leichter zu erreichen.

Navi 2000 und Hoymiles MS-A2 sind mit einer Schukosteckdose ausgestattet. Bei Stromausfall kann man hier einen Verbraucher anschließen. Für die Zendure-Batterien und auch den easySuntower gibt es passende Notstrommodule als Zubehör.

Besonders herausfordernd war die Inbetriebnahme des easySuntower Future, dessen Name leider nicht Programm war. Das lag zum einen an der unzureichenden Beschriftung am Gerät, am Ende aber auch an der unzulänglichen Dokumentation. Das Set besteht aus der eigentlichen Batterie, auf der ein „easy Suntower Controller“ sitzt, der zusätzlich von dem „Ultra Controller“ ergänzt wird. Sowohl Controller als auch Ultra Controller verfügen über Solareingänge und so wird schon die Hardware-Installation zum Ratespiel.

Der freundliche Support unterstützt einen immerhin mit zusätzlicher Dokumentation und nach Lektüre und Recherche entpuppt sich der Ultra Controller als zugekauftes Energy-Management-System (EMS) des chinesischen Herstellers Tentek. Dieses arbeitet komplett unabhängig vom angeschlossenen DC-Speicher. Die easySuntower-Batterie lässt

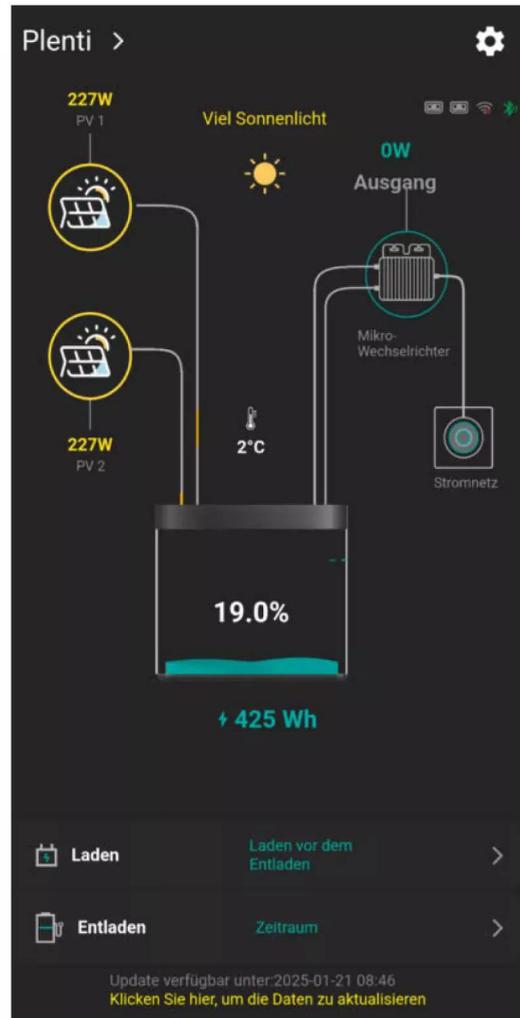
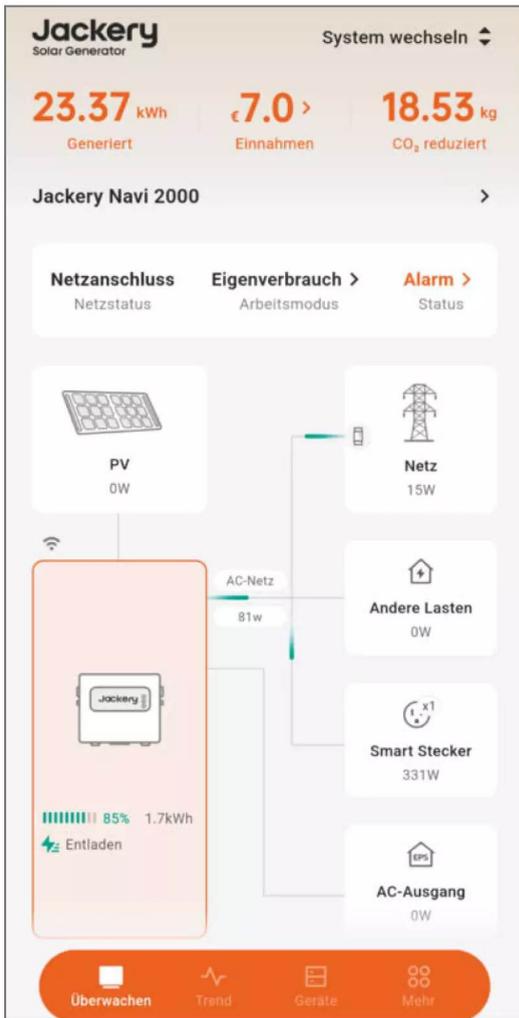
sich also über den Controller oder den Ultra Controller laden, das Energiemanagement funktioniert allerdings ausschließlich über letzteren Weg.

Software

Kopfschmerzen bereitete auch die Software-Installation des easySuntowers, denn Batterie- und Ener-



Das Batteriemangement lässt sich beim easySuntower Future zwar nur per Bluetooth direkt anzapfen, dafür bekommt man detaillierte Informationen bis auf Zellebene.

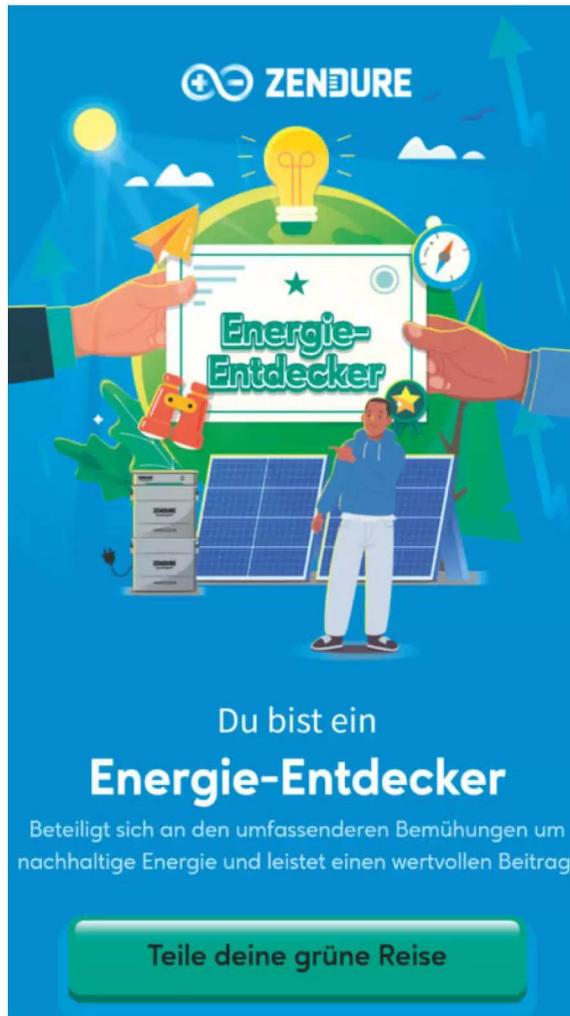


Das Jackery-Dashboard (links) ist etwas kleinteilig geraten, bei Plentis Solars Power Zero (rechts) geht es übersichtlicher zu.

giemanagement sind hier in zwei unterschiedlichen Apps untergebracht. Die Batterie kann man direkt via Bluetooth über das von anderen Speicherbatterien bekannte JBD-BMS ansprechen. Durchsucht man den Playstore nach „JBD BMS“, stößt man auf eine potente Analyse-App (die mit dem Elefanten), mit der man den Speicher bis auf die letzte Zelle durchleuchten kann. Die von Tentek stammende T-Shine-App, die für das Energiemanagement zuständig ist, weiß davon allerdings nichts. Sie sieht nur einen

DC-Speicher und dessen verbleibende Ausgangsspannung.

Verglichen damit ist die Installation der anderen Kandidaten ein Kinderspiel. Die jeweiligen Apps erkennen die Batterien per Bluetooth, danach bindet man sie ins WLAN ein. Bei allen sechs Kandidaten registriert man sich in der jeweiligen Cloud, wo statistische Daten zum Energieertrag abgelegt werden. Jackerys Navi 2000 lässt sich auch als Access-Point betreiben. So kann das System etwa im Wohnmobil



Übersichtliche Darstellung, gute Erklärtexpte und am Ende noch motivierende Trophäen: Bei der Zendure-App bleiben kaum Wünsche offen.

eigenständig eine Verbindung zu weiterem Zubehör aufbauen.

Auf einen Blick geben die Apps Auskunft über die aktuelle Solarproduktion und – bis auf die T-Shine-App – über den aktuellen Füllstand des Speichers. Maximale Lade- und Entladegrenzen lassen sich einstellen, wobei gefühlt der schwarze Peter oft beim Kunden liegt. Hinweistexte informieren, dass man Be- und Entladeschwellen hoch ansetzen sollte. Oder andersherum: Nutzt man die volle Kapazität,

ist man selbst schuld, wenn der Speicher nicht so lange hält.

Die Apps von Jackery und Hoymiles (S-Miles) sind etwas unübersichtlich geraten. Das gilt für die kleinteilige Dashboard-Ansicht wie auch das Einstellungs-menü. Bei S-Miles gibt es zudem noch Bugs, die ein effektives Energiemanagement verhindern. Plenti liefert mit der Power-Zero-App immerhin einen soliden Überblick über den Systemstatus, wobei uns hier die hohe Latenz der Clouddaten aufgefallen ist. Es braucht jeweils etwa eine Minute, bis die App Veränderungen anzeigt.

EcoFlow bietet mit die meisten Einstellungsmöglichkeiten, Konkurrent Zendure hat am Ende jedoch die überzeugendste App im Angebot. Der Assistent für die Ersteinrichtung arbeitet vorbildlich, zu den diversen Einstellungsmöglichkeiten gibt es stets aussagekräftige Erklärtexpte auf Deutsch. Motivierende Energy-Charts, die man gleich aus der App heraus teilen kann, runden das Gesamtpaket ab.

Nullsummen

Zum Abgeben des Stroms lassen sich alle Speicher in einem Modus betreiben, in dem sie eine feste Leistung nach einem vom Nutzer eingestellten Zeitplan abgeben. Das ist praktisch, um etwa den kontinuierlichen Standby-Verbrauch eines Haushaltes abzupuffern.

Bei Hoymiles etwa kann man ganze Tagesprofile in Form von Lastkurven anlegen, falls die Grundlast sich je nach Tageszeit deutlich unterscheidet. In anderen Apps löst man diese Aufgabe, indem man über den Tag verteilt verschiedene Timer-Ereignisse mit unterschiedlichen Einspeisewerten setzt. In der Praxis wird man die Grundlast zwar grob schätzen können, sie aber niemals exakt abdecken. Wählt man einen zu hohen Wert, speist man Strom ohne Gegenleistung ins Netz, wählt man einen zu niedrigen, bezieht man Strom, obwohl noch welcher im Akku wäre.

Hier zeigt sich, welcher der Batterieklotze wie smart wirklich ist. Um die tatsächliche Grundlast zu ermitteln, können alle Geräte im Test mit WiFi-Energiemonitoren kommunizieren, die über Stromwandler den Stromverbrauch direkt hinter dem Zähler des Netzbetreibers ermitteln.

Beim Tentek-EMS des easySuntower-Speichers ist ein proprietärer Energiemonitor enthalten, für Plentis B2500H gibt es eine spezielle Lösung von Marstek. Die anderen Kandidaten arbeiten mit Messtechnik des Smart-Home-Spezialisten Shelly zusammen. Das ist kein Zufall, denn Shelly ist besonders

Die Jagd nach der Null

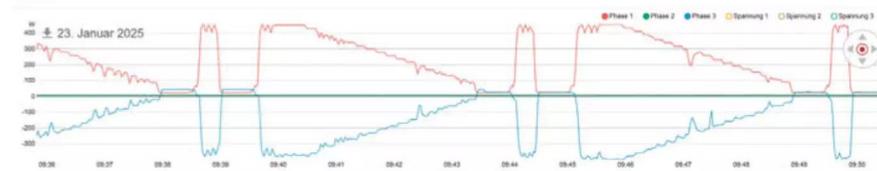
Mit der heutigen Technik ist es möglich, auch komplexe Lastkurven eines Verbrauchers in Echtzeit durch eine entsprechende Einspeisung auszugleichen. Die präzisesten Ergebnisse im Test lieferte die Kombination aus Ecoflow Power-Stream und einem dazugehörigen Smartplug (oben). Der Zwischenstecker misst präzise und gibt die Daten nahezu latenzfrei an den smarten Wechselrichter.

Dass man selbst mit externem Wechselrichter passable Ergebnisse erzielen kann, bewies der easySuntower Future. Auch wenn der Energiemonitor mit den Stromzangen nicht ganz so präzise arbeitet wie ein Zwischenstecker, genügten die Daten dem Tentek-EMS, um die Einspeisung DC-seitig entsprechend anzupassen (Mitte).

Der Speicher von Plenti Solar reagierte mit 4 Sekunden Versatz auf Lastwechsel und konnte die Leistung am DC-Ausgang nur grobstufig anpassen (unten).

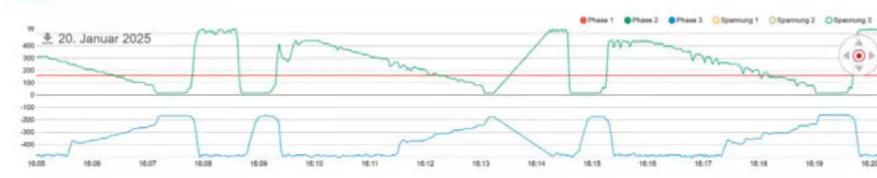
EcoFlow Smart Plug

56 (414 + 8 -366)



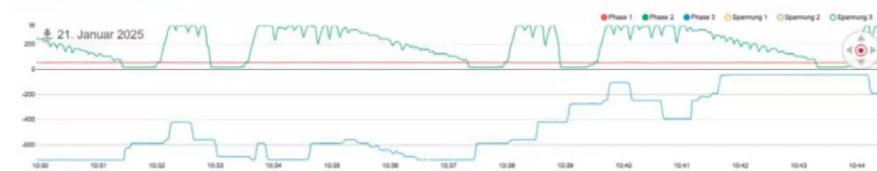
easySuntower Future

185 (159 + 529 -503)



Plenti Solar

-248 (54 + 57 -359)



flexibel bei der Anbindung seiner Hardware an externe Systeme. So wird der Energiemonitor Shelly Pro 3EM bei EcoFlow und Zendure über den Shelly-Cloudzugang angebunden, während die Hardware bei Jackery und Hoymiles direkt mit den Geräten verknüpft wird. Als Folge lässt sich die Shelly-Hardware bei EcoFlow und Zendure auch nach der Koppelung wie gewohnt über die Shelly-App nutzen, während sie bei der Konkurrenz ausschließlich im jeweiligen System erscheint.

Die Stromzangen greifen jeweils alle drei Phasen eines Hausanschlusses ab. Die Kombination aus Plenti-Speicher und Monitor kann allerdings nur eine Phase überwachen und ausgleichen; damit ist also das sogenannte Saldieren, das Summieren aller Verbräuche über alle Phasen, nicht möglich. Dieselbe

Einschränkung findet sich auch bei Jackery. Die Zendure-App ist hier wieder vorbildlich, da sie beide Betriebsmodi – saldierend oder einphasig – erlaubt und ausführlich erläutert.

Shelly bietet neben dem oben erwähnten Energiemonitor mit Stromzangen auch smarte Zwischenstecker, die sich ebenfalls verknüpfen lassen. Sie liefern Messdaten zu unterschiedlichen Verbrauchern – Kühlschrank, Kaffeemaschine, Mikrowelle oder Thermomix –, können aber Festverdrahtetes wie Herd und Ofen nicht erwischen. Da sie genauer arbeiten als die Energiemonitore mit Stromzangen, liefern sie die beste Voraussetzung für eine Nulleinspeisung. Der Wechselrichter muss lediglich in der Lage sein, die Lastkurve im Negativen als Stromspeisung nachzubilden.



Energiemonitore – im Bild ohne Stromzangen und Kabelgewirr – liefern den Batterien per WLAN Daten über den aktuellen Stromverbrauch. Bei Plenti Solar (links) handelt es sich um eine Box mit USB-Netzteil. Die Monitore von Tentek und Shelly (rechts) werden auf der Hutschiene im Sicherungskasten montiert.

Wie gut das funktionieren kann, zeigt EcoFlow im Test in Kombination mit seinen proprietären Messsteckern, die der Hersteller als Zubehör anbietet (30 Euro). Als Last nutzten wir im Test ein Labornetzteil, das einen reproduzierbaren „Verbrauchskeil“ erzeugt, den die unterschiedlichen Kombina-

tionen aus Energiemonitor, Zwischenstecker und Speicher ausgleichen mussten. Die Präzision sagt etwas über die Genauigkeit der Messung oder die Nachführbarkeit des Wechselrichters, ein zeitlicher Versatz etwas über die Latenz.

Das EcoFlow-System brachte es auf eine fast gespiegelte Einspeisung und zeigt, was möglich ist, wenn man Messtechnik und Einspeisung im Griff hat. Doch auch das easySuntower-System kann punkten, obwohl es ohne präzise Zwischenstecker auskommt und vor allem keinen internen Wechselrichter besitzt. Nur mit den ungenaueren Daten des Tentek-Energiemonitors in der Verteilung und durch Steuerung des DC-Ausgangs hin zum externen Wechselrichter gleicht es die Lastkurve annähernd aus.

Das identisch ausgestattete System von Plenti scheitert an dieser Aufgabe. Wegen zu hoher Latenz und der grobstufigen DC-Ausgabe an den Wechselrichter ist die gespiegelte Lastkurve nur noch mit Fantasie zu erkennen. Dabei sollte man bedenken: Unser Lasttest klopft den schlimmsten Fall ab. Produziert ein Verbraucher eine kontinuierliche Last, schwingen sich fast alle Systeme nach wenigen Sekunden ein.

Einziges Ausnahme: der Hoymiles-Speicher MS-A2. Er arbeitet zwar mit Shellys Zwischensteckern zusammen, rutschte beim Einsatz des Pro 3EM jedoch reproduzierbar auf die in der App einstellbare, höchste Einspeisung und blieb dort hängen. Erst ein kurz vor Redaktionsschluss eingetroffenes Firmware-Update beseitigte das Problem.

Den Kopf in den Wolken?

Software effizienter in der Cloud entwickeln



Jetzt bestellen!

Heft für 14,90 € • PDF für 12,99 € • Heft + PDF 19,90 €



shop.heise.de/ix-developer-cloudnative23



Nur bei Zensure konnten wir den Speicher je nach aktuellem Börsenpreis übers Netz laden und entladen.

EcoFlow bietet für Kunden des Stromanbieters Tibber noch einen dritten Weg, der ohne harte Eingriffe in die Stromverteilung auskommt. Denn die Installation der Stromzangen ist in der Regel ein Fall für den Elektriker. Selten liegen die drei Phasen so offen, dass man die klobigen Klammern lässig um den Leiter werfen könnte, und sowohl Shelly

Pro 3EM als auch der Tentek-Monitor benötigen einen Platz auf der Hutschiene sowie eine ebenfalls dreiphasige Stromversorgung.

Der Tibber Pulse hingegen wird per Magnet auf die IR-Schnittstelle eines Smartmeters gepappt und liefert Echtzeitdaten des Momentanverbrauchs über eine WLAN-Bridge in die Tibber-Cloud. Von dort aus zapft sie EcoFlow an, sobald man die Accounts in der App verknüpft hat. Die Daten kommen mit höherem Zeitversatz und sind nicht so fein aufgelöst wie die vom Shelly-Monitor, dafür kommt man ganz ohne Elektriker aus.

Bewohner einer Mietwohnung mit Zählerinstallation im Keller können sich mit einem kleinen Trick helfen. Zwar liegt der Zählerraum üblicherweise außerhalb des eigenen WLANs. Will man die Hutschienenzähler oder den Pulse nutzen, könnte man die Nachbarn im Erdgeschoss über dem Anschlussraum fragen, ob man die Hardware dort einbuchen dürfte.

Netzdienlich

Als „netzdienlich“ bezeichnet man Komponenten im Stromnetz, die Unregelmäßigkeiten in der Netzauslastung ausgleichen können. Batteriespeicher ist eine solche Komponente, da er - bei einem Überangebot befüllt - bei hohem Bedarf Energie abgeben kann.

Eine automatische Einspeisevergütung für Privathaushalte gibt es (noch) nicht, aber man kann die Batterie zumindest über Smartmeter und dynamischen Stromtarif (siehe Artikel „Was Smart Meter leisten und kosten“) zu günstigen Zeiten am Tag laden, um den gespeicherten Strom zu teuren Zeiten zu verbrauchen. Rechnungen zur Wirtschaftlichkeit sahen bisher mau aus (siehe Artikel „Wann Speicher für Balkonkraftwerke lohnen“). Doch die Speicherpreise purzeln. Zudem: Je mehr regenerative Energiequellen einspeisen, desto „flatterhafter“ wird der Strompreis an der Börse. Hat man genug Speicherkapazität, ist das eine gute Nachricht.

Die Hälfte der Testkandidaten arbeitet von Haus aus bidirektional an der 230-Volt-Steckdose. Sie können also Strom einspeisen oder aber über denselben Weg auch beziehen. Was sie mit dieser Fähigkeit anstellen, ist recht unterschiedlich. Bei Jackery und Hoymiles kann man die Netzladung per Timer anstoßen. Das genügt zumindest, um eine Grobplanung für das Laden von Billigstrom anzulegen, denn näherungsweise folgt der Strompreis über den Tag und am Wochenende einem festen Muster.



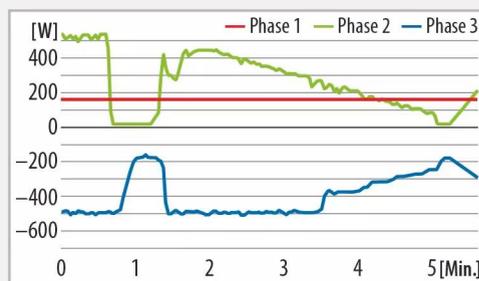
EAS easySuntower Future

Batterie und Controller des stapelbaren Systems der EAS AG stecken in einem stabilen Blechgehäuse. Bis zu vier Akkublöcke lassen sich stapeln, was in einem Maximalausbau des Speichers von 10 kWh resultiert – der höchste im Testfeld.

Das für die Nulleinspeisung zuständige Energiemanagement übernimmt der Ultracontroller (rechts), der von einem Dritthersteller kommt. Installation und Bedienung sind folglich nicht aus einem Guss, einen großen Vorteil hat das Setup: Das EMS kann mit beliebigem Speicher arbeiten, der über eine DC-Leitung verbunden wird. Hat der Speicher sein Lebensende erreicht, tauscht man ihn gegen einen beliebigen eines anderen Herstellers aus.

Das EMS arbeitet präzise und führt die DC-Ausgabe an einen externen Wechselrichter feinstufig und mit geringer Latenz nach.

- ⬆️ auf 10 kWh aufrüstbar
 - ⬆️ gute Nulleinspeisung mit Monitor
 - ⬇️ umständliche Ersteinrichtung
- Preis: 1700 Euro



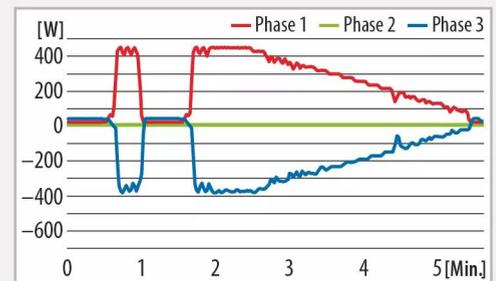
EcoFlow PowerStream & LFP-Batterie

Der intelligente Wechselrichter PowerStream ist das Herzstück, er ist solide verarbeitet und schaut recht schick aus, arbeitet allerdings nur mit Panels bis maximal 800 Watt.

Die ebenso solide LFP-Batterie, die EcoFlow auch in einer 5-kWh-Variante anbietet, ist mit einem kleinen LCD ausgestattet, das die Restkapazität anzeigt. Erweiterbar ist der Speicher nicht. Man kann die Blöcke zwar stapeln, müsste dann allerdings in einen zweiten PowerStream investieren.

Der Wechselrichter arbeitet bei der Nulleinspeisung präzise, mit dem Tibber Pulse gibt es eine Variante der Verbrauchsmessung ohne tiefen Eingriff in den Sicherungskasten. Der Speicher arbeitet zeitgesteuert oder nach Verbrauch, lässt sich über EcoFlows gut dokumentiertes API aber auch via MQTT ins Smart Home einbinden.

- ⬆️ unterstützt Tibber Pulse
 - ⬆️ viele Einstellungsmöglichkeiten
 - ⬇️ nicht skalierbar
- Preis: 1900 Euro





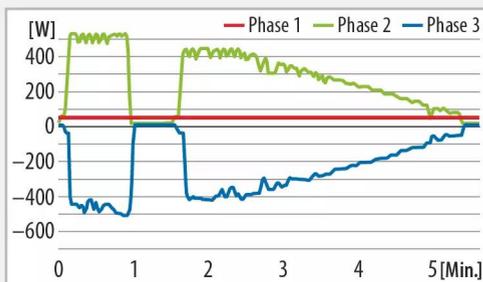
Hoymiles MS-A2

Der Speicherblock von Hoymiles erinnert an ein PC-Gehäuse aus längst vergangenen Tagen. Er ist äußerst stabil gebaut und lässt sich ohne ein Knarzen auch als Sitzbank nutzen.

Ausgewählte Hoymiles-Wechselrichter lassen sich in der App anmelden. Der Speicher nimmt dann Solarenergie auf, wenn die Wechselrichter sie ins 230-Volt-Netz einspeisen. Von dort bezieht der MS-A2 die Energie, sodass er auch weit weg von der eigentlichen Solarinstallation an einer beliebigen 230-Volt-Steckdose angeschlossen sein kann.

Die S-Miles App ist unübersichtlich und in Teilen schlecht übersetzt. Wer der englischen Sprache mächtig ist, sollte die entsprechende Einstellung bevorzugen. Der Steuerungsfehler bei der Zusammenarbeit mit Shellys Pro 3EM sollte bei einem Produkt dieser Preisklasse nicht auftreten.

- bidirektional AC
 - flexible Aufstellung
 - keine Solaranschlüsse
- Preis: 1000 Euro



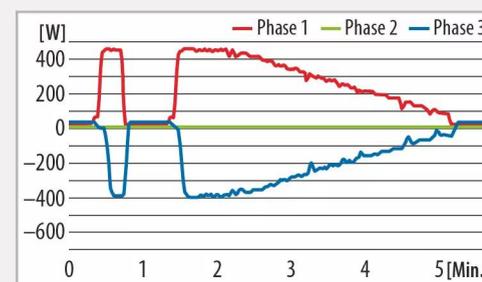
Jackery Navi 2000

Der Navi 2000 nimmt im Test die größte Standfläche in Anspruch. Unter dem Kunststoffgitter an der Oberseite liegen zudem die Kühlrippen des integrierten Wechselrichters - abdecken darf man ihn daher nicht. Die Status-LEDs an der Front sind nicht gut zu erkennen.

Mit aktuellen Smartplugs von Shelly arbeitete das Gerät problemlos zusammen. Allerdings kann das Gerät nur eine der drei von diesem überwachten Phasen eines Hausanschlusses auswerten und entsprechend einspeisen. Es bräuchte also drei Geräte, um den gesamten Haushalt abzudecken.

Die App bietet nur wenige Einstellmöglichkeiten und selbst die verbleibenden sind nicht immer selbsterklärend. Aktiviert man etwa den ECO-Modus in den Energiemessereinstellungen, setzt das die Messfrequenz des Shelly-Monitors herab und führt zu ungenauerer Nulleinspeisung.

- bidirektional AC
 - geringer Funktionsumfang
 - einphasige Nulleinspeisung
- Preis: 1400 Euro





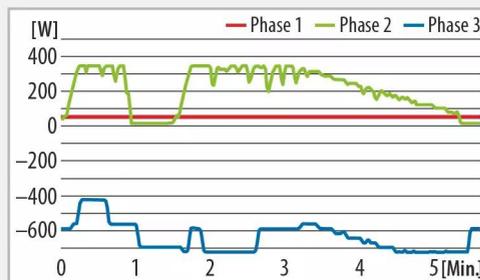
Plenti Solar B2500H

Der Speicherblock von Plenti ist mit Abstand der günstigste im Test. Den kompakten Block mit hochglänzender Kunststofffront könnte man auch ins Wohnzimmer stellen. Hersteller scheint Marstek zu sein, der mit dem B2500-D ein weniger schickes Modell mit identischer Technik anbietet. Bis zu zwei Zusatzbatterien lassen sich über DC-Kabel verbinden.

Für den als Zubehör erhältlichen Energiemonitor ruft Plenti 200 Euro auf, im Test tat es der günstigere von Marstek. Bei der Nulleinspeisung (nur einphasige Erkennung) überzeugt das System allerdings nicht. Es erkennt nur grobe Lastverläufe und steuert mit deutlichem Zeitverzug nach.

Viel Geduld braucht es auch mit der Power-Zero-App, deren Cloudanbindung nur träge funktioniert. Immerhin bietet sie ein übersichtliches Dashboard und statistische Informationen zum Solarertrag.

- ⬆️ günstig
 - ⬆️ schick & solide verarbeitet
 - ⬇️ ungenaue Nulleinspeisung
- Preis: 400 Euro



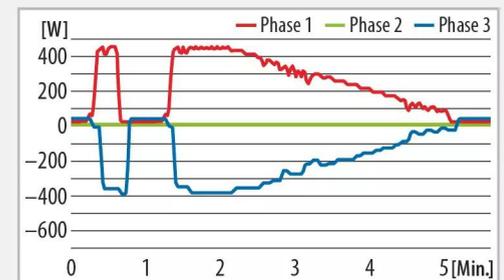
Zendure Hyper 2000 & AB2000S

Zendures Hyper-System steckt in einem stabilen Aluminiumgehäuse. Die Batterien mit dem „S“ am Ende sind mit einer integrierten Löscheinheit ausgestattet, die im Falle eines Falles einen Akkubrand verhindern sollen. Der auf bis zu vier Akkus thronende Hyper 2000 ist an der vorderen Unterkante mit RGB-LEDs ausgestattet, die über den Systemzustand Auskunft geben.

Die App ist übersichtlich gestaltet, bietet viele Funktionen und nimmt den Nutzer bei jedem Schritt an die Hand. Der Speicher lässt sich auf vielerlei Arten ansteuern und richtet sich als einziger auf Wunsch nach dynamischen Stromtarifen.

An der Rückseite findet sich eine Kabelpeitsche für vier Module. Allerdings wird nicht jedes einzeln per MPPT angesprochen, sondern der Hyper 2000 steuert je zwei gemeinsam an.

- ⬆️ bidirektional AC
 - ⬆️ vorbildliche App
 - ⬆️ erkennt dynamische Strompreise
- Preis: 1000 Euro



Speicher für Balkonkraftwerke

Hersteller	EAS AG, easag.de	EcoFlow, de.ecoflow.com	Hoymiles, hoymiles.com	Jackery, de.jackery.com	Plenti Solar, plentisolar.de	Zendure, zendure.de
Produkt	easySuntower Future	PowerStream	MS-A2	Navi 2000	B2500H	Hyper 2000 & AB2000S
Firmware	v4.3.4.6	v1.0.1.217	v1.04.01	v1.0.0	V218	v2.1.18
Typ	Speicher & Steuermodul	mobiler Speicher und proprietärer Microinverter	AC-Speicher	mobiler Solargenerator mit integriertem Microinverter	stationärer Speicher	mobiler Speicher und smarter Microinverter
Ausstattung						
PV max. Eingangsleistung	3,6 kW	0,8 kW	—	1,6 kW	1 kW	1,8 kW
MPPT-Strings	insgesamt 4	2	—	2	2	2
Ausgang DC (zu Microinverter)	max. 1600 Watt	—	—	—	max. 2 × 400 W	—
Ausgang AC (Grid)	—	max. 800 Watt	max. 1000 Watt	max. 1200 Watt	—	max. 1200 Watt
Eingang AC	—	—	max. 1800 Watt	max. 1600 Watt	—	max. 1200 Watt
Schutzart / Temperaturbereich	IP65 / –25 bis 55 °C	IP54 / –20 bis 50 °C	IP65 / 0 bis 55 °C	IP65 / –20 bis 55 °C	IP65 / –20 bis 55 °C	IP65 / –25 bis 60 °C
Kommunikation	Wi-Fi 4 (2,4 GHz)	Wi-Fi 4 (2,4 GHz), Bluetooth	Wi-Fi 4 (2,4 GHz), Bluetooth	Wi-Fi 4 (2,4 GHz)	Wi-Fi 4 (2,4 GHz)	Wi-Fi 4 (2,4 + 5 GHz), BT
App (iOS / Android)	T-Shine (✓ / ✓)	EcoFlow-App (✓ / ✓)	5-Miles (✓ / ✓)	Jackery Home (✓ / ✓)	Power Zero (✓ / ✓)	Zendure (✓ / ✓)
Eingänge	4 × MC4	2 × MC4, AC-Einspeisung	AC 1800 Watt	2 × MC4	2 × MC4	4 × MC4
Ausgänge	2 × MC4 zu Microinverter	unidirektional AC	bidirektional AC, Schuko-Steckdose AC 0,8 kW	bidirektional AC, Schuko-Steckdose AC 1,2 kW	2 × MC4 zu Microinverter	bidirektional AC
Anzeige	Status-LEDs	Display, Status-LED	Status-LED, Battery Level	4 Status-LEDs	4 Status-LEDs	LED-Streifen, Status-LED
Batterie						
Typ	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4
Kapazität	2,5 kWh	2,05 kWh	2,24 kWh	2,048 kWh	2,24 kWh	1,92 kWh
Ladezyklen (Herstellerangabe)	6000	3000	6000	6000	6000	6000
max. Entladetiefe	82 %	100 %	90 %	95 %	90 %	95 %
erweiterbar / Maximalkapazität	✓ / 10 kWh	— / alternativ 5-kWh-Version	— / — (laut Hersteller 2 Geräte per App koppelbar)	✓ / 8 kWh	✓ / 6,7 kWh	✓ / 7,7 kWh (laut Hersteller 3 Geräte per App koppelbar)
Besonderheiten	heizbarer Akku	heizbarer Akku, MQTT	heizbarer Akku, läuft ausschließlich über AC-Schiene	heizbarer Akku	—	über ZenLink kombinierbar
Garantie	10 Jahre	10 Jahre	10 Jahre	10 Jahre	10 Jahre	10 Jahre
Zubehör						
Smart Plugs	—	✓	✓ (Shelly)	✓ (max. 3)	—	✓ (Shelly)
Smart Meter	✓	✓ (Shelly)	✓ (Shelly)	✓ (Shelly, einphasig genutzt)	✓ (einphasig genutzt)	✓ (Shelly)
Maße	32 × 20 × 18 cm	35 × 20 × 28,5 cm	45,5 × 22 × 45,7 cm	44,1 × 35 × 37,8 cm	35 cm × 30 cm × 17,5 cm	73 × 49,8 × 10 cm
Gewicht Basis-Setup	48 kg	17 kg	32 kg	30 kg	20 kg	30 kg
Gewicht Zusatzakku	31 kg	—	—	19 kg	20 kg	22 kg
Bewertung						
Installation	⊖⊖	⊕	○	⊕	○	⊕⊕
Ausstattung	○	○	⊕	⊕	○	⊕
Bedienung	⊖	⊕	○	⊖	○	⊕⊕
Leistungsregelung	⊕	⊕⊕	⊕	○	⊖	⊕⊕
Preise						
Preis (ohne Panels, mit Basis-Akku)	1700 €	1850 €	1000 €	1400 €	500 €	1000 €
Preis Zusatzbatterie	800 €	—	—	700 €	450 €	600 €
Preis pro kWh ¹ Basis-Setup	680 €	938 €	494 €	684 €	223 €	521 €
Preis pro kWh ¹ Erweiterung	320 €	—	—	342 €	200 €	313 €
⊕⊕ sehr gut ⊕ gut ○ zufriedenstellend ⊖ schlecht ⊖⊖ sehr schlecht ✓ vorhanden — nicht vorhanden k. A. keine Angabe ¹ errechneter Preis für 1 kWh nutzbare Speicherkapazität						

Das vorgefertigte Raster kann jedoch durch Ausnahmen wie Feiertage auch mal gehörig durcheinander kommen. Die S-Miles-App bietet zudem den „TOU-Modus“. Aktiviert man die empfohlenen Einstellungen, soll sich alles von selbst strompreisoptimiert zurechtrütteln: „Der Plan wird kontinuierlich optimiert.“ Während des Tests war in dieser Wunderüte nichts drin, oder der Testzeitraum war für die KI im Hintergrund zu kurz.

Die Zendure-App war der Konkurrenz diesbezüglich mindestens eine Pferdelänge voraus: Die App zeigt den aktuellen Preisverlauf an der Strombörse an und kann den Speicher auf dieser Basis präzise steuern. Sackt der Preis pro Kilowattstunde unter 20 Cent, saugt er sich voll. Steigt er über 40 Cent, speist er ein. Auf Wunsch ergänzt man das Programm um eine feste Grundlast oder aktiviert – bei angeschlossenen Messgerät – das Gegensteuern gegen einzelne Lasten oder den ganzen Haushalt.

Fazit

Speichern macht Spaß – selbst bei Schietwetter und Dunkelflaute. Dann braucht es allerdings einen dynamischen Stromtarif, der dank Smartmeter-Recht auch hierzulande erhältlich ist (siehe die Artikel ab „Was Smart Meter leisten und kosten“). Sinkende Speicherpreise machen das Jonglieren mit der Energie zunehmend interessant.

Wer hier mitspielen will, kommt bei Zendure voll auf seine Kosten. Und auch in Sachen Erweiterbarkeit und vor allem Bedienbarkeit und Funktionsumfang bekommt man beim Balkonkraftspezialisten viel geboten. Die Speicher von Hoymiles und Jackery können da nicht ganz mithalten. Jackery muss im neuen Geschäftsfeld noch Kompetenz aufbauen, während Hoymiles eigentlich auf Solar- und Speicherlösungen fokussiert ist. Hier hat man sich wohl zu lange auf Großanlagen spezialisiert und die Balkonkraft erst spät als Geschäftsfeld entdeckt. Auch EcoFlow kann nicht voll überzeugen, denn der PowerStream bräuchte dringend einen potenteren Nachfolger: 2000 Watt Peak Solar, 4 MPPT-Kreise und bidirektionaler AC-Anschluss stehen auf der Wunschliste.

Der easySuntower Future ist – bei allen Anlaufschwierigkeiten – am Ende ein spannendes Paket. Gute Erweiterbarkeit, flexible Akkunutzung und solide Nulleinspeisung machen den Werkstattspeicher attraktiv. Als Preistipp und günstige Nachrüstsolution bleibt Plenti Solars B2500H. Für einen ersten Ausflug in die Welt der Kleinkraftwerksbetreiber reicht er allemal. (sha) **ct**

Spielend leicht umsteigen!

Einstieg, Gaming und praktische Tools auf über 140 Seiten



Diese Top-Themen warten u.a. auf Sie:

- ▶ Die richtige Distribution, praktische Tools, Troubleshooting
- ▶ Blockbuster-Games wie unter Windows spielen
- ▶ Installieren und Software auswählen
- ▶ Mint oder Fedora statt Windows 11
- ▶ Tipps für den Linux-Alltag
- ▶ Windowsprogramme unter Linux



JETZT BESTELLEN!

Heft für 14,90 € • PDF für 12,99 €
Heft + PDF 19,90 €

 shop.heise.de/ct-linuxguide24

Generell portofreie Lieferung für Heise Medien- oder Maker Media Zeitschriften-Abonnenten oder ab einem Einkaufswert von 20 € (innerhalb Deutschlands). Nur solange der Vorrat reicht. Preisänderungen vorbehalten.

heise shop



Solargenerator Delta Pro 3 im Test

Haben ist besser als brauchen. EcoFlow hat frei nach diesem Motto das neue Topmodell seiner Solargeneratoren der Delta-Serie konzipiert. Der Delta Pro 3 kombiniert einen großen Speicher, viele Stromanschlüsse und zwei Kofferrollen mit einem Teleskopgriff.

Von **Sven Hansen**

Von vorn betrachtet könnte EcoFlows Solargenerator als Gaming-Maschine im Alien-Look durchgehen. Mit schickem Segmentdisplay und schnittigen Linien macht er etwas her. Wenn man ihn umrundet, fallen vor allem die zwei

Laufrollen am hinteren Ende ins Auge und man merkt, dass die Kiste mit knapp 70 Zentimetern außergewöhnlich tief ist.

Im großvolumigen Gehäuse verpackt der Hersteller LiFePO₄-Akkus mit einer Kapazität von üppigen

4 kWh. Die Faustformel „1 kWh = 10 kg“ reißt der Delta Pro 3 deutlich: Er bringt sage und schreibe 51,5 kg auf die Waage. Zwei stabile Griffe erleichtern den Transport. Ist man alleine, kann man den Klotz immerhin noch über den im Unterboden eingelassenen Teleskopgriff hinter sich herziehen. Die Rollen machen das Gespann vielleicht Airport-tauglich, geländegängig ist das Ganze nicht.

Die Batterie lässt sich auf unterschiedliche Weise laden. Über das beigelegte AC-Kabel mit Schuko-Stecker mit bis zu 2400 Watt, über zwei unterschiedlich ausgelegte Solaranschlüsse mit zusammen bis zu 2600 Watt sowie über den Kfz-Ladeeingang und das beiliegende Kabel mit maximal 960 Watt. Der proprietäre AC-Port an der Vorderseite soll eine weitere Lademöglichkeit bieten, was wir in Ermangelung eines passenden Adapters nicht testen konnten. Der „EV X-Stream Adapter for DELTA Pro Ultra“ ist bisher nur in den USA verfügbar. Er ist zweiphasig ausgelegt und soll bis zu 7,2 kW in den Batterieblock pumpen.

Über die vier Schuko-Steckdosen an der Front kann man den Speicher anzapfen. Ebenso über den seitlichen AC-Port, der, ebenfalls einphasig, mit CEE-Anschluss für eine Dauerbelastung von 3,6 kW ausgelegt ist. Der blaue CEE-Stecker ist besonders im Campingbereich verbreitet. Zwei USB-A-Ports und zwei USB-C-Ports befinden sich auf der Vorderseite. Alle unterstützen Quick Charge 2.0, 3.0 und 4+. Die USB-C-Buchsen liefern mit Power Delivery 3.0 im Testlabor bis zu 100 Watt.

Eine 12-Volt-Buchse für Geräte mit Kfz-Anschluss ist nicht vorhanden; immerhin kann man 12 Volt Gleichstrom seitlich über einfache Kabelklemmen oder einen Rundstecker abgreifen. Alle Stromanschlüsse sind durch Klappen verdeckt, die sich praktischerweise nach dem Öffnen ins Gehäuse schieben lassen und somit nicht im Weg sind.

Der Solargenerator eignet sich auch als Speicher für ein Balkonkraftwerk, wie wir sie in c't 21/2024, Seite 62 getestet haben. Im Unterschied zu dort vorgestellten Delta 2 Max ist der Delta Pro 3 zusätzlich auch als USV einsetzbar und lässt sich mit einem Zusatzakku auf bis zu 8 kWh Kapazität aufstocken.

Ein Schwachpunkt spätestens beim Einsatz als Balkonkraftwerksspeicher ist die mangelnde Wetterfestigkeit des Systems. EcoFlow gibt in der Spezifikation zwar die Schutzart IP65 an, die gilt allerdings nur für den Batterieblock im Innern. Wenn die Technik drumherum durch Feuchtigkeit oder Spritzwasser Schaden nimmt, hilft einem das wenig.

Mehrfach via AC befüllt und entladen absolvierte der Generator die AC-DC-AC-Wandlung mit einer Effi-



Die Schutzklappen vor den Anschlüssen lassen sich im Gehäuse versenken und stehen nicht im Weg.

EcoFlow Delta Pro 3

Solargenerator

Hersteller	EcoFlow, de.ecoflow.com
Akkus	4096 kWh, LiFePO4 (erweiterbar auf max. 12 kWh)
Eingänge	1 × Schuko (12,5 A, 230 V), 1 × XT60 (15 A, 150 V), 1 × XT60i (20 A, 60 V), proprietärer AC-Port
Ausgänge	4 × Schuko (16 A, 230 V), CEE (16 A, 230 V Dauerlast), 2 × 12 V (30 A), 2 × USB-A (max. 1,5 A, 12 V), 2 × USB-C (max. 5 A, 20 V), proprietärer AC-Port
Kommunikation	Bluetooth, WiFi-4 (2,4 GHz), COM-Port
Maße, Gewicht	70 cm × 34 cm × 41 cm, 51,5 kg
Garantie	5 Jahre
Preis	3300 €

zienz von rund 80 Prozent und liegt damit im üblichen Bereich dieser Gerätekategorie. Die AC-Ladung erfolgte dabei mit maximal 2800 Watt. Immer wieder regelte das Batteriemangement die Ladeleistung auf 800 Watt herunter, wahrscheinlich bedingt durch



Die kostenlose EcoFlow-App liefert statistische Informationen und erlaubt die Fernsteuerung via Cloud.

Mehr Einstellungsmöglichkeiten bietet die EcoFlow-App. Sie erkennt den Solargenerator via Bluetooth und meldet ihn auf Wunsch im WLAN an. Der seitliche Ethernet-Port dient nur der Remote-Steuerung via CAN-Bus, für die IP-Kommunikation ist er nicht geeignet. Mit einem EcoFlow-Account in der Cloud angemeldet, lässt sich der Delta Pro 3 auch aus der Ferne überwachen und steuern.

Die App erlaubt es, die Ausgänge des Gerätes zu schalten oder die Eingangsleistung der AC-Einspeisung zu justieren. Sie liefert zudem statistische Informationen, wenn der Speicher in ein Balkonkraftwerk eingebunden ist. Wie alle anderen Mitglieder der EcoFlow-Familie lässt sich der Delta Pro 3 auch via MQTT einbinden und spielt so mit Smart-Home-Zentralen wie HomeAssistant oder ioBroker zusammen.

Fazit

Der Delta Pro 3 ist ein leistungsstarkes Energiebündel, das sich inner- und außerhalb des EcoFlow-Universums vielseitig einsetzen lässt. Das Ganze bei einem Zentner Gewicht als „tragbare“ Lösung zu verkaufen, ist allerdings etwas gewagt. Andersherum gedacht: Hätte jeder Sack Zement einen Teleskopgriff und zwei Leichtlaufrollen, würde man sich im Baumarkt freuen.

Mit zahlreichen Anschlüssen, solider App und Smart-Home-Optionen wird der Delta Pro 3 allein durch die vielseitigen Einsatzmöglichkeiten sein Publikum finden. Übers Jahr als Balkonkraftwerkspeicher, im Urlaub als Speicherbank im Wohnmobil – so etwa könnte eine Mischnutzung aussehen. Und für den Weg von der Garage bis zum Camper reichen die Rollen allemal. (sha) **ct**

den Temperaturanstieg im Gerät. Die Lüfter waren im normalen Betrieb selten zu hören, beim Befüllen mit maximaler Leistung drehten sie aber hörbar auf: Wir maßen eine Lautheit von 1,9 sone.

Software

Trotz der umfangreichen Hardwareausstattung lässt sich der Solargenerator dank übersichtlicher Tasten und großzügigem Display gut bedienen. Es gibt Auskunft über den prozentualen Füllgrad des Speichers sowie den aktuellen Energiezu- und -abfluss.

Schutz vor Phishing Mails und Kontoklau

IT-Security für Nicht-Nerds



Jetzt informieren:

heise-academy.de/webinare/it-security-verstaendlich-erklaert



Bild: alphaspirt.tv/Shutterstock.com

Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen

Ein Dach voller Solarmodule: Eine PV-Anlage lohnt sich immer. Das mag aus ideeller Perspektive stimmen. Rein finanziell sieht das eher anders aus.

Von **Sophia Zimmermann**

Mit einer PV-Anlage erkaufte man sich in gewisser Hinsicht Unabhängigkeit und Teilhabe. Man verringert seinen Netzbezug und verdient noch ein paar Taler mit dem Strom, den man nicht selbst verbrauchen kann. Obendrein trägt man zu einem sauberen Energiemix bei. Im Idealfall hat man nach der Inbetriebnahme also nicht nur ein gutes Gefühl, sondern auch noch mehr im Porte-

monnaie. Das ist zumindest die Hoffnung vieler aktueller und künftiger Besitzer von PV-Anlagen.

Doch wie wirtschaftlich sind private PV-Anlagen tatsächlich? Eine aktuelle Studie der Hochschule RheinMain (siehe ct.de/wwcz) kommt zu eher enttäuschenden Ergebnissen: Eine Photovoltaikanlage mit einer typischen Anlagengröße von 10 kW ist im aktuellen Marktumfeld in Deutschland finanziell

nicht attraktiv, heißt es dort. Grund sind unter anderem die hohen Investitionskosten.

Was das konkret bedeuten kann, zeigt dieser Artikel anhand verschiedener Beispiele auf. Sie sollen helfen, die Rentabilität einer eigenen Anlage selbst einzuschätzen. Am Ende ist das eine sehr individuelle Rechnung mit vielen Variablen. Interessant wird sie allerdings für immer mehr Menschen. Denn mittlerweile hat man nicht immer die Wahl, ob man eine PV-Anlage haben möchte oder nicht, Stichwort „Solarpflicht“. Hier gilt es erst recht, nach wirtschaftlichen Kriterien zu kalkulieren.

Ob sich eine PV-Anlage jenseits der finanziellen Kriterien lohnt, ist noch einmal eine andere Frage. Die Antwort darauf hängt in besonderem Maße davon ab, was die Bauherrin oder den Bauherren motiviert: Umweltbewusstsein, das Streben nach Unabhängigkeit und technische Affinität oder die bloße Kosteneinsparung.

Nicht immer die Wahl

Eine bundesweite PV-Pflicht für Privatleute besteht zwar nicht, allerdings machen die Bundesländer individuelle Vorgaben. In Baden-Württemberg muss man neu gebaute Wohngebäude mit einer PV-Anlage bestücken. Die Pflicht greift auch dann, wenn

Dächer grundlegend saniert werden. Dazu gibt es Vorgaben, wie viel Prozent der geeigneten Dachfläche mit Modulen bestückt werden muss. In anderen Ländern wiederum gibt es gar keine gesetzlichen Bestimmungen zu dem Thema. Details entnehmen Sie der Tabelle.

Ob sich eine PV-Anlage wirtschaftlich lohnt, hängt von verschiedenen Kriterien ab. Besonders relevant sind: die Gesamtkosten, die zu erwartende Stromproduktion, die Einnahmen aus der Einspeisevergütung und natürlich der Eigenverbrauch. An diesen Stellschrauben kann man mehr oder weniger umfassend selbst drehen.

Und natürlich muss man einen gewissen Zeitraum festsetzen, über den man die Wirtschaftlichkeit einer Anlage betrachten möchte. Meist geht man hier von 20 Jahren aus, denn das ist der Zeitraum, über den man eine feste Einspeisevergütung für den selbst erzeugten Strom bekommt. Auch wir nehmen 20 Jahre als Referenzzeitraum an.

Dabei sind die Anlagen heute langlebiger. Das Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) geht etwa davon aus, dass moderne Module selbst nach 25 bis 30 Jahren noch keine nennenswerten Ertragseinbußen aufweisen. Anders sieht das bei der Leistungselektronik aus. Hier kann man Pech haben. Wechselrichter müssen demnach häufiger schon nach der Hälfte dieser Zeit ersetzt werden – also noch innerhalb des Betrachtungszeitraums von 20 Jahren. Eine Untersuchung der Berner Fachhochschule von 2022 zur Lebensdauer von Wechselrichtern und Leistungsoptimierern kommt etwa zu dem Ergebnis, dass nach 15 Jahren Betriebsdauer etwa 35 Prozent der betrachteten Wechselrichter bereits mit ertragsrelevanten Fehlern kämpften (siehe ct.de/wwcz). Im schlimmsten Fall muss man dann also den Wechselrichter tauschen.

Zwei Philosophien: So viel wie möglich versus so viel wie nötig

Stellt sich noch die Frage, wie groß eine PV-Anlage wirklich sein sollte? Hier gibt es momentan zwei Denkschulen. Die eine sagt: Pack das Dach so voll wie möglich. Die andere sagt: Lege deine Anlage nach deinem Stromverbrauch aus.

Für die **Strategie „So viel wie möglich“** spricht, dass die Modulpreise heute vergleichsweise günstig sind. Obendrein generiert man mehr Einnahmen aus der Einspeisung von Überschussstrom und bleibt flexibler für zukünftige Entwicklungen,

Solarpflichten für Wohngebäude in den Bundesländern

Bundesland	Pflicht	Bemerkungen
Baden-Württemberg	ja	Neubau und bei umfassenden Dachsanierungen
Bayern	jein	seit Anfang 2025 sollen Anlagen bei Neubau und Dachsanierung umgesetzt werden
Berlin	ja	mit Vorgaben für installierte Leistung pro Wohneinheit, Neubau und Dachsanierungen
Brandenburg	nein	nur für gewerbliche und öffentliche Gebäude (Bestand und Neubau)
Bremen	ja	Dachsanierung, ab Juli 205 bei Neubauten
Hamburg	ja	Neubau und bei Dachsanierung
Hessen	nein	für öffentliche Gebäude (Bestand und Neubau)
Mecklenburg-Vorpommern	nein	
Niedersachsen	ja	für Neubauten und umfassende Dachsanierung
Nordrhein-Westfalen	ja	für Neubauten, ab 2026 für umfassende Dachsanierungen
Rheinland-Pfalz	jein	Wohngebäude müssen Lastreserve für PV-Anlagen aufweisen
Saarland	jein	Wohngebäude müssen Lastreserve für PV-Anlagen aufweisen
Sachsen	nein	
Sachsen-Anhalt	nein	
Schleswig-Holstein	ja	für Neubauten
Thüringen	nein	



Bild: Gyszko-Photo/Shutterstock.com

Ob PV-Anlagen auf privaten Dächern wirtschaftlich sind, kommt in hohem Maße darauf an, wie groß man sie plant.

wenn doch einmal ein E-Auto oder eine Wärmepumpe kommen.

Verfechter der **Strategie „So viel wie nötig“** führen hingegen ins Feld, dass die finanzielle Belastung durch kleine Anlagen insgesamt geringer ausfällt. Die auf den Stromverbrauch abgestimmte installierte Leistung sorgt zudem für einen hohen Eigenverbrauchsanteil. Das verspricht eine schnellere Amortisation.

Doch welche Philosophie ist nun aus wirtschaftlicher Sicht tatsächlich sinnvoller? Um das herauszufinden, stellen wir ein Musterhaus im Speckgürtel irgendeiner Metropole mit perfekter Südausrichtung auf. Es hat theoretisch Platz für verschieden große PV-Anlagen. Die solargeeignete Dachfläche liegt bei knapp 60 Quadratmetern und bietet theoretisch Platz für eine 10-kW-Anlage. Im Haus leben aber nur zwei Bewohner – und die stellen sich die Frage, welcher Strategie sie folgen sollen.

Bei einem 2-Personen-Haushalt geht der Bundesverband der deutschen Energiewirtschaft von einem jährlichen Stromverbrauch von knapp 2900 Kilowattstunden Strom aus. Weil sie tagsüber arbeiten, verbrauchen die Bewohner Strom vorwiegend in den Abendstunden. Ziel ist es, den erzeugten Strom auch selbst zu verbrauchen. Der Überschuss soll ins Netz eingespeist werden. Wärmepumpe und E-Auto gibt es nicht. Die Anlage soll zunächst auch ohne Speicher auskommen. Dieses Rechenbeispiel machen wir weiter hinten im Kapitel „Mit Speicher“ auf.

- **Musterfall 1:** Im Musterfall 1 bemisst sich die Größe der PV-Anlage nach dem Stromverbrauch. Im Netz findet man verschiedene Faustformeln, wie man diese ermittelt. Und auch die Solarrechner der Bundesländer und Regionen gehen hier jeweils anders vor. Manche Solarrechner gehen vom Faktor 1,5 und weniger aus. Damit landet unser Musterhaus bei einer 4,4-kW-Anlage.
- **Musterfall 2:** Andere Rechner – darunter das Solar-kataster Hannover – gehen davon aus, dass man pro 1000 Kilowatt Stromverbrauch eine Anlagenleistung von 2,5 Kilowatt ansetzt. Damit müssten die Musterbewohner eine 7,2-KW-Anlage installieren.
- **Musterfall 3:** Im Musterfall 3 liegt das Dach mit Südausrichtung nahezu komplett voll. In diesem Fall würde es für eine Anlage mit einer Spitzenleistung von knapp 10 Kilowatt reichen. Diese Anlagengröße gehört im Privatbereich mittlerweile zur beliebtesten.

Gesamt- und Investitionskosten im Überblick

Über die Wirtschaftlichkeit einer Anlage entscheiden vornehmlich die Investitionskosten. Viele überschätzen dabei den Anteil der Module. Laut dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) ma-

chen die nur noch etwas mehr als 30 Prozent der Investitionskosten aus. Zwischen den Jahren 2010 und 2020 sind die Preise für PV-Module demnach um 90 Prozent gesunken (siehe ct.de/wwcz).

Das ISE erwartet, dass die Modulpreise künftig eher weiter sinken. Der Wechselrichter macht zwischen 10 und 20 Prozent an den Anlagenkosten aus. Dabei ist es aus wirtschaftlicher Sicht in vielen Fällen besser, den Wechselrichter so klein wie möglich zu dimensionieren; mehr dazu im Artikel „Die ideale Größe des Wechselrichters“.

Einen großen Batzen nehmen die Planungs-, Installations- und Montagekosten ein. Verschiedene Quellen gehen hier von etwa 40 Prozent aus. Diese Kosten schwanken momentan sehr stark. Daher sollte man sich unbedingt verschiedene Angebote einholen. Der Markt dreht sich momentan hin zum Kundenvorteil. Denn wie Zahlen von Unternehmen wie Solarwatt zeigen, ist die Nachfrage nach Anlagen bis 10 Kilowatt Spitzenleistung 2024 zurückgegangen. Gleichsam sind in den vergangenen Boomjahren sehr viele Installationsbetriebe aus dem Boden geschossen. Das sorgt für steigenden Wettbewerbsdruck – allerdings auch die ersten Insolvenzen.

Handwerklich versierte Bauherren sehen in den Installationskosten wahrscheinlich eine große Chance zum Sparen. Tatsächlich darf man viele Arbeitsschritte beim Aufbau einer Solaranlage selbst ausführen. Es gilt: Die Elektrik kann man nur vorbereiten. Solaranlagen jenseits des Balkonkraftwerks muss ein zertifizierter Elektrobetrieb ans Stromnetz anschließen.

Weitere Kosten entfallen auf die Verkabelung und das Montagesystem. Und natürlich können auch größere Umbauten oder Erneuerungen am Zähler-

schränk nötig sein, wofür man ebenso mehrere 1000 Euro bezahlen müsste.

Wie viel man am Ende für eine PV-Anlage zahlt, gibt man häufig in Euro pro Kilowatt installierter Leistung – oft auch Kilowattpeak genannt – an. Womit man konkret rechnen muss, schwankt momentan stark. Selbst angesprochene Branchenvertreter wollten sich hier nicht in die Karten blicken lassen. Eins steht aber fest – mehr als 2000 Euro pro Kilowatt sollte niemand mehr für eine Anlage ohne Speicher ausgeben.

