

Im Großen wie im Kleinen – Wirtschaftlichkeit von stationären PV-Speichersystemen nun auch bei Mehrfamilienhäusern?!

Nina Munzke

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Hermann-von-Helmholtz-Platz 1, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Tel: 0721 / 608 28283, Fax: 0721 / 608 28284

E-Mail: nina.munzke@kit.edu

Internet: www.kit.edu

1 Einleitung

Elektrische Energiespeicher, insbesondere Lithium-Ionen Batterien, in Verbindung mit erneuerbaren Energien können einen entscheidenden Beitrag zur Strombereitstellung und zur Erreichung der Ziele der Energiewende liefern. Ihr Einsatz wird jedoch erst dann in großem Maße stattfinden, wenn der bereitgestellte Strom für den jeweiligen Anwender auch wirtschaftlich ist. Durch die Preisentwicklung im Heimspeichermarkt sowie die Weiterentwicklung an stationären Speichersystemen gibt es bereits Systeme, mit denen ein wirtschaftlicher Einsatz in Verbindung mit Photovoltaikanlagen in Deutschland in Einfamilienhäusern erreicht werden kann [1]. Diese Entwicklung wurde zudem durch sinkende PV-Anlagenpreise und gleichzeitig steigende Stromkosten begünstigt [2] [3] [4]. Die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit führte innerhalb der letzten zwei Jahre auch zu einer Erhöhung der in Deutschland installierten Heimspeicher. Während zu Beginn des Jahres 2013 noch keine 20.000 kWh Speicherkapazität an Heimspeichern in Deutschland installiert waren, waren es Schätzungen zufolge Ende 2015 bereits 111.000 kWh [5]. Ob und wie ein Einsatz auch in Mehrfamilienhäusern wirtschaftlich sein kann und was bei der Planung und Dimensionierung berücksichtigt werden muss, soll in dem Beitrag aufgezeigt werden.

2 Datenbasis und Systembeschreibung

2.1 Eingangdaten

Die Simulation bzw. Dimensionierung von Solarspeicheranlagen jeglicher Art erfordert verschiedene Ausgangsdaten. Als Wichtigste können hier die Last- sowie die Erzeugungsdaten, im vorliegenden Fall Erzeugungsdaten für PV-Strom, genannt werden. Für die Untersuchungen in diesem Beitrag wird für die Generierung von Lastdaten die VDI4655 herangezogen. Hintergrund hierfür ist vor allem die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse sowie die Verfügbarkeit von Lastdaten für Mehrfamilienhäuser, für verschiedene Regionen und Verbräuche über ein komplettes Jahr hinweg. Der Jahres-Energieverbrauch für das in dieser Arbeit zugrunde gelegte Referenz-Mehrfamilienwohnhaus wurde auf Basis von Realdaten mehrerer vom KIT

bearbeiteter Mehrfamilienhaus-Projekte gewählt, er liegt bei 81.000 kWh. Dies entspricht nach der VDI4655 einem Gebäude mit 27 Wohneinheiten.

Als Erzeugungsdaten wurden reale PV-Messdaten des 1 MW Solarspeicherparks am KIT Campus Nord verwendet. Diese liegen in einer maximalen Auflösung von einer Sekunde vor. Für die Untersuchungen wurden eine Südausrichtung und ein Neigungswinkel von 30° gewählt. Dies passt zu einem Mehrfamilienhaus, welches komplett nach Süden ausgerichtet ist und ein Satteldach aufweist. Als minimaler Zeitschritt bei der Simulation wurde 1 min gewählt. Um eine synchrone und einheitliche Zeitauflösung der Last- und Erzeugungsdaten zu erhalten, wurden aus den PV-Erzeugungsdaten vorab jeweils über 1 Minute Mittelwerte erstellt. Die Auflösung der Lastkurven beträgt 15 Minuten, d.h. innerhalb von 15 min wird die Last als konstant angenommen. Je größer die Anzahl der Wohneinheiten im Mehrfamilienwohnhaus, desto besser trifft diese Annahme zu. Für das Referenzhaus wird eine PV-Anlagengröße von 40 kWp angenommen.

Der Gesamtwirkungsgrad moderner leistungsstarker Solarspeicheranlagen liegt bei über 80 % [1]. Um in der Simulation den Stand der Technik abzubilden, wird für die Berechnungen ein Gesamtwirkungsgrad von 85 % angenommen. Bei den berücksichtigten Batterien handelt es sich um qualitativ hochwertige Li-Ionen Batterien, welche bei batterieschonender Betriebsweise eine Lebensdauer von bis zu 4000 Zyklen sowie eine kalendarische Lebensdauer von 15 Jahren aufweisen [1]. Derartige Batterien haben meist auch sehr hohe Wirkungsgrade, was den hier angegebenen Gesamtwirkungsgrad von 85 % rechtfertigt. [6] Es wird mit einer Entladetiefe (Depth of Discharge, DoD) von 100 % gerechnet, was bedeutet, dass die Batterie zwischen 0 % und 100 % Ladezustand (State of Charge) gezykelt wird.

Für valide Aussagen zur wirtschaftlich optimalen Anlagendimensionierung ist es von entscheidender Bedeutung, die zurzeit herrschenden politischen Rahmenbedingungen wie bspw. die EEG-Abgabe und die Leistungsbegrenzung für PV-Anlagen auf 70 % bzw. für PV-Anlagen mit Speicher auf 60 % zu berücksichtigen. Im gegebenen Fall werden die aktuellen EEG Vergütungssätze sowie Abgaben auf den Eigenverbrauch für Januar 2016 [7] berücksichtigt. Diese belaufen sich auf 12.31 Cent/kWh bei einer PV-Anlagengröße von kleiner 10 kWp, 11.97 Cent/kWh bei einer Anlagengröße zwischen 10 und 40 kWp sowie 10.71 bei Anlagen größer 40 kWp. Die Abgabe auf den Eigenverbrauch beträgt 6.17 Cent/kWh, da Anlagenbetreiber und Verbraucher im Fall von Mehrfamilien-Wohnhäusern i.d.R. nicht die gleiche Person sind. Berücksichtigt werden muss, sollte der PV-Strom auch zur Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen genutzt werden, und diese durch den Energieversorger betrieben werden, dass auf den Strom zur Wärmedeckung nur die verminderte Eigenverbrauchsabgabe für PV-Anlagen größer 10 kW anfällt. Dies gilt jedoch nur, sofern die PV-Anlage auch durch denselben Energieversorger betrieben wird. Der durch das PV-Speichersystem zur Verfügung gestellte Strom wird prioritär für die Eigenbedarfsdeckung bzw. für die Deckung des im Mehrfamilienhaus anfallenden Strombedarfs eingesetzt. Da der Strom nur dann von den Mietern bezogen wird, wenn es wirtschaftlich ist und sich lohnt, sollte der durch das PV-Speichersystem erzeugte Strom nicht mehr als der von externen Anbietern angebotene Strom kosten. Durchschnittliche Strompreise für Endkunden lagen Ende 2015 bei 29,51 Cent/kWh [3] . Abzüglich der Mehrwertsteuer ergeben sich somit externe Stromkosten von 24.8 Cent/kWh.

Für die Alterung werden für die Batterie wie bereits erwähnt 15 Jahre kalendarische Lebensdauer [1] und 4000 Zyklen und bei den PV-Modulen 0,1 % Degradation pro Jahr angesetzt

[6]. Letzteres beruht auf aktuellen Untersuchungen des ISE in Freiburg [6]. Wie in Fuhs [8] beschrieben, variieren Zyklenfestigkeiten von Lithium-Ionen Batterien sehr stark. Eine Zyklenfestigkeit von 4000 Zyklen weisen vor allem hochwertige NMC-Zellen aus dem „automotive“ Bereich auf.

