

ZU WENIG PV AUF GEWERBEFLÄCHEN

KOSTEN, AMORTISIERUNG, RENDITE, EIGENVERBRAUCH & NETZLEISTUNG

Aldi (Süd) macht es vor: auf mehr als 1.200 von 1.870 Filialen sind bereits Photovoltaikanlagen montiert, im Schnitt verbraucht das Unternehmen 80 % des erzeugten PV-Stroms selbst und berichtet von Amortisierungszeiträumen von ca. 8 Jahren, bei Errichtung 2015¹⁾.

Deutschland hat etwa drei Millionen größere Nichtwohngebäude und ca. 600.000 PV-Dachanlagen mit Leistungen zwischen 10 und 100 kWp, also Anlagen, die größere Dächer, wie etwa auf Gewerbehallen, benötigen²⁾³⁾. Das sieht eigentlich nach einer ganz ordentlichen Quote aus, aber es sind wohl kommunale und vor allem Liegenschaften der knapp 270.000 landwirtschaftlichen Betriebe, die größeren PV-Anlagen als Basis dienen. Fährt man aufmerksam durch Gewerbegebiete, fallen viele große und vorteilhaft ausgerichtete Dächer auf, auf denen PV-Anlagen fehlen. Warum?

Ein Grund ist sicherlich, dass nicht alle Gewerbebetriebe die Gebäude, die sie nutzen, auch besitzen und über die Nutzung von Dachflächen selbst entscheiden können.

Aus größeren Industrieunternehmen weiß man aber auch, dass Amortisierungen, die länger als drei Jahre benötigen, ein müdes Lächeln hervorrufen, strategisch abgewunken und nicht weiter verfolgt werden. Lohnt sich nicht. Theoretisch wissen aber BWL-Fachleute, dass

Amortisierung kein Rendite-, sondern ein Risikomaß ist. Eine eigene PV-Anlage gehört meistens natürlich nicht zu den geschäftlichen Kernprozessen, aber elektrische Autarkie oder wenigstens Teilautarkie hat einen strategischen unternehmerischen Wert. Gehen mittelständische Firmen davon aus, die nächsten drei bis acht Jahre nicht zu überleben?

Die Rendite einer Investition wird mit dem Kapitalwert oder der internen Verzinsung gemessen. Ein Vergleich der eigenen Strombezugskosten geschieht mit den Stromgestehungskosten (siehe Kosten). Wie sieht es damit also aus?

Fangen wir mit dem letzten Kennwert an. Hier gehen im Wesentlichen spezifische Modul-, jährliche Betriebskosten und die spezifischen Stromerträge der Photovoltaik ein. Als jährliche Kosten werden oft 4 % der Investitionskosten angesetzt.

Die Berechnung ergibt für größere Dachanlagen typische Gestehungskosten zwischen ca. 8 und 11,5 Cent pro kWh. Bei Eigenverbrauch muss eigentlich für diesen Anteil noch die anteilige EEG-Umlage addiert werden, derzeit sind das ca. 2,7 Cent/kWh. Das kann man mit heutigen Strompreisen vergleichen, die etwa zwischen 20 und 24 Cent/kWh liegen, die mittelständische Betriebe netto bezahlen müssen. Preissteigerungen nicht ausgeschlossen.

Rendite? Eigenverbrauch!

Der Hebel für eine finanziell ertragreiche PV-Anlage ist ein möglichst hoher Eigenverbrauch. Das ist zu erreichen, wenn die elektrische Lastkurve eines Unternehmens sich weitgehend mit der solaren Einstrahlungskurve deckt. Zum Vergleich: In Einfamilienhäusern sind typischerweise bei richtig dimensionierten PV-Anlagen etwa 30 % Eigenverbrauchsanteil ohne Batterie erreichbar – was weit unter den von Aldi berichteten 80 % liegt.