Das deckt sich auch mit den Zahlen des Photovoltaics Reports des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE). Hier geht man von 1450 bis 2000 Euro für private Aufdachanlagen aus (siehe ct.de/wwcz).

Musterfälle in der Zwischenrechnung:

Auf unsere Musterfälle kommen damit sehr unterschiedliche Investitionskosten zu – wir rechnen hier einmal mit einem eher günstigen Komplettangebot von 1450 Euro pro Kilowatt Spitzenleistung und einem Angebot für 1725 Euro – dem mittleren Preisbereich.

- **Musterfall 1** mit der 4,4-kW-Anlage kommt auf Investitionskosten von 6380 Euro beziehungsweise 7590 Euro.
- **Musterfall 2** muss für seine 7,2-kW-Anlage etwa 10.440 Euro beziehungsweise 12.420 Euro in die Hand nehmen.
- **Musterfall 3** mit 10-kW-Anlage liegt bei 14.500 Euro beziehungsweise 17.250 Euro.

Musterfälle in der Zwischenrechnung

	Musterfall 1		Musterfall 2		Musterfall 3	
Standort	mit optimaler Südausrichtung					
Personen	2					
Stromverbrauch	2900 kWh					
Verfügbare Dachfläche	ca. 60 Quadratmeter					
Ansatz	maximale Wirtschaftlichkeit				maximaler Ertrag	
Größe der Anlage	4,4 kW		7,2 kW		10 kW	
Betriebsart	Eigennutzung mit Überschusseinspeisung, ohne Speicher					
Gesamtkosten						
Kosten pro kW installierte Leitung	1.450 €	1.725 €	1.450 €	1.725 €	1.450 €	1.725 €
Investitionskosten ohne Akku	6.380 €	7.590 €	10.440 €	12.420 €	14.500 €	17.250 €

Diese Zahlen decken sich auch mehr oder weniger mit den Angaben der Solarrechner der Bundesländer. Die von uns betrachteten Versionen liegen bei um die 1500 Euro – selbst bei der 10-kW-Anlage. Dabei ist es durchaus wahrscheinlich, dass diese Anlage in realen Angeboten günstiger pro installiertem Kilowatt ausfällt als eine kleinere, da sich die Montagekosten auf mehr installierte Leistung verteilen.

Betriebskosten und Rücklagen für Wechselrichter bedenken

In die Gesamtkosten spielen überdies die Betriebskosten hinein. Hier gehen verschiedene Quellen jährlich grob von ein bis zwei Prozent der Investitionskosten aus, mit denen man Reparaturen, aber auch Wartungsarbeiten abdecken kann. Auch spezielle Photovoltaik-Versicherungen spielen hier hinein.

PV-Anlagen gelten als wartungsarm. Pflichten dazu bestehen nicht. Der Verband der deutschen Versicherer empfiehlt allerdings mindestens alle vier Jahre eine Wartung nach DIN EN 62446-1 durch eine Elektrofachkraft, die auch eine umfassende elektrische Prüfung des Systems einschließt. Wie viel eine Wartung kostet, hängt natürlich von der konkreten Anlage ab. Um die 100 Euro kann man dafür mindestens einplanen. Für unsere Rechnung gehen wir von jährlichen Betriebskosten von einem Prozent des Anlagenpreises aus, diesen Wert belassen wir über die 20 Jahre auch konstant.

- **Musterfall 1** sollte jährlich also noch einmal 60 und 75 Euro für die Betriebskosten einplanen. In 20 Jahren sind das 1200 beziehungsweise 1500 Euro.
- **Musterfall 2** kalkuliert jährlich mit Betriebskosten von 100 beziehungsweise 125 Euro und über 20 Jahre somit mit 2000 und 2500 Euro.
- **Musterfall 3** plant für die Betriebskosten über 20 Jahre mit 2800 beziehungsweise 3400 Euro.

Da der Wechselrichter womöglich bereits innerhalb der angesetzten Kalkulationszeit von 20 Jahren getauscht werden muss, sollte man auch dies in die Kostenrechnung integrieren. Es ist aus heutiger Sicht nicht absehbar, was ein Wechselrichter dann kosten wird. Deshalb gehen wir von aktuellen Zahlen aus und rechnen grob mit einer Rücklage von 1500 Euro.

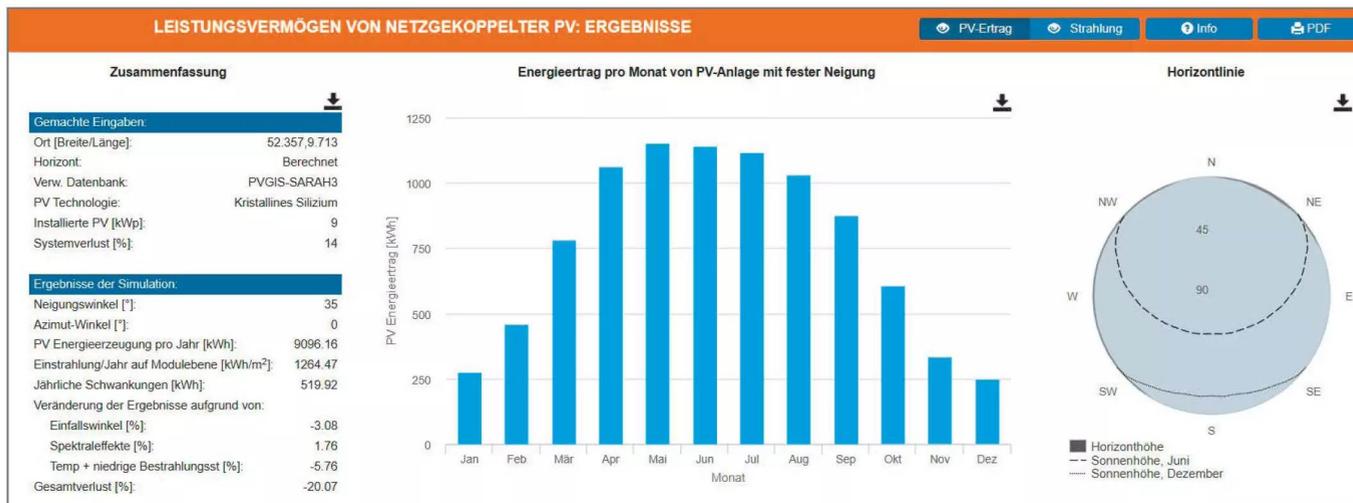
Die Gesamtkosten unserer Anlagen schwanken damit zwischen 9.080 und 22.150 Euro. Die Differenz zwischen dem günstigsten und dem teuersten System liegt bei über 13.000 Euro. Dafür muss man mit der größeren Anlage ganz schön viel Strom erzeugen, dass sie diesen Betrag wieder herein spielt.

Finanzierung bedenken

Eine Finanzierung macht die Rechnung noch einmal komplexer, bei größeren Anlagen oft aber nötig. Auch hier findet man im Netz, etwa bei Verivox, passende Rechner für die Photovoltaik-Finanzierung. Nach

Betriebskosten und Rücklagen für Wechselrichter bedenken

	Musterfall 1		Musterfall 2		Musterfall 3	
Standort	mit optimaler Südausrichtung					
Personen	2					
Stromverbrauch	2900 kWh					
Verfügbare Dachfläche	ca. 60 Quadratmeter					
Ansatz	maximale Wirtschaftlichkeit				maximaler Ertrag	
Größe der Anlage	4,4 kW		7,2 kW		10 kW	
Betriebsart	Eigennutzung mit Überschusseinspeisung, ohne Speicher					
Gesamtkosten						
Kosten pro kW installierte Leitung	1.450 €	1.725 €	1.450 €	1.725 €	1.450 €	1.725 €
Investitionskosten ohne Akku	6.380 €	7.590 €	10.440 €	12.420 €	14.500 €	17.250 €
Rücklage Wechselrichter	1.500 €					
Betriebskosten über 20 Jahre	1200 € (60 €/a)	1500 € (75 €/a)	2000 € (100 €/a)	2500 € (125 €/a)	2800 € (140 €/a)	3400 € (170 €/a)
Gesamtkosten ohne Speicher	9.080 €	10.590 €	13.940 €	16.420 €	18.800 €	22.150 €



Mit Solarrechner wie dem Photovoltaic Geographical Information System kann man sich einen groben Eindruck von den möglichen Erträgen an seinem Standort machen.

unserer Recherche begannen Ende 2024 die günstigsten Angebote bei 2,99 Prozent. In der Praxis dürfte man eher bei 5 bis 6 Prozent landen. Nun kommt es darauf an, wie viel man über welchen Zeitraum finanzieren will.

Ein Beispiel: Bei dem Zinssatz von 2,99 Prozent, einer Laufzeit von 36 Monaten und einem Kreditbetrag von 10.000 Euro müsste man über drei Jahre entsprechend mit einer monatlichen Rate von knapp 300 Euro rechnen. Der Zinsaufwand liegt dann bei gut 460 Euro. Die müsste man in diesem Fall zu den Gesamtkosten addieren.

Ertrag und installierte Leistung

Nun kommt es darauf an, wie viel Strom man vom eigenen Dach ernten kann. Das hängt von der installierten Leistung, aber natürlich auch von der zu erwartenden Sonneneinstrahlung am eigenen Standort ab. Und die verteilt sich in Deutschland recht unterschiedlich, wie Daten des Deutschen Wetterdiensts zeigen. Während man 2023 etwa im Süden Bayerns auf Werte zwischen 1261 und 1280 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr kam, lagen Regionen im Nordwesten Niedersachsens teils nur bei knapp über 1000 bis nicht ganz 1100 Kilowattstunden pro Quadratmeter. Solche Durchschnittswerte sind mit Vorsicht zu genießen, denn

über individuelle Faktoren wie eine mögliche Schattierung durch Bäume sagen sie freilich nichts aus.

Einen ersten Überblick über die eigenen Standortbedingungen kann man sich über Tools wie den PV-Rechner der Europäischen Union machen. Er berücksichtigt Sonneneinstrahlung, Temperatur, Windgeschwindigkeit und Art des PV-Moduls. Dazu kann man die Montageart der Module auswählen sowie die optimale Neigung und Orientierung einer geplanten Anlage ermitteln. Auch Systemverluste etwa durch Kabel, Wechselrichter oder Schmutz auf den Modulen wird mit einem Standardwert berücksichtigt. Einen möglichen Speicher bezieht das Tool nicht mit ein.

Einen noch genaueren Überblick kann man sich so es sie gibt - über die öffentlich einsehbaren Solar-kataster der Bundesländer verschaffen. Sie beziehen die Sonneneinstrahlung am konkreten Standort ein. Dabei liefern sie nicht nur Daten über die tatsächlich verfügbare Dachfläche, sondern auch über konkrete Verschattungssituationen etwa durch Nachbargebäude, Schornsteine oder Bäume. Ein einheitliches, bundesweites Tool gibt es allerdings nicht.

Die Bundesländer bieten je eigene Anwendungen mit unterschiedlicher Genauigkeit, unterschiedlichem Datenstand und verschiedenen Funktionen. Dazu haben in manchen Bundesländern wie Niedersachsen die Landkreise jeweils eigene Solarkataster, nicht aber das gesamte Bundesland. In der Regel

umfassen die Tools einen Ertragsrechner. Manche bieten allerdings bereits auch Einschätzungen zur Wirtschaftlichkeit. Es lohnt sich, hier einmal durchzuklicken.

In der Praxis fällt die maximale Stromerzeugung meist deutlich kleiner aus als die installierte Leistung. Das Verhältnis nennt man Performance Ratio (PR). Neue, sorgfältig geplante Anlagen erreichen PR-Jahreswerte zwischen 80 und 90 Prozent, so das Fraunhofer ISE. Für unsere Anlagen nehmen wir eine PR von optimistischen 90 Prozent an:

- **Musterfall 1** kommt auf eine jährliche Stromernte von etwa 3960 Kilowattstunden.
- **Musterfall 2** soll von seiner Anlage jährlich gut 6480 Kilowattstunden ernten.
- **Musterfall 3** kann voraussichtlich etwa 9000 Kilowattstunden vom Dach ernten.

Ertrag aus Eigenverbrauch und Einspeisevergütung

Jetzt wird es spannend: Um herauszufinden, wie sehr sich eine Anlage wirtschaftlich lohnt, stellt man die Gesamtkosten den „Einnahmen“ aus der Stromernte gegenüber. Diese setzen sich zusammen aus den Einsparungen aus dem Eigenverbrauch und den Einnahmen aus der Einspeisevergütung.

Wie immer sind pauschale Aussagen schwierig. Wie viel des selbst erzeugten Stroms man verbrauchen kann, ist etwa abhängig von der Grundlast des Gebäudes und dem eigenen Nutzungsverhalten. Im Idealfall bringt man Verbrauch und Erzeugung natürlich zusammen. Dazu hat aber nicht jeder die Chance. Homeoffice ist bestimmten Branchen vorbehalten und wird momentan eher zurückgeschraubt, statt ausgebaut. Ohne Speicher ist es in der dunklen Jahreszeit daher praktisch unmöglich, seinen Dachstrom vollumfänglich auszukosten.

Prognosen dazu wollen verschiedene Rechner im Netz liefern – sie kommen von großen PV-Unternehmen selbst, Verbraucherschützern oder wissenschaftlichen Einrichtungen. Wir haben für unsere Musterfälle den Unabhängigkeits-Rechner der HTW Berlin für Einfamilienhäuser zurate gezogen (siehe ct.de/wwcz). Er bringt den Jahresstromverbrauch mit der installierten Leistung in Verbindung und kann auch einen möglichen Speicher einbeziehen. Zugrunde liegen das elektrische Lastprofil eines Einfamilienhauses nach VDI-Richtlinie VDI 4655 sowie umfangreiche Simulationen des Betriebs-

verhaltens unterschiedlich dimensionierter PV-Batteriesysteme.

- **Musterfall 1** gibt der HTW-Rechner mit einem Eigenverbrauchsanteil von knapp 22 Prozent an. Das entspricht etwa 871 Kilowattstunden.
- **Musterfall 2** setzt er mit einem Eigenverbrauchsanteil von knapp 15 Prozent an, was etwa 972 Kilowatt entspricht.
- **Musterfall 3** veranschlagt der HTW-Rechner mit einem Eigenverbrauchsanteil von etwa 11 Prozent, was 990 Kilowattstunden entspricht.

Etwas besser sehen die Werte für den Autarkiegrad aus. Hier kommt es nur darauf an, wie viel des eigenen Strombedarfs man mithilfe des selbsterzeugten Stroms decken kann. Die Musterfälle haben mit je 2900 Kilowattstunden denselben Stromverbrauch. Die Anlage mit der höchsten Erzeugungsleistung – also die 10-kW-Anlage – sorgt für den höchsten Autarkiegrad. Was allerdings auffällt: Weit weg liegen die anderen Beispiele hier trotz geringerer Stromernte nicht. Nur, weil man sehr viel mehr Strom erzeugt, heißt das nicht, dass man auch sehr viel mehr davon nutzen kann.

Nun kann man berechnen, wie viele Stromkosten die Musterhäuser dank ihres Eigenstromverbrauchs sparen. Für diese Rechnung gehen wir von dem durchschnittlichen Bestandskundenpreis aus, der momentan bei etwa 34 Cent pro Kilowattstunde liegt. Allerdings muss man hier auch bedenken, dass man für den selbst verbrauchten Strom keine Einspeisevergütung erhalten kann. Man spart zwar Kosten, lässt sich gleichzeitig aber auch Einnahmen entgehen. Die Einspeisevergütung bei Überschusseinspeisung für Anlagen bis 10 kW liegt seit Februar 2025 bei 7,94 Cent pro Kilowattstunde.

Alle Daten zusammengenommen können unsere Musterfälle auf Einnahmen aus dem Eigenverbrauch zwischen etwa 230 und 260 Euro.

Übrigens: Wäre man Volleinspeiser – würde also den kompletten Dachstrom ins Netz pumpen – käme man derzeit noch eine Einspeisevergütung von 12,61 Cent pro Kilowattstunde.

Während die Einnahmen aus dem Eigenverbrauch ein durchaus ähnliches Niveau erreichen, liegen die Einnahmen aus der Einspeisevergütung, die man ab Inbetriebnahme für einen festen Zeitraum von 20 Jahren bekommt, weiter auseinander. Der Musterfall mit der 10-kW-Anlage bekommt hier doppelt so viel raus wie Musterfall 1 mit der kleinen 4,4-kW-Anlage.

Ertrag aus Eigenverbrauch und Einspeisevergütung

	Musterfall 1		Musterfall 2		Musterfall 3	
Standort	mit optimaler Südausrichtung					
Personen	2					
Stromverbrauch	2900 kWh					
Verfügbare Dachfläche	ca. 60 Quadratmeter					
Ansatz	maximale Wirtschaftlichkeit				maximaler Ertrag	
Größe der Anlage	4,4 kW		7,2 kW		10 kW	
Betriebsart	Eigennutzung mit Überschusseinspeisung, ohne Speicher					
Gesamtkosten						
Kosten pro kW installierte Leitung	1.450 €	1.725 €	1.450 €	1.725 €	1.450 €	1.725 €
Investitionskosten ohne Akku	6.380 €	7.590 €	10.440 €	12.420 €	14.500 €	17.250 €
Rücklage Wechselrichter	1.500 €					
Betriebskosten über 20 Jahre	1200 € (60 €/a)	1500 € (75 €/a)	2000 € (100 €/a)	2500 € (125 €/a)	2800 € (140 €/a)	3400 € (170 €/a)
Gesamtkosten ohne Speicher	9.080 €	10.590 €	13.940 €	16.420 €	18.800 €	22.150 €
Eigenverbrauch und Einspeisung						
Jährlich erwartete Energieproduktion	3960 kWh		6480 kWh		9000 kWh	
Autarkiegrad	34%	34%	37%	37%	39%	39%
Eigenverbrauchsanteil	22%	22%	15%	15%	11%	11%
Eigenverbrauch	871 kWh	871 kWh	972 kWh	972 kWh	990 kWh	990 kWh
Strompreis in Cent/kWh, durchschnittlicher Bestandskundenpreis	0,34 €/ kWh (- 0,08 €/ kWh)					
Ersparnis durch Eigenverbrauch	226 €	226 €	253 €	253 €	257 €	257 €
Einspeisung	3089 kWh	3089 kWh	5508 kWh	5508 kWh	8010 kWh	8010 kWh
feste Einspeisevergütung nach EEG (Stand 11/2024)	0,08 €					
Einspeisevergütung	247 €	247 €	440 €	440 €	641 €	641 €
Jährliche Einnahmen	473 €	473 €	693 €	693 €	898 €	898 €

Gesamtkosten versus Einnahmen

	Musterfall 1		Musterfall 2		Musterfall 3	
Gesamtkosten ohne Speicher	9.080 €	10.590 €	13.940 €	16.420 €	18.800 €	22.150 €
Jährliche Einnahmen	473 €	473 €	693 €	693 €	898 €	898 €
Amortisationszeit	19 Jahre	22 Jahre	20 Jahre	23,6 Jahre	20,9 Jahre	24,6 Jahre

Gesamtkosten versus Einnahmen

Musterfall 3 hat aber auch doppelt so viel bezahlt, wie Musterfall 1. Stellt man die Gesamtkosten nun den Einnahmen gegenüber, kann man sehen, wie lange es dauert, bis sich die Anlage amortisiert und man tatsächlich anfängt, Geld zu verdienen. Am besten schneidet in diesem Fall die 4,4-kW-Anlage für 1450 Euro pro Kilowatt ab. Sie amortisiert sich nach 19 Jahren. Sie hat in diesem Vergleich damit das beste Verhältnis zwischen eingesetzten Kosten und

generierten Einnahmen. An zweiter Stelle folgt die 7,2-kW-Anlage ebenfalls für 1450 Euro. Die 10-kW-Anlage schafft es in keinem unserer Fälle, sich innerhalb der angesetzten 20 Jahre zu amortisieren.

Dieses Ergebnis spricht aus rein finanzieller Perspektive erst einmal gegen die Strategie, sein Dach so voll wie möglich zu legen. Zwar kann man hier deutlich mehr Einnahmen generieren, hat allerdings auch deutlich höhere Kosten, die man erst einmal wieder herein spielen muss. Damit sich die 10-kW-Anlage nach etwa 15 Jahren amortisiert, dürfte sie

in unserem Beispiel insgesamt nicht mehr als etwa 14.000 Euro inklusive der Betriebskosten und Rücklagen für den Wechselrichter kosten. Oder man schafft es, seinen Eigenverbrauch nach oben zu schrauben. Erreicht man etwa 20 Prozent, steigert man seine jährlichen Einnahmen auf knapp 1050 Euro. Dann wäre man selbst bei den Gesamtkosten von 18.800 Euro unter 18 Jahren Amortisationszeit.

Mit Speicher

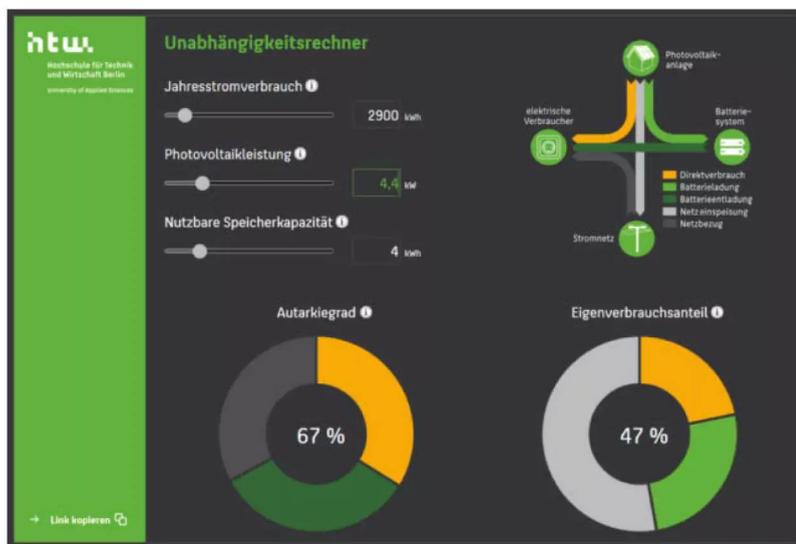
Ein Speicher treibt die Investitionskosten für eine Anlage noch einmal deutlich in die Höhe – selbst, wenn ihre Preise derzeit fallen. Schaut man sich in Foren um, findet man durchaus Angebote für Anlagen bis 10 kW, die mit Speicher auf einen Preis von über 3000 Euro pro Kilowatt kommen. Trotz dieser Verteuerung wächst der Anteil der Anlagen mit Speicher. 2023 lag er laut Fraunhofer ISE bereits bei etwa 20 Prozent.

Was man für einen PV-Speicher einplanen muss, schwankte Ende 2024 zwischen etwa 800 und 1100 Euro pro Kilowatt. Die Experten von der HTW Berlin empfehlen eine nutzbare Speicherkapazität von maximal 1,5 kWh je 1000 kWh Jahresstromverbrauch. Unsere Musterfälle wären damit also bei einem Modell mit einer Speicherkapazität von 4 kWh und müssten dafür jeweils noch einmal 3200 Euro einplanen. Theoretisch müssten sie nun auch die Betriebskosten nach oben korrigieren und auch an den Wechselrichter stellt ein solches System andere Anforderungen. In unserer Kostenbetrachtung belassen wir die Betriebskosten und die Rücklagen für den Wechselrichter wie im Beispiel ohne Speicher.

In diesem Fall knackt selbst die kleine 4,4-kW-Anlage die 10.000-Euro-Marke, und die teuerste 10-kW-Anlage liegt bei über 25.000 Euro. Alle Systeme bleiben allerdings insgesamt bei unter 3000 Euro pro Kilowatt installierte Leistung.

Der Speicher hebt den Autarkiegrad und die Eigenverbrauchswerte deutlich nach oben, denn er erlaubt es, Verbrauch- und Erzeugung besser in Einklang zu bringen. Mit dem Unabhängigkeitsrechner der HTW käme man auf folgende Werte:

- **Musterfall 1** hätte einen Eigenverbrauch von 47 Prozent und einen Autarkiegrad von 67 Prozent.
- **Musterfall 2** käme auf einen Eigenverbrauchsanteil von über 30 Prozent und einen Autarkiegrad von gut 70 Prozent.
- **Musterfall 3** liegt laut HTW-Rechner mit einem Speicher bei einem Eigenverbrauchsanteil von



Ein Speicher treibt die Investitionskosten nach oben. Er ermöglicht es aber auch, Erzeugung und Verbrauch besser zusammenzubringen.

über 20 Prozent und einem Autarkiegrad von 75 Prozent.

Das wirbelt natürlich auch die Einnahmenseite noch einmal ordentlich durcheinander, denn der Anteil des selbst erzeugten Stroms, den man dank des Speichers selbst verbrauchen kann, steigt in diesem Fall erheblich. Allerdings sinkt damit auch der Anteil des Überschussstroms, den man ins Netz speist – entsprechend sinken die Einnahmen aus der Einspeisevergütung.

Musterfall 1 könnte seine Einnahmen um knapp 50 Prozent steigern, Musterfall 2 immerhin um knapp 40 Prozent und Musterfall 3 um etwa 20 Prozent. Tatsächlich hat der von uns gewählte eher günstige Akku keine negativen Auswirkungen auf die Amortisation. Die Reihenfolge bleibt allerdings gleich. Am schnellsten hätte sich die günstige 4,4-kW-Anlage rentiert – nämlich nach gut 18 Jahren. Dicht darauf folgt mit etwa 19 Jahren allerdings schon die 7,2-kW-Anlage.

Zum Redaktionsschluss dieses Sonderhefts waren die Speicherpreise schon deutlich gefallen, vor allem für kleine Solarspeicher für Balkonkraftwerke (siehe die Artikel „Wann Speicher für Balkonkraftwerke lohnen“). Rechnen Sie also lieber mit

aktuellen Zahlen, idealerweise direkt aus einem konkreten Angebot.

Speicher stellt Ansprüche an Wechselrichter

Der Speicher hat in unserem Beispiel leicht positive Auswirkungen auf die Amortisationszeit. Allerdings holt man sich mit dem Speicher ein gewisses Risiko ins Haus. Nicht nur, dass auch er meist nicht an die Lebensdauer der Module heranreicht, er muss auch optimal mit dem Wechselrichter zusammenspielen. Ansonsten kann es sogar zu erheblichen Ertragseinbußen kommen. Das zeigt die Stromspeicherinspektion der HTW Berlin (siehe ct.de/wwcz). Die Höhe der Effizienzverluste hängt demnach vor allem von der Auslastung des Wechselrichters ab. Bei sehr geringer

Leistungsabgabe im unteren Teillastbereich, wie sie nachts häufig vorkommt, können die Wirkungsgrade deutlich sinken.

Auch eine zu geringe Batteriespannung sowie die Qualität der verbauten Leistungselektronik beeinflussen die Effizienz. Laut Experten der HTW Berlin variieren die Wirkungsgrade von Wechselrichtern bei einer Ausgangsleistung von nur 200 Watt zwischen 71 Prozent bei weniger effizienten Geräten und 92 Prozent bei Hochleistungsmodellen. Die Umwandlungsverluste können sich um den Faktor 4 unterscheiden. Je höher die Verluste des Wechselrichters sind, desto mehr Energie muss die Batterie bereitstellen, um den Strombedarf zu decken. Auch die nutzbare Speicherkapazität sinkt. Unter dem Strich führen hohe Verluste zu einem geringeren solaren Eigenversorgungsgrad und niedrigeren Kos-

Beispielrechnung Kosten mit Speicher

	Musterfall 1		Musterfall 2		Musterfamilie 3	
Standort	irgendwo im Südwesten Hannovers					
Personen	2					
Stromverbrauch	2900 kWh					
Verfügbare Dachfläche	ca. 60 Quadratmeter					
Ansatz	maximale Wirtschaftlichkeit				maximaler Ertrag	
Größe der Anlage	4,4 kW		7,2 kW		10 kW	
Betriebsart	Eigennutzung mit Überschusseinspeisung, ohne Speicher					
Gesamtkosten						
Kosten pro kW installierte Leitung	1.450 €	1.725 €	1.450 €	1.725 €	1.450 €	1.725 €
Investitionskosten ohne Speicher	6.380 €	7.590 €	10.440 €	12.420 €	14.500 €	17.250 €
Rücklage Wechselrichter	1.500 €					
Speicherkosten	3.200 €					
Betriebskosten über 20 Jahre	1200 € (60 €/a)	1500 € (75 €/a)	2000 € (100 €/a)	2500 € (125 €/a)	2800 € (140 €/a)	3400 € (170 €/a)
Gesamtkosten mit Speicher	12.280 €	13.790 €	17.140 €	19.620 €	22.000 €	25.350 €
Eigenverbrauch und Einspeisung						
Jährlich erwartete Energieproduktion	3960 kWh		6480 kWh		9000 kWh	
Autarkiegrad	67%	67%	72%	72%	75%	75%
Eigenverbrauchsanteil	47%	47%	31%	31%	23%	23%
Eigenverbrauch (kWh)	1861 kWh	1861 kWh	2009 kWh	2009 kWh	2070 kWh	2070 kWh
Strompreis in Cent/kWh, durchschnittlicher Bestandskundenpreis	0,34 €/ kWh (- 0,08 €/ kWh)					
Ersparnis durch Eigenverbrauch	484 €	484 €	522 €	522 €	538 €	538 €
Einspeisung	2099 kWh	2099 kWh	4471 kWh	4471 kWh	6.930 kWh	6.930 kWh
festе Einspeisevergütung nach EEF	0,08 €					
Einspeisevergütung	168 €	168 €	358 €	358 €	554 €	554 €
Jährliche Einnahmen (€)	652 €	652 €	880 €	880 €	1.092 €	1.092 €
Amortisationszeit	18,8 Jahre	21 Jahre	19,4 Jahre	22 Jahre	20,1 Jahre	23,2 Jahre

teneinsparungen durch den Speicher, so die Experten. Die Forscher der HTW Berlin errechneten, dass der finanzielle Nachteil eines ineffizienten Wechselrichters gegenüber einem hocheffizienten Gerät über 1800 Euro in zehn Jahren betragen könnte.

Käufer sollten daher nicht auf den maximalen Wirkungsgrad achten, der nur in einem optimalen Betriebspunkt erreicht wird. Aussagekräftiger sind die Effizienz bei fünf bis zehn Prozent Auslastung sowie der europäische Wirkungsgrad, der den gewichteten Durchschnitt über den gesamten Leistungsbereich angibt, lautet die HTW-Empfehlung. Mehr zur Dimensionierung des Wechselrichters im folgenden Artikel ab Artikel „Die ideale Größe des Wechselrichters“.

Hoher Eigenverbrauch dank Wärmepumpe und Co.

Unabhängig von der Rechnung zum Akku verdeutlicht das Beispiel oben, wie sinnvoll es ist, seinen Eigenverbrauch zu optimieren. Natürlich hat dazu nicht jeder die Chance, denn nicht jeder kann beispielsweise von zu Hause arbeiten. Aber möglicherweise helfen bereits überschaubare Anpassungen des Alltags. Allein die App-Überwachung macht einen für das Thema sensibel und regt ein Umdenken an. Das geht zwar manchmal zulasten des Komforts, sorgt aber für ein gutes Gefühl.

Um möglichst wenig Strom zu verschenken, muss man also mehr davon selbst verbrauchen. Da trifft es sich, dass der Wärme- und Mobilitätsmarkt gerade auch auf Strom umstellen. Wärmepumpen und E-Auto können den Eigenverbrauch optimieren. Dabei darf aber man nicht zu hohe Erwartungen haben.

Wärmepumpe und PV scheinen ein gutes Team zu sein. Leider hat aber die Wärmepumpe den höchsten Strombedarf, wenn die PV-Anlage ihn nicht liefert. Wie groß der Anteil des Wärmepumpenstroms tatsächlich ist, den man mit der PV-Anlage decken kann, hängt von verschiedenen Faktoren ab, in erster Linie natürlich dem Verbrauch und dem tatsächlich verfügbaren Sonnenstrom. Dabei benötigt nicht jeder die Wärmepumpe stets für das Heizen und die Warmwasserzeugung, weil er für Letzteres Solarthermie einsetzt oder gar den PV-Strom direkt nutzen kann. Das ist also eine sehr individuelle Rechnung.

Eine der jüngeren Studien des Fraunhofer ISE zu dem Thema kommt zu der Einschätzung, dass man den Strombedarf der Wärmepumpe übers Jahr zu etwa 36 Prozent decken kann, wenn man eine PV mit Batterie betreibt. Insgesamt verbrauchte die



Bild: heise online/ anw

Wärmepumpe an einem Wohnhaus in Bremen. Studien gehen davon aus, dass man den Strombedarf (Heizen und Warmwasser) einer Wärmepumpe zu über 30 Prozent aus der eigenen PV-Anlage decken kann.

untersuchte Wärmepumpe 5064 kWh Strom (inklusive Warmwasser), wovon 63,8 Prozent aus dem Netz, 17,8 Prozent aus der PV-Anlage und 18,4 Prozent aus dem Speicher stammten. Allerdings hat die betrachtete Anlage mit 12 Kilowatt eine vergleichsweise hohe Leistung, gleiches gilt für den Akku mit einer Kapazität von knapp 12 Kilowattstunden. Die Ergebnisse dürften daher nur bedingt auf unsere Musterfälle übertragbar sein (siehe ct.de/wwcz).

Auch hier wollen Rechner im Netz bei Prognosen für die eigenen Gegebenheiten helfen. Einer davon ist der Solarisator der HTW. Die Einschätzungen sind allerdings eher grob – die Leistung der PV-Anlage kann man etwa nur in ganzen Zahlen angeben. Der Rechner veranschlagt für unsere Musterfälle jeweils eine Wärmepumpe mit einem jährlichen Stromverbrauch von 6800 kWh. Er geht davon aus, dass es sich um jeweils einen teilsanierten Altbau mit einer beheizbaren Fläche von 150 Quadratmetern handelt. Er schätzt:

- **Musterfall 1 ohne Speicher** soll etwa 1150 kWh seines selbstproduzierten Solarstroms nutzen können, um den Heizstrombedarf zu decken. Das wären etwa 17 Prozent.
- **Musterfall 1 mit Speicher** käme mit Speicher auf 19 Prozent.
- **Musterfall 2 ohne Speicher** könnte 1380 kWh Sonnenstrom fürs Heizen nutzen.

- **Musterfall 2 mit Speicher** könnte 1660 kWh fürs Heizen nutzen und seinen Strombedarf dafür zu etwa 24 Prozent decken.
- **Musterfall 3 ohne Speicher** käme laut HTW-Rechner bei 1630 kWh raus, die er fürs Heizen nutzen könnte.
- **Musterfall 3 mit Speicher** könnte 2040 kWh seines Heizstrombedarfs mit seiner PV-Anlage decken. Das wären immerhin 30 Prozent.

Auch das E-Auto ist so eine Unbekannte. Um es mit den Worten der c't-Kollegen zu sagen: „Der beste PV-Verbraucher ist ein gut ausgelastetes E-Auto, das mittags an der Wallbox stehen kann, weil es die höchste Bedarfsflexibilität mit der höchsten Bezugsleistung und Leistungsregelbarkeit kombiniert.“ Doch wer benutzt sein E-Auto so? In der Regel fährt man damit morgens zur Arbeit und kommt abends damit heim.

In jedem Fall wird es aber dabei helfen, den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen. Und das ist immer wünschenswert, denn jede Kilowattstunde Strom, die man nicht für 34 Cent aus dem Netz beziehen muss, ist eine gute Kilowattstunde.

Vergleich mit ETFs

Betrachtet man das Investment in eine PV-Anlage aus rein finanzieller Perspektive, drängt sich ein Vergleich zu klassischen Geldanlagen auf - warum nicht gleich mit dem MSCI-World. Das ist immerhin einer der wichtigsten Aktienindizes für ETF-Anleger. Er erzielt durchschnittlich eine jährliche Rendite von sieben bis acht Prozent. Anleger müssen sich allerdings bewusst sein, dass der Handel mit Wertpapieren und

Fonds spekulativ und riskant ist. Im schlimmsten Fall kann man das investierte Kapital komplett verlieren.

Das Geld, das man in seine PV-Anlage investiert hat, liegt in Form von Modulen, Kabeln und Wechselrichter auf und im Haus. Dran kommt man dann nicht mehr so einfach. Inflationsschutz bietet die Anlage in gewisser Hinsicht, weil man sich dank des selbst produzierten und genutzten Stroms ein Stück weit vor steigenden Energiekosten absichern kann. Je nachdem, wie man gestrickt ist, kann dies Zukunftsorgen über steigende Preise nehmen. Nicht zuletzt ermöglicht eine PV-Anlage eine gewisse Teilhabe an der Energiewende, immerhin investiert man aktiv in den Ausbau der erneuerbaren Energien.

Legt man in ETF an, dann kommt man am Ende nicht nur das investierte Kapital wieder heraus, sondern im besten Fall mehr. Der MSCI-World hat - wie bereits gesagt - eine durchschnittliche jährliche Rendite von etwa sieben Prozent. In einem Zeitraum von 20 Jahren würden sich obendrein noch stattliche Zinseszins-Effekte bemerkbar machen. Würde man hier die 9080 Euro aus Musterfall 1 anlegen, wäre man im ersten Jahr bei einem Zinsbetrag von etwa 635 Euro. Dieser steigert sich jährlich und liegt nach 20 Jahren bei über 2000 Euro. Nach 20 Jahren hätte man demnach ein Guthaben von etwa 35.136 Euro.

Bei der PV-Anlage sieht das anders aus. Hier startet man gewissermaßen mit einem negativen Guthaben und wäre nach 18 Jahren erst einmal bei 0. Erst danach würde man Gewinn machen. Musterfall 1 generiert im Jahr Einnahmen von 473 Euro. Das entspricht immerhin einer Rendite von etwa 5,2 Prozent. Wie sich diese Einnahmen allerdings entwickeln, hängt von verschiedenen Faktoren ab, die man nicht unbedingt in der Hand hat - Strompreisentwicklung,

Endlich *gute* Fotos!



**JETZT
LOSLEGEN!**



**+ TIPPS
VON PROFI-
FOTOGRAFEN**

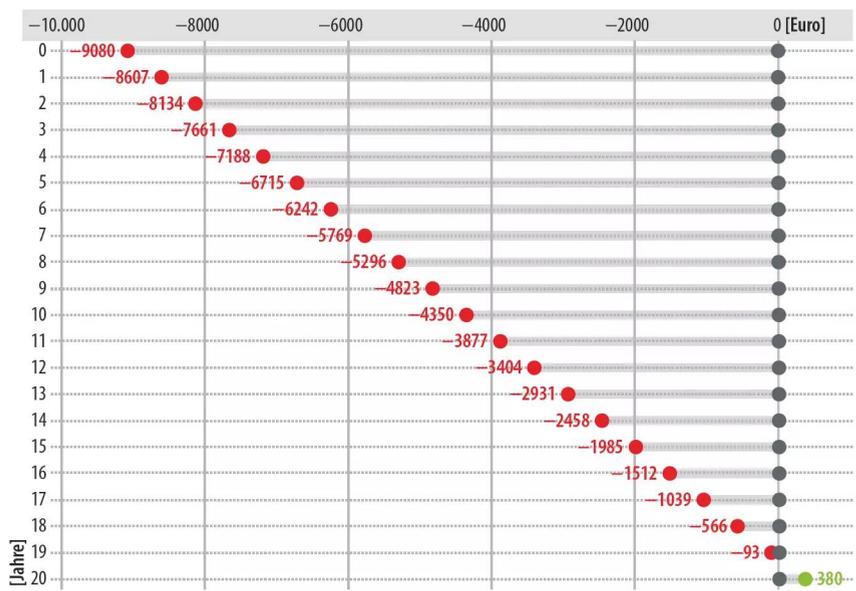


shop.heise.de/ct-fotoeinsteiger25

Amortisation Musterfall 1 mit 4,4-kW-Anlage

Musteranlage 1 hat eine installierte Leistung von 4,4 Kilowatt. In unserem Rechenbeispiel amortisiert sie sich am schnellsten. Die jährlichen Einnahmen liegen bei gut 470 Euro. Insgesamt kostet die Anlage 9080 Euro.

Bild: heise online/ssi



Wetter und verminderte Leistung durch Alterungseffekte. Im Zweifelsfall werden die Einnahmen weniger, statt mehr. Im optimistischen Fall, mit gleichbleibenden Einnahmen von jährlich 473 Euro, hätte man nach 20 Jahren also ein Guthaben von 380 Euro.

Fazit

Die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage hängt stark von individuellen Faktoren ab. Allgemeine Empfehlungen sind daher schwierig. Jemand, der beispielsweise im Homeoffice arbeitet, hat ganz andere Möglichkeiten, seinen Verbrauch mit der Erzeugung abzustimmen, als jemand, der das Haus täglich zum Arbeiten verlässt. Dabei ist der Eigenverbrauch der wichtigste Faktor nach den Investitionskosten.

In unserem Beispiel hat sich die 7,2-kW-Anlage am schnellsten rentiert – sowohl mit als auch ohne Akku. Sie hat das beste Verhältnis zwischen Einnahmen und Investitionen. Auch das Solarkataster Hannover hatte diese Anlagengröße im Hinblick auf

Wirtschaftlichkeit vorgeschlagen. Bedingung ist allerdings, dass man bei einem Preis von unter 1500 Euro pro Kilowatt Spitzenleistung bleibt. Dicht darauf folgt die 4,4-kW-Anlage. Die 10-kW-Anlagen haben es in unserem Beispiel nicht geschafft, die Investitionskosten innerhalb der 20 Jahre wieder einzuspielen. Aus rein finanzieller Sicht muss man also sehr genau rechnen, ob es sich wirklich lohnt, das Dach so voll wie möglich zu legen.

Natürlich dürften die wenigsten Bauherren und Bauherren die Anlage nur aus rein wirtschaftlichen Gründen anschaffen. Wenn das so wäre, dann wäre die private Anlage auch in den Augen Finanzamts wahrscheinlich längst mehr als Liebhaberei. Ob eine Investition sinnvoll ist, hängt dabei längst nicht nur von finanziellen Aspekten ab. Immerhin gehören die, die sich eine PV-Anlage auf dem Dach anschaffen können, zu den Privilegierten der Gesellschaft. Je nach persönlichem Empfinden spielen auch emotionale und psychologische Aspekte eine wichtige Rolle. (ssi) ct

Die erwähnten Studien
und mehr:
ct.de/wwc

GUTE ARCHITEKTUR SCHAFFT KLARHEIT!

**SPECIAL:
JETZT BESTELLEN!**

So geht saubere, moderne Softwarearchitektur



**Ein Muss
für
Entwickler**



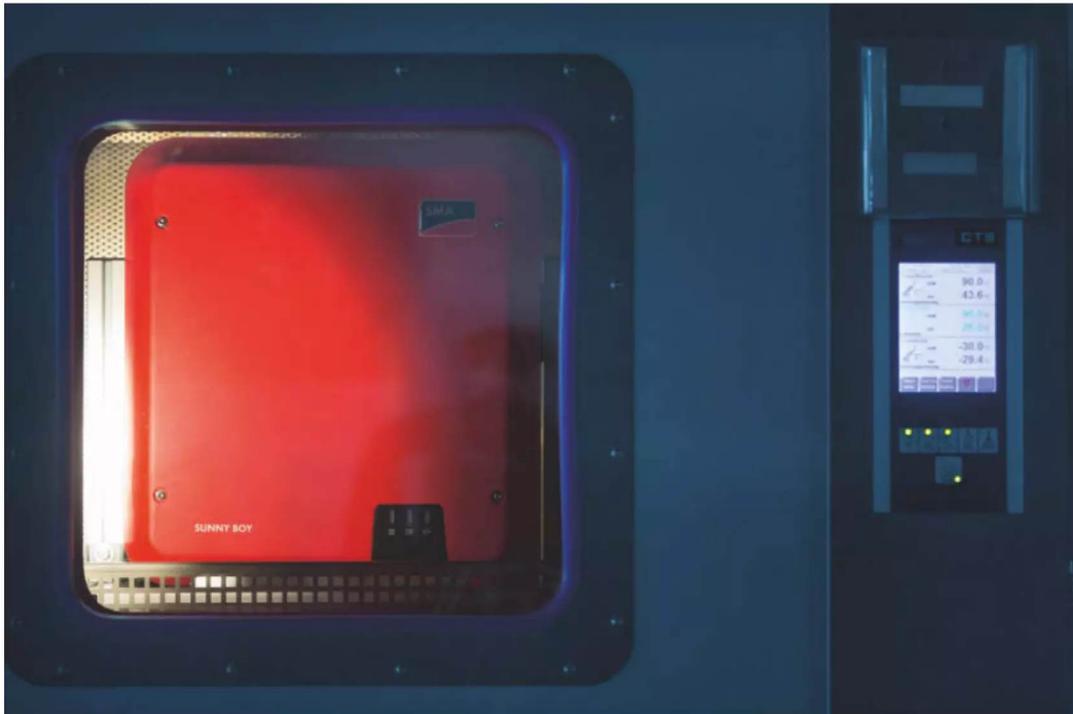
- ▶ Methodisches Vorgehen bei Evolutionärer Architektur
- ▶ Monolithen, Modulithen und Microservices
- ▶ Architektur mit LLMs entwerfen
- ▶ Pragmatische Architekturdokumentation mit Canvas

... und noch viel mehr hilfreiche Artikel

 shop.heise.de/ix-softwarearchitektur24

**GLEICH
REINSCHAUEN!**





(Bild: SMA)

Die ideale Größe des Wechselrichters

„Wechselrichterleistung kleiner als Solarleistung“, das gehört eigentlich zu den Best Practices. Warum das so ist und was es sonst noch zu beachten gilt.

Von **Clemens Gleich**

Der Anlass zu diesem Artikel lag in der Solaranlage eines Kollegen. Der Solarbauer unterbreitete mehrere durchaus durchdachte Konstellationsvorschläge. Ein Punkt fiel dem Kollegen jedoch auf: Die Wechselrichternennleistung auf der Wechselstromseite (Alternating Current, AC) lag unter der Nennleistung der Solar-Panels auf der Gleichstromseite (Direct Current, DC). Verwirrung darüber

gibt es häufiger. Im Photovoltaik-Forum las ich über einen User, der sich fragte, warum die vorgeschlagenen Mikrowechselrichter jeweils leicht unter der Leistung des Moduls lagen, das sie umrichten sollen. Es liegt hier jedoch selten ein Auslegungsfehler vor, sondern es kann einfach sein, dass die jeweils optimale Lösung etwas weniger Wechselrichter-Leistung enthält, als die Kunden das erwarten.

Gründe dafür gibt es viele – einige einfach, andere etwas komplexer in der Elektrotechnik verortet. Dieser Artikel beleuchtet sie, um Betreibern eine Idee von den Parametern zu vermitteln, die auf die Entscheidungen des Solarbetriebs Einfluss hatten. Dabei geht es um Effizienzkurven, Temperaturen, Stromerträge und auch den schlichten, menschlichen Wunsch danach, die Leistungskurve in der Solar-App nicht platt sehen zu müssen, weil man

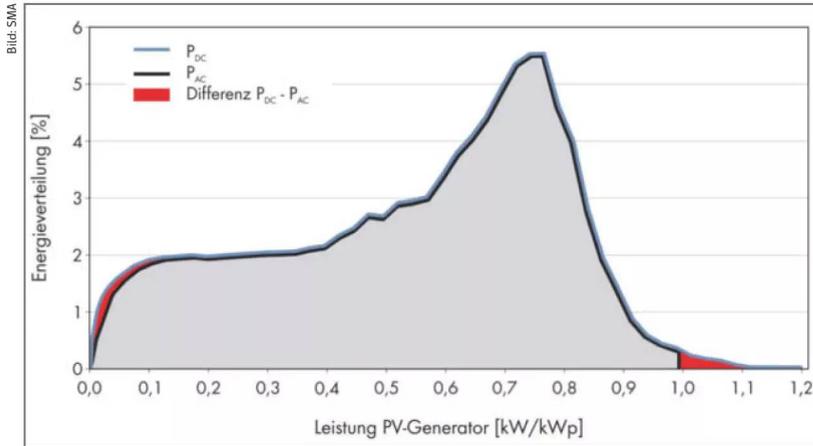
zufällig gerade eine Spitzenlastabregelung mitbekommt.

Da die höchsten Leistungen nur so selten auftreten, muss sie ein wirtschaftlich geplanter Wechselrichter nicht berücksichtigen, sondern kann im Gegenteil kleiner und damit günstiger ausfallen. Wenn also solche Dinge auf Ihrem Angebot stehen, dann hatte der Fachbetrieb Ihr wirtschaftliches Wohl im Auge und hat dahingehend geplant. Über die Details der Wechselrichter-Auslegung sprachen wir mit den Herstellern SMA und Huawei. Der Artikel behandelt dabei die übliche Konstellation von technischen Laien, die Angebote bewerten möchten. Wer selber Anlagen planen will, muss (vor allem elektrotechnisch) deutlich tiefer in die Technik tauchen, als dieser Artikel leisten kann. Für die meisten Betreiber reicht es jedoch, wenn sie die unterbreiteten Angebote besser verstehen, wobei dieser Text hilft.

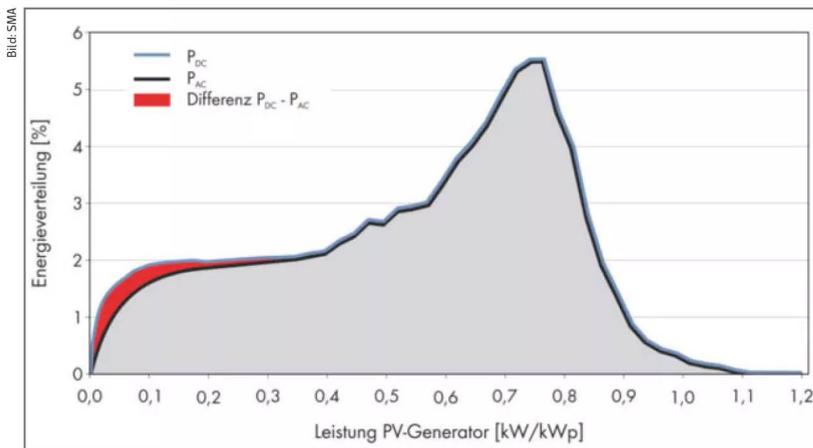
Begründungen

Der vielleicht einfachste Grund für eine Unterdimensionierung des Wechselrichters (WR) entspringt dem Umstand, dass eine Solaranlage fast nie mit Nennleistung arbeitet. Die Nennleistung eines Moduls wird bei 1000 W/m^2 Einstrahlungsleistung und 25° C Modultemperatur gemessen. Sie steht dann in den technischen Daten. Nun treten diese Werte in Deutschland jedoch in weiten Teilen nur sehr selten gleichzeitig auf. Wenn die Sonne im Sommer im kräftigsten Einstrahlwinkel scheint, erhitzen sich die Module stark. Bei schlecht hinterlüfteter Montage können dabei bis über 50° C Temperaturdifferenz zur Umgebung auftreten, die Panels werden also oft über 70° , teils bis über 80° C heiß. Mit steigender Temperatur fällt die Spannung. Zwischen -25° C und $+75^\circ \text{ C}$ verliert ein typisches Modul rund die Hälfte an Spannung, und weil sich die Stromstärke dabei nur wenig ändert, fällt die Leistung fast analog. Deshalb liefert eine Solaranlage eigentlich nur dann die Nennleistung, wenn nach Wolken die Sonne auf kurzzeitig kühle Panels knallt, die sich dabei jedoch schnell wieder erhitzen. Aus diesen Gründen treten die jährlichen Maximalleistungen und manchmal auch die täglichen Maximalerträge oft im Frühjahr auf. Es gibt jedoch noch eine weitere Gründe, aus denen eine Solaranlage selten oder nie auf Nennleistung arbeitet:

- Die reale Sonneneinstrahlung liegt unter den zur Messung angenommenen 1000 W/m^2 . Das passiert



Ein in Relation zur DC-Erzeugungsleistung kleinerer Wechselrichter muss die obersten Leistungsspitzen kappen (rechts unten im Diagramm).



Ein Wechselrichter dagegen, der über SMAs Empfehlung von 90 bis 100 Prozent hinausgeht und folglich keine Spitzenleistung kappen muss, kann mehr Ertrag verlieren als gewinnen, weil der ineffizientere Teillastbereich größer wird (links im Diagramm).

zum Beispiel aufgrund von Montagerichtung und -winkel oder liegt am Breitengrad der Installation.

- Die Anlage ist verschmutzt, sodass sie erstens selbst bei den idealen Messbedingungen nicht mehr die Nennleistung liefert und zweitens im Sommer durch den Dreck häufig höhere Temperaturwerte ertragen muss.
- Verschattungen. Hierzu bieten moderne Wechselrichter automatisches Verschattungs-Management in ihrer Software an. Damit die gut funktioniert, muss allerdings die String-Planung stimmen.
- Wechselrichter arbeiten die meiste Zeit im Teillastbetrieb. Dort fällt die Effizienz ab, sodass der kleinere WR die ganz oben wegfallenden Leistungsspitzen sogar überkompensieren kann, also mehr Jahresertrag bringt. Das war allerdings früher ärgerlicher als heute, weil moderne Wechselrichter bessere Teillasteffizienzen erreichen.

Selbst wenn der nächstgrößere Wechselrichter über seine Lebenszeit mehr Ertrag liefert, müsste er ja so viel mehr Ertrag liefern, dass er seinen Mehrpreis gegenüber dem kleineren Gerät hereinspielt. Wenn der Fachbetrieb das kleinere Gerät vorschlug, dann war dem in der Berechnung wohl nicht so, dann amortisierte das Gerät netto über die heute üblich planbaren 15 Jahre Lebensdauer für einen WR diese Zusatzkosten nicht. Ja: Diese Dinge sind normalerweise berechnet.

Angebote aus dem Planungs-Tool

Damit Sie Ihr Angebot besser beurteilen können, hilft das Verständnis darum, wie es entsteht. Solar-Fachbetriebe arbeiten mit Planungs-Tools, die bestimmte Berechnungen automatisch vornehmen und mit ihren Vorschlägen einige Fehler von vornherein vermeiden. Die meisten dieser Tools sind Web-Anwendungen, in die sich die Firma dann mit ihrem jeweiligen Account einloggt.

SMA bietet das Tool „Sunny Design PRO“ an. Ich habe meine Garage mit „Solar-Planit“ vorgeplant, dem kostenlosen Tool von BayWa r.e. (die Fachfirma machte natürlich eine zusätzliche, eigene Planung). Es gibt umfangreiche und teure Lösungen wie Arhelios oder PV*Sol (Windows- statt Web-App), die anhand der 3D-modellierten Umgebung auch Nahverschattungen simulieren und so weiter. Von vielen dieser Tools gibt es kostenlose Versionen, bei PV*Sol etwa das PV*Sol Online, das als Web-App ohne Windows-Installation auskommt (siehe c't 17/2023, S. 96). Auch bei Sunny Design können Sie mit einem kostenlosen Account schon mal loslegen und die Grundfunktionen erforschen.

Diese Tools halten die Maße ein, helfen bei der String-Planung, berechnen die Wirtschaftlichkeit der Anlage am Standort (die daher in fast jedem Angebot steht) und sie bieten bereits zur Belegungsplanung passende Wechselrichter an. Diese Berechnungen sind extrem nützlich, und ein einfacher Ersatz des

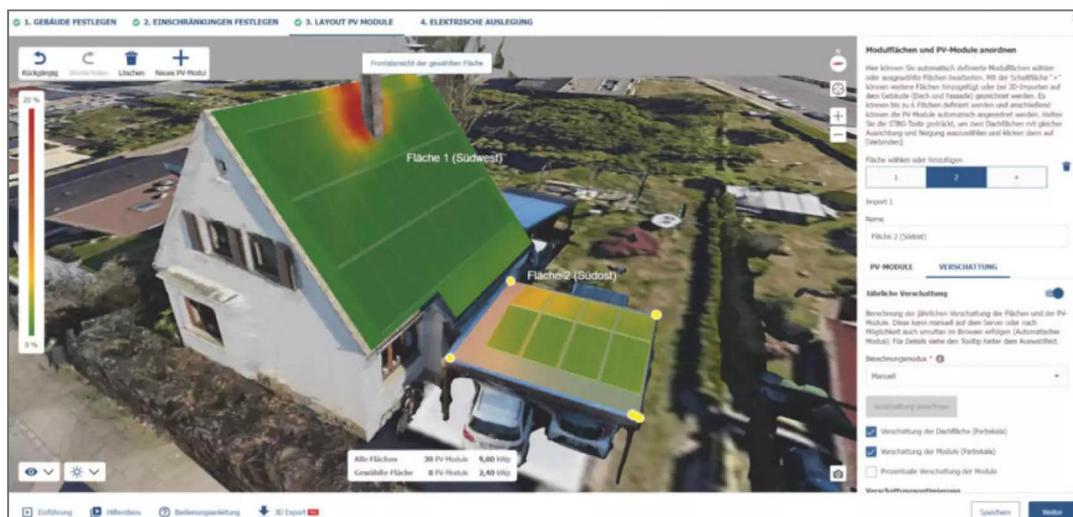
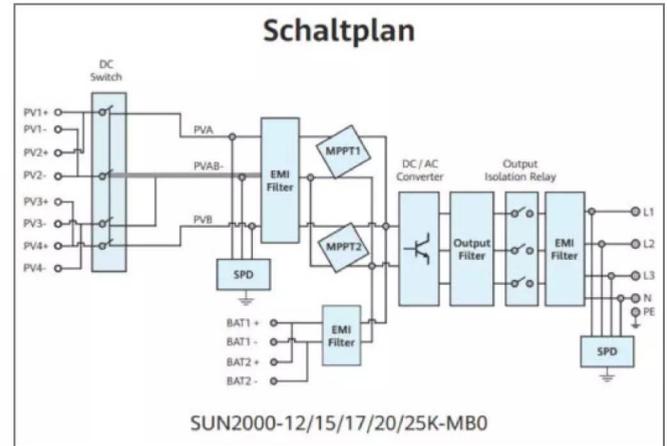
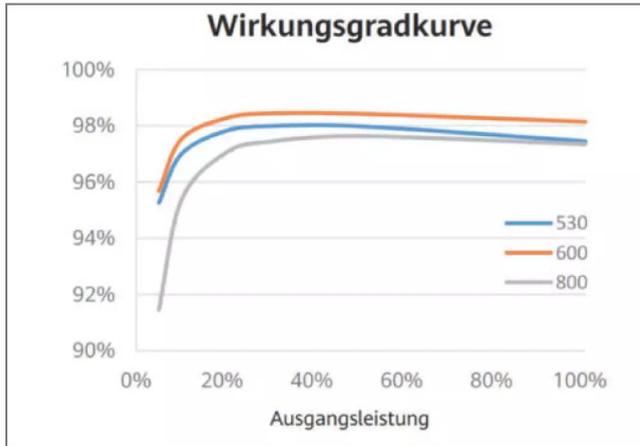


Bild: SMA

Schon die kostenlose Version von SMAs Sunny Design bietet eine Verschattungs-Berechnung an.



Effizienzkurven bei Huawei. Schön ersichtlich auch die optimale Eingangsspannung mit der höchsten Effizienzkurve.

vorgeschlagenen WR gegen eine willkürliche Alternative ohne diese automatisierte Parameterprüfung kann zwar gut funktionieren, muss aber nicht.

