WIRTSCHAFTLICHKEITSBEWERTUNG UND METHODEN ZUR OPTIMALEN DIMENSIONIERUNG VON PV-ANLAGEN UND SPEICHERSYSTEMEN IN MEHRPARTEIENHÄUSERN

Bernadette FINA*, Andreas FLEISCHHACKER, Hans AUER, Georg LETTNER

Bernadette Fina: AIT (Austrian Institute of Technology)/ EEG (Energy Economics Group, TU Wien), Giefinggasse 2, 1210 Wien, 0664/ 88390046, Bernadette.Fina@ait.ac.at

Andreas Fleischhacker: EEG (Energy Economics Group), Institute for Energy Systems and Electrical Drives, TU Wien, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, fleischhacker@eeg.tuwien.ac.at

Hans Auer: EEG (Energy Economics Group), Institute for Energy Systems and Electrical Drives, TU Wien, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, auer@eeg.tuwien.ac.at

Georg Lettner: EEG (Energy Economics Group), Institute for Energy Systems and Electrical Drives, TU Wien, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, lettner@eeg.tuwien.ac.at

Kurzfassung:

In dieser Studie wird die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen sowie deren Kombination mit Speichersystemen in Mehrparteienhäusern auf Basis der im Juli 2017 in Österreich in Kraft getretenen Gesetzesnovellierung untersucht. Hierfür wird ein Optimierungsmodell entwickelt, wobei zur optimalen Dimensionierung von Photovoltaik (PV) Anlagen und Speichersystemen ein Multi-Kriterien-Optimierungsansatz herangezogen wird. Dieser ermöglicht es kontroverse Endkundenziele, die von einer Minimierung der jährlichen Stromkosten bis hin zu einer Maximierung des Eigenverbrauchs reichen können, zu berücksichtigen. Es wird sowohl auf Basis der Gesamtlast des Gebäudes (dynamische Zuordnung des PV-Stroms) als auch auf Basis der Einzellastprofile (statische Zuordnung des PV-Stroms) optimiert. Nachdem die Multi-Kriterien Optimierung im Falle kleiner Anlagen- und Systemgrößen jedoch Defizite aufweist, wird in einem zweiten Optimierungsansatz ein reines Kostenminimierungsproblem gelöst, wobei das zweite Endkundenziel der Eigenverbrauchsmaximierung durch Limitierung des möglichen Netzbezugs (sprich Vorgabe der zu erreichenden Eigenverbrauchsrate) berücksichtigt wird. Ein Vergleich der Ergebnisse beider Methoden zeigt, dass kleine Anlagengrößen keine Wirtschaftlichkeit erreichen können, was auf den hohen Fixkostenanteil der Installation zurückzuführen ist. Dies führt im Falle des Multi-Kriterien-Ansatzes dazu, dass erst Anlagengrößen ab einem Eigenverbrauchsanteil von ungefähr 20% berücksichtigt werden. Die Ergebnisse zeigen weiters, dass das sogenannte Mieterstrommodell in Österreich derzeit an der Grenze zur Profitabilität liegt. Für den Fall der dynamischen Zuteilung des PV-Stroms auf die einzelnen Haushalte können Synergieeffekte zwischen unterschiedlichen Haushaltslastprofilen berücksichtigt werden, was dazu führt, dass die jährlichen Stromkosten in geringem Maße reduziert werden können. Im Fall der statischen Zuordnung des PV-Stroms bleiben Synergieeffekte ungenutzt, weshalb keine Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann. Werden PV-Anlagen und Energiespeicher in Kombination implementiert, kann selbst bei Wirtschaftlichkeit dvnamischer Zuordnung des **Stroms** keine erreicht Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit steigt, sobald die Speicherkosten reduziert werden. Selbst jedoch bei einer Reduktion der spezifischen Speicherkosten von 1000€/kWh auf 500€/kWh ist in Österreich aufgrund der niedrigen mengenabhängigen Endkundenstrompreise keine Stromkostenreduktion möglich.

