

4 Antworten auf häufig gestellte Fragen

Dieses Kapitel gibt Antworten auf Fragen zur Energieeffizienz und Auslegung von PV-Speichersystemen.

Weshalb ist der Vergleich von unterschiedlichen Speichersystemen anhand der Höhe der Umwandlungsverluste nicht zielführend?

Bild 29 stellt die Umwandlungsverluste für die mit dem SPI (10 kW) bewerteten AC-gekoppelten Systeme A1 bis C2 und DC-gekoppelte Systeme C5 bis K1 gegenüber. Der Großteil der Umwandlungsverluste fällt in den Wechselrichter an. Der PV-Wechselrichter ist bei allen AC-Systemen identisch und für Verluste in Höhe von 239 kWh/a verantwortlich. Die Verluste im Batteriewechselrichter während des Lade- und Entladevorgangs summieren sich auf weitere 288 kWh/a (A1) bis 320 kWh/a (B1). Erstaunlich ist, dass diese bei dem System C2 im Vergleich zu System A1 trotz der etwa doppelt so hohen Speicherkapazität und dem damit verbundenen höheren Energiedurchsatz lediglich um 20 kWh höher ausfallen. Der Grund hierfür liegt in den deutlich besseren Pfadwirkungsgraden im Lade- und Entladebetrieb des Systems C2 (siehe Bild 16).

Die Verluste im PV-Batteriewechselrichter der DC-gekoppelten Systeme variieren zwischen 282 kWh/a (D2) und 667 kWh/a (J2). Die Unterschiede lassen sich mit den in Bild 36 bis Bild 39 im Anhang dargestellten Wirkungsgradkennlinien begründen. Die Systeme D2 und G2 überzeugen insbesondere im Teillastbereich durch exzellente **Umwandlungswirkungsgrade**. Die Wirkungsgrade des Systems J2 liegen hingegen bei der PV-Einspeisung sowie bei der Batterieladung und -entladung am unteren Ende der Bandbreite der teilnehmenden Systeme. Im Vergleich zu dem von der Kapazität her annähernd identischen System J1 fallen die Verluste von System J2 um 168 kWh/a höher aus.

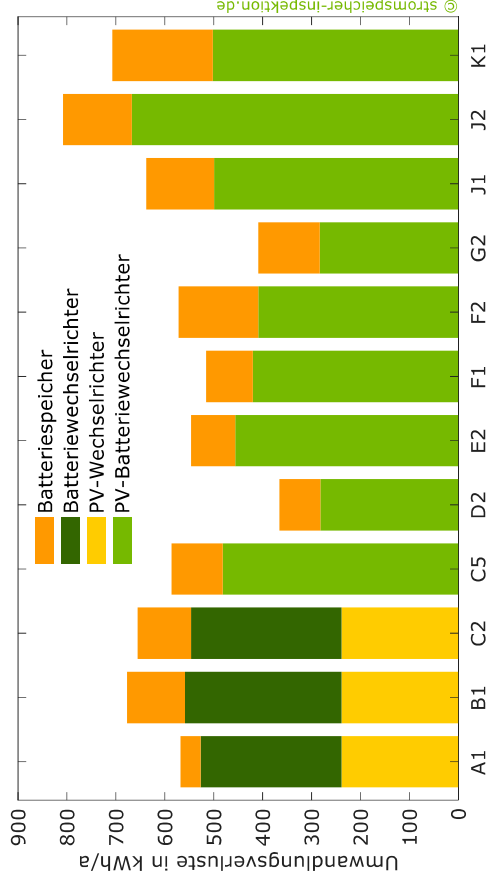


Bild 29 Zusammensetzung der Umwandlungsverluste der mit dem SPI (10 kW) bewerteten PV-Speichersysteme.