Wir hatten es ja eben von der Temperaturabhängigkeit der Modulspannung. Es kann bei falscher elektrischer Planung aufgrund dieser physikalischen Umstände passieren, dass die Leerlaufspannung an extrem kalten Tagen (immer seltener, aber trotzdem möglich) höher wird als die maximale vom WR verkraftete Eingangsspannung, was das Gerät trotz winterlich geringer Gesamtleistung beschädigen kann. Deshalb ist es immer schlauer, Alternativen genauso aus den jeweiligen Datenbanken berechnen zu lassen. Dann stimmt auch die Teileliste, die das Tool ausspuckt, inklusive aller Befestigungsrahmen und Schrauben.

Vertrauen Sie hier auf den Prozess, und wenn der Fachbetrieb sagt, diesen oder jenen exotischen WR hat er nicht in der Datenbank, sollten Sie eher einen nehmen, der drinsteht. Betreiber sollten den Fachbetrieb immer in Einheit mit der Technik betrachten, die er anbietet, mit der er Erfahrungen gesammelt hat. Es führt stets zu Tränen, auf diese Verflechtungen zu pfeifen, und viele Betriebe mit gutem Ruf machen das daher nicht mit, um eben den zu behalten.

Typisch unterdimensioniert

Es gibt eine relativ einheitliche Antwort auf die Frage „Wie sollte das Verhältnis WR-Leistung zu maximaler Erzeugungsleistung stehen?“. Sie lautet: In Deutsch-

land bei Südausrichtung und 30° Dachneigung idealerweise etwa 90 Prozent. Bedeutet: Eine Anlage mit 10 kW Nennleistung (kW peak) erzielt den höchsten Ertrag, wenn der Wechselrichter 9 kW auf der AC-Niederspannungsseite ausgibt. „Mehr Wechselrichter-Leistung bringt keinen nennenswerten Mehrertrag“, schreibt SMA auf unsere Anfrage. Bei Ost-West-Ausrichtung der Anlage liegt die Empfehlung bei 75 bis 80 Prozent. Eine 10-kW-Modulbelegung würde mit Modulen in Ost-West-Richtung also mit einem 8-kW-WR optimal arbeiten. Ähnlich die Antworten bei Huawei, wobei deren Deutschland-Zentrale bei voller Südausrichtung nur geringe bis gar keine Unterdimensionierung empfiehlt.

Es ist hier wichtig zu verstehen, worauf optimiert wird: auf Ertrag. Eine rein wirtschaftliche Betrachtung wird öfter bei kleineren WR herauskommen als eine Optimierung auf reinen Ertrag, denn der eingespeiste Strom wird immer weniger wert. Die Spitzenleistungen werden fast vollständig eingespeist, sodass sie nur mit Einspeiseerlösen verrechnet werden können. Das bedeutet, dass es stetig unwahrscheinlicher wird, dass der größere Wechselrichter über den Planungszeitraum seinen Mehrpreis hereinholt – selbst wenn er insgesamt mehr Ertrag liefert.

Obwohl ein kleinerer Wechselrichter an der Spitzenleistung ein paar kWh verliert, gewinnt er bei identischer Modulbelegung an anderer Stelle, nämlich im niedrigen Teillastbereich, in dem die Anlage einen großen Teil ihrer Zeit verbringt. Wechselrichter haben keine fixen Effizienzen, sondern Effizienz-

kurven. Ganz unten sinkt die Effizienz. Dieser Teil kann durchaus die minimalen Gewinne von oben auffressen.

Dazu kommt, dass Wechselrichter eine minimale Anlaufspannung haben, die von der Gerätegröße abhängt. Ein größerer Wechselrichter läuft also bei ansonsten gleichen Verhältnissen jeden Tag etwas später an. Manchmal ist es zur Ertragsoptimierung eines großen WR daher besser, einen String auf die optimal effiziente Bemessungsspannung zu bringen (steht in den technischen Daten), als zwei Strings mit suboptimalen Spannungen zu fahren.

Lebensdauer des Wechselrichters

Wenn ein Wechselrichter in Relation zur Solarmodul-Gesamtleistung kleiner installiert wird, läuft er einen größeren Teil der Zeit auf Nennleistung. Da haben sich schon viele Kunden gefragt, ob sich damit die Lebenszeit reduziert. Sowohl SMA als auch Huawei geben Entwarnung: Die Geräte sind dafür ausgelegt, jeden Sonnenmittag Volllast zu geben. Die Auswirkungen des höheren Lastfaktors kleinerer WR auf die Lebensdauer sind nur minimal.

SMA gibt zu bedenken, dass nicht die Last, sondern die Temperatur hauptsächlich die Lebensdauer bestimmt. Sie als Betreiber sollten also unbedingt prüfen, ob der Aufstellort (der nicht in der Simulation des Planungs-Tools enthalten ist) die Temperaturbedingungen für die Aufstellung erfüllt. Manche Hersteller geben hier nicht nur den innerhalb der Garantie möglichen Temperaturbereich an, sondern zudem den optimalen, in dem dann zum Beispiel kaum mit einem thermischen Derating (Abregelung) gerechnet werden muss. Da thermische Alterung über die mechanische Belastung der Wärmezyklen passiert, sind „gleichmäßig kühle“ Orte ideal, wie sie SMAs Aufstelldoku empfiehlt. Also etwa ein Keller.

Vergessen Sie auch nicht, dass an den heißesten Tagen von Modulseite aus eine entsprechend geringere Spannung und damit Leistung anliegt. Die Sonne bringt quasi ihr eigenes Derating mit sich. Die Planungs-Tools kennen den Aufstellort des WR nicht und damit fällt eine Aufgabe rein auf den Menschen: Die Versorgung mit sauberer, kühlerer Luft sollte sichergestellt sein.

Das heißt: Zwei WR übereinander schon einmal nicht, weil sonst bei passiver Kühlung der obere die erwärmte Kühlluft des unteren per Konvektion ansaugt. Bei aktiver Kühlung (Lüfter) auf die Ausblas- und Ansaugrichtung achten. Sie stehen in den technischen Daten und sind darüber hinaus meistens

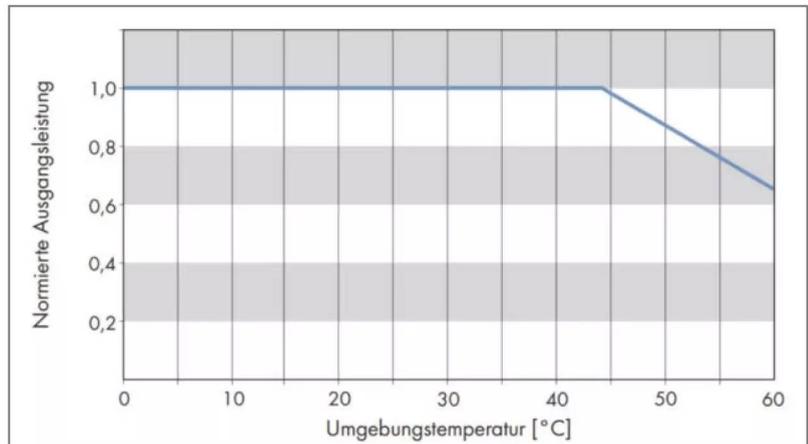


Bild: SMA

Derating: Bei zu heißen Aufstellorten muss der Wechselrichter zum Bauteilschutz irgendwann die Leistung reduzieren. Manche Geräte schalten sich bei zu großer Hitze auch einfach ab. Bei Aufstellung nach den technischen Eckdaten sollte Derating kein Ertragsproblem sein. Es wird nur eines, wenn der Aufstellort im Haus komplett ungeeignet wäre, etwa sehr heiße Dachböden.

gut zu erkennen. Schmutz isoliert, sodass so etwas zum Beispiel bei WR-Kühlern in landwirtschaftlichen Betrieben ein Thema werden kann, oder auf besonders staubigen Dachböden.

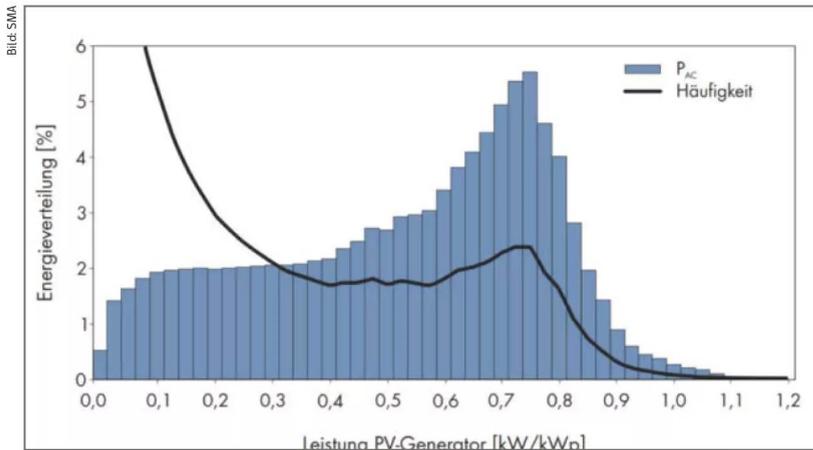
Welchen nehme ich denn jetzt?

In vielen Fällen ist der kleinere Wechselrichter wirtschaftlicher. Ganz genau sagen kann Ihnen das jedoch nur die konkrete Berechnung aus dem Planungs-Tool auf Ihren Fall. Die Aussagekraft dieser Berechnung können Sie noch unterstützen, indem Sie der Fachfirma alle nützlichen Daten geben, die das Tool verarbeitet.



Clemens Gleich

Auch ich wählte einen Hybrid-Wechselrichter. Weil es keinen anderen gab beim Fachbetrieb der Wahl. Am besten gleich mit oder ohne Akku planen.



Aus dem SMA-Planungsratgeber: Die Teillastbereiche läppern sich zu großen Gesamtmengen zusammen, weil sie so oft auftreten (siehe Häufigkeitsgraph). Jenseits der 90 Prozent kommt kaum noch was. Simulationsort Freiburg im Breisgau, die Nördlicheren müssen also mit noch mehr Teillast rechnen.

Dazu gehören hauptsächlich Verbräuche und künftige Planungen im Hinblick auf ein Elektroauto, dem mit Abstand besten flexibilisierbaren Verbraucher für Solarstrom. Vergessen Sie die Wärmepumpe, sie trägt nur in eher enttäuschendem Umfang zum Jahres-Eigenverbrauch bei. Manchmal könnte ein größerer WR mehr Ertrag bringen, manchmal frisst schon dessen höherer Eigenverbrauch den Mehrertrag auf. Das muss alles berechnet werden, nicht vermutet. Dafür haben Sie den Fachbetrieb, und dafür hat er das Planungs-Tool.

Huawei gab den kategorischen Tipp, immer gleich einen Hybrid-Wechselrichter zu wählen, bei dem Kunden auf der DC-Seite eine Batterie anschließen können. Diese Konstellation braucht weniger Wechselrichter-Übergänge als eine AC-seitig angeschlossene Batterie mit eigenem Batteriewechselrichter, es geht also weniger Strom verloren. Das empfiehlt Huawei Deutschland auch jenen, die noch keine Batterie haben, damit sie sich die Option offen halten. Dass Huawei das empfiehlt, verwundert ob der Produktpalette an Wechselrichtern für den Privatbereich nicht.

SMA gibt jedoch zu bedenken, dass sich die Technik ja stetig weiterentwickelt und dieses Vorgehen somit nur sinnvoll wäre, wenn man innerhalb der ersten Jahre eine Batterie nachrüstet. Nach, sagen wir, zehn Jahren stellt sich schon die Frage, welche der Module für das damals produzierte System noch

kaufbar sind. Eine von Anfang an gut geplante Anlage ohne Batterie kann da wirtschaftlicher sein, denn ein Hybrid-Wechselrichter kostet mehr in der Anschaffung und bei Batteriebetrieb vernachlässigen Betreiber in der Planung auch gern den Eigenverbrauch des Geräts. Ich habe einen Hybrid-WR, weil es vom Fachbetrieb keinen anderen gab, der zu den Modulspannungen passte. Ich weiß auch schon genau, wann ich einen Akku nachrüste: pünktlich am Sanktimmerleinstag.

Die häufigsten Fehler und Wohlfühles

Sowohl Huawei als auch SMA verorten die häufigsten Fehler bei der Wechselrichter-Installation in der String-Auslegung. Hier gibt es eine ganze Reihe von Fehlern, an die Laien nicht einmal denken und die offenbar selbst die Profis gelegentlich übersehen. Suboptimale String-Verkabelungen können mehrere Prozent Effizienz kosten, was sich über die Lebenszeit zu erheblichen Fehlerträgen aufsummiert, die eigentlich unnötig wären. Hier können Sie prüfen, ob die Strings mit einer für den WR effizienten Spannung laufen (siehe technische Daten).

Manchmal liegt die Stringspannung sogar so niedrig oder so hoch, dass die Startspannung unnötig oft unterschritten wird oder (schlimmer) die vom WR verkräftete Maximalspannung überschritten werden kann, wie im Beispiel mit der Eiseskälte beschrieben. Man darf über Details eines Angebots durchaus Fragen stellen, und gute Fachbetriebe zeigen sich dem Kunden unter anderem darin, dass sie ihre Auslegungen verständlich begründen.

In der Praxis werden viele bis die meisten Anlagen schon von Fachbetriebsseite aus mit AC-Leistungen nicht kleiner als die DC-Nennleistung angeboten. Das liegt daran, dass private Solaranlagen von Betreiberseite aus nicht auf Wirtschaftlichkeit, sondern auf Wohlfühl optimiert werden. Viele Betreiber stört es mehr, wenn sie bei der seltenen Spitzenleistung das Abregel-Plateau sehen, als wenn sie mehr Geld als nötig ausgeben beziehungsweise weniger Geld sparen/verdienen. Das ist eine im Privatbereich völlig legitime und übliche Optimierungsart.

Die Fachbetriebe freuen sich darüber, weil sie dann größere, komplexere Anlagen verkaufen können. Nachdem Sie jetzt jedoch wissen, wie Sie die Wirtschaftlichkeit des Wechselrichters optimieren können, finden Sie vielleicht genau darin noch mehr Wohlfühl. Nur Kurven kann ich Ihnen dazu keine liefern. (cgl) **ct**

Weitere Infos:

ct.de/w93y



Bild: erzeugt mit ChatGPT bearbeitet mit Adobe Photoshop durch ssi/heise.online

Blitzschutz für Ihre Photovoltaik-Anlage

Für den unwahrscheinlichen Fall: Blitzschäden können verheerend sein für Gebäude und PV-Anlage. Eine Pflicht für äußeren Blitzschutz gibt es für private Einfamilienhäuser nicht, aber innerer Überspannungsschutz ist seit 2018 verpflichtend. Welchen Schutz man wirklich braucht.

Von **Sophia Zimmermann**

Die gute Nachricht vorweg: Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Haus von einem Blitz getroffen wird, ist äußerst gering. Seit Jahren nimmt die Zahl der gemessenen Blitzeinschläge hierzulande eher ab, wie die Daten des Blitzatlas von Siemens zeigen (siehe ct.de/w1t1). Die durchschnittliche Blitzdichte für ganz Deutschland in den vergangenen zehn Jahren lag demnach bei unter 1,3 - pro Quadratkilometer schlägt also etwa ein Blitz pro Jahr ein. Doch ein Mittelwert ist nur ein Mittelwert. Einzelfälle bildet er nicht ab. Ein Blitz ist ein unberechenbares Phänomen.

Mit einer Solaranlage erhöht man den potenziellen wirtschaftlichen Schaden deutlich, den ein

solches Ereignis anrichten könnte, denn diese ist mit hohen Investitionen verbunden. Wer eine Photovoltaik-Anlage plant, hört daher früher oder später den Tipp, sich mit dem Schutz der eigenen PV-Anlage und damit des Gebäudes insgesamt auseinanderzusetzen. Doch wie sollte der konkret ausgestaltet sein?

Um diese Frage zu klären, hilft es, die genauen Folgen von Blitzeinschlägen zu kennen. Der „Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik“ (VDE), unterscheidet grob zwischen zwei Einschlagarten: dem direkten und dem indirekten Einschlag. Der direkte Blitzschlag ist in erster Linie gefährlich, weil er Brände verursachen und damit

eine besondere Gefahr für Leib und Leben darstellen kann.

Indirekte Blitzeinschläge innerhalb einiger hundert Meter um das Haus darf man ebenfalls nicht unterschätzen. Schlägt ein Blitz etwa in einen Baum in einer Entfernung von etwa 100 Metern ein, dann sind zwar Personen her nicht gefährdet. Aber der Blitzstrom erzeugt ein sehr starkes elektromagnetisches Feld und induziert hohe Spannung – etwa in die Leitungen eines Hauses. Mit diesen hohen Spannungen kann eine Vielzahl der elektronischen Geräte nicht umgehen. Sie gehen kaputt.

Blitzschutz aus mehreren Komponenten

Im vergangenen Jahr registrierte der Gesamtverband der Versicherer (GDV) 220.000 Blitz- und Überspannungsschäden. Die Entschädigungsleistungen lagen bei 330 Millionen Euro. Das ist der höchste Stand seit 20 Jahren, so der GDV. Auch die Schadensdurchschnittssumme sei mit 1460 Euro so hoch wie nie. Ein Widerspruch zur Erkenntnis des Blitzatlas, dass die Anzahl der Blitze eher abnimmt? Mitnichten: Hauptgrund ist laut GDV, dass die Haushalte technisch immer besser ausgestattet sind, etwa mit PV-Anlagen. Angaben zu den konkreten Schäden

machte der GDV allerdings nicht, denn Blitzschäden werden nur allgemein erfasst.

Gegen die Folgen von Blitzeinschlägen kann man sich technisch schützen: Ein umfassendes Blitzschutzsystem besteht aus mehreren Komponenten in Form des äußeren und inneren Blitzschutzes. Den äußeren Blitzschutz bezeichnet man häufig auch als Blitzschutzanlage. Er umfasst die Fangeinrichtungen, die wie eine Krone vom Dach abstehen, die Ableitungen und die Erdungsanlagen. Dieses System soll den Blitzstrom sicher in die Erde ableiten und in erster Linie verhindern, dass er einen Brand entfacht.

Den inneren Schutz gewährleisten ein Hauptpotenzialausgleich in Form einer zentralen Erdungsschiene sowie Überspannungsschutzgeräte, auch SPD (Surge Protective Devices) genannt. Das sind kleine Geräte, die in der Regel im Sicherungskasten eingebaut sind. Man unterscheidet hier in verschiedene Typen. Sie übernehmen dabei die Hauptaufgabe, Überspannungen abzuleiten, bevor sie empfindliche elektronische Geräte erreichen können.

Ein äußerer Blitzschutz ist ohne den inneren Schutz praktisch sinnlos, denn: „Trifft ein Blitz in eine Blitzschutzanlage, entstehen dennoch hohe elektromagnetische Felder und dadurch werden elektrische und elektronische Geräte im Haus zerstört“, erklärt Gerhard Diendorfer, ehemaliger Leiter des Austrian Lightning Detection and Information System (ALDIS).

Keine Blitzschutzpflicht, aber...

Für private Einfamilienhäuser besteht keine Pflicht, einen äußeren Blitzschutz auf das Dach zu bringen – daran ändert auch der Bau einer PV-Anlage nichts. Das liegt daran, dass solch eine Anlage das Risiko eines Einschlags in der Regel nicht erhöht, so Diendorfer. Privatleute entscheiden also selbst. Bei öffentlichen Gebäuden wie Kindergärten, Versammlungsstätten, Kranken- oder Hochhäusern ist die Sachlage dagegen eine andere und eine Blitzschutzanlage in vielen Fällen notwendig.

Um eine mögliche „Blitzschutzpflicht“ für Privatleute gibt es dennoch immer wieder Diskussionen. Zitiert wird hier häufig eine Publikation der deutschen Versicherer zum „Risikoorientierten Blitz- und Überspannungsschutz“ (VdS 2010) (siehe ct.de/w1t1). Sie empfiehlt bei PV-Anlagen, die größer sind als 10 kW, einen Blitzschutz zu installieren. Eine gesetzliche Pflicht leitet sich daraus aber nicht ab. Hier geht es um versicherungstechnische Anforderungen. Dem GDV ist nach eigenen Angaben aber nicht bekannt, dass ein Versicherer eine Blitzschutzanlage

Bild: aowes/Shutterstock.com



Ein Blitz ist eine unberechenbare Gewalt, wenn er direkt in ein Haus einschlägt, besteht Gefahr für Leib und Leben.

im Zusammenhang mit Photovoltaik fordert; einzige Ausnahme wären demnach Häuser mit Reetdächern. PV und Reetdach – eine äußerst ungewöhnliche Kombination.

Blitz- und Überspannungsschäden sind standardmäßig in der Wohngebäude- und der Hausratversicherung mitversichert. Insofern gibt es hier keinen steigenden Bedarf nach mehr Versicherungsschutz für Blitzschäden, so der GDV gegenüber heise online. Notwendig ist es jedoch, den Versicherer über den Bau einer PV-Anlage zu informieren.

Ohne Überspannungsschutz geht es nicht

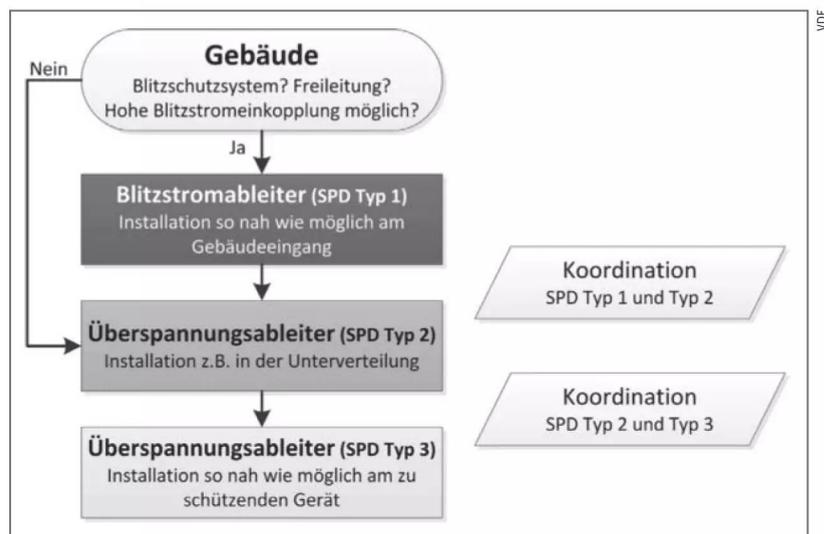
Grundsätzlich kann man also festhalten, dass der Einbau eines äußeren Blitzschutzes wegen einer PV-Anlage üblicherweise nicht nötig ist. Spätestens seit 2018 ist aber der Überspannungsschutz – als Teil des inneren Blitzschutzes – Pflicht für Neubauten und auch für neue PV-Anlagen. Bei Bestandsanlagen oder -gebäuden greift die Pflicht, sobald man eine elektrische Installation anpasst, verändert oder erweitert. Wie dieser Überspannungsschutz dann konkret auszugestalten ist, regeln verschiedene VDE-Normen. Es gibt unterschiedliche Typen von Überspannungsschutzgeräten. Sie heißen SPD Typ 1, SPD Typ 2 und SPD Typ 3 – SPD steht dabei für Surge Protection Device (siehe ct.de/w1t1).

Überspannungsschutzgeräte vom Typ 1 bezeichnet man auch als Blitzstromableiter. Sie sind darauf ausgelegt, tatsächlich einen direkten Blitzschlag auszuhalten und sicherzustellen, dass der Blitzstrom nicht in die Gebäudeinstallation fließen kann. Man bezeichnet sie daher auch als Grobschutz. Allerdings können sie nicht die gesamte Installation bis hin zu den Endgeräten schützen.

Die zweite Schutzstufe bilden die Überspannungsschutzgeräte vom Typ 2 – auch Überspannungsableiter genannt. Sie sind in der Lage, Überspannung infolge eines indirekten Blitzeinschlags zu begrenzen. Für den Feinschutz empfindlicher Endgeräte gibt es zudem die Variante SPD Typ 3.

Hat man keine Blitzschutzanlage auf dem Dach, dann umfasst die Pflicht lediglich die Installation von Überspannungsschutzgeräten des Typs 2, erklärt Andreas Habermehl vom Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH). Hätte man eine PV-Anlage, müsste man einen SPD Typ 2 entsprechend auf beiden Spannungsseiten integrieren.

Auf Seiten der Gleichspannung bräuchte man den SPD Typ 2 zwischen PV-Anlage und Wechselrichter. In der Regel steckt der Überspannungsschutz dann im sogenannten Generatoranschlusskasten für den Gleichspannungsstring. Auf der Seite der Wechselspannung kommt ein SPD Typ 2 entsprechend zwischen Hausanschluss und Wechselrichter. Wie man



Ist kein Blitzschutz auf dem Dach vorhanden, umfasst die Mindestanforderung an den Überspannungsschutz den SPD Typ 2. Ist ein äußerer Blitzschutz vorhanden, ergeben sich andere Anforderungen.

den Überspannungsschutz konkret ausgestaltet, hängt von den Gegebenheiten vor Ort ab.

Allerdings, merkt Habermehl an, wäre es sinnvoll, in solch ein System obendrein einen SPD Typ 1 zu integrieren, „denn ein Typ-2-Schutz wäre gar nicht in der Lage, die hohen Überspannungen, die bei einem Blitzeinschlag auftreten können, zu beherrschen.“ Der SPD Typ 1 sitzt üblicherweise im unteren Anschlussraum des Zählerschrank, also vor dem Stromzähler. Das hat einen einfachen Grund: Schlägt etwa ein Blitz in der Nähe des Hauses in die Erde ein, koppelt sich die Überspannung gewissermaßen in das Hausanschlusskabel in der Erde ein. „Der SPD Typ 1 verhindert in dieser Position, dass der Zähler-schrank bei so einem Einschlag Schaden erleidet und, dass weitere Schäden im Haus damit einhergehen“, so Habermehl. Am Markt findet man bereits Geräte, die SPD Typ 1 und Typ 2 kombinieren, sogenannte Kombiableiter.

Hat man besonders hochwertige elektronische Geräte im Haus, kann man zudem über Schutzgeräte vom Typ 3 nachdenken. Das kann ein hochwertiger Gaming-PC sein, ein Network Attached Storage (NAS) oder die teure HiFi-Anlage. Am häufigsten trifft man diese Geräte in Form von Steckdosen an, die man einfach im Baumarkt kaufen kann. Sie kommen damit also direkt vor die zu schützenden Geräte. Überspannungsschutz vom Typ 3 nützt allerdings überhaupt nichts, wenn man nicht vorher Typ 1- und

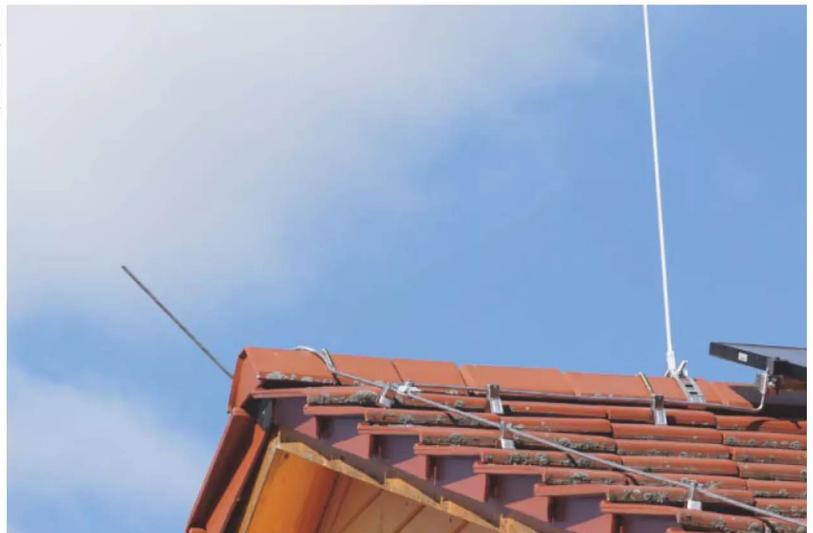
Typ 2-Geräte integriert hat, so Habermehl. Käme es dann zu einem Einschlag, können die Geräte dennoch Schaden nehmen.

Es ist schwer zu beziffern, was ein Überspannungsschutz kostet, denn es kommt immer auf das individuelle Projekt an. Kann der Elektriker einen Kombiableiter installieren und hat dafür genügend Platz im unteren Anschlussraum des Zählerschrank, ist die Sache in wenigen Arbeitsstunden erledigt. Die Installationskosten schwanken regional allerdings stark. Plant man ein umfassenderes System im Bestand, kann es teurer werden. Für den Überspannungsschutz muss man keine Blitzschutzfachkraft beauftragen. Das erledigt in der Regel die Elektrofachkraft mit, die auch die PV-Anlage anschließt.

PV-Anlage bei vorhandenem Blitzschutzsystem

Ist ein Blitzschutzsystem auf dem Dach installiert, ergeben sich Konsequenzen für den inneren Blitzschutz und die PV-Anlage selbst. Es gibt die klare Vorgabe, dass eine nachgerüstete PV-Anlage einen bereits vorhandenen Blitzschutz auf einem Gebäude in seiner Funktion nicht beeinträchtigen darf. Für die Installation von PV-Anlagen gibt es in diesem Fall verschiedene Varianten. Wichtig ist es dabei, alle Beteiligten – sprich PV-Anlageninstallateur, Blitz-

Bild: heise online/ sei



Fangeinrichtungen einer Blitzschutzanlage. In diesem Fall ist die PV-Anlage in den Blitzschutz integriert.

schutzbauer und Gebäudeverantwortlichen – zur Abstimmung zusammenzubringen.

Ist das Dach groß genug, kann man die PV-Anlage mit ausreichend Abstand zum Blitzschutz installieren. Die notwendigen Abstände müssen entsprechend den Vorgaben des Blitzschutzes berechnet werden. Hier spielen Parameter wie die Lage des Gebäudes oder auch die Umgebung eine Rolle. In Fachkreisen gilt etwa ein halber Meter als relativ sicher. Mit dieser Variante schränkt man allerdings auch den Platz ein, den eine PV-Anlage maximal einnehmen kann. Eine Trennung zwischen Blitzschutz und PV-Anlage kann auch durch einen elektrisch isolierten Blitzschutz mit isolierten Ableitungen erfolgen. Hier gilt es, Kosten und Nutzen abzuwägen; auch sind die Vorgaben des Versicherers zu berücksichtigen. Der Vorteil eines solchen räumlich getrennten oder elektrisch isolierten Blitzschutzes besteht darin, dass so Blitzströme im Gebäude oder in der Anlage verhindert werden.

In der Regel will man das Dach aber mit so vielen Modulen wie möglich bestücken. Dann verbindet man ihre Unterkonstruktion mit den Ableitungen der Blitzschutzanlage. Diese Verbindungen müssen auf die Weiterleitung von Blitzströmen ausgelegt sein. „Und dann ist auch zwingend ein Überspannungsschutzgerät vom Typ 1 notwendig vorgeschrieben, der direkt am Hauseintritt installiert ist“, so Habermehl.

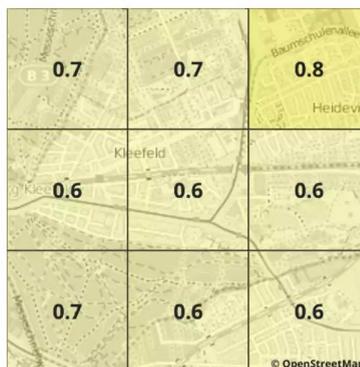
Hinweis: Grundsätzlich umfasst eine Blitzschutzsystem immer den äußeren Blitzschutz und inneren Blitzschutz. Das gilt ganz unabhängig von einer geplanten PV-Anlage. Bei Bestandsgebäuden sollte man hier genau hinschauen. Diese verfügen zwar häufiger über einen Blitzableiter auf dem Dach, aber keinen Schutz vor dem Zähler. Zudem fehlt häufiger die Erdungsanlage, wie sie bei Neubauten heute Standard ist, oder ihr Zustand ist unklar. Der Elektriker, der die PV-Anlage installiert, sollte den Zustand der Erdungsanlage in jedem Fall prüfen und bei Bedarf Tiefenerder einbauen. Das ist natürlich mit Aufwand verbunden.

Eigenes Sicherheitsbedürfnis entscheidet mit

Ob man über den geforderten Überspannungsschutz hinaus ein komplettes Blitzschutzsystem für sein Haus aufbaut, ist am Ende eine Frage des persönlichen Ermessens und des eigenen Sicherheitsbedürfnisses. Die meisten privaten PV-Anlagenbetreiber entscheiden sich dagegen.

Breitengrad:	52,3768
Längengrad:	9,8045
Bemerkung:	30625
Abfrage durchgeführt am:	13/09/24 09:20:12 (GMT)

Mittelwert der Blitzdichte (01.01.2012 - 31.12.2023):
Resultat: 0.6 Blitze/km² und Jahr



Im Netz kann man etwa über den Aldis-Service die Blitzdichte für seinen Wohnort abfragen. Eine Sicherheit für das eigene Haus kann man daraus aber nicht ableiten.

Es gibt mittlerweile sehr umfassende Blitzstatistiken, die die Blitzdichte für Stadt- und Landkreise oder sogar den eigenen Wohnort erfassen, oben-drei Tabellen und Formeln, mit denen man Einschlagwahrscheinlichkeiten berechnen könnte (siehe ct.de/w1t1). Anhand dessen eine konkrete Gefährdung für das eigene Haus vorherzusagen ist nicht möglich.

„Ich vergleiche den äußeren Blitzschutz mit einer Vollkaskoversicherung. Die schließe ich ja auch nicht in der Hoffnung ab, bald einen Unfall zu bauen. Ich hoffe vielmehr, dass ich sie nie brauche. Wenn es aber doch passiert, bin ich froh, dass ich eine habe“, so Diendorfer. Wenn man sich allerdings für so ein System entscheidet, dann muss man es auch konsequent und richtig umsetzen. Ein Dilemma sieht Diendorfer darin, dass man ein Blitzschutzsystem keiner praktischen Funktionsprüfung unterziehen kann. Hier muss man darauf vertrauen, dass alles ordnungsgemäß ausgeführt wurde.

Einen 100-prozentigen Schutz gegen Blitze gibt es dabei nicht. „Die Normen und Vorschriften erwecken oft den Eindruck, sie wären wissenschaftlich abgesichert. Das ist nicht der Fall“, so Diendorfer. Aus heutiger Sicht wisse man nicht einmal, wie stark Blitze überhaupt werden können. Zudem gibt es weitere kaum berechenbare Phänomene. Starker Wind kann etwa den Blitzkanal soweit verwehen, sodass dieser trotz anfänglichen Einschlags in die Fangeinrichtungen noch ins Haus einschlägt. Und wenn der Fall X dann tatsächlich mehrere Jahre nach der Installation eintrifft und die Anlage doch versagt, ist die Frage zu klären, ob ein Installationsmangel der Blitzschutzanlage vorlag oder tatsächlich ein ungewöhnlich starker Blitz oder Wind verantwortlich gewesen sind.

Weitere Infos:

ct.de/w1t1

Fazit

Blitzschutz im Allgemeinen und Blitzschutz im Zusammenhang mit Photovoltaik-Anlagen sind kon-

trovers diskutierte Themen. Das ist kein Wunder, denn immerhin geht beides mit erheblichen Investitionen einher. Fest steht: Für Privatpersonen gibt es lediglich die Pflicht, das eigene Haus vor Überspannung zu schützen. Das ist nachvollziehbar, denn die Wahrscheinlichkeit, dass ein Blitz im Umkreis einschlägt, ist deutlich größer, als dass er direkt ins Gebäude rauscht. Und eine installierte PV-Anlage erhöht im Regelfall nicht die Wahrscheinlichkeit eines Einschlags.

Blitz- und Überspannungsschäden decken Wohngebäude- und Hausratversicherung ab. Den Bau einer PV-Anlage sollte man seinem Versicherer daher mitteilen und die Anlage als Baustein in den bestehenden Versicherungsschutz integrieren.

Einen äußeren Blitzschutz muss man wegen einer PV-Anlage nicht errichten. Tut man es doch, sollte man beide Systeme sinnvoll zusammenbringen: entweder indem man Abstände zwischen Modulen und Ableitern einhält oder indem man beide Anlagen direkt miteinander kombiniert. (ssi) **ct**



**JETZT IM ABO
GÜNSTIGER LESEN**

GRATIS!

2x Make testen mit über 30 % Rabatt

Ihre Vorteile im Plus-Paket:

- ✓ Als **Heft** und
- ✓ **Digital** im Browser, als PDF oder in der App
- ✓ Zugriff auf **Online-Artikel-Archiv**
- ✓ **Geschenk**, z. B. Make: Tasse

Für nur **19,90 € statt 29 €**

Jetzt bestellen:
make-magazin.de/miniabo





Bild: KI, Collage, heise online

PV-Heimspeicher mit Netzstrom laden

Mit Heimspeicher und dynamischem Stromtarif könnte man sich günstigen Strom für teure Zeiten sichern. Zudem lastet man den Speicher besser aus, und zwar ohne seine Lebensdauer wesentlich zu beeinträchtigen. Ein Selbstläufer ist das nicht, doch dynamische Netzentgelte lassen hoffen.

Von **Sophia Zimmermann**

Heimspeicher sind längst raus aus der Nische. Jede zweite PV-Anlage arbeitet damit. Ihre Hauptaufgabe ist es, den Eigenverbrauchsanteil am selbst erzeugten Strom zu optimieren. Doch es gibt Phasen im Jahr, da steht der PV-Speicher mehr oder weniger nutzlos herum.

Dabei hat er viel mehr Potenzial: Dank dynamischer Stromtarife und den nahenden zeitvariablen Netzentgelten kann man ihn künftig aktiv nutzen, um sich günstige Strompreise für die teuren Stunden des

Tages zu sichern. Diese Speicher-Arbitrage entlastet obendrein die Stromnetze. Die Politik will die Verbraucher mit dem Solarspitzenengesetz sanft in diese Richtung des systemdienlichen Verhaltens stupsen und räumt Betreibern von PV-Heimspeichern mehr Freiheiten beim Beladen mit Netzstrom ein.

Was das konkret bedeutet und welche Voraussetzungen man erfüllen muss, wenn man den Speicher mit Netzstrom beladen will, klärt der Artikel. Dabei spielt sich das Thema auf drei Ebenen ab:

regulatorisch, technisch und wirtschaftlich. Es ist also durchaus komplex. Fakt ist aber auch: Der Markt für Heimspeicher wächst und die Preise für die Technik fallen. Die Frage nach dem Netzbezug wird damit immer relevanter.

Der Markt für Batteriespeicher im Überblick

Gut die Hälfte der 3,4 Millionen auf Einfamilienhäusern installierten PV-Anlagen (2 bis 20 Kilowatt) arbeitet laut der Stromspeicher-Inspektion der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW) mit einem Batteriespeicher (siehe ct.de/wsy8). Insgesamt sind es mittlerweile 1,8 Millionen Stück mit einer Kapazität bis zu 20 Kilowattstunden.

Allein 2024 wurden etwa 580.000 Speicher in Betrieb genommen - beinahe ebenso viele wie im Vorjahr. Dominant sind laut HTW-Inspektion zwei Kapazitätsklassen: Speicher mit 5 bis 6 und mit 10 bis 11 Kilowattstunden Kapazität. Auf sie entfallen mehr als ein Drittel des Marktes. In der Mehrheit sind es DC-gekoppelte (DC = direct current, Gleichstrom) Systeme mit Hybridwechselrichtern, die einen Marktanteil von etwa 90 Prozent erreichen. AC-gekoppelte (AC = alternating current, Wechselstrom) Systeme mit einem eigenen Batteriewechselrichter verlieren dagegen seit Jahren an Marktrelevanz.

Insgesamt sind laut dem Bundesverband Solarwirtschaft in Eigenheimen Batteriespeicher mit einer

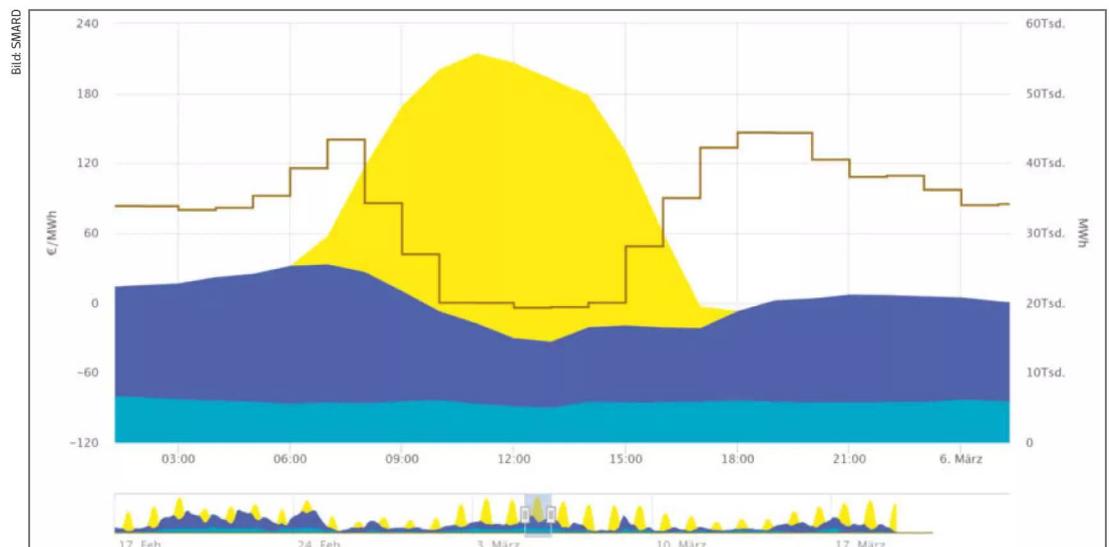
Kapazität von circa 15,4 Gigawatt installiert. Sie sind damit eine ernst zu nehmende Größe für eine gelingende Energiewende, und die Bundesregierung möchte sie künftig stärker einbinden.

Momentan reizen die PV-Anlagenbetreiber ihr Potenzial nicht aus. Laut Stromspeicher-Inspektion stehen Heimspeicher zwischen 1250 und 3500 Stunden im Jahr praktisch leer herum. Das sind immerhin bis zu 40 Prozent aller Stunden eines Jahres - abhängig von der Speichergröße, den tatsächlichen Wetterbedingungen und dem konkreten Nutzungsverhalten. In diesem Standby-Betrieb brauchen sie dann nur Strom, statt ihn bereitzustellen; das können mal 2 Watt sein oder aber im Extrem sogar 64 Watt, wie die Stromspeicherinspektion zeigt. Auch angesichts dessen wirkt der Netzbezug attraktiv.

Solarspitzen gesetz macht den Weg für Netzbezug freier

Bisher war das Beladen des eigenen PV-Heimspeichers mit Netzstrom mit erheblichen Entbehrungen oder größerem technischem Aufwand verbunden. Denn sobald man als PV-Anlagenbetreiber seinen Heimspeicher nicht nur mit eigenem Sonnen-, sondern auch mit grauem Netzstrom belud, war die Einspeisevergütung schnell futsch. Grünen Sonnenstrom erklärte man dann insgesamt zu grauem Strom. Technische Lösungen wie Energieflussrich-

Die solare Mittagspitze durch die solare Stromerzeugung belastet die Netze und lässt die Börsenstrompreise fallen. Das Solarspitzen gesetz will die Spitze nun glätten.



tungs-Sensoren oder ein zweiter Zähler wären möglich gewesen, aber: „Wir haben die bittere Erfahrung gemacht, dass die meisten Netzbetreiber völlig überfordert waren, wenn man mit einem zweiten Zähler gearbeitet hat“, so Felix Dembski vom Speicherhersteller Sonnen.

Die Ampelregierung hat mit einer Novelle des Energierechts nun den Weg freier gemacht. Bekannt ist sie unter dem Namen Solarspitzengesetz. Ziel ist es, die solaren Mittagsspitzen zu verhindern und so das Netz zu entlasten. Das Gesetz erkennt an, dass Heimspeicher hierfür ein wichtiger Baustein sind und forciert ihre intelligentere, netzdienliche Nutzung.

Pauschaloption und Direktvermarktung

Künftig behält man trotz Netzbezugs die Einspeisevergütung – zumindest anteilig. Geregelt ist das unter § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Form der „Pauschaloption“. Sie geht grob davon aus, dass etwa 50 Prozent des von der eigenen PV-Anlage erzeugten Stroms ins Netz abfließen und die anderen 50 Prozent direkt im Haushalt verbraucht werden. Anspruch auf Einspeisevergütung hat man dann auf bis zu „500 Kilowattstunden pro Kalenderjahr je Kilowatt installierter Leistung“, so das Gesetz. Der Strom in dem Speicher mit Netzbezug wird nun also nicht mehr als rein grau, sondern als grün-graugestreift betrachtet.

Beispiel: Hat man eine PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 10 Kilowatt und einer erwarteten Stromernte von 10.000 Kilowattstunden im Jahr, würde man für 5000 eingespeiste Kilowattstunden die Einspeisevergütung bekommen. Es muss nicht mehr exakt nachvollzogen werden, ob dieser Strom jetzt aus dem Speicher oder aus der PV-Anlage kommt. Die Einspeisevergütung liegt für Anlagen, die ab 1. Februar 2025 in Betrieb gegangen sind, bei 7,94 Cent pro Kilowattstunde.

Was passiert mit dem weiteren Strom? Damit man von der Pauschaloption nach § 19 EEG profitieren kann, muss man sich mit seiner Anlage in die Direktvermarktung begeben. Dafür benötigt man einen Dienstleister. Eine Google-Suche zeigt allerdings, dass die Auswahl an Anbietern für kleine Anlagen noch gering oder an ein bestimmtes Speicher-Setting gebunden ist. Sonnen vermarktet bisher beispielsweise nur den Strom seiner Kunden; Bedingung ist also die Sonnenbatterie des Herstellers. Wirtschaftlich sind sich Direktvermarktung und Einspeisevergütung recht ähnlich, so Dembski: „Wenn

der Direktvermarkter seinen Job gut macht, dann holt der sogar etwas mehr Geld raus am Strommarkt, sodass man bei mehr als 8 Cent pro Kilowattstunde herauskommen kann.“

Die Bundesnetzagentur muss für das ganze Verfahren allerdings noch genaue Regeln aufstellen. Dembski rechnet damit, dass das noch bis zum Ende des Jahres dauern wird. Laut Gesetz hat die BNetzA dafür sogar eine Frist bis zum Juni 2026.

Smart Meter ist Pflicht

Das heißt allerdings auch: Wer sich nicht in die Direktvermarktung begibt, verzichtet weiterhin auf die Einspeisevergütung, wenn er seinen Speicher mit Netzstrom beladen will und nicht eindeutig nachweisen kann, dass er aus dem Speicher nichts einspeist. „Der Gesetzgeber übt also keinen Zwang aus, sich in die Direktvermarktung zu begeben. Aber er übt einen eher unsubtilen Druck auf die Akteure aus“, so Dembski.

Um an der Pauschaloption teilnehmen zu können, benötigt man einen Smart Meter. Er ist auch Voraussetzung für die Direktvermarktung. Neue PV-Anlagen, die voll einspeisen wollen, kommen um die Technik ohnehin nicht herum. Laut Solarspitzengesetz müssen sie ab Inbetriebnahme in dem technischen Zustand sein, dass der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln kann, heißt es im Gesetz. Das bedeutet, sie müssen mit Smart Meter und intelligenter Steuerungseinheit inklusive Steuerbox ausgestattet sein. Ist das nicht der Fall, muss die Einspeiseleistung (nicht die Menge) auf 60 Prozent der installierten Leistung begrenzt werden. Dies gilt, bis die Anlage mit der entsprechenden Technik ausgestattet ist.

Für etliche Haushalte besteht bereits die Pflicht zum Smart Meter, wenn sie mehr als 6000 kWh pro Jahr verbrauchen, eine PV-Anlage mit mehr als 7 kW installierter Leistung besitzen oder eine „steuerbare Verbrauchseinrichtung“ wie eine Wärmepumpe oder einen Speicher nutzen.

Dynamische Tarife und Speicher

Mit einem Smart Meter ist man auch fit für dynamische Stromtarife. Seit Anfang des Jahres sind die Energieversorger verpflichtet, diese anzubieten (siehe auch ab Seite 42). Sie geben die aktuellen Börsenstrompreise an die Verbraucher weiter und die schwanken innerhalb eines Tages aufgrund von

Angebot und Nachfrage. Morgens und abends steigen die Preise, da Haushalte und Unternehmen viel Strom benötigen, während sie nachts aufgrund der geringen Nachfrage sinken. Erneuerbare Energien spielen ebenfalls eine große Rolle: Mittags sorgt etwa ein hohes Solarstromangebot für niedrigere Preise, während abends ohne Sonne und bei hoher Nachfrage die Preise steigen.

Teils fallen die Börsenstrompreise bei einem Überangebot von Sonne und Wind ins Negative. In den vergangenen Jahren wuchs die Zahl der Stunden mit negativen Großhandelspreisen: Laut Bundesnetzagentur waren es im vergangenen Jahr 457 Stunden, im Vorjahr noch 301 (siehe ct.de/wsy8).

Solche Stunden treten vornehmlich in den Mittagsstunden der Sommermonate auf, in denen man als PV-Anlagenbetreiber selbst gut mit eigenem Strom ausgestattet ist. Sie kommen aber auch zum Jahreswechsel im Winter und in den Übergangsmontaten vor.

Es wäre doch verlockend, wenn man einen Teil der „leeren“ Akkustunden dann sinnstiftend füllt, indem man Strom zu günstigen Zeiten einkauft, zwischenspeichert und später nutzt, wenn die Preise steigen. Ob sich das allerdings lohnt, hängt entscheidend davon ab, wie viel man tatsächlich für die Kilowattstunde bezahlt.

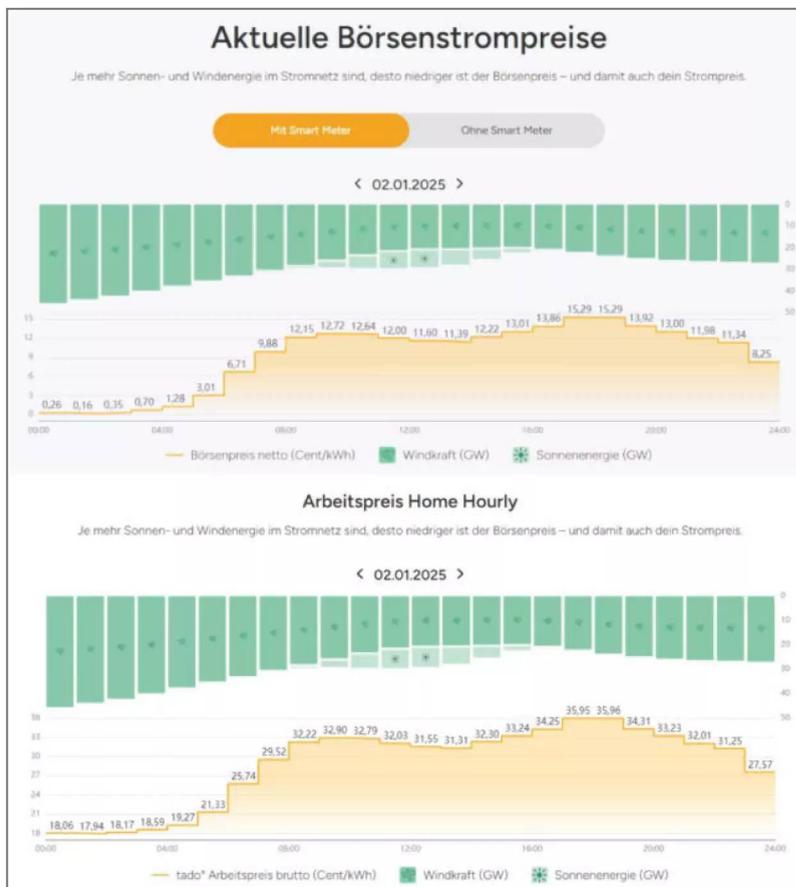
Zu viele fixe Anteile

Niedrige oder gar negative Börsenstrompreise bedeuten mitnichten günstige oder negative Strompreise für Endverbraucher. Dafür hat der Haushaltsstrompreis selbst mit dynamischen Stromtarifen zu viele fixe Anteile. Allen voran sind das die Netzentgelte. Das sind Kosten für die Netzinfrastruktur, die letztlich auf alle Endverbraucher umgelegt werden. Laut dem Bundesverband Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hatten sie 2024 einen Anteil von knapp 30 Prozent am Strompreis für Haushaltskunden, wobei die Netzentgelte regional schwanken. Einen dicken Batzen machen zudem staatliche Preisbestandteile wie Steuern, Abgaben und Umlagen aus. Auch sie hatten 2024 laut BDEW einen Anteil von knapp 30 Prozent am Haushaltsstrompreis (siehe ct.de/wsy8).

Der Spielraum für niedrige Endkundenpreise ist also begrenzt. Was das bedeuten kann, veranschaulicht etwa Energieversorger Tado auf seiner Website (siehe ct.de/wsy8). Pickt man sich etwa einen windreichen Januartag ohne nennenswerte PV-Erzeugung heraus wie den 2. Januar 2025, dann war der Börsenstrompreis mit 0,16 Cent pro Kilowattstunde in den frühen Morgenstunden besonders günstig. Der Arbeitspreis, den Tado in seinem Hourly-Tarif an die Kunden weitergegeben hat, lag in Nordthüringen etwa bei 17,94 Cent. Ein Aufschlag von knapp 17,8 Cent pro Kilowattstunde.

Zwischenspeichern ist nicht gratis

Ein Strompreis von unter 20 Cent pro kWh klingt erst einmal nach einem guten Geschäft, doch betrachtet man die Zwischenspeicherung aus einer rein wirtschaftlichen Perspektive, muss man auch die Inves-



Bei dynamischen Tarifen kommt auf die niedrigen Börsenstrompreise noch einigen drauf, insbesondere Netzentgelte.



Bild: BYD

BYD dürfte mit seinen Battery-Box-Premium-HVS-Modelle in viele PV-Anlagen integriert sein.

tionskosten und die Lebensdauer des Speichers betrachten. Das gilt insbesondere dann, wenn man mit dem Gedanken spielt, einen Speicher ausschließlich für die Speicher-Arbitrage anzuschaffen. Die meisten PV-Anlagenbesitzer haben wahrscheinlich bereits kalkuliert, ob sich der Speicher allein für den „Sommerbetrieb“ lohnt, und dementsprechend die Anschaffung beschlossen.

Tatsächlich sinken die Preise für Heimspeicher. Laut Johannes Weniger von Forschungsgruppe Solar-speichersysteme der HTW bekommt man sie als Endkunde für um die 500 Euro pro Kilowattstunde ohne Wechselrichter. Einen Hybridwechselrichter mit einer Nennleistung von 10 kW gibt es für 1000 bis 2000 Euro. Dabei gilt: Je mehr Zyklen der Speicher absolviert und je besser seine Nutzung auf den täglichen Bedarf abgestimmt ist, desto schneller amortisiert sich die Investition. Dabei garantieren die Hersteller der Heimspeicher meist eine gewisse Zyklenzahl, nach der die Geräte noch eine Restspeicherkapazität von 80 Prozent erreichen.

Die Angaben schwanken stark zwischen 4000 und 10.000 Zyklen. Ausgehend von einem Preis von 500 Euro pro Kilowattstunde für einen idealen Speicher, würde jede entnommene Kilowattstunde in diesem Fall 5 bis 12 Cent kosten. Das ist natürlich eine sehr grobe Rechnung. Für die isolierte Betrachtung des Speichers ist sie allerdings nützlich, da sie eine klare Vergleichsgröße in Cent pro kWh liefert, die man später mit Netzstrompreisen vergleichen kann. Eine Schwäche ist, dass sie davon ausgeht, dass man die mögliche Zyklenzahl auch ausschöpft, das dürfte eine sehr individuelle Angelegenheit sein. Das Speichermonitoring der RWTH Aachen geht etwa davon aus, dass man auf 250 Vollzyklen im Jahr kommt. In zehn Jahren wäre man dann erst bei 2500 Zyklen. Der Preis pro Kilowattstunde wäre damit also deutlich höher – eher in Richtung 20 Cent pro Kilowattstunde.

Weniger Zyklen bedeuten höhere Speicherkosten pro kWh, da sich die Investition auf weniger genutzte Energie verteilt. Das verdeutlicht allerdings, warum es attraktiv sein kann, den Akku zusätzlich mit Netzstrom zu beladen. Für eine detailliertere Wirtschaftlichkeitsanalyse des Gesamtsystems müsste man überdies weitere Kennwerte einbeziehen, etwa den verringerten Netzstrombezug.

In den 5 bis 20 Cent pro Kilowattstunde fehlen obendrein noch die Effizienzverluste durch die Systeme. Die können aber deutlich ausfallen, wie die Stromspeicher-Inspektion der HTW Berlin zeigt. An dem etablierten Vergleich der Energieeffizienz beteiligten sich 2025 17 Hersteller mit 22 Stromspeichersystemen. Drei Wirkungsgrade sind hier entscheidend, erklärt Johannes Weniger von der HTW: Es handelt sich um die Verluste beim Laden der Batterie, die Verluste im Batteriespeicher selbst und die Verluste beim Entladen über den Wechselrichter. „Wenn man diese drei Wirkungsgrade verkettet, die beispielsweise jeweils in einer Größenordnung von 95 Prozent liegen, reden wir über einen Wirkungsgrad von insgesamt etwa 85 Prozent.“ Tatsächlich ist die Gesamteffizienz vieler Systeme höher.

Schwankungen bei der Gesamteffizienz der Systeme

Die Stromspeicher-Inspektion zeigt, dass neben den Umwandlungsverlusten noch weitere Faktoren die Gesamteffizienz eines Stromspeichersystems beeinflussen. Wie viel Watt verbraucht das Speichersystem, wenn die Batterie nachts entladen ist? Wie

Kosten pro Kilowattstunde aus dem Speicher

Ausgehend von Investitionskosten von 500 Euro pro Kilowattstunde Speicherkapazität

Zyklenanzahl	Theoretische Kosten (100 % Wirkungsgrad)	96,4 % Wirkungsgrad	89,3 % Wirkungsgrad
10.000	5,0 Cent/kWh	5,19 Cent/kWh	5,60 Cent/kWh
4.000	12,5 Cent/kWh	12,97 Cent/kWh	14,00 Cent/kWh
2.500	20,0 Cent/kWh	20,74 Cent/kWh	22,39 Cent/kWh

schnell reagiert das Speichersystem auf eine Änderung der Stromnachfrage im Haus und wie genau ist die Regelung? Die HTW berücksichtigt diese Parameter im sogenannten System Performance Index (SPI), mit dem sie die erhältlichen Systeme bestehend aus Wechselrichtern und Speichern bewertet. Dazu vergleicht die HTW ein reales Speichersystem mit einem theoretisch verlustfreien Speicher. Der SPI veranschaulicht, wie nah das getestete System an der optimalen Nutzung liegt.