In PV-Angeboten für Gewerbebetriebe wird zur Abschätzung des möglichen Eigenverbrauchs üblicherweise auf Standardlastprofile zurückgegriffen (Bild 3). Diese berücksichtigen nur modellhaft die Veränderung des individuellen Verbrauchs über die einzelnen Monate eines Jahres. Beispielsweise ist der Einsatz von Kunstlicht abhängig von der Tageshelligkeit, so dass der Stromverbrauch im Winter höher ist als im Sommer. Standardlastprofile, bei einem Autohaus beispielsweise G1 – Gewerbe werktags 8 bis 18 Uhr, berücksichtigen dies durch jahreszeitlich unterschiedliche Profile pro Tag.

Wurden allerdings bereits alte T8-Leuchten durch moderne LED-Systeme ersetzt, nivellieren sich die Unterschiede zwischen Winter und Sommer, die Standardprofile geben so etwas noch nicht her.

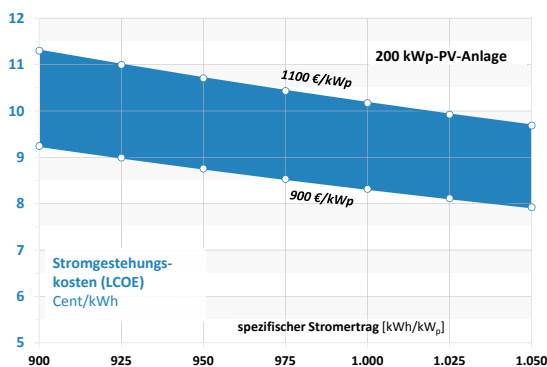


Bild 1: Stromgestehungskosten einer 200 kWp-Dachanlage in Abhängigkeit des spezifischen Stromertrages und spezifischer Modulsystempreise (alles ohne Mehrwertsteuer).

Stromgestehungskosten (LCOE = Levelized Costs of Electricity) in Euro/kWh sind die jährlichen Durchschnittskosten für die Errichtung und den Betrieb einer Stromerzeugungsanlage im Verhältnis zur durchschnittlichen jährlichen Stromerzeugung jener Anlage. Die Berechnung erfolgt mit einer Diskontierung wie bei der Kapitalwertmethode:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{A_j}{(1+z)^j}}{\sum_{j=1}^n \frac{M_{j,el}}{(1+z)^j}}$$

- I_0 – Investitionsausgaben in Euro
- A_j – jährliche Gesamtkosten in Euro im Jahr j
(= fixe + variable Betriebskosten + Restwert/Entsorgungskosten der Anlage nach Nutzung)
- $M_{j,el}$ – produzierte Strommenge im Jahr j in kWh
- z – realer kalkulatorischer Zinssatz in %
- n – wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren (z.B. 20)
- j – Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ..., n)

Dynamische Amortisationszeit

ist die Zeit, die zur Amortisation der Investition durch die Einnahmüberschüsse unter Berücksichtigung von Zinseszinsen erforderlich ist (= Mindestnutzungsdauer). Nach dieser Zeit ist der Kapitalwert einer Investition Null.

Dieser Kennwert berücksichtigt damit auch den unterschiedlichen zeitlichen Zahlungsanfall durch Diskontierung der Zahlungen zum Kalkulationszinssatz. Gerade bei PV-Anlagen mit Eigenverbrauch, die zum jeweils aktuellen Strompreis bewertet werden, ändern sich Einsparungen aufgrund veränderter Strompreise.

Kapitalwert: summiert alle Ein- und Auszahlungen, also Erlöse, Einsparungen und Kosten, über die Nutzungsdauer der PV-Anlage in diskontierter Form (= Barwerte) auf.

$$\text{Kapitalwert} = \sum_{j=1}^n \frac{E_j}{(1+z)^j} - \sum_{j=1}^n \frac{A_j}{(1+z)^j}$$

- A_j - Kosten im Jahr j in Euro. A₁ enthält die Anfangsinvestition.
- E_j - Erlöse (Vergütung, Einsparung) im Jahr j in Euro
- z - realer kalkulatorischer Zinssatz in %
- n - wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren
- j - Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ...n)

Interne Verzinsung: Der interne Zinsfuß ist der Zinssatz, bei dem der Kapitalwert einer Investition über die Nutzungsdauer Null ist. Dieser Zinssatz muss iterativ ermittelt werden.