Keywords: Photovoltaik, Speicher, Optimierungsmodell, Wirtschaftlichkeitsanalyse

1 Einleitung

Die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen ist in den letzten Jahren stark gestiegen, was dazu führt, dass diese Art der sauberen Energiegewinnung immer weiter in den Fokus der Gesellschaft rückt. Bis vor kurzem war die Eigenerzeugung und -nutzung von PV-Strom im Haushaltssektor in Österreich vorrangig Einfamilienhausbesitzern vorbehalten. Mit der seit Mitte des Jahres 2017 rechtlich geltenden Gesetzesnovellierung ist die Nutzung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen unter Verwendung bestehender Leitungsinfrastruktur auch in Mehrfamilienhäusern möglich. Dies wirft die Frage auf, inwieweit die jährlichen Stromkosten der Haushalte durch Installation einer ungeförderten, auf die Bedürfnisse der Endverbraucher ausgelegten, also optimal dimensionierten PV-Anlage (und gegebenenfalls eines Energiespeichers) positiv beeinflusst werden können. Die Bedürfnisse der Endkunden können hierbei von einer Minimierung der jährlichen Stromkosten bis hin zu einer Maximierung des Eigenverbrauchs reichen, was es erforderlich macht, geeignete Optimierungsmodelle zu entwickeln, um solch unterschiedliche Ziele abbilden zu können. In dieser Studie werden Methoden zur optimalen Dimensionierung von PV-Anlagen und Speichersystemen bei unterschiedlichen Endkundenzielen, die von einer Minimierung der jährlichen Stromkosten bis hin zur Maximierung des Eigenverbrauchs reichen, vorgestellt: Hierfür kommt ein Multi-Kriterien-Optimierungsansatz zum Einsatz, der es ermöglicht, solch gegensätzliche Zielfunktionen durch entsprechende Gewichtung innerhalb einer Zielfunktion zu vereinen. Die Multi-Kriterien-Optimierung wird sowohl für das Gebäude als Gesamtlast als auch für Betrachtung der Einzellastprofile durchgeführt. Im Vergleich zur Multi-Kriterien- Analyse werden PV- und Speicherkapazitäten durch Lösung eines Kostenminimierungsproblems bestimmt, wobei das konträre Ziel der Eigenverbrauchsmaximierung durch explizite Vorgabe der Eigenverbrauchsrate als Nebenbedingung berücksichtigt wird. Mittels der errechneten optimalen Anlagengrößen kann eine Wirtschaftlichkeitsbewertung (basierend auf kurzfristiger Betriebsoptimierung) von gemeinschaftlich genutzten PV-Anlagen und Speichersystemen im mehrgeschossigen Wohnbau für Österreich durchgeführt werden. Dabei werden die jährlichen Stromkosten des gesamten Gebäudes bzw. der einzelnen Wohnparteien mittels Annuitätenmethode bestimmt und den ursprünglichen Stromkosten gegenübergestellt.

Kapitel 2 gibt einen kurzen Überblick über die letzten Entwicklungen hinsichtlich der gemeinschaftlichen Nutzung von erneuerbaren Energiekonzepten. In Kapitel 3 werden Modell und Methode im Detail beschrieben. Kapitel 4 dient zur Erläuterung und Diskussion der Ergebnisse. Die Schlussfolgerungen sowie ein kurzer Überblick über zukünftige Forschungsfragen finden sich in Kapitel 5.

2 State of the Art

Aufgrund umfassender Bemühungen, den Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung zu erhöhen, beginnt sich das Energiesystem von seiner zentralen Struktur mit großen Kraftwerkseinheiten hin zu einem System mit vielen kleinen, dezentralen Einheiten zu wandeln. Ein erfolgserprobtes Konzept zur Integration von dezentralen (erneuerbaren) Erzeugungseinheiten ist das Microgrid [1]. Dadurch ergeben sich viele Anwendungsbereiche: Erneuerbare Energieerzeugungseinheiten können in Städten integriert werden, in Entwicklungsländern, wie z.B. Indien, kann die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern vermindert [18,20] und die Elektrifizierung von abgelegenen Gegenden forciert werden [6]. Obwohl das Konzept des Microgrid hauptsächlich in geographischen Nahebereichen zur

Anwendung kommt, ist es auch auf einzelne Gebäude anwendbar [5]. Bisher beschränken sich Studien hauptsächlich auf Gewerbebauten: Im Jahr 2008 wird beispielsweise ein Optimierungsmodell für ein optimales Microgrid-Design für Gewerbebauten publiziert [13]. Aktuellere Studien konzentrieren sich auf heuristische Betriebsstrategien [10] oder stellen ein effizientes Energiemanagementsystem, basierend auf der Spieltheorie nach Stackelberg, für gewerbliche Gebäude vor [11]. Theoretisch steht einer weiteren Verbreitung von erneuerbaren Energiekonzepten in Gebäuden nichts im Wege; In der Praxis jedoch stellen oftmals regulatorische Vorschriften – besonders im privaten Bereich - einen Hinderungsgrund dar, weshalb sich die Anzahl an wissenschaftlichen Studien zu Microgrids im privaten Bereich stark in Grenzen hält.