In der 10-kW-Klasse lag der Bestwert beispielsweise bei 96,4 Prozent Gesamteffizienz. Das schlechteste System in der 10-kW-Klasse erreichte hingegen nur 89,3 Prozent. Das schlägt sich in den

Kosten für jede entnommene Kilowattstunde deutlich nieder:

Dynamische Tarife reichen noch nicht

Schlägt man die Kosten für die Speicher-Kilowattstunde also auf den dynamischen Tarif auf, zeigt sich, dass die Speicher-Arbitrage damit wirtschaftlich noch nicht interessant ist. Um beim Beispiel der 17,94 Cent pro kWh vom 2. Januar 2025 zu bleiben: Müsste man 5,19 Cent pro kWh aufschlagen, käme man bei etwa 23 Cent pro kWh raus. Muss man für die Speicherstunde aber beispielsweise 14 Cent pro kWh einplanen, wäre man bei knapp 32 Cent pro kWh.

Der durchschnittliche Strompreis für die Haushalte liegt im derzeitigen Mittel für 2025 laut BDEW bei 39,80 Cent pro kWh. Da klingt die Speicherung in beiden Fällen nach einer verlockenden Idee. Neukunden kommen aktuell deutlich günstiger an Strom – laut Verivox für 28 Cent pro kWh brutto (siehe ct.de/wsy8). Die Preisgarantie liegt bei fixen 12 Monaten. Das weniger effiziente Speichersystem wäre in diesem Fall wirtschaftlich nicht mehr attraktiv. Und bei einem Fixpreis muss man sich auch keine Gedanken darüber machen, dass die Preise an den Strombörsen steigen können. In den Abendstunden des 6. November 2024 kletterten die beispielsweise auf über 80 Cent pro Kilowattstunde. Für PV-Besitzer gilt ohnehin: Besonders tief sind die Börsenstrompreise, wenn

Im Praxiseinsatz

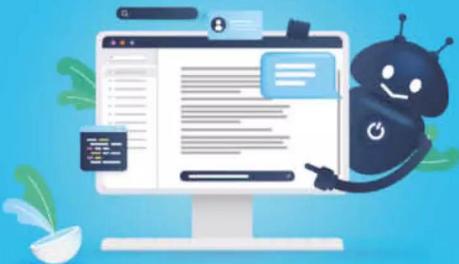
KI-Schreibwerkzeuge

ct
WEBINAR



Jetzt informieren:

webinare.heise.de/ki-schreibwerkzeuge



auch die eigene Anlage viel Ertrag bringt und man ohnehin kaum Netzstrom bezieht.

Gamechanger zeitvariable Netzentgelte?

Ein Gamechanger könnten zeitvariable Netzentgelte sein. Netzbetreiber müssen sie seit April 2025 anbieten. Sie sollen sich wie dynamische Stromtarife an der aktuellen Netzlast und der Stromerzeugung orientieren. In Anspruch kann sie nehmen, wer eine steuerbare Verbrauchseinrichtung gemäß Paragraph 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 14a EnWG) mit einer elektrischen Leistung über 4,2 kW betreibt. Das können also etwa Wallboxen, Wärmepumpen und eben Speicher sein.

Bereits jetzt gibt es für betroffene Geräte ein reduziertes Netzentgelt. Wie das ausgestaltet ist, regeln verschiedene Module, für die sich die Verbraucher entscheiden. Modul 1 beschreibt etwa einen pauschalen Rabatt, Modul 2 eine prozentuale Reduzierung für einen separaten Zähler, zum Beispiel für eine Wärmepumpe.

Im April kam Modul 3 mit den besagten zeitvariablen Netzentgelten hinzu. Vorgesehen sind laut Bundesnetzagentur mehrere Zeitfenster mit drei Preisstufen: Hochlasttarif (HT), Standardlasttarif (ST) und Niedriglasttarif (NT). Die Zeitfenster und Preisstufen sollen kalenderjährlich festgelegt werden. Die Netzbetreiber haben ihre Tarife veröffentlicht – und hier zeigen sich starke Unterschiede.

Einsparung stark vom Netzbetreiber abhängig

Die Zeit zwischen 17:30 und 20:30 Uhr fällt beim Netzbetreiber Energieversorgung Weser-Ems (EWE) etwa in die Hochlasttarifstufe, das Netzentgelt liegt dann bei 8,6 Cent pro Kilowattstunde. In der Niedriglaststufe zwischen 23 und 5 Uhr zahlt man dagegen lediglich 0,49 Cent (siehe ct.de/wsy8).

Die Thüringer Energienetze (TEN) definieren gleich drei Zeiten für die Hochlasttarifstufe: 11:45 bis 13:00 Uhr, 18:45 bis 20:30 Uhr und 22:25 bis 23:15 Uhr (siehe ct.de/wsy8). Das Netzentgelt soll dann bei 11,86 Cent pro kWh liegen. Die Niedriglaststufe setzt der Netzbetreiber zwischen 01:30 und 4:30 Uhr an – fällig werden 3,52 Cent pro kWh. Der Rest des Tages fällt in die Standardlasttarifstufe für 8,8 Cent pro kWh.

Was ein zeitvariables Netzentgelt also bringt, hängt stark vom konkreten Netzbetreiber ab. Ein weiterer größerer Hebel ist hier außerdem die Mehr-

wertsteuer, die bei einem niedrigen Strompreis ebenfalls niedriger ausfällt. Um grob abschätzen zu können, was das möglicherweise bedeutet, bleiben wir beim Beispiel 2. Januar 2025 und dem Preis von 17,94 Cent pro Kilowattstunde. Das Netzentgelt in diesem Postleitzahlengebiet liegt momentan bei 8,8 Cent pro kWh, würde es auf 0,49 Cent pro kWh fallen, dann würde man die Kilowattstunde für gut 11 Cent pro kWh bekommen.

Das könnte den Heimspeicher, losgelöst von der PV-Anlage, perspektivisch attraktiv machen. Momentan fehlt es hierzulande noch an Erfahrungen mit den zeitvariablen Netzentgelten. Und auch die Auswahl an schlüsselfertigen Systemen ist eher mau. Das könnte sich bald ändern. Tibber hat beispielsweise angekündigt, seinen Homevolt-Speicher noch in diesem Jahr auch in Deutschland auf den Markt bringen zu wollen. In den Niederlanden und Schweden gibt es die Technik bereits. Über die Tibber-App kann man den Homevolt steuern und ihn intelligent laden. Er holt sich immer dann Strom aus dem Netz, wenn er besonders günstig ist. Den passenden Stromtarif kann man ebenfalls über Tibber abschließen, theoretisch ist es aber sogar mit anderen Stromanbietern möglich.

Fazit

PV-Anlage und Heimspeicher gehören mittlerweile zusammen wie Ernie und Bert. Aufgrund der niedrigen Einspeisevergütung ist es sinnvoll, möglichst viel PV-Strom selbst zu verbrauchen. Mit dem Solarspitzengesetz hat die gerade abgewählte Ampelregierung den Weg dafür freigemacht, den PV-Heimspeicher darüber hinaus intensiver in den eigenen Stromverbrauch zu integrieren.

Entlädt er sich nicht nur ins Netz, sondern bezieht auch Strom daraus, verschafft man ihm eine Aufgabe für den Zeitraum zwischen November und Februar. Damit kann er sich schneller amortisieren. Mithilfe dynamischer Stromtarife gepaart mit zeitvariablen Netzentgelten könnte man sich so günstigen Strom etwa aus der Nacht sichern und am Morgen und am Abend verbrauchen, wenn die Preise wieder steigen. Mit so einem Verhalten würde man auch das Netz entlasten.

Ob es sich künftig lohnt, einen Heimspeicher gezielt ohne PV-Anlage anzuschaffen, hängt maßgeblich davon ab, was die zeitvariablen Netzentgelte tatsächlich bringen. Hier fehlen noch die Erfahrungen und die schlüsselfertigen Lösungen. Die sind aber in Sicht.

(ssi) **ct**

Weitere Infos:

ct.de/wsy8

Make + Oxocard

Einfach einsteigen in Elektronik und Programmierung



Das erwartet Sie im Make Special:

-  In NanoPy programmieren
-  Stromkreise verstehen
-  Sensoren auswerten
-  Servo-Motor ansteuern
-  Projekte: Blinker, Lichtdimmer, Alarmanlage u.v.m.

Jetzt
reinschauen!



shop.heise.de/make-oxocard24





(Bild: Kireel/Shutterstock.com)

Solarzellen mit 50 Prozent Wirkungsgrad

Die aktuellen Siliziumzellen erreichen bald ihre Effizienzgrenze von knapp 30 Prozent. Doch mit neuen Materialien ist für die Solarzellen der nächsten Generation mehr drin: Dank höherem Wirkungsgrad und weniger Materialverbrauch erschließen sie neue Anwendungsmöglichkeiten, beispielsweise könnten bald Fenster Strom liefern.

Von **Sophia Zimmermann**

Die Photovoltaik hat in den vergangenen Jahren Millionen von Dächern erobert. Dabei ist sie platzhungrig. Um eine Anlage mit einer Leistung von 10 Kilowatt zu installieren, benötigt man mit heute verfügbaren Systemen mehr als 40 Quadratmeter nutzbare Fläche. Die nächste Solar-

zellengeneration könnte etwa mit der Hälfte auskommen – und damit auch die Material- und Montagekosten senken. Höhere Wirkungsgrade machen es möglich.

Mehr Leistung pro Fläche ist zudem überall dort nützlich, wo man weise mit dem verfügbaren Platz

haushalten muss, wie auf dem Auto oder in der Landwirtschaft (Agri-PV). Obendrein könnten die hoch-effizienten Solarzellen ganz neue Anwendungen erschließen und beispielsweise jedes Fenster in eine Energiequelle verwandeln. Erste Projekte wie das Zeiss Solar Window gibt es bereits. Hier leitet ein holografischer Film einfallendes Licht in kleine Solarzellen im Fensterrahmen. Je höher ihr Wirkungsgrad, desto höher die Ausbeute an elektrischer Energie – desto interessanter für künftige Bauherren.

Mit aktuellen Silizium-Modulen dürfte das kaum wirtschaftlich gelingen. Ablösung ist in Sicht: Materialgruppen wie Perowskit- oder III-V-Halbleiterverbindungen und komplexere Bauweisen wie Tandem-Solarzellen sollen das Leistungsplateau der aktuellen Modul-Generationen durchbrechen. Welche Wirkungsgrade möglich und welche Techniken besonders vielversprechend sind, klärt der Artikel.

Bedeutung von hohen Wirkungsgraden

Doch warum ist die Jagd nach immer höheren Wirkungsgraden so spannend? Der Wirkungsgrad gibt an, wie viel der einfallenden Sonnenenergie eine Zelle in elektrische Energie umwandeln kann. Je höher der Wirkungsgrad, desto weniger Fläche benötigt man, um eine bestimmte Leistung zu erzielen. Anders gesagt: Ein höherer Wirkungsgrad spart Platz und Material.

Das ist Preis entscheidend, darauf weist etwa die European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics (ETIP PV) hin. Die Beratungseinrichtung ist eine wichtige Plattform in Europa, die sich auf die Forschung, Entwicklung und Innovation im

Bereich der Photovoltaik (PV) konzentriert. Sie sieht in höheren Wirkungsgraden und einer gesteigerten Stromernte in Kilowatt pro Quadratmeter einen sehr starken Hebel zur Senkung der Stromgestehungskosten (LCOE). Weniger Fläche für den gleichen Energieertrag bedeutet immerhin, dass man die Fixkosten etwa für Land und Installation auf mehr Energieertrag verteilen kann. Dass eine Anlage bei gleicher Leistung kleiner ausfallen kann, ist auch überall dort entscheidend, wo Platz knapp ist: auf dem Dach, in urbanen Umgebungen, in der Landwirtschaft oder auch in der Gebäude- und Fahrzeug-integrierten Photovoltaik.

Silizium-basierte Zellen kommen hier langsam an ihre Grenzen. Laut der „International Technology Roadmap for Photovoltaics“ des Verbands Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer (VDMA) haben sie heute einen Anteil von etwa 97 Prozent am gesamten Photovoltaik-Markt. Dabei gibt es drei wesentliche Zelltypen: PERC, TOPcon und Silizium-Heterojunction.

Die Zelltypen unterscheiden sich in ihrem Aufbau und damit in der Effizienz, mit der sie das einfallende Sonnenlicht in Strom umwandeln. **PERC-Zellen** (Passivated Emitter and Rear Contact) sind derzeit noch am weitesten verbreitet. Sie haben eine spezielle Beschichtung auf der Rückseite, die die Sonnenstrahlen, die das Solarmodul ungenutzt passiert haben, zurück in die Zelle reflektiert. Man nennt eine solche Schicht auch Passivierungsschicht. **TOPCon-Zellen** (Tunnel Oxide Passivated Contact) sind eine Weiterentwicklung von PERC und nutzen eine dünne Oxidschicht sowie eine zusätzliche Siliziumschicht, um die Lichtausbeute weiter zu erhöhen und damit die Effizienz zu steigern. Ähnlich ist es bei **SHJ-Zellen** (Silicon Heterojunction). Das monokristalline Silizium ist hier allerdings beidseitig mit dünnen Schichten aus amorphem Silizium beschichtet. Amorphes Silizium (a-Si) ist eine nicht kristalline Form von Silizium, bei der die Atome keine regelmäßige Gitterstruktur aufweisen. In der SHJ-Zelle dient es als Passivierungsschicht, zudem hat es dafür bekannt, auch diffuses Licht effizienter in Strom umzuwandeln.

Grenze bei 29,43 Prozent

Beim Wirkungsgrad liegen die verschiedenen rein Silizium-basierten Zellen derzeit wenige Prozentpunkte auseinander. Laut des ITRPV kommen die PERC-Zellen aus der Massenproduktion heute durchschnittlich auf 23,5 Prozent. TOPcon-Zellen liegen

Am Markt verfügbare Zellen haben heute durchschnittliche Wirkungsgrade von 23,5 bis 24,5 Prozent. Sie sind schon sehr nah an dem dran, was theoretisch mit Silizium möglich ist.

Bild: eva_bianco / Shutterstock



demnach durchschnittlich bei 24,2 Prozent und SHJ bei 24,5 Prozent. In den vergangenen zehn bis fünfzehn Jahren gab es in der Produktion einen jährlichen Wirkungsgradgewinn von etwa 0,5 Prozent. Damit dürfte zumindest für reine Silizium-Zellen bald Schluss sein.

„Die Photovoltaik-Forschung und -Industrie waren in den vergangenen Jahren extrem erfolgreich darin, den Wirkungsgrad zu verbessern und sind schon relativ nah an dem dran, was maximal mit reinen Silizium-Solarzellen möglich ist“, erklärt Martin Hermle, Leiter des Forschungsprogramms Perowskit-Silizium-Tandem-Photovoltaik am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Demnach liegt die Grenze des Wirkungsgrads für reine Silizium-Zellen bei 29,43 Prozent, wie auch Berechnungen des ISE zeigen.

Das ist so, weil Sonnenlicht eine breite Energieverteilung aufweist. Solarzellen, die nur aus einem Material bestehen, wie kristallinem Silizium, können nicht das ganze Sonnenspektrum gleich effizient in elektrische Energie umwandeln. Das liegt daran, dass die verwendeten photovoltaischen Materialien eine energetische Bandlücke haben. Im Fall von Silizium beträgt diese 1,12 Elektronenvolt (eV). Die Bandlücke beschreibt den Energieabstand, der überwunden werden muss, damit Elektronen von einem niedrigen Energieniveau (Valenzband) auf ein höheres (Leitungsband) gehoben werden können und somit die Energie der Sonne in elektrische Energie umgewandelt wird. Die passende Bandlücke ist daher einer der Schlüssel zur Effizienz von Solarzellen.

Hermle betont, dass die 29,43 Prozent für ideale Solarzellen unter idealen Bedingungen gelten. Im Labor arbeiten Forscherinnen und Forscher zudem mit kleineren Zellen, die beispielsweise mit geringeren Verlusten etwa durch Widerstände kämpfen. Reale Solarzellen weisen stets materialbedingte Verluste und herstellungsbedingte Einschränkungen auf, sodass die praktisch erreichbaren Wirkungsgrade niedriger ausfallen als das theoretische Potenzial. „Auf großen Solarzellen sehen wir Weltrekorde schon bei 27,4 Prozent. Das ist beinahe Industriegröße und mit produktionsnahen Techniken“, so Hermle. Er geht davon aus, dass das praktische Limit von etwa 27 Prozent in den nächsten fünf Jahren auch in der industriellen Produktion erreicht wird. Dann werden keine höheren Wirkungsgrade mehr mit reinen Silizium-Zellen möglich sein. Es geht dann nur noch darum, die Kosten weiter zu reduzieren, indem man schneller produziert oder mit

weniger Materialien auskommt – beziehungsweise von Materialien wie Silber als Leiter wekommt.

Wie sich der Wirkungsgrad auf den Flächenbedarf auswirkt, veranschaulicht ein grob vereinfachtes Beispiel: Stellen wir uns vor, wir wollten mit den Zellen eine installierte Leistung von 10 Kilowatt beziehungsweise eine Stromernte von 10.000 Kilowattstunden im Jahr erreichen. Die Sonneneinstrahlung liegt bei 1000 Watt pro Quadratmeter und wir kommen auf 1000 Volllaststunden im Jahr. Mit Zellen, deren Wirkungsgrad bei 23,5 Prozent liegt, müsste man theoretisch eine Fläche von etwa 42,5 Quadratmetern belegen, um auf die gewünschte installierte Leistung zu kommen. Zellen, die einen Wirkungsgrad von 29,43 Prozent erreichen, benötigen dafür knapp 34 Quadratmeter, etwa 8,6 Quadratmeter weniger. Eine Steigerung des Wirkungsgrads um etwa sechs Prozentpunkte führt zu einer Flächensparnis von gut 20 Prozent.

Es ist also kein Wunder, dass landauf und landab an effizienteren Zellen geforscht wird. Dabei gibt es bereits einen unangefochtenen Spitzenreiter, der reine Siliziumzellen weit übertrifft.

Das sind die effizientesten Solarzellen

Die aktuellen Zell-Rekorde kann man im Effizienz-Chart des National Renewable Energy Laboratory (NREL) einsehen. Das NREL untersteht dem Energieministerium der USA und ist bekannt für das interaktive Chart, das die Entwicklungen in der Zellforschung der vergangenen 50 Jahre zusammenträgt. Ganz oben in dieser Grafik taucht das Fraunhofer ISE auf. Schon 2022 konnten die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler eine kleine Zelle mit einem Wirkungsgrad von 47,6 Prozent zeigen. Es handelt sich um sogenannte III-V-Mehrfach-Zellen. Die Ziffern III und V beziehen sich darauf, dass hier Materialien der Gruppe III und V des Periodensystems zum Einsatz kommen.

Im konkreten Fall der ISE-Zelle handelt es sich um eine sogenannte Tandemkonstruktion. Die obere Solarzelle besteht aus Gallium-Indium-Phosphid (GaInP) und Aluminium-Gallium-Arsenid (AlGaAs), die untere aus Gallium-Indium-Arsenid-Phosphid (GaInAsP) und Gallium-Indium-Arsenid (GaInAs). Das ISE spricht auch von Vierfachsolarzelle.

Das Tandem ist der Schlüssel zum Erfolg: „Je mehr solcher Materialien man kombiniert, desto höher ist der theoretische Wirkungsgrad“, so Hermle. Denn die Zelle hat damit nicht nur eine halbleiterspezifi-

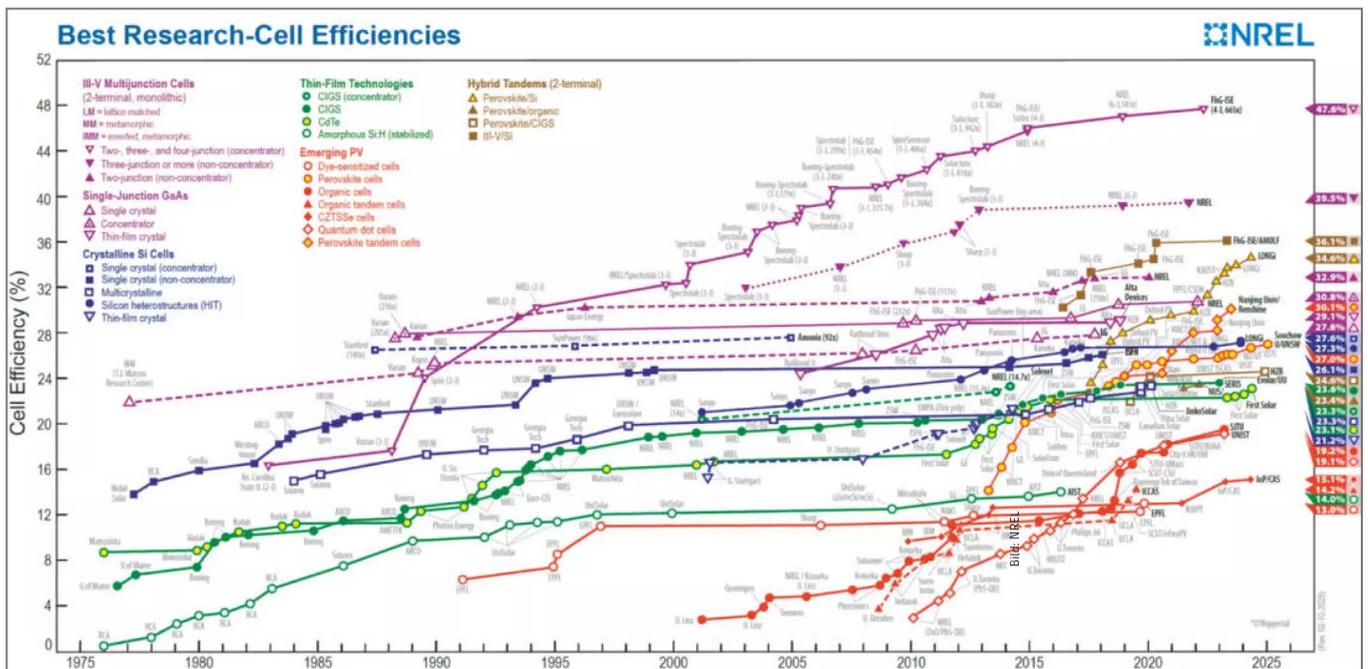
sche Bandlücke, sondern mehrere. Sie kann also einen größeren Wellenlängenbereich des Sonnenlichts absorbieren und in elektrische Energie umwandeln. Die Forscher des ISE haben bei diesen Zellen zudem das einfallende Licht zusätzlich mithilfe von Linsen konzentriert, um den Wirkungsgrad weiter zu steigern. Ein weiterer Vorteil der Zellen: Man kann sie sehr dünn gestalten.

Um beim 10-kW-Beispiel zu bleiben: Mit den Mehrfach-Zellen mit einem Wirkungsgrad von 47,6 Prozent würde eine Fläche von etwa 21 Quadratmetern ausreichen, um jährlich etwa 10.000 Kilowattstunden zu ernten.

Die Zellen sind bereits seit Jahren im Einsatz. Alle Satelliten, die momentan um uns herumschwirren, haben solche Gallium-Arsenid-Mehrfachzellen an Bord, sagt ISE-Mann Hermle: „Hier ist Wirkungsgrad pro Kilogramm die entscheidende Größe und nicht der Wirkungsgrad pro Euro. Das kostspieligste ist es schließlich, den Satelliten nach oben zu schießen - und da kommt es natürlich auf jedes Gramm an.“

Seit Jahren versucht man, die Technik auf die Erde zu holen. Doch die Herstellung der Zellen ist komplex und teuer. Verschiedene Materialien wie Gallium, Arsen oder Phosphor werden beim Produktionsprozess gasförmig in einen Reaktor geleitet. Und deren Atome müssen sich dann so optimal auf dem Substrat positionieren, dass ein möglichst perfektes Gitter wachsen kann. Perfekt bedeutet in dem Fall auch, dass der Prozess nur langsam vorangeht, erklärt Hermle. Eine hohe Materialqualität ist entscheidend für die hohen Wirkungsgrade. Um die Zellen erfolgreich auf den Massenmarkt zu bringen, muss man diesen Wachstumsprozess beschleunigen, ohne die Qualität zu vermindern.

Aktuell sind die Herstellungskosten von III-V-Zellen etwa um den Faktor 1000 höher als für die Herstellung von Silizium-Zellen. Module mit der Technik wird es daher so schnell nicht für den breiten Markt geben. Damit rechnet Hermle frühestens, wenn Silizium-Module endgültig Wirkungsgrad-mäßig ausentwickelt sind: „Dann steigt der Druck auf neue



Da ist einiges los: Das Effizienz-Chart des NREL trägt die Entwicklungen der Zell-Forschung der vergangenen 50 Jahre zusammen. Der Abstand der ISE Zelle auf III-V-Multijunction-Basis ist dennoch gut zu erkennen.



Bild: Fraunhofer ISE

**Labor-Spitzenreiter beim Wirkungsgrad:
Vierfachsolarzelle des Fraunhofer ISE.**

Technologien. Und dann kann es schon sein, dass so etwas kommt.“ Allerdings ist hier noch viel Forschung nötig, um die Herstellungsprozesse zu optimieren. „Dass dieser Zelltyp physikalisch gut funktioniert, haben wir schon gezeigt“, so Hermle. Zudem seien diese Zellen so langzeitstabil wie reines Silizium.

Die Spezialisten vom ISE gehen davon aus, dass die Kosten in den nächsten Jahren um den Faktor 10 reduziert werden könnten. Erste Anwendungen könnten sich dort ergeben, wo der Platz sehr begrenzt ist, etwa auf Autos.

**Perowskit-Silizium-Tandemzellen
in den Startlöchern**

Eine andere Technik ist der Einführung in den Massenmarkt womöglich schon näher: Perowskit-Silizium-Zellen. Im Labor erreichen sie bereits Wirkungsgrade von deutlich über 30 Prozent. Den Rekord hält laut NREL-Chart der chinesische Solarkonzern Longi mit 34,6 Prozent. Auch hier ist es die Tandem-Bauweise, die die hohen Wirkungsgrade möglich macht.

Bei Perowskit handelt es sich nicht um einen bestimmten Stoff, sondern um eine Materialklasse mit einer bestimmten Kristallstruktur. Jedes Perowskit-Material hat eine Bandlücke. Allerdings kann man die Bandlücke variieren, indem man verschiedene Komponenten miteinander mischt. So kann man sie

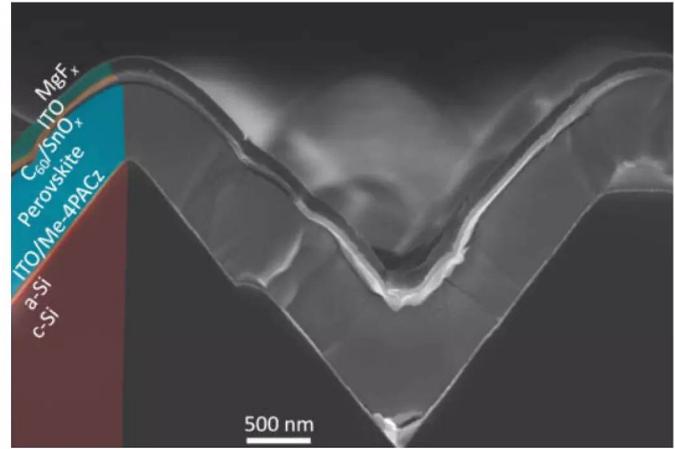


Bild: Fraunhofer ISE

Das Fraunhofer ISE konnte im Labor eine Perowskit-Silizium-Tandemsolarzelle mit 31,6 Prozent Wirkungsgrad zeigen. Diese Aufnahme zeigt die Zelle unter dem Rasterelektronenmikroskop.

gezielt auf einen bestimmten Wellenlängenbereich abstimmen. Das macht Perowskit zum optimalen Partner für Silizium, das die Basis der Tandemzelle bildet.

„Dadurch, dass das Perowskit-Material auch extrem gut Licht absorbiert, kann man es sehr dünn gestalten. Die Perowskit-Schicht, von der wir reden, ist nicht mal einen Mikrometer dick“, so Hermle. Zum Vergleich: Ein Silizium-Wafer in der Produktion ist heute etwa 120 Mikrometer dick. Die Perowskit-Schicht liegt damit wie eine Haut auf dem Silizium.

Und Perowskite haben den weiteren Vorteil, dass man sie vergleichsweise einfach und günstig herstellen kann. Anders als bei Silizium muss man die Ausgangsstoffe nicht aufwendig aufreinigen. Die Kristalle kann man zudem bereits bei geringen Temperaturen wachsen lassen, so Hermle. Bei der Herstellung von reinem Silizium sind dagegen Temperaturen von circa 2000 °C notwendig.

Die Perowskit-Technik gilt als Schlüssel zu besonders effizienten Solarzellen. Bereits seit mehr als 15 Jahren forschen Wissenschaftler auf der ganzen Welt daran, sie massentauglich zu machen.

Kurz vor der Markteinführung?

Mit Oxford PV, einem britischen Photovoltaik-Unternehmen, hat im September 2024 bereits ein Her-

steller bekannt gegeben, mit dem „kommerziellen Vertrieb von Perowskit-Tandem-Solarmodulen“ zu starten. Die Zellen für die Module kommen demnach aus dem eigenen Werk in Brandenburg an der Havel.

Allerdings: Die ersten verfügbaren Module haben laut Pressemitteilung erst einmal „nur“ eine Effizienz von 24,5 Prozent. In den freien Markt gehen die Silizium-Perowskit-Module tatsächlich auch weiterhin nicht. Sie werden vielmehr zunächst an einen US-amerikanischen Kunden ausgeliefert, heißt es. Eine Anfrage zu weiteren technischen Hintergründen zu den Modulen konnte Oxford PV aufgrund von „Terminplanung und Prioritäten“ bis zum Redaktionsschluss nicht beantworten.

Das Perowskit-Material hat ein paar grundlegende Herausforderungen, insbesondere im Hinblick auf Langzeitstabilität. Experten wie Hermle sind daher skeptisch, dass hier schon der große Durchbruch für den Massenmarkt gelungen ist. Tatsächlich findet man bei Oxford PV keine genauen Daten zur Degradation der Module – also zum Leistungsabfall im Laufe der Zeit.

Nachteil: Nicht langzeitstabil

Ihr größter Vorteil – die geringen Temperaturen zur Kristallisation – ist gleichzeitig ihre größte Schwachseite: „Perowskit-Kristalle sind wie Salz ionisch gebunden, und damit deutlich instabiler als die ko-

valente Bindung in Silizium-Kristallen. Sie sind daher auch empfindlich gegenüber Hitze und Feuchtigkeit“, erklärt Hermle.

Probleme wie Feuchtigkeit kann man mit der richtigen Verkapselungstechnik in den Griff bekommen, ist sich der ISE-Mann sicher. Aber momentan degradieren die Zellen noch bei Beleuchtung und Temperatur, und das ist alles andere als optimal. „Ich habe noch keinen Beweis gesehen, dass solche Zellen tatsächlich über 20 Jahre stabil sind“, sagt Hermle.

Bedenkt man, dass die größten Kosten bei der Photovoltaik mit Montage und Installation zusammenhängen, ist Langzeitstabilität ein enorm wichtiger Faktor. Silizium ist auch deshalb das Arbeitspferd der Branche, weil die Module selbst nach 20 bis 30 Jahren noch etwa 80 Prozent ihrer Ursprungsleistung haben. Man legt sie aufs Dach oder stellt sie auf die Wiese und muss sich lange Zeit nicht um sie kümmern.

Wann genau die Perowskit-Tandem-Zellen in der Breite auf den freien Markt kommen, ist schwierig zu prognostizieren. Die Autoren des ITRPV rechnen damit nicht vor 2027. Hermle möchte sich nicht festlegen.

Ausblick

Wann die hocheffizienten Solarzellen auf den Massenmarkt kommen, ist bislang nicht genau absehbar.

Es gibt 10 Arten von Menschen. iX-Leser und die anderen.



Jetzt Mini-Abo testen: 3 digitale Ausgaben + Bluetooth-Tastatur nur **21,45 €**
www.ix.de/digital-testen

3x testen

Cyberangriffe ohne Malware
AI und Knowledge Graphs
API Gateways im Vergleich
Cloud Native Security
Crossplane-Tutorial
Chaos Engineering



Bild: Fraunhofer ISE



Bild: Zeiss

Agri-PV über Obstbäumen. Die Module sind nicht vollflächig mit Solarzellen bestückt und mit Abstand aufgestellt. So gelangt noch genug Licht zu den Pflanzen.

Darstellung des Solar-Windows. In der Realität ist das Fenster nicht sichtbar abgedunkelt.

An ihnen hängt aber der Durchbruch so manch anderer Technik: So gibt es beispielsweise zwar längst Fahrzeug-integrierte Photovoltaik. Die krankt aber noch an mangelnder Effizienz. Tandemzellen etwa mit III-V-Materialien gelten hier als vielversprechend. Erste Hersteller wie Toyota oder Nissan experimentieren bereits damit.

Spannend ist ein höherer Wirkungsgrad auch die sogenannte Agri-PV, die doppelte Nutzung landwirtschaftlicher Flächen für Strom- und Fruchternte. Hier kommen meist semitransparente Glas-Glas-Solarmodule zum Einsatz. Das Wort „transparent“ bezieht sich nicht auf die Zellen selbst, sondern auf ihre Anordnung im Verbundglas. Sie sitzen hier nicht bündig, sondern mit einem gewissen Abstand zueinander. Das Licht scheint an diesen Stellen also durch das Verbundglas hindurch. Damit kann allerdings nur ein Teil der Modulfläche das einfallende Licht in Strom umwandeln.

Während Standardmodule heute pro Quadratmeter auf eine Leistung von etwa 230 Watt kommen, liegen die semitransparenten Modelle je nach Transparenzgrad nur bei 140 bis 170 Watt. Wirtschaftlichkeit, also Leistung pro Euro, ist eine große Herausforderung. Dank höherer Wirkungsgrade könnte man die Fixkosten für Montage und Installation auf mehr Energieertrag verteilen.

Strom aus dem Fenster

Obendrein machen höhere Wirkungsgrade ganz neue Anwendungen, etwa für die Gebäude-integrierte Photovoltaik. Heute geht es hier hauptsächlich um Fassaden und Dächer. Zeiss hat die Vision, künftig auch jedes Fenster in eine Stromquelle zu verwandeln. Dazu hat das Unternehmen auf der CES 2025 sein Solar Window vorgestellt.

In ein handelsübliches Fensterglas integriert der Hersteller einen mikroskopisch strukturierten Film. Zeiss spricht von einer holografischen Schicht mit optischen Funktionen. Sie lenkt das ins Fenster einfallende Licht in den Rahmen um. Hier sitzen Solarzellen, die es in Strom umwandeln. Dabei leitet die Folie nur einen Teil des nicht sichtbaren Spektrums des Lichts um. Wie weit der konkret reicht, kann Zeiss auf die eingesetzten Zellen abstimmen. Kombiniert man die Technik etwa mit herkömmlichen Silizium-basierten Zellen, würde der Film den Wellenlängenbereich zwischen 800 und 1200 Nanometern einfangen. Sichtbares Licht kommt weiterhin weitestgehend durch. Die Transparenz des Fensters liegt bei bis zu 95 Prozent, so Zeiss. Da sie zudem einen Anteil des Lichts absorbiert, das auch die Innenräume erwärmt, reguliert die Technik obendrein leicht die Raumtemperatur.

Wie das Projekt weitergeht, will Zeiss nach eigenen Angaben nun mit Branchenexperten erarbeiten. Dass das Unternehmen unter eigenem Namen bald fertige Solar-Fenster anbietet, ist höchst unwahrscheinlich. Vielmehr wird Zeiss die Filmtechnik interessierten Partnern zur Verfügung stellen beziehungsweise verkaufen.

Fazit

Der Wirkungsgrad entscheidet darüber, wie viel des einfallenden Sonnenlichts tatsächlich in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Bei reinen Silizium-basierten Solarzellen erreichen wir langsam aber sicher das Leistungsplateau. Aktuell liegen die durchschnittlichen Wirkungsgrade in der Massenproduktion bei 23,5 bis 24,5 Prozent. Experten schätzen, dass die Industrie das technisch Machbare in den nächsten drei bis vier Jahren erreicht. Dann geht es vornehmlich darum, die Produktionskosten weiter zu drücken, etwa indem man Alternativen zu Silber als Leitermaterial findet.

Weitere Infos:

ct.de/wxqb

Leistungssteigerungen sind spätestens dann nur mit komplett neuen Technologien beziehungsweise Materialien möglich. Besonders vielversprechend sind III-V-Mehrfach- und Perowskit-Tandem-Zellen. Gemeinsam haben sie, dass sie verschiedene Materialien kombinieren, um einen höheren Wirkungsgrad zu erreichen. Spitzenreiter sind die III-V-Zellen, die im Labor bereits an die 50 Prozent heranreichen. Im Weltraum sind solche Zellen längst verlässlich im Einsatz. Ihre Herstellung ist allerdings extrem teuer. Auf der Erde sind sie wirtschaftlich gegenüber den in Massen gefertigten Siliziumzellen nicht konkurrenzfähig. Hier ist noch viel Forschung in der Prozesstechnik nötig.

Perowskit-(Tandem)-Zellen sind zwar günstig und einfach herzustellen. Sie schwächeln aber bei der Langzeitstabilität. Licht und UV-Strahlung setzen ihnen zu. Dass sie wie Silizium nach 20 oder 30 Jahren durchhalten, konnte bisher noch kein Hersteller überzeugend beweisen. Dennoch gehen Experten davon aus, dass solche Zellen zumindest nach 2027 auf den Massenmarkt kommen könnten. (ssi) **ct**

Passkeys statt Passwörter

**Sichere Logins
verstehen und
einrichten**



ct
WEBINAR



Jetzt informieren:
webinare.heise.de/passkeys



Bild: erstellt mit KI von heise online

Einfamilienhaus mit PV-Anlage vermieten

Viele Modelle von ganz simpel bis komplex sind möglich: Will man ein Haus mit PV-Anlage vermieten, braucht man einen guten Draht zum Mieter und muss Prioritäten setzen.

Von **Sophia Zimmermann**

Trennung, Umzug, Erbe, die Kinder sind aus dem Haus – es gibt viele Gründe, ein Einfamilienhaus zu vermieten. Wie geht man damit um, wenn das zu vermietende Haus eine PV-Anlage besitzt? Tatsache ist, man kann es sich herrlich kompliziert machen. Das deutsche Energierecht hat da einiges zu bieten. Stichwort: Mieterstrom. Doch das muss gar nicht sein. Ein Einfamilienhaus hat immerhin nur eine Mietpartei. Pragmatische Lösungen bringen Vermieter und Mieter hier viel weiter – und zwar ohne große bürokratische Hürden.

Wie man sich einigen kann, welche Rolle der Vermieter dabei einnimmt und wann es besser ist, zumindest einen Steuerberater hinzuzuziehen, zeigt der Artikel auf. Wie man vorgeht, haben wir mit der Energieagentur Regio Freiburg (EARF) gesprochen und außerdem Informationen bei der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS, Landesverband Franken) eingeholt. Beide beraten kostenpflichtig zu diesem Thema, beziehungsweise stellen kostenpflichtige Musterverträge bereit. Auch der Solarenergie-Förderverein (SFV) informiert und berät

umfassend rund um PV-Strom und Miete. Der Artikel kann keine detaillierte und rechtssichere Beratung leisten, sondern lediglich Wege aufzeigen, die man beschreiten kann.

Das Thema vermietetes Einfamilienhaus mit PV-Anlage wird künftig immer relevanter. Immerhin gibt es in mehreren Bundesländern mittlerweile Solarpflichten für Neubauten und bei Dachsanierungen von Bestandshäusern (siehe Artikel „PV-Pflicht, Förderung, Einspeisevergütung“).

Besonders simpel: Volleinspeisung

Die einfachste Variante ist es natürlich, die PV-Anlage aus der Vermietung herauszuhalten und den Strom zu 100 Prozent ins Netz einzuspeisen. Der Vermieter bleibt dann Anlagenbetreiber und erhält entsprechend die Einspeisevergütung. Einen Vertrag mit dem Mieter muss er hier nicht eingehen.

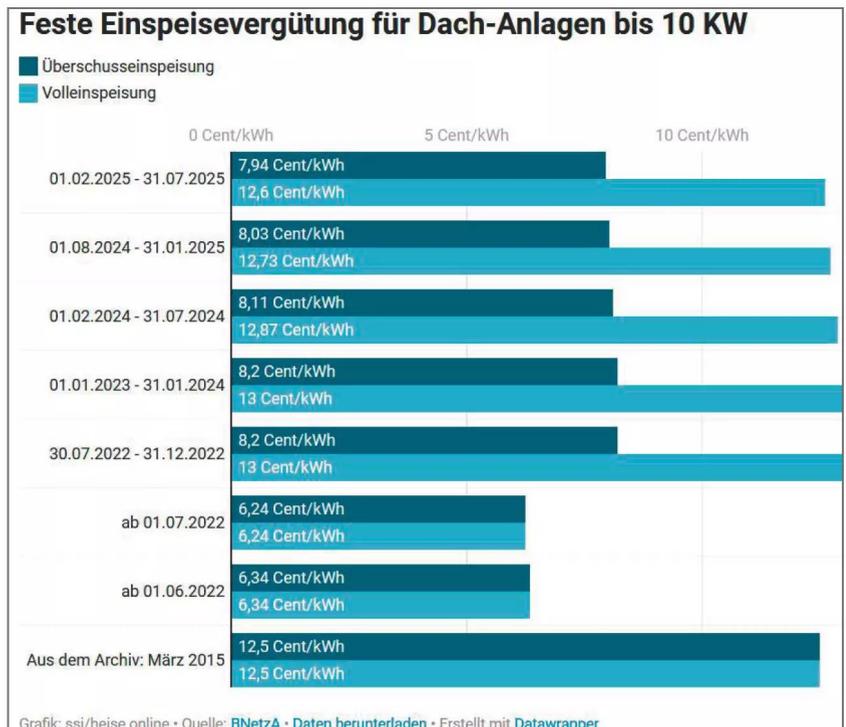
Handelt es sich um eine Bestandsanlage, die vorher für die Überschusseinspeisung gemeldet war, muss man die Anlage entsprechend ummelden. Den

Wechsel sollte man dem Netzbetreiber mit einer angemessenen Frist vorab mitteilen, rät die Clearingstelle EEG KWKG. Obendrein empfiehlt sie, am Tag des Wechsels alle Zählerstände zu dokumentieren.

Theoretisch kann man zwischen den Betriebsmodellen beliebig oft wechseln. Doch in der Praxis ist das nicht zu empfehlen: Um etwa aus einer Überschusseinspeisung eine Volleinspeisung zu machen, muss ein zusätzlicher Zähler eingebaut werden. Das ist teuer, weil ein Elektriker die Verteilung umbauen muss. Und am Ende kostet es auch Nerven.

Und Obacht: Seit der Anpassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Mai 2024 darf die sehr geringe Strommenge, die für den Betrieb einer PV-Anlage benötigt wird, dem Haushaltsstrom zugerechnet werden, erklärt die Verbraucherzentrale Niedersachsen. Damit wird ein separater Grundversorgungsvertrag überflüssig. Das ist positiv.

Allerdings sind die Energieversorger und Netzbetreiber nicht dazu verpflichtet, die Regelung auch automatisch umzusetzen. Die Energierechtsexperten der Verbraucherzentrale raten daher, sich frühzeitig mit dem Netzbetreiber in Kontakt zu setzen



und die Zuordnung zum Haushaltsstrom zu verlangen.

Welche Einspeisevergütung man bekommt, hängt nicht vom Zeitpunkt des Wechsels ab, sondern von der tatsächlichen Inbetriebnahme der, erklärt Johannes Jung. Er ist Projektleiter für Photovoltaik bei der Energieagentur Regio Freiburg (EARF) sowie als Berater im Photovoltaik-Netzwerk Baden-Württemberg aktiv. Hier hat sich in den vergangenen Jahren einiges getan. Einen höheren Vergütungssatz für die Volleinspeisung gibt es etwa erst für Anlagen, die ab dem 30.07.2022 in Betrieb gegangen sind. Maßgeblich ist hier die EEG-Novelle 2023.

Verkauf des PV-Stroms

Der Vermieter kann dem Mieter den auf dem Dach erzeugten PV-Strom auch verkaufen. Zur weiteren Stromversorgung sucht sich der Mieter wie üblich einen Anbieter aus. Zum Jahreswechsel gleicht der Vermieter den Eigenverbrauch über Wechselrichter und Zweirichtungszähler ab und kann so berechnen, wie viele Kilowattstunden der Mieter tatsächlich im Haus verbraucht hat. Dafür kann er einen Preis pro Kilowattstunde festsetzen.

Das hat natürlich den Vorteil, dass der Vermieter Geld für den Strom vom Dach bekommt. Und er bleibt Anlagenbetreiber, womit er auch die Einspeisevergütung für den überschüssigen Strom erhält.

Aber: „Sobald man den Strom vom Dach verkauft, kommen auf den Vermieter Abrechnungspflichten zu – wie bei einem Stromversorger“, erklärt Jung. Es gibt mittlerweile Dienstleister, die sich darauf spezialisiert haben, das für Vermieter zu erledigen. Für den Fall des vermieteten Einfamilienhauses lohnt sich das nach Jungs Einschätzung aber nicht, schließlich müsse man nur eine weitere Zahl erheben.

Steuerliche Relevanz prüfen

In jedem Fall sollte man hier einen Steuerberater hinzuziehen und die Folgen abklären, die die Einnahmen für die Ertragssteuer haben. Seiner Erfahrung nach sei das meist kein Problem: „Gehen die Einkünfte aber über einen gewissen Betrag hinaus, kann das steuerlich relevant sein.“ Das hängt auch davon ab, ob man als Vermieter selbstständig ist oder in einem Angestelltenverhältnis arbeitet.

Dass man in diesem Fall aber zum Energieversorger mit allen Lieferantenpflichten wird, muss man laut Jung beim Einfamilienhaus nicht fürchten. Der Fall wäre das etwa beim geförderten Mieterstrom-

modell samt Mieterstromzuschlag (siehe Artikel „Photovoltaik auf Mehrfamilienhäusern“). Er rät davon ab, das mit nur einer Mietpartei umzusetzen: „Das ist zu viel Bürokratie und zu wenig Nutzen.“ Der Aufwand rechnet sich, wenn überhaupt, erst in einem Mehrfamilienhaus mit vielen Parteien.

Bedenken muss man allerdings, dass der Mieter nicht verpflichtet ist, das Angebot des Vermieters anzunehmen. Er kann auch auf den Eigenverbrauch des PV-Stroms verzichten. Dann bleibt einem fast keine Wahl als Volleinspeisung.

Pauschale auf Kaltmiete oder Anlagenmiete

Eine weitere Variante wäre es, eine Pauschale auf die Kaltmiete aufzuschlagen – den Dach-Strom könnte der Mieter dann ohne weitere Kosten nutzen. Der Vermieter bleibt der Anlagenbetreiber und erhält außerdem die Einspeisevergütung auf den überschüssigen Strom.

Hier muss man allerdings schauen, welche Pauschale sowohl für Vermieter als auch Mieter Sinn ergibt und die Variante eignet sich nur für Neuverträge, so Jung: „Man kann keinen Bestandsmieter zwingen, da mitzumachen.“

Sie eignet sich auch für den Fall, dass man nicht absehen kann, wie lange ein Mieter bleiben wird. Zeichnet sich dagegen ein langjähriges Mietverhältnis ab, kann man über eine tatsächliche Vermietung der PV-Anlage nachdenken. Damit wird der Mieter zum Anlagenbetreiber, verbraucht den Dach-Strom selbst und erhält auch die Einspeisevergütung. Entsprechend muss er sich im Marktstammdatenregister als Anlagenbetreiber und beim Netzbetreiber registrieren. „Das ist natürlich aufwendig, wenn man alle 2 bis 3 Jahre einen neuen Mieter hat und dann alle paar Jahre einen neuen Anlagenbetreiber registrieren muss“, so Jung. Wie aufwendig, hängt vom jeweiligen Netzbetreiber ab.

Allerdings gilt es hier auch einen Mietvertrag für die PV-Anlage aufzusetzen, der alle technischen Rahmenbedingungen absteckt – ähnlich wie bei einem Leasingvertrag für ein Auto. Hier muss nicht nur die Miethöhe klar geregelt sein, sondern auch, wer bei Defekten zahlt, wer mögliche Nebenkosten etwa für Wartung oder Reparaturen trägt oder wie Versicherungskosten zu handhaben sind.

Theoretisch könnte man dem Mieter auch das Nutzungsrecht für das Dach einräumen und ihm so ermöglichen, die Anlage auf eigene Kosten zu errichten. Auch hier gilt es dann, genaue Details und Rahmen-



Es muss noch nicht einmal der Vermieter sein, der in eine PV-Anlage investiert. Er könnte dem Mieter auch das Dachnutzungsrecht einräumen, sodass dieser selbst eine Anlage installieren lassen kann.



Es muss nicht immer Bares sein: Wer einen guten Draht zu seinem Mieter hält und nicht auf Wirtschaftlichkeit aus ist, der kann auch ganz pragmatische Lösungen finden: Wein oder Käse gegen Kilowattstunden.

bedingungen vertraglich abzustecken – insbesondere, was mit der Anlage passiert, sollte ein Mieter nach einem gewissen Zeitraum X wieder ausziehen.

Ein Abwägen zwischen Pragmatismus und Sicherheit

Alle oben genannten Modelle kommen ohne Smart Meter aus, wichtig ist nur ein Zweirichtungszähler, der sowohl den Strom erfasst, der ins Netz geht, als auch den Reststrom, der aus dem Netz kommt.

Ansonsten sind die Hürden bei einem Einfamilienhaus mit nur einer Mietpartei kaum technischer Natur. Jung rät dazu, dass man sich als Vermieter ganz konkret überlegt, wie viel Aufwand man in die Angelegenheit stecken möchte, wie viel Sicherheit man benötigt und letztlich, wie gut das Verhältnis zum Mieter wirklich ist. Ist es eher distanziert oder unstet, dann ist die Volleinspeisung womöglich das Mittel der Wahl. Die anderen Modelle würde man dann mit strikteren vertraglichen Regelungen umsetzen und sich auch steuerrechtlich absichern.

Hat man aber ein freundschaftliches und vor allem sehr vertrauensvolles Verhältnis, dann könne man auch ganz individuelle Lösungen finden. Pro 500 Kilowattstunden vom Dach, werden dann etwa zwei Flaschen Wein oder ein Kasten Bier fällig.

Weitere Infos:

[ct.de/wk41](https://www.ct.de/wk41)

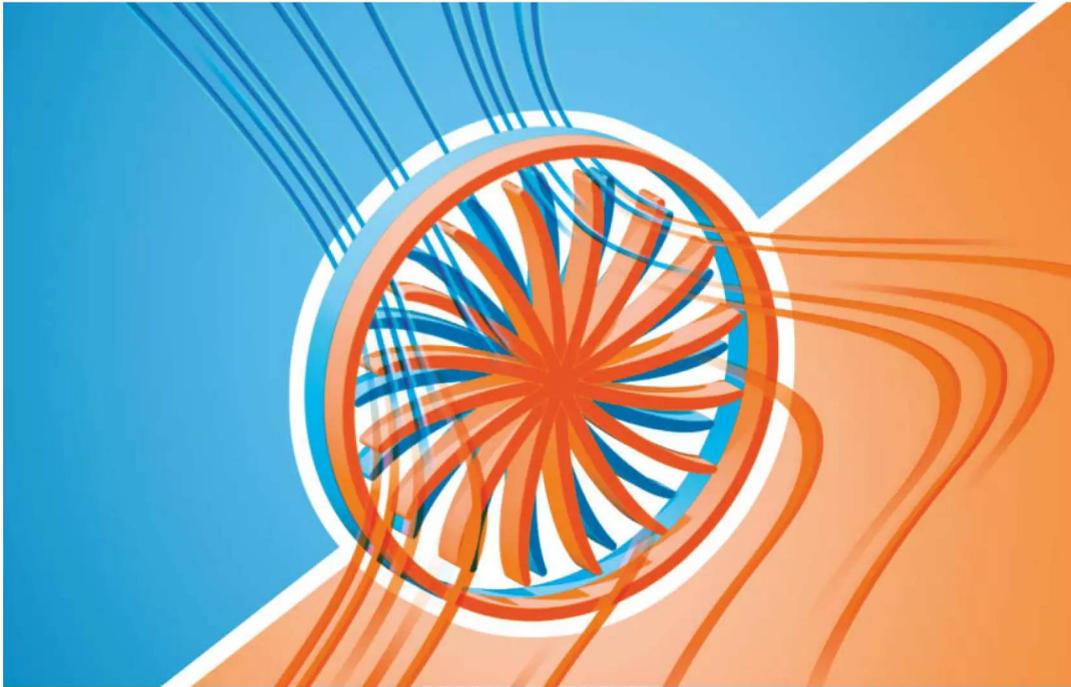
Fazit

Will man ein Einfamilienhaus mit PV-Anlage vermieten, stehen verschiedene Optionen offen. Die einfachste Variante ist die Volleinspeisung, bei der der Vermieter weiterhin Betreiber der Anlage bleibt und den gesamten Strom ins Netz einspeist. Er erhält dafür die Einspeisevergütung. Der Mieter ist in diesem Fall nicht involviert.

Eine weitere Option ist der Verkauf des verbrauchten PV-Stroms an den Mieter. Hierbei muss der Vermieter allerdings beachten, dass er dann entsprechende Abrechnungspflichten hat. Dass er bei so einem Modell zum Vollversorger mit allen Lieferantspflichten eines Energieversorgers wird, muss er nicht fürchten. Alternativ kann der Vermieter eine Pauschale auf die Kaltmiete aufschlagen, damit der Mieter den PV-Strom ohne weitere Kosten nutzen kann. Oder er vermietet die PV-Anlage separat an den Mieter, der dann selbst zum Anlagenbetreiber wird.

Entscheidend ist, dass der Vermieter sorgfältig abwägt, wie viel Aufwand und Bürokratie er in das Projekt investieren möchte. Außerdem ist das Verhältnis zum Mieter entscheidend – je vertrauensvoller, desto unkomplizierter können die Lösungen ausfallen. Prost!

(ssi) **ct**



Umweltverträglich und sparsam heizen

Während der CO₂-Gehalt in der Atmosphäre weiter steigt, verfeuert der Großteil deutscher Heizungen weiter fossile Brennstoffe. Es gibt ökologische, vom Bund geförderte und oft günstigere Alternativen. Über die wichtigste, die Wärmepumpe, kursieren erstaunlich hartnäckige Gerüchte.

Von **Georg Schnurer**

Eine Studie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zeigt deutlich, wo das langfristige Problem bei einer Dekarbonisierung der Wohngebäudeheizung liegt: Knapp 72 Prozent der Wohnungen in Deutschland werden nach wie vor mit fossilen Energieträgern beheizt. Dabei hält Gas einen Anteil von gut 48 Prozent, Öl

erwärmt noch immer gut 23 Prozent der Wohnungen. Wärmepumpen erreichen trotz der in den vorigen Jahren aufgesetzten Förderprogramme gerade mal einen Anteil von 15 Prozent.

Das ist ökologisch betrachtet ein Alptraum und wird langfristig auch zu einer ökonomischen Herausforderung. Zum einen wachsen die Folgekosten der

durch den Klimawandel verursachten Wetterkapriolen immer weiter, zum anderen wird der Preis für fossile Energieträger unweigerlich steigen. Schuld daran ist nicht nur die kontinuierlich anwachsende CO₂-Abgabe, sondern auch der simple Fakt, dass Öl, Gas und ebenso Kohle endliche Rohstoffe sind. Auch ihr Preis wird nach den Gesetzen des Marktes steigen. Zudem sind insbesondere die verbleibenden Gas- und Ölvorkommen viel zu schade zum Verbrennen. Sie sind auf absehbare Zeit besser in der Industrie aufgehoben als in einer noch so effektiv arbeitenden Wohnungsheizung.

Ein genauerer Blick in die Studie zeigt aber durchaus Chancen für eine zügigere Dekarbonisierung des Wohnungsheizungssektors auf: Zentralheizungen liefern die Wärme für knapp 68 Prozent der Wohnungen in Deutschland. Bei dieser Infrastruktur ist es in der Regel mit wenig Aufwand möglich, den zentralen Brenner durch eine Wärmepumpe oder einen Fernwärmeübergabepunkt zu ersetzen. Was dafür zu beachten ist, klären wir später.

Schwieriger und vor allem teurer wird es bei Wohnungen mit Gas-Etagenheizung: Der Markt bietet bislang kaum kompakte Lösungen an, die einen Gas-Brenner ohne aufwendige Umbauten ersetzen können. Da eine Wärmepumpe einen Großteil ihrer Energie der Umgebung entzieht, muss sie als Etagenheizung eine Verbindung zur Umgebungsluft haben. Das funktioniert in den meisten Wohnung nur, indem man einige Baumaßnahmen in Kauf nimmt. Mehr

zur Funktion und zum technischen Aufbau einer Wärmepumpe folgt ab Seite 156 im Artikel „So funktioniert eine Wärmepumpen-Heizung“.

Für Wohnungen und Häuser mit Einzelöfen führt kaum ein Weg an einer Komplettanierung inklusive der Nachrüstung von Heizkörpern – oder besser, einer Fußbodenheizung – vorbei. Das ist teuer, erfordert sorgfältige Planung und krepelt quasi jeden Raum um. Minimalinvasiv könnte man hier zwar einzelne Split-Klima-Geräte (Luft-Luft-Wärmepumpen) nutzen, die auch heizen können, doch das bringt neben den unverzichtbaren Außengeräten den Nachteil mit sich, dass im Raum schnell Zugluft entsteht, die manche Bewohner als unangenehm empfinden.

