Universität für Bodenkultur Wien

University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna

Photovoltaik-Grundlast-Einspeisung durch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Studiums

Umwelt und Bioressourcenmanagement

eingereicht von

Daniel Schachl

Matr. Nr.: 01340280

Department für Materialwissenschaften und Prozesstechnik

Institut für Verfahrens- und Energietechnik

Betreuer:

Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Tobias Pröll

Wien, Mai, 2020

Vorwort und Danksagung

Meine erste Studienwahl fiel ursprünglich auf technische Physik: Ich wollte mithelfen Photovoltaik und Speichertechnologien zu erforschen und weiterzuentwickeln. Doch dann wurde mir bewusst, dass das Problem nicht an fehlenden Technologien liegt, sondern an der Umsetzung. Daher entschied ich mich mit dem Studium Umwelt- und Bioressourcenmanagement zu der Schnittstelle zwischen Technologie, Wirtschaft und Politik. Die vorliegende Abschlussarbeit trifft genau in dieses Feld.

Große Dankbarkeit geht an meinem Betreuer Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Tobias Pröll, dass er mir dieses Thema ermöglicht hat und mir mit Begeisterung und freundschaftlicher Art mit Rat und Tat zur Seite stand.

Besonderer Dank gilt auch meinen Kommilitonen Norbert Heinrich und Simon Röck, auf deren Masterarbeiten ich aufbauen konnte.

Ebenso möchte ich mich bei der Firma Elektro Frauscher und Christoph Frauscher für die tatkräftige Unterstützung beim Erheben der Realdaten bedanken. Auch den Haushalten, die sich bereiterklärt haben, ihre Daten zur Verfügung zu stellen, gilt meine Dankbarkeit.

Mein größter Dank gilt meinen Eltern Marianne und Herbert, meinem Bruder Tobias und meinen Freund*innen und Kommiliton*innen Peter, Iris, Marie, Lena, Patrick, Christian, Guntram, Hannes, Arnold, Joachim und Ellie für die emotionale Unterstützung und die Hilfe beim Korrekturlesen, vor allem bei den Beistrichen.

Kurzfassung

Ein Wechsel der Energieversorgung von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energien braucht eine Technologie, welche die Volatilität von Sonnen- und Windenergie ausgleichen kann. Lithium-Ionen-Speicher bieten sich an, sind jedoch für individuelle Nutzung von Endverbrauchern derzeit noch zu teuer. Die vorliegende Arbeit untersucht erstens, ob ein Lithium-Ionenspeicher für ländliche Haushalte mit Photovoltaikanlagen (PV) durch gemeinschaftliche Nutzung ökonomisch lukrativer wird. Zweitens wird untersucht, wie hoch eine Förderung sein müsste, um PV-Grundlast-Einspeisung zu ermöglichen. Hierfür wurden 6 Haushalte aus Oberösterreich mit bestehenden PV-Anlagen, mit einer Nennleistung von insgesamt 89,7 kWp, ausgewählt. Von diesen Haushalten wurden die realen Stromproduktions- und Stromverbrauchsdaten in 5-Minuten-Intervallen für das gesamte Jahr 2019 gemessen. Damit wurde für jeden einzelnen der 6 Haushalte jeweils die Speicherkapazität nach dem wirtschaftlichen Optimum, hier definiert als maximal erzielbarer Return on Investment (ROI), ausgelegt. Dann wurden die hierdurch erzielten Gewinne addiert und mit dem Szenario eines gemeinschaftlich genutzten Lithium-Ionen-Speichers verglichen. Für die Berechnung wurden die Einflussgrößen wie folgt angenommen: Ein spezifischer Speicherpreis von 200 €/kWh, ein spezifischer PV-Modulpreis von 1250 €/kWp, Strombezugs- und Einspeisetarif von 19,5 und 5,8 ct/kWh, Kalkulationszeitraum von 20 Jahren und ein Kalkulationszinssatz von 5%. Um die für Grundlast-PV-Einspeisung notwendige Speicherkapazität zu berechnen, wurde die Woche mit der in Summe höchsten Differenz zwischen Produktion und Verbrauch ermittelt. Die mindestens notwendige Speicherkapazität wurde mittels manueller Iteration in einem Simulationsmodell ermittelt. Die notwendige Förderhöhe entspricht dem Betrag, um den die Investitionskosten für den Speicher gesenkt werden müssen, damit der ROI dem des wirtschaftlichen Optimums entspricht. Für die gemeinschaftliche Nutzung ergibt sich bei einem Optimum von 86 kWh, ein ROI von 9,7% und ein Kapitalwert von 12777 €, ohne Berücksichtigung der Förderungen. Bei individueller Nutzung liegt das Optimum in Summe bei 66 kWh und ergibt einen Kapitalwert von -1352 €, ebenfalls ohne Förderung. Folglich kann die Kombination von Photovoltaik und Lithium-Ionen-Speicher durch gemeinschaftliche Nutzung sogar ohne Förderung eine attraktive Investition für Haushalte darstellen. Um in der kritischen Woche die Überschussenergie durchgehend konstant einspeisen zu können, werden 330 kWh Speicherkapazität benötigt. Daraus ergibt sich eine notwendige Förderhöhe von 39128 €, das entspricht einer spezifischen Förderhöhe von 168,65 €/kWh. Das liegt im Bereich der aktuellen Förderungen und somit ist eine PV-Grundlast-Einspeisung durch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften in naher Zukunft umsetzbar. Diese Erkenntnis sollte in Gesetzgebung und Förderdesign einfließen.

Schlagwörter: Photovoltaik, Batteriespeicher, Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft, Grundlast

Abstract

Achieving the energy transition from fossil fuels to renewables will need a technology that can accommodate the volatility of renewables. Lithium-ion storages seem to be a solution but for usage in private households they are still too expensive. Therefore, the present thesis examines the rentability of renewable energy communities and subsidies needed to provide photovoltaic (PV) base load infeed. The calculation is based on real-world data: Measurements of PV production and household electricity consumption were taken at 5-minute intervals throughout the year 2019 of 6 rural households with existing PV power plants of 89,7 kWp total capacity. The economically optimal battery capacity for each household is calculated and the aggregated profit is compared to the total profit of the 6 households that form the energy community. The influencing constants are set as follows: specific storage price of 200 € /kWh, a specific PV module price of 1250 €/kWp, electricity purchase and feed-in tariffs of 19.5 ct and 5.8 ct, calculation period of 20 years and a calculation interest rate of 5%. In order to calculate the storage capacity required for PV base load infeed, the critical week, i.e. the week with the highest total difference between production and consumption, was determined. The minimum required storage capacity was found by manual iteration in a simulation model. The amount of necessary government funding corresponds to the amount by which the costs must be reduced in order to achieve the same Return on Investment (ROI) as in the economic optimum. The resulting optimal storage capacity of the energy community is 98 kWh storage capacity with a ROI of 9.7% and a capital value of 12777 €, without taking subsidies into account. For individual use, also without subsidies, the optimal storage capacity in total is 66 kWh and results in a capital value of -1352 €. Consequently, the combination of photovoltaics and lithium-ion storage within an energy community can be an attractive investment for households even without subsidies. In order to contain base load infeed at a constant rate throughout the critical week, a storage capacity of 330 kWh is required. This results in a necessary government funding of 39128 €, respectively 168.65 € per kWh additional storage capacity. This is within the range of current subsidies and thus a PV base-load infeed by renewable energy communities could be feasible soon. This insight should be incorporated into legislation and funding design.

Keywords: photovoltaics, battery storage, renewable energy community, base load infeed

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 1

2 Literaturüberblick und theoretische Grundlagen 2

2.1 Photovoltaik: Wie Sonne zu Strom wird 2

2.2 Lithium-Ionen-Speicher 4

2.3 Einsparpotential durch Lithium-Ionen-Speicher 5

2.3.1 Eigenverbrauchsoptimierung durch Energiespeicher 5

2.3.2 Wirkungsgrade 6

2.3.3 Wirtschaftlichkeit von Lithium-Ionen-Speichern für Haushalte 7

2.3.4 Kosten von Lithium-Ionen-Speichern 9

2.4 Gemeinschaftliche Nutzung von Lithium-Ionen-Speichern 13

2.5 PV-Grundlast durch Lithium-Ionen-Speicher 15

3 Ziel dieser Diplomarbeit 18

4 Methodik und Datengrundlagen 19

4.1 Realdatenerhebung 19

4.2 Simulation eines Speichermanagementsystems 20

4.3 Dynamische Investitionsrechnung 23

4.4 Gemeinschaftliche Speichernutzung 24

4.5 Optimierung der Speicherkapazität für Grundlasteinspeisung 24

4.6 Ermittlung des benötigten Förderbedarfs 29

5 Ergebnisse 31

5.1 Rentabilität einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft 31

5.1.1 Festgelegte Einflussgrößen 31

5.1.2 Wirtschaftlichkeitsvergleich einzelner Haushalte gegenüber der Gemeinschaft 33

5.1.3 Wirtschaftliche Effekte beim Ausschluss einzelner Haushalte 37

5.2 Grundlast-Einspeisung von PV-Überschussstrom 39
5.2.1 Anpassung der Einflussgrößen 39
5.2.2 Optimale Speicherkapazität für Grundlast-Stromeinspeisung 40
5.2.3 Levelized Cost of Electricity 44
5.2.4 Für Grundlast-Stromeinspeisung benötigter Förderbedarf 46
5.2.5 Förderhöhe in Abhängigkeit des Speicherpreises 50
6 Diskussion 54
7 Schlussfolgerungen und Ausblick 57
8 Abkürzungsverzeichnis 59
9 Literaturverzeichnis 60
10 Abbildungsverzeichnis 63
11 Tabellenverzeichnis 68

1 Einleitung

Obwohl vereinzelte Stimmen aus Politik und Wirtschaft immer noch versuchen zu leugnen, was längst wissenschaftlicher Konsens ist: Die Brisanz der Klimakrise drängt unsere Gesellschaft weg von fossilen Energieträgern hin zu den erneuerbaren Energiequellen Sonne, Wind, Wasser und Biomasse (Hagedorn et al 2019). Was hält die Energiewende auf? Neben politischen Interessenskonflikten bestehen noch technische und wirtschaftliche Hürden, allem voran die Volatilität der Stromerzeugung von Photovoltaik und Windkraftwerken. Energiespeicher für Privathaushalte spielen eine potenzielle Schlüsselrolle zur Problemlösung: Durch private Investition in eine eigene Photovoltaikanlage mit Batteriespeichersystem können Bürger und Bürgerinnen selbst die Energiewende direkt antreiben.
Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit Möglichkeiten, um Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichersystem für Privathaushalte lukrativer zu machen. Dabei wird auf das Potential gemeinschaftlicher Nutzung eines Batteriespeichers in Form einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft besonderes Augenmerk gelegt.

Zudem werden weitere Potentiale, welche eine gemeinschaftliche Nutzung mit sich bringt, in Betracht gezogen, besonders die Bereitstellung einer Photovoltaik-Grundlast-Stromeinspeisung. Würde sich durch gemeinschaftliche Nutzung ein größerer Speicher rentieren, dann wäre der Abstand zu der für Photovoltaik-Grundlast-Stromeinspeisung nötigen Speicherkapazität geringer. Somit wäre die Realisierung von Photovoltaik-Grundlast-Stromeinspeisung durch eine Förderung gezielt für gemeinschaftlich genutzte Speicher einfacher zu ermöglichen.

Die folgende Arbeit gliedert sich in Literaturüberblick und theoretische Grundlagen, Ziel der Arbeit, Methodik und Datengrundlagen, Ergebnisse, Diskussion und Schlussfolgerung.

2 Literaturüberblick und theoretische Grundlagen

Im zweiten Abschnitt dieser Arbeit werden die Technologien, welche von den in dieser Arbeit untersuchten Haushalten zur Ergänzung der Energieversorgung verwendet werden, erläutert. Dazu wird ein Überblick über den aktuellen Forschungsstand zu Photovoltaik, Lithium-Ionen-Speichertechnologie und Eigenverbrauchsoptimierung gegeben. Zudem werden die Preisentwicklungen der für diese Arbeit sehr relevanten spezifischen Lithium-Ionen-Speicherkosten dargestellt. Diese Ausführungen dienen als Grundlage für die Zielformulierung und Beantwortung der Forschungsfragen und sollen darüber hinaus den Lesern und Leserinnen das, für das Verständnis der vorliegenden Arbeit, notwendige Hintergrundwissen vermitteln. Abschließend werden die Gesetzeslage für gemeinschaftliche Nutzung und das Prinzip der PV-Grundlast-Einspeisung beschrieben.

2.1 Photovoltaik: Wie Sonne zu Strom wird

Eine Photovoltaikanlage wandelt einen Teil der auf ihrer Fläche auftreffenden Solarstrahlungsleistung in elektrische Leistung um. Die für diese Arbeit relevanten Photovoltaikanlagen verwenden monokristallines Silizium. Monokristallin heißt, dass die einzelnen Photovoltaikzellen jeweils aus einem Kristall bestehen. Im Vergleich zu polykristallinen Solarzellen haben sie einen höheren Wirkungsgrad, sind aber teurer in der Herstellung.

Wenn man einen Silizumkristall dotiert, also andere Elemente an bestimmte Stellen des Siliziumkristallgitters einbringt, werden durch von Lichtteilchen eingebrachter Energie Elektronen freigesetzt, siehe Abbildung 1. Diese bilden durch die von der Dotierung vorgegebenen Struktur lokale Ansammlungen. Es bildet sich eine elektrische Spannung. Verbindet man nun die entsprechenden Bereiche durch einen elektrischen Leiter, fließt, je nach Stärke der eintreffenden Strahlung, Strom. (Wesselak und Voswinckel 2016)

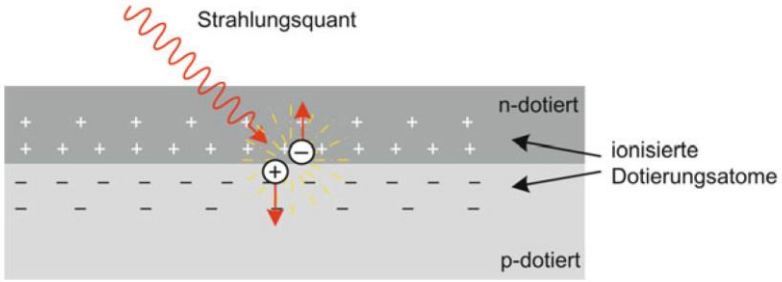

Abbildung 1: Schematischer Aufbau einer Solarzelle mit p-n-Übergang und Kontaktierung. (Wesselak und Voswinckel 2016)

Um diesen Gleichstrom nutzbar zu machen, werden alle Zellen miteinander verbunden und ein Wechselrichter wandelt ihn in Wechselstrom mit 230 Volt um. Dann wird der Strom, wie Abbildung 2 zeigt, im Haus verbraucht. Wenn mehr produziert als verbraucht wird, wird ins Netz eingespeist. Der Eigenverbrauchsanteil kann durch einen Batteriespeicher oder eine Wärmepumpe mit thermischem Speicher erhöht werden.

Wenn mehr produziert als verbraucht wird, wird der Speicher geladen und wenn dieser voll ist, wird ins Netz eingespeist. Wird mehr Strom gebraucht als die Photovoltaikanlage produziert, wird der Speicher entleert und wenn dieser leer ist, wird vom Netz Strom bezogen. Gleichermaßen kann die Wärmepumpe bei Stromüberschuss den Wärmespeicher aufheizen.