Die Verluste im Batteriespeicher variieren zwischen 41 kWh/a (A1) bis 206 kWh/a (K1). Hierfür sind unter anderem die unterschiedlichen Batteriewirkungsgrade verantwortlich. Die hohen Verluste in System K1 sind auch darauf zurückzuführen, dass in dessen Batteriespeicher ein DC/DC-Wandler Unterschied zwischen der internen Batteriespannung und der Eingangsspannung des Wechselrichters ausgleicht.

Da die nutzbare Speicherkapazität der betrachteten Systeme zwischen 5,8 kWh und 15,1 kWh liegt, variiert auch der Energiedurchsatz der Batteriespeicher. Mit 3306 kWh/a ist die DC-Energieaufnahme des Batteriespeichers von System F2 am höchsten. Der Batteriespeicher von System A1 mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5,8 kWh nimmt dagegen nur 1917 kWh/a auf, was entsprechend geringere Umwandlungsverluste hervorruft. Die Gesamtverluste variieren zwischen 366 kWh/a und 808 kWh/a.

Eine Bewertung der Speichersysteme lediglich anhand der Umwandlungsverluste würde eine im Vergleich zum SPI (10 kW) deutlich **geänderte Effizienzrangfolge** mit sich bringen. A1 würde beispielsweise von der Vernachlässigung der Dimensionierungsverluste profitieren. Für die Systeme B1, C2 und J1 wäre hingegen insbesondere die Unterschlagung des Stand-by-Verbrauchs vorteilhaft. D2, E2 und J1 würden darüber hinaus von der Vernachlässigung der Regelungsverluste profitieren. Generell schneiden insbesondere die Systeme, die am unteren Ende der Bandbreite der SPI-Rangfolge einzuordnen sind, durch die **Außerachtlassung der anderen Systemverluste** besser ab. Die Umwandlungsverluste sind die bedeutendsten Systemverluste und daher ein erstes Indiz für die Gesamteffizienz eines PV-Batteriesystems. Folgende Punkte gilt es dabei allerdings zu beachten:

- Die Höhe der Umwandlungsverluste wird stark von der nutzbaren Speicherkapazität des Batteriespeichers und dessen Energiedurchsatz beeinflusst.
- Ein Vergleich der Umwandlungsverluste von Speichersystemen mit unterschiedlich dimensionierten Batteriespeichern ist daher nicht empfehlenswert.
- Bereitschafts-, Regelungs-, Energiemanagement- und Dimensionierungsverluste haben zum Teil einen starken Einfluss auf die Gesamtsystemeffizienz und dürfen nicht vernachlässigt werden.
- Die Wechselrichterverluste können entgegen der landläufigen Meinung in DC-gekoppelten Systemen höher als in AC-gekoppelten Systemen ausfallen.

Welchen Einfluss haben unterschiedliche Systemeigenschaften auf den SPI?

Um dieser Frage nachzugehen, wurden einzelne Effizienzparameter isoliert voneinander variiert. Dabei wurden unter anderem die in Tabelle 2 aufgeführten Eigenschaften sowie deren Minimal- und Maximalwerte berücksichtigt.

Die Analysen wurden beispielhaft anhand des AC-gekoppelten Systems C2 durchgeführt, das im Referenzfall einen SPI (10 kW) von 92,7 % erreicht. Bild 30 stellt die **Einflüsse der veränderten Systemeigenschaften** auf den SPI dar.

Bei der Anpassung des PV-wechselrichterwirkungsgrads wurde die gesamte Kennlinie um 1 Prozentpunkt erhöht bzw. um -2 Prozentpunkte reduziert. Letzteres resultiert in einem mittleren PV2AC-Pfadwirkungsgrad von 95,7 %, was in etwa dem Mittelwert aller bisher in der Stromspeicher-Inspektion untersuchten DC-gekoppelten Systeme entspricht (siehe Tabelle 2). Der SPI sinkt dadurch um 1,2 Prozentpunkte. Neben der Auswahl eines effizienten AC-gekoppelten PV-Batteriesystems sollte daher auch auf einen effizienten PV-wechselrichter geachtet werden. Wird lediglich der Batteriewirkungsgrad auf 98 % erhöht, steigt der SPI auf 93,1 %. Ein Batteriewirkungsgrad von nur 88 % reduziert den SPI im Vergleich zum Referenzwert um 2,3 Prozentpunkte auf 90,5 %. Die Anpassung der Umwandlungswirkungsgrade des Batteriewechselrichters um ± 2 Prozentpunkte hat zur Folge, dass der SPI um ± 1 Prozentpunkt vom Referenzwert abweicht.