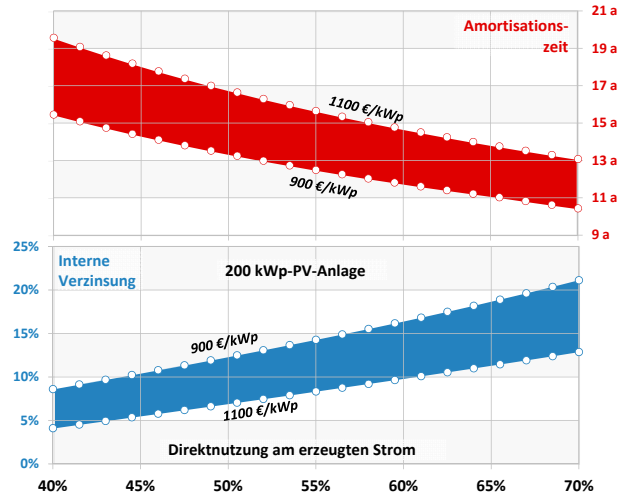


Bild 2: Abhängigkeit von dynamischer Amortisationszeit (rot) und internem Zinsfuß (IRR internal rate ratio) vom Anteil der Direktnutzung des PV-Stroms (Eigenverbrauch) für zwei verschiedene Anlagenpreise. Die Darstellung ist beispielhaft, weil auch noch weitere Parameter wie Strompreissteigerung, Kapitalzins, Kreditlaufzeit und andere in die Berechnung mit einfließen.

„Hilfreich“ und deutlich genauer ist die Verwendung von realen Lastprofilen, wie sie von den Stromversorgern für Sondervertragskunden mit mehr als 100 MWh jährlichem Stromverbrauch mit kontinuierlicher Leistungsmessung erfasst werden (siehe Bild 3). Setzt man den realen Stromverbrauch direkt in Vergleich zu realen solaren Einstrahlungsmengen, die in Wetterstationen erfasst und von verschiedenen Organisationen wie z.B. dem DWD zur Verfügung gestellt werden, lässt sich für eine konkret dimensionierte PV-Anlage der stündliche Ertrag dem entsprechenden Verbrauch gegenüberstellen (Bilder 4/5). So ist ein ziemlich dicht an der Realität liegender Erzeugungs-, Eigenverbrauchs- und Einspeiseverlauf zu simulieren. Dann lässt sich auch schön aufzeigen, wie für einen Betrieb der Eigenverbrauchsanteil sowie seine absolute Menge von der Anlagengröße abhängen. Dies kann dann direkt mit der Wirtschaftlichkeit jeder der simulierten Anlagen in Verbindung gesetzt werden.

Obwohl viele Betriebe nach der dynamischen Amortisationszeit schielen, sollten auch interne Verzinsung und Kapitalwert ermittelt werden (Bild 2). Gerade die letzten beiden Kennwerte bewerten die Rendite, weil sie auch die Nutzungsdauer der Anlage mit berücksichtigen, die oft deutlich länger ist als eine Amortisationszeit. Diese gibt ja nur an, wann die Befürchtung, zu scheitern, zu den Akten gelegt werden kann.

Wie aus den Ergebnissen für unser Beispiel Autohaus zu ersehen ist, macht sich der Betrieb im Sommer durch die PV-An-

lage tagsüber komplett autark (Bild 4), im Winter hilft die Anlage wenigstens, die aus dem Netz bezogene Leistung zu reduzieren (Bild 5). Im Sommer muss Überschussstrom eingespeist werden, im Winter liegt der Eigenverbrauchsanteil außer an sonnigen Wochenenden bei 100 %. Winterwerktag sind die Tage, an denen in Deutschland der meiste Strom aus dem Netz gesaugt wird. Die PV-Anlage hilft also, vor allem auch solche Spitzentage im öffentlichen Netz zu entspannen.