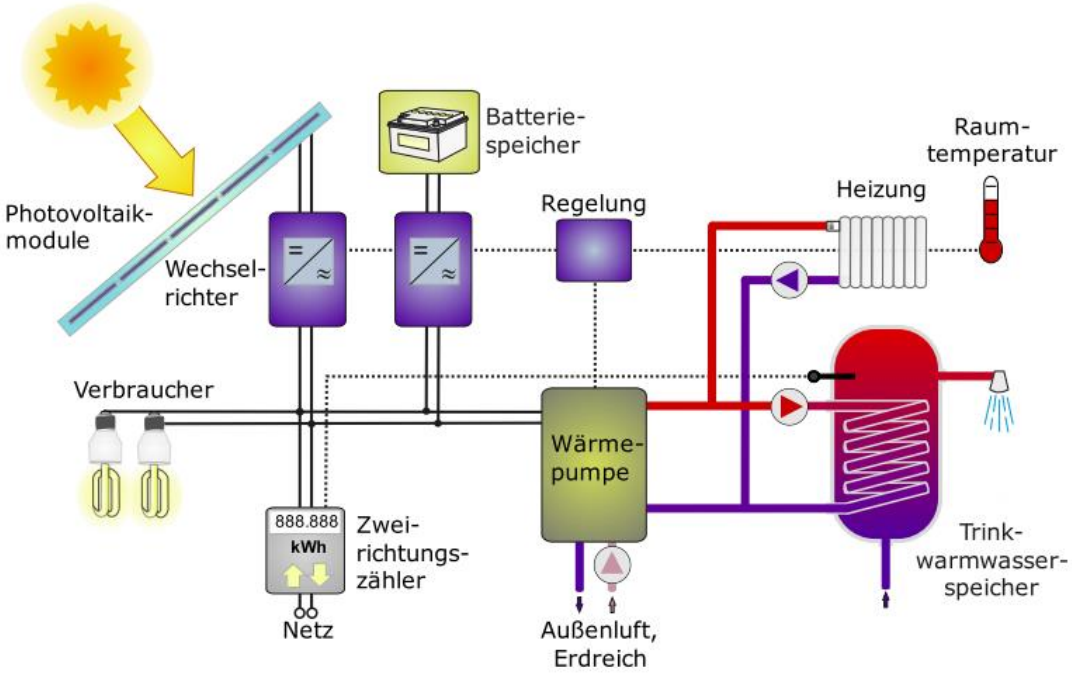

Abbildung 2: Photovoltaiksystem zur Strom- und Wärmeversorgung mit Batteriespeicher, Trinkwarmwasserspeicher und an den Haushaltsstromkreis angeschlossener Wärmepumpe (Tjaden et al. 2015)

2.2 Lithium-Ionen-Speicher

Für den vorliegenden Anwendungsfall kommt nur ein elektrochemischer Energiespeicher in Frage, da andere Speichertechnologien für diese Größenordnung und diesen Standort nicht geeignet sind („Abschlussbericht der Speicherinitiative“ 2016). Am österreichischen Markt sind bereits drei elektrochemische Energiespeicher-technologien etabliert: Bleisäure-Batterien, Lithium-Ionen-Batterien (bzw. Lithium-Eisen-Batterien) und Redox-Flow-Batterien. Als Energiespeichersysteme für Photovoltaik lassen sich im Anwendungsbereich von Privathaushalten jedoch nur Lithium-Ionen-Batterien wirtschaftlich darstellen (Stegner et al. 2016, 40). Daher konzentriert sich die vorliegende Arbeit auf die Lithium-Ionen-Technologie.

Grundlage der Lithium-Ionen-Technologie ist das Interkalations-Prinzip, dargestellt in Abbildung 3. Dabei nimmt der Elektrolyt nicht, wie beispielsweise im Falle der Blei-Säure-Batterie, an einer chemischen Reaktion teil, sondern die Lithium-Ionen lagern sich reversibel in den jeweiligen Wirtsgittern ein bzw. aus. Dieses Prinzip wird auch „Rocking-Chair“ Prinzip genannt. Hierbei wird bei der $LiCoO_2$-Technologie als Wirtsgitter auf der Anodenseite Graphit und auf der Kathodenseite Lithium-Cobalt(III)-oxid ($LiCoO_2$) verwendet. Als Elektrolyt, auch Lithium-Leitsalz genannt, fungiert Lithiumhexafluorophosphat, welches in organischen Carbonaten gelöst ist. Wird die Zelle geladen, so wandern die Lithium-Ionen aus dem Lithium-Cobalt-Oxid durch den mit Elektrolyten benetzen Separator in die Graphitschicht. Wird sie entladen läuft der Prozess umgekehrt ab. (Korthauer 2013)

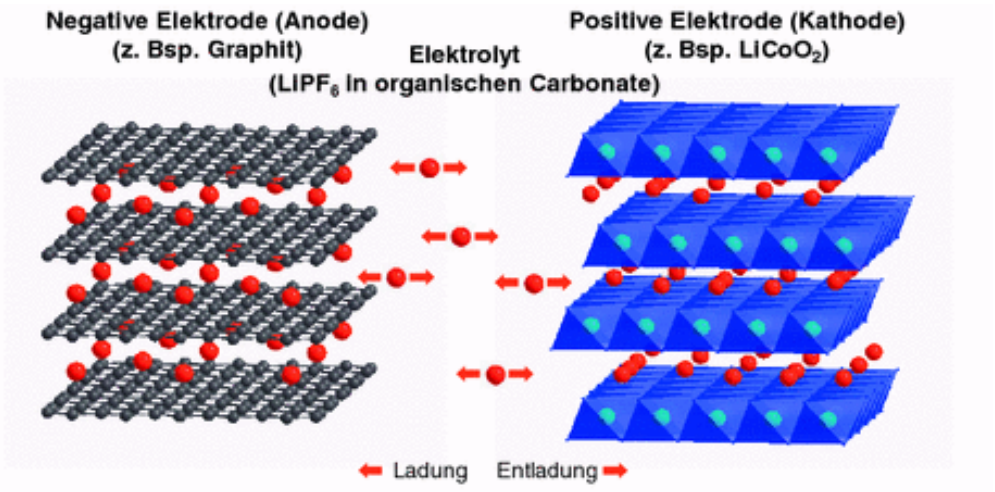

Abbildung 3: Interkalations-Konzept mit reversibler Lithium-Ionen-Wanderung für eine Lithium-Ionen-Zelle. (Korthauer 2013)

2.3 Einsparpotential durch Lithium-Ionen-Speicher

In diesem Abschnitt wird die Funktionsweise von Eigenverbrauchsoptimierung durch Energiespeicher erläutert, dann werden Wirkungsgrade, Wirtschaftlichkeit und Kosten dargelegt.

2.3.1 Eigenverbrauchsoptimierung durch Energiespeicher

Eigenverbrauch bezeichnet den Anteil an der von der Photovoltaikanlage erzeugten Energie, der direkt im Haus verbraucht wird und somit nicht ins Netz eingespeist wird. Wie Abbildung 4 zeigt, decken sich die Produktions- und Verbrauchszeiten nicht vollständig ab. Da die Bezugstarife in der Regel höher sind als die Einspeisetarife, ist es von ökonomischem Interesse den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen (Bocklisch 2014). Diese Eigenverbrauchsoptimierung wird durch einen Energiespeicher realisiert.

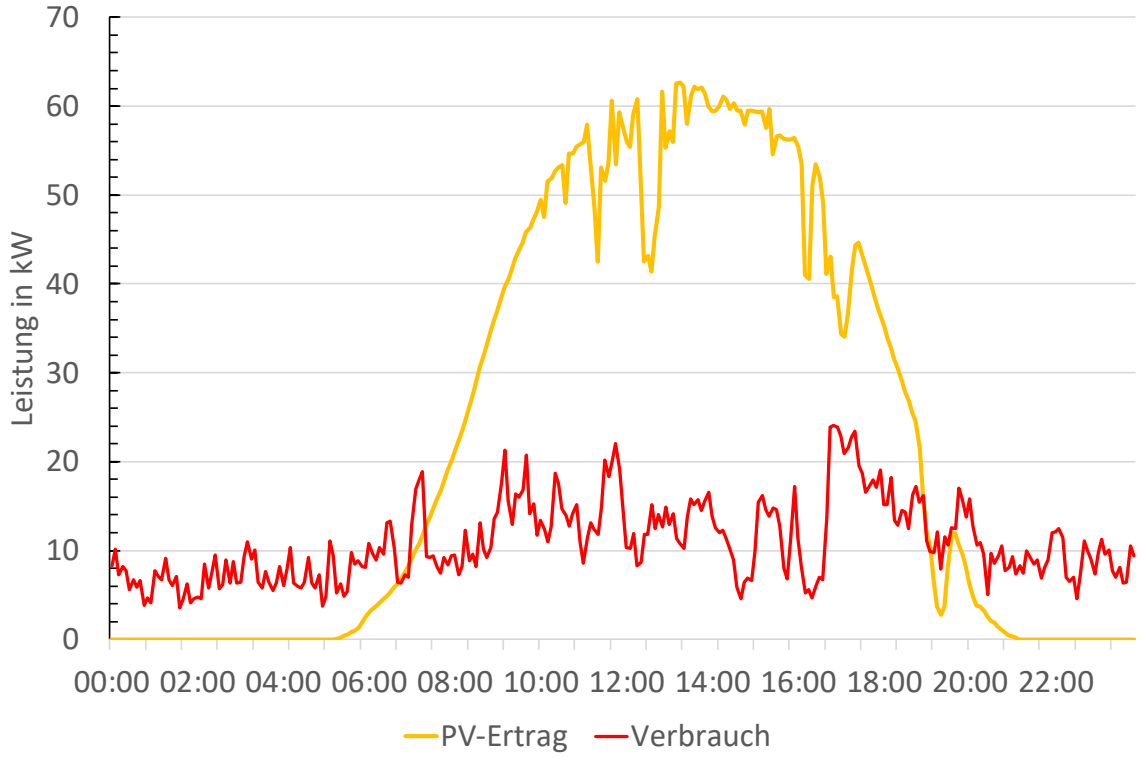

Abbildung 4: Beispielhafter Tagesverlauf von Produktions- und Verbrauchsleistung

Ein Energiespeicher speichert die Energie, wenn mehr produziert als verbraucht wird und stellt sie zur Verfügung, wenn mehr gebraucht als produziert wird. Abbildung 4 zeigt einen beispielhaften Tagesverlauf von Produktions- und Verbrauchsleistung. Ein

Energiespeicher würde einen Teil der Energie, welche zwischen 8:00 und 19:00 Uhr im Überschuss produziert wird, speichern und nach 19:00 Uhr zur Verfügung stellen. Die Speicherkapazität sollte groß genug gewählt werden, sodass nicht mehr als ein Lade- und Entladezyklus pro Tag stattfindet, da sich sonst die Lebensdauer verkürzt. Zugleich sollte, für die wirtschaftliche Optimierung, die Speicherkapazität klein genug gewählt werden, sodass sich der Speicher auch im Sommer über die Nacht ganz entleert, damit die Kapazität voll ausgenutzt wird (Tjaden 2015).

2.3.2 Wirkungsgrade

Als Wirkungsgrad eines Systems wird der Quotient aus Ausgangsleistung durch Eingangsleistung bezeichnet. Für ein System, welches Energie umwandelt und aus mehreren Komponenten, welche jeweils einen Wirkungsgrad haben, besteht, berechnet sich der Gesamtwirkungsgrad durch Multiplikation der einzelnen Wirkungsgrade.

$$\eta_{\mathrm{System}} = \eta_1 * \eta_2 * \dots * \eta_{\mathrm{n}} \tag{1}$$

$$\eta_{\mathrm{n}} = \frac{\mathrm{Ausgangsleistung}}{\mathrm{Eingangsleistung}} \tag{2}$$

Im Falle einer Photovoltaikanlage ohne Lithium-Ionen-Speicher ergibt sich der Gesamtwirkungsgrad als Produkt der einzelnen Wirkungsgrade von Photovoltaikmodulen, Leitungen und Wechselrichter.
Im Falle einer Kombination mit Lithium-Ionen-Speicher kommen noch der Zyklus-Wirkungsgrad des Lithium-Ionen-Speichers und der Wirkungsgrad der Gleichstromumwandlung (DC/DC-Wandler) dazu. In Abbildung 5 sind die einzelnen Komponenten abgebildet.

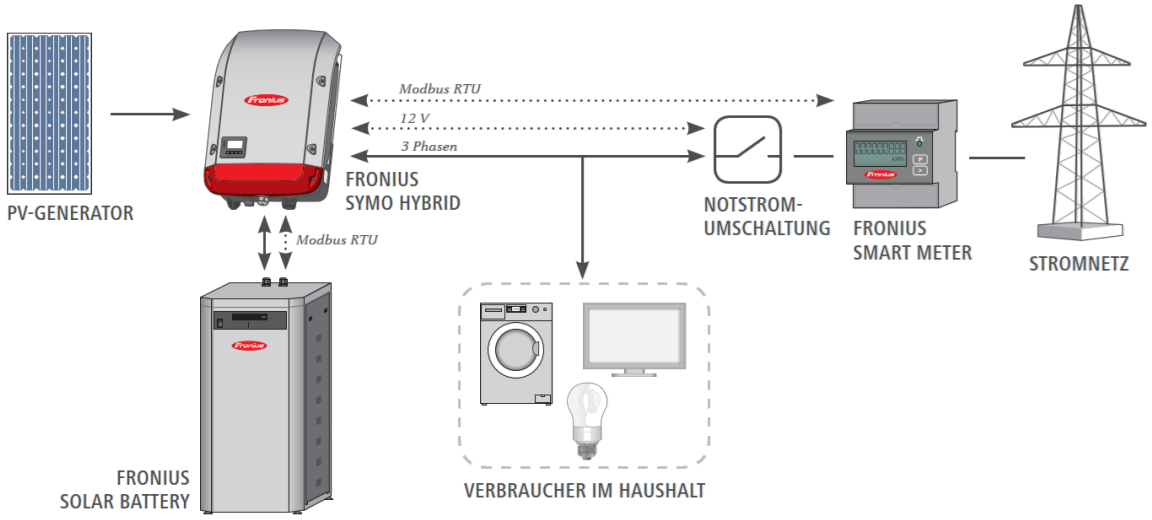

Abbildung 5: Überblick über die einzelnen Komponenten der Energieumwandlung. (Fronius International GmbH 2018)

2.3.3 Wirtschaftlichkeit von Lithium-Ionen-Speichern für Haushalte

Für Privathaushalte ist die Investition in einen Lithium-Ionen-Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils einer eigenen Photovoltaikanlage bereits in einigen Fällen wirtschaftlich, jedoch stark abhängig von der Verfügbarkeit von staatlichen Förderzuschüssen. In Österreich kommt der Endbericht „Zwischenspeicher der Zukunft für elektrische Energie“ im Juni 2019 zu folgendem Schluss: „Eine Wirtschaftlichkeit der Batterien ist kaum gegeben“. (Ornetzeder, Bettin, und Wasserbacher 2019, Seite 86)

Der Jahresbericht vom Speichermonitoring Baden-Württemberg zeigt, wie in Abbildung 6 dargestellt, dass die Anzahl nicht geförderter Eigenheim-Batteriespeichersysteme die geförderte Anzahl bereits übersteigt. In Abbildung 7 ist ersichtlich, dass als Grund für die Investition „einen Beitrag für die Energiewende zu leisten“ beinahe genauso stark vertreten ist wie die Absicherung vor steigenden Stromkosten. (Figgener 2019)

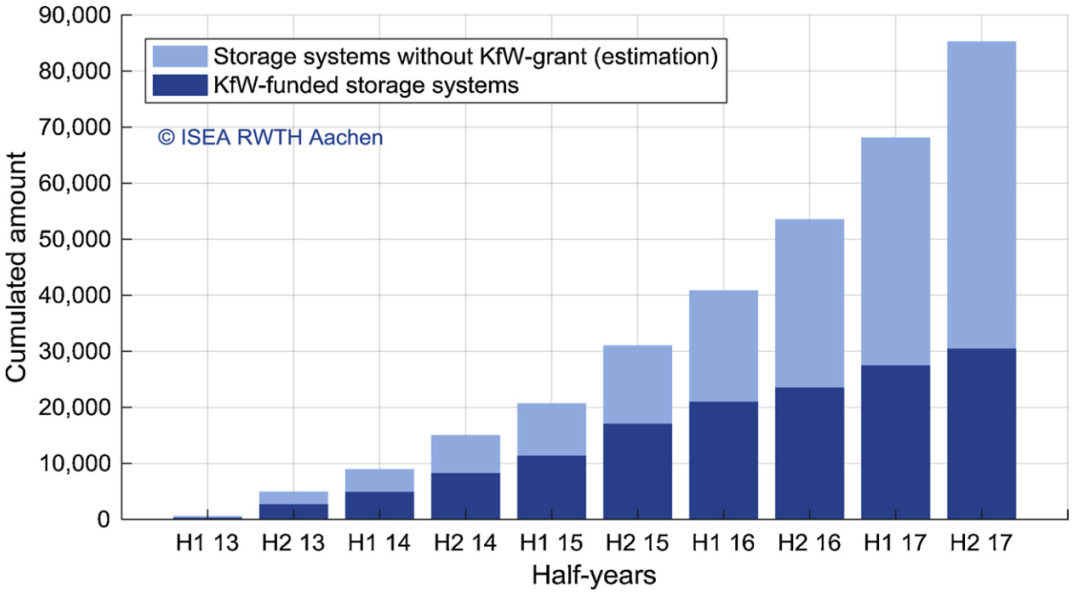

Abbildung 6: Entwicklung der in Deutschland installierten Batteriespeichersysteme mit KfW-Förderung (in dunkelblau) und ohne Förderung (in hellblau). KfW steht für Kreditanstalt für Wiederaufbau und ist eine staatliche Förderbank. (Figgener 2019)