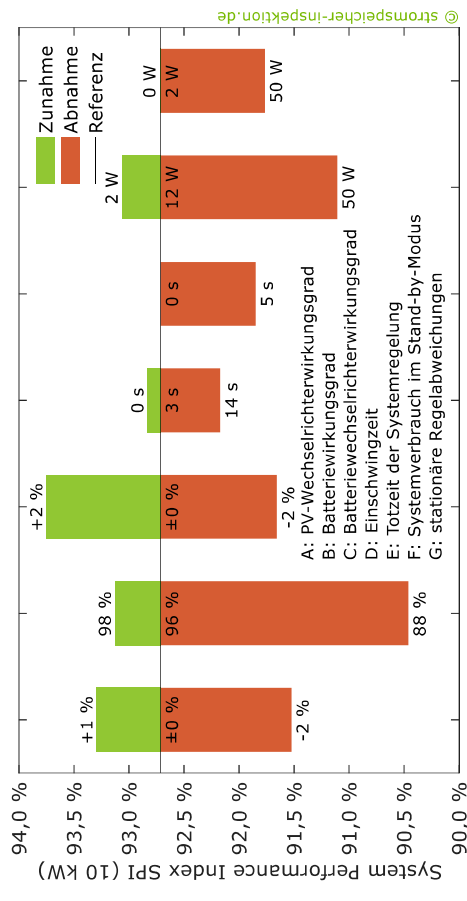


Bild 30 Einfluss der Variation ausgewählter Systemeigenschaften auf den SPI (10 kW) des Systems C2.

Die Änderung des Batteriewechselrichterwirkungsgrads (C) beeinflusst somit im Vergleich zur Änderung des PV-Wechselrichterwirkungsgrads (A) den SPI weniger. Dies ist auf den im Vergleich zum PV-Wechselrichter geringeren Energiedurchsatz des Batteriesystems zurückzuführen. Die Variation der dynamischen Regelungsabweichungen verdeutlicht die bereits schnelle Reaktions- und Anpassungsfähigkeit des Systems C2. Würde es theoretisch ohne Zeitverzögerung einen Lastsprung ausregeln, erhöht sich der SPI um 0,1 Prozentpunkte. Eine hohe Einschwingzeit von 14 s hat hingegen eine SPI-Reduktion von 0,5 Prozentpunkten zur Folge. Einen größeren Einfluss hat die Totzeit. Bereits bei einer Reaktionszeit von 5 s fällt der SPI um 0,9 Prozentpunkte.

Starke Auswirkungen auf den SPI hat darüber hinaus der Systemverbrauch im Stand-by-Modus. Werden bei entladenen Batteriespeichern von dem System statt 12 W nur 2 W benötigt, steigt der SPI auf 93,1 %. Bei einem Systemverbrauch von 50 W sinkt er hingegen um 1,6 Prozentpunkte auf 91,1 %. Abschließend wurden die stationären Regelabweichungen zunächst auf 0 W reduziert und dann auf 50 W erhöht. Aufgrund der bereits sehr geringen stationären Regelungsabweichungen des Systems C2 sind die Vorteile im SPI durch eine weitere Optimierung der Regelungsgenauigkeit vernachlässigbar. Deutlich höhere Regelungsabweichungen in Höhe von 50 W im Lade- und Entladebetrieb senken den SPI um 0,9 Prozentpunkte.

Bei der Systemoptimierung gilt es, alle Verlustkategorien zu berücksichtigen. Nur so kann eine hohe Gesamteffizienz der PV-Batteriesysteme erzielt werden.