In dem hier beispielhaft gezeigten Autohaus ist eine Eigenverbrauchsquote von ca. 50 % mit einer 200 kWp-Anlage ohne Einsatz einer Batterie zu erreichen. Wie Bild 2 zeigt, ist dann, je nach Preis der Anlage, mit einer Amortisierung innerhalb von ca. 13 bis 15 Jahren zu rechnen. Der interne Zinsfuß beträgt 7 bis 12 %, bei Kreditzinsen von heute vielleicht 3 bis 5 %. Das hört sich nach einer sehr guten, zukunftsicheren Rendite in den nächsten zwanzig Jahren an.

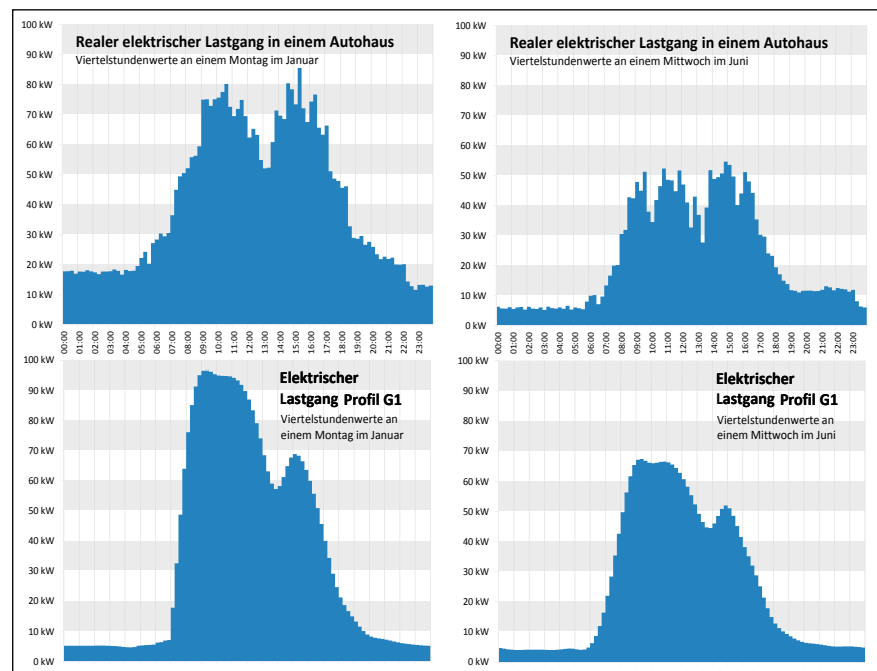


Bild 3: Vergleich zweier Lastgänge an Werktagen im Winter (links) und im Sommer (rechts) mit dem Standardlastprofil G1: Geschäftsbetrieb Montag bis Freitag und anteilig Samstag. Gewisse Ähnlichkeiten sind vorhanden, aber Unterschiede überwiegen. G1 wurde so skaliert, dass im Jahr 200.000 kWh Verbrauch erreicht werden.

Kann die Eigenverbrauchsquote erhöht werden? Die erste Lösung, die einem da in den Kopf kommt, ist natürlich gleich der Einsatz einer Speicherbatterie. Lohnt sich das?

Aus dem sommerlichen Netzbezugsverlauf (Bild 4 unten) ist abzulesen, dass die zu speichernde Strommenge etwa 80 bis 100 kWh am Tag ausmachen kann, nämlich der Anteil, der nachts noch aus dem Netz bezogen werden muss. Die PV-Anlage gibt so etwas noch her, keine Frage.