Erneuerbare Energieerzeugung aus Photovoltaikanlagen hat im Gebäudesektor in den letzten Jahren stets an Bedeutung gewonnen, da ein Teil der Last mit Strom aus der PV-Anlage gedeckt werden kann [2,19]. Diese Form der erneuerbaren Energieerzeugung birgt somit besonders in Städten großes Potenzial [3,16]. Aktuelle Forschungsarbeiten beschäftigen sich hauptsächlich mit PV-Nutzung in Bürogebäuden und Gewerbebauten [14,15] sowie in Einfamilienhäusern [4,7,9]. Deutschland unternimmt derzeit die größten Anstrengungen Photovoltaikanwendungen auch im Privatgebäudebereich stärker zu nutzen. Ein bereits in einigen Projekten [21] erfolgreich umgesetztes Konzept ist das Mieterstrommodell. Dieses ermöglicht es Mietern und Eigentümergemeinschaften selbst produzierten Strom einer gemeinschaftlichen PV-Anlage zu nutzen.

Mit der im Juli 2017 in Kraft getretenen Gesetzesänderung ist es nun auch in Österreich möglich, gemeinschaftliche Strom- und Wärmekonzepte in Mehrparteienhäusern zu implementieren. Während es in Deutschland aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen für Vermieter oder Eigentümergemeinschaften jedoch nahezu unmöglich ist, selbst PV-Anlagen zu errichten, da sie in diesem Falle die rechtliche Position eines Energieversorgers einnehmen würden, gibt es in Österreich diesbezüglich keine Hindernisse. Aufgrund der Neuheit dieser Thematik und den bisher weltweit spärlichen Erfahrungswerten über die gemeinschaftliche Nutzung von PV-Anlagen im privaten Bereich gibt es bisher keine Studien, die die Wirtschaftlichkeit von gemeinschaftlich genutzten und für unterschiedliche Endkundenziele optimal dimensionierten PV-Anlagen untersuchen. Aus diesem Grund zielt diese Studie darauf ab, diese Lücke zu schließen. Zusätzlich wird das Konzept der gemeinschaftlich genutzen PV-Anlage auch auf einen Energiespeicher ausgeweitet, der es vermag die Eigenverbrauchsrate zu erhöhen sowie die Versorgungs- und Lastdifferenzen, verursacht durch Tageszeit und Wetterbedingungen, zu einem gewissen Grad auszugleichen [8,17].

3 Modell und Methode

Sämtlichen Analysen ist ein fiktives Mehrparteienhaus mit zehn Wohnparteien zugrunde gelegt. Den einzelnen Haushalten sind unterschiedliche, in 15-Minuten-Intervallen gemessene reale Lastprofile zugeordnet. Die zehn Wohnparteien werden mit Top 1-10 bezeichnet, wobei Top 1 das kleinste Lastprofil zugeordnet wird und Top 10 das größte.

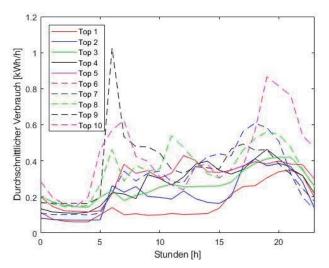


Abbildung 1: Durchschnittsverbrauch einzelner Wohnparteien

Das Modell geht davon aus, dass die PV-Anlage, deren Größe im Zuge der kurzfristigen Betriebsoptimierung bestimmt wird, optimal Richtung Süden mit einem Neigungswinkel von ausgerichtet Dementist. sprechend wird die Sonneneinstrahlung in 15-Minuten-Intervallen für ein Jahr bestimmt. Die optimale Größe der PV-Anlage sowie iene des Energiespeichers einerseits von den unterschiedlichen Endkundenzielen (jährliche Stromhin kostenminimierung bis

Eigenverbrauchsmaximierung) abhängig, andererseits werden die

optimalen Systemgrößen durch die Betrachtung des Mehrparteienhauses beeinflusst (Gebäude als Gesamtlast – dynamische Stromzuordnung vs. Betrachtung individueller Lastprofile – statische Stromzuordnung).

Das Optimierungsmodell wird in Matlab erstellt, wobei Yalmip [12] als Optimierungstool und Gurobi als Solver herangezogen wird.