Warum ist die alleinige Fokussierung auf die Speicherkapazität bei der Speicherauswahl wenig sinnvoll?

Der Autarkiegrad gibt den Anteil des Stromverbrauchs an, der durch das PV-Batteriesystem gedeckt wird. Bild 31 stellt diesen über der nutzbaren Speicherkapazität für die mit dem SPI (10 kW) bewerteten PV-Speichersysteme dar. Zusätzlich wurde der Autarkiegrad für den Idealfall ermittelt, in dem keine Effizienzverluste in den Wechselrichtern sowie in den Batteriespeichern anfal-

len. Die grün dargestellte Linie des Autarkiegrads entspricht dem **theoretisch erreichbaren Maximalwert**. Daraus geht die Abhängigkeit des Autarkiegrads von der Größe des Batteriespeichers hervor.

Die Effizienzverluste der PV-Speichersysteme reduzieren den Autarkiegrad. Je größer der Abstand zum Idealfall bei gleicher Speicherkapazität ist, desto höher sind die Verluste. Wird beispielsweise neben der 10-kW-PV-Anlage ein verlustfreier 10-kWh-Batteriespeicher installiert, beträgt der Autarkiegrad 57 %. Die Systeme F1 und D2 erreichen im Vergleich dazu einen um 2,5 Prozentpunkte geringeren Autarkiegrad. Die hohen Verluste des Systems B1 reduzieren ihn sogar um 5,1 Prozentpunkte. Bei dem effizientesten System G2 fällt der Abstand mit 1,5 Prozentpunkten am geringsten aus. Gleichzeitig zielt dieses Speichersystem einen höheren Autarkiegrad als das um fast 3 kWh größere und weniger effiziente System J2. Die Systemeffizienz kann daher einen größeren Einfluss auf den Autarkiegrad als die nutzbare Speicherkapazität haben.

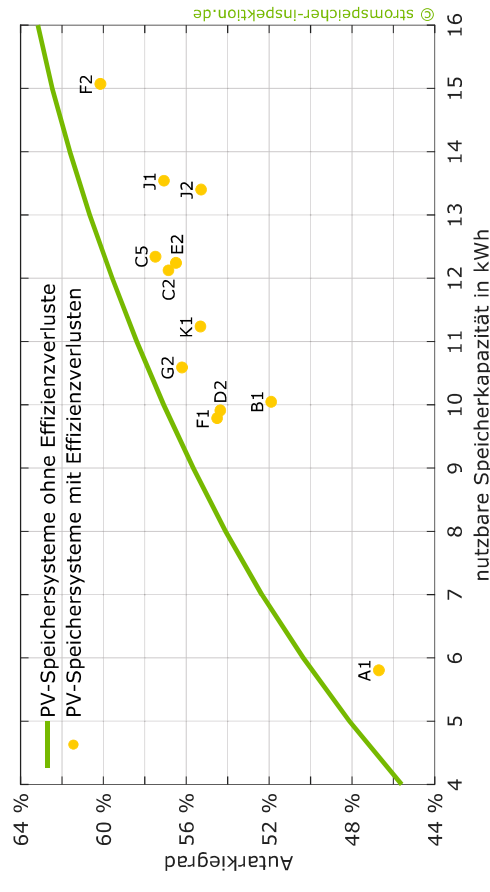


Bild 31 Einfluss der Effizienzverluste der untersuchten PV-Speichersysteme auf den Autarkiegrad eines Einfamilienhauses mit Wärmepumpe und Elektroauto (PV-Nennleistung: 10 kW, Stromverbrauch: 9364 kWh/a).

Welchen Einfluss hat der mittlere Wirkungsgrad eines Batteriesystems auf die jährlichen Kosteneinsparungen?