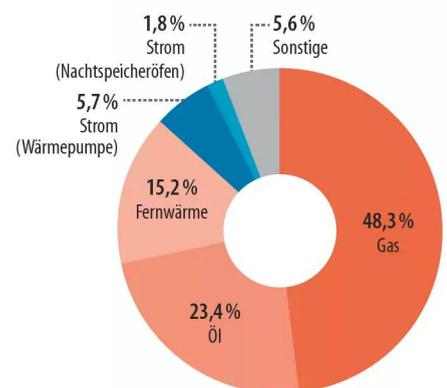
Nobrainier Neubau

Geht es um einen Neubau oder die Komplett-Sanierung eines Wohngebäudes, sollte zunächst geklärt werden, ob es bereits einen kommunalen Wärmeplan gibt. Gemeinden mit mehr als 100.000 Einwohnern haben bis zum 30. Juni 2026 Zeit, so einen Plan zu Papier zu bringen. Kleineren Gemeinden gibt das „Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze“ zwei Jahre mehr Zeit für die entsprechende Planung. In einigen Bundesländern wie Baden-Württemberg, Hamburg, Hessen, Schleswig-Holstein und Niedersachsen wird die Wärmeplanung aber bereits jetzt umgesetzt. Einige

Zum Heizen genutzte Energieträger 2023

In Deutschland versorgen immer noch vornehmlich fossile Energieträger die überwiegende Zahl der Wohnungen mit Wärme (71,7%). Dabei hat Gas mit gut 48 Prozent nach wie vor den größten Anteil. Das hat sich im Vergleich zu 2019 kaum verändert: Von den damals vorhandenen 40,6 Millionen Wohnungen wurden 19,6 Millionen – also 48,2 Prozent – mit Gas beheizt. 2023 gab es dann 40,6 Millionen Wohnungen, von denen 20,2 Millionen gasbeheizt waren. Beim Öl gibt es deutlichere Veränderungen:

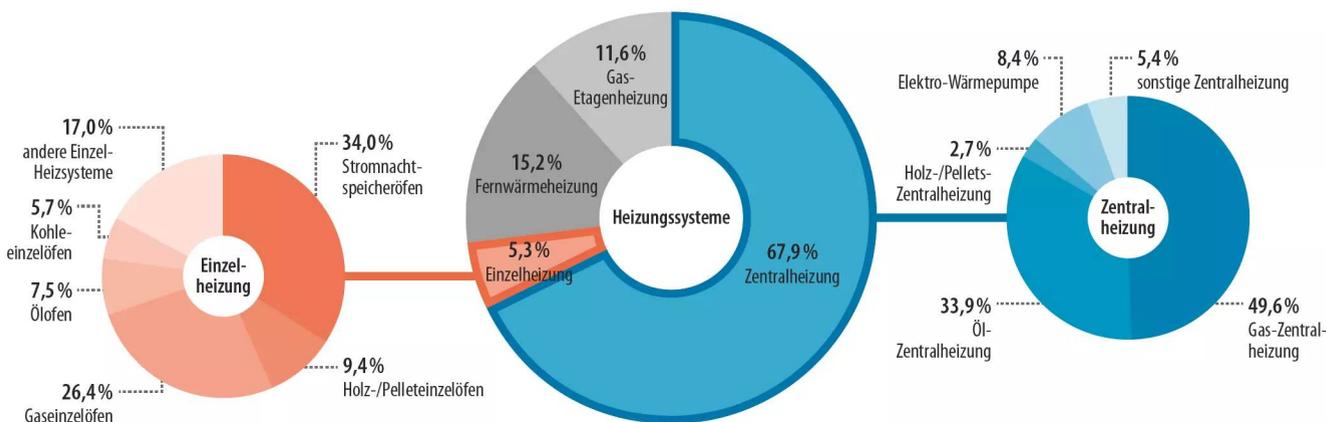
Verfügt 2019 noch 10,4 Millionen Wohnungen (25,6%) über eine Ölheizung, waren es 2023 nur noch 9,8 Millionen (23,4%). Von 13,9 Prozent (2019) auf 15,2 Prozent (2023) gestiegen ist der Anteil der per Fernwärme beheizten Wohnungen. Der Anteil von Elektro-Wärmepumpen stieg ebenfalls leicht, nämlich von 3,3 auf 5,3 Prozent. Von einer echten Wärmewende und einer spürbaren Dekarbonisierung des Wärmemarktes sind wir in Deutschland also trotz großzügiger Förderprogramme noch weit entfernt.



Anteile der Heizungssysteme 2023

Ein Blick auf die Struktur der in Deutschland in Wohnungen vorrangig genutzten Heizungssysteme zeigt gute Chancen für eine kostengünstige Umrüstung bestehender Installationen auf Wärmepumpe oder Fernwärme: Knapp 68 Prozent der Wohnungen beheizt eine Zentralheizung. Diese Zentralisierung verringert den Aufwand beim Tausch des Heizsystems. Oft reicht es, den bestehenden Gas- oder Ölbrenner gegen eine Wärmepumpe oder einen Fernwärme-Übergabepunkt auszutauschen. Komplizierter

und in Summe teurer wird der klimafreundliche Umbau von Gas-Etagenheizungen und Einzelheizungen. Hier fehlen beispielsweise noch passende kompakte und bezahlbare Wärmepumpen. Beim Umbau von Wohnungen mit Einzelheizungen kommt man zudem nicht um eine Komplettsanierung herum: Allein das Verlegen der Heizungsrohre und das Nachrüsten von Raumheizkörpern oder besser noch einer Fußbodenheizung sprengen schnell alle Budgets.



Kommunen haben sogar schon weitgehend fertiggestellte kommunale Wärmepläne vorzuweisen.

Gibt es einen entsprechenden Plan, legt dieser grob fest, welche Grundstücke in einem „Fernwärmeversorgungsgebiet“, einem „Wasserstoffversorgungsgebiet“ oder einem Gebiet mit „individueller Wärmeversorgung“ liegen. Daraus ergibt sich aber nicht die Pflicht, eine bestimmte Heizungsart zu nutzen (§ 18 Abs. 2 WEG). Die Gemeinden haben zwar die Möglichkeit, etwa in einem Fernwärmeversorgungsgebiet einen Anschluss und Benutzungszwang in ihrer Fernwärmesatzung zu verankern, sie müssen aber Ausnahmen für andere emissionsfreie Heizungsvarianten vorsehen. Fehlt eine Ausnahmeregelung, ist die Satzung angreifbar. Deshalb ist auf Antrag durchaus zulässig, in einem Fernwärmeversorgungsgebiet mit einer Wärmepumpe oder einer anderen Heizung zu heizen, solange diese mit mindestens 65 Prozent erneuerbaren Energien (EEG) arbeitet.

Für Bauwillige und Sanierer ist es also wichtig, erst einmal zu klären, was in der gegebenenfalls

schon bestehenden kommunalen Wärmeplanung vorgegeben ist. Besteht ein Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärme, gilt es abzuwägen, ob sich der Aufwand für eine Ausnahmegenehmigung lohnt. Für Fernwärme sprechen die geringeren Anschlusskosten und der in der Regel unkomplizierte Anschluss. Dafür bindet man sich an einen einzigen Wärmeversorger und ist diesem bei durchaus möglichen Preissprüngen weitgehend ausgeliefert. Eine Wärmepumpe bringt mehr individuelle Freiheit bei der Wahl des Energielieferanten, dafür ist sie in der Anschaffung teurer und man hängt am Strompreis.

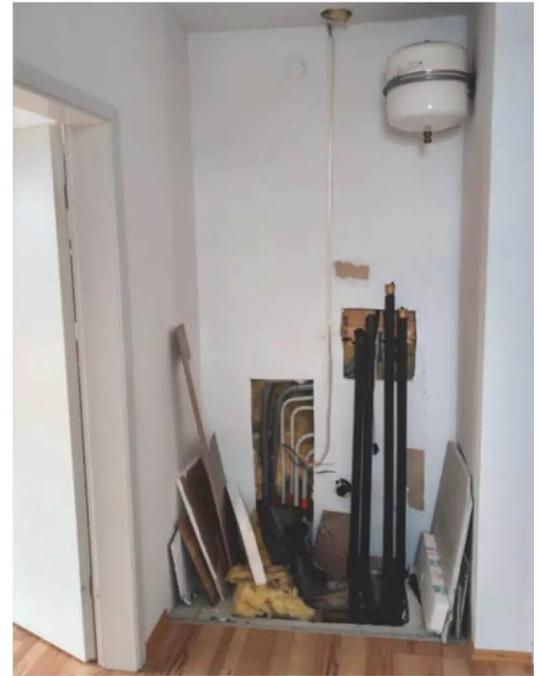
Eine klassische Gas- oder Ölheizung bietet sich in einem Neubau und bei einer Komplettsanierung der Heizungsanlage in aller Regel nicht mehr an. In Frage kommen allenfalls noch Biomasse-Heizungen, Solarthermie-Anlagen oder Hybrid-Heizungen (Wärmepumpe oder solarthermische Anlage, kombiniert mit einem Spitzenlast-Heizkessel für Öl oder Gas, oder mit einer Biomasseheizung). Gasheizungen sind erlaubt, wenn sie nachweislich mindestens

65 Prozent nachhaltiges Biomethan oder biogenes Flüssiggas nutzen. Für sehr gut gedämmte Gebäude sind auch Stromdirektheizungen denkbar und zulässig.

Im Altbau

Gerade wenn es um den Einsatz von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden geht, halten sich viele Vorurteile und Falschannahmen sehr hartnäckig. Das liegt zum einen daran, dass die Technik einer Wärmepumpe doch etwas komplizierter ist als ein simpler Gas- oder Ölbrenner, der Wasser aufheizt. Wie genau es einer Wärmepumpe gelingt, auch bei Außentemperaturen deutlich unterhalb des Gefrierpunkts noch Energie und damit Wärme aus der Umgebungsluft zu gewinnen, erläutert der folgende Artikel ab Seite 156.

Zu den hartnäckigsten Vorurteilen gehört sicher die Aussage, dass eine Wärmepumpe für ein Einfamilienhaus gerne mal 80.000 Euro und mehr kostet. Das trifft in der Regel nicht zu. Ist das Gebäude einigermaßen gut isoliert und zumindest mit Isolier-Doppelverglasung ausgestattet, zahlt man für die Umrüstung einer bestehenden Gasheizung kaum mehr als 30.000 Euro. Es gibt zwar immer mal wieder Firmen, die deutlich höhere Preise aufrufen, doch solche Angebote sind selten marktgerecht. Oft stecken hinter diesen Offerten Vermittler, die die Installation gar nicht selbst durchführen, sondern zum normalen Handwerkerpreis auch noch eine oftmals happige



Befindet sich die alte Gasheizung nicht im Keller, sondern in einer oberen Etage, ist eine Installation am gleichen Standort oft aus Platz- oder auch statischen Gründen nicht möglich. Der Installateur legt dann Leitungen zum neuen Standort, was den Aufwand vergrößert.

3. Juli 2025

Photovoltaik für Einsteiger

Grundlagen verstehen

Angebote beurteilen

Selber bauen



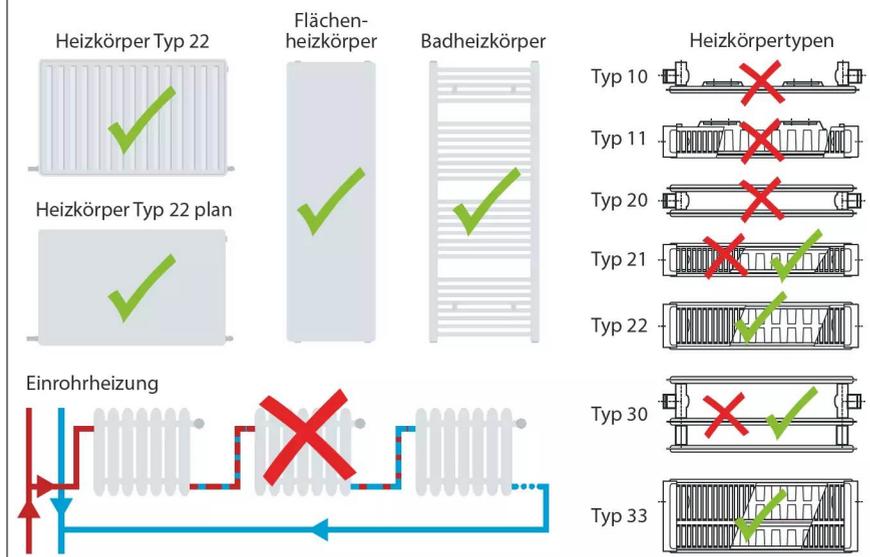
dt
WEBINAR



Jetzt Ticket sichern:
webinare.heise.de/photovoltaik

Wärmepumpe und Heizkörper

Eine moderne Wärmepumpe kommt prima mit aktuellen Heizkörpern wie dem weit verbreiteten Typ 22, Flächenheizkörpern und so weiter zurecht. Ein Heizkörpertausch ist in der Regel nur bei wenigen Modellen ohne Wärmetauschblech (Typ 10, 20 und bedingt Typ 30) erforderlich. Sehr alte Heizsysteme mit klassischen Gussheizkörpern erfordern aber zu hohe Vorlauftemperaturen. Hier ist ebenso wie bei uralten Einrohrheizungen ein kompletter Umbau erforderlich.



Provision aufschlagen. Das Internet wimmelt von solchen Trittbrettfahrern der Energiewende, also ist Vorsicht geboten. Es gibt aber auch viele seriöse Unternehmen mit viel Erfahrung im Einbau von Wärmepumpen, die gute Arbeit zum fairen Preis leisten.

Um hier mal ein Beispiel aus der Praxis zu nennen: Für ein WG-Haus (380 m² beheizte Wohnfläche, sieben Personen, recht aufwendiger Umbau) holten die Bewohner 2022/2023 etliche Angebote für den Wärmepumpeneinbau ein. Mit dabei waren alle renommierten Wärmepumpen-Hersteller von Bosch über Buderus bis hin zu Vaillant. Die Kosten bewegten sich zwischen 23.000 bis 39.000 Euro für grundsätzlich vergleichbare Systeme. Dabei waren einige Anbieter, die Anzahlungen von bis zu 50 Prozent des Kaufpreises vorab kassieren wollten. Andere meinten, pauschal alle Heizkörper austauschen zu müssen, auch wenn die Heizkörper in den Räumen an der Südseite des Hauses eigentlich immer auf „Frostschutz“ standen. Letztlich erhielt

ein engagiertes Unternehmen aus dem Umland den Zuschlag für Kosten in Höhe von knapp 26.000 Euro. Ganz ohne Vorkasse und Heizkörpertausch. Klar, auch kein Pappenstiel, aber weit unter 80.000 Euro. Hinzu kommt noch, dass es für den Einbau einer Wärmepumpe Fördergelder vom Staat gibt.

Inzwischen ist der Preis für Wärmepumpen deutlich gesunken – der Markt stagniert und gleichzeitig bieten asiatische und amerikanische Hersteller ihre Geräte in Europa an. Der Preisverfall bei der eigentlichen Wärmepumpe wird momentan allerdings von steigenden Installations- und Materialkosten aufgeessen, sodass die komplette Installation unter dem Strich leicht teurer werden dürfte als noch vor einem Jahr.

Nur mit Fußbodenheizung?

Keine Fußbodenheizung – keine Wärmepumpe! Dieses Märchen hört man immer wieder. Tatsache ist,

dass eine Wärmepumpe auch gut mit klassischen Heizkörpern zurechtkommt. Wichtig ist nur, dass die Vorlauftemperatur für den Heizkreislauf nicht zu hoch eingestellt ist. Insofern ist eine Fußbodenheizung mit ihren typischen Vorlauftemperaturen von 25 bis 35 Grad tatsächlich besser geeignet als Wandheizkörper, die in der Regel einen Vorlauf von 40 bis 55 Grad erwarten. Moderne Wärmepumpen können und müssen aber auch solche Temperaturen ohne allzu große Effizienzverluste erzeugen – schon allein, weil sie ja auch Brauchwasser heizen sollen. Erst wenn sie Vorlauftemperaturen jenseits von 65 Grad erreichen müssen, wird es aufwendig und/oder ineffizient, mit einer Wärmepumpe zu heizen. In solchen Fällen lohnt es sich eher, das komplette Heizsystem zu modernisieren und die alten Heizkörper durch neue zu ersetzen. Das gilt besonders für sogenannte Ein-Rohr-Heizsysteme. Alle gängigen Heizkörper wie etwa der weit verbreitete Typ 22, aber auch Bad- und Flächenheizkörper kommen prima mit einer Wärmepumpe zurecht.

Immer wieder heißt es auch: Eine Wärmepumpe ist überhaupt nicht klimafreundlich, weil sie ja mit Strom heizt. Das ist eine typische Halbwahrheit. Es ist wahr, dass eine Wärmepumpe Strom benötigt, um zu funktionieren. Einen Großteil der zum Heizen und zur Warmwassererzeugung erforderlichen Energie bezieht die Wärmepumpe aber aus der Umgebung. Typischerweise sind das zwischen 66 und 80 Prozent. Die verbleibenden 20 bis 34 Prozent liefert elektrische Energie – also Strom. Wird der aus fossilen Energieträgern erzeugt, fällt dadurch CO₂ an, was die Klimabilanz negativ beeinflusst. Bei einer Gasheizung entsteht durch die Verbrennung aber deutlich mehr CO₂. Zudem kann man auch klimaneutral erzeugten Strom einkaufen oder zumindest Teile des von der Wärmepumpe benötigten Stroms mit einer privaten PV-Anlage erzeugen. Einige Kritiker verweisen dann auf die in älteren Wärmepumpen und Klimaanlage verwendeten Kältemittel, doch aktuelle Wärmepumpen verwenden längst klimafreundlichere oder sogar klimaneutrale Kältemittel. Welche genau das sind, lesen Sie im Artikel „So funktioniert eine Wärmepumpen-Heizung“.

Geld vom Staat

Aktuell gibt es für den Einbau einer Wärmepumpe verschiedene staatliche Förderprogramme. Neubauten bezuschusst das bei der KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) angesiedelte Programm „Klimafreundlicher Neubau Wohngebäude – private Selbst-

nutzung (297)“. Die seit dem 1. März 2023 existierende Förderung erfolgt in Form von zinsgünstigen Krediten aus Bundesmitteln ohne Tilgungszuschüsse. Für Häuser ohne das Qualitätssiegel nachhaltiges Gebäude (QNG) gibt es maximal 100.000 Euro Kredit, mit Siegel sind es bis zu 150.000 Euro. Im April 2025 betrug der Effektivzinssatz je nach Laufzeit zwischen 2,43 und 3,1 Prozent. Der Kreditantrag sollte unbedingt vor Baubeginn beziehungsweise vor dem Gebäude- oder Wohnungskauf erfolgen. Zudem ist beim Bau und der Planung ein Energieeffizienzberater zwingend hinzuzuziehen. Will man einen erweiterten Kredit mit QNG, ist zusätzlich auch noch eine QNG-Zertifizierungsstelle und ein zertifizierter QNG-Nachhaltigkeitsberater einzubeziehen. Ob sich der Aufwand lohnt, hängt wesentlich von der Zinsentwicklung ab.

Attraktiver ist die staatliche Förderung von Wärmepumpen bei der Altbausanierung. Da nicht jede Wohnung und nicht jedes Haus Wärmepumpen-ready ist, gibt es das beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) angesiedelte Programm „Heizungsoptimierung“. Es fördert etwa den Einbau von Flächen- oder Niedrigtemperaturkörpern, die Durchführung eines hydraulischen Abgleichs (mehr dazu ab Artikel „Hydraulischer Abgleich spart Heizkosten“), das Dämmen von Rohrleitungen, die Optimierung der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (beispielsweise durch den Einbau eines Energiemanagement-Systems) und den Einbau eines Wärmespeichers.

Basis der auf eine Investitionssumme von maximal 60.000 Euro begrenzten Förderung ist stets ein Sanierungsfahrplan. Der Fördersatz beträgt je nach Maßnahme zwischen 15 und 20 Prozent. Das Programm „Heizungsoptimierung“ setzt voraus, dass die Heizung mindestens zwei Jahre alt ist. Man kann es nicht gleichzeitig mit der Förderung für den Heizungstausch beantragen. Üblicherweise erfolgt zunächst die Heizungsoptimierung und danach der Umbau der Heizanlage. Das Programm steht nicht parallel zu einem Zuschuss nach der Bundesförderung für effiziente Gebäude für Einzelmaßnahmen (BEG (EM)) offen.

Weitere Fördertöpfe und vergünstigte Kredite – etwa für die Gebäudedämmung – stehen bei der KfW und dem BAFA für die energetische Sanierung bereit. Alle setzen in der Regel voraus, dass ein zertifizierter Energieberater die Maßnahmen plant und begleitet. Was gegebenenfalls vor dem Einbau einer Wärmepumpe sinnvoll ist, sollte der Eigentümer individuell mit einem Fachberater evaluieren.



Das Innengerät einer Luft-Wasser-Wärmepumpe kann recht groß ausfallen, wenn es wie hier den Pufferspeicher integriert.

Heizungstausch

Für die Förderung des Heizungstauschs gibt es die genannte BEG (EM). Sie wird aktuell von der KfW abgewickelt, früher war hier das BAFA zuständig. Das BEG (EM) besteht aus mehreren Modulen und unterstützt gedeckelte Investitionen bis zu 30.000 Euro. Die Basisförderung beträgt 30 Prozent. Wer eine mindestens 20 Jahre alte, noch voll funktionsfähige Kohle-, Öl- oder Nachtspeicherheizung ersetzt, erhält zusätzlich 20 Prozent „Klimageschwindigkeits-Bonus“. Liegt das zu versteuernde Jahreseinkommen unterhalb von 40.000 Euro, kommt noch ein einkommensabhängiger Bonus in Höhe von 30 Prozent

hinzu. Wird eine Wärmepumpe mit natürlichem Kältemittel oder mit Erdwärme betrieben, spendiert der Staat fünf zusätzliche Prozent „Effizienz-Bonus“. Der Höchstfördersatz beträgt allerdings 70 Prozent. Bei einer Investitionssumme von 30.000 Euro oder mehr gäbe es also einen Maximalzuschuss von 21.000 Euro vom Staat. Wer ein zu versteuerndes Haushaltseinkommen von weniger als 90.000 Euro hat, kann zusätzlich einen KfW-Ergänzungskredit mit günstigem Zinssatz beantragen.

Fördervoraussetzung ist stets, dass die neue Heizung eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von mindestens 3,0 erreicht. Die JAZ beschreibt die Effizienz des gesamten Heizsystems über ein Jahr. Sie misst das Verhältnis von zugeführter Energie (Strom) zu erzeugter Energie (abgegebener Wärme). Die Jahresarbeitszahl wird im Gegensatz zu anderen Wärmepumpen-Kennzahlen unter realen Bedingungen und über die Dauer eines gesamten Jahres gemessen. Sie bezieht die Effizienz des gesamten Heizsystems und des Gebäudes sowie das individuelle Nutzungsverhalten mit ein.

Daher kann man die Jahresarbeitszahl im Vorhinein nicht genau ermitteln, sondern nur schätzen. Hilfestellung leisten JAZ-Rechner, wie sie etwa der Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. auf seiner Webseite (siehe ct.de/w8aq) bereitstellt. Die exakte JAZ wird erst nach Kauf, Installation und einem Jahr Betrieb ermittelt. Auf der sicheren Seite ist man bei der Wahl der vorgesehenen Wärmepumpe, wenn diese auf der KfW-Liste der Geräte mit Prüfzertifikat auftaucht. Für die BEG (EM) reicht das aus, um die Fördergelder nach Abschluss des Einbaus und Prüfung der Unterlagen auszuzahlen. Man muss also nicht ein Jahr lang reale Verbrauchswerte ermitteln, bevor das Geld fließt. Dennoch muss man sich darauf einstellen, dass zwischen dem Einreichen des Verwendungsnachweises und der Auszahlung schon mal drei bis sechs Monate vergehen können.

Weitere Fördervoraussetzung ist die Beauftragung eines Fachhandwerkers. Der Selbsteinbau einer Wärmepumpe ist nicht förderfähig, auch wenn das bei Monoblock-Wärmepumpen möglich und zumindest rechtlich zulässig wäre.

Seit August 2024 beantragt der Eigentümer die Förderung, nachdem er den Auftrag erteilt hat. Wichtig ist dabei, den Auftrag so abzufassen, dass er nur auszuführen ist, wenn die Förderung gewährt wird. Fehlt diese Klausel oder beginnen Sie vor der Antragsstellung mit der Baumaßnahme, verhindert das eine Förderung und Sie verschenken bares Geld. (jow) **ct**

Förderrichtlinien und weitere Information zur Wärmepumpe:

ct.de/w8aq

KI-Webinare 2025

 heise KI^{PRO}



KI-Workflows meistern

Von Grundlagen bis zu intelligenten Agenten

10.06.25



Das bringt generative KI wirklich

Cases & Ergebnisse aus dem Alltag der heise group

17.06.25



KI-Barometer – Generative KI im Einsatz

Fallbeispiele aus deutschen Unternehmen

15.07.25



KI-Agenten

Grundlagen, Anwendungsgebiete und Zukunftsperspektiven

19.08.2025



KI & Urheberrecht

16.09.25



KI-Modellkunde

Fundierte Entscheidungshilfe für KI-Modelle im Unternehmen

21.10.25



KI-Guidelines im Unternehmen

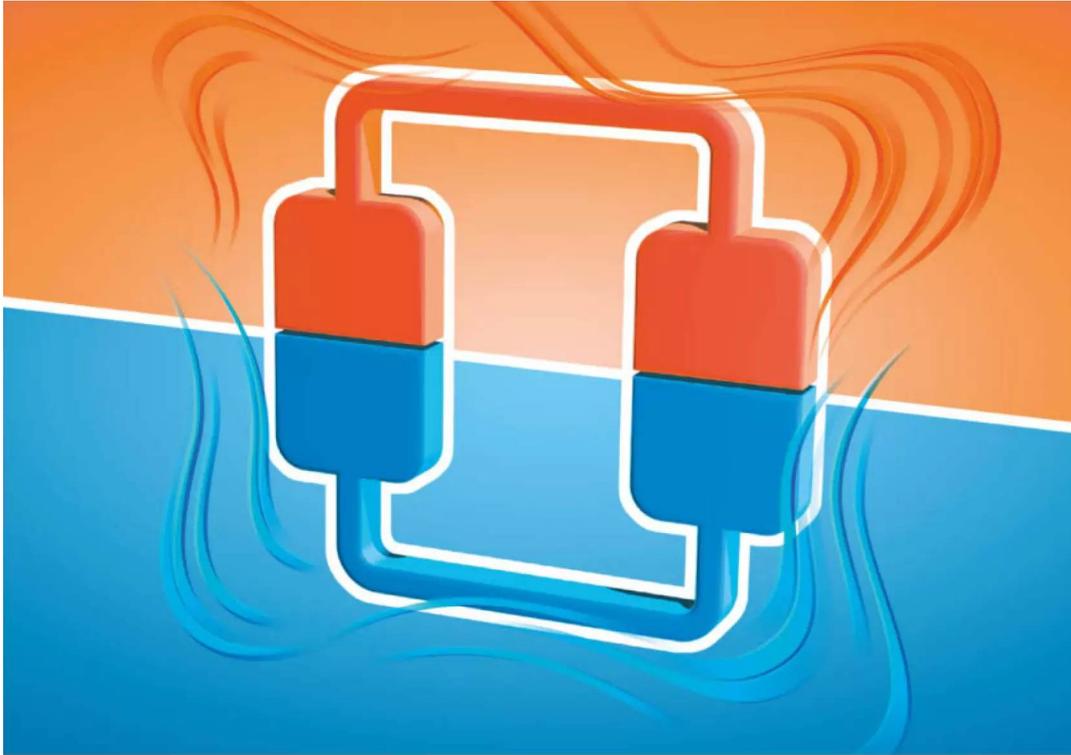
(Rechtlich) notwendig oder nicht?

18.11.25



Jetzt Ticket sichern:

heise-academy.de/marken/ki-pro



So funktioniert eine Wärmepumpen-Heizung

Wärmepumpen sind eigentlich ein alter Hut. Dennoch fällt es vielen schwer zu verstehen, wie man bei frostigen Außentemperaturen der Umgebungsluft noch genug Energie entzieht, um Haus oder Wohnung auf wohlige 23 Grad zu erwärmen. Dabei ist die Technik heute robust und effizient.

Von **Georg Schnurer**

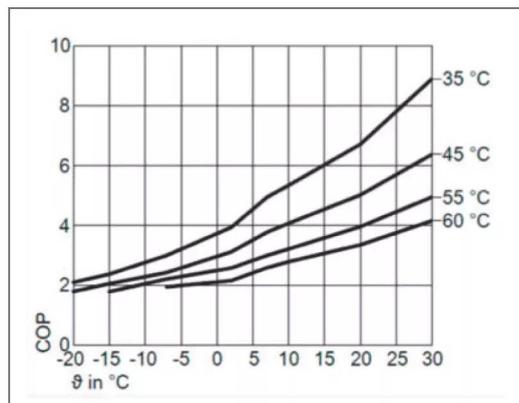
Die erste industriell eingesetzte Wärmepumpe erblickte bereits 1857 das Licht der Welt: Der in der Tschechischen Republik geborene und in Österreich lebende Physiker und Mathematiker Peter Ritter von Rittinger entwickelte eine mit Was-

serkraft angetriebene Wärmepumpe, die zur energieeffizienten Salzgewinnung (Sole-Verdampfung) genutzt wurde. Zum Patent meldete er seine Erfindung schon 1853 an. Die physikalischen Grundlagen dafür legte unter anderem der französische Ingenieur

Nicolas Léonard Sadi Carnot. Er beschrieb bereits 1824 die grundsätzliche Möglichkeit, aus Bewegung einen Temperaturunterschied zu erzeugen.

Das Patent für die erste elektrisch angetriebene Erd-Wärmepumpe erhielt 1912 der Schweizer Ingenieur Heinrich Zoelly, 1918 begann dann der Siegeszug des Kühlschranks in Privathaushalten und in den USA konzipierte man die ersten Klimaanlage mit Heizfunktion. Seither entwickelt sich die Wärmepumpe stetig weiter. Ihr physikalisches Grundprinzip hat sich aber nicht verändert: Ein Kältemittel mit sehr niedrigem Siedepunkt nimmt über einen Wärmetauscher aus der Umgebung Energie auf und verdampft. Den Dampf komprimiert im nächsten Schritt ein elektrisch betriebener Kompressor. Unter Druck erwärmt und verflüssigt sich das Kältemittel. Ein Wärmetauscher überträgt die Energie auf ein Transportmedium (je nach Bauform Luft oder Wasser) und anschließend gelangt das flüssige Kältemittel über ein Expansionsventil wieder in den Verdampfer. Dort beginnt der Prozess von vorn.

Das große Plus einer Wärmepumpe im Vergleich zu einer rein elektrischen Heizung ist also, dass die Wärmepumpe vor allem die aus der Umgebung gewonnene Energie zum Heizen nutzt. Das Verhältnis zwischen der bei bestimmten Betriebsbedingungen abgegebenen Wärmeleistung (kW) und der eingesetzten elektrischen Leistung ist die sogenannte Leistungszahl, der COP (Coefficient of Performance).



Je nach Außentemperatur und Vorlauftemperatur ändert sich die Leistungszahl (COP) einer Wärmepumpe.

Hat eine Wärmepumpe einen COP von 4,0 erzeugt sie mit einem Kilowatt elektrischer Leistung vier Kilowatt Heizleistung. Die Berechnung erfolgt nach DIN EN 14511, so dass ein Vergleich von Wärmepumpen damit möglich ist.

Die Leistungszahl wird bei konstanten Betriebsbedingungen im Labor gemessen. Den normalen Betrieb der Wärmepumpe können solche Tests nicht zu 100 Prozent simulieren. Deswegen geben Hersteller heute oftmals zusätzlich den SCOP (Seasonal COP) an. Auch das ist ein im Labor ermittelter Wert, er berücksichtigt jedoch wechselnde Betriebsbedingungen. Die Leistungsmessung findet in diesem Fall nicht nur bei einer einzigen Temperatur statt, sondern bei mehreren unterschiedlichen Werten.

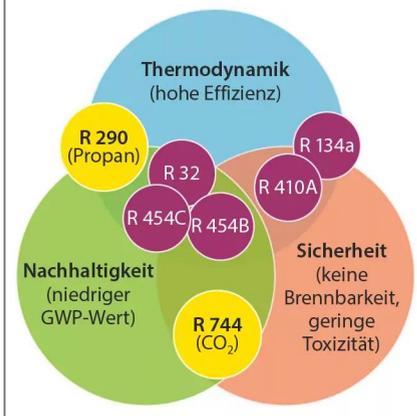
Aussagekräftiger als die Leistungszahlen ist die Jahresarbeitszahl (JAZ). Sie bezieht sich auf den Wärmepumpenbetrieb eines ganzen Jahres und ist damit im Hinblick auf ihren Wirkungsgrad die wichtigste Kenngröße. Eine Jahresarbeitszahl von 4 bedeutet, dass die Wärmepumpe im Jahresdurchschnitt für 4 kWh gewonnener Heizenergie 1 kWh an elektrischem Strom aufwenden musste. Exakt lässt sich die Jahresarbeitszahl erst nachträglich, nach einem kompletten Jahr Betrieb der Wärmepumpe, bestimmen. Viele moderne Wärmepumpen protokollieren die erzeugte Wärmemenge sowie die dafür aufgewendete elektrische Energie und geben die zu erwartende Jahresarbeitszahl aus. Das passiert oft in Portalen der Hersteller, nur selten im Gerät selbst.

Wer es genau wissen will, muss einen Wärmemähler und einen separaten Stromzähler für die Wärmepumpe installieren. Einige regionale Förderprogramme setzen diese Investitionen voraus, bevor beantragte Prämien fließen können. Der Einbau der beiden Zähler durch einen Fachbetrieb kostet inklusive der Geräte etwa 2000 Euro. Ob sich der Aufwand einer herstellerunabhängigen Erfassung lohnt, entscheidet jeder selbst.

Moderne Wärmepumpen können – ebenso wie moderne Klimaanlage – sowohl zum Heizen als auch zum Kühlen verwendet werden. Damit das klappt, wird im Gerät einfach der Kältemittelkreislauf umgekehrt. Allerdings kühlt eine Wärmepumpe nicht so effektiv wie eine klassische Klimaanlage und die Klimaanlage heizt teurer als eine Wärmepumpe. Dennoch lohnt es sich, bei der Anschaffung einer Wärmepumpe auch ans Kühlen zu denken. Unser Klima wird tendenziell immer heißer, also steigt auch der Wunsch nach Kühlung. Zumeist ist der Preisunterschied zwischen einer nur heizenden Wärmepumpe und einer auch kühlfähigen nicht so groß.

Kältemittel im Vergleich

Bei der Wahl des Kältemittels gilt es, den richtigen Kompromiss zwischen der thermodynamischen Effizienz des Gases, dessen Brennbarkeit und Toxizität und der Nachhaltigkeit zu finden. Natürliche Kältemittel wie etwa R-290 (Propan) sind zwar nachhaltig thermodynamisch recht Effizient, dafür aber hoch brennbar. CO₂ wiederum ist nachhaltig und nicht brennbar, dafür aber nicht so effizient.



Knackpunkt Kältemittel

Wärmepumpen können der Umgebung nur dann Energie entziehen, wenn sie ein Kältemittel mit sehr niedrigem Siedepunkt nutzen. In der Vergangenheit waren das zu meist extrem ozonschichtschädigende Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW) und später teilhalogenierte Fluorchlorkohlenwasserstoffe (HFCKW). In den HFCKW sind Wasserstoffatome teilweise durch Chlor- und Fluoratom substituiert, wodurch sie ein weitaus geringeres Ozonabbaupotenzial als die FCKW besitzen; ihr Treibhauspotenzial liegt ebenfalls weit unter dem der FCKW. Zudem werden die HFCKW schon in der Troposphäre abgebaut und gelangen nur teilweise in die Stratosphäre.

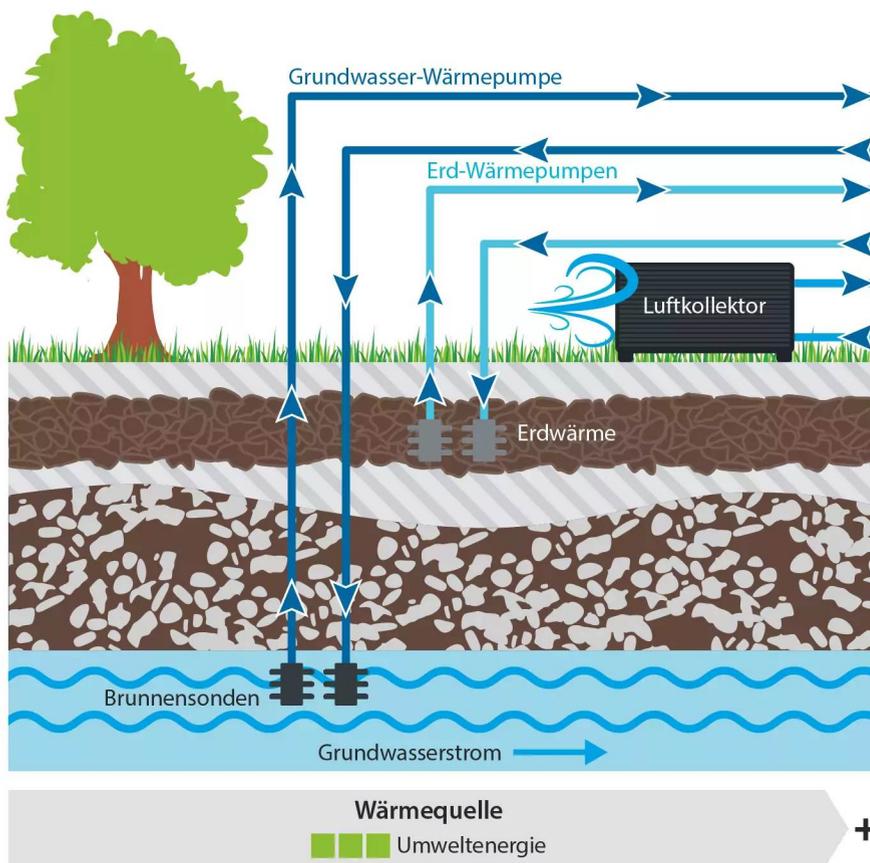
So funktioniert eine Wärmepumpe

Eine Wärmepumpe entzieht der Umwelt Wärmeenergie und gibt diese im Haus in Form von Heiz- oder Warmwasserwärme wieder ab. Dieser Prozess läuft in vier Stufen ab – unabhängig davon, ob die Wärmepumpe die Energie aus der Luft, dem Erdreich oder dem Grundwasser entnimmt.

Zunächst klingt es paradox, aus nur 5 Grad kalter Außenluft so viel Energie zu erhalten, dass man damit das Haus auf 25 Grad aufheizen kann. Trotz des vermeintlichen Widerspruchs ist das Funktionsprinzip einer Wärmepumpe nicht sehr kompliziert. Eine zentrale Rolle nimmt das Kältemittel ein: Aktuelle Wärmepumpen nutzen das synthetische Kältemittel R 32 (Difluormethan), das

einen Siedepunkt von $-51,7$ Grad Celsius besitzt.

Auch bei sehr niedrigen Außentemperaturen beträgt die Temperaturdifferenz zum Siedepunkt des Kältemittels immer noch 40 Grad Celsius und mehr. Sobald das Kältemittel im ersten Schritt mit der Temperatur der Luft, dem Wasser oder dem Erdreich in Berührung kommt, verdampft es deshalb – geht also vom flüssigen in den gasförmigen Zustand über. Nach den Gasdruckgesetzen wird die dafür benötigte Energie der Umgebung in Form von Wärme entzogen. Dieses Prinzip wird als Joule-Thomson-Effekt bezeichnet. Im Alltag kennt man diesen beispielsweise auch von den Treibgasampullen eines Sahnependers,



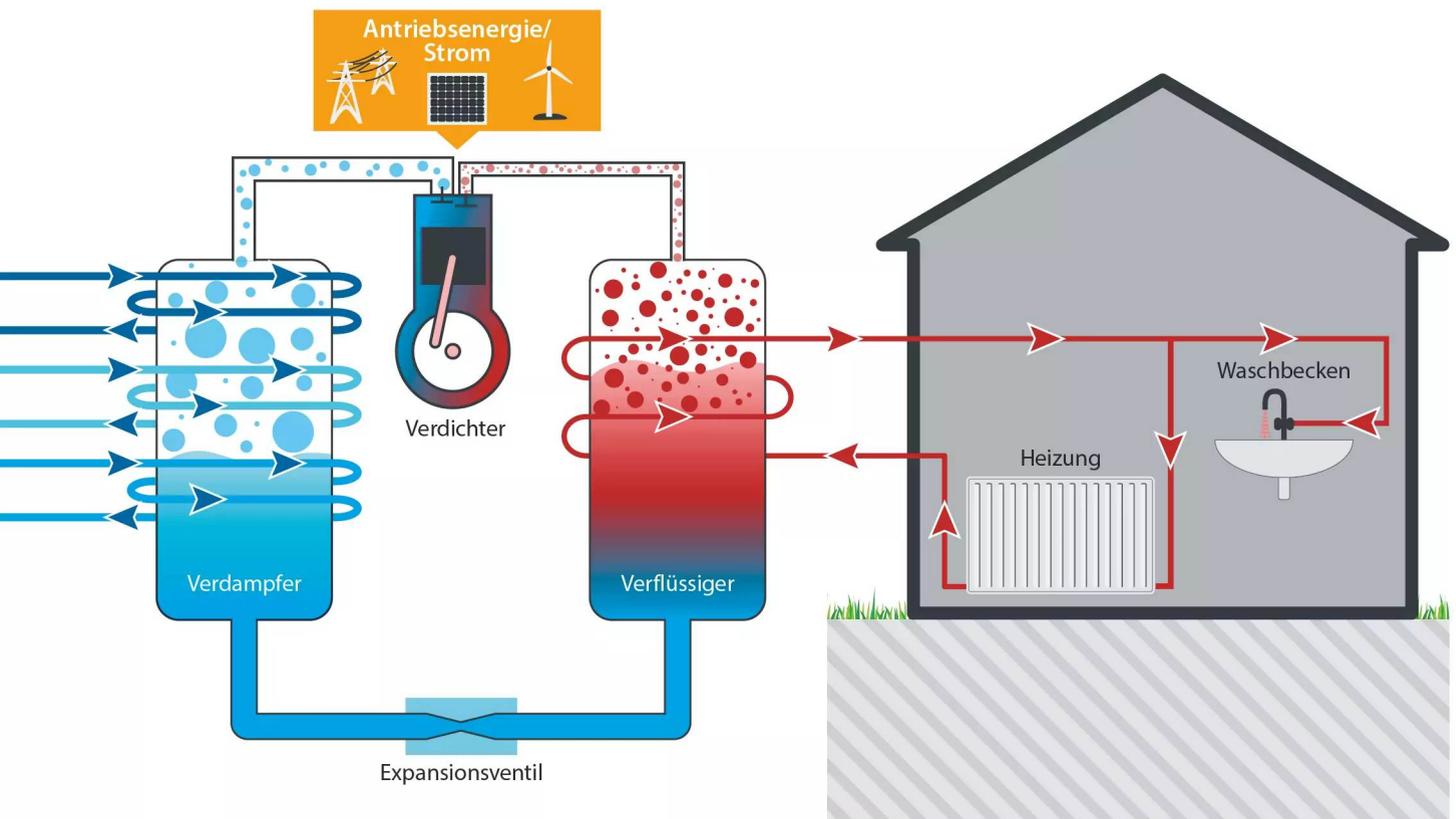
die beim Verdampfen des Flüssiggases so stark abkühlen, dass sich an der Ampulle gefrorener Reif bildet.

Im zweiten Schritt befördert der Kompressor der Wärmepumpe das nun gasförmige Kältemittel in den Verdichter, wo es sich mit steigendem Druck während des Verdichtens bereits stark erwärmt. Vom Verdichter strömt das warme und immer noch gasförmige Kältemittel in den Kondensator der Wärmepumpe. Mithilfe

eines Wärmetauschers wird ihm dort im dritten Schritt die Wärme entzogen und an das Wasser fürs Heizungssystem oder einen Tank für Brauchwasser übertragen. Durch den Temperaturabfall geht das Kältemittel dabei wieder in den flüssigen Zustand über.

Um den Kreislauf des Kältemittels zu schließen, fließt es durch das Expansionsventil wieder zurück in den Verdampfer. In diesem vierten Schritt nimmt der

Druck so weit ab, dass das Kühlmittel wieder auf seine ursprüngliche Temperatur abkühlt. Im Verdampfer kommt es anschließend erneut mit der Wärme der Umgebung in Berührung, worauf der Kreislauf erneut beginnt. In der Praxis läuft dieser Prozess jedoch nicht in einzelnen Stufen zeitlich aufeinander folgend ab, sondern das Kältemittel des geschlossenen Systems ist permanent im Durchlauf und befindet sich in einem dynamischen Gleichgewicht.



Kältemittel im Überblick

Kältemittel	Siedepunkt	GWP	Sicherheit	Anmerkungen
R-404a	-46,6 °C	3922	A1	Gemisch aus 44 % Pentafluorethan (R-125), 52 % 1,1,1-Trifluorethan (R-143a) und 4 % 1,1,1,2-Tetrafluorethan (R-134a). Der Einsatz in Neuanlagen ist seit 2020 verboten (F-Gas Verordnung). In Altanlagen noch bis 31.12.2029 zulässig.
R-410a	-48,5 °C	2088	A1	Gemisch aus 50 % Difluormethan (R-32) und 50 % R-125. Ab 2025 in Neuanlagen verboten. Enthält PFAS (Per- und polyfluorierte Alkylverbindungen, „Ewigkeitschemikalien“).
R-407a	-43,8 °C	1774	A1	Gemisch aus 23 % R-32, 25 % R-125 und 52 % R-134a. Ab 2025 in Neuanlagen verboten. Enthält PFAS (Per- und polyfluorierte Alkylverbindungen, „Ewigkeitschemikalien“).
R-134a	-16,1 °C	1430	A1	1,1,1,2-Tetrafluorethan. Ab 2025 in Neuanlagen verboten.
R-32	-51,7 °C	675	A2L	Difluormethan. Auch nach 2025 noch zugelassen. Sehr weit verbreitet.
R-454b	-50,9 °C	460	A2L	Gemisch aus 70 % R32 und 30 % 2,3,3,3-Tetrafluorprop-1-en (R-1234yf). Ist als Ersatz für R-410A vorgesehen. Kann in entsprechenden Anlagen mit leichten Modifikationen eingesetzt werden.
R-454c	-45,9 °C	148	A2L	Gemisch aus 78,5 % R-1234yf und 21,5 % R-32. Ist in Neuanlagen seit 2020 verboten (F-Gas Verordnung).
R-1234yf	-29,0 °C	7	A2L*	2,3,3,3-Tetrafluorpropen wird in vielen Klimaanlage in Autos verwendet. PFAS! Wird aller Voraussicht nach ab 2027 für Neuanlagen verboten. *Umstritten, bei der Verbrennung wird Fluorwasserstoff sowie Carbonylfluorid (COF2) frei.
R-290	-42,1 °C	3	A3	Propan, natürliches Kältemittel. Hat gute thermodynamische Eigenschaften und wird bereits in Wärmepumpen eingesetzt. Da es jedoch hoch entflammbar ist, sind hohe Anforderungen an die Sicherheit zu erfüllen.
R-744	-78,5 °C	1	A1	CO ₂ . Wärmepumpen, die CO ₂ als Kältemittel enthalten, können sehr hohe Vorlauftemperaturen erzeugen. Bei niedrigeren Temperaturen sind sie jedoch weniger effizient als Wärmepumpen mit anderen Kältemitteln. Nachteilig sind die hohen erforderlichen Drücke, für die alle Komponenten geeignet sein müssen.
R-1234ze	-18,0 °C	<1	A2L	1,3,3,3-Tetrafluorpropen wird in gewerblichen und industriellen Anlagen eingesetzt. PFAS! Wird aller Voraussicht nach ab 2027 für Neuanlagen verboten.
R-717	-33,0 °C	0	B2	Ammoniak, ist klimaneutral und wird überwiegend in größeren Kälteanlagen eingesetzt. In Wärmepumpen ist es unüblich.

Sicherheitsgruppen für Kältemittel

geringe Toxizität	erhöhte Toxizität	Entflammbarkeit
A3	B3	hoch entflammbar
A2	B2	entflammbar
A2L	B2L	schwer entflammbar
A1	B1	keine Flammenausbreitung

Inzwischen sind sowohl FCKWs als auch HFCKWs in neuen Wärmepumpen verboten. Stattdessen kommen verschiedene F-Gase zum Einsatz, die die Ozonschicht nicht angreifen. Dennoch tragen auch diese Gase zur Erderwärmung bei, wenn sie in die Umwelt geraten. Als Maß für die Schädlichkeit eines Gases wurde das Global Warming Potential (GWP) eingeführt. Es beschreibt das relative Erderwärmungs- beziehungsweise Treibhauspotenzial einer Substanz im Vergleich zu CO₂.

Die sogenannte F-Gas-Verordnung sortiert Schritt für Schritt verschiedene, besonders schädliche Gase aus. Ziel ist es, bis 2050 komplett auf F-Gase zu verzichten. Bei den Förderrichtlinien zur Heizungser-

neuerung (BEG [EM], siehe Artikel „Umweltverträglich und sparsam heizen“) wird dieses Ziel mit dem Förderelement „Effizienz-Bonus“ berücksichtigt.

Damit bleiben für neu eingebaute Wärmepumpen nur noch wenige Kältemittel übrig. Am weitesten verbreitet ist aktuell R-32, das aber nicht als natürliches Klimagas gilt und deshalb ebenso wie R-454b keinen Förderbonus bringt. R-290 (Propan) ist hingegen ein natürliches Kältemittel, aber leicht entzündlich. R-744 (CO₂) kann theoretisch auch in Wärmepumpen Verwendung finden, da es aber unter sehr hohen Drücken arbeiten muss, kommt es ebenso wie R-717 (Ammoniak) nicht in kleinen Wärmepumpen zum Einsatz.

Das GWP ist allerdings nicht der einzige Faktor, der bei der Wahl des Kältemittels eine Rolle spielt. Auch die Gefährlichkeit (Brennbarkeit, Toxizität) des Gases muss berücksichtigt werden. Ein Kältemittel ist deshalb auch verschiedenen Sicherheitsgruppen zugeordnet. Ein wichtiger Faktor bei der Kältemittelwahl ist zudem die thermodynamische Effizienz des Gases. Ein ideales Kältemittel hätte eine hohe thermodynamische Effizienz, wäre nicht brennbar, ungiftig und obendrein klimaneutral. Doch so ein Wun-

dermittel ist bislang noch nicht entdeckt worden, also gilt es Kompromisse zu finden.

Eine gesamtheitliche Betrachtungshilfe bietet der Total Equivalent Warming Impact (TEWI). Er berücksichtigt nicht nur die Klimaschädlichkeit des verwendeten Kältemittels, sondern auch zu erwartende Verluste (Leckagen) im Betrieb und bei der Entsorgung. Hinzu kommt noch die aus dem jährlichen Energiebedarf resultierende CO₂-Emission. Die mit dem TEWI mögliche ganzheitliche Betrachtung zeigt deutlich den Vorteil einer Wärmepumpe gegenüber einer Gasheizung.

Wärmequellen

Eine Wärmepumpe entzieht der Umgebung Energie. Das geschieht im einfachsten Fall aus der Umgebungsluft. Damit das funktioniert, muss die Wärmepumpe entweder ein Außengerät oder aber eine Verbindung mit der Umgebungsluft haben. Der Nachteil dieser Technik sind die schwankenden Umweltbedingungen. Im Winter, wenn besonders viel Energie zum Heizen benötigt wird, ist dummerweise auch die Außenluft kalt. Die Effizienz sinkt also genau dann, wenn am meisten Heizleistung benötigt wird.

Bei den Luft-Wärmepumpen gibt es grundsätzlich zwei verschiedene Varianten, die Luft-Luft-Wärmepumpe und die Luft-Wasser-Wärmepumpe. Letztere kann man auch für die Warmwasserbereitung nutzen, sie eignet sich gut als Ersatz für eine alte Gas- oder Öl-Heizung. Luft-Luft-Wärmepumpen, also die Geräte, die man gemeinhin als Klimaanlage bezeichnet, glänzen mit einem geringeren Installationsaufwand, verursachen aber mitunter Zugluft und stören empfindliche Gemüter obendrein durch das Geräusch des stets auch beim Innengerät vorhandenen Lüfters.

Deutlich effizienter sind Wärmepumpen, die ihre Energie aus der Erde oder dem Wasser beziehen. Allerdings sind solche Systeme in der Regel teurer. Bei den Wasser-Wasser-Wärmepumpen gibt es Modelle, die ihre Energie aus fließenden Gewässern schöpfen. Das ist im privaten Umfeld nur selten praktikabel, aufwendig und obendrein genehmigungspflichtig.

Bei geeignetem Untergrund kann auch das Grundwasser als Energiequelle dienen. Dazu sind zwei Bohrungen erforderlich, eine für die Grundwasserentnahme (Förderbrunnen) und eine weitere für die Rückführung des abgekühlten Wassers (Schluckbrunnen). Wenn Grundwasser in ausreichen-

der Menge, Temperatur und Qualität und in nicht zu großer Tiefe vorhanden ist, ermöglicht das einen äußerst effizienten Betrieb einer Wärmepumpe. Selbst an den kältesten Tagen liegen die Grundwassertemperaturen in Deutschland konstant bei rund zehn Grad. Um das Grundwasser als Wärmequelle zu nutzen, benötigt man eine Genehmigung der örtlichen unteren Wasserbehörde. Aufgrund des verhältnismäßig hohen Planungs- und Erkundungsaufwandes und des relativ großen Anteils von Hilfsenergie für die Wasserpumpen lohnt sich der Einsatz einer Grundwasser-Heizung vor allem für größere Objekte mit einem hohen Heiz- und Kühlbedarf. Die Anlagen unterliegen zudem einer gewissen Alterung, weshalb der Betreiber sie regelmäßig warten und kontinuierlich überwachen muss.

Aus der Erde

Gute Effizienz versprechen auch Sole-Wasser-Wärmepumpen, die ihre Energie aus der Erde beziehen. Dabei bieten sich unterschiedliche Varianten an. Tiefe Geothermie (500–3000 Meter) ist sehr aufwendig und nur bei sehr großen Wärmepumpen sinnvoll. Im privaten Umfeld setzt man eher auf oberflächennahe Geothermie. Dafür genügen zumeist ein bis drei Bohrungen in 50 bis 160 Meter Tiefe mit einem Bohrungsdurchmesser von etwa zwölf Zentimetern. In die Löcher werden Erdwärmesonden eingeschoben. Darin zirkuliert in Kunststoffrohren eine frostsichere Flüssigkeit, meist Sole, die dem Erdreich Wärme entzieht. Ob sich oberflächennahe Geothermie nutzen lässt, ermittelt ein Bodengutachten. Vor Baubeginn sind stets eine Genehmigung und der Abschluss einer verschuldensunabhängigen Versicherung gegen Ansprüche Dritter erforderlich. Diese deckt Schäden, die im Zusammenhang mit Bohrungen entstehen können, ab. Die Bohrungen kosten etwa 100 Euro pro Meter Bohrtiefe, lohnen sich aber über die Jahre, weil so eine Sole-Wasser-Wärmepumpe unter konstanten Bedingungen sehr effektiv arbeiten kann. Vor allem beim Neubau rentiert sich die Evaluation. Als Nachrüstlösung kommt oberflächennahe Geothermie oft nicht in Frage, weil im dicht bebauten Gelände nur selten Platz für die großen und schweren Bohrgereäte ist.

Hat man ein großes Grundstück, bieten sich Flächenkollektoren an. Dafür werden Kunststoffrohrleitungen ähnlich wie bei einer Fußbodenheizung schlangenförmig in 80 bis 200 Zentimeter Tiefe im Erdreich verlegt. Allerdings ist der Flächenbedarf sehr hoch, da der Wärmeertrag nur bei 25 Watt pro Qua-

dratmeter liegt. Als Faustformel geht man von etwa der doppelten Wohnfläche als Kollektorfläche aus. Die Fläche darf nicht überbaut oder mit tiefer wurzelnden Pflanzen oder gar Bäumen bewachsen sein. Zudem sind Sicherheitsabstände zu Wasserleitungen, Gebäuden, Fundamenten und Kanälen einzuhalten, damit es nicht zu Vereisung und den daraus resultierenden Schäden kommt. Bei sehr trockenen (Sand-)Böden funktionieren Erd-Flächenkollektoren in der Regel nicht. Die Kosten liegen bei 20 bis 50 Euro pro Quadratmeter, abhängig vom Umfang der erforderlichen Erdarbeiten.

Etwas weniger Platz benötigen Erdwärmekörbe. Das sind in Kegelform verlegte und in ein bis fünf Metern Tiefe vergrabene Kunststoffrohrlösungen. Der obere Korbdurchmesser beträgt 2 bis 2,5 Meter, unten sind es 1,3 bis 1,6 Meter. Ein Erdwärmekorb liefert einen Wärmeertrag von bis zu zwei Kilowatt. Die Körbe werden in einem Rasterabstand von fünf bis sieben Meter vergraben. Die Korbflächen dürfen nicht überbaut oder mit tiefer wurzelnden Pflanzen oder gar Bäumen besetzt sein und das Ganze funktioniert nicht in sehr trockenen Sandböden. Wie bei Flächenkollektoren sind Sicherheitsabstände erforderlich. Typischerweise muss man bei einem Eigenheim mit Kosten in Höhe von 6000 bis 12.000 Euro rechnen.

Bauformen

Wärmepumpen gibt es in zwei unterschiedlichen Bauformen. Sehr verbreitet sind aktuell Split-Anlagen. Sie bestehen aus zwei Komponenten, dem Außengerät mit Verdampfer und Verdichter und dem Innengerät mit dem Verflüssiger und dem Expansionsventil. Beide sind über die beiden Rohre der Kälteleitung miteinander verbunden. Zusätzlich gibt es noch eine Stromleitung. Typische Vertreter dieser Bauart sind Luft-Luft- aber auch Luft-Wasser-Wärmepumpen.

Monoblock-Anlagen bestehen aus einem etwas größeren Außengerät, das den kompletten Kühlmittelkreislauf enthält. In das Haus oder die Wohnung führt nur noch eine Leitung mit dem Wasserkreislauf sowie die Stromleitung. Diese Bauform ist vor allem bei Installateuren mit wenig Erfahrung im Wärmepumpen- oder Klimaanlagebau beliebt, weil keine Arbeiten am Kühlmittelkreislauf erforderlich sind. Ein qualifizierter Techniker mit „Kälteschein“ ist also nicht erforderlich.

Eine Unterkategorie der Monoblock-Wärmepumpen sind Modelle zur Innenmontage. Bei Sole-Was-

ser-Systemen ist das die Regel, da hier nur der Solekreislauf ins Haus geführt werden muss. Etwas exotischer sind innen aufgestellte Luft-Wasser-Wärmepumpen. Diese relativ voluminösen Monoblock-Geräte benötigen recht große Zu- und Abluftkanäle in den Außenbereich und nehmen viel Platz im Anschlussraum ein.

Damit eine Wärmepumpe möglichst gleichbleibend belastet wird, ist es sinnvoll, ihr einen oder mehrere Wärmespeicher zur Seite zu stellen. Üblich ist zumindest ein Pufferspeicher für den Heizkreislauf. Er verhindert, dass die Wärmepumpe zu oft an und wieder ausgeschaltet wird, was die Lebensdauer des Geräts beeinträchtigt. Der Pufferspeicher ist oft in das Innengerät integriert, kann bei größeren Anlagen aber auch als separater Kessel neben der Wärmepumpe stehen.

Ist die Wärmepumpe auch für die Warmwasserbereitung zuständig, kommt oft noch ein Brauchwasserspeicher hinzu. Traditionell ist das ein isolierter Kessel mit unten liegendem Kaltwasserzulauf und oben liegender Warmwasserentnahme. Im Kessel befindet sich eine Rohrschlange, über die das Brauchwasser von der Wärmepumpe aufgeheizt wird. Besonders effektiv arbeitet so ein Speicher allerdings nicht, da es zu einer kontinuierlichen Durchmischung von kaltem und warmem Wasser kommt. Dadurch muss das gesamte Speichervolumen auf Solltemperatur gehalten werden. Zudem besteht die Gefahr von Legionellenbildung, weshalb das Brauchwasser regelmäßig auf über 70 Grad erhitzt werden muss.

Moderne Speicher sind deshalb als sogenannte Schichtspeicher ausgeführt. Das ist ein isolierter Kessel mit unten liegendem Kaltwasserzulauf und oben liegender Warmwasserentnahme. Durch den Kessel schlängelt sich eine Rohrschlange, durch die die Wärmepumpe das Brauchwasser aufheizt. Im Kessel sind ein oder mehrere Trennbleche vorgesehen, die eine Durchmischung des Brauchwassers behindern. So steht mehr heißes Wasser zur Verfügung, auch wenn der Speicher nur teilweise die Solltemperatur erreicht hat. Allerdings besteht auch hier die Gefahr der Legionellenbildung und damit die Notwendigkeit, das Brauchwasser im Speicher regelmäßig auf mehr als 70 Grad zu erhitzen.