Da in stationären Speichersystemen sowohl für Ein- als auch Mehrfamilienhäuser keine hohen C-Raten nötig sind, um den Autarkiegrad entscheidend zu erhöhen, wird die maximal erlaubte C-Rate in der Simulation für das Referenzhaus auf 0.6 C begrenzt, um die Batterie zu schonen. Mit der C-Rate wird die Entlade- bzw. Laderate bezogen auf die nominale Batteriekapazität charakterisiert, 1C bedeutet, dass der Speicher innerhalb von einer Stunde komplett geladen bzw. entladen wird. Genauere Auswirkungen der Begrenzung der C-Rate werden unter 3.2 erläutert. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung sind für die PV-Anlage, inklusive Montage jedoch abzüglich der Leistungselektronik, Kosten in Höhe von 1150 €/kWp angesetzt. Die Kosten aller leistungselektronischen Komponenten sowohl für die Batterie als auch für die PV-Anlage werden mit 200 €/kW installierte Leistungselektronik angenommen. Für die schlüsselfertige PV-Anlage entspricht dies Kosten, welche sich auch bei Weniger et al. [9] und bei Umfrageergebnissen [10] finden lassen. Für die Kosten von Batterien mit Energieinhalten >5 kWh sind 1000 €/kWh angenommen, dagegen ist für kleinere Batterien eine Kostenkurve hinterlegt (vgl. Formel 1). Diese beruht auf Preisen kostengünstiger am Markt bereits verfügbarer Heimspeicher, die die hier genannten Qualitätsanforderungen erfüllen. Selbstverständlich gibt es jedoch auch einige Systeme, deren Kosten über den hier mit der Kurve abgebildeten Kosten liegen sowie wenige Systeme, die noch günstiger sind, dann aber i.d.R. nicht mehr die genannten Lebensdauern erreichen werden.

Formel 1: Berechnung der Batteriekosten in €/kWh

$$\text{Batteriekosten in €/kWh} = \begin{cases} 1000 \text{ €/kWh}, & x > 5 \text{ kWh} \\ (0,453 * x^3 + 35.308 * x^2 - 600.59 * x + 3063) \text{ €/kWh}, & x < 5 \text{ kWh} \end{cases}$$

$x = \text{Batteriekapazität}$

Bei allen angegebenen Kosten handelt es sich um Netto-Einkaufspreise, da es sich bei dem potentiellen Systembetreiber um einen Energieversorger handelt. Es wird eine Abschreibungsdauer von 15 Jahren für alle Anlagenkomponenten angenommen, was der notwendigen kalendarischen Lebensdauer für Lithium-Ionen Batterien in stationären Anwendungen entspricht [1].

2.2 Simulationsmodell

Bei dem für die Berechnungen angewendeten Simulationstool handelt es sich um ein am KIT entwickeltes Matlab Simulationstool. Mit selbigem lässt sich eine optimale Anlagendimensionierung unter Berücksichtigung verschiedener Parameter wie des Lastgangs, der Einstrahlung, der Ausrichtung der PV-Anlage sowie der Ladestrategie der Batterie berechnen. Variiert werden können sowohl die Batteriekapazität, die Größe und die Ausrichtung der PV-Anlage als auch die Größe der Leistungselektronik. Optimierungskriterium ist dabei jeweils die maximale die minimalen Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung von Kundenanforderungen und Standortgegebenheiten. Während unter letzterem zum Beispiel der aktuelle

Strompreis am Standort verstanden werden kann, kann als Kundenanforderung beispielsweise das Erreichen eines bestimmten Autarkiegrades gesehen werden. Für eine genauere Erläuterung der Berechnung der Stromgestehungskosten siehe Formel 5.

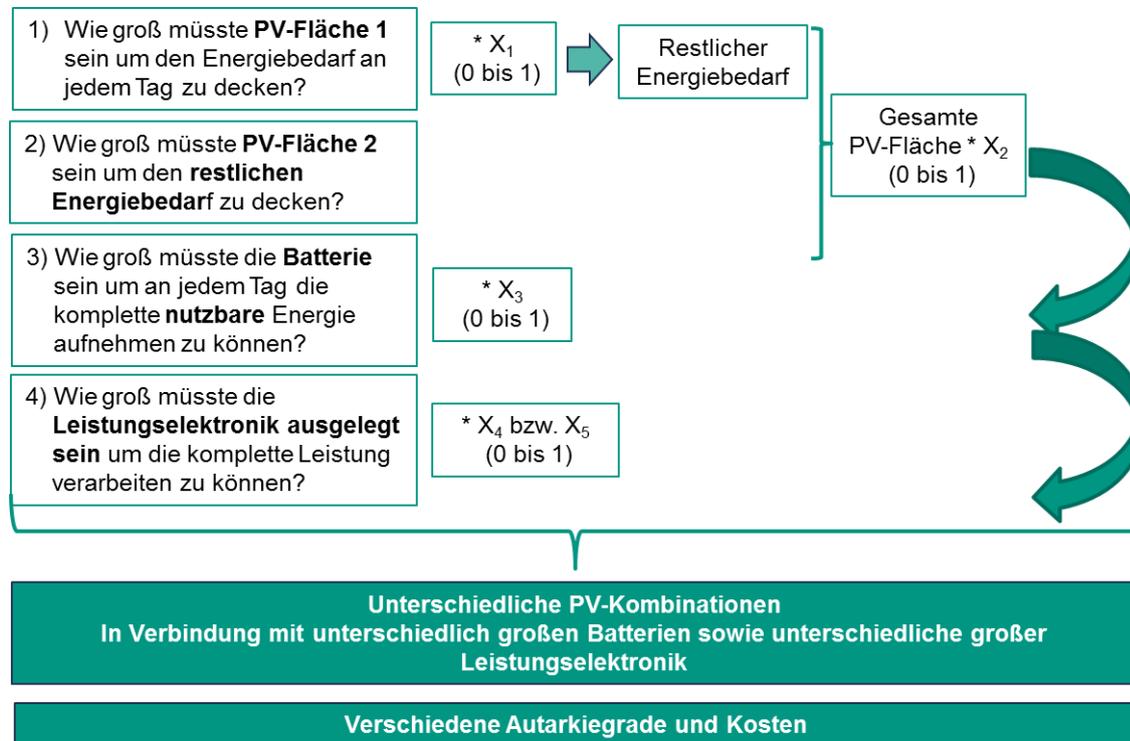


Abbildung 1: Vorgehensweise zur Auswahl für die Dimensionierungsrechnung

Nach [11] lässt sich die hier angewendete Methode zur Dimensionierung zu den Verfahren der direkten Dimensionierung zählen. Dabei handelt es sich um eine heuristische Methode, welche aus einem zweistufigen Verfahren, sprich Simulation und Auswahl, besteht. Die genauere Vorgehensweise wird in Abbildung 1 beschrieben. Sowohl die Erzeugung als auch der Lastgang kann im Allgemeinen erheblichen Schwankungen im Jahresverlauf unterliegen. Es ist daher von entscheidender Bedeutung den Lastgang und das Strahlungsangebot über das komplette Jahr hinweg zu betrachten. Bei der Dimensionierung an sich wird tageweise vorgegangen. Dies bedeutet, dass als erstes untersucht wird, wie groß jede der Komponenten des PV-Speichersystems maximal sein muss, damit an allen Tagen ein Autarkiegrad von 100 % erreicht werden kann. Damit kann ausgeschlossen werden, dass unnötig große Komponenten, die keinerlei positive Auswirkung auf die Autarkie haben und unnötigen Rechenaufwand bedeuten mit in die Berechnung einfließen. Im ersten Schritt der tatsächlichen Dimensionierung steht folglich immer die Frage, wie groß eine PV-Anlage mit einer bestimmten Ausrichtung mindestens sein muss, um an jedem Tag ausreichend Energie zur Verfügung stellen zu können um die benötigte Last zu decken (vgl. Formel 2). Insofern die zu installierende PV-Anlage aus zwei Teilanlagen mit unterschiedlicher Ausrichtung bestehen soll, wird die berechnete maximale Größe der ersten bereits berechneten PV-Teilanlage mit einem Faktor x_1 zwischen null und eins multipliziert. Daraus resultiert, dass durch die Teilanlage nur ein Teil der Last gedeckt werden kann. Folglich ergibt sich an den meisten Tagen ein Restenergiebedarf, der noch durch die zweite Teilanlage gedeckt werden muss. Im Folgenden