Methodisch sollen zwei Fälle erläutert werden:

- Optimale Dimensionierung von PV-Anlagen (und Speichersystemen) unter Betrachtung des Mehrparteienhauses als Gesamtlast
- 2. Optimale Dimensionierung von PV-Anlagen unter Betrachtung der Wohnparteien als individuelle Einheiten

3.1 Optimale Dimensionierung von PV-Anlagen und Speichersystemen - Mehrparteienhaus als Gesamtlast

Die Optimierung für PV-Anlagen wird basierend auf fünf Optimierungsvariablen durchgeführt:

 P_{peak} Installierte Spitzenleistung der PV-Anlage in kW_p $e_{pv2load}$ Energiefluss von PV-Anlage zur Last in kWh

e_{pv2grid} Energiefluss von PV-Anlage ins öffentliche Netz in kWh

 e_{grid} Energiebezug vom öffentlichen Netz in kWh b_{pv} Binäre Variable über Existenz der PV-Anlage

Für den Fall der Berücksichtigung eines Speichers müssen zusätzliche Optimierungsvariablen eingeführt werden:

SoC Ladezustand des Energiespeichers in kWh

SoC_{max} Maximale Speicherkapazität in kWh

e_{in} In den Speicher eingespeicherte Energiemenge in kWh
 e_{out} Aus dem Speicher entnommene Energiemenge in kWh

Energieflüsse und der Ladezustand des Energiespeichers sind wiederum in 15-Minuten-Intervallen aufgelöst. Die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems können folgendermaßen zusammengefasst werden:

Die Last muss zu jedem Zeitpunkt vollständig gedeckt werden; Die von der PV-Anlage erzeugte Energie muss entweder verbraucht, ins Netz eingespeist (oder in den Speicher eingespeichert werden). Zusätzlich müssen sämtliche Nichtnegativitätsbedingungen erfüllt werden. Der Energiespeicher ist als Jahresspeicher modelliert, was bedeutet, dass der Ladezustand am Anfang und Ende des Jahres also 0 vordefiniert wird. Der Ladezustand des Speichers ergibt sich zu jedem Zeitpunkt aus dem Ladezustand des vorherigen Zeitpunktes zuzüglich Einspeicherung und abzüglich Ausspeicherung im aktuellen Zeitpunkt unter Berücksichtigung von Wirkungsgraden.

3.1.1 Optimierungsziel Kostenminimierung

Das Ziel der jährlichen Stromkostenminimierung kann als Funktion geschrieben werden, die die Summe der jährlich auftretenden Kostenkomponenten minimiert:

$$EC_{min} = min \sum_{t=0}^{N} C_{var}(t) + C_{pv_var} + C_{pv_fix} + C_{other} (+ C_{storage}),$$

wobei N die Anzahl der Zeitschritte (N=35040) darstellt. Die variablen Kosten ($C_{var} = e_{grid}(t)^* c_{var_elec}$ - $e_{pv2grid}(t)^* p_{feedin}$) werden aus mengenabhängigen Kosten durch Netzbezug abzüglich der Erlöse, die durch PV-Einspeisung ins Netz lukriert werden können, bestimmt. Der zweite Kostenterm ($C_{pv_var} = (i_{0pv}^* \alpha_{pv} + c_{clean})^* P_{peak}$), abhängig von der installierten PV-Kapazität, setzt sich aus Annuitäten der ursprünglichen Investitionskosten sowie den Reinigungskosten zusammen. Die jährlichen Fixkosten der PV-Anlage ($C_{pv_fix} = b_{pv}^* (c_{op} + c_{ins} + \alpha_{pv}^* c_{fix_pv})$) ergeben sich aus Betriebskosten, Kosten für Versicherung und der Annuität für die Fixkosten der Installation. Unter sonstige Kosten (C_{other}) fallen die Fixkosten der Stromrechnung, die für jede Wohnpartei Berücksichtigung finden müssen.

Wird ein Energiespeicher berücksichtigt, muss ein zusätzlicher Kostenterm berücksichtigt werden, der die Annuität der Investitionskosten des Speichers beschreibt $(C_{storage} = \alpha_{storage} * i_{0storage} * SoC_{max})$.