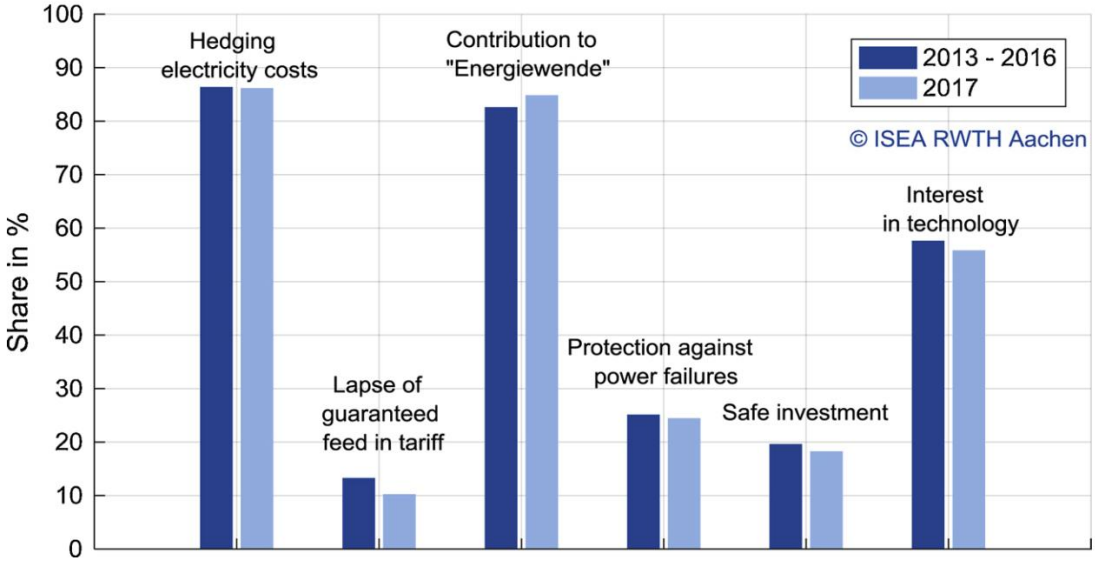

Abbildung 7: Gründe von Privatpersonen für die Investition in ein Eigenheim-Batteriespeichersystem. (Figgener 2019)

Es besteht auch ohne Gewinnerwartung Motivation in der Bevölkerung in Eigenheim-Batteriespeichersysteme zu investieren. Wie Abbildung 8 zeigt, gehen derzeit nur ca. 54 % der Investierenden davon aus, einen Gewinn erwarten zu können. Daraus lässt sich schließen, dass wesentlich mehr Privathaushalte in einen Energiespeicher investieren würden, sollte die Investition in ein Eigenheim-Batteriespeichersystem noch rentabler werden.

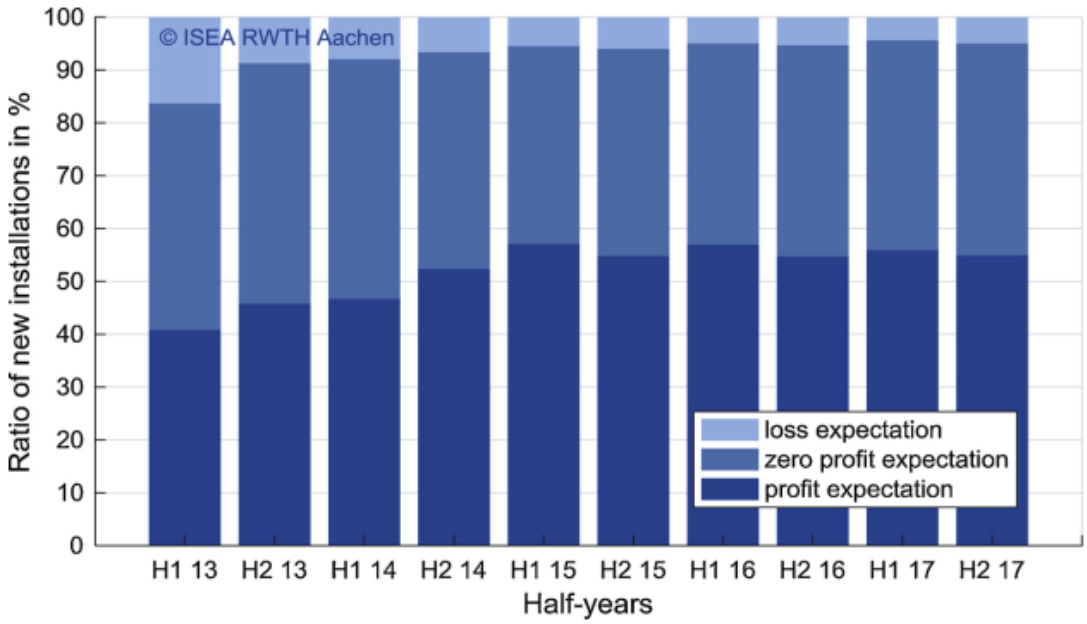

Abbildung 8: Gewinnerwartung von Privatpersonen bei der Investition in ein Eigenheim-Batteriespeichersystem. (Figgener 2019)

2.3.4 Kosten von Lithium-Ionen-Speichern

Bei den Kosten von Lithium-Ionen-Speichern ist zwischen Batteriespeichersystempreis, Batteriemodul bzw. Akkupackpreis (Pack price) und Zellenpreis (Cell price) zu unterscheiden. Ersterer beschreibt die Kosten eines funktionsbereiten Batteriespeichersystems bestehend aus Batteriemodulen, Gehäuse und Batteriemanagementsystem. Das Batteriemanagementsystem besteht aus einer Kontrolleinheit zur Steuerung von Ladung, Entladung sowie Ladungsausgleich, Sicherungen, Sensoren zur Strommessung und einem Thermomanagementsystem (Korthauer 2013). Die Preise für Batteriespeichersysteme sind von 2013 bis 2018 um mehr als 50% gesunken, wie in Abbildung 9 anschaulich dargestellt.

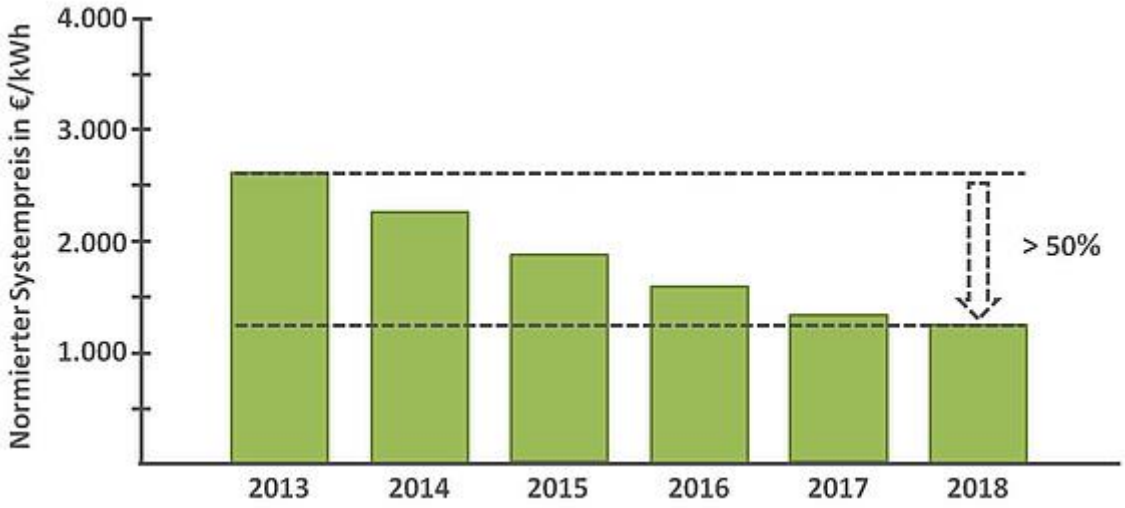

Abbildung 9: Entwicklung der Lithium-Ionen-Speichersystempreise in Deutschland: Die Anschaffungskosten pro kWh sind von 2013 bis 2018 um mehr als 50% gesunken. Grafik von energie-experten.org (Doelling 2019) aufbauend auf den Daten von (Figgener 2019).

In Österreich sind die Tendenzen vergleichbar. Wie von Röck (2019) bereits dargelegt, geben Weniger et al (2015) 1500 €/kWh Speicherkapazität für ein Speichersystem an. Der OÖ Energiesparverband (2015) geht von 1500 bis 2600 €/kWh aus. Wie auch von Heinrich (2018) für Endkundenpreise inklusive Installation und notwendiger Installationskomponenten aufgezeigt, kostete im Jahr 2016 ein Speicher mit 8 kWh Speicherkapazität 1413 €/kWh (Sterner und Stadler 2017). Im Jahr 2017 sind die Preise bereits auf 539 €/kWh für einen Speicher mit einer Speicherkapazität von 13,5 kWh gesunken („Solaranlagen Portal“ 2018). Eine Erhebung des Departments für Industrial Engineering der FH Technikum Wien belegt sinkende Speicherpreise und kommt für 2017 auf einen Mittelwert von 1405 €/kWh, siehe Abbildung 9 (Fischer 2019).

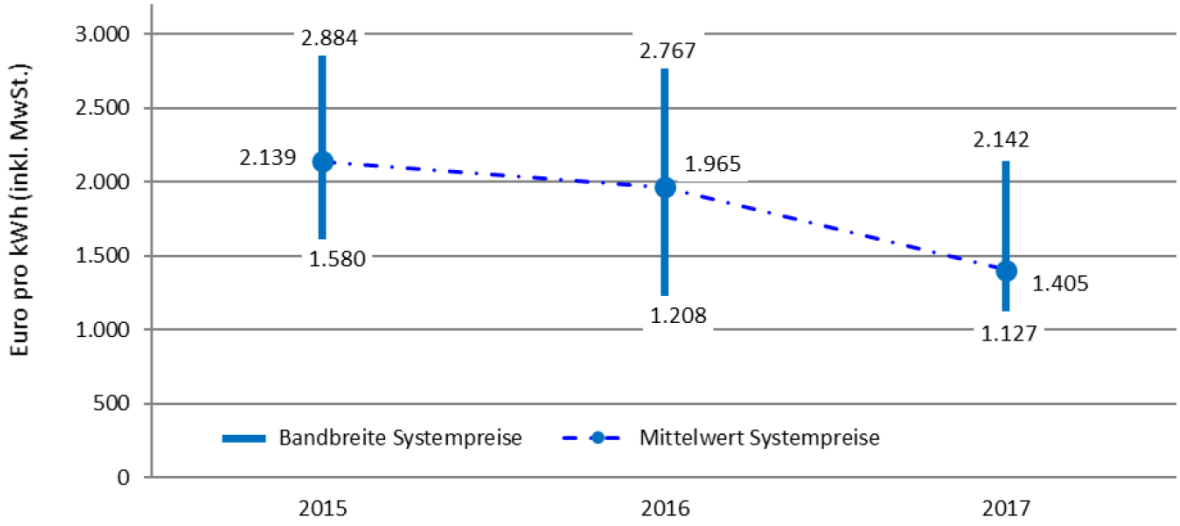

Abbildung 10: Entwicklung der Systempreise (Mittelwert und Bandbreite) für PV-Heimspeichersysteme in Österreich mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 kWh inklusive Mehrwertsteuer pro kWh nutzbare Speicherkapazität; Anzahl der Nennungen: 2015: n=10, 2016: n=20, 2017: n=45. (Fischer 2019)

Es besteht dennoch eine starke Diskrepanz zwischen Speichersystempreisen und Speicherzellen bzw. Speichermodulpreisen. Eine Untersuchung von Bloomberg New Energy Finance kommt für 2017 auf einen Speichermodulpreis von 219 US-Dollar/kWh, was umgerechnet 200,21 €/kWh entspricht. Abbildung 11 zeigt die Preisentwicklung für Speicherzellen und Speichermodule.

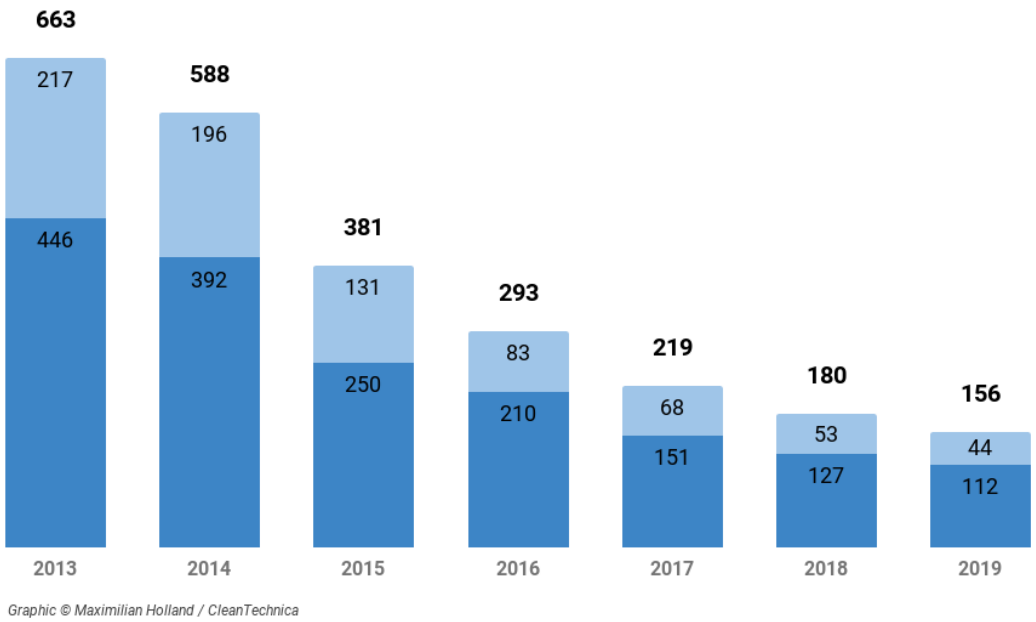

Abbildung 11: Speicherzellen- und Speichermodulpreise in US-Dollar/kWh. Die Werte für 2019 basieren auf einer Schätzung. Grafik von CleanTechnica, aufbauend auf den Daten von Bloomberg New Energy Finance. (Holland 2019)

Die Diskrepanz von 1204,79 €/kWh zwischen den Speichersystempreisen von Fischer (2019) und den Modulpreisen von Holland (2019) im Jahr 2017 kann sich nur teilweise aus den Kosten für Batteriemanagement, Gehäuse, Installation und Steuern erklären lassen. Es liegt nahe, dass wesentliche Ursachen hierfür die begrenzte Anzahl von Anbietern am Markt und das derzeitige Förderdesign sind. Wird von einer weiterhin steigenden Nachfrage und somit fortschreitenden Marktentwicklung ausgegangen, ist zu erwarten, dass sich diese starke Diskrepanz nicht halten kann.

Bloomberg New Energy Finance (2018) prognostiziert weiterhin sinkende Zellenpreise, wie Abbildung 12 zeigt. Die Prognosen gehen von einem zukünftig weniger starken Preisabfall aus. Heinrich (2018) verweist zudem auf Prognosen des Batterieherstellers LG Chem, mit 125 US$/kWh Systempreis für 2022 (Schreffler 2016).