Beeinflusst werden können die Leistungsflüsse jedoch durch unterschiedliche Ladestrategien oder eine Begrenzung der maximalen C-Rate. Dies kann wiederum einen Einfluss auf die maximal nötige Größe der Leistungselektronik haben. Als Ladestrategien können zum Beispiel rein eigenbedarfsoptimierte Ladestrategien und netzdienliche Betriebsweisen, wie sie in Weniger et al. [9] beschrieben werden, unterschieden werden. Zusammengefasst wird die Vorgehensweise in Abbildung 2 dargestellt. Zudem ist es möglich, maximale und/oder fixe Größen der einzelnen Anlagenkomponenten festzulegen um zum Beispiel der Randbedingung Rechnung zu tragen, dass die Dachfläche und somit die mögliche PV-Anlagenfläche begrenzt ist. Simuliert werden können sowohl AC- als auch DC-gekoppelte Speicheranlagen genauso wie netzgekoppelte und Insel-Anlagen. Im vorliegenden Fall wird eine AC- sowie netzgekoppelte Anlage gewählt.

Simuliert man alle Energieflüsse über ein komplettes Jahr hinweg und wählt für die PV-Anlage, die Batterie sowie die Leistungselektronik die hier berechneten maximalen Komponentengrößen erhält man einen Autarkiegrad von 100 %. Der Autarkiegrad kann aus den Ergebnissen der Energieflussrechnung wie in [9] beschrieben berechnet werden. Um im weiteren die Simulation auch mit Komponentengrößen durchzuführen, welche kleiner als die hier maximalen Größen sind, wird die maximale Anlagengröße der einzelnen Komponenten jeweils mit einem Faktor x_2 bis x_5 multipliziert, welcher auch hier zwischen null und eins liegt. Vorteil dieser Vorgehensweise ist zum einen eine strukturierte Vorgehensweise und zum anderen wird so vermieden, dass wie bereits erwähnt unnötig große Komponenten simuliert werden.

Um die Einflüsse der Alterung der Batterie mit zu berücksichtigen wird diese pro Jahr in Abhängigkeit der Vollzyklenäquivalente berechnet, welche die Batterie innerhalb des jeweiligen Jahres durchläuft. Unter Vollzyklenäquivalente pro Jahr versteht man die Anzahl an kompletten Lade- und Entladezyklen, die die Batterie in ihrer Anwendung innerhalb eines bestimmten Jahres leisten wird [12]. Sind diese bekannt lässt sich von den Vollzyklenäquivalenten mittels eines linearen Modells auf die Alterung innerhalb des Jahres schließen. Geht man davon aus, dass die Batterie innerhalb ihrer Lebensdauer 4000 Zyklen erreicht bis ihre verbleibende Kapazität auf 80 % gesunken ist, so bedeutet dies einen Kapazitätsverlust von 1 % pro 200 Zyklen. 80 % Restkapazität gilt in der Branche als allgemein akzeptierter Wert für das Ende der Lebensdauer [1]. Mit Hilfe der Annahme über die Vollzyklenäquivalente kann auf den Kapazitätsverlust pro Jahr geschlossen werden. Zur Berechnung der verminderten Kapazität im Folgejahr lässt sich Formel 4 anwenden.

Formel 4: Formel zur Berechnung der Alterung der Batterie pro Jahr

$$Batteriekapazität_{n+1} = Batteriekapazität_n - \frac{Batteriekapazität_n * Vollzyklenäquivalente_n}{Zykluslebensdauer} * 0.2$$

$n = \text{Jahr}$

Mittels einer iterativen Vorgehensweise lässt sich somit sowohl die Alterung der Batterie als auch der PV-Anlage berücksichtigen. Dabei wird die Energieflussrechnung innerhalb der Simulation über die geplante Lebensdauer von 15 Jahren durchgeführt. Dabei verringern sich die Batteriekapazität sowie die Leistung der PV-Anlage, für das zu berechnende Jahr jeweils um die kumulierte Alterung der vergangenen Jahre.

Die Alterung von Batterien und PV-Modulen hat einen direkten Einfluss auf die mögliche speicherbare bzw. zur Verfügung stehende Energiemenge und somit auf den Autarkiegrad, den Eigenverbrauch und folglich auch auf die Wirtschaftlichkeit.

Die Stromgestehungskosten, mit denen die einzelnen Varianten miteinander verglichen werden, werden nach Formel 5 berechnet. Berücksichtigt werden hierbei die gesamten Investitionskosten, die Stromkosten, welche für extern eingekauften Strom gezahlt werden müssen, die EEG-Einspeisevergütung sowie die EEG-Abgabe. Nicht berücksichtigt sind dagegen laufende Kosten wie z.B. Wartungskosten, da diese im Fall von Li-Ionen-Batterien verhältnismäßig gering sind. Zu Ungunsten der Speicherwirtschaftlichkeit wurden keine Annahmen über Strompreissteigerungen getroffen, d.h. der externe Strompreis bleibt über die gesamte Abschreibungsdauer der Speicheranlage konstant. Die Höhe von Finanzierungskosten und der angestrebte Gewinn hängen stark vom Investor und seiner angestrebten Verzinsung ab. Aus diesem Grund wurde dies hier ausgeklammert. Während die Berücksichtigung der Finanzierungskosten einen negativen Einfluss auf die Stromgestehungskosten hat, hat die Energiepreissteigerung einen positiven. Folglich sind die Effekte gegensätzlich und können sich je nach ihrer Höhe ausgleichen.

Formel 5: Stromgestehungskosten

Stromkosten

$$= \frac{\frac{I_{\text{Gesamt}}}{a} + E_{\text{Netzbezug}} * K_{\text{Netzbezug}} - V_{\text{EEG-Vergütung}} * E_{\text{Einspeisung}} - K_{\text{EEG-Abgabe}} * E_{\text{Eigenverbrauch}}}{E_{\text{Gesamtverbrauch}}}$$

I = Investitionskosten K = Kosten E = Energie V = Vergütung a = Anlagenlebensdauer

3 Ergebnisse der Anlagendimensionierung – Anwendungsfall Mehrfamilienhaus

3.1 Ergebnis eines Anwendungsfalls

Eine in der Praxis häufig anzutreffende Herausforderung liegt darin, dass potenzielle Kunden sich heute oft noch schwer damit tun, die Anforderungen an ein Batteriespeichersystem zu präzisieren und eindeutig zu priorisieren. Kriterien dafür sind im vorliegenden Fall sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch ein möglichst hoher Autarkiegrad. Gleichfalls lassen sich aber auch andere Parameter wie eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote heranziehen.