Um diese Fragestellung zu beantworten, wurden unterschiedlich effiziente AC-gekoppelte Batteriesysteme in einem Wohngebäude mit einer Wärmepumpe und einem Elektroauto simuliert. Die Kosteneinsparungen wurden auf Basis der resultierenden Netzeinspeisung und des vermiedenen Netzbezugs ermittelt. Die Einspeisevergütung wurde in den Berechnungen mit 6,5 ct/kWh (Stand April 2022) angesetzt und der Arbeitspreis für den Strombezug aus dem Netz mit 32 ct/kWh berücksichtigt.

Im Referenzfall ohne eine PV-Anlage müssen 9363 kWh/a aus dem Stromnetz bezogen werden, was Kosten in Höhe von rund 3000 €/a verursacht. Wie Bild 32 zeigt, lassen sich bereits mit einer 10-kW-PV-Anlage ohne Batteriespeicher 1360 €/a einsparen. Diese Kosteneinsparung setzt sich zu einem Drittel aus

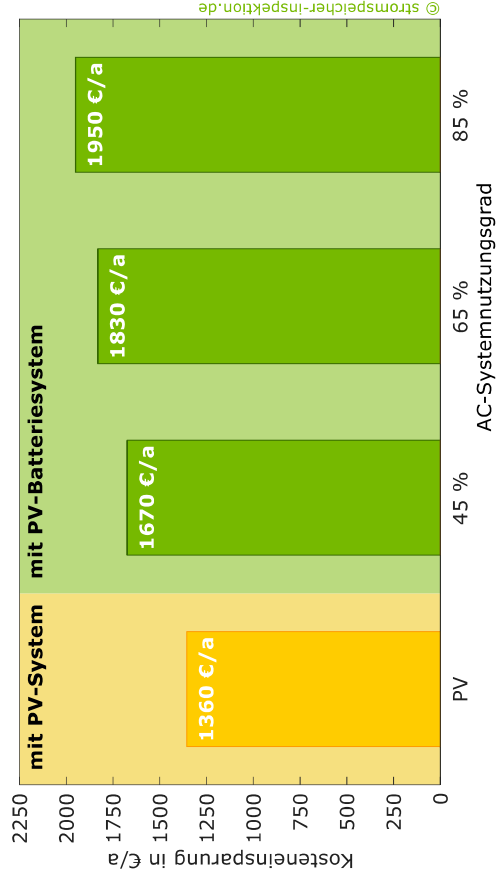


Bild 32 Einfluss der Effizienz eines AC-gekoppelten Batteriesystems auf die jährlich erzielbaren Kosteneinsparungen (Referenz: Einfamilienhaus ohne PV-Anlage, PV-Leistung: 10 kW, nutzbare Speicherkapazität: 10 kWh, Stromverbrauch: 9363 kWh/a).

den Einnahmen der Netzeinspeisung des Solarstroms und zu zwei Dritteln aus den vermiedenen Strombezugskosten zusammen. Wird neben der PV-Anlage ein Batteriespeicher installiert, wird überschüssige PV-Energie gespeichert und später zur Deckung des Bedarfs bereitgestellt. Im verlustfreien Idealfall sinken durch die Stromspeicherung die Netzeinspeisung und der Netzbezug um den gleichen Betrag. Je höher die Umwandlungsverluste aufgrund der Speicherung sind, desto geringer fällt der ökonomische Nutzen des Speichersystems aus.

Diesen Zusammenhang verdeutlichen auch die in Bild 32 dargestellten Berechnungsergebnisse, die für einen Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 10 kWh und einem unterschiedlich hohen **AC-Systemnutzungsgrad** ermittelt wurden. Letzterer entspricht dem Verhältnis der AC-Energieabgabe des Batteriesystems zur AC-Energieaufnahme. Liegt der AC-Systemnutzungsgrad im Jahresmittel um 45 %, weil beispielsweise ein Redox-Flow-Batteriesystem eingesetzt wird (siehe [13] und [14]), beträgt der durch die Stromspeicherung erzielte Kostenvorteil lediglich 310 €/a. In den vergangenen 10 Jahren wurden Lithium-Ionen-Batteriesysteme installiert, die zum Teil nur einen AC-Systemnutzungsgrad von rund 65 % vorweisen können [15]. In dem betrachteten Beispiel hätte dieser AC-Systemnutzungsgrad zur Folge, dass das PV-Batteriesystem insgesamt 1830 €/a einsparen würde.