Eine Alternative sind Frischwasserstationen. Hier erwärmt die Wärmepumpe stets das gleiche Wasser in einem isolierten Kessel. Das Brauchwasser fließt durch eine Rohrschlange und erwärmt sich dabei. So ist - wie bei einem Durchlauferhitzer - stets nur wenig stehendes frisches Wasser im Trinkwasser-

kreislauf und es besteht keine Gefahr durch Legionellen. Dafür ist so eine Frischwasserstation deutlich teurer als ein simpler Brauchwasserspeicher. Zudem besteht bei falscher Dimensionierung die Gefahr, dass nicht genügend warmes Wasser zur Verfügung steht.

Puffer- und Brauchwasserspeicher lassen sich auch kombinieren. Das spart Platz, erhöht aber die Komplexität des Zwischenspeichers, da nun mehrere Rohrschlangen (Wärmetauscher der Wärmepumpe, Heizkreis, Brauchwasserkreis) im Speicher untergebracht werden müssen.

Nahezu alle aktuellen Wärmepumpen haben auch einen elektrisch betriebenen Heizstab. Dieser erhitzt das Wasser im Pufferspeicher immer dann, wenn ihn die Wärmepumpe nicht aus eigener Kraft auf Solltemperatur bringen kann. Das ist die energetisch ineffizienteste Methode, um zu heizen, und tritt nur in sehr seltenen Fällen auf. Nur wenn die

Wärmepumpe nicht ausreichend leistungsfähig genug dimensioniert wurde, schaltet sie den Heizstab häufig ein. Lässt sich der Heizstab separat ein- und ausschalten, kann er mitunter als Verbraucher für überschüssigen Solarstrom dienen. Entsprechende Steuermöglichkeiten bieten aber aktuell nur sehr wenige Wärmepumpen.

Gar nicht kompliziert!

Was hier vielleicht kompliziert und aufwendig klingt, ist in der Praxis längst etablierte Technik. Eine Wärmepumpe lässt sich in den meisten Gebäuden problemlos einbauen und als Nutzer kommt man weder mit Regelparametern, noch mit Kältemittel und Co. in Berührung. Moderne Wärmepumpen sind auch nicht lauter als eine Gasheizung, schonen aber die Umwelt und bei richtiger Auslegung auch den Geldbeutel. (jow) **ct**

Mehr zur
Wärmepumpentechnik:
ct.de/wq2t

Hacken für Anfänger

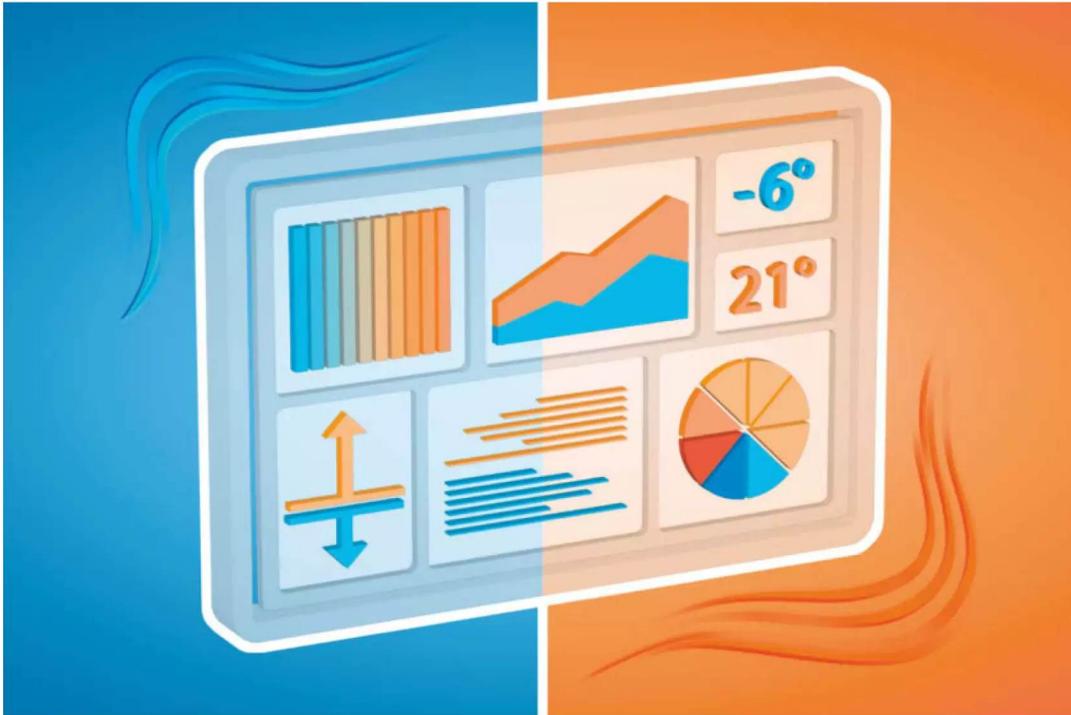
Offline erste Gehversuche unternehmen

ct
WEBINAR



Jetzt informieren:

webinare.heise.de/hacken-anfaenger



Visualisierungen mit Modbus einrichten

Cloudanbindung, Webserver, Smart-Home-Protokolle: Wer Wärmepumpe, Wechselrichter und Zwischenzähler überwachen will, findet solch einfach auszulesende Schnittstellen nicht immer vor. Häufig führt der einzige Weg zu den Daten über das Protokoll Modbus. So nutzen Sie es für Visualisierungen und Steuerungen.

Von **Jan Mahn**

Es gibt die weithin sichtbaren Botschafter der Energiewende: Windkraft- und Photovoltaikanlagen, Wallboxen und die Außengeräte von Wärmepumpen sind kaum zu übersehen. Und es gibt die stillen, verborgenen Akteure, nur einem eingeweihten Kreis bekannt. Ein solcher ist das un-

scheinbare Protokoll Modbus, das seinen Ursprung im Bereich der Industriesteuerung hat. Erstmals veröffentlicht 1979 in Produkten der Marke Modicon. Mittlerweile gepflegt von einer Organisation namens „Modbus Organization, Inc.“ (modbus.org), in der Hersteller von Steuer- und Regelungstechnik

aus der Industrie mitarbeiten. Speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS) mit überschaubarer Rechenleistung, auf Englisch heißen sie Programmable Logic Controller (PLC), waren die ursprüngliche Domäne von Modbus. Das Protokoll ist daher aus heutiger Sicht nicht sonderlich ressourcenhungrig.

Weil Modbus lizenzkostenfrei eingesetzt werden darf und Hersteller die nötige Technik günstig einbauen können, hat es sich auch außerhalb von Industrieanlagen breit gemacht, eben auch in den schon genannten Geräten: Wechselrichter sprechen Modbus, Zwischenzähler aller Arten, Wallboxen, viele Wärmepumpen, Klima-Splitgeräte und selbst Durchlauferhitzer und Heizstäbe. Über Modbus bekommt man häufig heraus, was die Geräte produzieren oder konsumieren; manchmal kann man Funktionen auch über Modbus steuern oder Einstellungen ändern. Wer die Energienutzung überwachen, visualisieren, steuern oder in eine Smart-Home-Umgebung einbinden will, kommt mit Wissen über Modbus und seine Spielarten deutlich weiter. Dieses Wissen liefert dieser Artikel zusammen mit praktischen Beispielen – fertige Rezepte für alle Szenarien können wir jedoch nicht anbieten, denn ohne Studium der Datenblätter der konkreten Komponenten kommen Sie nicht an die richtigen Werte.

Schweig still

Das Szenario, das Modbus voraussetzt, ist eine Zweiklassengesellschaft von Geräten. Es gibt einen dominanten Rechner, der andere Maschinen auswerten oder kontrollieren soll. Im Heimbetrieb kann das zum Beispiel ein Raspberry Pi sein, der als Smart-Home-Zentrale auftritt. Dieser zentrale Rechner heißt in der Modbus-Terminologie Client oder Master. Maschinen, die am Master hängen, heißen Slave oder Server. Diese Benennung klingt wie ein Widerspruch und ist zumindest gewöhnungsbedürftig, wenn man die Begrifflichkeiten anderer Client-Server-Infrastrukturen gewöhnt ist. Einleuchtend dagegen ist: Nur der Master darf Befehle senden und von den Slaves entweder einen Messwert anfordern oder einen Wert ändern.

Jeder Slave bekommt bei seiner Einrichtung eine Adresse zwischen 001 und 247 zugewiesen und hört dann auf diese. Wenn ein Slave nicht gefragt wurde, schweigt er. Auch untereinander unterhalten sich die Slaves nicht.

Damit sich die Geräte Nachrichten schicken können, braucht Modbus eine Übertragungsschicht, also eine physische Verbindung. Die klassische Betriebsart,



Der Eastron-Zwischenzähler SDM230-Modbus (links) misst eine Phase, der SDM72D-M überwacht dreiphasig den Verbrauch. Damit behalten Sie den Energiehunger von Geräten im Blick, die selbst keine Modbus-Schnittstelle haben.

die es von Anfang an gab, heißt Modbus/RTU (Remote Terminal Unit). Die baut heute in den meisten Fällen auf dem Verfahren RS485 auf (definiert im Standard TIA/EIA-485-A). Das ist Standardkost für serielle Übertragung, neben Modbus läuft zum Beispiel auch das Lichtsteuerprotokoll DMX512 über RS485.

Modbus/RTU über RS485 kann man mit verschiedenen Parametern betreiben. Zunächst muss man sich für eine Geschwindigkeit entscheiden. 9600 bit/s, in Konfigurationsdateien auch mal unscharf „baudrate“ genannt, ist ein gängiger Standardwert. Außerdem enthalten Modbus-Nachrichten ein sogenanntes Paritätsbit: Der Absender zählt die Einsen in seiner Nachricht und setzt das Paritätsbit so, dass die Anzahl entweder immer gerade (even) oder immer ungerade (odd) ist, das ist eine Einstellungsache. Bei Übertragungsfehlern, durch die ein Bit falsch ankommt, merkt der Empfänger, dass etwas nicht stimmt und kann die Nachricht verwerfen. Ebenfalls konfigurierbar ist die Anzahl der Stoppb (1 oder 2), die hinter jedem Byte gesendet werden. Bitrate, Stoppb und Art des Paritätsbits müssen Sie bei der Konfiguration von Modbus/RTU kennen und in der Software des Masters hinterlegen.

Verbunden werden Geräte für RS485 über zwei verdrehte und geschirmte Drähte (genannt A und B), also ein Paar eines Twisted-Pair-Kabels. Zusätzlich

wird in den meisten Fällen ein gemeinsames Bezugspotenzial (GND) mitgeführt. In der Smart-Home-Praxis heißt das, dass man zum Beispiel drei Adern eines achtadrigen Netzwerk-Verlegekabels nutzt oder zu vieradrigem Telefonkabel greift.

Modbus trägt die Silbe bus bereits im Namen und so überrascht es nicht, dass man mehrere Slaves und einen Master hintereinander auf einen Datenbus hängen darf, sie also alle elektrisch parallel anschließt. Soll heißen: Aus dem Master führen die drei Drähte zum ersten Gerät, der Anschluss A wird mit A, B mit B und GND mit GND verbunden.

Zusätzlich kann man ein weiteres Kabel anschließen, das zum nächsten Gerät führt. In der Praxis kann man zum Beispiel mehrere Modbus-Zwischenzähler für die Hutschienenmontage in einer Unterverteilung einbauen lassen und sie alle nacheinander an einen Modbus hängen. Damit kann man etwa den Energiebedarf pro Etage überwachen oder einzelne Räume wie Waschküche oder Küche separat unter Beobachtung halten. Einen einphasigen Modbus-Zwischenzähler wie den Eastron SDM230-Modbus, den Sie unten sehen, gibt es ab 36 Euro. Das dreiphasige Modell SDM72D-M liegt bei 44 Euro.

Hängen viele Geräte am Bus, beobachtet man teilweise unerfreulich viele Übertragungsfehler. Der Standard sieht daher vor, an beiden Enden der Kette einen 120-Ohm-Widerstand zwischen A und B einzubauen. Bei wenigen Teilnehmern und kurzen Leitungen ist das in der Regel nicht nötig. Manche Modbus-Hardware hat einen solchen Widerstand direkt eingebaut, teilweise kann man ihn über einen Schalter zuschalten.

Damit ein Computer oder Raspberry mit Modbus/RTU-Geräten sprechen kann, ist keine teure Elektronik nötig. Wir haben für Experimente den günstigsten USB-Adapter namens „WINGONEER CH340E USB zu TTL USB zu RS485 Konverter“ für 7 Euro bei Amazon erstanden; darauf übersetzt ein Chip namens CH340E zwischen der seriellen Schnittstelle und USB. Eine galvanische Trennung zwischen USB-Seite und RS485-Bus bekommt man für den Preis jedoch nicht. Eine Überspannung auf dem Bus würde auf die USB-Seite durchschlagen und im schlimmsten Fall den PC grillen. Für Modbus-Experimente im Labor ausreichend, in der Praxis nicht optimal. Für den Raspberry Pi bekommt man für rund 40 Euro RS485-Aufsteckplatinen (HAT) mit galvanischer Trennung. Man muss aber nicht zwangsläufig einen Raspberry in der Nähe von Zählerschrank, Wärmepumpe oder Wechselrichter platzieren, um die Daten über Modbus RTU auszu-



Modbus-Schnittstellen für verschiedene Gelegenheiten: Waveshare bietet Modbus-Gateways für die Hutschiene an (links), Bastler greifen zu ESP8266-RS485-Platinen für eigene Projekte (Mitte), zum Auslesen auf Raspi oder PC reicht ein günstiger RS485-USB-Adapter.

lesen und über das Netzwerk durchs Haus zu transportieren. Um zu verstehen, welche Alternativen es gibt, ist ein Blick auf das zweite verbreitete Übertragungsverfahren nötig.

Modbus durchs Netzwerk

Hat ein Gerät wie ein Wechselrichter oder eine Wärmepumpe ohnehin einen Netzwerkanschluss oder ein WLAN-Modul, weil zum Beispiel auch ein lokaler Webserver läuft oder das Gerät ins Internet funken soll, implementieren viele Hersteller Modbus/TCP. Anstatt über RS485 zu sprechen, packen Master und Slave ihre Fragen und Antworten in TCP-Pakete ein und senden sie über den dafür reservierten Port 502. Hängen Sie solche Geräte ins Heimnetz, dann stellen Sie eine statische IP-Adresse ein oder lassen Sie den Router per DHCP immer dieselbe Adresse zuweisen.

Sicherheit ist nur ein Randaspekt, wenn es um Modbus/TCP geht: Seit 2018 hat die Modbus Organization auch einen Standard für Modbus/TCP mit Transportverschlüsselung (TLS) und eingebauter Zugriffssteuerung veröffentlicht (inoffiziell ist dafür Port 802 auserkoren). Darauf geht dieser Artikel nicht genauer ein, weil es in heute üblichen Geräten nicht sonderlich verbreitet ist. Wer unverschlüsseltes Modbus/TCP in größeren Netzen einsetzt (zum Beispiel

Modbus-Registertypen		
Name	Länge	Rechte
Discrete Input	1 Bit	nur lesen
Coil	1 Bit	lesen und schreiben
Input Register	16 Bit	nur lesen
Holding Register	16 Bit	lesen und schreiben

im Firmennetz), muss es unbedingt in ein eigenes VLAN einsperren, sonst kann jeder mit Netzwerkzugriff schlimmstenfalls die Heizung abschalten. Dass man Modbus nicht per Portweiterleitung öffentlich ins Internet hängt, sollte eigentlich selbstverständlich sein. Eine schnelle Suche in den Security-Suchmaschinen shodan.io und censys.io mit Tausenden Treffern beweist aber, dass der Hinweis durchaus angebracht ist: Finger weg von der Portweiterleitung für Modbus/TCP!

Wenn Ihr Gerät eine Netzwerkschnittstelle oder ein WLAN-Modul hat und Modbus beherrscht, verbinden Sie es mit Ihrem Netzwerk, richten die IP-Adresse ein und kramen nach der Anleitung. Darin erfahren Sie, wie man das Protokoll konfiguriert. In der Regel ist Modbus/TCP ausgeschaltet, anknipsen können Sie es über eine lokale Weboberfläche, über ein Display oder über Schalter am Gerät. In der Regel wollen Sie die Server/Slave-Funktion aktivieren. Manche Hersteller haben in der Konfiguration auch eine Einstellung für eine ID eingebaut, andere setzen sie immer auf 1.

In der Modbus/TCP-Welt hat die ID eine andere Bedeutung. Der Master kontaktiert die Slaves über ihre IP-Adressen, daher reicht ID 1 fast immer aus. Es gibt aber Ausnahmen: Eine solche Ausnahme bilden Modbus-Gateways (auch für die Hutschienenmontage erhältlich), die zwischen Modbus/RTU und Modbus/TCP übersetzen. Solche Gateways hängen als Slave über Modbus/TCP im Netzwerk und treten gleichzeitig über RS485 als Master auf. Eine Anfrage übers Netzwerk inklusive ID reichen sie über Modbus/RTU an den Slave mit der passenden ID weiter und geben die Antwort zurück ins Netzwerk.

Die Daten

Genug der Vorrede zur Übertragungsschicht – welche Daten werden über Modbus genau transportiert? Herzstück der Kommunikation sind Register, die man auch als Datenpunkt bezeichnen kann. In der Tabelle „Modbus-Registertypen“ unten sehen Sie

die vier Arten von Registern. Soll ein Gerät mitteilen können, ob es einsatzbereit ist, würde man das mit einem Discrete Input umsetzen, der die Werte 1 oder 0 annehmen kann. Eine Coil – zu Deutsch die Spule eines Relais oder Schützes, also einen Aktor – kann man einsetzen, wenn der Master eine Funktion (zum Beispiel den Kreislauf einer Wärmepumpe) über Modbus ein- und ausschalten und gleichzeitig den Zustand abfragen kann. Den Zählerstand eines Stromzählers kann man in ein Input Register verpacken. Wenn man etwa den Lüfter einer Klimaanlage von 0 bis 100 Prozent steuern soll, ist ein Holding Register der richtige Typ.

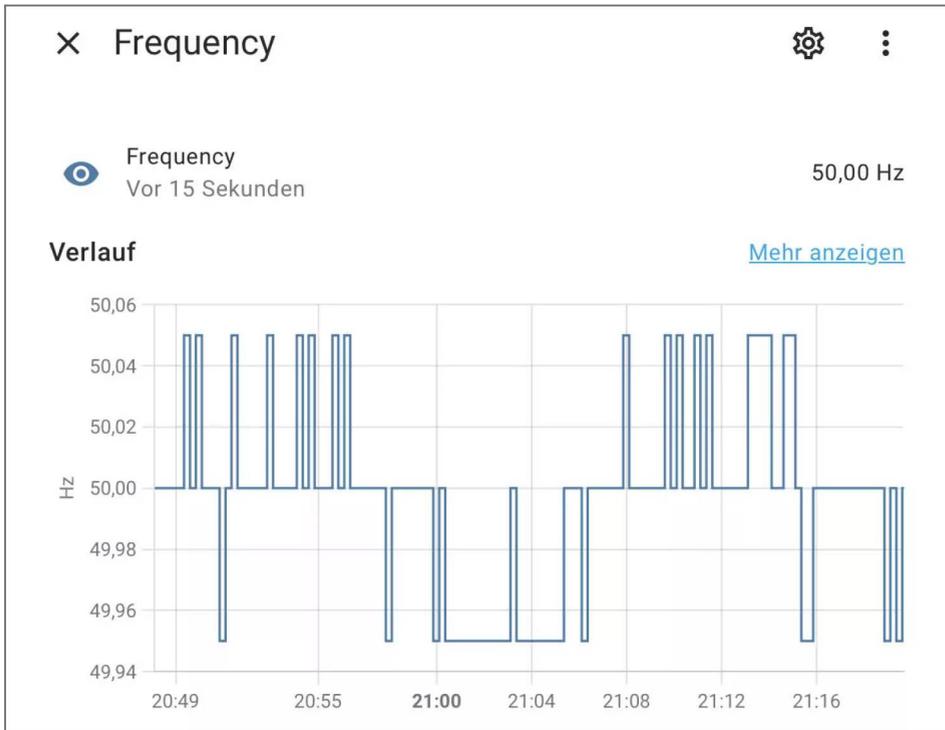
Als Anwender müssen Sie die Entscheidung für einen Typ nicht treffen, sondern nur die Modbus-Dokumentation Ihrer Endgeräte finden. Weil die meist lange Tabellen enthält, ist die oft nicht Teil der (gedruckten) Bedienungsanleitung und steht separat zum Download bereit. In den Tabellen erfährt man auch, in welchen Einheiten und mit welchem Datentyp die Werte verarbeitet werden.

Ein Master sendet mit jeder Anfrage neben der ID einen Funktionscode an den Client, wenn er Register lesen oder schreiben will. Der Master muss also immer wissen, welchen Typ die Register haben. Die Codes, die der Standard definiert, müssen Sie in der Regel nicht auswendig kennen – sie sind in der Software hinterlegt, mit der Sie auf Modbus-Register zugreifen.

Wie bereits beschrieben, enthält ein Register nur 16 Bit. Für manche Daten reicht das aus, für andere Werte ist das aber zu wenig. Das ist aber keine Einschränkung, schließlich kann man einen Wert auch auf mehrere Register aufteilen – aus zwei Registern kann man zum Beispiel einen 32-Bit-Integerwert (mit oder ohne Vorzeichen) bilden oder eine 32-Bit-Fließkommazahl. Manche Slaves arbeiten nur mit 32-Bit-Werten und weigern sich daher zu antworten, wenn der Master eine ungerade Anzahl an Registern mit einer Anfrage abfragt – das kann beim Experimentieren zu grauen Haaren führen. Um die Komplexität noch weiter zu erhöhen, können 32-Bit-Register noch in einer von zwei Wort-Reihenfolgen kodiert sein. Häufiger anzutreffen ist Big Endian, wo das Wort, das die höheren Zahlen kodiert, zuerst kommt. Das andere Verfahren heißt Little Endian.

Dokumentationswirrwarr

Mit diesem Vorwissen sind Sie bereit für den schmutzigsten Teil der Arbeit: Denn so gut standardisiert



Die Königsdisziplin bei der Arbeit mit Modbus: Die Smart-Home-Zentrale Homeassistant liest über Modbus/RTU einen Stromzähler aus und zeigt Messwerte – hier die Netzfrequenz – als Diagramm an.

und etabliert Modbus ist, so schlecht und verwirrend sind oft die Dokumentationen der Produkte.

Verschaffen Sie sich zunächst in der Tabelle Ihrer Hardware einen Überblick, welche Werte Sie lesen und schreiben dürfen; davon hängt ab, was Sie mit Modbus genau anstellen können. Meist sind die Tabellen nach Registertypen sortiert. In der Dokumentation für den simplen Stromzähler SDM230 findet man zum Beispiel eine Zeile wie diese:

Input, 30013, Active power, Unit: Watts

Ferner findet man den Hinweis, dass Werte 32 Bit lang sind, man also immer zwei Register abfragen muss. Außerdem ist von „Most significant register first“ die Rede, eine Umschreibung für Big Endian. Mit der Registernummer 30013 kommen Sie beim Auslesen jedoch nicht weiter, denn der Zählerhersteller Eastron folgt in seiner Anleitung der alten Gepflogenheit von Modbus-Erfinder Modicon und stellt den Registernummern Zahlen voran, damit man auf einen Blick sieht, worum es sich handelt

– 3 für Input Register, 4 für Holding Register, dazwischen Nullen. Wenn Sie eine Zahl wie 30013 sehen, ist meist 13 gemeint. Aber auch das ist stimmt nicht immer, denn einige Dokumentationen fangen bei 0 an zu zählen, andere bei 1. So ist es auch beim Eastron-Zähler: 30013 in der Doku steht in Wirklichkeit für ein Register vom Typ Input mit der Nummer 12. Manche Hersteller sparen sich die Verklausulierung und schreiben direkt 12.

Auslesepraxis

Genug der grauen Theorie. Um ein Gefühl für Modbus/RTU oder Modbus/TCP zu bekommen und erste Werte zu lesen oder zu schreiben, reicht das kleine Kommandozeilenwerkzeug `modbus` des Entwicklers favalex (github.com/favalex/modbus-cli). Die folgenden Schritte haben wir auf einem Raspberry Pi mit Raspberry Pi OS getestet, sie funktionieren aber auch auf jedem anderen Linux mit installiertem Python. Das Werkzeug installiert man über den Paketmanager Pip wie folgt:

ct Fotografie

Das Magazin von Fotografen – für Fotografen



Jetzt scannen

**35%
Rabatt**

2x c't Fotografie testen

- 2 Ausgaben kompaktes Profiwissen für 14,30 €
- 35 % Rabatt gegenüber Einzelheftkauf
- Inklusive Geschenk nach Wahl
- Wöchentlicher Newsletter exklusiv für Abonnenten



ct-foto.de/fotowissen

```
pip install modbus_cli
```

Nach der Installation muss man eine neue Kommandozeilensitzung öffnen, dann steht der Befehl `modbus` zur Verfügung. Wollen Sie ein Gerät per Modbus/RTU auslesen, müssen Sie jetzt Ihren RS485-USB-Stick anschließen und dessen Adresse unter Linux herausfinden. Das erledigt der Befehl `ls /dev/tty*`. In der Regel heißt das erste USB-Gerät am Raspi `/dev/ttyUSB0`.

Das kleine Programm erwartet ein paar Parameter, einige weitere sind optional. Mit `-s` gibt man die ID des Slaves an, mit `-b` wählt man die Übertragungsgeschwindigkeit. Der folgende Befehl liest von einem Slave mit der ID 1 mit 9600 bit/s über das Gerät `/dev/ttyUSB0` das Inputregister (dafür steht das `i@`) mit der Nummer 12 (30013 in der Doku) aus. Die Formulierung `/f` weist das Programm an, die Antwort als 32-Bit-Fließkommawert (Float32) zu interpretieren und zwei Register abzufragen:

```
modbus -s 1 -b 9600@  
c /dev/ttyUSB0 i@12/f
```

Ist die RS485-Verbindung richtig verkabelt, spuckt `modbus` eine Dezimalzahl aus, in diesem Beispiel die Wirkleistung, die der Stromzähler gerade misst. Optional ändern Sie die Zahl der Stoppbits mit `-p` und die Art der Paritätsprüfung mit `-P` (e für even, o für odd und n für keine Prüfung). Wenn Sie Register per Modbus/TCP übers Netzwerk auslesen wollen, brauchen Sie keine Schnittstellenangabe und auch keine Datenrate. Der Befehl sieht etwa so aus:

```
modbus -s 1 192.168.1.25 i@12/f
```

Das Kommandozeilenwerkzeug `modbus` kann noch deutlich mehr als hier beschrieben, die gesamte Dokumentation finden Sie im GitHub-Repository (siehe ct.de/wm7h), neben Lesen kann es auch Werte schreiben. Die wichtigsten Abkürzungen für eigene Experimente: `h@` steht für ein Holding Register, `c@` für Coil und `d@` für Discrete Input. Haben Sie es nicht mit `/f` für eine Fließkommazahl zu tun, dekodieren Sie mit `/h` einen 16-Bit-Integerwert mit Vorzeichen, mit `/H` einen ohne. `/i` steht für eine 32-Bit-Integerzahl mit Vorzeichen, `/I` für eine ohne.

Modbus im Smart Home

Wenn Sie so weit gekommen sind, können Sie anfangen, mit den Daten zu arbeiten: Das Kommando-

zeilenwerkzeug `modbus` könnten Sie ganz rudimentär in Skripte verpacken und die Werte in eine Datei oder Datenbank schreiben.

Komfortabler wird es mit einer Umgebung wie Node Red, in der Sie Abläufe in einer grafischen Oberfläche zusammenstöpseln. Das Paket `node-red-contrib-modbus` (siehe ct.de/wm7h) erfreut sich großer Beliebtheit, versteht Modbus RTU und TCP und wird aktiv gepflegt.

Fans der Smart-Home-Steuersoftware Homeassistant kommen ganz ohne Programmieren an Werte aus dem Modbus-Universum. Es reicht ein Schnipsel wie der folgende, den man in der Homeassistant-Konfigurationsdatei `configuration.yaml` ablegt, um aus dem Eastron-Zähler die Netzfrequenz (Input-Register 30071 laut Doku) über den USB-Seriell-Adapter auszulesen:

```
modbus:  
  - name: "Eastron-Stromzähler"  
    type: serial  
    method: rtu  
    baudrate: 9600  
    bytesize: 8  
    stopbits: 1  
    parity: N  
    port: /dev/ttyUSB0  
    sensors:  
      - name: Frequency  
        unit_of_measurement: Hz  
        address: 70  
        input_type: input  
        slave: 1  
        precision: 2  
        data_type: float32
```

Einen Neustart von Homeassistant später steht der Sensor im System bereit und Sie können ihn zum Beispiel auf dem Dashboard mit Diagramm einbinden.

Fazit

Modbus ist der kleinste gemeinsame Nenner für Überwachung und Steuerung vieler Geräte, die mit Energieverbrauch oder Erzeugung zu tun haben. Wenn man die Einstiegshürden überwunden hat, macht Modbus aber viel Spaß und eröffnet neue Möglichkeiten für ambitionierte Smart-Home-Bastei und Monitoring von PV-Anlage und Wärmepumpe. (jam) 

**Modbus-Doku und
Kommandozeilenwerkzeug:**
ct.de/wm7h

Ihre IT-Feuerwehr im Ernstfall

Mit iX gut gerüstet bei
Cyberangriffen



iX hilft Ihnen bei diesen Themen:

- ▶ Wie Cyberkriminelle agieren:
Die häufigsten Angriffsarten
- ▶ Incident Response: Technische und organisatorische Sofortmaßnahmen
- ▶ Angriffe erkennen mit Logs, EDR und SIEM
- ▶ Folgen bewältigen, Systeme und AD wieder aufsetzen
- ▶ Von Backup bis Notfallplan: Vorbereitet sein für den Ernstfall
- ▶ Meldepflichten und andere rechtliche Anforderungen

Heft für 19,90 € • PDF für 17,49 € • Heft + PDF 26,50 €



shop.heise.de/ix-notfallguide24

Jetzt
bestellen!





Hydraulischer Abgleich spart Heizkosten

Unten im Wohnzimmer sind die Heizkörper bereits auf zweitniedrigster Stufe richtig heiß, oben im Bad sind sie das nicht einmal auf höchster. Ist die Heizung unpassend dimensioniert oder gar defekt? Nicht unbedingt, denn es kann auch an falsch eingestellten Durchflussmengen in den Heizkörpern liegen. Ein hydraulischer Abgleich schafft Abhilfe.

Von **Georgiy Belashov**

Um alle Räume ausreichend mit Wärme zu versorgen, drehen frierende Bewohner gern die Vorlauftemperatur hoch oder erhöhen die Pumpenleistung. Dadurch werden die näher an der Wärmequelle liegenden Räume allerdings schnell überversorgt, was unnötig viel Energie verbraucht.

Dagegen hilft ein sogenannter hydraulischer Abgleich: Dabei balanciert man die Strömungswiderstände in den einzelnen Heizsträngen so aus, dass sich die Heizwasserströme und somit die Wärme gleichmäßig auf alle Heizkörper verteilen. Konkret heißt das, dass der Öffnungsgrad der Heizkörper-

ventile den Volumenstrom durch diese Heizkörper bestimmt. Diese Grenze ist nicht fest, sondern von anderen Faktoren wie der Pumpenleistung und der Einstellung anderer Ventile im Heizsystem abhängig. Für die Wärmeverteilung auf die einzelnen Räume kommt es somit auf das relative Verhältnis der Strömungswiderstände zueinander an. Deswegen betrachtet man im Rahmen des hydraulischen Abgleichs das ganze Heizsystem. Durch eine gleichmäßigere Wärmeverteilung im Haus steigert der hydraulische Abgleich den Wohnkomfort und reduziert den Energieverbrauch deutlich, oft um bis zu 15 Prozent.

Grundsätzlich kann man den hydraulischen Abgleich nach einem von zwei Verfahren vornehmen. Bei Verfahren A schätzt der Durchführende die Heizlast zum Beispiel anhand der energetischen Klasse des Gebäudes. Die Heizlast für einzelne Räume berechnet man dann nur anhand ihres Flächenanteils am gesamten Gebäude. Dadurch werden viele relevante Faktoren nicht berücksichtigt, etwa die gewünschte Temperatur oder die baulichen Eigenschaften eines bestimmten Raums. Diese lediglich oberflächliche Betrachtung des Heizsystems liefert ein Ergebnis, welches selten präzise genug ist, um als solide Grundlage für den hydraulischen Abgleich zu dienen.

Im Rahmen des Verfahrens B erfasst man sowohl die Eigenschaften einzelner Räume als auch die des Heizsystems, was eine deutlich genauere Abbildung der tatsächlichen Zustände und somit einen genaueren Abgleich ermöglicht. Bei einigen staatlichen und regionalen Förderprogrammen für die Heizungserneuerung ist ein hydraulischer Abgleich durch einen Fachbetrieb vorgeschrieben. Ob der Abgleich mithilfe des vereinfachten Verfahrens A oder der genaueren B-Variante erfolgen muss, unterscheidet sich von Programm zu Programm. Dieser Artikel beschreibt detailliert, was bei einem hydraulischen Abgleich geschieht. Er richtet sich an alle, die verstehen wollen, was der Heizungsmonteur tut, oder die sich selbst am Abgleichen versuchen wollen. Wenn Sie auf eigene Faust optimieren, bekommen Sie keine Bescheinigung für Förderungen, aber der Aufwand kann sich dank möglicher Einsparungen dennoch auszahlen.

Heizlasten berechnen

Am Anfang des hydraulischen Abgleichs steht die Ermittlung der Heizlasten für die einzelnen Räume und das Gesamtobjekt. Die Heizlast gibt an, welche

Wärmezufuhr in Watt nötig ist, um eine bestimmte Raumtemperatur zu halten. Abgesehen von der Raumfläche spielen unter anderem solche Faktoren wie die Anzahl, Größe und Art der Fenster, aber auch die Wunschtemperatur des Raums eine Rolle. Je größer und weniger gedämmt die Fensterfläche ist, desto mehr Wärme geht nach außen verloren. Dasselbe gilt für höhere Raumtemperaturen, die die Temperaturdifferenz zur kälteren Umgebung – treibende Kraft für den Wärmeverlust – erhöhen.

Der hydraulische Abgleich erfolgt für Bedingungen, die an besonders kalten Tagen vorherrschen und somit die Auslegungstemperatur vorgeben. Diese entspricht der standortspezifischen Norm-Außentemperatur, in Düsseldorf zum Beispiel $-8\text{ }^{\circ}\text{C}$ (siehe ct.de/wudz). Apps wie Resideo Heizlastberechnung oder Wilo-Assistent erleichtern die Analyse und Erfassung der Daten.

Heizkörperleistungen berechnen

Die Heizkörperleistung einzelner Räume muss über ihrer ermittelten Heizlast liegen. Grundsätzlich bestimmen die Oberfläche des Heizkörpers und seine Temperaturdifferenz $\Delta\theta_{in}$ – auch bekannt als Übertemperatur – zur Lufttemperatur des beheizten Raums θ_L die Heizkörperleistung. Es liegt nahe, für die Berechnung der Übertemperatur den einfachen Mittelwert aus der Vor- und Rücklauftemperatur θ_V und θ_R für die mittlere Heizkörpertemperatur zu nehmen, doch die logarithmische Übertemperatur bildet den in Wirklichkeit nichtlinearen Temperaturverlauf im Heizkörper realistischer ab:

$$\Delta\theta_{in} = \frac{\theta_V - \theta_R}{\ln \frac{\theta_V - \theta_L}{\theta_R - \theta_L}}$$

Höhere Vorlauftemperaturen erhöhen die Leistung der Heizkörper, lassen eine Wärmepumpe aber weniger effizient und somit weniger wirtschaftlich arbeiten (siehe auch S. 54). Das heißt, dass Heizkörper, die für andere Heizungsarten mit höheren Vorlauftemperaturen und größeren Vorlauf-zu-Rücklauf-Differenzen ausgelegt wurden – wie zum Beispiel eine Gasheizung –, bei einer Wärmepumpe für einen wirtschaftlichen Betrieb womöglich unterdimensioniert sind und getauscht werden müssen. Besonders wenn man eine neue Heizung auf Basis einer Wärmepumpe plant, ist eine Bodenheizung eine sinnvolle Alternative, da sie sich viel besser

für den Betrieb mit niedrigen Vorlauftemperaturen eignet.

In der Praxis ermittelt man die Heizkörperleistung oft anhand ihrer Normwärmeleistung. Diese ist meist in den Herstellerangaben zu finden und gilt für die Systemtemperatur 75/65/20 Grad Celsius (Vor-, Rücklauf- und gewünschte Raumlufttemperatur). Den Vorlauf einer Wärmepumpe auf 75 °C einzustellen, ist aber in etwa so wirtschaftlich, wie mit Designermöbeln zu heizen. Realistischer sind 40 °C für den Vor- und 30 °C für den Rücklauf. Bei der Berechnung nehmen wir vereinfachend an, dass die Vor- und Rücklauftemperaturen jeweils den Eintritts- und Austrittstemperaturen der Heizkörper entsprechen. Mit folgender Formel rechnet man die Normwärmeleistung in die Betriebswärmeleistung um:

$$\dot{Q}_{\text{Betrieb}} = \dot{Q}_{\text{Norm}} \cdot f^n \cdot B$$

Der Heizkörperexponent n beschreibt, wie effektiv der Heizkörper die Wärme an die Umgebung abgibt und liegt bei einem typischen Wandheizkörper des Typs 22 im Bereich von 1,3. Der Heizkörpertyp ist eine Kombination aus zwei Ziffern: Die erste gibt die Zahl der vom Heizwasser durchflossenen Heizplatten an, die zweite ist die Anzahl der daran angebrachten gefalteten Konvektorbleche. B ist die Breite des Heizkörpers in Metern, da sich die Normwärmeleistung auf eine Heizkörperbreite von einem Meter bezieht. Den temperaturbezogenen Korrekturfaktor f berechnet man wie folgt:

$$f = \frac{\Delta\theta_{\text{In,Betrieb}}}{\Delta\theta_{\text{In,Norm}}} = \frac{40 - 30}{\ln \frac{40 - 20}{30 - 20}} + \frac{75 - 65}{\ln \frac{75 - 20}{65 - 20}} = 0,29$$

Das berechnete \dot{Q}_{Betrieb} zeigt, dass die Betriebswärmeleistung für einen ein Meter breiten Heizkörper in diesem Beispiel lediglich 20 Prozent der in dem Datenblatt angegebenen Normwärmeleistung beträgt. Wer die Ergebnisse überprüfen möchte, kann das online tun (siehe ct.de/wudz).

Volumenströme berechnen

Mit der Heizlast Φ des Raums und der vorliegenden Temperaturdifferenz zwischen dem Vor- und Rücklauf $\Delta\theta_{VR}$ berechnet man die benötigten Volumenströme \dot{V} durch den Heizkörper nach dem Prinzip: Was die kalte Welt an Wärme nimmt, muss die Heizung wieder zuführen. Die zur Berechnung notwendige Wärmekapazität des Wassers c bezieht sich allerdings nicht auf den Volumen-, sondern auf den Massenstrom, weswegen auch die Dichte des Wassers ρ zur Umrechnung nötig ist:

$$\dot{V} = \frac{\Phi}{c \cdot \rho \cdot \Delta\theta_{VR}}$$

Thermostate mit Voreinstellung

Auch wenn der hydraulische Abgleich mit verschiedenen Ventilarten möglich ist, empfehlen wir Ther-

Bauhöhe:	900	mm
Typ:	22	▼
		
Baulänge:	600	mm

Online-Tools wie das vom Bundesverband Wärmepumpe können einem viel Arbeit bei der Berechnung der Heizkörperleistung abnehmen.

Die Ventil-Voreinstellung befindet sich unter dem Thermostatkopf.



mostatventile mit Voreinstellung, da sie den Vorgang erheblich vereinfachen. Dem meist unscheinbaren Äußeren zum Trotz sind diese Ventile die Helden dieser Erzählung. Durch das Drehen der Voreinstellung, die sich oft unter dem Thermostatkopf mit der Temperatureinstellung verbirgt, verändert sich die Größe der Öffnung, durch die das Wasser in den Heizkörper strömen kann. Die Voreinstellung gibt dadurch den maximalen Öffnungsgrad des Thermostatventils und den Rahmen vor, in dem der Thermostat den Volumenstrom durch den Heizkörper regelt. Jede Einstellung am Thermostat entspricht dabei einer bestimmten Soll-(Wunsch-)Raumtemperatur, Stufe 3 steht für etwa 20 °C und der Abstand zwischen den Stufen liegt bei circa 4 °C.

Im Thermostatkopf befindet sich der Temperaturfühler mit einem Dehnstoffelement. Steigt die Raumtemperatur, expandiert das Dehnstoffelement und drückt einen Stift gegen das Thermostatventil, welches dadurch nach und nach geschlossen wird. Sinkt die Raumtemperatur, schrumpft das Dehnstoffelement. Eine Rückstellfeder sorgt dann dafür, dass sich das Ventil wieder öffnet und das Wasser durch den Heizkörper fließen lässt. Die Temperatureinstel-

lung am Thermostatkopf ändert die Position des Stiftes und damit auch die Temperatur, ab welcher dieser das Ventil schließt.

Thermostatvoreinstellungen berechnen

Ventilhersteller geben in ihren Datenblättern die Durchflussfaktoren K_V für jede Voreinstellstufe an. Diese Faktoren stehen für den Wasserdurchfluss, der zu einem Druckverlust von einem Bar über das Ventil führt. Optimale Druckverluste über das Thermostatventil liegen für Auslegungsvolumenströme bei 30 bis 50 Millibar. Höhere und niedrigere Werte verschlechtern das Regelverhalten, besonders ab 100 Millibar führen sie darüber hinaus zu erhöhtem Energiebedarf der Heizwasserpumpe, die man oft als Umwälzpumpe bezeichnet, und eventuell zu störenden Betriebsgeräuschen.

Um die passende Voreinstellstufe aus dem Datenblatt zu ermitteln, berechnet man nun den Wasserdurchfluss, bei dem der Druckverlust $\Delta p_{\text{Betrieb}}$ zu einem Bar ansteigt. Die Wurzel aus dem Verhältnis der Druckverluste signalisiert, dass diese quadratisch mit dem Volumenstrom ansteigen:

$$K_V = \dot{V}_{\text{Betrieb}} \cdot \sqrt{\frac{1 \text{ bar}}{\Delta p_{\text{Betrieb}}}}$$

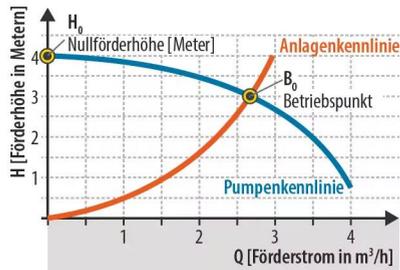
Die Voreinstellstufe mit dem nächsthöheren K_V -Wert entspricht der gewünschten Einstellung. Bei den Angaben zu K_V finden sich auch die Regeldifferenzen von zum Beispiel 1 oder 2 Grad Kelvin. Der Thermostat regelt in diesem Fall so, dass die tatsächliche Raumtemperatur um maximal einen beziehungsweise zwei Grad von der eingestellten abweichen darf.

Umwälzpumpe auswählen

Die Umwälzpumpe fördert unter Überwindung der entstehenden Druckverluste einen bestimmten Volumenstrom durch den Heizkreis. Diesen Volumenstrom bezeichnet man auch als Förderstrom Q – nicht zu verwechseln mit der Wärmeleistung Q . Der Druck, den die Pumpe dazu aufbaut, wird durch die Förderhöhe H vorgegeben, die in Metern Wassersäule oder Pascal gemessen wird. Mit dem Förderstrom und der Förderhöhe kann man die passende Umwälzpumpe auswählen.

Pumpen- und Anlagenkennlinie

Die Pumpenkennlinie zeigt, ob die Pumpe der Aufgabe gewachsen ist.



Mit der zuvor ermittelten Gesamtheizlast berechnet man den benötigten Förderstrom der Pumpe. Die Formel entspricht der aus dem Abschnitt „Volumenströme berechnen“, in diesem Fall setzt man für die Heizlast jedoch die Gesamtheizlast ein.

Eine genaue Bestimmung der notwendigen Förderhöhe ist mit viel Aufwand verbunden, da die Druckverluste aller Komponenten des Heizkreises berechnet werden müssen. Faktoren wie Länge und Durchmesser der Rohrleitungen, Druckverluste im Wärmeerzeuger, Anzahl und Art der Armaturen, Anzahl und Art der Heizkörper und viele weitere spielen eine Rolle. Die benötigte Förderhöhe lässt sich aber gut mit Tools wie der Pumpenschnellauslegung von Wilo näherungsweise ermitteln (siehe ct.de/wudz).

Eine Pumpe kann nur eine bestimmte Förderhöhe bei einem gegebenen Förderstrom aufbauen, die Wertepaare bilden die Pumpenkennlinie. Die Wertepaare aus den Volumenströmen der Heizung und den dazugehörigen Druckverlusten bilden wiederum die Anlagenkennlinie. Dort, wo sich die beiden Kennlinien schneiden, befindet sich der sogenannte Betriebspunkt, der sich einstellt, wenn die Pumpe unter Volllast läuft. Die Darstellung im Diagramm ist stark vereinfacht, sowohl die Pumpen- als auch die Anlagenkennlinie ändern sich mit den Betriebsbedingungen. Wichtig ist, dass alle im Betrieb tatsächlich zu erwartenden Druckverlust-Volumenstrom-Kombinationen der Heizung auf oder unterhalb der Pumpenkennlinie liegen müssen, sonst ist die Pumpe nicht stark genug. Unnötig große Pumpen

arbeiten allerdings weniger effizient. Pumpenhersteller bieten Tools an, mit denen man das passende Pumpenmodell auswählen kann.

Die - verglichen mit konventionellen Gasheizungen - niedrigeren Vorlauftemperaturen einer Wärmepumpe führen zu kleineren Temperaturdifferenzen im System und dadurch zu höheren Volumenströmen, die wiederum in höheren Druckverlusten resultieren. Eine Umrüstung auf eine Wärmepumpe kann somit den Kauf einer neuen Umwälzpumpe notwendig machen. Oft ist diese aber ohnehin Bestandteil der Wärmepumpe.

Und nun?

Um die einzelnen Schritte und Ergebnisse des hydraulischen Abgleichs später nachvollziehen und bei Bedarf anpassen zu können, sollte man sie dokumentieren. Und da das berechnete Modell auf vielen Annahmen basiert, kann erst die Beobachtung des Heizsystems zeigen, ob diese Annahmen zum gewünschten Resultat geführt haben. Ist der Energieverbrauch weiterhin höher als erwartet, sind die Heizkörper unterschiedlich heiß oder die Strömungsgeräusche deutlich wahrnehmbar, kann ein erneuter Anlauf zu besseren Ergebnissen führen.

Fazit

Besonders wenn manche Heizkörper ständig zu heiß und andere wiederum zu kalt sind, lohnt sich ein hydraulischer Abgleich. Obwohl ein einfaches überschlägiges Verfahren auch eine Option ist, lohnt sich meist der Mehraufwand einer genaueren Betrachtung. Dafür berechnet man die einzelnen Heizlasten und damit die Volumenströme in der Heizung. Die Aufteilung der Durchflussmengen durch die Heizkörper - das Ziel des hydraulischen Abgleichs - wird durch die Anpassung der Strömungswiderstände der Heizkörperventile erreicht, die man mittels deren Voreinstellung umsetzt. Mit den Volumenströmen und Druckverlusten lässt sich überprüfen, ob die bereits vorhandene Umwälzpumpe passend dimensioniert ist und ob die Heizkörper über genügend Wärmeleistung verfügen oder ersetzt werden müssen.

An vielen Stellen kann man Werte schätzen oder mithilfe von einfachen Tools berechnen, sodass auch Laien in kurzer Zeit brauchbare Ergebnisse erzielen. Für die optimale Einstellung oder zur Erfüllung der Voraussetzungen für geförderte Maßnahmen kann Ihnen ein Fachbetrieb die Arbeit abnehmen. (jow) ct

Berechnungstools und weitere Informationen:

ct.de/wudz

Sich selbst hacken, bevor es Angreifer tun

Ethical Hacking für Admins – Pentesting für eine sichere IT

In diesem Classroom lernen Administratoren und IT-Sicherheitsverantwortliche, wie sie durch Ethical Hacking die Sicherheit ihrer Systeme erhöhen.



Mit Frank Ullly

**5 Tage
geballtes
Wissen**

> Jetzt Tickets sichern unter heise-academy.de





Bild: Alexander Neubauer

Wärmepumpe mit PV und Wärmespeicher

Eine Wärmepumpe braucht meist genau dann Strom, wenn die Solaranlage keinen liefert. Heise-Redakteur Alexander Neubauer hat ausprobiert, mit seiner 25-kWp-Solaranlage zuerst den Warmwasserspeicher aufzuheizen und weiter überschüssigen Strom als Wärme raumweise im Estrich zu speichern.

Von **Alexander Neubauer**

Die Heizsaison läuft und viele Wärmepumpenbetreiber (vor allem die frischgebackenen) sehen sich den Stromverbrauch ihrer Anlage an und überlegen, ob man da noch etwas optimieren könnte. Das gilt vor allem für die Kombination Wärmepumpe-Photovoltaik. Als Tüftler ging es mir genauso. Im Jahre 2020 haben wir unsere Wärmepumpe in Betrieb genommen und erst einmal alles so belassen, wie es der Heizungsbauer eingestellt hatte. Als dann etwa ein Jahr später unser Energieversorger seinen entsprechenden Obolus einforderte, staunten wir nicht schlecht. Leider fiel die

Rechnung deutlich höher aus als erwartet. So machte ich mich ab diesem Zeitpunkt daran, unser Heizungssystem beständig zu optimieren, und möchte in diesem Artikel den aktuellen Stand und meine Umsetzungen vorstellen.

Mein Haus hat eine Wohnfläche von 176 m² und wir haben es 2018 als Neubau bezogen. Der Heizenergiebedarf lag im vorigen Jahr bei 80 kWh pro m² und Jahr. Die Wärme liefert eine Wärmepumpe der Firma Viessmann, eine Vitocal 200-S. Unsere Ausführung der Vitocal hat dabei eine maximale Heizleistung von 14,7 kW, die laut den Messungen des

Wärmemengenzählers erreicht wird. Die Wärmepumpe beschickt einen Schichtpufferspeicher der Firma Ratiotherm, den Oskar 10, mit 2000 Litern Speichervolumen. Diese Speicherlösung beinhaltet auch die eigentliche Heizungssteuerung, die zwar von Ratiotherm verkauft wird, bei der es sich im Endeffekt aber um einen frei programmierbaren Universalregler (UVR16x2) aus dem Hause „Technische Alternative“ handelt. Im Sommer liefert außerdem eine Solarthermie-Anlage mit etwa 10 m² Kollektorfläche die Wärme für das Warmwasser. Um die Stromkosten zu senken, haben wir außerdem über die Jahre eine Photovoltaikanlage mit insgesamt 25 kWp installiert. Diese 25 kW klingen zunächst einmal viel, wir versorgen damit aber zwei Einfamilienhäuser, wovon eines mit Wärmepumpe heizt. Gemanagt wird das ganze System dann von einer ioBroker-Instanz, innerhalb derer ich alle Logik, also auch alle Optimierungen, mit Node-Red ausführe.

Bevor ich Sie gleich in die Details und Umsetzung meiner Lösungen entführe, möchte ich diese aber zunächst in aller Knappheit umreißen. Die Lösungen sind dabei grob in chronologischer Reihenfolge geordnet. Als erstes habe ich die Zieltemperaturen für den Pufferspeicher zwischen Tag und Nacht angepasst, da es tagsüber meist wärmer ist (höhere Leistungszahl) und auch Strom aus der PV-Anlage zur Verfügung steht. Dazu kommt eine Logik, die den Speicher mit der maximal möglichen Temperatur belädt, sobald genügend Überschuss aus der PV-An-

lage zur Verfügung steht. Da auch das Ganze irgendwann an die Decke stieß, habe ich schlussendlich eine erweiterte, raumgenaue Wärmespeicherung im Estrich implementiert. All diese Optimierungen sowie eine Abschätzung der möglichen Einsparungen werde ich im Folgenden im Detail darstellen.

Aufbau meines Heizsystems

Zunächst noch einmal zum Aufbau meines Systems: Als Zentrale der Macht habe ich mich vor Jahren für ioBroker entschieden. Das lag damals vor allem daran, dass mir die Möglichkeiten der Visualisierung am meisten zusagten. Das muss heute jedoch so nicht mehr zwangsläufig gelten. Ich bin schlicht beim mir bekannten System geblieben. Dasselbe gilt für Node-Red. Das nutze ich ebenfalls seit meinen Smarthome-Anfängen, um freie Logiken abzubilden. Um alle Messwerte meines Systems zu archivieren, schreibe ich sie mittels Node-Red in eine InfluxDB-Datenbank. Zur Visualisierung der Messdaten nutze ich Grafana.

Die Viessmann-Wärmepumpe und die eigentliche Steuerung meiner Heizung (von Technische Alternative) kommunizieren leider nur über ein einziges Schaltsignal. Die Steuerung kann über einen digitalen Eingang die Wärmepumpe anfordern. Diese läuft dann mit einer festen Vorlaufsollltemperatur von 50 °C und erhöht diese selbstständig mit steigender Rücklauftemperatur bis auf 55 °C. Mit dieser Lösung bin ich alles andere als glücklich, laut dem Viessmann-Werkkundendienst gibt es aber keine andere Möglichkeit der Kommunikation.

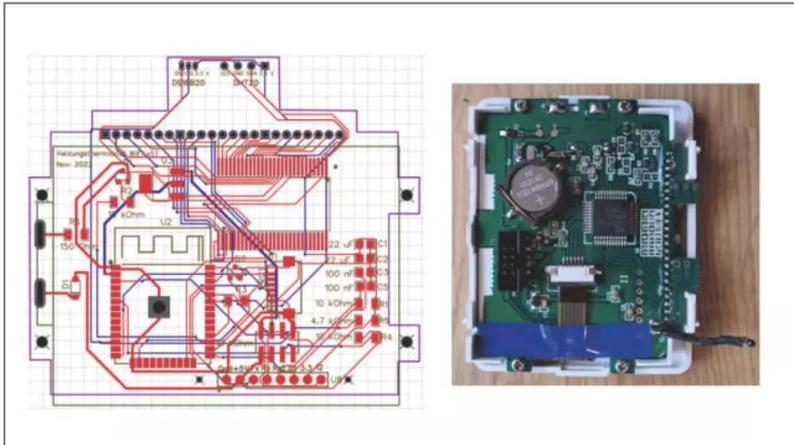
Dagegen möchte ich den Universalregler von Technische Alternative loben. Dieser ist frei programmierbar, wodurch ich alles Gewünschte umsetzen konnte. Überdies sind alle Funktionen umfangreich, frei zugänglich und verständlich dokumentiert. Diesen Regler habe ich um das sogenannte Communication and Management Interface (kurz C.M.I., ebenfalls von Technische Alternative) ergänzt. Dieses Modul ermöglicht den (Fern-)Zugriff via PC oder anderer Endgeräte auf die Menüstruktur und stellt eine Modbus-TCP-Schnittstelle zur Verfügung. Ebendiese Schnittstelle nutze ich auch, um mit ioBroker zu kommunizieren.

Brauchwasser, Raumthermostate und Strombezugs-Messung

Der Schichtspeicher ist mit einer Frischwasserstation ausgestattet, sodass auf die Bildung von Le-



Die Viessmann Vitocal 200-S bringt bis zu 14,7 kW Wärmeleistung ins Haus. Leider lässt sie sich nur ungenau von außen steuern, in diesem Fall nur binär mit hinterlegten Anlaufdaten.



(Bild: Alexander Neubauer)

Neue Platine für ESP32 (links) soll in das alte Thermostat-Gehäuse (rechts). Wenn Sie das nicht abgeschreckt hat, sollten Sie den Artikel in der Make auf die Leseliste setzen.

gionellen keine Rücksicht genommen werden muss. Im Normalbetrieb wird der Schichtspeicher dann nur oben auf Trinkwassertemperatur erwärmt. Das Wasser für die im ganzen Haus verbaute Fußbodenheizung wird entsprechend weiter unten entnommen – schließlich muss das nicht so warm sein.

Um die Wärmespeicherung im Estrich zu verwirklichen, habe ich smarte Raumthermostate verbaut. Genauer gesagt habe ich meine bestehenden Thermostate mit einer selbst entwickelten Steuerplatine ausgestattet, um sie in die smarte Welt zu befördern. Sie kommunizieren jetzt via MQTT mit ioBroker. Wer sich für die Details dieses Umbaus interessiert, kann sie im Artikel „Thermostate clever hacken“ nachlesen. Für alle anderen, die nicht selbst zum Lötcolben greifen wollen, eignen sich auch gekaufte Thermostate. Deren Solltemperatur muss über ein entsprechendes Protokoll, das das eigene Smarthome-System beherrscht, einstellbar sein.

Um den Überschuss der PV-Anlage beziehungsweise den Netzbezug nach dem Einschalten der Wärmepumpe zu bestimmen, nutze ich einen Infrarotlesekopf mit TTL-Signal für meinen Stromzähler. Die Anbindung ans Smarthome übernimmt ein ESP8266 mit Tasmota-Firmware.

Die einzelnen Optimierungen im Detail

Als erste und einfachste Optimierung habe ich die Sollwerte für das Warmwasser in meinem Pufferspeicher nachts niedriger und tagsüber höher ein-

gestellt – schließlich läuft die Wärmepumpe tagsüber mit einer höheren Arbeitszahl und die PV-Anlage steuert etwas Strom bei. Die erforderlichen Temperaturen in der Nacht habe ich so eingestellt, dass die Herrin des Hauses beim Duschen am Morgen nicht zu laut zetert (45 °C – ja ich weiß, sie hätte wohl ein Hummer werden sollen).

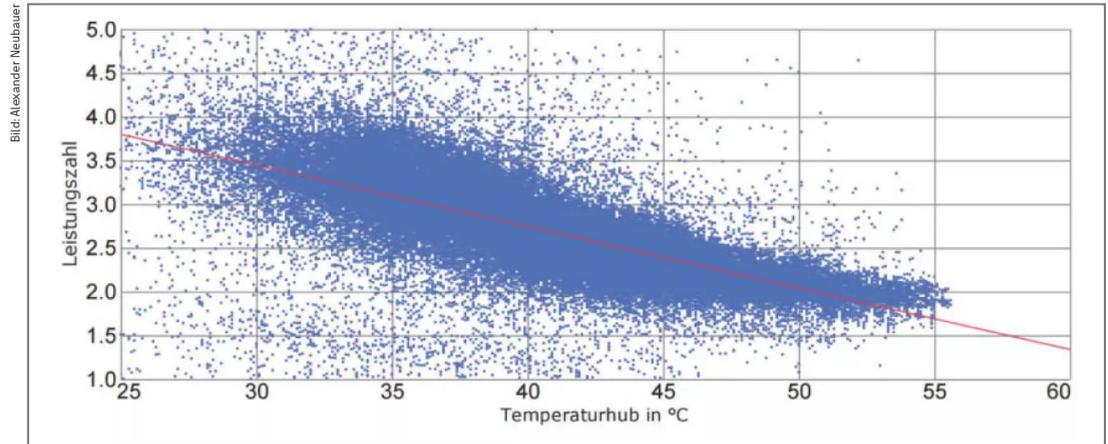
Tagsüber lade ich auf 50 °C, damit meine Herzensdame abends gemütlich baden kann (Hummer und so ...). Diese Einstellung lässt sich im UVR16x2 durch die Funktion „Schaltuhr“ als Sollwerteingang für die



(Bild: Alexander Neubauer)

Rund 10 m² Solarthermie liefern im Sommer Warmwasser.