Als Installationsfläche für PV-Anlagen steht im Mehrfamilienhausbereich in den allermeisten Fällen lediglich die Dachfläche der betreffenden Häuser zur Verfügung. Da Mehrfamilienhäuser oft gleichzeitig einen relativ hohen Elektrizitätsbedarf im Verhältnis zur erzeugbaren PV-Energie auf den entsprechenden Dachflächen aufweisen, sind sehr hohe Autarkiegrade in Mehrfamilienhäusern nur begrenzt erzielbar. Werden gleichzeitig Wärmepumpen zur Bereitstellung von Wärme eingesetzt erhöht sich zwar die Eigenverbrauchsquote erheblich, gleichzeitig sinkt jedoch der erzielbare Autarkiegrad des jeweiligen Hauses stark. Dies führt wiederum dazu, dass bereits der Einsatz von relativ kleinen Speichern, welche zur Kategorie der größeren Heimspeicher gehören, sinnvoll sein kann (vgl. Abbildung 3). Diese werden in letzterem Fall hauptsächlich zum Ausgleich von Erzeugungs- und Lastschwankungen während

des Tages und nur zu einem geringen Teil für den Tag-Nachtausgleich genutzt (vgl. Abbildung 4). Vorteilhaft ist hierbei, dass Speicher der Heimspeichergröße bereits als Standardlösung zu beziehen sind und in der letzten Zeit einer starken Preissenkung unterworfen waren, während größere Speicher oft teure Einzellösungen darstellen. Genau dieser Punkt kommt dem wirtschaftlichen Einsatz vom stationären Speichern in Mehrfamilienhäusern zugute.

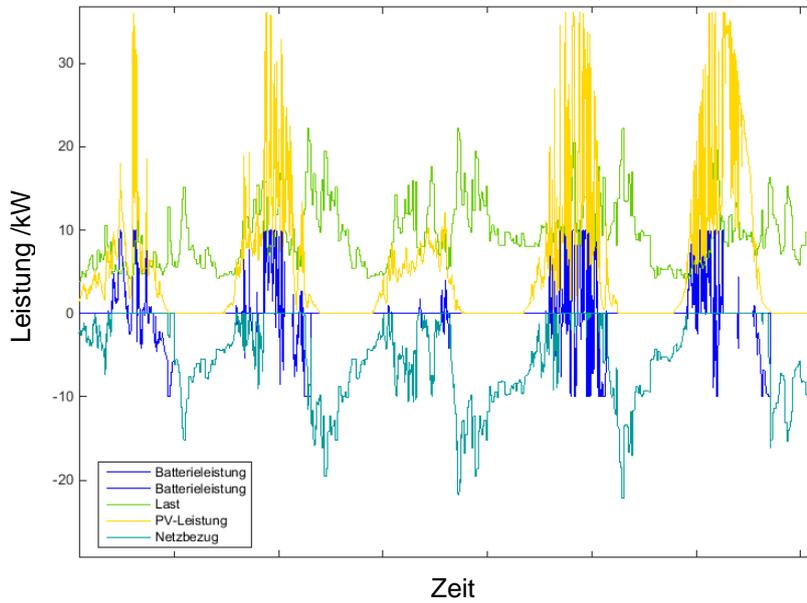


Abbildung 3: Leistungsverlauf der PV-Leistung (gelb), Batterieleistung (blau), Last (grün) sowie des Leistungsbezuges aus dem Netz (türkis) an 5 Tagen im Juni - 40 kWp PV-Anlage und 20 kWh Batterie

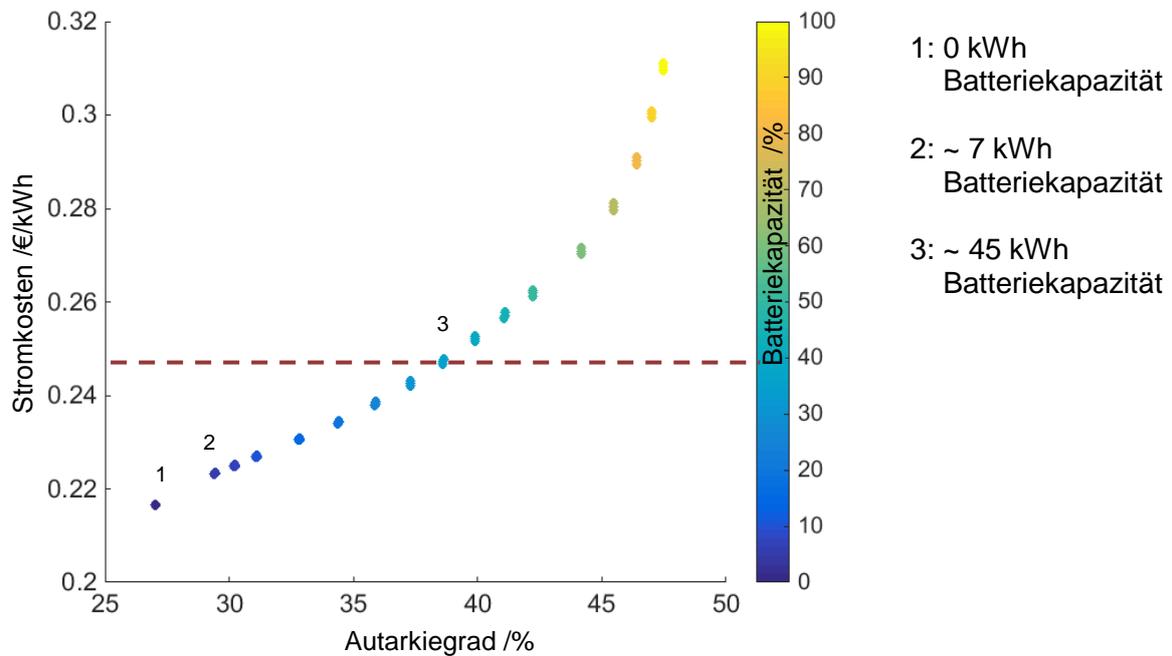


Abbildung 4: Gesamte Netto-Stromkosten in €/kWh für die gesamte genutzte Energie im Mehrfamilienhaus (aus der Anlage und externer Bezug) abzüglich der Einnahmen durch die EEG-Vergütung in Abhängigkeit des Autarkiegrades. Mehrfamilienhaus: 27 Wohneinheiten, 40 kWp PV-Anlage. 0 % Batteriekapazität BoL = Batteriekapazität von 0 kWh – 100 % Batteriekapazität BoL = 128 kWh. Die rote Linie kennzeichnet die externen Netzbezugskosten von 24,8 €/kWh.

Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Netto-Energiekosten in €/kWh, die für die Versorgung des Mehrfamilienhauses anfallen, in Abhängigkeit des zu erreichenden Autarkiegrades. Die Kosten verstehen sich dabei als kumulierte Kosten aus externem Strombezug und Gesteungskosten aus der PV-Speicheranlage. Jeder der einzelnen Punkte im Diagramm stellt dabei eine unterschiedliche Kombination aus PV-Anlagengröße, Batteriekapazität und Leistungselektronik dar. Variiert werden im gegebenen Fall jedoch lediglich die Batteriekapazität „Begin of Life“ (BoL) (zum Errichtungszeitpunkt der Anlage) sowie die Leistung des Batteriewechselrichters. Die Größe des Batteriewechselrichters wird wie unter 2.2 beschrieben bestimmt wobei für x_5 die Werte 1,0; 0,9 und 0,8 eingesetzt werden. Hier wird deutlich, dass eine passende Dimensionierung von entscheidender Bedeutung ist, damit die resultierenden Kosten unter den externen Netzbezugskosten von 24,8 €/kWh liegen. Es zeigt sich, dass in dem berechneten Fall eine PV-Anlage ohne Speicher zu den niedrigsten Gesamtkosten pro kWh führen würde (Punkt 1 im Diagramm). Ab Punkt 2 liegt die Speicherkapazität oberhalb von 0 kWh. Es zeigt sich, dass bis zum Schnittpunkt der PV-Speicher-Kostenkurve mit der horizontalen gestrichelten Linie der Kosten für den externen Strombezug noch mehrere Kombinationen aus der 40 kWp PV-Anlage und einem Speicher existieren, dessen gesamte Kapazität unterhalb von 45 kWh (Punkt 3 im Diagramm) liegt, bei denen die Stromgestehungskosten unterhalb der 24,8 Cent/kWh liegen, welche für den externen Strombezug angesetzt sind. Beachtet werden muss, dass dies nur dann zu den hier angenommenen Kosten möglich ist, wenn die Speicherkapazität im Bereich der Heimspeichergröße < 20 kWh liegt oder ein größerer Speicher durch das Zusammenschalten mehrerer Speicher der Heimspeichergröße aufgebaut wird.