3.1.2 Optimierungsziel Eigenverbrauchsmaximierung

Das Ziel der Eigenverbrauchsmaximierung kann durch die Minimierung des Netzbezugs ausgedrückt werden und kann sowohl für den Fall der Modellierung mit als auch ohne Energiespeicher folgendermaßen geschrieben werden:

$$SC_{max} = GC_{min} = min \sum_{t=0}^{N} e_{grid}(t)$$

3.1.3 Methoden zur Kombination unterschiedlicher Endkundenziele

Um die in Kapitel 3.1.1 und 3.1.2 erläuterten gegensätzlichen Optimierungsziele zu kombinieren, werden in weiterer Folge zwei Methoden vorgestellt:

Multi-Kriterien Optimierung:

Die Multi-Kriterien-Optimierung erlaubt die Kombination unterschiedlicher Zielfunktionen durch Gewichtung der einzelnen Terme Mithilfe der Faktoren ß und (1-ß) welche in Summe 1

ergeben müssen, werden die gegensätzlichen Zielfunktionen der Kostenminimierung und der Eigenverbrauchsmaximierung gewichtet. Die beiden Zielfunktionen müssen auf das jeweilige Optimierungsergebnis der durchgeführten Einzeloptimierungen (beschrieben in Kapitel 3.1.1 und Kapitel 3.1.2) normiert werden.

$$MO_{min} = min \left\{ \beta * \frac{EC_{min}}{Result_{EC_{min}}} + (1 - \beta) * \frac{SC_{max}}{Result_{SC_{max}}} \right\}$$

Nachdem die Multi-Kriterien-Optimierung im Falle kleiner Anlagengrößen Performance-Defizite aufweist, soll auch eine andere Form der Kombination konträrer Optimierungsziele untersucht werden:

Kostenminimierung mit Eigenverbrauchsvorgabe:

In diesem Fall wird das Optimierungsproblem nach der Kostenminimierungs-Zielfunktion, erläutert in Kapitel 3.1.1, gelöst. Die Kombination mit dem konträren Endkundenziel der Eigenverbrauchsmaximierung erfolgt durch explizite Vorgabe der Eigenverbrauchsrate bzw. des erlaubten Netzbezugs. Auf diese Weise ist es möglich, auch kleinere Anlagengrößen in die Betrachtung miteinzubeziehen.

3.2 Optimale Dimensionierung von PV-Anlagen – Individuelle Wohnparteien

Im Falle der individuellen Betrachtung der einzelnen Wohnparteien (statische Zuordnung des PV Stroms) bleiben Nebenbedingungen, Zielfunktionen, Optimierungsvariablen und Berechnungen grundsätzlich gleich; Was sich jedoch verändert, sind die Dimensionen der Optimierungsvariablen, da nun nicht mehr das Gebäude als Gesamtlast (Summenlastprofil der einzelnen Wohnparteien), sondern individuelle Lastprofile der Wohnparteien betrachtet werden. Die ursprünglichen Energieflussvektoren (e_{grid} , $e_{pv2grid}$, $e_{pv2load}$, e_{in} , e_{out} , SoC) werden zu Matrizen aufgespannt und die bisherigen Skalare der installierten PV- und Speicherkapazitäten (P_{peak} , SoC_{max}) werden zu Vektoren mit einer Länge, die der Anzahl der Wohnparteien entspricht. Die Zielfunktionen der Kostenminimierung und der Eigenverbrauchsmaximierung ändern sich somit wie folgt:

$$EC_{min} = min \sum_{j=1}^{X} \sum_{t=0}^{N} (C_{var}(t,j)) + C_{pv_var}(j) + C_{pv_fix}(j) + C_{other}(j)$$

$$SC_{max} = GC_{min} = min \sum_{j=1}^{X} \sum_{t=0}^{N} e_{grid}(t,j),$$

wobei X die Anzahl der Wohnparteien darstellt.

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel sollen die Unterschiede in den Ergebnissen der in Kapitel 3 erläuterten Fallstudien und Methoden dargestellt und diskutiert werden. Es ist zu beachten, dass die maximal mögliche Spitzenleistung der PV-Anlage auf 21kWp und die maximale Speicherkapazität auf 100kWh begrenzt ist.

4.1 Gebäude als Gesamtlast vs. Individuelle Wohnparteien

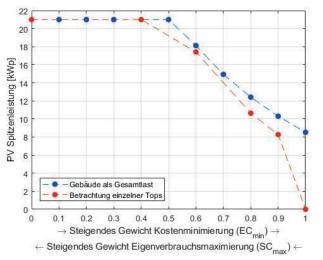


Abbildung 2: Installierte PV-Spitzenleistung; Gebäude als Gesamtlast versus individuelle Wohnparteien

Die Ergebnisse der Multi-Kriterien-Analyse zeigen, dass die optimale Dimensionierung von PV-Anlagen auf Basis der Gesamtlast des Gebäudes (dynamische Zuordnung des erzeugten Stroms) im Vergleich zur Berechnung mit Einzellastprofilen (statische Zuordnung des erzeugten Stroms) erhebliche Unterschiede aufweist, wie in Abbildung 2 deutlich wird. Die optimal installierte PV-Leistung ist bei dynamischer Zuordnung des Stroms stets größer als bei statischer Zuordnung. Dies liegt daran, dass im Falle dynamischer Stromzuordnung