Im Winter (Bild 5) bleibt aber kaum was zu speichern. In der Simulation kann durch eine Speicherbatterie mit 100 kWh Kapazität in dem Beispiel der Eigenverbrauch auf etwa 60 % gesteigert werden (Bild 6). Größere Batterien bringen nur wenig mehr. Allerdings verteuert sich das Gesamtsystem dann um ca. 50 %, die Amortisierungszeit steigt entsprechend, die interne Verzinsung sinkt - für 10 % mehr Autarkie. Also alles eine Frage der unternehmerischen Strategieziele.

Und die Elektromobilität?

Autohäuser und mittelfristig alle Unternehmen sind auch noch von anderen Entwicklungen getrieben. Es ist das erklärte Ziel, uns möglichst schnell von einer fossilen Energienutzung zu verabschieden.

Der Bereich, in dem uns das am schwersten fällt, ist mit der Mobilität genau das Geschäftssegment, in dem Autohäuser aktiv sind. Die Veränderungen durch die vermutlich kommende batterieelle Individualmobilität sind nicht nur bei Verteilnetzbetreibern heute schon spürbar, sondern auch in Autohäusern, die sich zunehmend mit der Notwendigkeit auseinandersetzen müssen, Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge zu bieten. Die Frage ist nur, ob der Netzbetreiber diese Notwendigkeit auch schon verinnerlicht hat und der existierende Netzanschluss überhaupt eine Zusatzleistung von bis zu 65 kW erlaubt, wenn die heute bereits notwendige Spitzenlast kurzzeitig bis zu 90 kW erreichen kann?

Klar, eine Optimierung von Stromverbrauch und Leistungsbedarf würde hier auch helfen. Aber wer macht das denn heute außerhalb von gesetzlich vorgeschriebenen Energieaudits schon?

Wie der Verlauf des Restbezugs von Netzstrom in Bild 4 zeigt, wäre das durch den Einsatz einer entsprechend dimensionierten PV-Anlage zumindest im Sommer schon gelöst. Tagsüber benötigt das Autohaus überhaupt keinen Netzstrom mehr, genug Potenzial im Netzanschluss also, um Ladestationen additiv zu versorgen. Das schafft sogar teilweise die PV-Anlage auch ohne Netz. Das lässt also

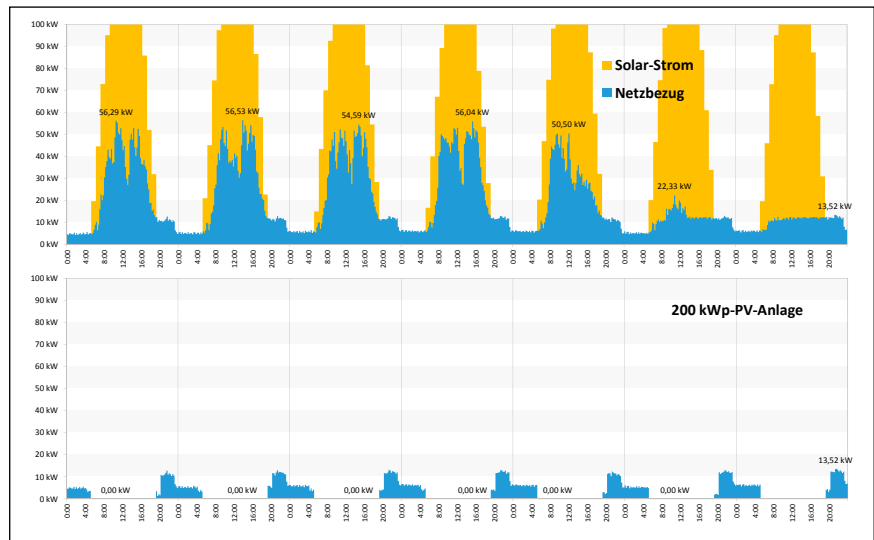


Bild 4: Lastverlauf und PV-Produktion während einer Sommerwoche im Autohaus⁴⁾ (oben). Die PV-Anlage erzeugt Leistungsspitzen über 100 kW (nicht dargestellt). Unten der Verlauf des residualen Netzbezugs des Autohauses: nur noch nachts.

zusätzlich den Eigenverbrauch deutlich steigen, weil der Stromverbrauch tagsüber durch die Ladevorgänge ansteigt. Das ist ja die dritte Option für mehr Eigenverbrauch: den Stromverbrauch erhöhen, wenn die Sonne scheint.