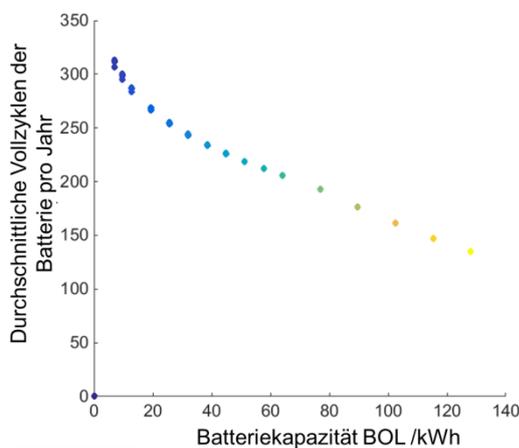


Abbildung 5: Durchschnittliche Vollzyklen der Batterie in Abhängigkeit der gewählten Batteriekapazität

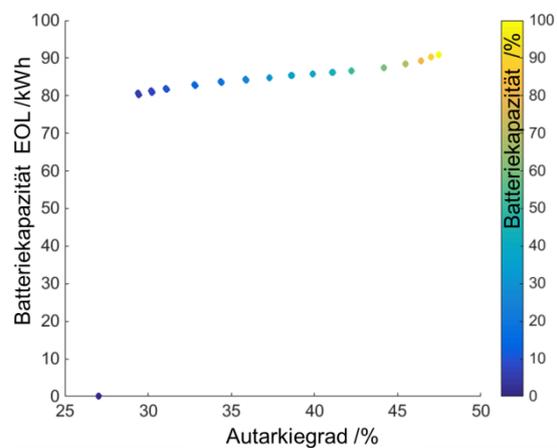


Abbildung 6: Restkapazität der Batterie in Abhängigkeit des Autarkiegrades

Ein weiteres Ergebnis der Simulation ist die Anzahl der Vollzyklenäquivalente, welche die Batterie innerhalb ihrer Lebensdauer in der entsprechenden Anwendung, im gegenwärtigen Fall einem Mehrfamilienhaus, durchlaufen wird (vgl. Abbildung 5). Hiermit lassen sich Rückschlüsse ziehen, welche Zyklenfestigkeit die zu wählende Batterie mindestens aufweisen muss. Dies ist wichtig, damit die Batterie während der geplanten Systemlebensdauer nicht ausgetauscht werden muss. Bei einer eher klein ausgelegten Batterie und einer geplanten

Lebensdauer von 15 Jahren liegen die Anforderungen oft bei mindestens 4000 Zyklen. Während im gegebenen Fall die Batterien mit einer Kapazität kleiner 14 kWh am Ende der 15 Jahre eine Restkapazität von 80-82 % erreichen und damit ihre Zyklenfestigkeit fast bzw. ganz ausschöpfen, liegt die Restkapazität bei Speichern mit einer Anfangskapazität von 20 kWh bzw. 45 kWh bei derselben Zyklenfestigkeit noch bei 83 % bzw. 85 %. Hier würde eine geringere Zyklenfestigkeit von 3500 bzw. 3000 Zyklen ausreichen (s. Abbildung 6). Evtl. lässt sich dadurch eine Batterie wählen, die diese reduzierte Zyklenfestigkeit und damit möglicherweise geringere Kosten aufweist.

Auf Basis dieser Kenntnisse lässt sich gut erklären, warum Batterien mit einer geringeren Kapazität in dieser Anwendung wirtschaftlicher sind als mit einer hohen. Batterien mit einer geringeren Kapazität durchlaufen während ihrer kalendarischen Lebensdauer mehr Zyklen, was bedeutet, dass über ihre Lebensdauer hinweg mehr Energie pro installierte kWh Kapazität aus der Batterie entnommen wird.

3.2 Einflussfaktoren und Herausforderungen bei Mehrfamilienhäusern

Es gibt eine Vielzahl von Faktoren, die einen Einfluss auf das Ergebnis der Dimensionierung haben. Im Sinne einer Sensitivitätsanalyse soll im Folgenden untersucht werden, wie groß dieser Einfluss für einige ausgesuchte Faktoren ist. Insbesondere wird genauer auf die Größe der zu errichtenden PV-Anlage, die Einschränkung der C-Raten, die EEG-Vergütung bzw. die Eigenverbrauchsabgabe und die Investitionskosten für die Batterie eingegangen. Dabei werden die einzelnen Variationen immer mit dem in 3.1 beschriebenen Referenzfall verglichen. Dieser weist eine PV-Anlagengröße von 40 kWp auf und eine Begrenzung der maximalen C-Rate von 0,6 1/h. Zudem wird mit EEG-Vergütung und EEG-Abgaben gerechnet und die Batteriekosten nach der unter 2.1 beschriebenen Kostenkurve berechnet.

Steht auf Grund von weniger bzw. mehr Aufbauten auf dem Dach des Mehrfamilienhauses, zum Beispiel in Form von Dachgauben oder Schornsteinen, eine größere bzw. eine kleinere Dachfläche für die Belegung durch PV-Anlagen zu Verfügung, hat dies einen erheblichen Einfluss auf die gesamte Anlagendimensionierung (vgl. Abbildung 7).

Bei der durch die Dachfläche begrenzten Fläche für die PV-Anlage reduziert eine Vergrößerung der PV-Fläche die Stromkosten. Dies ist darauf zurück zu führen, dass die Kosten für PV-Strom sehr viel geringer sind als externe Netzbezugskosten [13]. Folglich sinken die gesamten Stromkosten pro kWh je größer der PV-Anteil am im Haus verbrauchten Strom ausfällt. Ähnliche Ergebnisse würde eine Variation des im Haus anfallenden Strombedarfs ergeben. Anders jedoch sieht es bei einem Verlust von Kunden aus. Mit diesem reduziert sich der Eigenverbrauch im Haus, was dazu führt, dass mehr Energie ins Netz eingespeist wird und bereits eine kleinere Batterie zu Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung ausreichend wäre. Auftreten kann dies, da Mieter ihren Stromlieferanten frei wählen können und nicht den Strom des Anlageneigentümers beziehen müssen.