Synergieeffekte zwischen den Lastgängen der einzelnen Wohnparteien ausgenutzt werden können. Für den Fall der Gewichtung des Kostenminimierungsziels mit 1 (d.h. Eigenverbrauchsmaximierung ist mit 0 gewichtet) werden die Synergieeffekte besonders deutlich: Bei Betrachtung des Gebäudes als Gesamtlast lässt sich eine geringe Wirtschaftlichkeit erzielen, während die Betrachtung nach einzelnen Wohnparteien nicht profitabel ist und somit keine PV-Anlage installiert wird.

Nachdem die Synergieeffekte deutlich zeigen, dass das Geschäftsmodell der dynamischen Zuordnung jenem der statischen Zuordnung hinsichtlich Profitabilität deutlich überlegen ist, werden die Berechnungen für die Kombination aus PV-Anlage und Speicher ausschließlich für den Fall des Gebäudes als Gesamtlast (dynamische Stromzuordnung) durchgeführt.

4.2 Gebäude als Gesamtlast – PV und Speicher

Abbildung 3 zeigt die optimal installierte PV-Spitzenleistung für Szenarien mit und ohne

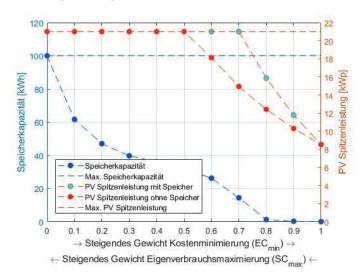


Abbildung 3: Optimale PV-Spitzenleistung im Vergleich sowie Speicherkapazität für Investitionskosten von 1000€/kWh

Berücksichtigung eines Energiespeichers sowie die optimale Speicherkapazität bei augenblicklichen Speicherkosten von 1000€/kWh. Die optimal installierte PV-Spitzenleistung in Kombination Batteriespeicher mit einem deutlich höher als jene bei alleiniger Installation einer PV-Anlage. Dies ist damit zu begründen, dass der nicht sofort genutzte PV-Strom bei Vorhandensein eines Speichers eingespeichert werden kann, während er andernfalls gegen eine geringe Vergütung in der Höhe des Großhandelspreises (0,03€/kWh) ins öffentliche Netz gespeist werden müsste.

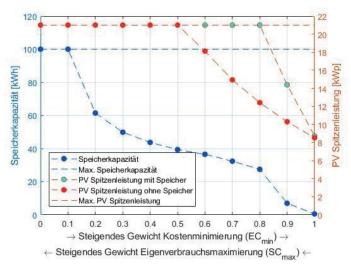


Abbildung 4: Optimale PV Spitzenleistung im Vergleich sowie optimale Speicherkapazität für Investitionskosten von 500€/kWh

Abbildung 4 zeigt abermals einen Vergleich der optimalen PV-Anlagengrößen sowie die optimal installierte Speicherkapazität Speicherkosten von 500€/kWh. Im direkten Vergleich zu Abbildung 3 festgestellt werden, sowohl die optimale Spitzenleistung als auch die optimale Speicherkapazität größer ausgelegt werden. Je geringer die spezifischen Investitionskosten sind. wirtschaftlicher wird der Ausbau der Technologien. jeweiligen

Die entsprechenden jährlichen Stromkosten des gesamten Gebäudes sind in Abbildung 5 zusammengefasst. Hier wird deutlich, dass lediglich die kostenminimal-optimale Auslegung

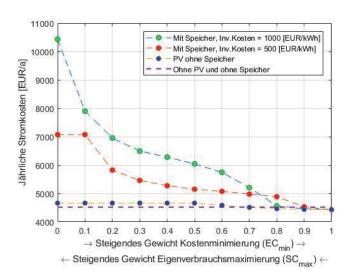


Abbildung 5: Jährliche Stromkosten des Gebäudes als Gesamtlast

(das Kostenminimierungsziel hat das Gewicht das Ziel Eigenverbrauchsmaximierung hat das Gewicht 0) der PV-Anlage alleine Speicher) ein geringes Kosteneinsparungspotenzial mit sich bringt. Abbildungen 3-5 zeigen, dass absoluter Falle des Ziels Kostenminimierung kein Energiespeicher installiert wird. Dies bedeutet, dass bei österreichischen Endkundenstrompreisen (niedriger mengenspezifischer Anteil von 14,8c/kWh) selbst bei spezifischen Speicherkosten 500€/kWh keine Reduktion der

jährlichen Stromkosten durch zusätzliche Installation eines Energiespeichers möglich ist.