Einsparungen in Höhe von 1950 €/a sind dagegen mit einem sehr effizienten AC-gekoppelten Lithium-Ionen-Batteriesystem mit einem AC-Systemnutzungsgrad von 85 % möglich. Der durch das hocheffiziente Batteriesystem erzielte Kostenvorteil beträgt in diesem Fall 590 €/a und ist damit fast doppelt so hoch wie der Kostenvorteil, der bei einem AC-Systemnutzungsgrad von lediglich 45 % resultiert. Werden zusätzlich die finanziellen Einbußen aufgrund der MPP-Trackingverluste sowie der Bereitschaftsverluste berücksichtigt, fallen die Unterschiede insbesondere zwischen DC-Systemen noch größer aus [16]. Die effiziente Solarstromspeicherung ist auch aus ökologischer Sicht anzustreben, da dies die vermiedenen CO₂-Emissionen positiv beeinflusst [17].

Weshalb ist ein geringer Stand-by-Verbrauch wichtig?

Bild 33 stellt für 3 Dezembertage die Leistungsflüsse eines in einem Einfamilienhaus installierten PV-Batteriesystems dar. Tagsüber wird der Batteriespeicher mit Solarstrom geladen. Allerdings lädt sich der Batteriespeicher an allen 3 Tagen zusätzlich in den Nachtstunden zeitweise mit **Netzstrom**. Ein Grund hierfür ist die vergleichsweise hohe DC-Leistungsaufnahme des Wechselrichters im Stand-by-Modus, die rund 25 W beträgt. Der Stand-by-Verbrauch des Batteriemanagementsystems (BMS) kann eine weitere Ursache sein. Je nach Batteriesystem bezieht ein BMS laut Angaben unterschiedlicher Hersteller zwischen 2 W und 12 W.

Die Batterieentladung durch den Stand-by-Verbrauch des Wechselrichters und des BMS reduziert den Batterieladestand weiter. Um den minimal zulässigen Ladezustand nicht zu unterschreiten und eine Tiefentladung zu vermeiden [18], wird der Stand-by-Verbrauch mit Netzstrom kompensiert. Das

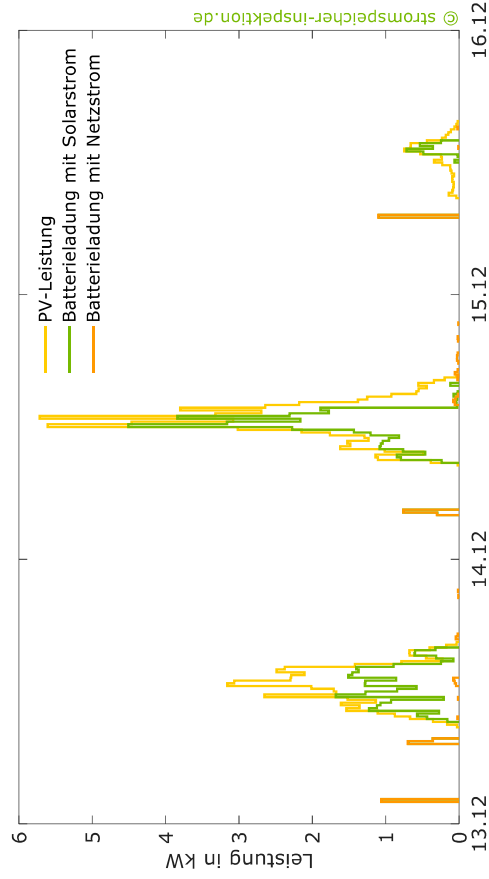


Bild 33 Auswirkungen des Stand-by-Verbrauchs eines PV-Speichersystems auf die Leistungsflüsse in einem Wohngebäude an 3 Wintertagen.