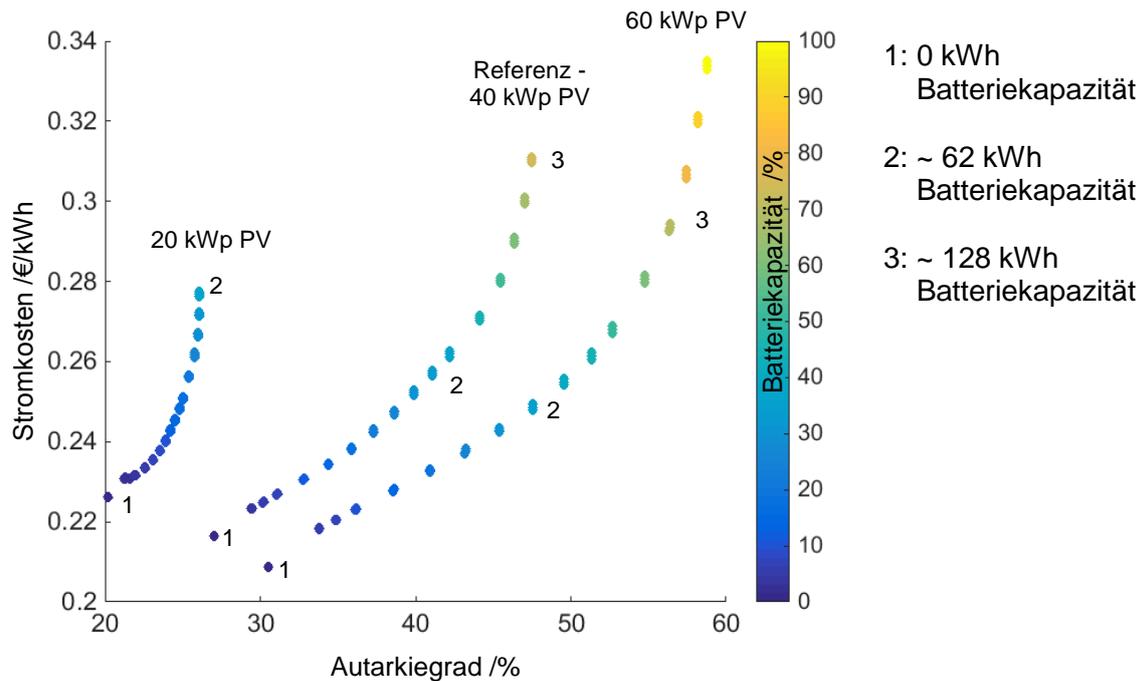


Abbildung 7: Gesamte Stromkosten in €/kWh für die gesamte genutzte Energie im Mehrfamilienhaus in Abhängigkeit des Autarkiegrades. Dabei handelt es sich um 3 Berechnungen für PV-Anlagengrößen von 20 kWp, 40 kWp und 60 kWp. 0 % Batteriekapazität BoL entspricht hierbei einer installierten Batteriekapazität von 0 kWh – 100 % Batteriekapazität entspricht 171 kWh

Simulationen des Gesamtsystems zeigen, dass es meist ausreicht, die Leistungselektronik zum Laden der Batterie sowie die Batterien selbst so auszulegen, dass maximal mit 0,6 C geladen bzw. entladen werden kann. In Abbildung 9 ist der Referenzfall dargestellt, bei dem die maximale C-Rate auf 0,6 C begrenzt ist. Abbildung 8 und 10 zeigen dagegen zwei Variationen, bei denen die maximale C-Rate auf 0,3 bzw. 0,9 C begrenzt ist. Vergleicht man die Stromkosten der drei Variationen, welche gemeinsam in Abbildung 11 abgebildet sind, so wird deutlich, dass die hier untersuchten Variationen nur einen sehr geringen bzw. kaum erkennbaren Einfluss auf die Stromkosten haben. Der hervorgehobene Ausschnitt zeigt eine Kombination aus der 40 kWp PV-Anlage und einer Batterie mit der einer Kapazität von 25 kWh. Pro Variation ergeben sich jeweils drei Punkte, was auf die Variation der Batterie-wechselrichtergröße zurück zu führen ist. Zu sehen ist, dass durch eine Größere Einschränkung der C-Rate der Autarkiegrad sowie die Kosten leicht sinken. Die sinkenden Kosten sind dabei auf niedrigere Investitionen für die Leistungselektronik zurück zu führen. Somit kann durch die Verringerung der maximal zugelassenen C-Rate die Leistungselektronik zum Auf- und Entladen der Batterie geringer ausgelegt werden. Ein weiterer Vorteil ist die Verlängerung der Lebensdauer der Batterie. Letzteres lässt sich auf die Reduzierung von thermischem Stress sowie die Verringerung von Lithium-Plating zurückführen. Des Weiteren zeigt sich, dass im hier berechneten Fall und einer maximalen C-Rate von 0,9 Batterien mit einer Kapazität von 8 kWh ihre „End of Life“ (EoL) Kapazität von 80 % bereits vor Ablauf der 15 Jahre erreichen. Insofern keine kürzere Anlagenlebensdauer erwünscht ist, lässt sich dies durch eine Begrenzung der maximal zulässigen C-Rate verhindern.

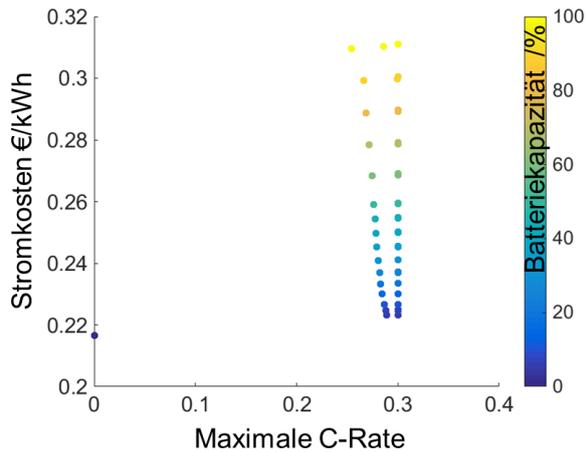


Abbildung 8: Gesamte Stromkosten in €/kWh für die gesamte genutzte Energie im Mehrfamilienhaus in Abhängigkeit der maximalen C-Rate - Begrenzung der C-Rate auf 0,3 C.

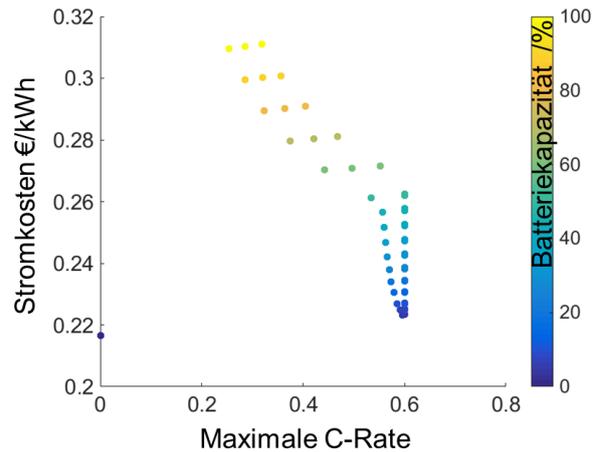


Abbildung 9: Gesamte Stromkosten in €/kWh für die gesamte genutzte Energie im Mehrfamilienhaus in Abhängigkeit der maximalen C-Rate - Begrenzung der C-Rate auf 0,6 C - Referenz.

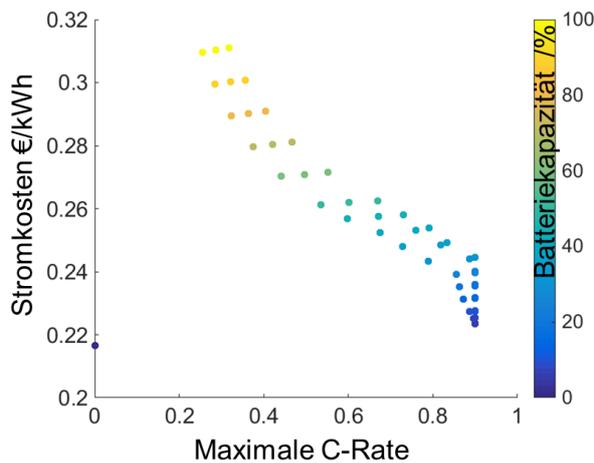


Abbildung 10: Gesamte Stromkosten in €/kWh für die gesamte genutzte Energie im Mehrfamilienhaus in Abhängigkeit der maximalen C-Rate - Begrenzung der C-Rate auf 0,9 C.