Die Stromkostendifferenz (herkömmliche Stromkosten ohne PV-Anlage und ohne Speicher abzüglich Stromkosten mit PV-Anlage und mit Speicher), dargestellt in Abbildung 6, zeigt, dass sich die zum jetzigen Zeitpunkt anfallenden Mehrkosten für mittlere Eigenverbrauchsraten als gering erweisen, da beachtet werden muss, dass die dargestellten Zusatzkosten anteilsmäßig auf 10 Wohnparteien aufzuteilen sind.

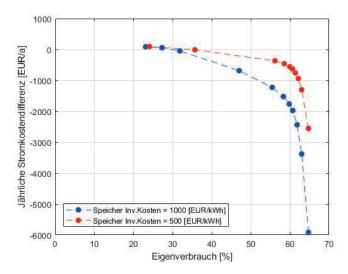


Abbildung 6: Jährliche Stromkostendifferenz zwischen herkömmlichen Stromkosten und Stromkosten bei Installation von PV-Anlage und Speicher

4.3 Kostenminimierung mit expliziter Eigenverbrauchsvorgabe

Dieses Kapitel soll abschließend die Ergebnisse der Kostenminimierung mit expliziter Eigenverbrauchsvorgabe veranschaulichen, da die Multi-Kriterien Analyse Defizite im Bereich kleiner Anlagengrößen aufweist.

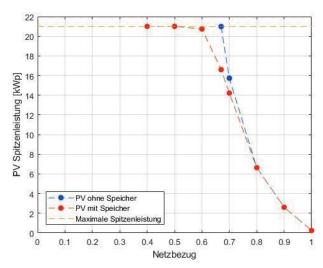


Abbildung 7: Installierte PV Spitzenleistung über Netzbezug

In Abbildung 7 ist die optimale PV-Anlagengröße mit und ohne Berücksichtigung eines Energiespeichers dargestellt, während Abbildung 8 zugehörigen jährlichen Stromkosten zeigt. Bei alleiniger Installation einer PV-Anlage ist es lediglich möglich Eigenverbrauchsanteil einen minus Netzbezug) von etwas über 30% zu erreichen. Die maximal mögliche PV-Leistung ist mit 21kWp (begrenzte Dachfläche) weshalb die PV-Anlage zur Erhöhung Eigenverbrauchsanteils nicht

beliebig weit ausgebaut werden kann. Durch die Kombination mit einem Energiespeicher kann der Eigenverbrauchsanteil deutlich erhöht werden. Die PV-Anlage ist ab einem Eigenverbrauchsgrad von ungefähr 40% (Netzbezug 0.6) voll ausgebaut; Höhere Eigenverbrauchsgrade (>40%) können durch den Einsatz eines Energiespeichers erreicht werden.

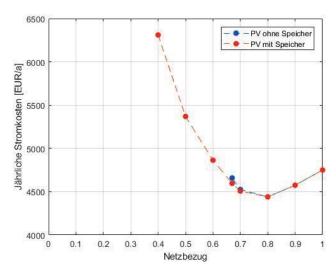


Abbildung 8: Jährliche Stromkosten über Netzbezug

In Abbildung 8 ist zu erkennen, dass sehr geringe Eigenverbrauchsgrade von 0%-10% (Netzbezug von 0.9-1) zu höheren Kosten führen, als höhere Eigenverbrauchsgrade von ungefähr 20%-30% (Netzbezug von 0.7-0.8). ist mit dem Fixkostenanteil der Installation zu bearünden. der besonders kleinen Systemgrößen stärker ins Gewicht fällt. Bei höheren Eigenverbrauchsanteilen (geringerer Netzbezug) ist der Kostenanstieg mit steigenden PV-Speicherund kapazitäten zu begründen,

aufgrund der expliziten Vorgabe des Eigenverbrauchs notwendig werden.