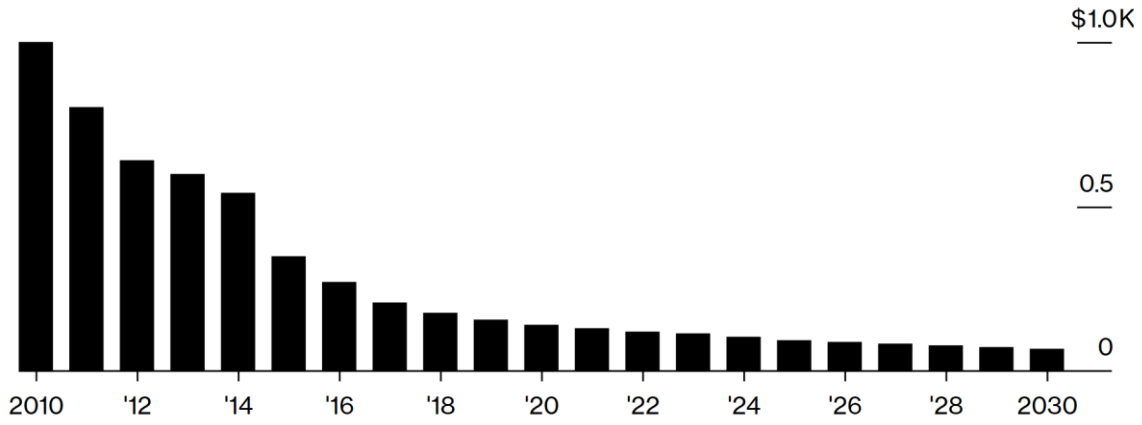

Abbildung 12: Entwicklung der Zellenpreise in US-Dollar/kWh, ab 2018 sind prognostizierte Entwicklungen dargestellt. („Bloomberg New Energy Finance“ 2018)

Das Council für nachhaltige Logistik hat verschiedene Quellen von Angaben zu Batterie-Speichersystempreisen und Batterie-Zellenpreisen gesammelt. Abbildung 13 zeigt die Mittelwerte der gesammelten Angaben.

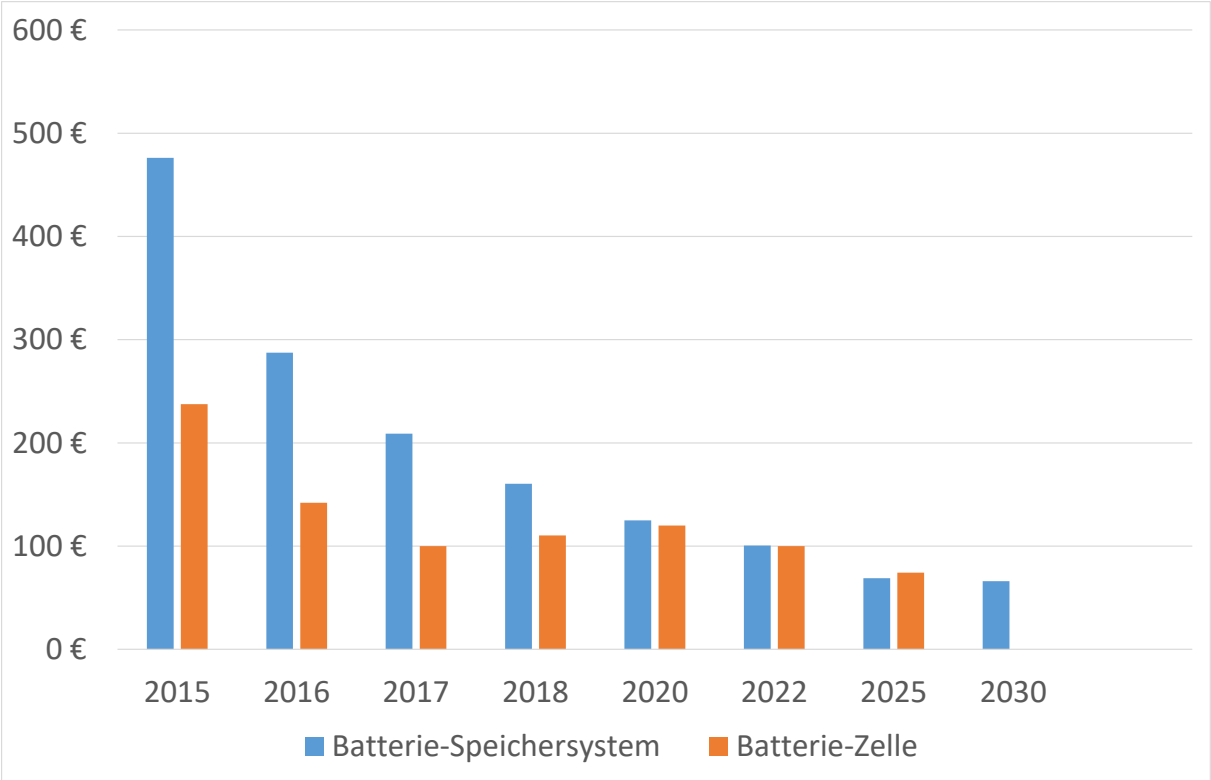

Abbildung 13: Durchschnittliche Preise sowie prognostizierte Preisentwicklung von Lithium-Ionen-Zellen und –Speichersystemen. Eigene Darstellung basierend auf dem Batteriepreisradar des Council für nachhaltige Logistik. (Müller 2020)

2.4 Gemeinschaftliche Nutzung von Lithium-Ionen-Speichern

Zur Wirtschaftlichkeit gemeinschaftlich genutzter Batteriespeichersysteme kam eine Studie aus Großbritannien von Rappaport und Miles zu dem Schluss, dass sich ein „Cloud-Speicher“, bestehend aus privaten Batteriespeichersystemen (BSS), ökonomisch für die Haushalte nicht rentiert. Allerdings sind die wesentlichen Gründe dafür die doppelten Netzabgaben, beim Einspeisen und Beziehen von Strom zum Aufladen, fehlende Subventionen sowie fehlende gesetzliche Regelungen speziell für von Haushalten betriebene BSS. (Rappaport und Miles 2017)

Seit der Gesetzesnovelle 2017 ist die Betreibung gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen durch § 16a des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes (*ElWOG* 2010) geregelt. So lautet es in Absatz 1: „Netzzugangsberechtigte haben einen Rechtsanspruch gegenüber Netzbetreibern, gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen unter den Voraussetzungen von Abs. 2 bis 7 zu betreiben. […]“. Weiter in Absatz 2: „Der Anschluss von gemeinschaftlichen

Erzeugungsanlagen zur privaten oder gewerblichen Nutzung ist nur an gemeinschaftliche Leitungsanlagen, über die auch die teilnehmenden Berechtigten angeschlossen sind (Hauptleitungen), im Nahebereich der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten (Verbrauchsanlage) zulässig. […]“.

Gemeinschaftliche Leitungsanlagen, über welche auch die teilnehmenden Berechtigten angeschlossen sind, bezeichnen Leitungen in einem Gebäude, wie zum Beispiel einem Mehrparteienhaus. Für die Verlegung und Betreibung über Grundstücksgrenzen hinweg ist eine Netzbetreiber-Lizenz notwendig. Somit scheitert eine Umsetzung einer gemeinschaftlichen Nutzung von PV-Anlagen und Speichersystem zwischen Nachbarn an der aktuellen Gesetzeslage. Österreich muss aber in den nächsten Monaten ein europäisches Recht in nationales Recht umsetzen, womit ab dem kommenden Jahr so genannte Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ermöglicht werden (*EU-Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen* 2018) (*EU-Richtlinie 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU* 2019). Damit wird es ab 31. Dezember 2020 für Energiegemeinschaften möglich sein, in gewisser regionaler Entfernung über die Grundstücksgrenzen hinweg Strom zu produzieren, gemeinsam zu nutzen, zu speichern, zu verbrauchen und zu handeln. Bürger-Energie-Gemeinschaften können ab 30. Juni 2021 sogar Stromnetze betreiben, Erzeugung und Verbrauch aggregieren, Energieeffizienzdienste und Ladedienstleistungen bereitstellen (Immitzer 2019).

2.5 PV-Grundlast durch Lithium-Ionen-Speicher

Eine Photovoltaik-Anlage ermöglicht dem Betreiber in den Zeitintervallen, in denen sich Produktion und Verbrauch decken, den produzierten Strom direkt zu verbrauchen. In den Zeitintervallen, wo die Produktion den Verbrauch übersteigt, wird die Differenz ins Netz eingespeist. Zur Veranschaulichung sind die Verläufe von Produktion, Verbrauch und Einspeisung der in dieser Arbeit untersuchten Erzeugungsgemeinschaft für einen Tag, den 3.6.19, in Abbildung 14 ersichtlich. Dieser Tag ist als Beispiel für einen Tag mit kaum ausgeprägter Bewölkung für diese Darstellung gewählt worden.

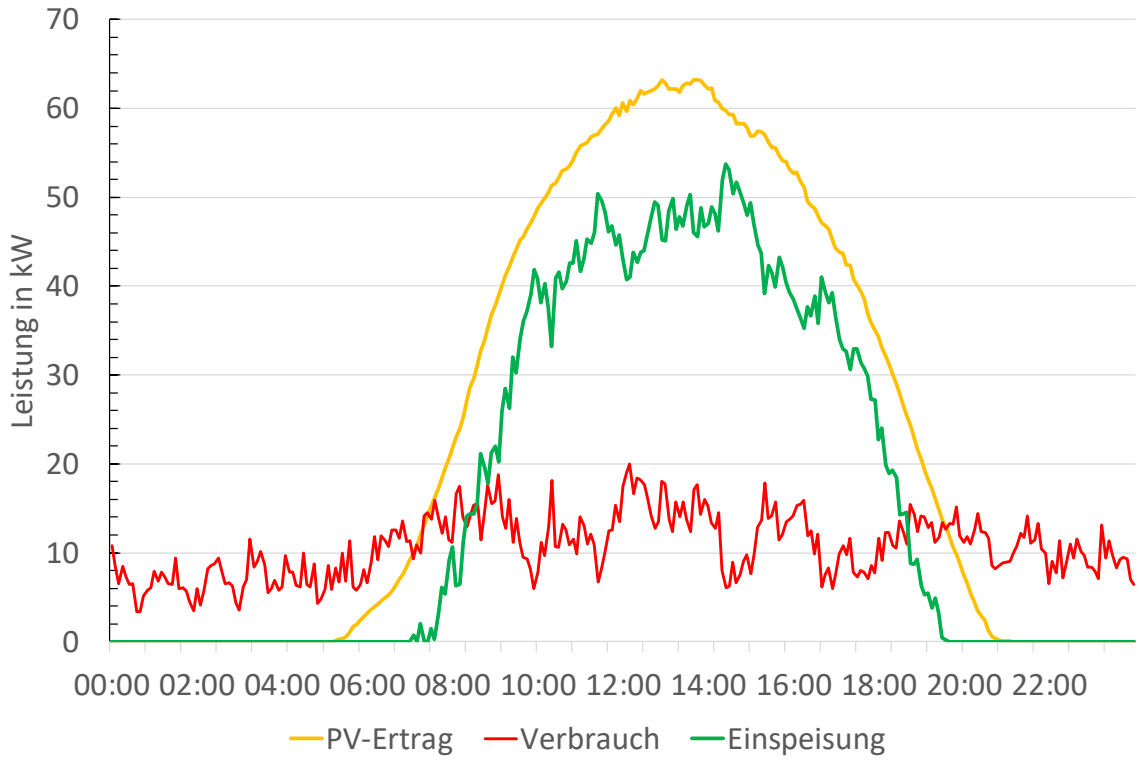

Abbildung 14: Verläufe von Produktion, Verbrauch und Einspeisung der in dieser Arbeit untersuchten Erzeugungsgemeinschaft für den 3.6.19 ohne Speicher (eigene Darstellung).

Die Kombination mit Lithium-Ionen-Speicher ermöglicht eine Erhöhung des Eigenverbrauchs um die gespeicherte Energie. Sobald der Speicher voll ist, wird der Überschuss ins Netz eingespeist. Würde sich in einer Region der Anteil der Haushalte, die PV-Anlagen betreiben, erhöhen, würde sich, der in Abbildung 15 um 11:00 ersichtliche Sprung im Verlauf der Einspeise-Leistung akkumulieren. Dadurch würde das öffentliche Netz übermäßig belastet werden. Dem kann durch eine Vergrößerung des Speichers entgegengewirkt werden. Der Überschuss-Strom kann durch eine

Wetter-Vorhersage prognostiziert werden und durch eine davon berechnete konstante Einspeiseleistung gleichmäßig über einen Tag oder eine Woche abgegeben werden. Der so entstehende Einspeiseverlauf ist in Abbildung 16 ersichtlich. Hierfür ist die Dimensionierung des Speichers entscheidend.

Heinrich (2018) hat, auf dem Standardlastprofil H0 aufbauend, festgestellt, dass für die Eigenbedarfsdeckung eines durchschnittlichen Haushalts eine PV-Kapazität von rund 9 kWp, kombiniert mit einer Speicherkapazität von rund 20 kWh, ausreichend ist und die Überschuss-Energie über das gesamte Jahr mit einer tageweise konstanten Leistung ins Netz eingespeist werden kann.

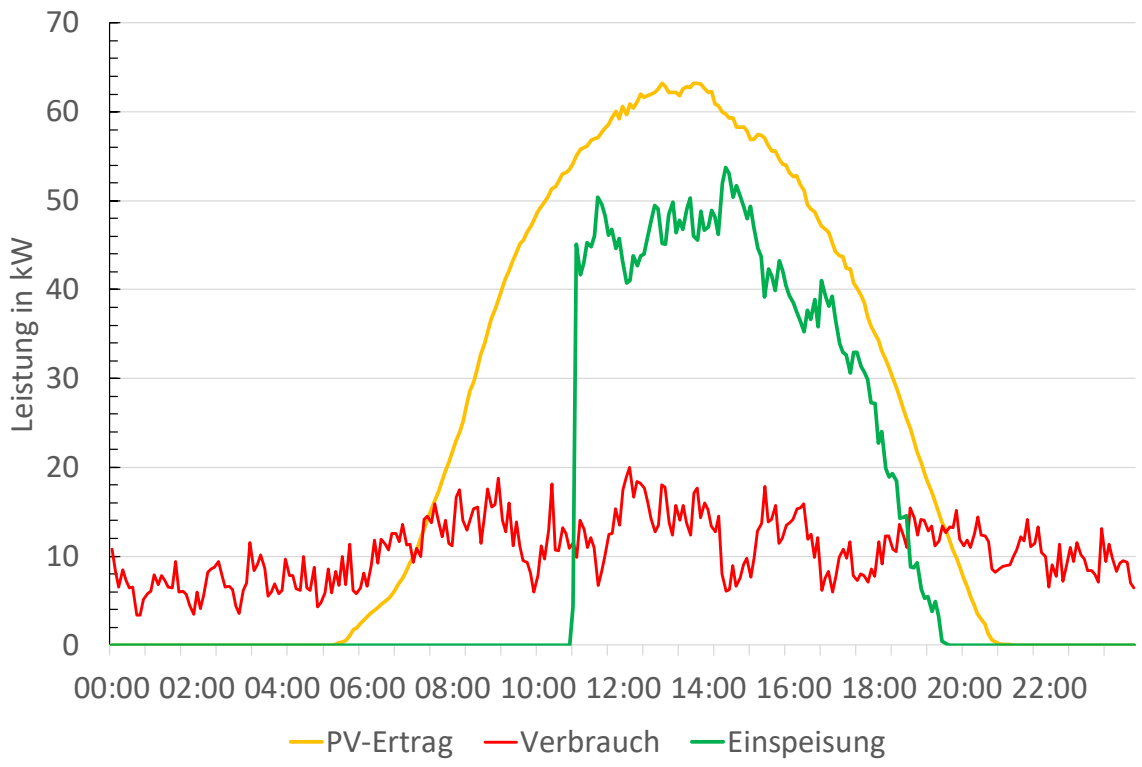

Abbildung 15: Verläufe von Produktion, Verbrauch und Einspeisung der in dieser Arbeit untersuchten Erzeugungsgemeinschaft für den 3.6.19 mit Speicher (eigene Darstellung).