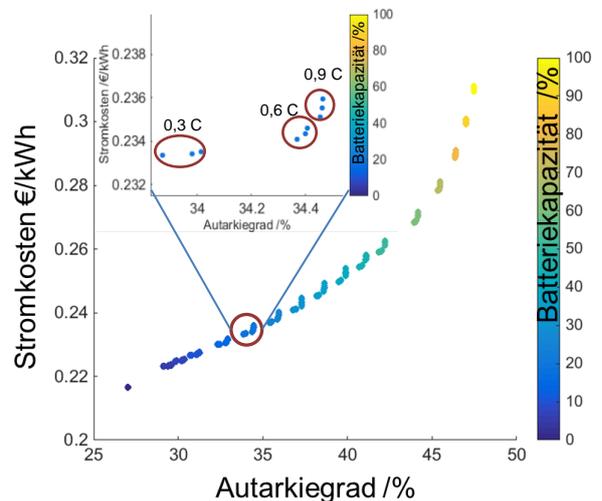


Abbildung 11: Gesamte Stromkosten in €/kWh für die gesamte genutzte Energie im Mehrfamilienhaus in Abhängigkeit der Autarkiegrades. Ergebnisse für die C-Ratenbegrenzung mit 0,3; 0,6 und 0,9 C

Eine der Herausforderungen in Mehrfamilienhäusern ist, dass es meist keine Personenidentität zwischen dem Eigentümer der Anlage und dem Letztverbraucher gibt. Dies führt dazu, dass auf den im Mehrfamilienhaus durch die Mieter verbrauchten Strom die volle EEG-Umlage gezahlt werden muss. Dies macht die dezentrale Stromerzeugung mittels PV-Speicheranlagen in Mehrfamilienhäusern teuer. Abbildung 12 vergleicht die resultierenden Stromkosten des Referenzfalls mit drei weiteren Varianten, bei denen variiert wird, ob die EEG-Vergütung bzw. die EEG-Abgaben in der Berechnung berücksichtigt werden oder nicht. Dabei wird klar, dass der Referenzfall, bei dem zwar die EEG-Vergütung auf den eingespeisten PV-Strom gezahlt wird, aber gleichzeitig die EEG-Abgabe auf von den Mietern verbrauchten Strom in voller Höhe anfällt, die teuerste der hier betrachteten Varianten ist. Vor allem bei großen Batteriekapazitäten führen selbst Varianten, bei denen es keine EEG-Vergütung bzw. nur eine sehr niedrige Vergütung für den eingespeisten Strom gibt, zu güns-

tigeren Kosten als der im Moment in der Praxis anzuwendende Fall. Dies liegt zu einem großen Teil daran, dass der Eigenverbrauch in Mehrfamilienhäusern sowohl ohne als auch mit Batterien sehr hoch ist (vgl. Abbildung 13). Dies bedeutet wiederum, dass der Anlagenbetreiber nur geringe Vorteile durch die Einspeisevergütung hat und große Nachteile durch die EEG-Abgabe. Ist eine Steigerung der dezentralen Stromversorgung mittel PV-Speicheranlagen in Mehrfamilienhäusern politisch gewünscht, wäre es sinnvoll, dass Anlagenbetreiber keine Einspeisevergütung erhalten, aber gleichzeitig auch keine Abgabe auf den im Haus verbrauchten Strom bezahlen müssen.

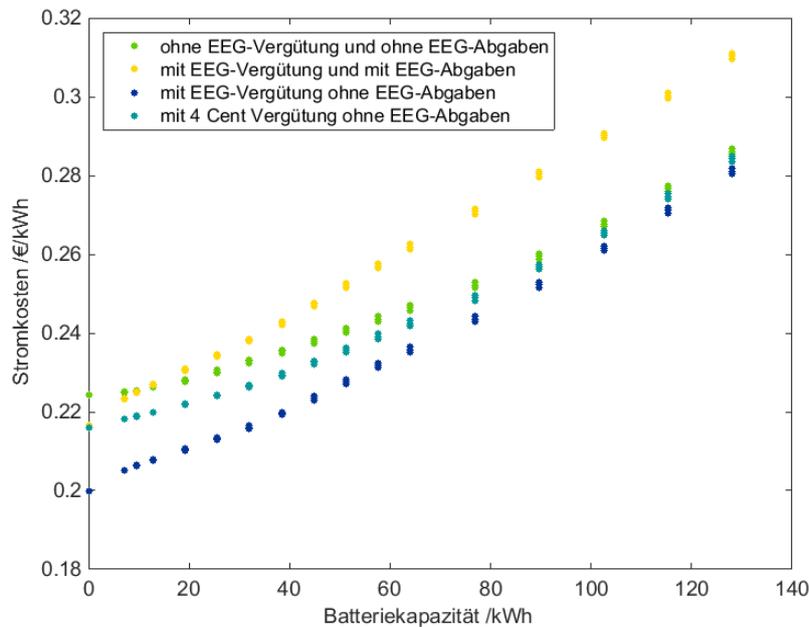


Abbildung 12: Gesamte Stromkosten in €/kWh für die gesamte genutzte Energie im Mehrfamilienhaus in Abhängigkeit der Batteriekapazität in kWh - Variation der Vergütung und Abgaben auf eingespeisten bzw. im Haus verbrauchten Strom

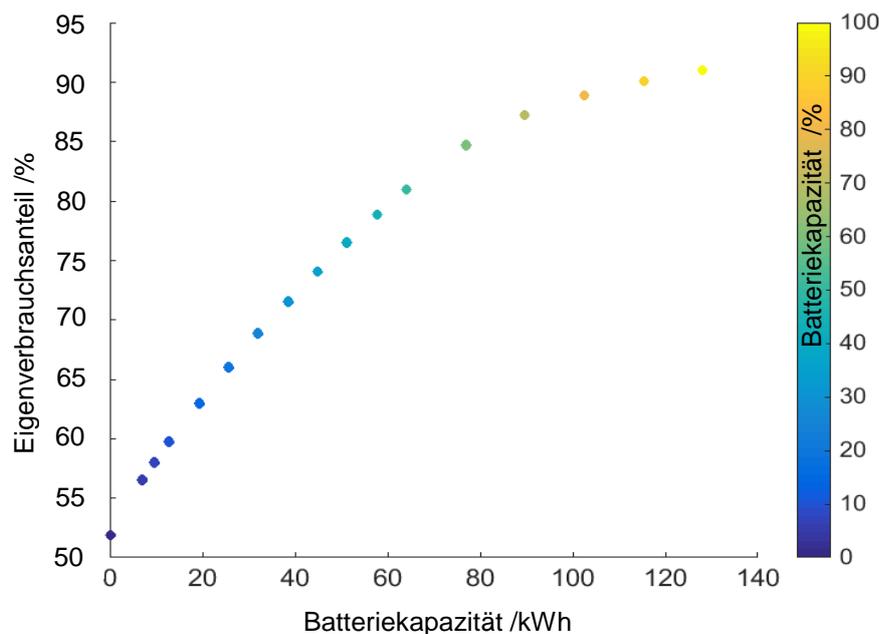


Abbildung 13: Eigenverbrauchsanteil in % in Abhängigkeit der Batteriekapazität in kWh