Nun, im Winter entschärft sich das Problem (Bild 5), aber die nötige Summenleistung ist weiterhin für den Stromnetzbetreiber herausfordernd. Aber auch teuer, wenn Netzbauten notwendig würden, wer immer die dann bezahlt - wahrscheinlich sind das die wehrlosen Tarifkunden.

Eine Batterie läge zudem im Winter ziemlich still, weil kaum Sonnenstrom da wäre, der eingespeichert werden könnte.

Eine Batterie lässt sich aber auch aus dem Netz laden, z.B. nachts oder zu Zeiten tagsüber, an denen der Netzleistungsbedarf im Autohaus niedrig genug

ist, um den Verbrauch beim Laden von Elektroautos zeitlich vom Netzbezug zu entkoppeln.

Das Schöne an dieser Lösung ist, dass sich die Batterie, auch wenn die Amortisierungszeit des PV-Systems dadurch länger wird, durch den PV-Strom selbst finanziert. Nun ja, selbst natürlich nicht - sondern durch die Stromverbraucher, die zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet sind. Aber so ist es im Moment nun mal.

Volkswirtschaftlich ist es natürlich auch vorteilhaft, wenn Investitionen möglichst umfassend genutzt werden. Eine Batterie im Winter still ruhen zu lassen, ist totes Kapital.

Hersteller garantieren übrigens für ihre Batterien heute zwischen 4.000 und 6.000 Ladezyklen. In unseren Simulationen würde die Batterie bei reinem Solarstromeinsatz etwa 200 mal pro Jahr

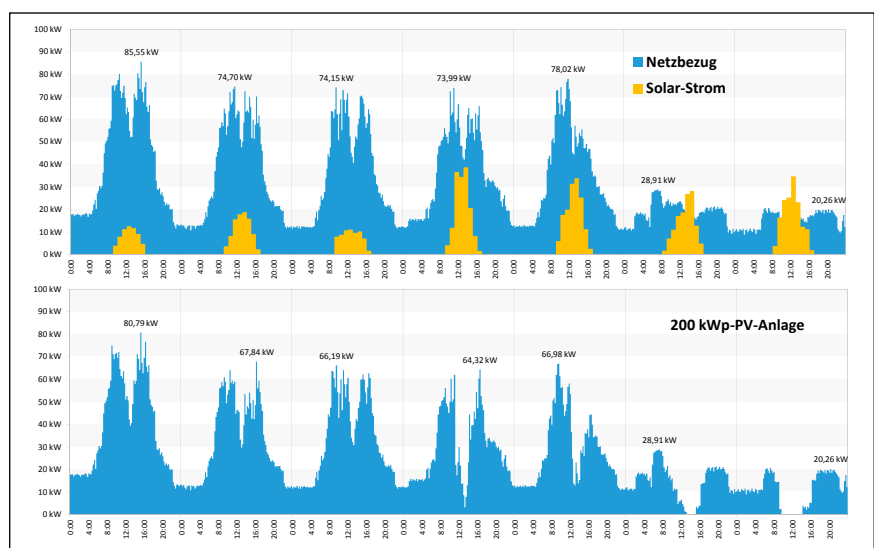


Bild 5: Lastverlauf während einer Winterwoche in dem Autohaus, oben erzeugter PV-Strom und heutige Last, unten Restverbrauch, Einspeisungen nicht dargestellt.