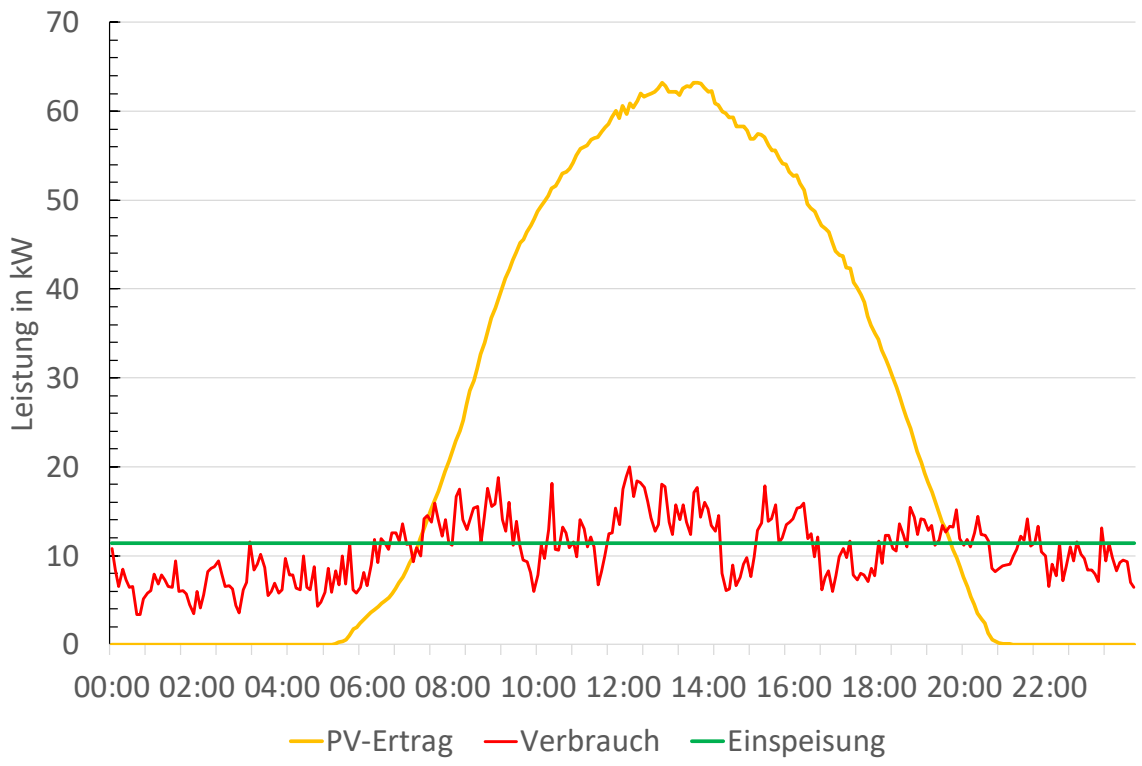

Abbildung 16: Verläufe von Produktion, Verbrauch und Einspeisung der in dieser Arbeit untersuchten Erzeugungsgemeinschaft für den 3.6.19 mit Speicher und konstanter Einspeise-Leistung (eigene Darstellung).

Im Winter kann auf dieselbe Weise der Bezug konstant gehalten werden, wobei hierfür nur ein Teil der Speicherkapazität beansprucht wird, da die Photovoltaik-Produktion im Sommer wesentlich höhere Schwankungen aufweist als der Verbrauch im Winter.

3 Ziel dieser Diplomarbeit

Ziel der Arbeit ist es, die Potentiale einer gemeinschaftlichen Speichernutzung zu untersuchen. Als erstes wird untersucht, ob eine gemeinschaftliche Nutzung wirtschaftlich ist. Somit ergibt sich die **erste Forschungsfrage**:

- Lässt sich für Einfamilienhäuser die Wirtschaftlichkeit eines Lithium-Ionen-Speichers durch eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft verbessern?

Diese teilt sich auf in folgende drei Unterfragen:

- Wie groß ist das Einsparpotential von 6 ausgewählten Haushalten durch eine Kombination ihrer bestehenden PV-Anlage mit jeweils einem Lithium-Ionen-Speicher?
- Wie groß ist das Einsparpotential, wenn diese 6 Haushalte einen Lithium-Ionen-Speicher gemeinschaftlich nutzen?
- Wie groß ist das Einsparpotential für den Fall, dass jeweils ein Haushalt ausgeschlossen wird und 5 Haushalte einen Lithium-Ionen-Speicher gemeinschaftlich nutzen?

Neben ökonomischen Vorteilen werden durch nachbarschaftliche Zusammenarbeit und gemeinsame Projekte die lokale Gemeinschaft gestärkt und dem Problem der ländlichen Vereinsamung entgegengewirkt. Für eine derartige Projektrealisierung benötigen die beteiligten Menschen bestimmte Kommunikationsfähigkeiten und Interesse für gemeinschaftliche Nachbarschaft, was im Rahmen dieser Arbeit vorausgesetzt wird.

Darauf aufbauend wird untersucht, welche weiteren Potentiale sich aus der gemeinschaftlichen Nutzung ergeben. Für eine Energiewende steckt großes Potential in Grundlaststromerzeugung durch private Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichersystem. Daher ist es besonders interessant ob, und ab welcher Förderhöhe dies für Privathaushalte wirtschaftlich umsetzbar ist, was zur **zweiten Forschungsfrage** führt:

- Wieviel Speicherkapazität eines Speichers müsste staatlich gefördert werden, damit für die ausgewählte Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft eine PV-Grundlasteinspeisung wirtschaftlich wäre?

4 Methodik und Datengrundlagen

In diesem Abschnitt wird zuerst erläutert, wie die Datengrundlagen erhoben wurden und mit welcher Methodik die Berechnung erfolgte. Die Berechnung fußt auf der Simulation eines Speichermanagementsystems mit Microsoft-Excel, es folgt die Ermittlung der Renditen durch eine Dynamische Investitionsrechnung. Darauf aufbauend wird beschrieben, wie die Ergebnisse der individuellen Speichernutzung mit der Nutzungsgemeinschaft verglichen werden. Mit der Simulation der Nutzungsgemeinschaft wird ermittelt, welche Speicherkapazität notwendig ist, um mit den bestehenden PV-Anlagen eine Grundlast-Einspeisung zu ermöglichen. Abschließend wird ermittelt, welche Förderhöhe notwendig ist, um den Anteil der Speicherkapazität, die über das betriebswirtschaftliche Optimum hinausgeht, zu finanzieren.

4.1 Realdatenerhebung

Die Grundlage für die Berechnungen bilden Jahresprofile von Photovoltaik-Produktion und Haushaltsstromverbrauch in 5-Minuten-Intervallen. Dazu wurden 9 ländliche Haushalte mit einer bestehenden Photovoltaik-Anlage in der Region südliches Innviertel in Oberösterreich ausgewählt. Nach einem Informationsgespräch und einer Zustimmung durch die Unterzeichnung einer Einwilligungserklärung konnten die Datensätze über die Solarweb-Internetseite der Fronius International GmbH bezogen werden.

Datenaufbereitung

Die Datensätze wurden auf Vollständigkeit geprüft. 3 von 9 konnten wegen Unvollständigkeit nicht verwendet werden. Daher wurden diese ausgeschlossen und die übrigen 6 Datensätze bilden die Grundlage für die Berechnung. Bei Haushalt B, C und F wurden vereinzelte Lücken in den Datenreihen festgestellt. Hierbei handelte es sich um Ausfälle der Verbrauchs-Datenaufzeichnung, welche jeweils nur am Abend bis Mitternacht aufgetreten sind. Dabei sind insgesamt 17 Tage betroffen. Die Lücken wurden jeweils mit einer Kopie aus dem Datensatz des Vortages ausgefüllt. Bei Haushalt C wurde die Aufzeichnung erst am 15. Jänner des Jahres 2019 begonnen, daher wurden alle 6 Datensätze von 1.11.2018 bis 1.11.2019 verwendet. Der Datensatz von Haushalt C wurde tageweise gespiegelt. Dazu wurden die Daten

von 55 Tagen von 15.01.19 bis 10.03.19 kopiert, tageweise gespiegelt und von 20.11.18 bis 14.1.19 eingefügt.

4.2 Simulation eines Speichermanagementsystems

Aufbauend auf den Jahresprofilen von PV-Produktion und Haushaltsstromverbrauch in 5-Minuten-Intervallen wurde mit Microsoft-Excel per Wenn-Funktionen ein Speichermanagementsystem simuliert, diese sind in Abbildung 17 schematisch dargestellt. Zuerst wird die Differenz von Produktion und Verbrauch gebildet. Kommt es zu einem Überschuss wird der Speicher aufgeladen, bis er voll ist. Ab dann wird ins Netz eingespeist. Kommt es zu einem Defizit, wird der Speicher entleert, bis er leer ist. Dann wird erst vom Netz bezogen. Die Summe der eingespeisten Energie wird von der Summe der, von der Photovoltaik-Anlage produzierten Energie, subtrahiert. Diese Differenz ergibt den absoluten Eigenverbrauchsanteil und stellt die Energie dar, die nicht mehr vom Netz bezogen werden muss. (Röck 2019)

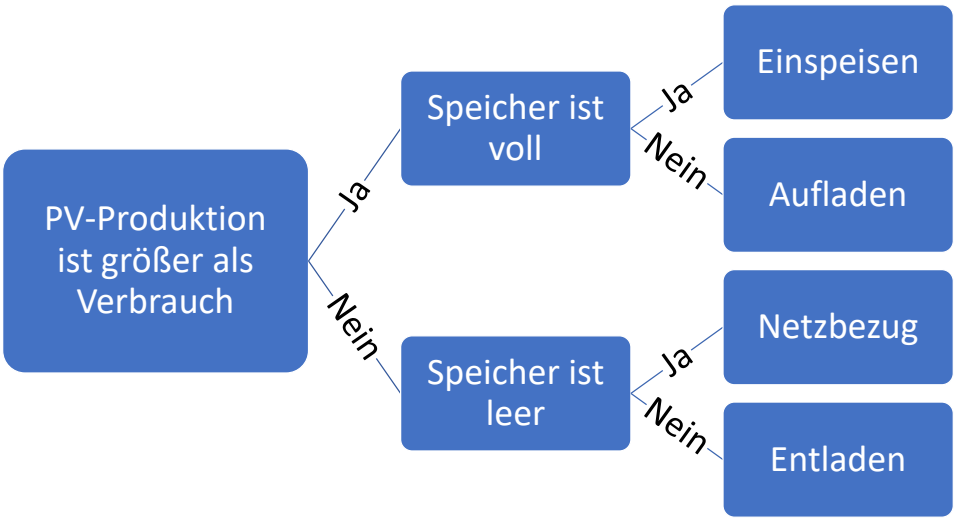

Abbildung 17: Speichermanagementsimulation durch Wenn-Funktionen (eigene Darstellung).

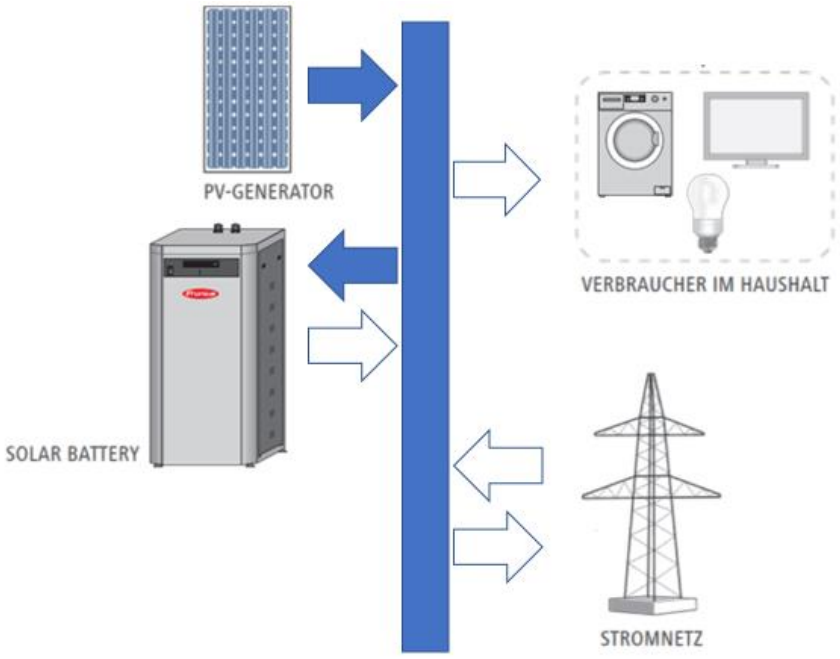

Abbildung 18: Bei PV-Überschuss und nicht vollem Speicher wird der Speicher aufgeladen. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018)

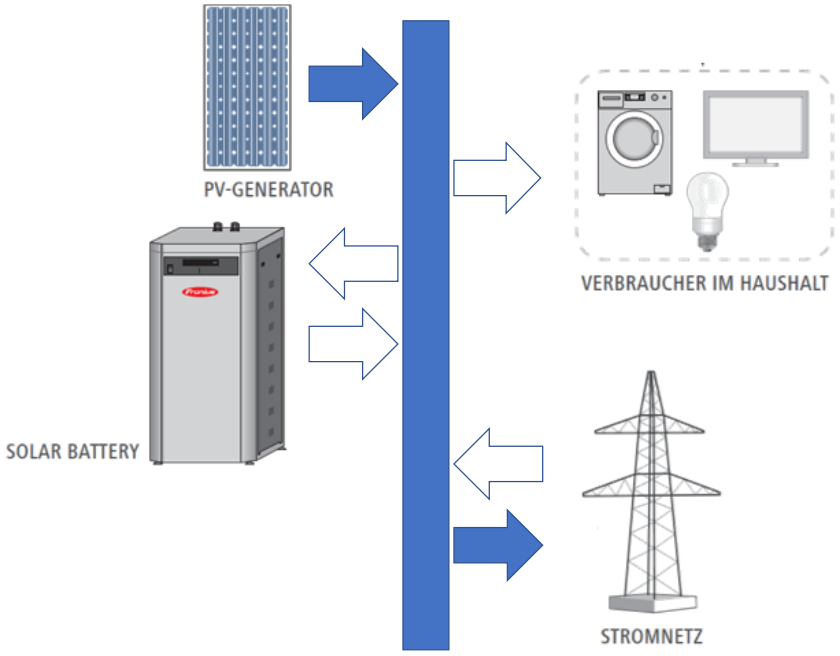

Abbildung 19: Bei PV-Überschuss und vollem Speicher wird ins Netz eingespeist. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018)

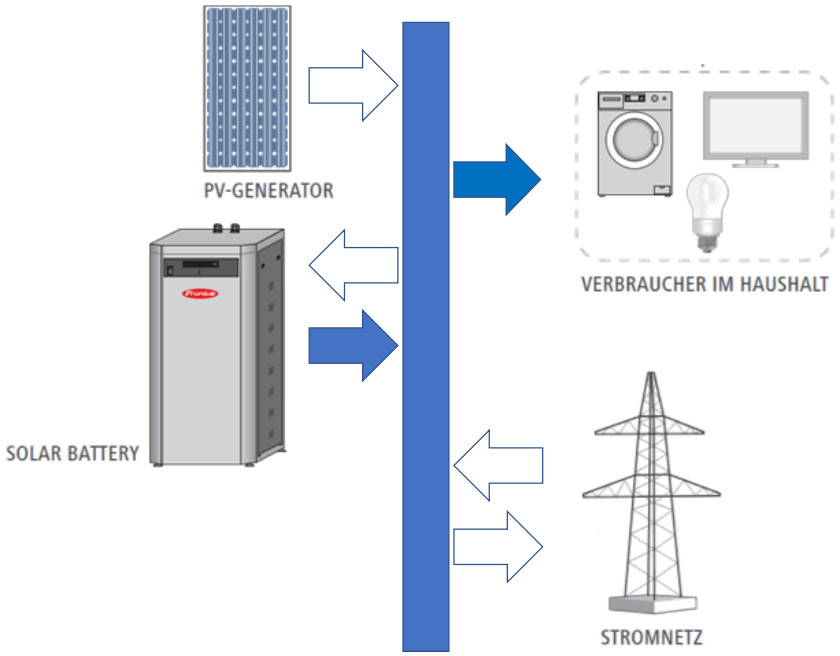

Abbildung 20: Wenn der Verbrauch größer ist als die PV-Produktion und der Speicher nicht leer ist, wird der Speicher entladen. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018)