Arbeitszahl meiner Wärmepumpe (Y-Achse) über dem Temperaturhub (X-Achse). Die Datenbankdaten hat Grafana visualisiert.



Funktion „Anforderung Warmwasser“ umsetzen. In der folgenden Grafik ist für meine Wärmepumpe der Zusammenhang zwischen Leistungszahl und Temperaturhub (Differenz zwischen Vorlauf und Außentemperatur) über ein Jahr dargestellt. Jeder blaue Punkt stellt eine Messung dar (einmal pro Minute, wenn die Wärmepumpe läuft). Die elektrische Leistung der Wärmepumpe erfasse ich mit einem Shelly Energy Meter. Die thermische Leistung berechnet die Heizungssteuerung mittels Durchflussmesser und zweier Temperatursensoren im Vor- und Rücklauf.

Um den Stromüberschuss aus der PV-Anlage optimal zu nutzen, schalte ich während der Heizperiode die Wärmepumpe an, sobald genügend Überschuss besteht. Dann wird nicht mehr nur der obere Teil des Puffers auf Trinkwassertemperatur (50 °C) geheizt, sondern der gesamte Puffer.

Um insbesondere den Verdichter der Wärmepumpe nicht ständig an- und auszuschalten (was meines Wissens seiner Lebensdauer nicht zuträglich wäre), müssen vor dem Einschalten einige Bedingungen erfüllt sein: Der ins Netz eingespeiste Überschuss muss mindestens 4000 Watt betragen, da ansonsten sofort mit dem Anlaufen der Wärmepumpe wieder Netzbezug besteht. Außerdem beziehe ich die Prognose des Ertrags meiner PV-Anlage von Forecast.Solar mit ein. Dieser Dienst kostet in der von mir genutzten Personal-Plus-Version 28 Euro pro Jahr. Er stellt eine REST-API zur Verfügung, die die prognostizierte Erzeugung der PV-Anlage liefert. Um die Wärmepumpe einzuschalten, muss für die nächste Stunde durchgehend ein Ertrag von mindestens

4000 Watt prognostiziert werden. Die folgende Grafik zeigt exemplarisch die Prognose und die tatsächliche Erzeugung für einen Tag. Sind diese Bedingungen erfüllt, setze ich mittels Modbus einen digitalen Wert in der Heizungssteuerung auf EIN.

Puffer zu klein, Wärme in den Estrich rein

In der Heizungssteuerung habe ich einfach eine zweite Funktion „Anforderung Warmwasser“ angelegt. Im Unterschied zur „richtigen“ beziehungsweise regulären Warmwasseranforderung hat diese als relevanten Sensor den unteren statt oberen Sensor im Puffer vorgegeben. Die Solltemperatur habe ich auch hier auf 50 °C gestellt, da so im Vorlauf der Wärmepumpe die maximal erlaubten 55 °C gerade so nicht überschritten werden. Damit diese Funktion nur im oben beschriebenen Überschussfall zum Tragen kommt, habe ich als Freigabeingang das oben erwähnte Modbus-Signal ausgewählt.

Als Ausgang fordert diese Funktion mit dem beschriebenen An-/Aus-Signal die Wärmepumpe an. Da sich an sonnigen Wintertagen zeigte, dass der Pufferspeicher bereits vor 14:00 Uhr unten die 50 °C Grenze überschreitet, suchte ich nach Möglichkeiten, mein System weiter zu optimieren.

Ein Freund brachte mich schließlich auf die Idee, den Estrich der Räume als erweiterten Wärmespeicher zu nutzen, da der Estrich aufgrund seiner größeren Masse wesentlich mehr Wärme speichern kann als der Puffer. Sobald sich der Pufferspeicher

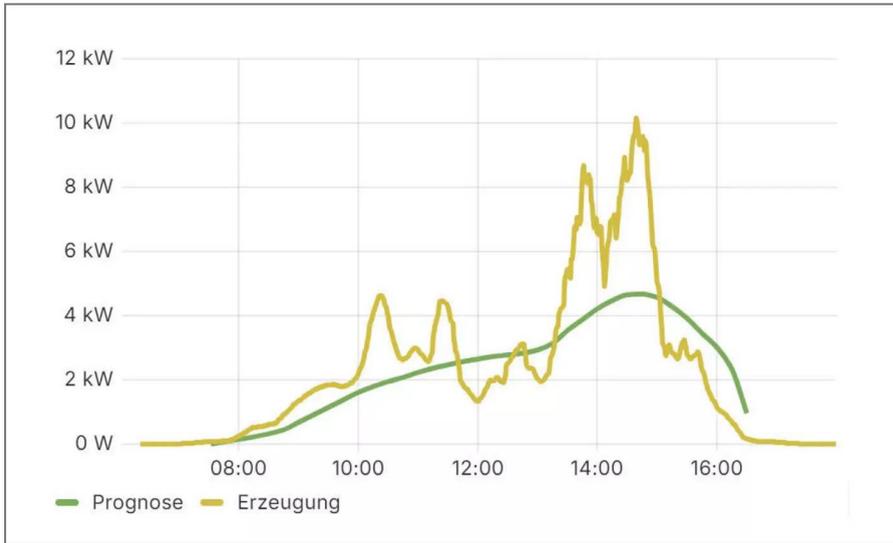


Bild: Alexander Neubauer

Prognose und gemessene Erzeugung an einem Beispieltag. Die Passung ist ganz gut.

beim Überschussladen füllt, setze ich in Räumen, in denen es den Komfort nicht stört, die Solltemperatur am Raumthermostat um 1 °C nach oben. In unserem Fall haben wir beschlossen, dass Wohnzimmer, Küche, Flur und Bad gerne etwas wärmer werden können. Lediglich in den Schlafräumen erhöhen wir die Temperatur nicht.

Die eigentliche Logik steckt auch hier wieder in Node-Red. Sobald sich die Wärmepumpe im Überschussbetrieb befindet und der Puffer unten 40 °C erreicht (Erfahrungswert), wird das Aufheizen des Estrichs aktiviert. Dazu wird in den smarten Thermostaten die Solltemperatur der Räume um 1 °C erhöht. In meinem Fall passiert das über MQTT, das hängt aber natürlich von den verwendeten Thermostaten ab.

Neben dem Erhöhen der Solltemperatur der Räume hat sich gezeigt, dass ich auch die Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung erhöhen muss, um nennenswert Wärme in den Estrich zu bekommen. Die Anhebung der Vorlauftemperatur habe ich in der Heizungssteuerung per „Skalierfunktion“ gelöst. Diese erhält als Eingangsvariable entweder „0“ (kein Überschussheizen) oder „1“ (Überschussheizen). Die Skalierung habe ich für den Eingangswert 0 auf 0 °C gestellt, für den Eingangswert 1 auf 8 °C. Da Node-Red via Modbus nur die Werte 0 und 1 sendet, ist das Ergebnis entsprechend entweder 0 °C oder 8 °C. Dieses Ergebnis verwende ich in der für die Regelung der Fußbodenheizung verantwortlichen Funktion „Heizkreisregelung“ einfach als Offset für die Vorlauf-

temperatur. Somit erhöht sich diese, wenn der Estrich aufgeheizt werden soll, um 8 °C.

Ergebnisse oder: Was hat es gebracht?

Zunächst einmal vorneweg: Ich habe mein System fortwährend optimiert und kann daher natürlich keine statistisch einwandfrei belegbaren Zahlen liefern, da dazu jede Optimierungsstufe viele Jahre für sich betrieben hätte werden müssen. Zumindest habe ich mittlerweile aber die Optimierungsstufen „nur Überschussladen“ und „Überschussladen mit Speichern der Wärme im Estrich“ jeweils in den ersten Quartalen 2023 und 2024 betrieben. Ja, ich weiß, hier hat vermutlich die durchschnittliche Außentemperatur und das Wetter unter Umständen mehr Einfluss als meine Optimierungen, aber einige interessante Schlüsse lassen sich dennoch ziehen.

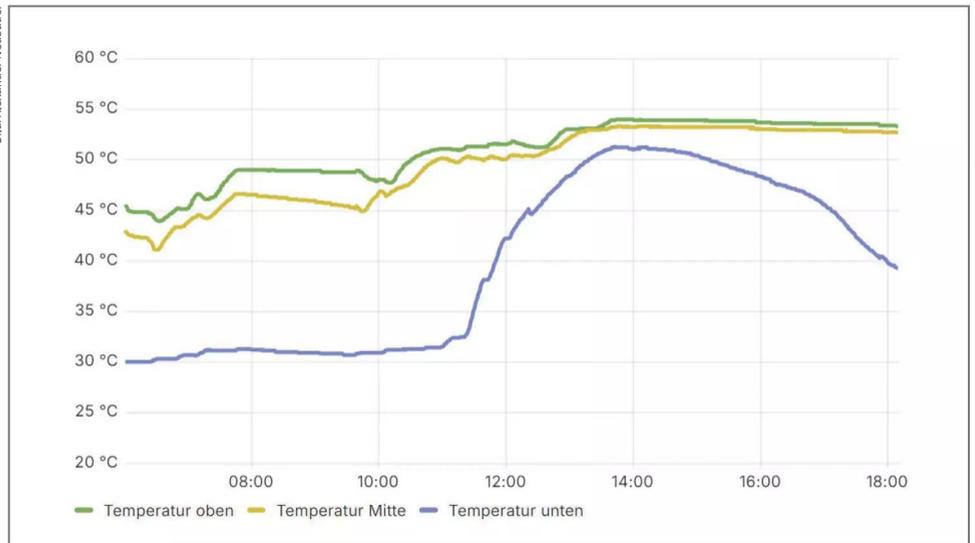
Zunächst einmal fällt auf, dass sich der gesamte Energiebedarf für die Wärmepumpe in beiden be-

Verbräuche

	Quartal 1 2023	Quartal 1 2024
Gesamtverbrauch (Netz + PV)	2.956 kWh	2.932 kWh
Verbrauch Netz	2.281 kWh	1.410 kWh
Verbrauch PV WP	675 kWh	1.522 kWh

Temperaturverlauf der drei Temperaturfühler im Pufferspeicher am 30.12.2022. Es wurde klar, dass die Speicherkapazität dieses Anlagenteils ausgeschöpft war.

Bild: Alexander Neubauer



trachteten Zeiträumen kaum unterscheidet (lediglich 24 kWh, das sind etwa 0,8%). Was aber mit dem Heizen des Estrichs doch deutlich verschoben werden konnte, ist die Aufteilung zwischen den Bezugsquellen Netz und Photovoltaikanlage. So ließ sich der Netzbezug dank der Optimierung von 1522 kWh auf 675 kWh senken. Ein Teil dieser Einsparung entfällt sicher auf das aus PV-Sicht bessere Jahr 2024. So konnte ich im Q1 2023 an 20 Tagen meinen Pufferspeicher mit der Wärmepumpe durchladen (Temperatur unten im Pufferspeicher mindestens 45 °C), während es im Q1 2024 immerhin 37 Tage waren, also beinahe doppelt so viele. Wobei sich dennoch die Zahl der Tage nicht ganz verdoppelt hat und trotzdem der Stromverbrauch aus dem Netz auf deutlich weniger als die Hälfte gefallen ist.

Um ein noch tieferes Verständnis zu erlangen, habe ich die einzelnen Tage der Quartale darauf untersucht, ob ich durch die Speicherung Autarkie für die Wärmepumpe am jeweiligen Tag erlangt habe. Als Kriterium habe ich dafür herangezogen, ob die Wärmepumpe vor 10 Uhr am nächsten Tag wieder eingeschaltet werden musste. Muss sie bis 10 Uhr nicht eingeschaltet werden, war der Vortag autark, da keine Energie aus dem Netz bezogen werden musste, bevor theoretisch wieder ausreichend Energie aus der PV-Anlage zur Verfügung stand. Ob der nächste Tag dabei ein Sonntag war, habe ich als unerheblich betrachtet, da der Speicher zumindest über die Nacht gereicht hatte.

Mit diesen Kriterien ausgewertet zeigt sich, dass im Q1 2023 an keinem der 20 Tage, an denen der Pufferspeicher voll wurde, Autarkie herrschte. Dies liegt schlicht daran, dass die im Pufferspeicher gespeicherte Wärme nicht ausgereicht hat, um den Wärmebedarf unseres Hauses bis zum nächsten Tag zu decken. Mit der Strategie Wärme im Estrich zu speichern, konnte der Heizenergiebedarf des Hauses so weit abgesenkt beziehungsweise vorgezogen werden, dass ich von den 37 Puffer-voll-Tagen an 15 Tagen Autarkie erreichen konnte.

Auch wenn sich meine Zahlen mit der Betrachtung nur zweier Quartale nicht direkt vergleichbar sind, lässt sich trotzdem ein Einsparpotential durch Wärmespeicherung im Estrich erkennen. Ich finde diese Art der Optimierung eine sehr charmante Art, Strombezug zu sparen, da an Hardware lediglich smarte Thermostate für einige wenige Räume sowie ein Raspberry Pi mit Freeware-Systemen nötig sind. Die Investitionskosten dürften damit bei kompletter Anschaffung aller Komponenten bei etwa 300 Euro je nach Raumanzahl und Ansprüchen an die Thermostate liegen. Das Einsparpotential ist im Vergleich dazu enorm, sodass sich das System schnell amortisieren wird.

In diesem Sinne wünsche ich frohes Schwitzen – nicht mehr ob der Energiepreise, sondern an möglichst vielen Tagen aufgrund der vom System nach oben gesetzten Raumtemperatur.

Für andere Node-Red-User der Flow zum Herunterladen: ct.de/w26g (cgl) **ct**

Weitere Infos:

ct.de/w26g



Ecoflows Klimagerät Wave 2 im Test

Die Sommer werden heißer. Wenn man ein Balkonkraftwerk betreibt, ist ein Klimagerät kein Luxus mehr. Denn wenn es richtig heiß ist, steht auch genügend günstiger Solarstrom bereit.

Von **Sven Hansen**

Das Wave 2 vom chinesischen Hersteller Ecoflow ist ein transportables Klimagerät, das man mit seinem Gewicht von 14,5 Kilogramm zu Hause von Raum zu Raum schleppen oder auch zum Camping mitnehmen kann. Wir haben das Wave

2 mit zusätzlichem Akkumodul mit 1159 Wh Kapazität getestet. Es macht das Klimagerät auch ohne Verbindung zum Stromnetz nutzbar, erhöht das Gesamtgewicht allerdings auf satte 22 Kilogramm. Beim Verschieben greift man dann besser zu zweit zu.

Handelsübliche Standgeräte beschränken sich meist darauf, warme Abluft durch einen Schlauch nach außen zu drücken – dabei strömt Außenluft über unkontrollierte Wege nach. Das Wave 2 beherrscht diesen Betriebsmodus, aber auch den reinen Umwälzbetrieb im Innern. Man benötigt dann zwei Schläuche nach außen – einen für Ab- und einen für Zuluft. Sie werden über Blenden über dem Lufteinlass und -auslass befestigt. Luftzirkulation im Innern und nach Außen sind damit getrennt, was eine höhere Effizienz bewirkt. Alle nötigen Schläuche und Blenden inklusive einer DIY-Hartschaumdurchführung für Selbstbauprojekte liegen dem Klimagerät bei. Ganz ohne Schläuche ist die Wave 2 nur als passiver Lüfter zu gebrauchen.

Die Installation der Luftschläuche kann je nach lokalen Gegebenheiten recht umständlich ausfallen. Schließlich braucht es immer mindestens eine Schlauchdurchführung von außen nach innen. Auch

der beigelegte Schlauch für Kondenswasser muss zu einem tiefer liegenden Ablaufpunkt verlegt werden, wenn das Wave 2 Kondenswasser automatisch abpumpen soll, anstatt es manuell abzulassen.

Die Anmeldung in der Ecoflow-App und der erste Start gehen dagegen leicht von der Hand. Das Wave 2 gibt sich per Bluetooth Low Energy zu erkennen und wird über Wi-Fi 4 (2,4 GHz) ins WLAN eingebunden. Fortan lässt sich das Klimagerät über die App oder das Bedienfeld mit sechs Tasten und kleinem Display an der Oberseite steuern. Hier zeigt das Gerät den Betriebszustand sowie die Ist- und Solltemperatur an.

Das Wave 2 kennt die drei Betriebsmodi Kühlen, Heizen und Lüften mit jeweils drei Lüftergeschwindigkeiten. Man gibt eine Wunschttemperatur an, der Rest passiert von allein. Die Lamellen am Luftauslass lassen sich nur manuell verstellen, eine Wedelfunktion zum automatischen Variieren der Luftstromrichtung fehlt.



Der seitliche Power-Port bietet zwei DC-Anschlüsse für ein Solarmodul (XT60) und einen Ecoflow-Akku. Bei geschlossenem Port ist nur das Netzkabel zu sehen.



Ecoflows Wave 2 hat man per App oder mit den Tasten am Gerät gut im Griff.



Über die Ecoflow-App nimmt man Einstellungen vor oder bindet das Wave 2 in Automationsregeln ein.

Die Geräuschentwicklung ist moderat, zumindest in Anbetracht der gelieferten Kühlung. Im Messlabor kamen wir bei maximaler Kühlleistung aus einer Entfernung von 50 Zentimetern auf eine Lautheit von 7,5 sone, im maximalen Lüfterbetrieb ohne Kühlaggregat waren es 5,5 sone. Ist die Zieltemperatur erreicht, säuselt das Wave 2 im Lüfterbetrieb noch mit 1,8 sone vor sich hin.

Smartes Klimagerät

Ecoflow Wave 2

Hersteller, URL	Ecoflow, ecoflow.com
Abmessungen, Gewicht	52 cm × 30 cm × 33,5 cm, 14,5 kg
Konnektivität	Bluetooth LE, Wi-Fi 4 (2,4 GHz)
Kältemittel	132 g / R290
Kühl- / Heizleistung (laut Hersteller)	5100 BTU / 6100 BTU
Standby / maximale Leistungsaufnahme	1,1 W / 600 W
Lautheit	1,8 sone bis 7,5 sone
Preis	800 €

Die ausgewiesene Kühlleistung von 5100 BTU reicht locker aus, um mittelgroße Räume mit 20 Quadratmetern auf Wunschtemperatur zu halten. Ecoflows Werbeversprechen (Herunterkühlen in fünf Minuten von 30 auf 20 Grad Celsius) bezieht sich auf eine Laborumgebung mit mageren 10 Kubikmetern Luft. Im Test unter sommerlichen Bedingungen brauchte das Wave 2 drei Stunden, um die Temperatur in einem überhitzten Raum mit 15 Quadratmetern von 28 auf 23 Grad Celsius herunterzukühlen. In diesem Fall musste es allerdings nicht nur gegen direkte Sonneneinstrahlung im Testraum ankämpfen, sondern auch gegen das aufgeheizte Mobiliar. In schattigen Räumen ohne aktive Wärmequellen kommt man schneller zum Ziel und wie beim Heizen ist das Halten einer Temperatur oft effektiver, als extreme Sprünge zu vollziehen.

Das Wave 2 lässt sich auch als Heizlüfter nutzen und greift dabei ebenfalls auf die interne Wärmepumpentechnik zurück. Für ein Heizgerät arbeitet es damit besonders energieeffizient: Aus maximal 600 Watt zugeführter elektrischer Energie werden unter Idealbedingungen 1800 Watt Heizleistung. Die Geräuschentwicklung entspricht dabei der im Kühlbetrieb.

Energiefluss

Ecoflow bietet unter dem Dach der gleichnamigen App unterschiedliche Energieprodukte an (Speicherblöcke, Wechselrichter, Generatoren und Zwischenstecker), die gewöhnlich gut miteinander verzahnt sind (siehe c't 25/2023, S. 86). Das Wave 2 tanzt hier etwas aus der Reihe. So lässt sich die fürs Heizen oder Kühlen genutzte elektrische Energie des Gerätes nicht ohne weiteres Zubehör über die App automatisch nachführen. Wäre dies möglich, würde das

Klimagerät nehmen, was es braucht und der smarte Wechselrichter mit Akku hielte exakt dagegen, damit kein Strom aus dem Netz genommen werden muss. Will man dieses erreichen, muss man zusätzlich in einen smarten Zwischenstecker mit Messfunktion von Ecoflow investieren (30 Euro).

In Automatisierungsregeln innerhalb der App lässt sich das Wave 2 zumindest als Verbraucher einbinden. So kann man die Klimaanlage immer dann anwerfen, wenn besonders viel Solarstrom produziert wird und die Temperatur im Raum über einen definierten Wert klettert.

Ein XT60-Anschluss am Gerät erlaubt zudem die direkte Speisung aus einem Solarpanel (11-60 V, 13 A, 400W Max). Die derzeit gängigen Module mit rund 400 Watt Peak liefern gerade genug Energie, um die Klimaanlage in niedrigerer Stufe zu betreiben und die Stromrechnung oder den angeschlossenen Akku zu schonen. Als Kältemittel setzt Ecoflow übrigens Propan ein (R290). Das natürliche Gas hat einen niedrigen GWP-Wert von drei, ist also nur dreimal so klimaschädlich wie CO₂.

Fazit

Das Wave 2 erledigt den Job zuverlässig und dank Wärmepumpentechnik, Solarunterstützung und zeitgemäßem Kältemittel sogar vergleichsweise umweltfreundlich. Über die Ecoflow-Schiene lässt er sich durch Automationsregeln in der App grob für den Verbrauch überschüssiger Solarenergie einsetzen. Gerade im Sommer ergänzen sich Stromangebot und Kältebedarf ideal. Der Preis von 800 Euro scheint gerechtfertigt, weitere 900 Euro für den optionalen Akku sind allerdings happig. Der wird wohl nur für Camper interessant sein.

Kunden außerhalb des „Eco-Verse“ macht es Ecoflow schwierig, das Wave 2 sinnvoll ins Smart Home einzubinden. Google Home und Alexa erkennen nur die smarten Zwischenstecker des Herstellers, IFTTT wird von Ecoflow nicht unterstützt. Alternativ muss man tief in das immerhin gut dokumentierte API einsteigen, das eine Steuerung über HTTP-Requests oder MQTT ermöglicht. Mit kühlem Kopf ist das an langen Sommertagen durchaus eine Option. (sha) **ct**

Ihr Windows-Ratgeber



- ▶ Hochsicherheits-Windows
- ▶ Notfallsystem bauen, Viren suchen, Probleme lösen
- ▶ Unerwünschte Treiber- und Firmwareupdates verhindern
- ▶ Home- in Pro-Edition umwandeln
- ▶ Windows-Umzug mit c't-WIMage
- ▶ Whitelisting: Möglichkeiten, SRP/Restrict'or, AppLocker

Heft für 14,90 € • PDF für 12,99 €
Heft + PDF 19,90 €



shop.heise.de/ct-windows24

**JETZT
BESTELLEN!**



Bild: Thorsten Hübner

Klimageräte: Technik und Installation

Stauwärme in Gebäuden ist im Sommer nicht nur anstrengend, sondern kann auch auf die Gesundheit schlagen. Wie bringt man die Wärme am besten nach draußen und warum landet man so oft bei der Klimaanlage?

Von **Clemens Gleich**

Die Langzeitprognosen für das Klima in Deutschland sehen eine Tendenz, dass sich Hitzeperioden verlängern. Gleichzeitig hält der Trend zur Urbanisierung weiter an, und Städte heizen sich aufgrund der Asphalt- und Betonflächen viel stärker auf als das Umland. Nachts hält der Betonschungel

die Wärme obendrein länger. Das Problem der Stauwärme betrifft also stetig mehr Menschen.

Gleichzeitig sind Klimaanlage in Relation zu den für den Kauf benötigten Arbeitszeitstunden günstig geworden. Beobachten lässt sich das zum Beispiel in Indien, wo der steigende Wohlstand für die welt-

weit höchste Zuwachsrate an Klimaanlage sorgt. Einige Zeit vorher passierte das Gleiche in heißen Regionen Chinas. Da liegt die Frage nahe, ob so ein Gerät nicht auch das eigene Heim kühlen könnte. Doch bevor wir zu den Klimakompressoren kommen, folgt hier eine kleine Teufelsaustreibung in Form einiger Grundlagen zu Wärme in Innenräumen. Im Artikel „Portable Klimaanlage im Praxistest“ erfahren Sie dann, welche konkreten Geräte für Ihren Bedarf infrage kommen.

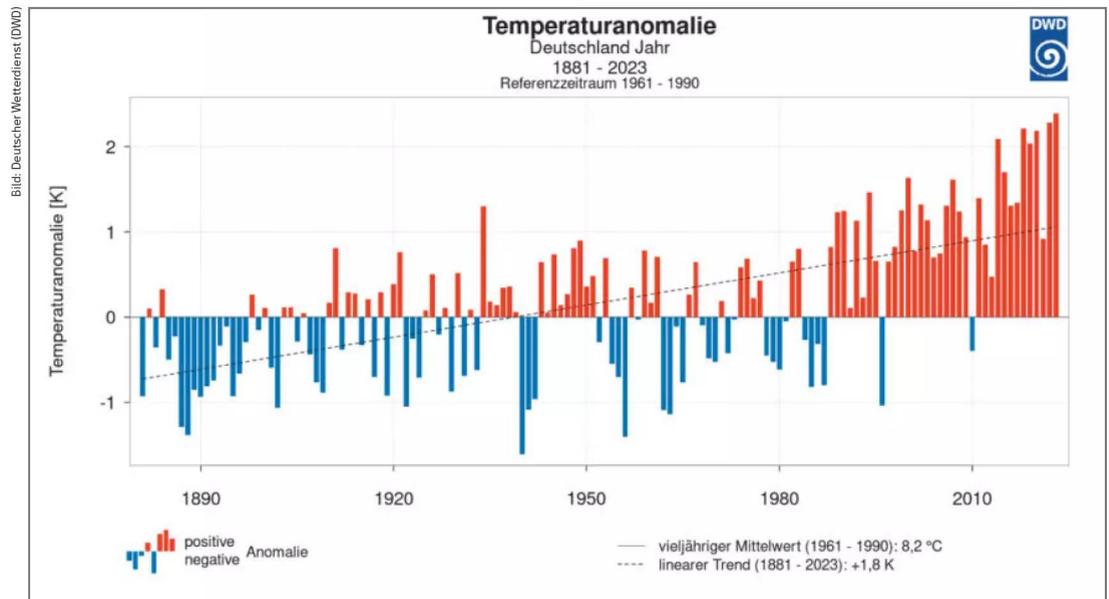
Warum Wärmestau?

Der größte Teil sommerlicher Stauwärme besteht aus akkumulierter Sonnenwärme, die über die Fenster ins Haus knallt. Ein sonniges Fensterrechteck (vor allem unter Dachfenstern) produziert schnell einen Wärmeeintrag im Kilowatt-Bereich. Was an kalten Sonnentagen im Frühjahr noch angenehm die Heizkosten reduziert, wird im Sommer zum Problem. Oft reicht also die Beschäftigung mit Solarenergieeintrag, Wärmeentlüftung und Abschattung, um das Tempe-

ratureniveau innen erträglich zu halten. Artikel dazu gibt es jedes Jahr im Netz viele, auch bei heisse [1].

Der nächstkleinere Teil besteht aus Abwärme, hauptsächlich des Kochens (gut steuerbar) und der Bewohner (schlecht steuerbar). Und schließlich können sich (vor allem schlecht gedämmte) Außenwände im Sommer so durchheizen, dass sie auch als Wandheizung arbeiten und noch lange nach dem letzten Sonnenstrahl die Nacht erwärmen.

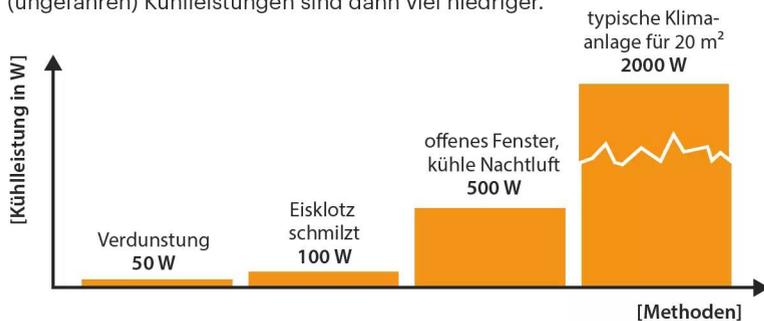
Ein großes Missverständnis dabei betrifft die Rolle der Luft. Sie enthält per Volumen nur vergleichsweise wenig Wärmeenergie. Beton und Luft haben zwar recht ähnliche Wärmekapazitäten (0,9 zu 1,0 kJ pro kg und K), doch Beton wiegt (je nach Zusammensetzung) rund 2000 mal so viel pro Volumen. Deshalb der bekannte Effekt: Kühle Luft kurz hineinlüften, Fenster zu, und im Handumdrehen ist es wieder warm, weil die festen Körper im Raum die kühle Luft flugs erwärmen und dabei nur eine geringe Wärmemenge verlieren. Damit Luft einen Raum inklusive der massiven Bauteile abkühlt, muss also sehr viel Luft hindurchfließen - vor allem bei den typischen



Der Deutsche Wetterdienst hat in einer Analyse Temperaturanomalien in Deutschland seit 1881 ausgewertet. Die Abweichungen vom Mittelwert, wie international üblich in Kelvin [K] angegeben, zeigen einen deutlichen Trend: Es wird immer wärmer.

Warum Klimaanlage?

Man kann Räume auch anders kühlen. Aber die (ungefähren) Kühlleistungen sind dann viel niedriger.



Temperaturdeltas. Das gilt sowohl für die Fensterlüftung als auch für den Klimaanlage Lüfter.

Voodoo-Werk dagegen

Eine Klimaanlage arbeitet wie ein Kühltischkompressor mit einer warmen und einer kalten Seite (und oft mit einer Prozessumkehrung, die diese Seiten vertauschen kann). Heißt: Es muss drinnen und draußen etwas hängen und Klimamittel durch die Wand ausgetauscht werden. „Mobile Klimaanlage“ hingegen tragen alle Bauteile in einem Gehäuse, müssen aber die warme Abluft über Schläuche und Fensteradapter nach draußen bringen.

„Raumkühler“ auf Verdunstungsbasis wiederum versprechen, ohne so etwas auszukommen. Das Versprechen halten sie auch. Sie kühlen aber nicht nennenswert. Auch Eis im Zimmer abtauen zu lassen nimmt bei einer 1,5-l-PET-Flasche voll Eis nur in etwa halb so viel Wärme auf, wie ein menschlicher Körper in derselben Zeit abgibt. Es wird also wärmer, nur eben langsamer. Unter den enormen Wärmeeinträgen eines besonnten Fensters gehen Dinge wie eine tauende PET-Flasche oder der feuchte Lappen im Verdunstungskühler im Messdatenrauschen unter. Statt solcher Voodoo-Kühltipps mit minimalen Effekten lohnt sich eher der Kauf eines leisen Ventilators, der Ihrer Haut hilft, Wärme abzuführen – allerdings natürlich an die Raumluft, nicht nach draußen.

Es gibt nur eine wirksame Konstruktion, die (temporär) ohne Wärmeabfuhr nach außen auskommt:

ein Klimagerät, bei dem die warme Seite nach innen an einen Eisblock Wärme abgibt, der dabei schmilzt. Nach der Verflüssigung muss das System wieder gekühlt werden, indem der Prozess rückwärts läuft. Verwendet wurden solche Systeme zum Beispiel in den USA, um die Stromnetze tagsüber zu entlasten. Das Eis wurde mit Nachtstrom produziert, damit die Großklimaanlagen tagsüber weniger Strom brauchen, wenn die Mehrheit wacher Menschen Strombedarf hat.

Heute löst man dieses spezielle Lastproblem eher mit Photovoltaik. Sie produziert zum Glück immer dann besonders viel Strom, wenn auch die Hitzewelle drückt. Es gibt zwar Kleingeräte mit Eispeicher, doch die sind bei deutschen Strompreisen eher uninteressant. Meistens läuft es also auf die klassische Klimaanlage mit Wandloch hinaus, die günstigen Photovoltaikstrom verwendet, weil Wärme und Sonnenschein stark korrelierend auftreten.

Wärmepumpe pumpt Wärme ab

Eine klassische Klimaanlage ist eine kleine Wärmepumpe. Ihre kalte Seite liegt im Sommer innen, ihre warme Seite außen. Im Winter können viele Geräte den Prozess umkehren und somit innen per Kompressor heizen. An beiden Seiten liegt ein Wärmetauscher, der Wärme zwischen der Umgebungsluft und dem sogenannten „Klimamittel“ überträgt. Das Klimamittel verdunstet an der kalten Seite und

Bild: Bosch Home Comfort



Die Bosch-Wärmepumpen Compress 6800i/5800i heizen oder kühlen ein ganzes Haus und arbeiten mit dem umweltfreundlichen R290 als Kältemittel.

nimmt dabei Wärmeenergie auf. Der Kompressor verdichtet es, wodurch sich die Temperatur erhöht. Dann strömt es am Wärmetauscher der warmen Seite vorbei, wo es kondensiert und dabei die an der kalten Seite aufgenommene Energie abgibt. Das

Klimamittel steht nach der Energieabgabe an den Heizkreis auch flüssig noch unter erhöhtem Druck. Es wird über ein sogenanntes Expansionsventil geführt, das Hoch- und Niederdruckbereich der Wärmepumpe trennt. Die Druckminderung führt zu einer Abkühlung, ähnlich wie beim Eisspray. Das kalte, entspannte Klimamittel kann nun wieder Wärme aufnehmen und verdampfen.

Die Temperaturdifferenz zwischen kalter und warmer Seite bestimmt der Verdichter über den Druck, den er aufbaut. Deshalb braucht er für hohe Niveaus mehr Antriebsstrom. Dieses Prinzip findet in jedem Haushaltskühlschrank Anwendung (mobile Kühlboxen arbeiten dagegen häufig mit einem thermoelektrischen Peltier-Kühler).

Die passende Klimaanlage für Ihre Räume hängt von deren nötiger Kühlleistung ab, die ähnlich wie die Heizleistung ermittelt wird: Man berechnet aus den Wärmedurchgängen der Bauteile, den örtlichen Außentemperaturen und der gewünschten Temperatur, wie viel Leistung das Gerät benötigt. In der Praxis haben sich einfachere Expertenschätzungen bewährt, weil die das Bewohnerverhalten besser berücksichtigen.

Die Geräte unterscheiden sich bei ihren Effizienzwerten, ihren Features, ihrem Preis und dem verwendeten Klimamittel. Kleine Klimaanlagen erfreuen sich steigender Beliebtheit als Zusatzheizungen, um teuren Brennstoff zu sparen, kommen aber auch als Alleinheizungen zum Einsatz. Wenn Sie auch

WILLKOMMEN IM NEUEN IOT-ÖKOSYSTEM

Mit LoRaWAN und C-Programmierung über lange Distanzen messen und steuern



**Heft +
LoRaWAN-
Set**

Make Special LoRaWAN
inkl. Experimentierset für 64,90 €



shop.heise.de/make-lorawan24

**JETZT
BESTELLEN!**

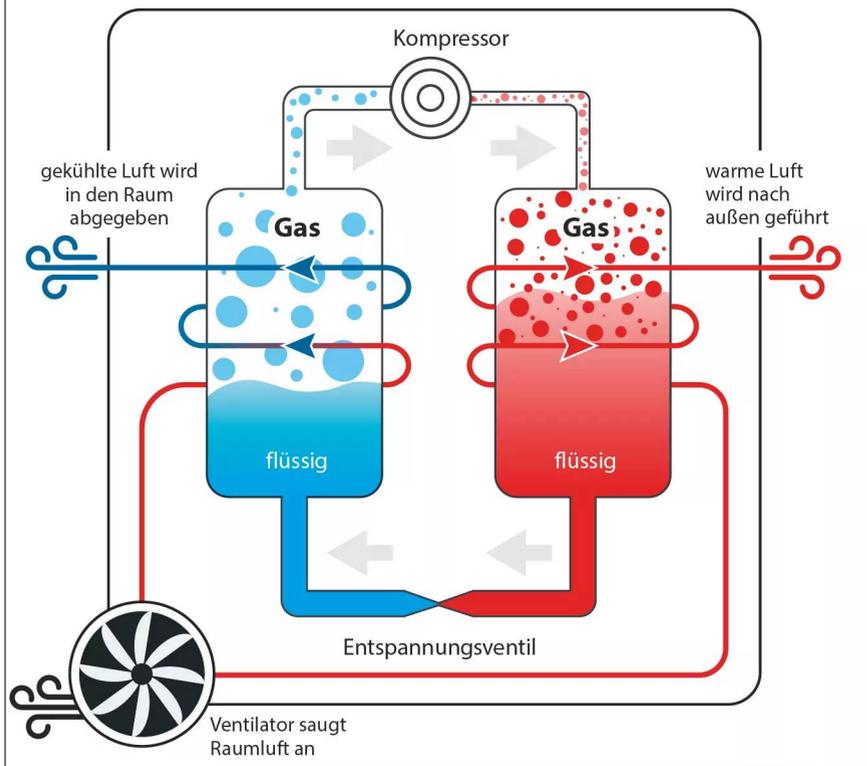


Generell portofreie Lieferung für Heise Medien- oder Maker Media Zeitschriften-Abonnenten oder ab einem Einkaufswert von 20 € (innerhalb Deutschlands). Nur solange der Vorrat reicht. Preisänderungen vorbehalten.

heise shop

Schema einer Monoblock-Klimaanlage

Die mobile Monoblockanlage mit Abluftschlauch bläst teils gekühlte Raumluft über den Wärmetauscher der warmen Seite nach draußen.



heizen wollen, müssen Sie ein Gerät mit einem Klimamittel auswählen, das zu Ihren Plänen passt. Beispiel: Wenn Sie bis $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ Außentemperatur mit dem Kompressor heizen können wollen, dann muss das Klimamittel bei dieser Temperatur zuverlässig verdunsten. Sie finden die Angabe dazu im technischen Datenblatt.

Die Effizienz solcher Klimageräte mit Heizfunktion reicht bei guten Produkten an die großer Zentralheizungs-Wärmepumpen heran. Deshalb können sie (je nach Brennstoffpreis) viel Geld sparen - vor allem, wenn die Photovoltaik ab Februar wieder etwas mehr Strom liefert, den Sie ansonsten ins Netz einspeisen müssten.

Kältemittel, Klimawirkung, Klimatechniker

Kältemittel stehen unter ihren normierten numerischen Kürzeln im technischen Datenblatt, meistens in Form von R (für „Refrigerant“), gefolgt von einer Nummer, manchmal kombiniert mit Buchstaben. Difluormethan etwa heißt nach dieser Nomenklatur R-32. Die Geschichte der Klimamittel ist eine des Umgehens später bekannt gewordener Probleme. Eins der frühesten Klimamittel etwa war R-610 (Diethylether). Es verursacht Lungenschäden, ist ein Narkosemittel, brennt leicht und bildet daher mit Luft ein potenziell explosives Gemisch. Aufgrund seiner Ge-

fährlichkeit für den Menschen wurden ab den 1930ern „Sicherheitskältemittel“ entwickelt, die weniger giftig und nicht brennbar waren – zum Beispiel FCKW.

Die Abkürzung kennen wahrscheinlich noch die meisten hier, denn diese Verbindungen stellten sich als Zerstörer der atmosphärischen Ozonschicht heraus. Sie wurden daher verboten und durch Alternativen ersetzt. Diese Alternativen hatten dann jedoch starke Treibhausgaswirkung, was ab den Neunzigerjahren immer stärker in den Fokus rückte. Die Wärmepumpe des Autors etwa läuft mit dem weitverbreiteten Kältemittel R-410a. Wenn es in die Atmosphäre entweicht, wirkt es innerhalb von 100 Jahren nach Freisetzung 2088-mal so stark wie CO₂ als Treibhausgas. Dieses „Global Warming Potential“ (GWP) als Faktor in Bezug auf CO₂ mit 1 steht in den Datenblättern der Klimageräte. F-1234yf (2,3,3,3-Tetrafluorpropen) zum Beispiel hat ein GWP von 4, womit es sich durch geringe Treibhausgaswirkung empfiehlt.

Bei Geräten mit kleinen Füllmengen setzt sich in Anbetracht der geringen Treibhauswirkung gerade R-290 (Propan) durch. Es brennt zwar, aber aufgrund der geringen Mengen in Klimageräten hält sich die Gefahr in Grenzen. R-290 hat ein GWP von 3. In Auto-Klimaanlagen kommt mittlerweile vermehrt R-744 zum Einsatz, das ist einfach CO₂ mit einem GWP von folglich 1. Wenn andere Faktoren gleich sind, sollten Sie sich an Kältemitteln mit niedrigem GWP orientieren, weil hohe GWP künftig strenger reguliert werden und damit mehr Facharbeiterleistungen an Ihren Anlagen nötig werden könnten. Ab 2025 sind zum Beispiel bei Monoblockanlagen mit Füllmengen bis 3 kg keine Kältemittel mit einem GWP von über 750 mehr erlaubt. Das betrifft dann zum Beispiel die aufgrund ihrer Robustheit und Effizienz bei Herstellern und Installateuren beliebten Kältemittel R-410a und R-407c.

Natürliche Verbindungen haben den zusätzlichen Vorteil, dass ihre Effekte lange bekannt sind. Ein „Hupsalala!“ wie bei FCKW ist bei R-744 zumindest atmosphärisch nicht zu befürchten, denn die dämmenden Effekte von CO₂ sind seit 200 Jahren bekannt. Die Kehrseite: Technische Hupsalalas können bei vorher wenig eingesetzten Klimamitteln durchaus noch vorkommen. Die Systemdrücke sind bei R-744 zum Beispiel wesentlich höher, was technische Neuerungen erforderte. Deshalb ist R-290 ein guter Kompromiss: lange als Klimamittel bewährt, wenig gefährlich bei Kleinklimaanlagen-Füllmengen, geringes GWP. Beide Mittel sind grundsätzlich auch für Kombigeräte geeignet, die sowohl kühlen als auch heizen können.

Darf ich?

Aufgrund der Geschichte der Klimamittel sind sie in der EU streng reguliert, noch strenger in Deutschland. Viele neue Klimaanlagen kommen mit „Quick Connect“, das ist ein vorkonfektioniertes System, das den Anschluss der Klimamittelleitungen vereinfacht. Trotzdem dürfen Sie das ohne Klimaschein nicht selber zusammenstecken, was bei den Bastlern zu herben Verstimmungen führte. Handwerklich können die meisten von Ihnen wahrscheinlich problemlos ein Loch bohren und Quick Connect anschließen. Es geht ums Dürfen.

Die EU-Verordnung 517/2014 sieht eine Ausnahme vor für Kleinanlagen unter 5 Tonnen CO₂-Äquivalent an Füllmittel. Sie können also aus dem Datenblatt die Füllmittelmenge in kg mal den GWP-Wert nehmen und durch 1000 teilen, um auf die CO₂-Tonnage des Geräts zu kommen. Viele neue Geräte mit geringen Füllmengen und niedrigem GWP fallen unter diese Ausnahme.

Doch das EU-Recht gibt immer nur die Mindeststandards vor. Nationales Recht darf darüber hinausgehen. Die Bundesregierung tat das in der Chemikalien-Klimaschutzverordnung, die leider keine solche Ausnahme für Kleingeräte vorsieht. Die Einhaltung der Verordnung wird bisher kaum kontrolliert, doch die vorgesehenen Sanktionen für Verstöße – etwa für eine Installationstätigkeit ohne erforderliche Qualifikation (Klimaschein) – liegen mit bis zu 50.000 Euro Geldstrafe und zwei Jahren Haft empfindlich hoch.

Auch hinsichtlich der Klimamittelgesetze wird R-290 besonders interessant, denn sowohl die EU-Vorschriften als auch die bundesdeutschen Gesetze gelten nur für fluorisierte Gase, zu denen Propan nicht gehört. Damit dürfen Monteure ohne Klimaschein Geräte mit Propan als Kältemittel einbauen. Es kann natürlich sein, dass der Händler bei Defekten eine Gewährleistung ablehnt, wenn der Käufer selber montiert hat. Das gilt es dann im Fall des Falles auszustreiten.

Zusätzlich gelten dann für Montage und Betrieb alle Maßnahmen, die auch für andere Propangas-Geräte gelten, damit sich kein zündfähiges Gemisch bildet. Zwischen „zündfähig“ und Explosion liegt oft nur ein kleiner elektrischer Funke. Bei guten Beziehungen zu Fachbetrieben hat es sich (unabhängig vom Klimamittel) bewährt, Eigenleistungen vorher abzusprechen und Fachleute noch das Nötigste und Sicherheitsrelevante machen zu lassen. Das ergibt dann einen guten Kompromiss aus Kosten und Sicherheit. (sha) **ct**

Literatur

[1] Clemens Gleich, Passiver Hitzeschutz: So halten Sie Ihr Haus im Sommer ohne Klimaanlage kühl, heise+: heise.de/s/4rrXL



Portable Klimaanlage im Praxistest

**Kleine Klimaanlage versprechen, das Homeoffice oder Wohn- und Schlaf-
räume im Sommer angenehm zu temperieren, ganz ohne Umbauarbeiten.
Wir haben mit vier Geräten ausprobiert, wie gut das funktioniert.**

Von **Urs Mansmann und Alexander Spier**

Bei 30 Grad im Homeoffice mag man nicht arbeiten, schon gar nicht nach einer wenig erholenden Nacht in einem viel zu heißen Schlafzimmer. Abhilfe versprechen Klimaanlage. Mobile Geräte mit einem einfachen Abluftschlauch lassen sich im Handumdrehen aufstellen und sorgen ruckzuck für angenehme Temperaturen, so das Werbever-

sprechen. Ideal kombinieren lassen sich die Anlagen mit Solarmodulen, allerdings sind sie so stromhungrig, dass die Leistung eines einfachen Balkonkraftwerks nicht ausreicht, um sie zu betreiben.

Wir haben uns vier portable Monoblock-Klimageräte unterschiedlicher Preis- und Leistungsklassen angeschaut: Medion Life X960HS für 400 Euro, AEG

AXP26U339CW Comfort 6000 für 500 Euro, Sichler NX-9766 für 550 Euro und DeLonghi Pinguino PAC EX130 CST WIFI für 1070 Euro. Hierbei handelt es sich um Straßenpreise zum Redaktionsschluss dieses Sonderhefts Anfang April 2025. Seit dem Test im Sommer 2024 (c't 16/2024) ist das Medion ein paar Euro gefallen, aber AEG, Sichler und DeLonghi um 50 bis 100 Euro teurer geworden.

Einschlauchlösung

Die vier Testkandidaten führen die Abwärme über einen Schlauch ab. Monoblock heißen sie, weil die heiße und die kalte Seite der enthaltenen Wärmepumpe in einem Block zusammengefasst sind. Das macht die Geräte zwar schön kompakt, senkt aber auch die Effizienz.

Die Hersteller geben die Kühlleistung üblicherweise nicht, wie man erwarten sollte, in Joule oder Kilowatt an, sondern in BTU/h, also British Thermal Unit pro Stunde. Ein BTU ist die Wärmeenergie, die benötigt wird, um ein (britisches) Pfund Wasser um ein Grad Fahrenheit zu erwärmen, hat also mit dem metrischen System so wenig am Hut wie Barrel oder Fuß. Entsprechend krumm ist der Umrechnungsfaktor: 1000 BTU pro Stunde entsprechen rund 293 Watt. Die Geräte in unserem Test bringen also den Her-

stellern zufolge eine Kühlleistung von 2,6 bis 3,8 kW. Das ist nicht zu verwechseln mit dem Stromverbrauch: Die Arbeitszahl des Kompressors liegt in der Regel über 3, macht also aus einem Watt elektrischer Leistung mehr als 3 Watt Kühlleistung. Das stromhungrigste Gerät nahm im Kühlbetrieb maximal 1,23 kW aus dem Stromnetz auf.

Die Kühlleistung sollte man nicht zu klein wählen. Geräte mit 7000 oder 8000 BTU/h sind nur für kleine Räume mit bis zu 15 Quadratmetern Grundfläche geeignet. Für größere Räume muss man entsprechend mehr Kühlleistung bereitstellen, um eine spürbare Abkühlung zu erreichen.

Die Geräte haben wir in typischen Büros mit 15 Quadratmetern Grundfläche sowie in einem Homeoffice mit rund 35 Quadratmetern getestet. Sie sorgten tatsächlich für Abkühlung: In der ersten Stunde nach dem Einschalten sank die Temperatur im Büro um drei Grad, die Kurve flachte dann aber ab. Im großen Homeoffice mit massiven Wänden drückte der Einsatz einer portablen Klimaanlage die Temperatur innerhalb von drei Stunden um knapp zwei Grad. Das klingt nach wenig, fühlt sich bei sommerlicher Hitze aber sehr angenehm an.

Größtes Problem bei der Installation ist der Abluftschlauch, der ins Freie führen muss. Den richtig anzubringen ist gar nicht so einfach: Für eine per-



Die Abwärme muss über einen Luftschlauch nach draußen geführt werden.



Mit den Stoffdichtungen muss man sehr pfleglich umgehen, sonst reißen sie leicht ein.

manente Installation benötigt man einen Wanddurchbruch in einer Größe, wie man sie beispielsweise auch für einen Ablufttrockner oder eine Dunstabzugshaube in der Küche bräuchte. Anderenfalls bleibt nur das Fenster, denn die heiße Abluft muss nach draußen, damit das Gerät funktionieren kann. Ein Fenster nur zu kippen reicht nicht, dazu ist der Schlauch mit rund 20 Zentimetern Durchmesser viel zu dick. Man muss es also ein Stück weit öffnen, wodurch ein großer Luftspalt entsteht.

Die meisten Hersteller liefern eine Blende für Schiebefenster mit, was zu deutschen Fenstern aber üblicherweise nicht passt. Behelfen kann man sich, wenn man einen Rollladen hat, dann kann man die Blende einpassen, aber muss den Rollladen unten lassen, solange die Anlage läuft. Nur Medion liefert eine Stoffdichtung für die in Deutschland üblichen Flügel Fenster mit.

Fensterdichtung aus Stoff

Für alle anderen Fälle muss man eine Fensterdichtung aus Stoff beschaffen, die von chinesischen Herstellern für rund 15 bis 20 Euro in diversen Onlineshops angeboten wird. Diese Dichtungen lassen sich am Fenster mit Klettbandern befestigen, die man an den Blendrahmen und den Rahmen des Fensterflügels klebt. Die nötige Länge der Dichtung bemisst sich aus den drei Seiten oben, unten und rechts oder links; die Seite mit den Scharnieren wird nicht mitgezählt. Man sollte die Dichtung lieber ein wenig zu lang kaufen, auch wenn dann hässliche überstehende Enden entstehen.

Die Montage ist ein wenig fummelig und wenn man das Fenster mal schließen muss, beispielsweise weil Unwetter drohen oder man das Haus längere Zeit verlassen will, muss man sehr darauf achten, den Stoff nicht einzuklemmen, um ihn nicht zu beschädigen. Gefährdet sind vor allem die Ecken, dort reißt der Stoff bei unvorsichtigem Hantieren schnell ein. Über den Winter kann man die Stoffdichtung entfernen und im Frühsommer einfach wieder ankleben, wenn man die Klimaanlage wieder in Betrieb nimmt. Die Klettstreifen an der Innenseite des Fensters sind allerdings nicht besonders schön anzuschauen, ob mit oder ohne Dichtung.

Wichtig ist, beim Kauf der Dichtung die richtige Schlauchdurchführung zu wählen. Die meisten Modelle haben einen Reißverschluss, der von beiden Seiten geschlossen werden kann. Dieser fixiert den Abluftschlauch jedoch nur unzureichend und lässt oben und unten einen Luftspalt. Praktischer sind

Modelle mit einer kreisrunden Öffnung, die den Schlauch mit einer Kordel fixieren und halbwegs dicht abschließen.

Kritisch ist die Montage an Dachfenstern. Befindet sich das Scharnier oben, lassen sich die Fensterdichtungen problemlos montieren. Rotiert das Dachfenster jedoch um seine Mitte, sodass bei Öffnen oben und unten ein Spalt entsteht, funktioniert die Abdichtung nicht mehr.

Sobald das Fenster abgedichtet ist, kann man die Anlage in Betrieb nehmen. Dabei sollte man aber beachten, dass das Gerät nach einem Transport, bei dem es womöglich gekippt wurde, bis zu 24 Stunden senkrecht stehen muss, bevor man es in Betrieb nehmen darf. Die Zeit ist nötig, damit sich das Kühlmittel an den richtigen Stellen sammeln kann.

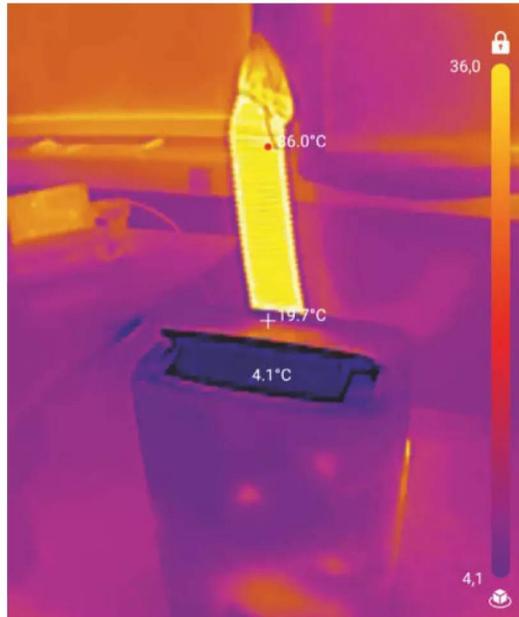
Ruck durchs Gerät

Beim Einschalten merkt man gleich, dass die Geräte mit hohen Leistungen arbeiten. Springt der Kompressor oder Lüfter an, geht ein kleiner Ruck durch sie hindurch. Das ist kein Wunder, die Motoren haben rund zehnmals so viel Leistung, wie sie in einem Kühlschrank üblich ist.

Das Gebläse sorgt nicht nur für den kalten Luftstrom nach innen, sondern auch für den warmen nach draußen. Uns fiel sofort auf, dass sich die Fensterdichtung aufblähte, sobald die Geräte ansprangen, also für einen leichten Unterdruck im Raum sorgten. Monoblockgeräte in der getesteten Leistungsklasse befördern deutlich über 100 Kubikmeter pro Stunde nach draußen, um die Abwärme des Kompressors abzuführen. Dabei erwärmt sich die Abluft auf bis zu 50 Grad. Die abgeblasene Luftmenge muss von außen nachströmen. Das hat einen sehr unerwünschten Effekt: Je höher die Außentemperatur ist, desto geringer wird der Kühleffekt der Anlage. Dichtet man den Raum sorgfältig ab, kann durch schmale Spalte oder kleine Öffnungen nachströmende Luft unangenehme Pfeifgeräusche produzieren.

Besitzer von Gasgeräten mit Luftführung aus der Raumluft nach draußen sollten vor Inbetriebnahme mit Fachleuten wie Schornsteinfeger oder Installateur klären, ob das Klimagerät mit einem Unterdruck- oder Fensterkippschalter abgesichert werden muss. Besteht während des Betriebs etwa eine Gastherme ein Unterdruck im Raum, besteht sonst die Gefahr, dass durch die Abluftöffnung Frischluft angesaugt wird und die Abgase der Gastherme im Raum landen. Das gilt auch für Kaminöfen. Zwar nutzt man in der Heizperiode üblicherweise keine

Im Wärmebild gut erkennbar sind der warme Abluftschlauch und der kalte Luftaustritt an der Oberseite des Geräts.



Klimaanlagen, aber auch im Heizbetrieb blasen die Monoblockanlagen eine Menge (dann gekühlte) Abluft nach draußen.

Der permanente Luftaustausch hat dramatische Folgen für die Effizienz der Anlagen: Die Stiftung Warentest ermittelte für Monoblockgeräte eine EER (Energy Efficiency Ratio) von 0,8. Ein Kilowatt elektrische Leistung bringt in der Praxis also nur eine Kühlleistung von 800 Watt. Splitgeräte, die keine Abluft aus dem Raum blasen, sondern die Abwärme über einen separaten Wärmetauscher außerhalb des Raums abgeben, kommen hingegen auf 5,4, schaffen also im Vergleich rund die siebenfache Kühlleistung mit dem gleichen Energieeinsatz. Für Mieter kommt die Installation eines Splitgeräts allerdings meist nicht in Frage, weil dazu vom Vermieter zu genehmigende Außeninstallationen und Wanddurchbrüche erforderlich sind.

Trotec hat ein Monoblockgerät für rund 1000 Euro im Angebot, das die Kühlluft von außen ansaugt und nach außen abgibt. Das erhöht die Effizienz im Vergleich zu einem Monoblockgerät, das nur die Abluft nach außen bläst, deutlich. Für die Installation eines solchen Geräts sind allerdings zwei Wanddurchbrüche mit jeweils 18 Zentimeter Durchmesser erforderlich, die man in einer Mietwohnung natürlich auch nicht ohne Genehmigung vornehmen darf,

weswegen wir auf einen Test einer solchen Anlage verzichtet haben. Wer so viel Aufwand treiben kann und möchte, wird in vielen Fällen gleich zu einem Splitgerät greifen.

Räume mit Doppelböden, abgehängter Decke und Leichtbauwänden – typisch für Büros in modernen Gebäuden – lassen sich sehr zügig abkühlen, erwärmen sich dafür aber sehr schnell wieder, wenn man die Klimaanlage abschaltet. Räume mit massiven Decken und Wänden aus Beton oder Ziegel, wie man sie oft in Wohnhäusern und damit auch im Homeoffice findet, bremsen hingegen Temperaturänderungen. Hat man die Räume über einen längeren Zeitraum heruntergekühlt, halten sie diese Temperatur dann aber auch für eine längere Zeit. Haben sie sich erst einmal stark aufgeheizt, muss man sehr lange kühlen, um die Temperatur auf ein erträgliches Maß zu senken. Der Tipp aus Internetforen, in einem kühleren Nachbarraum das Fenster zu kippen, um gezielt kühlere Luft von dort anzusaugen, funktioniert auch nur so lange, bis sich dieser Raum durch die nachströmende Luft erwärmt hat.

Kalter Hauch

Man sollte gut überlegen, wo man eine portable Klimaanlage aufstellt. Die Geräte produzieren einen kräftigen Luftstrom mit sehr stark gekühlter Luft, wir maßen am Luftaustritt Temperaturen deutlich unter 10 Grad Celsius. Der Aufenthalt in diesem Luftstrom ist sehr unangenehm. Er sollte deshalb auf keinen Fall direkt auf Ihren Sitz- oder Arbeitsplatz gerichtet sein. Immerhin lassen sich die Geräte auf ihren Rollen leicht hin- und herbewegen.

Der Wärmetauscher entzieht der Luft beim Abkühlen Wasser und sorgt damit für eine geringere Luftfeuchtigkeit, was wiederum die gefühlte Temperatur senkt, weil Schweiß dann besser verdunsten kann. Die Wirkung eines Ventilators wird durch trockene Luft ebenfalls verbessert. Selbst wenn die Anlagen die Temperatur an sehr heißen Tagen nur wenig senken, können sie das Raumklima durch diesen Effekt dennoch spürbar verbessern.