Die Batterie stellt im System immer noch die teuerste Komponente dar. Liegen die Kosten für den Batteriespeicher höher bzw. niedriger als bei den durch die Batteriekostenkurve berechneten Kosten, hat dies vor allem für die Anlagen mit einem größeren Speicher extreme Auswirkungen auf die resultierenden Stromkosten (vgl. Abbildung 14). Großspeicherprojekte sind zurzeit meist noch Einzelprojekte, bei denen hohe Projektkosten für die individuelle Anpassung des Speichers für den Kunden anfallen, woraus höhere Gesamtkosten für den Speicher resultieren. Dargestellt ist dies in Abbildung 14 durch die Kurve „Batteriekosten für Heimspeicher - Großspeicher“. Hier sind für Batteriekapazitäten größer 20 kWh Batteriekosten in Höhe von 1500 €/kWh angenommen. Deutlich wird, dass diese in Mehrfamilienhäusern, unter den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen und Kosten, in Verbindung mit einer PV-Anlage und allein zur Eigenbedarfsdeckung noch nicht wirtschaftlich darstellbar sind.

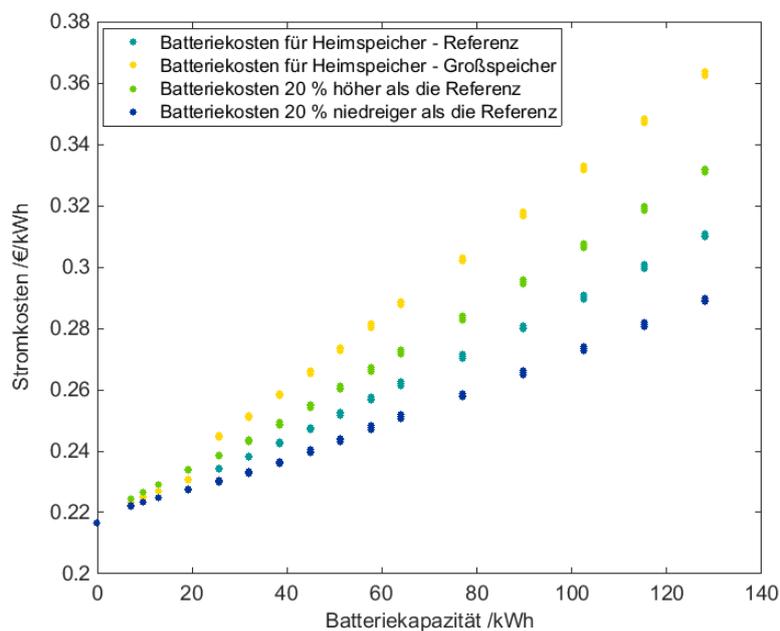


Abbildung 14: Gesamte Stromkosten in €/kWh für die gesamte genutzte Energie im Mehrfamilienhaus in Abhängigkeit der Batteriekapazität in kWh - Variation der Batteriekosten

4 Zusammenfassung

Im Rahmen dieses Beitrags konnte gezeigt werden, dass ein Einsatz von PV-Speicheranlagen auch in Mehrfamilienhäusern wirtschaftlich sein kann und was dafür bei der Planung und Dimensionierung berücksichtigt werden muss. Während vor allem der Einfluss der Investitionskosten für den Speicher sowie der gesetzlichen Rahmenbedingungen in Form des EEGs sehr hoch ist, haben die maximal erlaubten C-Raten eher einen geringeren Einfluss auf die Gesamtstromkosten. Nicht zu vernachlässigen ist zudem die Alterung, welche einen direkten Einfluss darauf hat wie groß die Batteriekapazität über die Jahre hinweg tatsächlich ausfällt. Diese hat wiederum eine direkte Auswirkung auf den Eigenverbrauch und damit wiederum auf die Wirtschaftlichkeit. Des Weiteren lässt sich durch die Betrachtung der Alterung herausfinden, ob die Batterie die geplante Lebensdauer überhaupt erreicht oder die

nötige Zyklusfestigkeit evtl. sogar zu hoch angesetzt wurde und es möglich wäre, eine günstigere Batterie mit einer reduzierten Zyklusfestigkeit zu wählen.

Es konnte gezeigt werden, dass es PV-Speichersysteme gibt, deren gesamte Stromkosten unter den gegebenen Rahmenbedingungen unter den externen Stromkosten liegen. Inwiefern die Differenz zwischen den externen Strombezugskosten und den durch das PV-Speichersystem anfallenden Kosten ausreicht, um einen Investor zu finden, müsste in einem weiteren Schritt untersucht werden. Deutlich wird, dass vor allem eine weitere Kostensenkung bei den Batteriekosten als auch eine Änderung der politischen Rahmenbedingung hin zu einer Senkung der Abgaben auf eigenverbrauchten Strom sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken würde.

Quellen:

- [1] O. Wollersheim und A. Gutsch, „Transparenz ist gefragt“, *Pv-Mag.*, Juni 2015.
- [2] BSW-Solar, „Photovoltaik Preismonitor“. Nov-2014.
- [3] European Commission, „Database - Eurostat“, *eurostat*, 12-Jan-2016. [Online]. Verfügbar unter: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>. [Zugegriffen: 14-Jan-2016].
- [4] M. Meyer, „PV-Geschäftsmodelle im Überblick“. Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 30-Jan-2015.
- [5] K.-P. Karais, D. Haberschusz, D. Magor, M. Leuthold, J. Badeda, und D. U. Sauer, „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher Jahresbericht 2015“, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2015.
- [6] H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“, Fraunhofer ISE, Freiburg, Dez. 2015.
- [7] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur - PV-Datenmeldungen und EEG-Vergütungssätze“, *Datenmeldungen und EEG-Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen*, Dez-2015. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText4. [Zugegriffen: 14-Jan-2016].
- [8] M. Fuhs, „KIT-Test: Manche Batteriezellen halten fünfmal länger als andere“, *pv magazine*, 06-März-2015. [Online]. Verfügbar unter: http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/kit-test--manche-batteriezellen-halten-fnfmal-lnger-als-andere_100018488/. [Zugegriffen: 14-Jan-2016].
- [9] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, und V. Quaschnig, *Solarspeicherstudie: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. Berlin: BWV Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015.
- [10] M. Ziegler, „PV-Preisindex - Aktuelle Preise von schlüsselfertigen Photovoltaikanlagen“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.photovoltaik-guide.de/pv-preisindex>. [Zugegriffen: 16-Jan-2016].
- [11] S. Ried, M. Reuter, P. Jochem, und W. Fichtner, „Zur Berücksichtigung von Batteriespeichern in Dimensionierungsmodellen für dezentrale Energiesysteme“, in *Einsatz von OR-Verfahren zur Analyse von Fragestellungen im Energie- und Umweltbereich*, Heidelberg, 2016.
- [12] A. Gutsch, N. Munzke, K. Stella, und O. Wollersheim, „Stationäre Energiespeicher in Verbindung mit Elektromobilität“, in *Handbuch Elektromobilität 2013: Grenzenlos mobil mit Batterie und Brennstoffzellen*, 1., 1. Auflage 2013., Frankfurt am Main | Berlin: EW Medien und Kongresse, 2013, S. 89 – 111.

[13]J. Weniger, T. Tjaden, und V. Quaschnig, „Solare Unabhängigkeitserklärung“, *Volker Quaschnig - Erneuerbare Energien Klimaschutz*, Bd. Photovoltaik, S. 50–54, Okt. 2012.