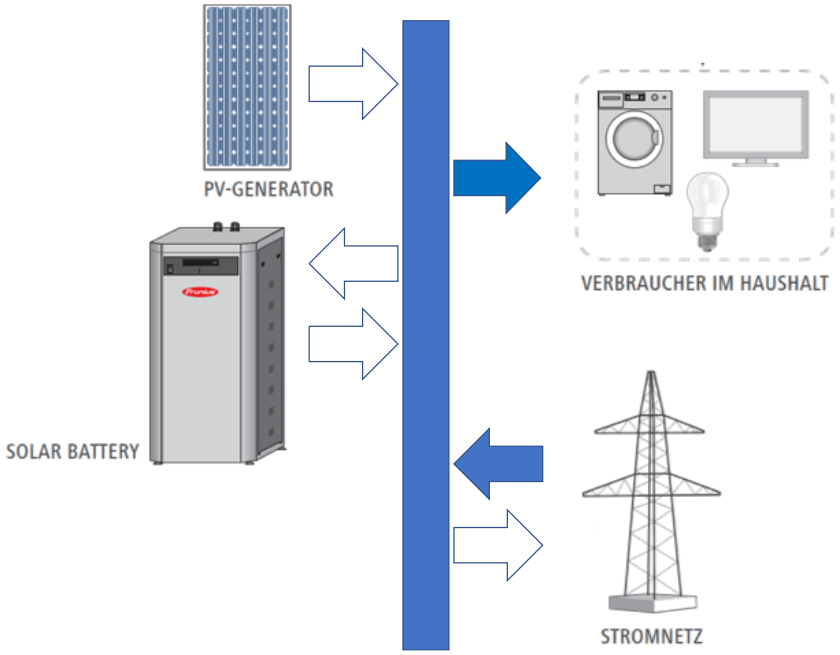

Abbildung 21: Wenn der Verbrauch größer ist als die PV-Produktion und der Speicher leer ist, wird Strom vom Netz bezogen. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018)

4.3 Dynamische Investitionsrechnung

Nun können die durch die Investition in Photovoltaikanlage und Batterie-Speicher-System eingesparten Bezugskosten berechnet werden. Hierfür wird der Eigenverbrauch mit dem Strombezugstarif multipliziert. Die Erlöse aus der Stromeinspeisung werden durch Multiplikation des Einspeisetarifs mit der Summe der eingespeisten Energie berechnet. Wiederum die Summe aus Eigenverbrauchsanteil und den Erlösen der Stromeinspeisung bildet, abzüglich der jährlichen Ausgaben (Betriebskosten, Versicherung und Zählergebühren) die jährliche Rückflussquote, siehe Gleichung (4). Um den Kapitalwert zu erhalten, also den Gesamtgewinn auf die Gegenwart abzuzinsen, wird diese jährliche Rückflussquote durch den Kapitalwiedergewinnungsfaktor für konstante Renten (KWF) dividiert, siehe Gleichung (3). Der Kapitalwiedergewinnungsfaktor für konstante Renten berechnet sich, wie in Gleichung (5) dargestellt, aus Kalkulationszinssatz und Kalkulationszeitraum. Der Kalkulationszinssatz dient dazu, die Investition mit einer alternativen Geldanlage vergleichen zu können. (Götze 2008)

$$\text{Kapitalwert} = \frac{\text{Jährliche Rückflussquote}}{\text{KWF}} - \text{Investitionskosten} \tag{3}$$

$$\begin{aligned}\text{Jährliche Rückflussquote} = {} & \text{Einspeisetarif} * \Sigma\, \text{W}_{\text{Einspeisung}} \\ & + \text{Bezugstarif} * \Sigma\, \text{W}_{\text{Eigenverbrauch}} \\ & - \text{jährliche Ausgaben}\end{aligned} \tag{4}$$

$$\text{KWF} = \frac{\text{i} * (\text{i} + 1)^T}{(\text{i} + 1)^T - 1} \tag{5}$$

„Der ROI gibt in Prozent an, wie viel Gewinn je investiertem Kapital erwirtschaftet wurde“ (Carstensen 2008, 139). Um den Return on Investment (ROI) zu erhalten, wird der Kapitalwert durch die Investitionskosten dividiert:

$$\text{ROI} = \frac{\text{Kapitalwert}}{\text{Investitionskosten}} \tag{6}$$

4.4 Gemeinschaftliche Speichernutzung

Für die Berechnung der gemeinschaftlichen Speichernutzung wird angenommen, dass die 6 Haushalte in einem Umkreis von unter 200m nachbarschaftlich wohnen. Die Anschaffung eines großen Speichers für alle Haushalte ist wesentlich günstiger, verglichen mit der Summe individueller Anschaffungen. Diese Skaleneffekte werden nicht berücksichtigt. Da davon auszugehen ist, dass diese höher sind als die Kosten für das Verlegen von Stromleitungen zwischen den Haushalten, werden die Stromleitungskosten für diese kurzen Strecken als vernachlässigbar klein angenommen.

Aufteilung der Renditen

Die Verteilung der Renditen in der Gemeinschaft erfolgt für die einzelnen Haushalte proportional zum Anteil ihrer jeweiligen PV-Anlage an der Gesamt-PV-Fläche. Die Kosten werden so aufgeteilt, dass sie den Kosten entsprechen, die für den jeweiligen Haushalt anfallen würden, wenn jeder Haushalt einzeln optimieren würde.

Für den Fall, dass einzelne Haushalte durch eine individuelle Investition außerhalb einer gemeinschaftlichen Nutzung mit der Verteilung nach PV-Anteil einen höheren Return on Investment (ROI) erzielen könnten, wird untersucht, ob eine andere Form der Verteilung dazu führen kann, dass alle Haushalte durch die Nutzungsgemeinschaft den gleichen oder einen besseren ROI erzielen können. Dazu wird gegebenenfalls berechnet, in welcher Höhe Kompensationszahlungen an die Haushalte, welche ohne die Nutzungsgemeinschaft einen höheren ROI erzielen könnten, von den restlichen Haushalten getätigt werden müssten, damit diese den gleichen ROI erzielen wie ohne Nutzungsgemeinschaft. Wenn die Haushalte, welche die Kompensation zahlen, danach auch noch einen höheren ROI erzielen können, dann ist die Investition durch die Nutzungsgemeinschaft wirtschaftlicher als einzelne Investitionen der Haushalte.

4.5 Optimierung der Speicherkapazität für Grundlasteinspeisung

Grundlast-Stromeinspeisung bedeutet im Rahmen dieser Arbeit, dass der Produktionsüberschuss der Photovoltaikanlage über einen bestimmten Zeitraum hinweg gleichmäßig aufgeteilt wird, damit mit konstanter Leistung eingespeist werden kann. Diese konstante Grundlast-Einspeiseleistung wird mit P_{GL} bezeichnet. Um diese

zu realisieren, wird das Speichermanagement-Modell angepasst, wie in Abbildung 22 schematisch dargestellt. Wenn der Produktionsüberschuss der PV-Anlage, kurz PV-Überschuss, geringer als die Grundlast-Einspeiseleistung ist, wird alles eingespeist, siehe Abbildung 23. Der Speicher wird erst aufgeladen, wenn der PV-Überschuss die Grundlast-Einspeiseleistung übersteigt, dargestellt in Abbildung 24. Wenn die PV-Produktion abzüglich des Verbrauchs geringer als die Grundlast-Einspeiseleistung ist, wird der Speicher entladen, um die Grundlast-Einspeiseleistung konstant zu halten, bis der Speicher leer ist.

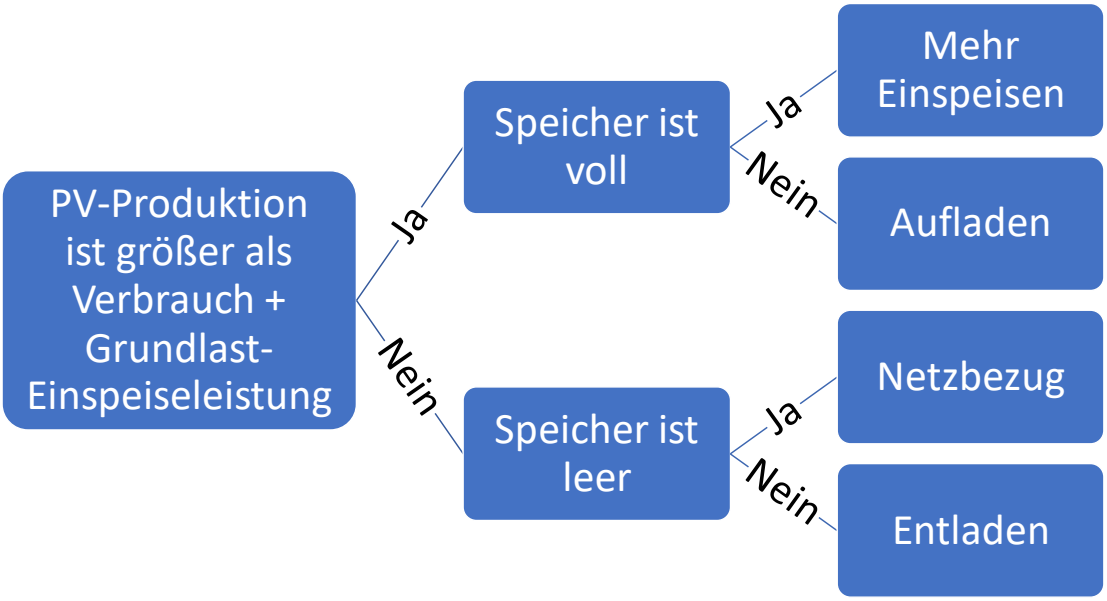

Abbildung 22: Ergänzung der Wenn-Funktionen um Grundlast-Einspeiseleistung (Eigene Darstellung).

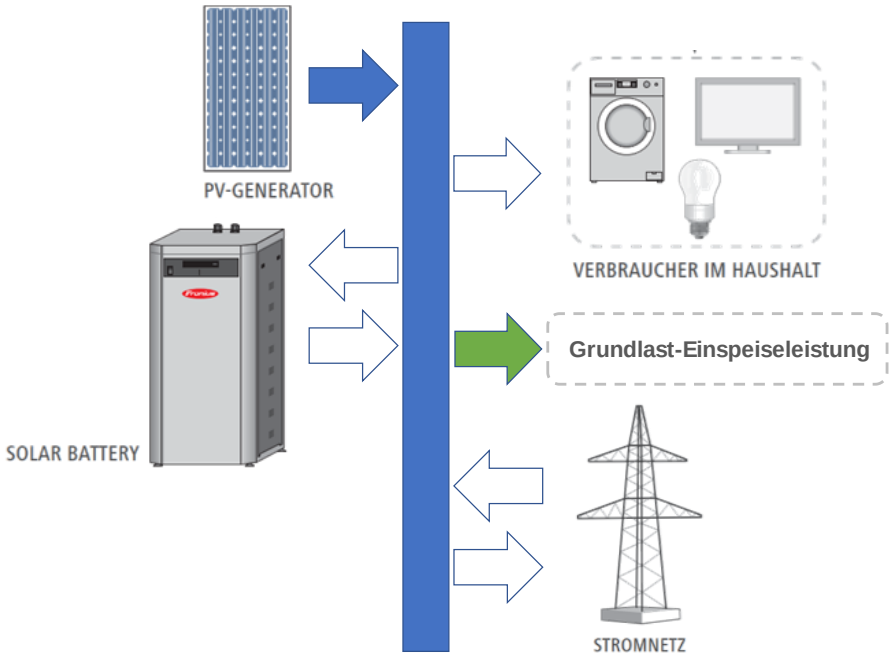

Abbildung 23: Wenn die PV-Produktion größer als der Verbrauch ist, der Überschuss jedoch kleiner als die berechnete Grundlast-Einspeiseleistung, so wird erst eingespeist bevor der Speicher geladen wird. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018)

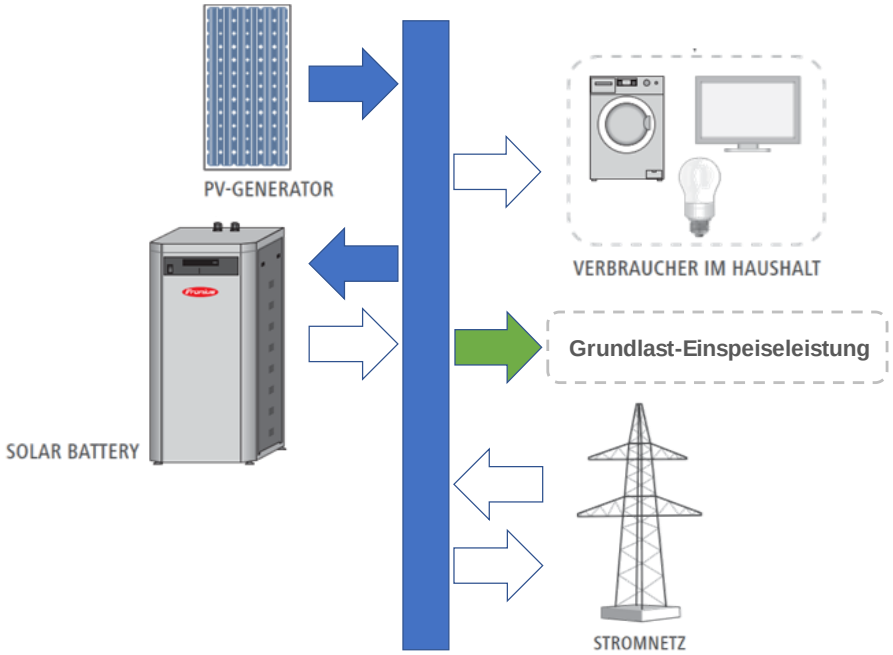

Abbildung 24: Wenn die PV-Produktion größer als der Verbrauch ist und der Überschuss größer als die berechnete Grundlast-Einspeiseleistung, so wird diese eingespeist und mit dem Überschuss wird der Speicher geladen. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018)

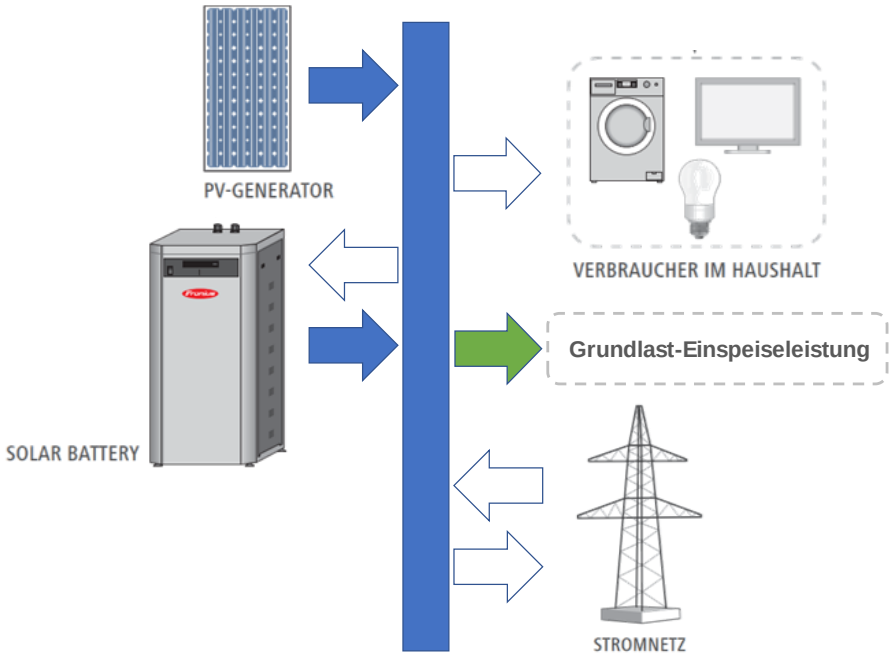

Abbildung 25: Wenn die PV-Produktion kleiner als der Verbrauch ist und der Überschuss kleiner als die berechnete Grundlast-Einspeiseleistung, so wird der Speicher entladen bis er leer ist. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018)

Die optimale Speicherkapazität für eine Grundlast-Stromeinspeisung eines Haushaltes bzw. einer Gemeinschaft ist zweifach bedingt. Einerseits durch die Speicherkapazität, die mindestens notwendig ist, um die Überproduktion in der Einspeiseleistung der PV-Anlage so abzupuffern, dass nie die festgelegte Grundlast-Stromeinspeise-Leistung überschritten wird. Und andererseits durch jene Speicherkapazität, welche mindestens notwendig ist, um über Nacht gleichzeitig den Haushalts-Strom-Verbrauch und die konstante Grundlast-Stromeinspeise-Leistung aus dem Speicher zu ermöglichen.

Kritische Woche

Die Grundlast-Stromeinspeise-Leistung soll so festgelegt werden, dass sie über jeweils eine Woche gewährleistet werden kann. Die hierfür kritische Woche ist jene Woche des Jahres, in der die Differenz zwischen der Summe der Produktion und der Summe des Verbrauchs am höchsten ist. In dieser Woche ist die für eine Grundlast-Stromeinspeisung benötigte Speicherkapazität am höchsten. Welche Woche für die in dieser Arbeit untersuchte Haushalts-Gemeinschaft nun die kritische Woche ist, wird durch wochenweises Summieren von Produktion und Verbrauch ermittelt.