Das der gekühlten Luft entzogene Wasser sammelt sich zwangsläufig im Gerät, der Tank dafür muss hin und wieder geleert werden. Die Auslässe für die Entleerung der internen Tanks liegen nur knapp über dem Boden, was das Hantieren damit ein wenig kompliziert macht. Nur das Gerät von Sichler hat einen bequem zugänglichen Tank, dessen Auslass sich ungefähr auf halber Höhe des Gerätes befindet. Ist der Tank voll, schalten sich die Geräte ab.

Die Geräte von AEG, Medion und Sichler haben einen speziellen Entfeuchtermodus, der auf das Auskondensieren von Luftfeuchtigkeit im Gerät optimiert ist. In diesem Modus ist die Kühlleistung geringer, dafür ist die austretende Luft trockener. Bei den Geräten von AEG und Medion gibt es für diesen Modus einen zusätzlichen Wasserauslass, mit dem das Wasser in einen Ausguss oder einen größeren Behälter geleitet werden kann. Beim Gerät von Sichler ist der höher angebrachte Auslass der einzige am Gerät.

Die Geräte wiegen mindestens 30 Kilogramm. In einer Etagenwohnung ist ein Transport kein Problem, denn sie lassen sich auf leichtgängigen Rollen von Zimmer zu Zimmer schieben. In einem Einfamilienhaus mit zwei oder mehr Wohnebenen artet das Wuchten der schweren Klötze allerdings leicht zum Kraftsport aus. Außerdem sollte man darauf achten, die Anlagen beim Transport nicht zu sehr zu neigen, damit das Kühlmittel dort bleibt, wo es für den Betrieb sein muss.

Nutzt man die Anlage in mehreren Räumen, sollte man überall passende Fensterdichtungen anbringen und das Fenster in Räumen schließen, in denen man gerade keine Klimaanlage betreibt.

Smarthome-Integration

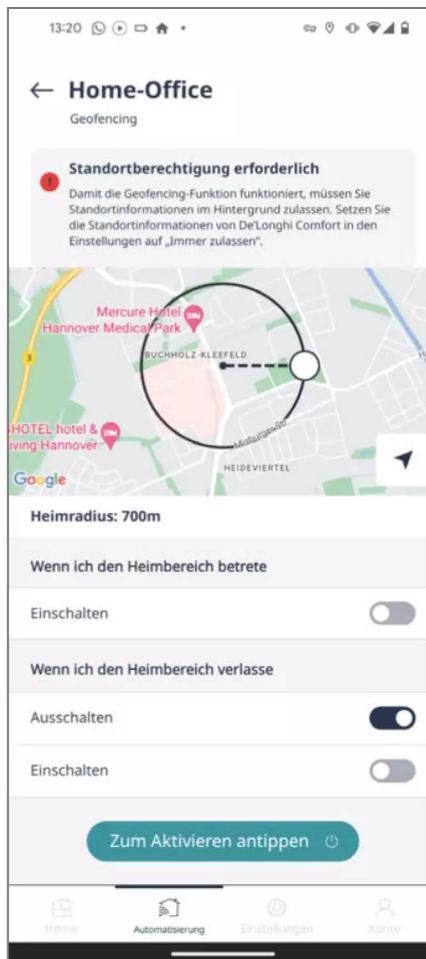
Die hier vorgestellten Geräte sind jeweils mit einer App ausgestattet, die die Bedienung übers Smartphone erlaubt. Die Modelle von DeLonghi und Sichler lassen sich auch mit Amazons Alexa oder Google Home verbinden und bieten auf diesem Wege für die Grundfunktionen eine Sprachsteuerung. Das Medion-Gerät verweigerte in unserem Test hartnäckig die Verbindungsaufnahme mit einem WLAN.

Nur die App von DeLonghi bietet gegenüber der Fernbedienung und dem Bedienpanel am Gerät erweiterte Funktionen. Die Funktion Care4Me fragt ab, ob man die Temperatur als zu kühl, zu warm oder angenehm empfindet, und richtet das Temperaturniveau danach. Außerdem bietet sie ein Geofencing, das die Anlage automatisch ab- und anschalten kann, sobald das Smartphone einen definierten Bereich verlässt oder dorthin zurückkehrt. So richtig gut funktionierte das alles in unserem Praxistest aber nicht: Die Care4Me-Funktion zeigte sich etwas widerwillig, die vorgewählte Temperatur an unsere Antworten anzupassen, die App verlor immer wieder die Verbindung zur Klimaanlage und zwang uns alle paar Tage zu einer erneuten Kopplung.

Krachmacher

Ein wichtiger Punkt, gerade beim Betrieb im Schlafzimmer oder im Homeoffice, ist die Lärmentwicklung. Wir stellten die Geräte deswegen auf unseren Schallmessstand. Aus Platzgründen konnten wir allerdings nicht aus einem Meter Entfernung messen, wie die Norm vorschreibt, sondern nur aus geringerer Distanz, deshalb fallen unsere Werte etwas höher aus als die der Hersteller. Sie sind aber untereinander vergleichbar und ermöglichen eine gute Einschätzung, wie laut die Geräte empfunden werden.

Zwischen den Kandidaten zeigten sich dabei deutliche Unterschiede. Mit Abstand am lautesten war



Die App von DeLonghi erlaubt sogar ein Geofencing, das das Klimagerät automatisch je nach Standort des Nutzers ein- und ausschaltet.



AEG AXP26U339CW Comfort 6000

Das AEG-Gerät hatte im Test die geringste Kühlleistung und einen dementsprechend geringen Stromverbrauch. Der Lieferumfang ist spärlich, lediglich der Abluftschlauch und ein Schlauch für das Kondenswasser der Entfeuchtungsfunktion liegen bei. Die Befestigung des Abluftschlauchs am Gerät ist durch ein kurzes Gewinde robuster gelöst als bei den Konkurrenten.

Die Bedienung erfolgt über Tasten auf der Oberseite mit spürbarem Druckpunkt. Die Anzeigen sind sparsam, lediglich eine kleine Segmentanzeige gibt es. Eine Fernbedienung fehlt, die Steuerung erfolgt ausschließlich am Gerät und über die Smartphone-App für Android und iOS, die aber keine zusätzlichen Funktionen bereitstellt. Eine Einbindung ins Smart Home ist nicht möglich, dafür klappte der Verbindungsaufbau in unserem Test-WLAN problemlos und die Verbindung blieb stets stabil.

- ➕ App verfügbar
- ➖ hoher Lautstärkepegel
- ➖ wenige Komfortfunktionen
- ➖ keine Sprachsteuerung

Preis: 499 Euro



DeLonghi Pinguino PAC EX130 CST WIFI

Dieses Gerät hatte im Test die höchste Kühlleistung. Es wirkt hochwertig und fällt mit der aufgesetzten Fernbedienung optisch auf. Neben den Bedienelementen an der Front gibt es eine digitale Anzeige. Die Fernbedienung misst die Temperatur, funkt über Bluetooth und sieht schick aus, gibt aber kein Feedback zum Betriebszustand.

Der Lieferumfang ist vergleichsweise üppig, für Schiebefenster und Wanddurchlässe gibt es Material zum Befestigen des Schlauchs. Eine Fensterdichtung für Flügelfenster fehlt jedoch. Die gibt es als kostenlose Dreingabe vom Hersteller, wenn man sich bis September registriert. Der Abluftschlauch ist mit 1,2 Metern Länge ein wenig kürzer als die der Konkurrenten und rutscht deshalb leichter aus der Halterung.

- ➕ viele Funktionen in der App
- ➕ Sprachsteuerung möglich
- ➕ hohe Kühlleistung
- ➖ App-Verbindung instabil

Preis: 1070,99 Euro



Medion Life X960HS

Das Monoblockgerät von Medion kühlt, heizt oder entfeuchtet den Raum wahlweise. Mit Energieeffizienzklasse A+ benötigt es weniger Energie für die Kühlleistung von 2800 Watt oder 9600 BTU/h. Im Testfeld ist die X960HS knapp die leiseste Anlage, im Maximum erreichte sie gemittelte 8,1 sone. Die Steuerung am Gerät erfolgt über Sensortasten, die kein Feedback geben und haptisch nicht zu erfüllen sind.

Die Anbindung an die vielversprechende App von Medion gelang uns nicht, weil sich unser Testgerät partout nicht mit einem WLAN verbinden wollte. Die Anleitung schließt nicht nur 5-GHz-Netze aus, sondern auch gemischte Netze im 2,4- und 5-GHz-Band unter gleicher SSID. Der Hersteller liefert ein Fensterkit für klassische Kippfenster mit. Die Größe reicht für normalgroße Wohnzimmerfenster, etwa vier Meter Stoffdichtung für drei Seiten stehen zur Verfügung.

-
- ➕ Effizienzklasse A+
 - ➕ leisestes Gerät im Test
 - ➕ Heizfunktion
 - ➖ WLAN-Anbindung klappte nicht
- Preis: 399,95 Euro



Sichler NX-9766

Das Gerät von Sichler bringt mit 12.000 BTU/h eine hohe Kühlleistung, ist dafür aber nervig laut. Es kühlt nicht nur, sondern kann auch heizen und entfeuchten. Die WLAN-Verbindung mit der App ließ sich problemlos herstellen und erwies sich als stabil. Die App bietet gegenüber der Fernbedienung oder dem Bedienpanel keine zusätzlichen Funktionen, erlaubt aber die Steuerung per Internet, also auch von unterwegs.

Praktisch ist der auf annähernd halber Gerätehöhe auf der Rückseite angebrachte Kondenswasserauslass, für den auch ein Schlauch beigelegt ist. Ist die Raumluft sehr feucht, kann man bei Bedarf einen größeren Eimer unterstellen, der das Kondenswasser auffängt. Für die Fensterbefestigung wird nur eine verstellbare Blende für Schiebefenster oder Rollläden mitgeliefert.

-
- ➕ hohe Kühlleistung
 - ➕ Heizfunktion
 - ➕ Sprachsteuerung möglich
 - ➖ sehr hoher Lautstärkepegel
- Preis: 549,99 Euro



In der Messkammer zeigten sich zwischen den Modellen deutliche Unterschiede beim Geräuschpegel.

Literatur

[1] Flexibel, aber ineffizient, Mobile Klimageräte, Stiftung Warentest „test“ 6/2024, S. 59

das Gerät von Sichler. Selbst in der leisesten Einstellung machte es mehr Radau als alle anderen getesteten Geräte in der lautesten. Am nervenschonendsten im Betrieb war der Monoblock von Medion. Uns fiel auf, dass die Hersteller den Lärmpegel durchaus optimiert haben. Seitlich und vor allem hinter den Geräten maßen wir höhere Werte als von vorne.

Wer gerne Ruhe hat, kann versuchen, antizyklisch zu kühlen: Das Schlafzimmer tagsüber kühlen, damit

nachts Ruhe und kein Zug herrscht und das Homeoffice nachts auf möglichst geringe Temperatur bringen, damit während der Arbeit weniger oder idealerweise gar nicht mehr gekühlt werden muss. Ob das funktioniert, hängt vor allem von der Bauweise ab: Massiv gebaute Häuser ändern ihre Temperatur sehr träge, in Leichtbau- oder Holzhäusern funktioniert die Taktik aufgrund der geringeren Wärmekapazität von Wänden, Böden und Decken hingegen eher schlecht.

Fazit

Monoblock-Klimageräte mit Abluftschlauch werden zwar in einer großen Modellvielfalt verkauft, sind aber wenig effizient, weil sie sehr viel warme Luft von außen nachsaugen. Je höher die Außentemperatur wird, desto stärker müssen die Geräte bergauf gegen die Hitze ankämpfen.

Grundsätzlich tun die Geräte aber, was sie sollen. Sie kühlen die Luft in einem Raum um einige Grad herunter. Wer sie lange laufen lässt, sollte allerdings auch die Stromkosten im Auge behalten, denn durch die nachgesaugte Luft arbeiten sie wenig effizient. Pro Betriebsstunde fallen je nach Gerät und Stromtarif rund 30 bis 50 Cent an.

Wer solche Anlagen häufig nutzt, sollte lieber etwas tiefer in die Tasche greifen und in eine Splitanlage mit separater Außeneinheit investieren. Das wird unterm Strich in den meisten Fällen nicht wirklich günstiger, weil sich der höhere Anschaffungspreis erst nach vielen Betriebsstunden rechnet – aber dafür deutlich leiser, komfortabler und effektiver. (uma) **ct**

Portable Monoblock-Klimaanlagen

Modell	AXP26U339CW Comfort 6000	Pinguino PAC EX130 CST WIFI	Life X960HS (MD11353)	NX-9766
Hersteller	AEG	DeLonghi	Medion	Sichler
Maße, Gewicht	47 cm × 70 cm × 38 cm, 31,5 kg	44 cm × 80 cm × 39 cm, 32 kg	45 cm × 74 cm × 39 cm, 34,5 kg	44,5 cm × 81,5 cm × 34 cm, 30 kg
Konnektivität	Bluetooth LE, Wi-Fi 4 (2,4 GHz)	Bluetooth LE, Wi-Fi 4 (2,4 GHz)	Wi-Fi 4 (2,4 GHz) (im Test ohne Funktion)	Wi-Fi 4 (2,4 GHz)
Anbindung an Sprachsteuerungssysteme	–	✓	(nicht getestet)	✓
Kältemittel (GWP-Wert, siehe S. 58)	R-290 (3)	R-290 (3)	R-290 (3)	R-290 (3)
Kühl- / Heizleistung (laut Hersteller)	9000 BTU/h / –	13.000 BTU/h / –	9600 BTU/h / 8500 BTU/h	12.000 BTU/h / 11.500 BTU/h
Energieeffizienzklasse (Herstellerrangabe)	A	A	A+	A
Standby / maximale Leistungsaufnahme gemessen / laut Hersteller	1,1 W / 820 W / 920 W	1,2 W / 1170 W / 1300 W	0,4 W / 820 W / 905 W	0,7 W / 1230 W / 1370 W
Lautheit Lüfter / Kühlbetrieb gemessen	3,7 bis 6,4 sone / 9,5 bis 10,5 sone	2,1 bis 3,9 sone / 8,4 bis 8,6 sone	1,9 bis 4,1 sone / 7,2 bis 8,1 sone	9,6 bis 13,0 sone / 11,0 bis 14,9 sone
Preis (günstigster Anbieter inkl. Versand)	499 €	1070,99 €	399,95 €	549,99 €
✓ vorhanden – nicht vorhanden				



Portable Split-Klimaanlage von Midea

Klimaanlagen bringen im Sommer angenehme Kühle, drehen aber auch kräftig am Stromzähler. Wir haben uns ein besonders effizientes Gerät mit Smart-Home-Integration genauer angesehen.

Von **Urs Mansmann**

Eine Wohnung oder ein Büro zu kühlen, ist gar nicht so einfach. Während man zum Heizen einfach beispielsweise einen Heizlüfter aufstellen kann, muss eine Klimaanlage die Wärme aufwendig nach draußen befördern.

Einfache portable Geräte wie im Artikel „Portable Klimaanlagen im Praxistest“ beschrieben, entsorgen die Abwärme per Luftschlauch, was aber durch die

großen Mengen nachströmender, warmer Luft wenig effizient ist. Viel günstiger und leistungsfähiger, aber auch aufwendiger zu installieren, sind Split-Klimaanlagen (siehe auch Artikel „Klimageräte: Technik und Installation“). Diese haben einen innen angebrachten Teil, der Luft umwälzt und dabei kühlt, die Abwärme gibt ein außen angebrachter Wärmetauscher an die Umgebung ab. Dafür sind normaler-

weise Wanddurchbrüche erforderlich. Zudem dürfen nur Fachleute mit spezieller Ausbildung die Kälteanlage prüfen und mit klimaschädlichen oder brennbaren Kältemitteln befüllen. In Mietwohnungen ist für solche Eingriffe in die Bausubstanz die Genehmigung des Vermieters nötig, in Mehrfamilienhäusern womöglich zusätzlich die Genehmigung der Wohnungseigentümergeinschaft.

Effiziente Kühlung

In diese Lücke stößt Midea mit einer portablen Split-Klimaanlage, die sich ohne Wanddurchbrüche mit wenigen Handgriffen montieren und demontieren lässt. Das Gerät ist in die Energieeffizienzklasse A++ eingestuft, verbraucht also besonders wenig Strom. Es besteht aus einem großen Innenteil für die Kühlung und einem etwas kleineren und leichteren, wetterfesten Außenteil (Schutzklasse IPX 4), der die Abwärme im Freien abgibt. Die beiden Komponenten sind über einen 2,7 Zentimeter hohen, rund 6 Zentimeter breiten und zwei Meter langen, sehr starren Schlauch miteinander fest verbunden. Eine Installation durch einen Klimatechniker ist nicht nötig.

Mit der mitgelieferten App kann man aktuelle Innen- und Außentemperaturen ablesen, Temperatur und Lüfterdrehzahl auch von unterwegs komfortabel steuern, die Anlage zeitgesteuert ein- und ausschalten und eine Temperaturkurve für den Nachtbetrieb festlegen. Das Gerät hat vier Betriebsmodi: Es kann kühlen, nach dem Prinzip einer Wärmepumpe heizen (Energieklasse in diesem Modus A+), die Raumluft trocknen und als Ventilator arbeiten. Es lässt sich mit Alexa, Google Smart Home und IFTTT verbinden, allerdings lassen sich darüber nur die wichtigsten Basisfunktionen wie Ein- und Ausschalten oder das Setzen der Temperatur steuern.

Transportabel mit Einschränkungen

Die beiden Geräte bringen ein ordentliches Gewicht auf die Waage: Das Innengerät kommt auf rund 32 Kilogramm, das Außengerät auf 10. Die beiden Anlagenteile lassen sich für den Transport aufeinanderstellen. Ebenerdig lassen sie sich leicht in einen anderen Raum oder auf eine Abstellfläche auch über Türschwellen und Teppichkanten rollen, über Treppen kann man das kipplige Gespann mit seinen über 40 Kilo jedoch kaum ohne Hilfe wuchten.

Die Midea PortaSplit bringt eine Kühlleistung von rund 12.000 BTU/h (British Thermal Units), also rund



Die Schlaffunktion in der App legt einen Temperaturverlauf für bis zu neun Stunden fest.

3,5 kW. Das reicht auch für große Räume bis etwas über 40 Quadratmeter oder 100 Kubikmeter. Natürlich kann man damit auch noch größere Räume kühlen, allerdings muss die Anlage dann häufiger mit hoher Lüfterdrehzahl laufen und wird sie nicht so weit herunterkühlen können.

Um die Anlage draußen anzubringen, muss das Fenster oder die Tür komplett geöffnet werden. Es reicht nicht, das Fenster zu kippen, denn das Außenmodul passt nicht durch den schmalen Schlitz und der Schlauch kann nicht abgenommen werden. Bei stürmischem Wetter muss man das Außenmodul hereinnehmen, schon damit es nicht ins Zimmer regnet.

Für Räume ohne Balkon oder Terrassenzugang liegt dem Gerät eine stabile Fensterhalterung bei, die für sicheren Halt und ausreichenden Abstand zum Fenster sorgt. Die Halterung wird in den unteren



Das Gerät muss im Betrieb in der Nähe eines Fensters stehen.

Teil des Fensterrahmens eingehängt und dort mit Rändelschrauben fixiert. Zwei verstellbare Streben stützen die Halterung an der Außenwand ab. Bei Wänden mit Außendämmung muss man ein wenig Vorsicht walten lassen, um diese nicht zu beschädigen. Die Außeneinheit rastet in die Halterung ein und ist so auch bei starkem Wind gut gesichert. Am aufwendigsten wird die Installation an Dachfenstern oder an französischen Balkonen, wo die Streben keinen sicheren Halt finden. Hier muss man in den meisten Fällen zusätzlich die von Midea angebotene Universalhalterung für 79 Euro beschaffen und montieren.

Das Handbuch mahnt sehr eindringlich, die mitgelieferte Drahtseilsicherung vor Montage an der Halterung anzubringen und mit dem Innengerät zu verbinden, das ja sowieso in der Nähe stehen muss. Die Außeneinheit der Klimaanlage muss man nicht gegen Absturz sichern, das übernimmt bereits der stabile Schlauch.

Midea liefert ein Fensterband mit, mit dem der Fensterflügel fixiert werden kann. Außerdem liegt dem Gerät eine Stoffdichtung bei, die den verbleibenden Luftspalt nach draußen abdichtet. Durch den nur 2,7 cm dicken Schlauch bleibt jedoch nur eine sehr schmale Öffnung übrig.

Praxistest

Wir testeten die Midea PortaSplit in einem Büro mit Leichtbauwänden, abgehängten Decken und Dop-

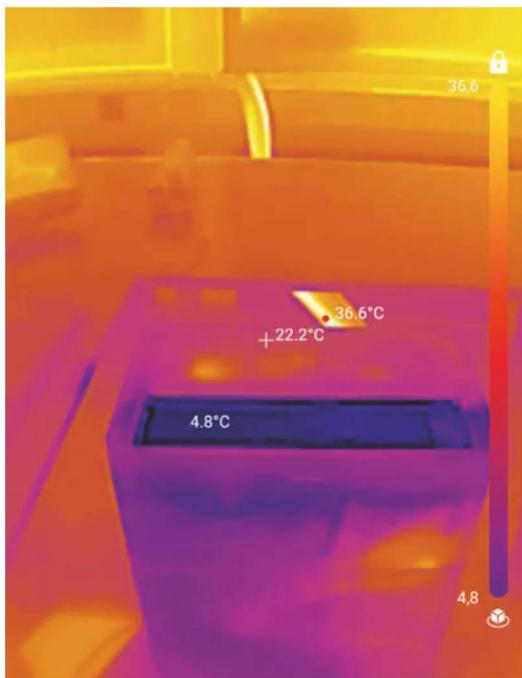
pelboden. Dort ist nicht viel Masse zu kühlen und die Temperatur sank um vier Grad innerhalb einer Stunde. Im Homeoffice mit massiven Decken und Wänden sah es anders aus: Solche Räume erwärmen sich langsamer, sind aber auch schwerer zu kühlen, wenn sie sich erst einmal aufgeheizt haben. Die Temperatur sank innerhalb der ersten Stunde um nur rund 1,5 Grad, fiel in den folgenden Stunden aber langsam weiter.

PortaSplit

Portable Split-Klimaanlage

Hersteller, URL	Midea, midea.com
Maße Innengerät	52 cm × 34 cm × 65 cm
Maße Außengerät	50 cm × 26 cm × 44 cm
Gewicht	42,3 kg (davon Außengerät 9,9 kg)
Konnektivität	WiFi (2,4 GHz, WPA2+3), Bluetooth LE
Kältemittel	R32
Kühl- / Heizleistung (Herstellerangabe)	12.000 BTU (3,5 kW) / 12.000 BTU (3,5 kW)
Energieeffizienzklasse (Herstellerangabe)	A++ (A+ für Heizen)
Standby / maximale Leistungsaufnahme gemessen / lt. Hersteller	1,8 / 1280 / 2300 ¹ W
Lautstärke (Herstellerangabe)	Innenteil: 39–49 dB(A), Außenteil 56 dB(A)
Herstellergarantie	3 Jahre
Preis UVP / Straßenpreis	1200 € / 900 €

¹ Angabe gilt nur für Anlaufstrom (10 A)



Der Schlauch wird im Betrieb gerade einmal handwarm. Dennoch liefert der Hersteller Isoliermaterial dafür mit.

Eine Klimaanlage kühlt die Luft nicht nur, sondern entfeuchtet sie auch. Die aus dem Gerät austretende Luft hat eine Temperatur von etwas unter 10 Grad. Der Taupunkt der Luft kann nicht über diesem Wert liegen. Bei einer Raumtemperatur von 20 Grad drückt die Klimaanlage deshalb die relative Luftfeuchtigkeit mit der Zeit unter 50 Prozent, bei 23 Grad unter 45 Prozent.

Der Stromverbrauch des Gerätes ist erheblich. Wir stellten im Test fest, dass der Verbrauch von Innen- und Außentemperatur abhängt. Je höher diese liegen, desto stärker steigt der Verbrauch an. Ein weiterer Faktor, der den Verbrauch beeinflusst, ist die stufenlos regelbare Lüfterdrehzahl des Innengeräts. Läuft dieses auf der schwächsten und leisesten Stufe, maßen wir eine Leistungsaufnahme von 120 bis 450 Watt. Dreht man den Lüfter voll auf oder betreibt man die Klimaanlage im Automatikmodus, maßen wir einen Verbrauch von bis zu 1280 Watt. An heißen Tagen kann eine solche Anlage also durchaus zehn Kilowattstunden und mehr verbrauchen, läuft dabei aber sehr

effizient, weil sie anders als Monoblockanlagen keine heiße Luft von außen ansaugt.

Leiser Betrieb

Im Vergleich zu Monoblockgeräten kam uns das Splitgerät deutlich leiser vor. In der leisesten Einstellung störte uns das gleichmäßige Lüfter- und Kompressorgeräusch des Innenteils kaum. Geräuschempfindlichen Naturen dürfte die Klimaanlage fürs Schlafzimmer allerdings immer noch zu laut sein. Messen konnten wir den Schallpegel nicht, weil Innen- und Außengerät sich nicht voneinander trennen lassen und wir mit der vorhandenen Messvorrichtung deshalb kein reproduzierbares Ergebnis erzielen können.

Der Hersteller gibt 39 bis 49 dB(A) für das Innen- und 56 dB(A) für das Außengerät an. Dabei muss man aber daran denken, dass das Außengerät direkt vor dem zwangsläufig einen Spalt geöffneten Fenster steht. Die Geräuschentwicklung im Freien kann auch ein Problem werden, wenn beispielsweise Nachbarn in geringer Entfernung bei geöffnetem Fenster schlafen wollen.

In der Praxis stießen wir dann noch auf eine unerwartete Schwierigkeit: Die Außeneinheit hat einen Kondenswasserauslauf, aus dem erhebliche Mengen Wasser austreten, die nicht etwa gleichmäßig heruntertropfen, sondern in einem kleinen Schwall austreten, wann immer eine Pumpe im Innenteil den lokalen Kondenswasserbehälter entleert. Ohne Balkon oder Terrasse mit eigenem Regenablauf muss man bei der Wahl des Aufstellorts deshalb überlegen, wohin man das Wasser ableiten kann. Midea legt zwar einen auf rund 60 cm ausziehbaren Schlauch bei, dessen Kupplung aber schon ausgeleiert war, nachdem wir ihn nur rund ein Dutzend Mal angesteckt hatten. So richtig überzeugte uns diese Lösung nicht.

Fazit

Trotz ihrer kräftigen Kühlleistung von rund 3,5 kW geht die Midea PortaSplit sehr leise zu Werke und kühlt im Vergleich zu Monoblockanlagen bei gleichem Stromverbrauch erheblich besser. In Baumärkten ist das Gerät für 900 Euro erhältlich. Den Aufpreis gegenüber einer günstigeren Monoblockanlage gleicher Leistung spart man über die Lebensdauer des Geräts durch die höhere Effizienz mit der Stromrechnung ein und der geringere Lärmpegel schont die Nerven. (uma) **ct**



Bild: Wärmepumpe: Vaillant, Foto/New Africa/Shutterstock, Montage: heise

Wärmepumpe und Fußbodenheizung

Wärmepumpen heizen nicht nur effizient, sie können Wohnräume auch kühlen. Was das fürs Verteilsystem bedeutet und welche Temperaturen möglich sind.

Von **Sophia Zimmermann**

Es wird immer wärmer: Seit den 1950er-Jahren hat sich die Zahl der heißen Tage verdreifacht. Kein Wunder also, dass viele Menschen ihre Räume das ganze Jahr über klimatisieren wollen. Im Winter soll es daheim schön warm sein und im Sommer angenehm kühl – trotz 30 Grad.

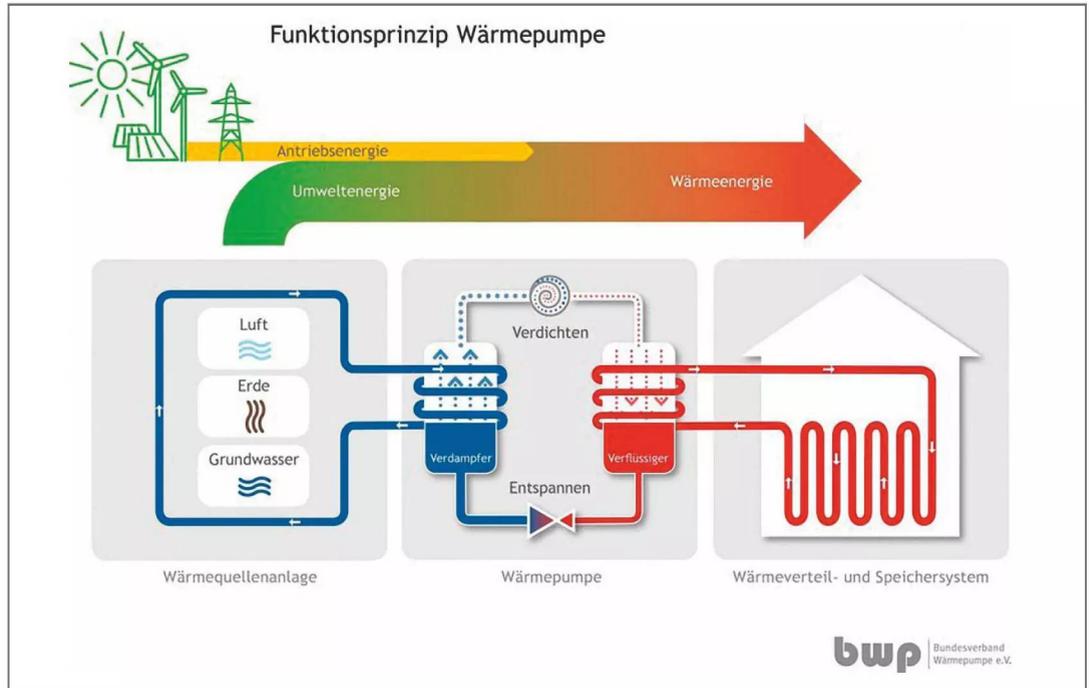
Es gibt ein System, das diesen ganzjährigen Komfort verspricht: Wärmepumpen samt wassergeführtem Verteilkreislauf, etwa Luft-Wasser-Wärmepumpen. Aktuell hat man sie hauptsächlich als Heizung auf dem Schirm, immerhin sollen sie den Wärmemarkt von fossilen Energieträgern befreien.

In Neubauten gehören sie bereits zur vorherrschenden Heizform.

Grundsätzlich kann jede Wärmepumpen-Technik kühlen. Allerdings muss auch die Wärmeübergabe dazu passen. Optimal funktioniert es mit Flächenheizungen in Fußboden, Decke oder Wand. Im Neubau ist das bereits Standard. Mit klassischen Heizkörpern kommt man dagegen nicht weit, was unter anderem an ihrer kleinen Fläche liegt. Will man also ein Bestandsgebäude via Luft-Wasser-Wärmepumpe kühlen, muss man an dieser Stelle handeln. Neben Flächenheizungen kommen dann auch Gebläse-

Das Funktionsprinzip einer Wärmepumpe im Überblick. Wärmepumpen, die auch kühlen können, müssen reversibel sein.

Bild: Bundesverband Wärmepumpe



Konvektoren infrage. Die haben allerdings eigene Tücken, wie wir im Kapitel gleich aufzeigen.

Unabhängig von der Wärme- beziehungsweise Kälteübergabe unterscheidet man zwischen verschiedenen Kühlmethode: aktive und passive Kühlung.

Aktive Kühlung

Bei der aktiven Kühlung arbeitet die Wärmepumpe reversibel. Sie dreht also ihren Betriebsmodus um und arbeitet wie ein Kühlschrank. Sie entzieht dem Innenraum Wärme und transportiert sie nach außen. In Deutschland ist die Luft-Wasser-Wärmepumpe die gängige Technik. Die am Markt verfügbaren Modelle kühlen aktiv.

Ob ein konkretes Modell kühlen kann, erfährt man im Datenblatt des Herstellers. Hier muss es als reversibel geführt werden. Überdies deuten auch Abkürzungen wie AC (Active Cooling), HK (Heizen und Kühlen) oder Schlagworte wie „Cooling“ darauf hin, dass ein Modell seinen Betriebsmodus umkehren kann.

Das Angebot unterscheidet sich von Hersteller zu Hersteller. Manche Hersteller bieten ausschließlich reversibel arbeitende Luft-Wasser-Wärmepum-

pen an – über alle Preisklassen hinweg. Bei anderen wiederum lassen sich die preisgünstigsten Modelle nicht reversibel betreiben.

Passive Kühlung

Mit erdgekoppelten Wärmepumpen ist überdies passive Kühlung möglich. Man benötigt hierfür allerdings eine geeignete Energiesenke im Erdreich – etwa in Form einer klassischen Erdsondenbohrung. In etwa zehn Metern Tiefe sind Temperaturschwankungen äußerst niedrig: „Salopp gesagt verklappe ich die Wärme aus dem Haus einfach unten im Boden, nutze das 10 Grad kalte Wasser und führe es mithilfe eines Wärmeübertragers und einem Mischventil zur Fußbodenheizung“, sagt Lars Heinrich vom Wärmepumpenhersteller Nibe. Er ist dort in der Projektierung tätig. Die Wärmepumpe selbst arbeitet in diesem Fall gar nicht, lediglich Umwälzpumpen. Das passive Kühlen gilt daher als besonders günstig im Betrieb.

Aber: Erdgekoppelte Wärmepumpen, insbesondere in Kombinationen mit nötigen Bohrungen, sind deutlich teurer als Luft-Wasser-Wärmepumpen. Nur wegen des passiven Kühlens würde sich wohl nie-

mand für ein solches System entscheiden. Obendrein eignet sich längst nicht jede Quelle/Senke im Erdreich. Sie sollte nicht zu weit oben liegen – wie Erdkollektoren – und den Oberflächentemperaturen ausgesetzt sein. Das kann den Kühlbetrieb einschränken.

Was die Kühlung leisten kann

Heizen und Kühlen funktioniert bei den reversiblen Wärmepumpen in einem System, sagt Frank Hartmann, Referent des Fachbereichs Flächenheizung/-kühlung im Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie (BdH) (siehe ct.de/w8z8). Er betreibt überdies seit mehr als 20 Jahren das Planungsbüro „Forum Wohnenergie“. Getrennte Kreisläufe benötigt man in der Regel nicht. „Ob man heizt oder kühlt, schaltet man hydraulisch über ein Ventil beziehungsweise über die Einzelraumregelung“, so Hartmann.

Unterscheiden muss man allerdings zwischen zwei Leistungsgrößen: Vollkühlung und Ankühlung. Bei der **Vollkühlung** würde man die Wärmepumpen-Anlage nach der tatsächlichen Kühllast des Gebäudes dimensionieren. „Sie bezeichnet die Kühlleistung, die notwendig ist, um im Innenraum eine maximale Temperatur von 26 Grad Celsius nicht zu überschreiten – egal, wie heiß es draußen ist“, so Hartmann. Diesen Anwendungsfall findet man eher bei Büro- und Verwaltungsgebäuden, denn die Vollkühlung geht mit einem höheren Installationsaufwand einher. Bei Einfamilienhäusern ist eine Vollkühlung eher unüblich, so der BDH-Mann.

In Privatgebäuden geht man vielmehr von einer **Ankühlung** aus, das tun wir daher auch im weiteren Verlauf des Artikels. Die Anlage richtet sich nach der Heizlast des Gebäudes – und kann im Sommer eben auch kühlen. Damit kann man allerdings keine konkreten Temperaturen erreichen, sondern lediglich eine Temperaturdifferenz. Diese liegt bei drei bis fünf Kelvin (drei bis fünf Grad Celsius). „Das bedeutet, wenn der Raum etwa 34 Grad Celsius hat, denn bekomme ich ihn vielleicht auf 29 Grad. Das ist allerdings physiologisch für die meisten Menschen absolut ausreichend“, so Hartmann.

Experten empfehlen ohnehin, den Temperaturunterschied im Sommer zwischen drinnen und draußen nicht größer als sechs Grad werden zu lassen. Schnelle, starke Temperaturschwankungen belasten immerhin das Herz-Kreislaufsystem.

Die Wärmepumpe kann natürlich nicht gleichzeitig kühlen und heizen. Die Warmwasser-Aufbereitung ist daher eine Herausforderung. Immerhin will man auch

im Sommer warm duschen oder mit heißem Wasser abwaschen. Die Wärmepumpe muss also aktiv zwischen Kühl- und Warmwasserbetrieb wechseln: „Hierzu befindet sich in der Luft-Wasser Wärmepumpe ein sogenanntes 4-Wege Umschaltventil. Dieses dreht den Kältekreislauf je nach gefordertem Betriebsmodus um“, so Nibe-Mann Heinrich.

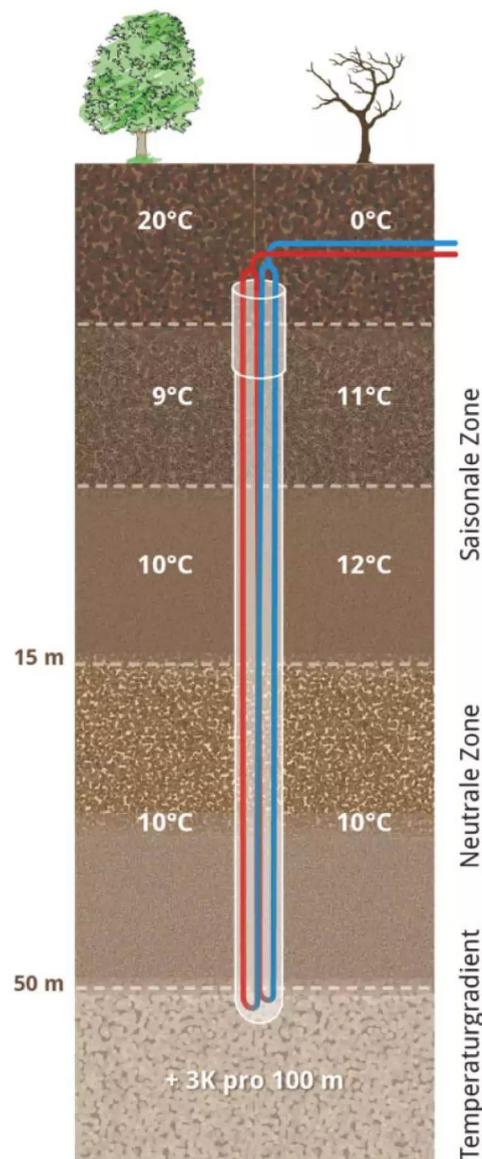


Bild: Bundesverband Wärmepumpe

Passive Kühlung klappt nur mit einer konstanten Energiequelle, die man etwa durch eine Erdsondenbohrung erschließt.



Viele heute auf dem Markt befindliche Luft-Wasser-Wärmepumpen können heute kühlen und heizen. Eine Anlage wie die Vitocal 250-A (4KW) kann auf einen EER von knapp 5 kommen.

Kühleffizienz von Wärmepumpen

Wie effizient eine Wärmepumpe im aktiven Kühlbetrieb arbeitet, kann man im Datenblatt ablesen. Der entsprechende Kennwert heißt Energy Efficiency Ratio – kurz EER. Er ist das kühle Gegenstück zum Coefficient of Performance (COP) und beschreibt wie dieser das Verhältnis von Stromaufnahme und bereitgestellter Kälte. Benötigt die Wärmepumpe beispielsweise 1 Kilowatt Strom, um 4 Kilowatt Kühlung zu erreichen, dann besitzt sie einen EER von 4. Wie beim COP gilt: Je höher der Wert, desto effizienter arbeitet die Anlage (siehe ct.de/w8z8).

„Klassische Wärmepumpensysteme sind in der Regel darauf optimiert, dass sie die höchste Effizienz im Heizfall erreichen. Beim Kühlen sind sie im Vergleich teilweise weniger effizient“, so Heinrich. Ein Beispiel: Die Viessmann Vitocal 250-A (4 kW) hat bei einer Außentemperatur von 7 Grad und einer Vorlauftemperatur von 35 Grad (A7/W35) einen COP von maximal 5,1. Aus einem Kilowatt Strom macht sie

somit etwa 5 Kilowatt Wärme. Die elektrische Leistungsaufnahme liegt für diesen Fall bei 780 Watt. Im Kühlfall bei einer Außentemperatur von 35 Grad und einer Vorlauftemperatur von 18 Grad (A35/W18) kommt die Anlage auf einen EER von immerhin 4,7. Aus einem Teil Strom erschafft sie nicht ganz 5 Teile Kälte. Die Nennkühlleistung liegt bei 4000 Watt, die elektrische Leistungsaufnahme entsprechend bei 850 Watt.

Um den eigenen Verbrauch abzuschätzen, muss man wissen, wie häufig man die Kühlfunktion einsetzen will und wie hoch der Strompreis pro Kilowattstunde letztlich ausfällt. Die Spannen dürften vergleichsweise hoch ausfallen. Ideal wäre, wenn man bereits eine Photovoltaik-Anlage hat und mit dieser den Wärmepumpenverbrauch decken kann.

Bei der Methode der passiven Kühlung findet man keine EER-Leistungswerte, schließlich arbeitet die Wärmepumpe nicht aktiv mit.

Wärmeübertragung und Nachrüstung

Wie effizient die Kühlung funktioniert, hängt aber nicht nur von der Wärmepumpe selbst ab, sondern in hohem Maße auch von der Wärmeübergabe. Am besten eignen sich Flächenheizungen beziehungsweise -kühlungen, wie sie in Neubauten längst Standard sind. Die Fußbodenheizung ist dennoch ein Kompromiss, das hat verschiedene Gründe. So ist ihr Wärmeübertragungskoeffizient fürs Heizen deutlich höher als fürs Kühlen. Oder anders gesagt: Sie kann Wärme besser abgeben als aufnehmen. Eine nicht unwesentliche Rolle spielt zudem der Bodenbelag: „Heutzutage findet man wieder sehr viele Holzdielen auf der Fußbodenheizung. Das ist sozusagen der Worst Case, denn Holz ist definitiv ein Isolator – hat also einen eher hohen Wärmeleitwiderstand“, sagt BDH-Mann Hartmann. Besser schneiden Keramikfliesen ab. Das gilt allerdings ebenso fürs Heizen.

Angst vor kalten Füßen muss niemand haben, denn richtig kalt wird der Boden nicht. Das hat einen bestimmten Grund: „Wir fahren im Vorlauf nicht kälter als 18 Grad Celsius. Ansonsten könnte es passieren, dass man den Taupunkt unterschreitet und die Luftfeuchtigkeit, die ich im Raum habe, auf der kühlen Oberfläche des Bodens auskondensiert“, so Nibe-Mann Heinrich. Wenn einem 18 Grad dennoch zu kalt sind, kann man die Kühlkurve wie die Heizkurve entsprechend anpassen, erklärt Heinrich: „Man geht dann nicht auf 18 Grad im Vorlauf, sondern auf

20 oder 22 Grad. Dann fällt natürlich auch der Kühleffekt geringer aus.“ Aus thermodynamischer Sicht sind Flächenkühlung in der Wand und insbesondere in der Decke besser geeignet, so Heinrich: „Die kalte Luft sackt hier langsam nach unten, was sich dann auch sehr angenehm anfühlt.“

In jedem Fall würde man in einer kühlenden Anlage einen Taupunktwärter installieren, mahnt BDH-Mann Hartmann. Es handelt sich dabei um eine sicherheitstechnische Einrichtung, die sicherstellt, dass während des Kühlens der Taupunkt nicht unterschritten wird und dann Tauwasser am oder im Bauteil ausfällt: „Das kann im Extremfall zu Schimmelbefall führen“, so Hartmann.

Alternative Gebläse-Konvektor

Im Bestandsgebäude sind Flächenheizungen weniger verbreitet – am ehesten noch im Erdgeschoss. Im Obergeschoss in den Schlaf- oder Kinderzimmern gibt es meist noch klassische Heizkörper. Damit kommt man nicht weit, ihre Fläche ist schlicht zu klein. Als Alternative zur Flächenheizung gelten im Bestandsgebäude sogenannte Gebläse-Konvektoren, auch Fan Coil Units (FCU) genannt. Sie sind allerdings in einem wassergeführten System nicht unproblematisch, so Nibe-Mann Heinrich, denn: „Wir bringen erst einmal Wasser mit einem zusätzlichen Rohrsystem zu dem Konvektor und ein Gebläse überträgt die Kälte dann auf den Raum. Dabei ist Luft ein schlechterer Wärmeübertrager als Wasser. FCUs werden daher in der Regel mit niedrigeren Vorlauftemperaturen von bis zu 7 Grad Celsius betrieben.“

Man unterschreitet also in jedem Fall den Taupunkt und muss sich Gedanken machen, wie man das Wasser abführt –, das ist bei klassischen Split-Klimaanlagen ebenso. Man benötigt dann ein eigenes Rohrsystem und muss Leitungen anders isolieren. Auch das ist mit Mehrkosten verbunden. Hinzu kommt: Die Geräte selbst benötigen Strom und mit dem niedrigeren Vorlauf von 7 Grad arbeitet auch die Wärmepumpe weniger effizient. Hat man ein Mischsystem aus Fußboden und Gebläse-Konvektoren, bräuchte man zudem getrennte Verteilkreisläufe.

Will man also im Bestand via wassergeführter Wärmepumpe kühlen, muss man das System neu denken und zumindest klassische Heizkörper ersetzen. Das kann beliebig teuer werden. Besonders im Bestand sollte man sich daher gut überlegen, in welchen Räumen man eine Kühlung wirklich benötigt.



Bild: Nibe Systemtechnik

Flächenheizungen gelten als idealer Partner zur Kühlung. Allerdings ist die besonders weit verbreitete Fußbodenheizung nicht so gut für die Kühlung geeignet, insbesondere in Kombination mit Holz.

Für Bad, Flure und Nebenräume kann man sie meist ausklammern. In der Küche, im Schlafzimmer oder im Büro ist sie eher sinnvoll. „Über die Einzelraumregelung kann ich dann genau definieren, welchen Raum ich aktiv kühlen will“, so Hartmann.

Kühlung nachrüsten

Hat man bereits eine reversible Wärmepumpe, nutzt aber die aktive Kühlfunktion bislang nicht, kann man das Gerät selbst relativ unkompliziert nachrüsten. Der Mehraufwand dürfte bei etwa 1500 Euro liegen, schätzt Hartmann. Fällig wären die etwa für die Umschaltmöglichkeit über die Stellventile sowie weitere mögliche Verrohrungen. Auch Erd-Wärmepumpen zum passiven Kühlen können nachgerüstet werden. Die Hersteller bieten hier teils vorgefertigte Bauteile samt Umschaltventilen, Temperatursensor und Wärmetauscher in Form von Boxen an, die man für etwa 4000 Euro bekommt.

Nibe-Mann Heinrich gibt noch zu bedenken, dass man außerdem entsprechende Thermostate benötigt, die den Betriebszustand „kühlen“ kennen. Nur so können sie den Stellantrieben der Fußbodenheizung das passende Signal übermitteln. Und natürlich darf man den Taupunktwärter nicht vergessen. Den tatsächlichen Aufwand für eine Nachrüstung pauschal abzuschätzen, ist praktisch unmöglich. Immerhin geht es nicht nur darum, eine Anlage anzupassen, sondern das gesamte System. Und

TECHNIKUNTERRICHT MACHT ENDLICH SPAß!



Spannende
Unterrichts-
materialien
GRATIS

Make: *Education*

Mit **Make Education** erhalten Sie kostenlose Bauberichte und Schritt-für-Schritt-Anleitungen für einen praxisorientierten Unterricht:



Für alle weiterführenden
Schulen



Digital zum Downloaden



Fächerübergreifend



Monatlicher Newsletter

Jetzt kostenlos downloaden: make-magazin.de/education



Bild: Nibe Systemtechnik

Große Fensterflächen sehen hübsch aus und lassen viel natürliches Licht in den Wohnraum. Allerdings sind sie auch ein nicht zu unterschätzendes Einfallstor für thermische Strahlung. Einer Kühlung wirkt das eher entgegen.

natürlich herrschen in jedem Gebäude andere Bedingungen.

Bei einem nicht reversiblen Modell ist es theoretisch möglich, es fürs Kühlen umzurüsten, praktisch aber nicht empfehlenswert. Nibe etwa rechnet damit, dass hier ein Kostenaufwand von 14.000 bis 25.000 Euro anfallen könne – im Prinzip kauft man also eine neue Wärmepumpe.

Sommerlichen Wärmeschutz nicht vernachlässigen

Bevor man überhaupt über die Kühlung mit Wärmepumpe nachdenkt, sollte man sich Gedanken über den sommerlichen Wärmeschutz machen und diesen optimieren. Dazu raten auch Experten wie Frank Hartmann.

Ein echter Killer für jede Kühlung sind insbesondere große Räume mit großen Fenstern, etwa im Wohn-Essbereich. Die sind eine nicht zu unterschätzende Wärmequelle. Selbst bei modernen Wärmeschutzfenstern entspricht die eindringende Sonnenwärme noch etwa 500 Watt pro Quadratmeter Fensterfläche.

Fazit

Mit wassergeführten Wärmepumpen kann man sein Haus ganzjährig klimatisieren. Heizen und Kühlen funktioniert hier in einem System. Das klingt wunderbar praktisch, auch angesichts der steigenden Durchschnittstemperaturen im Sommer. Viele der

am Markt erhältlichen Wärmepumpen sind bereits auf beide Anwendungsfälle ausgelegt. Selbst beim Kühlen können sie eine hohe Effizienz vorweisen. Allerdings: Im Privatbereich würde man eine Wärmepumpen-Anlage nicht nach der Kühllast, sondern nach der Heizlast auslegen. Das bedeutet, dass man lediglich Temperaturunterschiede von maximal drei bis fünf Grad erreicht.

Gleichzeitig stellt die kühlende Wärmepumpe Herausforderungen an das gesamte System. So sind Flächenkühlungen, insbesondere an Decken und Wänden, das Mittel der Wahl. Bei Neubauten ist es daher unproblematischer, den Kühleffekt der Wärmepumpe mitzunehmen. Bei Bestandsgebäuden mit klassischen Radiatoren sieht das anders aus. Das macht die Nachrüstung beliebig aufwendig, wenn man etwa noch Flächenheizungen ergänzen muss. Alternativen wie Gebläse-Konvektoren benötigen ebenfalls Anpassungen und zusätzlichen Strom, sind also ebenso ein Kompromiss. Es ist fraglich, ob es sich lohnt, den für wenige Grad Kühlung einzugehen.

Ganz grundlegend gilt daher: Bei der Planung sollte man zuerst den Gebäudeschutz optimieren. Das gilt winters wie summers. Maßnahmen wie gut isolierte Dächer und Wände, hochwertige Fenster mit Sonnenschutzverglasung, außen liegende Rollläden sowie Jalousien können die Aufheizung der Räume erheblich reduzieren. Solche Maßnahmen verhindern, dass Hitze überhaupt ins Gebäude eindringt und reduzieren somit den Bedarf an aktiven Kühlmaßnahmen. (ssi) **ct**

Weitere Infos:

ct.de/w8z8

IMPRESSUM

Redaktion

Postfach 61 04 07, 30604 Hannover
Karl-Wiechert-Allee 10, 30625 Hannover
Telefon: 05 11/53 52-300
Telefax: 05 11/53 52-417
Internet: www.heise.de

Leserbriefe und Fragen zum Heft:
sonderhefte@ct.de

Die E-Mail-Adressen der Redakteure haben die Form xx@heise.de oder xxx@heise.de. Setzen Sie statt „xx“ oder „xxx“ bitte das Redakteurs-Kürzel ein. Die Kürzel finden Sie am Ende der Artikel und hier im Impressum.

Chefredakteur: Torsten Beeck (tbe, verantwortlich für den Textteil), Dr. Volker Zota (vza)

Konzeption: Jörg Wirtgen (jow)

Koordination: Jobst Kehrnhahn (keh, Leitung), Pia Groß (pia)

Redaktion: Georgiy Belashov (geb), Sven Hansen (sha), Jan Mahn (jam), Urs Mansmann (uma), Andrijan Möcker (amo), Alexander Spier (asp), Christian Wölbert (cwo), Sophia Zimmermann (ssi)

Mitarbeiter dieser Ausgabe: Clemens Gleich, Alexander Neubauer, Georg Schnurer

Assistenz: Susanne Cölle (suc), Tim Rittmeier (tir), Martin Triadan (mat)

DTP-Produktion: Vanessa Bahr, Dörte Bluhm, Lara Bögner, Beatrix Dedek, Madlen Grunert, Cathrin Kapell, Steffi Martens, Leonie Preuß, Lisa Reich, Marei Stade, Matthias Timm, Christiane Tümmeler, Nicole Wesche

Digitale Produktion: Christine Kreye (Leitung), Thomas Kaltschmidt, Martin Krefß, Pascal Wissner

Illustration, Fotografie: Thorsten Hübner, Albert Hulm, Moritz Reichartz, Steffi Martens, www.freepik.de

Titel: Steffi Martens, [Newjadsada - shutterstock.com](http://Newjadsada-shutterstock.com)

Verlag

Heise Medien GmbH & Co. KG
Postfach 61 04 07, 30604 Hannover
Karl-Wiechert-Allee 10, 30625 Hannover
Telefon: 05 11/53 52-0
Telefax: 05 11/53 52-129
Internet: www.heise.de

Herausgeber: Christian Heise, Ansgar Heise, Christian Persson

Geschäftsführer: Ansgar Heise, Beate Gerold

Mitglieder der Geschäftsleitung: Jörg Mühle, Falko Ossmann

Anzeigenleitung: Michael Hanke (-167)
(verantwortlich für den Anzeigenteil),
www.heise.de/mediadaten/ct

Anzeigenverkauf: Verlagsbüro ID GmbH & Co. KG,
Tel.: 05 11/61 65 95-0, www.verlagsbuero-id.de

Leiter Vertrieb und Marketing: André Lux (-299)

Service Sonderdrucke: Julia Conrades (-156)

Druck: Firmengruppe APPL Druck GmbH & Co. KG,
Senefelder Str. 3-11, 86650 Wemding

Vertrieb Einzelverkauf:
DMV DER MEDIENVERTRIEB GmbH & Co. KG
Meßberg 1
20086 Hamburg
Tel.: 040/3019 1800, Fax: 040/3019 145 1815
E-Mail: info@dermedienvertrieb.de
Internet: dermedienvertrieb.de

Einzelpreis: € 19,90; Schweiz CHF 34,90;
Österreich € 21,90; Luxemburg € 22,80

Erstverkaufstag: 23.05.2025

Eine Haftung für die Richtigkeit der Veröffentlichungen kann trotz sorgfältiger Prüfung durch die Redaktion vom Herausgeber nicht übernommen werden. Kein Teil dieser Publikation darf ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des Verlages in irgendeiner Form reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden. Die Nutzung der Programme, Schaltpläne und gedruckten Schaltungen ist nur zum Zweck der Fortbildung und zum persönlichen Gebrauch des Lesers gestattet.

Für unverlangt eingesandte Manuskripte kann keine Haftung übernommen werden. Mit Übergabe der Manuskripte und Bilder an die Redaktion erteilt der Verfasser dem Verlag das Exklusivrecht zur Veröffentlichung. Honorierte Arbeiten gehen in das Verfügungsrecht des Verlages über. Sämtliche Veröffentlichungen erfolgen ohne Berücksichtigung eines eventuellen Patentschutzes.

Warennamen werden ohne Gewährleistung einer freien Verwendung benutzt.

Hergestellt und produziert mit Xpublisher:
www.xpublisher.com

Printed in Germany.

Alle Rechte vorbehalten.

© Copyright 2025 by
Heise Medien GmbH & Co. KG

Der Windows-Problemlöser 2025

Ein großes Thema des 2025er-Windows-Sonderhefts ist der Umstieg von Windows 10 auf Windows 11 sowie die Installation von oder das Upgrade auf Windows 11 auf Hardware, die Microsoft per Mindestanforderung offiziell von Windows 11 ausschließt. Wenn man weiß, wie das geht, ist es vergleichsweise einfach, doch man sollte einige Stolperfallen kennen – auch und vor allem die Upgrade-Falle. Denn dass man Windows 11 installieren kann, heißt nicht automatisch, dass der PC danach auch dauerhaft alle wichtigen Updates bekommt. Im Sonderheft zeigen wir, wie Sie diese Falle umgehen – und ihr entkommen,

falls Ihr Rechner doch einmal darin feststeckt. Ein weiteres Thema des Sonderheftes ist das c't-Notfall-Windows in der 2025er-Ausgabe. Wir zeigen nicht nur, was es kann und wie Sie es erstellen und damit allerhand Probleme lösen, sondern auch, wie Sie es zu einem universellen Setup-Medium für Windows erweitern. Und wie immer gibt's natürlich weitere hilfreiche Anleitungen und Tipps, diesmal zu Verschlüsselung, Explorer, PowerToys und mehr.

Weitere c't Sonderhefte: heise.de/s/00MxL

Themenschwerpunkte

Windows-11-Upgrade

- Das Support-Ende von Windows 10
- Umstieg auf Windows 11 – auch auf älterer Hardware
- Der Upgrade-Falle entkommen

Das c't-Notfall-Windows

- Schritt-für-Schritt-Bauanleitung
- Die wichtigsten Handgriffe für Bootprobleme, Virenschans, Passwort-Reset und mehr
- Das Notfallsystem zum Setup-USB-Stick für Windows erweitern

Alltags-Tipps und Profi-Wissen

- BitLocker: Geräteverschlüsselung verstehen und portable Tresore erstellen
- Was die PowerToys können
- Wiederherstellungsumgebung Windows RE im Griff
- Profi-Wissen zu Datei-Explorer und Dateipfad-Logik

 heise academy

IT-Know-how für die Zukunft

- Flexible Weiterbildung on-demand mit unserem **Essential Pass**
- Über **190 Videokurse** aus sieben IT-Schwerpunkten
- Vierteilige MS-900-Videokurs-Serie, Teil 1: Übersicht über verfügbare Cloudkonzepte



> Jetzt entdecken: heise-academy.de/essential-pass

KI im Blick!

Jetzt mit c't die Übersicht behalten!

KI



**DIE WICHTIGSTEN ANALYSEN,
REPORTAGEN UND PRAXIS-TIPPS DER
C'T ZUM THEMA KI IN EINEM HEFT**

- Wie steht es im Wettrennen der KI-Modelle?
- Wo bringt KI die Wissenschaft voran?
- Wie beeinflusst KI unser tägliches Leben?
- Wie wird Europa KI regulieren?



shop.heise.de/ct-ki25

NEU



im heise shop!



FREITAG IST c't-TAG!*

Jetzt 5x c't lesen

für 24,00 €
statt 31,75 €**

** im Vergleich zum Standard-Abo

30%
Rabatt!



*Endlich Wochenende! Endlich genug Zeit, um in der c't zu stöbern. Entdecken Sie bei uns die neuesten Technik-Innovationen, finden Sie passende Hard- und Software und erweitern Sie Ihr nerdiges Fachwissen. **Testen Sie doch mal unser Angebot: Lesen Sie 5 Ausgaben c't mit 30 % Rabatt – als Heft, digital in der App, im Browser oder als PDF. On top gibt's noch ein Geschenk Ihrer Wahl.**

Jetzt bestellen:

ct.de/meintag