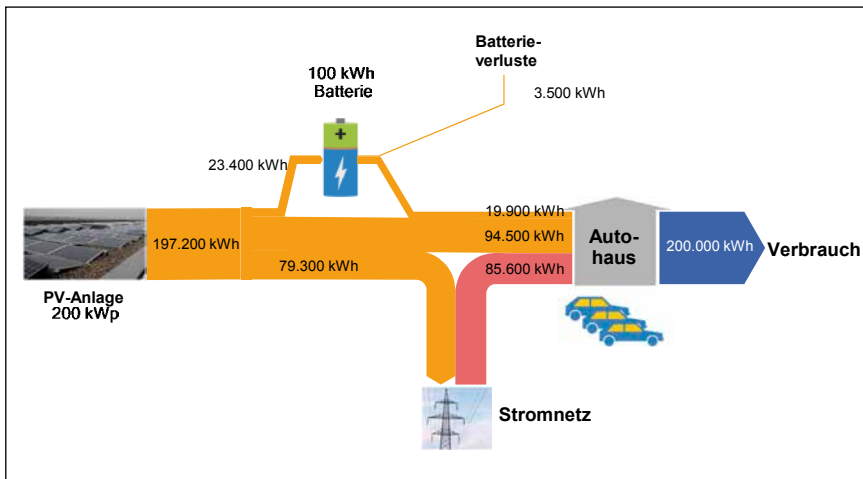


Bild 6: Strombilanz der Lösung mit einer 200 kWp-PV-Anlage und einer 100 kWh-Batterie. Ohne die Batterie erreicht das Autohaus eine Direktnutzung von ca. 48 % des erzeugten PV-Stroms, mit Batterie steigt dieser Wert auf 58 %. 1,8 % gehen (in der Simulation) in der Batterie verloren. Die Autarkie liegt bei ca. 57 %.

einen vollständigen Lade-/Entladezyklus durchlaufen. Daher ist eine Lebensdauer von bis zu 30 Jahren theoretisch absehbar. Ein beschleunigtes Altern durch den Einsatz als Netzspeicher für winterliche Ladevorgänge wäre also verkraftbar. Dieser Einsatz wäre auch nur zeitweise nötig, um für Leistungsspitzen gewappnet zu sein.

Wir fassen zusammen: Eine PV-Anlage lohnt sich für Unternehmen, deren Stromverbrauch sich sozusagen nach der Sonne richtet, Nacharbeit wird nicht belohnt. Dafür benötigt man zusätzlich eine Batterie, die den Eigenverbrauch

aber nur im Sommer zu steigern hilft. Im Winter bleibt, bei entsprechendem Lastprofil, der Großteil des Sonnenstroms sowieso schon im Unternehmen. Mit ca. 13 Jahren Geduld machen sich die PV-Anlagen bezahlt. Bei der Verzinsung wird jeder Finanzanlageberater neidisch.

Zusätzlich hilft eine PV-Anlage, die Leistungsanforderungen und -spitzen zu reduzieren (Bild 7). Das kann zum einen direkt Geld sparen, weil Sondervertragskunden auch immer für die maximal garantierte Leistung zahlen. Wichtiger ist aber, dass die bezogene Leistung im Sommer tagsüber komplett auf Null sinkt

und im Winter zumindest reduziert wird. Damit ist es leichter möglich, zusätzliche Leistungsanforderungen wie Elektromobilität zu erfüllen.

Batterien sind immer noch vergleichsweise teuer, erhöhen aber den Eigenverbrauch. Zusätzlich können sie zudem in sonnenarmen Zeiten als Puffer dienen, Elektroautos mit Netzstrom zu laden, ohne die Leistungsbegrenzungen des Stromnetzanschlusses zu erreichen.

Fußnoten

- 1) <https://unternehmen.aldi-sued.de/de/verantwortung/umwelt/energie/>
- 2) Uwe Dankert. Die Bedeutung der PV - Zahlenspiele und Gedanken. Teil 1: Wer verdient eigentlich am Solarstrom? Sonnenenergie 3/2016
- 3) Umweltbundesamt. Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Dessau-Roßlau, November 2017.
- 4) Aus Datenschutzgründen wurden alle im Artikel verwendeten Mengenangaben auf einen Jahresverbrauch von 200.000 kWh skaliert und abgestimmt (wie die Größen von PV-Anlage und Batterie).