5 Schlussfolgerungen

Ergebnissen der Unterschiede in den Multi-Kriterien-Optimierung Kostenminimierung mit expliziter Eigenverbrauchsvorgabe haben deutlich gezeigt, dass besonders kleine Anlagengrößen aufgrund des hohen Fixkostenanteils nicht wirtschaftlich sind, was dazu führt, dass diese bei der Multi-Kriterien-Analyse keine Beachtung finden. Die unterschiedlichen Fallstudien zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen und Speichersystemen auch in Zukunft stark davon abhängen wird, welche Geschäftsmodelle (statische oder dynamische Zuordnung des PV-Stroms) zur Anwendung kommen. Es wird erforderlich sein, hauptsächlich Geschäftsmodelle auf Basis einer dynamischen Stromzuordnung zu entwickeln, um das Konzept des Mieterstrommodells bzw. einer gemeinschaftlichen Anlagennutzung attraktiv zu gestalten. Gleichzeitig ist jedoch zu beachten, dass Abrechnungsmodelle für die Endkunden trotz dynamischer Stromzuordnung übersichtlich und verständlich bleiben müssen. Ein weiterer Schritt wird sein, das Konzept der gemeinschaftlichen Anlagennutzung von einem Gebäude auf benachbarte Gebäude auszuweiten. Des Weiteren müssen Überlegungen hinsichtlich der Integration von Elektrofahrzeugladestationen einbezogen werden.

6 Literaturverzeichnis

- 1. Asmus P: Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future. The Electricity Journal 2010; 23: 72-82
- 2. Biyik E, Araz M, Hepbasli A et al.: A key review of building integrated photovoltaic (BIPV) systems. Engineering Science and Technology, an International Journal 2017; 20: 833-858
- 3. Campos P, Troncoso L, Lund PD, Cuevas C, Fissore A, Garcia R: Potential of distributed photovoltaics in urban Chile. Solar Energy 2016; 135: 43-49
- Castillo-Cagigal M, Caamaño-Martín E, Matallanas E et al.: PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector. Solar Energy 2011; 85: 2338-2348
- 5. Comodi G, Giantomassi A, Severini M et al.: Multi-apartment residential microgrid with electrical and thermal storage devices. Experimental analysis and simulation of energy management strategies. Applied Energy 2015; 137: 854-866
- Gandini D, Almeida AT de: Direct current microgrids based on solar power systems and storage optimization, as a tool for cost-effective rural electrification. Renewable Energy 2017; 111: 275-283
- 7. Hoppmann J, Volland J, Schmidt TS, Hoffmann VH: The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems A review and a simulation model. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2014; 39: 1101-1118
- 8. Khaparde SA, Mukerjee A: Infrastructure for sustainable renewable energy in India: A case study of solar PV installation. In: 2008 IEEE Power & Energy Society general meeting. Pittsburgh, PA, 20 24 July 2008. IEEE, Piscataway, NJ 2008, 1-7
- 9. Lang T, Gloerfeld E, Girod B: Don't just follow the sun A global assessment of economic performance for residential building photovoltaics. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2015; 42: 932-951
- Liu N, Chen Q, Liu J et al.: A Heuristic Operation Strategy for Commercial Building Microgrids Containing EVs and PV System. IEEE Trans. Ind. Electron. 2015; 62: 2560-2570
- 11. Liu N, Yu X, Wang C, Wang J: Energy Sharing Management for Microgrids With PV Prosumers. A Stackelberg Game Approach. IEEE Trans. Ind. Inf. 2017; 13: 1088-1098
- 12. Löfberg J: Yalmip. https://yalmip.github.io/
- 13. Marnay C, Venkataramanan G, Stadler M, Siddiqui AS, Firestone R, Chandran B: Optimal Technology Selection and Operation of Commercial-Building Microgrids. IEEE Trans. Power Syst. 2008; 23: 975-982
- 14. Martín-Chivelet N, Montero-Gómez D: Optimizing photovoltaic self-consumption in office buildings. Energy and Buildings 2017; 150: 71-80
- 15. Merei G, Moshövel J, Magnor D, Sauer DU: Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications. Applied Energy 2016; 168: 171-178

- 16. Miranda RFC, Szklo A, Schaeffer R: Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops. Renewable Energy 2015; 75: 694-713
- 17. Nair N-KC, Garimella N: Battery energy storage systems. Assessment for small-scale renewable energy integration. Energy and Buildings 2010; 42: 2124-2130
- Phurailatpam C, Rajpurohit BS, Wang L: Planning and optimization of autonomous DC microgrids for rural and urban applications in India. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2018; 82: 194-204
- 19. Singh R, Banerjee R: Estimation of rooftop solar photovoltaic potential of a city. Solar Energy 2015; 115: 589-602
- 20. Sivarasu SR, Chandira Sekaran E, Karthik P: Development of renewable energy based microgrid project implementations for residential consumers in India. Scope, challenges and possibilities. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2015; 50: 256-269
- 21. Will H, Zuber F: Geschäftsmodelle mit PV Miterstrom 2016. https://www.pv-mieterstrom.de/wp-content/uploads/2016/11/PV Financing Mieterstrom.pdf