System nimmt hierfür allein an den 3 dargestellten Tagen etwa 1 kWh aus dem Netz auf. Die der Darstellung zugrunde liegenden Daten zeigen, dass das Phänomen in den Wintermonaten gehäuft auftritt. Der zusätzliche Netzbezug könnte durch einen höheren minimalen Ladezustand im regulären Entladebetrieb reduziert werden. Dies hätte allerdings zur Folge, dass eine geringere nutzbare Speicherkapazität des Systems zur Verfügung stehen würde.

Was ist beim Vergleich der Datenblattangaben zu beachten?

Datenblätter sollen die Produktauswahl erleichtern, indem sie die wichtigsten technischen Eigenschaften eines PV-Speichersystems zusammenfassen. Beim Vergleich von über 150 Datenblättern unterschiedlicher Hersteller wird allerdings deutlich, dass der **Detaillierungsgrad der Datenblattangaben** sehr stark variiert. Ein Systemanbieter weist beispielsweise in dem Datenblatt auf den „branchenführenden Systemwirkungsgrad“ hin, obwohl im gesamten Datenblatt keine einzige Angabe zum Wirkungsgrad oder zu anderen Effizienzzeugschaften zu finden ist. Werden hingegen Angaben zur Effizienz gemacht, ist leider häufig nur der maximale Wirkungsgrad aufgeführt. In einem Datenblatt ist von einem „rekordverdächtigen Wirkungsgrad“ die Rede, wobei lediglich der maximale Wirkungsgrad des Wechselrichters angegeben wird. Unter welchen Betriebsbedingungen Spitzenwirkungsgrade erreicht werden, wird in den Datenblättern in der Regel nicht erwähnt. Dabei ist zu beachten, dass Maximalwirkungsgrade im Vergleich zu den Wirkungsgraden im unteren Leistungsbereich von geringerer Relevanz sind.

In den Datenblättern von mehreren DC-gekoppelten PV-Speichersystemen werden nur Wirkungsgrade für die Umwandlung der DC-Leistung des PV-Generators in die AC-Leistung angegeben. Wirkungsgrade für den Lade- oder Entladebetrieb sind nicht aufgeführt. Hersteller von DC-gekoppelten Systemen weisen zudem häufig darauf hin, dass diese im Vergleich zu AC-gekoppelten Systemen effizienter sind. Anhand der aufgeführten Datenblattangaben kann diese Pauschalaussage jedoch meist nicht überprüft werden.

Erfreulicherweise geben einige Hersteller mittlerweile auf den Datenblättern Umwandlungswirkungsgrade in Abhängigkeit von der Leistung an. Das erlaubt Rückschlüsse zur Effizienz der Wechselrichter im Teillastbetrieb. Warum manche Hersteller dies allerdings nur für ausgewählte Produkte machen, bleibt fraglich. Positiv zu bewerten ist, dass die Stand-by-Leistungsaufnahme der Systemkomponenten auf den Datenblättern immer häufiger aufgeführt wird. Angaben zur Einschwingzeit und zur Genauigkeit der Systemregelung sind jedoch nur in Einzelfällen zu finden. Es bleibt damit abschließend festzuhalten: Die Vergleichbarkeit der Datenblattangaben hat sich in den vergangenen Jahren nicht wesentlich verbessert.

Weshalb sollte die nutzbare Speicherkapazität eines PV-Speichersystems nicht zu groß sein?

Bei der Speicherauswahl ist nicht nur auf eine hohe Systemeffizienz, sondern auch auf eine **sinnvolle Systemauslegung** zu achten. In der Stromspeicher-Inspektion 2021 wurden zahlreiche Fragen zur Dimensionierung von PV-Batteriesystemen ausführlich beantwortet [4]. Generell gilt zu beachten, dass ein Batteriespeicher nur installiert werden sollte, wenn ausreichend Solarstromüberschüsse anfallen. Ist dies gegeben, gilt es die Größe des Batteriespeichers sowohl auf die Höhe des Stromverbrauchs als auch auf die Größe der PV-Anlage abzustimmen.