ZUM AUTOR:

► Uwe Dankert
Geschäftsführer von uDEE Consulting GmbH, Haar bei München
uwe.dankert@udee.de

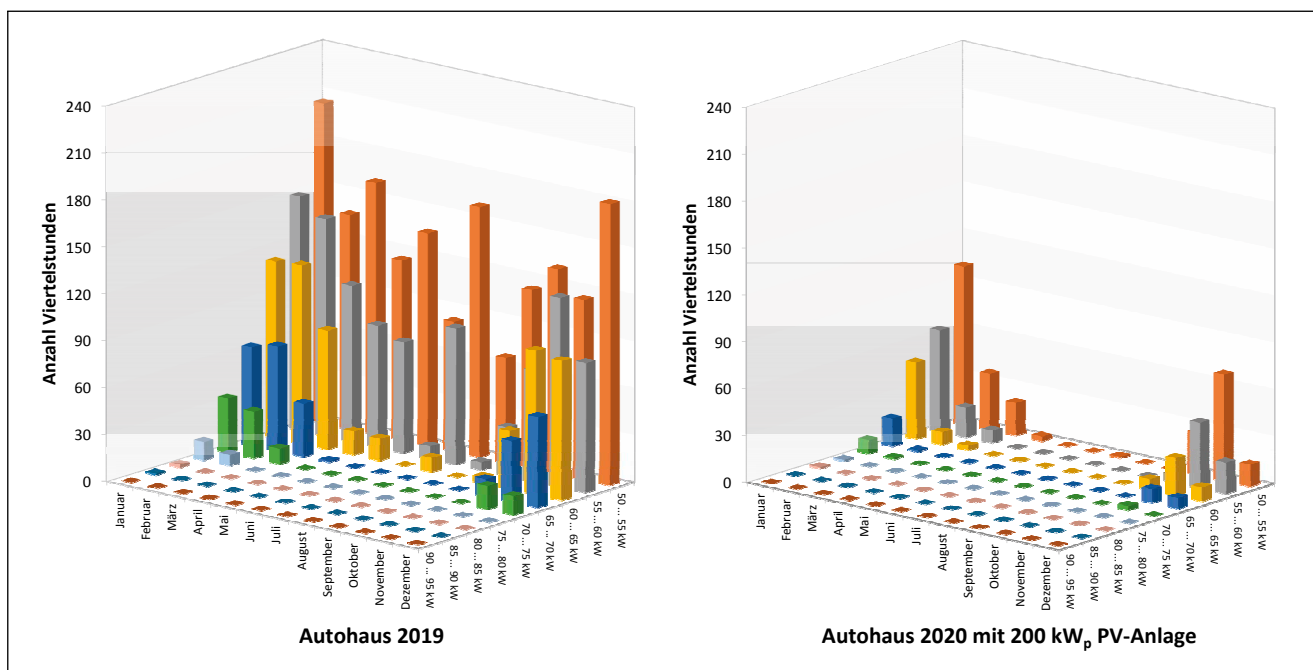


Bild 7: Häufigkeitsverteilung der Viertelstundenwerte der gemessenen Leistung in einem Autohaus. Dargestellt ist jeweils die monatliche Häufigkeit der Viertelstundenmittelwerte von Leistungen oberhalb 50 kW. Links der Status 2019, rechts simuliert 2020 mit einer 200 kWp-Photovoltaikanlage (ohne Batterie) und gleichem Lastgang (Verbrauch). Deutlich zu erkennen ist, dass zwischen Mai und etwa September keine Netz-Leistungswerte oberhalb 50 kW mehr benötigt werden – dem Sonnenstrom sei Dank. Auch im Winter reduziert sich die Häufigkeit hoher Leistungswerte deutlich.