Grundlast-Stromeinspeise-Leistung

Die Grundlast-Stromeinspeise-Leistung, mit P_{GL} abgekürzt, errechnet sich wie in Gleichung (7) dargestellt. Die Differenz zwischen der Summe der Produktion einer Woche und der Summe des Verbrauchs wird durch die Zeit einer Woche, also 7 Tage x 24 h, dividiert. (Heinrich 2018)

$$P_{GL} = \frac{\Sigma\, W_{Produktion} - \Sigma\, W_{Verbrauch}}{t} \tag{7}$$

Die mindestens benötigte Speicherkapazität, um den in der kritischen Woche produzierten Photovoltaikstrom konstant als Grundlast einspeisen zu können, wurde mittels manueller Iteration in einem Simulationsmodell mit Microsoft Excel ermittelt. Die Speicherkapazität wurde in Schritten von 2 kWh so lange verändert, bis der maximale Speicherladestand in der kritischen Woche möglichst knapp unterhalb der gewählten Speicherkapazität bleibt und der minimale Speicherladestand knapp oberhalb von 0 kWh bleibt. Das führt dazu, dass die maximale Einspeiseleistung der festgelegten Grundlast-Einspeise-Leistung entspricht und nie Strom aus dem Netz bezogen wird. Somit kann bei der so ermittelten Einspeiseleistung sichergestellt werden, dass die ermittelte Speicherkapazität ausreicht, um wochenweise konstant eine Photovoltaik-Grundlast ins Netz einzuspeisen.

4.6 Ermittlung des benötigten Förderbedarfs

Aufbauend auf der für Grundlast-Stromerzeugung optimalen Speicherkapazität, wird nun aufgezeigt, wie der benötigte Förderbedarf ermittelt wird.

Damit für den Investor ein Anreiz entsteht, eine Förderung in Anspruch zu nehmen und die Grundlast-Stromerzeugung umzusetzen, muss die Förderung mindestens genauso hoch sein, dass der ROI dem des betriebswirtschaftlichen Optimums entspricht. Der Kapitalwert ergibt sich aus Rentenbarwert abzüglich Investitionskosten. Somit berechnet sich der ROI wie in Gleichung (9) dargestellt.

$$\mathrm{ROI} = \frac{\mathrm{Kapitalwert}}{\mathrm{Investitionskosten}} \tag{8}$$

$$\mathrm{ROI} = \frac{\mathrm{Rentenbarwert} - \mathrm{Investitionskosten}}{\mathrm{Investitionskosten}} \tag{9}$$

Durch die höhere Speicherkapazität ergibt sich ein höherer Rentenbarwert. Damit der ROI dem betriebswirtschaftlichen Optimum entspricht, dürfen die Investitionskosten eine bestimmte Höhe nicht überschreiten. Dazu wird die Förderung so gewählt, dass sie die tatsächlichen Investitionskosten ($\mathrm{Investitionskosten}_{\mathrm{tatsächlich}}$) auf diese Höhe reduziert.

$$\mathrm{Förderung} = \mathrm{Investitionskosten}_{\mathrm{tatsächlich}} - \mathrm{Investitionskosten}_{\mathrm{GL}} \tag{10}$$

Der Index GL steht für Grundlast-Einspeise-Optimum und der Index BW für betriebswirtschaftliches Optimum.

$$\mathrm{ROI}_{\mathrm{GL}} = \mathrm{ROI}_{\mathrm{BW}} \tag{11}$$

Durch Einsetzen ergibt sich:

$$\mathrm{ROI}_{\mathrm{BW}} = \frac{\mathrm{Rentenbarwert}_{\mathrm{GL}} - \mathrm{Investitionskosten}_{\mathrm{GL}}}{\mathrm{Investitionskosten}_{\mathrm{GL}}} \tag{12}$$

Durch Umformen erhalten wir die Gleichung:

$$\mathrm{Investitionskosten}_{\mathrm{GL}} = \frac{\mathrm{Rentenbarwert}_{\mathrm{GL}}}{1 + \mathrm{ROI}_{\mathrm{BW}}} \tag{13}$$

Der $\text{Rentenbarwert}_{GL}$ wird, wie in Abschnitt 4.5 beschrieben, mit der für die Grundlasteinspeisung in der kritischen Woche notwendigen Speicherkapazität berechnet. Um die notwendige Förderung zu bestimmen werden, wie in Gleichung (10) dargestellt, die so erhaltenen maximal erlaubten Investitionskosten von den tatsächlichen Investitionskosten subtrahiert.

Eine höhere Speicherkapazität bewirkt einen höheren Eigenverbrauchsanteil und somit einen höheren Rentenbarwert. Daher muss die Förderung nicht die gesamte, für Grundlast-PV-Einspeisung notwendige, Speicherkapazität finanzieren, sondern lediglich den zu fördernden Anteil. Dieser berechnet sich wie in Gleichung (14) dargestellt:

$$\text{Am zusätzlichen Speicher zu fördernder Anteil} = \frac{\text{Förderhöhe}}{\text{Kosten für zusätzlichen Speicher}} \tag{14}$$

5 Ergebnisse

Der Abschnitt Ergebnisse wird in zwei Unterabschnitte aufgeteilt. Zuerst wird die Rentabilität von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften berechnet. Darauf aufbauend, werden im zweiten Ergebnisteil Anpassungen der festgelegten Einflussgrößen und die für eine Photovoltaik-Grundlast-Einspeisung notwendige Speicherkapazität, sowie die dafür nötige Förderhöhe, dargelegt.

5.1 Rentabilität einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft

In diesem Unterabschnitt werden die Bestimmung und Festlegung der Einflussgrößen, sowie die darauf fußenden Berechnungsergebnisse dargestellt. Zuerst wird auf die Wirtschaftlichkeit zwischen einzeln investierenden Haushalten und gemeinschaftlich investierenden Haushalten eingegangen. Dann wird untersucht, ob eine kleinere Gemeinschaft ökonomische Vorteile bietet.

5.1.1 Festgelegte Einflussgrößen

Die für die Berechnung benötigten Einflussgrößen werden in diesem Unterabschnitt beschrieben und in Tabelle 1 dargestellt. Die Gesamtkapazität der PV-Anlage der Nutzungsgemeinschaft beträgt 89,7 kWp. Die maximale Speicherentladung wurde mit 90% auf einen branchenüblichen Wert festgelegt (Wagner 2019). Der Strombezugstarif wurde mit 19,5 ct/kWh auf den Mittelwert der aktuellen Strombezugstarife in Österreich festgelegt (E-Control 2019). Abbildung 26 zeigt die Strompreisentwicklung in Österreich seit 2016. Der Einspeisetarif wurde auf 5,8 ct/kWh festgelegt. Dieser Wert entspricht, wie bereits von Heinrich (2018) dargelegt, dem Mittelwert der Einspeisetarife in Österreich (Selectra Österreich 2018).

Die spezifischen Investitionskosten für die PV-Anlage wurden mit 1250 €/kWp in dem Bereich der in Österreich aktuellen Investitionskosten festgelegt (Heinrich 2018). Der Kalkulationszeitraum wurde mit 20 Jahren der Mindest-Lebensdauer von Lithium-Ionen-Speichern angeglichen (Wagner 2019). Der Kalkulationszinssatz wurde mit 5% deutlich über den für langfristige Geldanlagen erreichbaren Zinssätzen festgelegt, da auch alternative Investitionen, wie zum Beispiel Immobilienanlagen, möglich wären.

Jährliche Ausgaben

Die jährlichen Ausgaben sind Betriebskosten, sowie Kosten für Versicherung und Zählergebühren. Wie von Röck (2019) bereits beschrieben, belaufen sich die jährlichen Betriebskosten nach Seltmann (2005) und Quaschning (2015) auf 1% der Investitionskosten. Die Versicherungskosten bewegen sich für 5 kWp-Photovoltaikanlagen zwischen 40 und 100 € pro Jahr. Das sind, bei den für diese Arbeit angenommenen spezifischen Investitionskosten für Photovoltaikanlagen, zwischen 0,6% und 1,6% der gesamten Investitionskosten. Somit werden die Versicherungskosten auf 1% der Investitionskosten festgelegt. Die jährliche Zählergebühr wird mit 100 € berücksichtigt. (Haselhuhn 2005)

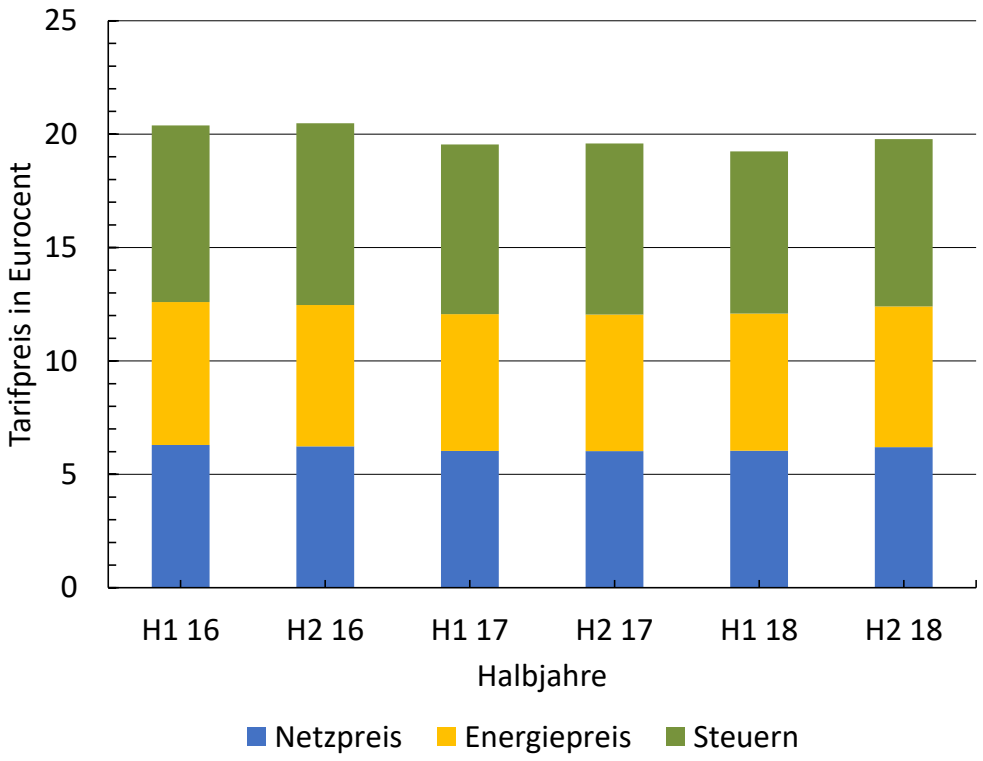

Abbildung 26: Strompreisentwicklung der durchschnittlichen Bezugstarife in Österreich, eigene Darstellung aufbauend auf den Daten von (E-Control 2019).

Wirkungsgrad

Der Gesamtwirkungsgrad setzt sich, wie in Abschnitt 2.3.2 beschrieben, aus den einzelnen Wirkungsgraden der einzelnen Komponenten zusammen, siehe Gleichung (1). Der Wirkungsgrad der Photovoltaikanlage ist für die Berechnung nicht notwendig, da die Photovoltaik-Produktion gemessen wird und nicht die einfallende Solarstrahlung. Der verwendete Wechselrichter, Symo Hybrid 5.0-3-M, hat einen

Wirkungsgrad von 96 %. In den verwendeten Realdatensätzen ist der Wirkungsgrad des Wechselrichters bereits miteinbezogen, daher scheint er in dieser Arbeit nicht in der Berechnung auf. Der zyklische Wirkungsgrad von Lithium-Ionen Zellen bei niedrigen Stromdichten, wie sie im hier betrachteten System auftreten, liegt bei mehr als 99% (Madani, Schaltz, und Knudsen Kær 2019). Es wird daher in Abschnitt 5.1 vereinfacht davon ausgegangen, dass 100% der eingespeicherten elektrischen Energie beim Entladen des Speichers zurückgewonnen werden.

Tabelle 1: Für die Berechnung in Abschnitt 5.2 angenommene Einflussgrößen.

Parameter	Größe	Einheit
Kapazität PV-Anlage in kWp	89,7	kWp
max. Entladetiefe Speicher	90	%
Zyklische Effizienz Speichersystem	100	%
Strombezugstarif	0,195	€/kWh
Einspeisetarif	0,058	€/kWh
Spezifische Investitionskosten PV-Anlage	1250	€/kWp
Spezifische Investitionskosten Speicher	200	€/kWh
Kalkulationszeitraum	20	Jahre
Kalkulationszinssatz	5	%
Jährliche Betriebskosten (Prozent der Invest.-Kosten)	1	%
Jährliche Versicherungskosten (Prozent der Invest.-Kosten)	1	%
Jährliche Zählergebühr	100	€

5.1.2 Wirtschaftlichkeitsvergleich einzelner Haushalte gegenüber der Gemeinschaft

Um die Rentabilität beurteilen zu können, wurde die optimale Kapazität eines Batteriespeichersystems (BSS) für alle Haushalte einzeln und für den Fall einer gemeinschaftlichen Nutzung ermittelt und gegenübergestellt. Dazu wurde die BSS-Kapazität in Schritten von 2 kWh auf den maximal erreichbaren Return on Investment (ROI) optimiert. Der ROI errechnet sich als Quotient von Kapitalwert und Investitionskosten. Die Ergebnisse fußen auf den in Tabelle 1 aufgelisteten Einflussgrößen.

Wie in Tabelle 2 ersichtlich, kann Haushalt E allein den höchsten ROI mit 19,2% erzielen. Der Kalkulationszinssatz wurde auf 5% festgelegt. Somit sind alle Investitionen, wo der interne Zinsfuß kleiner als 5% ist, unrentabel – was auch durch einen negativen Kapitalwert und ROI sichtbar wird. Wie auch in Abbildung 27 weiter unten klar ersichtlich, ist nur für A und E einzeln ein positiver ROI zu erzielen. In Summe kann mit einem gemeinschaftlich genutztem BSS ein um 14130€ höherer Kapitalwert erzielt werden.

Tabelle 2: Vergleich der einzelnen Haushalte, erzielbare Ergebnisse für die Optimierung der BSS-Kapazität nach dem maximalen ROI.

Ergebnisse	A	B	C	D	E	F	Summe Einzeln	Gemeinsam
ROI in %	14,4	-37,6	-14,5	-13,2	19,2	-7,6	-1,1	9,7
BSS-Kapazität in kWh	2	6	4	6	34	14	66	86
Kapitalwert in €	692	-6134	-1870	-1761	9855	-2134	-1352	12777
Investitionskosten in €	4819	16333	12889	13333	51306	28111	126791	131236
Interner Zinsfuß in %	6,64	0,02	3,22	3,39	6,94	4,09	4,87	6,12

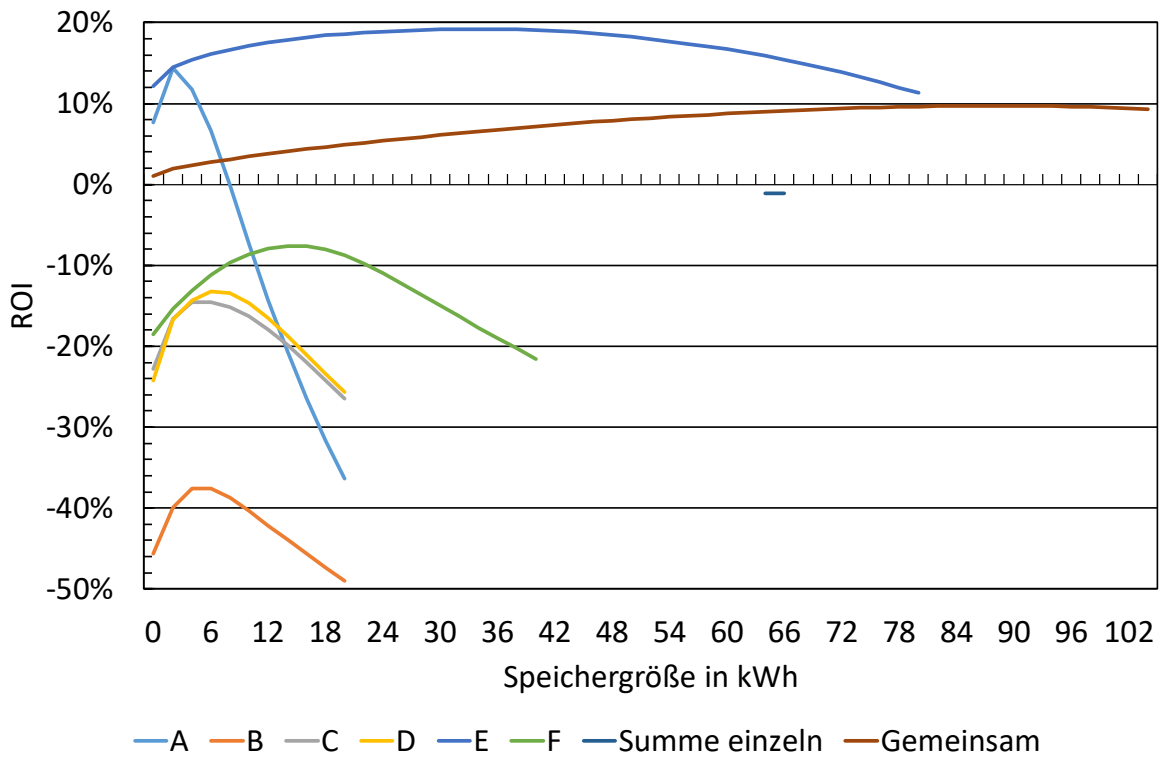

Abbildung 27: ROI in % abhängig von der BSS-Kapazität in kWh für die Fälle der einzeln investierenden Haushalte und den Fall einer gemeinschaftlichen Investition. Angenommene Parameter siehe Tabelle 1.