Aufbauend auf den in der Stromspeicher-Inspektion 2021 aufgeführten Faustformeln stellt Bild 34 die empfohlene Obergrenze der nutzbaren Speicherkapazität für PV-Batteriesysteme in Einfamilienhäusern dar. Die maximal empfohlene Batteriegröße hängt vor allem von der vorhandenen PV-Generatorleistung und von dem jährlichen Stromverbrauch ab. Hat die PV-Anlage beispielsweise eine Leistung von 10 kW und werden 4000 kWh/a in einem Haus verbraucht, sollte die nutzbare Speicherkapazität des Batteriespeichers 6 kWh nicht überschreiten. Bei einem doppelt so hohen Stromverbrauch kann auch die nutzbare Speicherkapazität mit bis zu 12 kWh größer ausfallen. Die Wahl

eines größeren Batteriespeichers hätte zur Folge, dass der Autarkiegrad nur noch geringfügig steigen würde. Denn der Nutzen jeder weiteren kWh Speicherkapazität stagniert zunehmend.

Unter bestimmten Umständen kann auch die **Überdimensionierung des Batteriespeichers** technisch sinnvoll sein. Ersatzstromfähige PV-Speichersysteme verfügen oftmals über eine zusätzliche Kapazitätsreserve, die im Normalbetrieb nicht genutzt wird [5]. Die Höhe dieser Kapazitätsreserve hat Einfluss darauf, wie lange das Gebäude im Netzersatzbetrieb bei einem Stromausfall weiter versorgt werden kann. Soll zukünftig eine Wärmepumpe oder ein Elektrofahrzeug hinzukommen, kann die Wahl einer höheren Speicherkapazität ebenfalls sinnvoll sein. Bei der Wärmepumpe ist zu beachten, dass diese primär in den Wintermonaten Strom bezieht. Beim Elektroauto sind die Anwesenheits- und damit die Ladezeiten zu berücksichtigen. Wie eine Wärmepumpe oder ein Elektroauto den erreichbaren Autarkiegrad beeinflussen, wurde in der Stromspeicher-Inspektion 2021 näher analysiert [4].

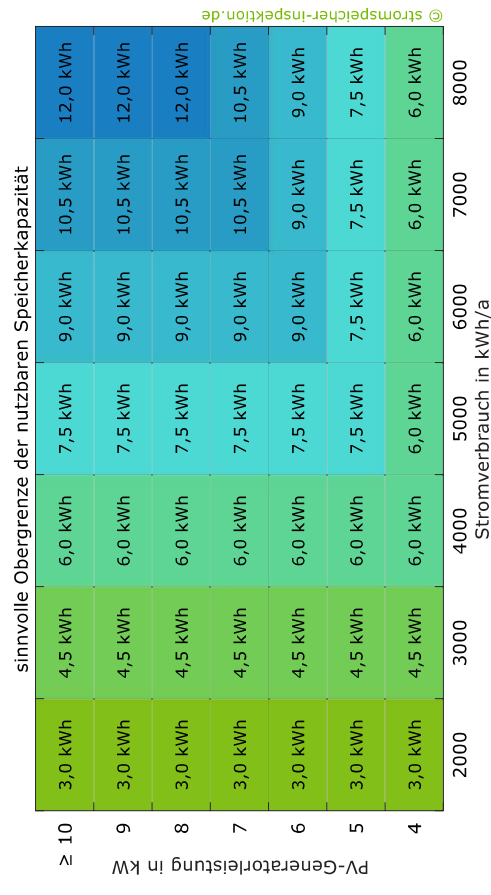


Bild 34 Empfohlene Obergrenze der nutzbaren Speicherkapazität in Einfamilienhäusern, die von der Größe der PV-Anlage und von der Höhe des jährlichen Stromverbrauchs abhängt.