Die Haushalte A und E haben ohne die Gemeinschaft einen größeren Kapitalwert und einen höheren ROI, daher besteht auf den ersten Blick kein Anreiz sich zu beteiligen. Für B, C, D und F wäre es sehr wünschenswert, wenn A und E sich beteiligen würden. Dies könnte durch eine Kompensation erreicht werden. Kann die Gemeinschaft die beiden Haushalte kompensieren, so dass es sich für alle rentiert?

Dieser Frage wurde nachgegangen, indem Rendite (Kapitalwert) und Investitionskosten (PV und Speicher) nach einem bestimmten Schlüssel auf die Haushalte aufgeteilt wurden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 und Abbildung 28 und Abbildung 29 dargestellt.

Aufteilung der Renditen

Wie in Abschnitt 4.4 beschrieben, bekommt und zahlt Haushalt E denselben Betrag wie er einzeln erzielen würde. Gleiches gilt für Haushalt A. Die übrigen Haushalte teilen sich die Rendite proportional zum Anteil ihrer PV-Anlage an der Gesamt-PV-Fläche auf. Die Kosten werden aufgeteilt als würde jeder Haushalt einzeln optimieren. Die übrigen 20 kWh teilen sich die 4 kompensierenden Haushalte nach demselben Schlüssel auf wie den Kapitalwert. Das Ergebnis zeigt, wie in Tabelle 3 ersichtlich, dass so für alle beteiligten Haushalte ein positiver ROI zu erzielen ist, ohne dass ein Haushalt schlechter gestellt wird.

Tabelle 3: Renditen und Kosten (Kapitalwert und ROI) der Haushalte einzeln und gemeinschaftlich mit und ohne Kompensation der Haushalte A und E.

Renditen je Aufteilungsschlüssel	A	B	C	D	E	F	Summe
PV-Größe in kWp	3,5	12	9,6	9,6	35	20	89,7
Kapitalwert ohne Gemeinschaft in €	692	-6134	-1870	-1761	9855	-2134	-1353
Kapitalwert gemeinschaftlich ohne Kompensation in €	499	1709	1367	1367	4986	2849	12777
Kapitalwert gemeinschaftlich mit Kompensation in €	692	523	418	418	9855	871	12777
ROI ohne Gemeinschaft in %	14,35	-37,56	-14,51	-13,21	19,21	-7,59	-1,07
ROI gemeinschaftlich ohne Kompensation in %	9,74	9,74	9,74	9,74	9,74	9,74	9,74
ROI gemeinschaftlich mit Kompensation in %	14,35	3,01	3,05	2,95	19,21	2,92	9,74

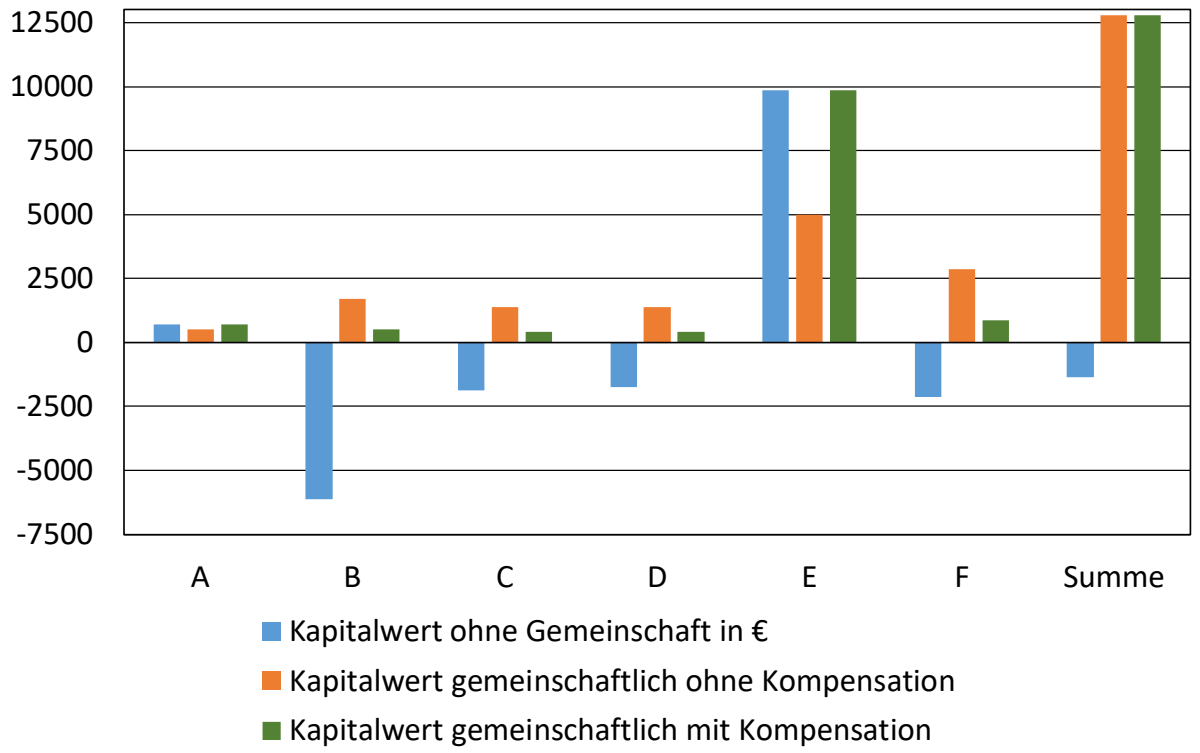

Abbildung 28: Ergebnis für den bei optimalem ROI erzielten Kapitalwert, der Haushalte einzeln und gemeinschaftlich mit und ohne Kompensation der Haushalte A und E.

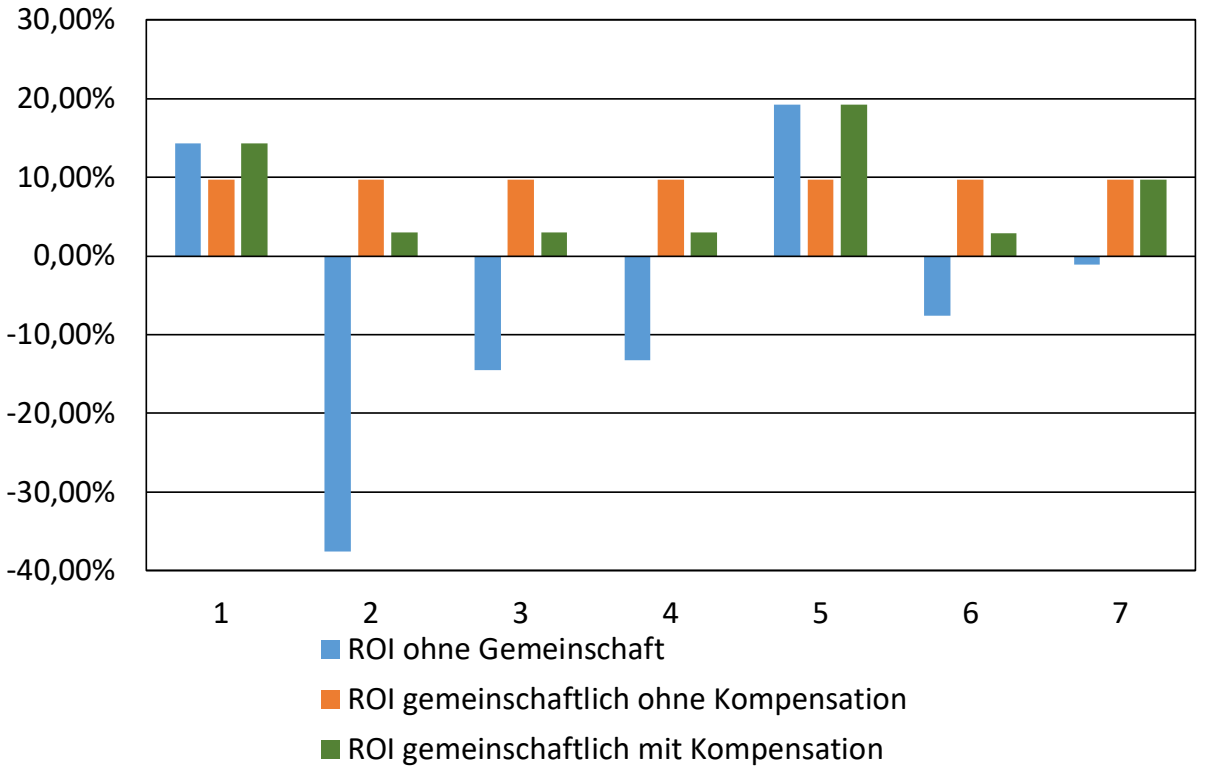

Abbildung 29: Ergebnis für den erzielbaren ROI, der Haushalte einzeln und gemeinschaftlich mit und ohne Kompensation der Haushalte A und E.

5.1.3 Wirtschaftliche Effekte beim Ausschluss einzelner Haushalte

Wie groß ist das Einsparpotential für den Fall, dass jeweils ein Haushalt von der Nutzung ausgeschlossen wird und 5 Haushalte einen Lithium-Ionen-Speicher gemeinschaftlich nutzen? Wie in Tabelle 4 ersichtlich, wäre bei einer Investition in einen gemeinschaftlichen Energiespeicher ohne Haushalt C bzw. D für die 5 verbliebenen Haushalte ein höherer ROI zu erzielen. Am höchsten ist der ROI ohne C, hier ist der erzielbare Kapitalwert um 69 € höher. Jedoch wäre Haushalt C mit dem in Gemeinschaft erzielbaren Kapitalwert von 418€, wie in Tabelle 3 ersichtlich, in der Lage die anderen zu kompensieren. Abbildung 30 zeigt deutlich wie wichtig es ist, dass Haushalt E kompensiert wird, da ohne diesen kein positiver ROI erzielbar wäre.

Tabelle 4: Vergleich, wenn verschiedene Haushalte ausgeschlossen wären, Ergebnisse für die Auslegung der BSS-Kapazität nach dem maximalen ROI.

Ergebnisse	Gemeinsam	ohne A	ohne B	ohne C	ohne D	ohne E	ohne F
ROI in %	9,74	7,94	9,46	10,70	10,56	-3,12	7,22
BSS-Kapazität in kWh	86	84	84	84	84	34	78
Kapitalwert in €	12777	10043	11965	12708	12539	-2367	8446
Investitionskosten in €	131236	126417	126417	118792	118792	75931	116958

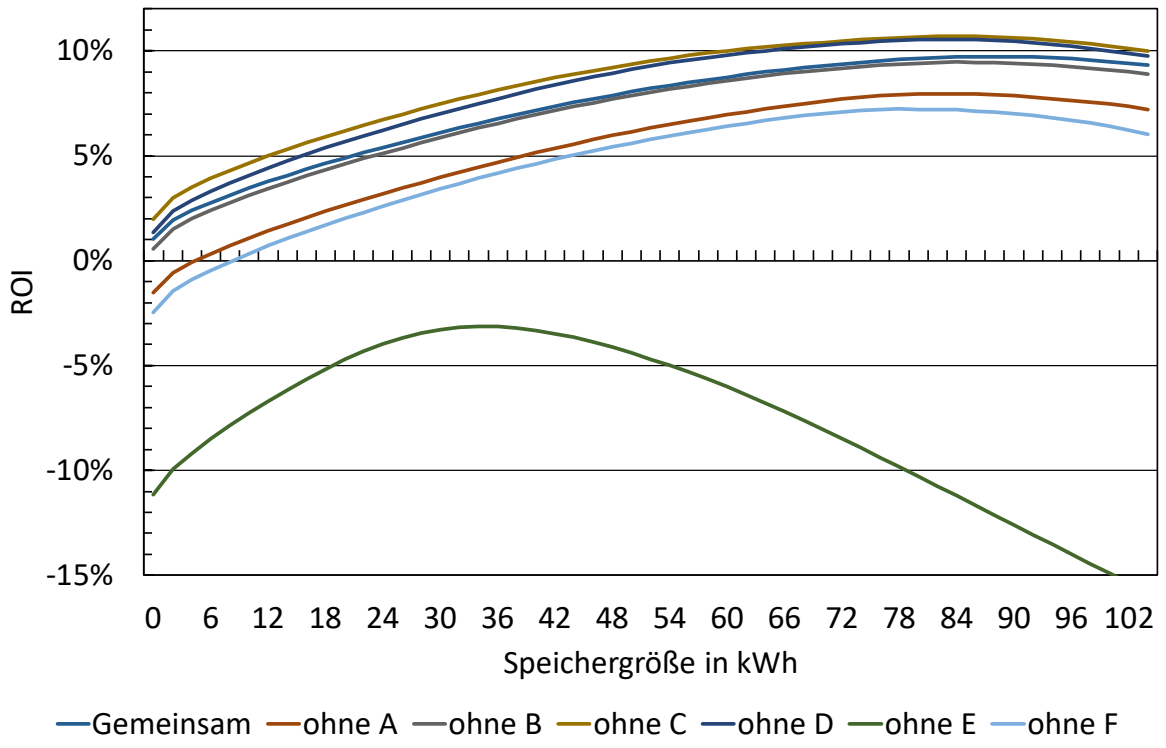

Abbildung 30: ROI in %, abhängig von der BSS-Kapazität in kWh für den Fall einer gemeinschaftlichen Investition und die Fälle, dass jeweils ein Haushalt ausgeschlossen wird. Angenommene Parameter siehe Tabelle 1.

5.2 Grundlast-Einspeisung von PV-Überschussstrom

5.2.1 Anpassung der Einflussgrößen

Für die Berechnung der für die Grundlast-PV-Einspeisung notwendigen Speicherkapazität und der zu empfehlenden Förderhöhe, wurde eine Anpassung der benötigten konstanten Einflussgrößen vorgenommen. Es wurden Wirkungsgrad, Versicherungs- und Betriebskosten angepasst. Zudem wurden den spezifischen Investitionskosten des Batteriespeichersystems Variationsbereiche hinzugefügt. Diese angepassten und sämtliche in Abschnitt 5.2 verwendeten Einflussgrößen sind in Tabelle 5 aufgelistet. Im Folgenden wird auf die Anpassungen der einzelnen Einflussgrößen näher eingegangen.

Wirkungsgrad

Wie in Abschnitt 2.3.2 beschrieben ist der Wirkungsgrad des Wechselrichters mit 96% bereits in den Produktionsprofilen berücksichtigt. Für den ersten Ergebnisteil wurde die Zykluswirkungsgrad des Batteriespeichersystems, bestehend aus DC-DC Wandler-Wirkungsgrad bei Auf- und Entladung und Coulomb-Wirkungsgrad, vereinfachend auf 100% festgelegt.

Für die weitere Berechnung wurde der angenommene DC-DC Wandler-Wirkungsgrad angepasst auf 97% für jeweils Auf- und Entladung, da dies dem hierfür typischen Wirkungsgrad entspricht (Liang u. a. 2011). Die Coulomb-Wirkungsgrad wird weiterhin auf 100% angenommen. Das ergibt mit dem Wechselrichter einen Gesamt-System-Wirkungsgrad (PV – Batterie – Netz) von 90%, welcher somit dem von Fronius garantierten Gesamt-System-Wirkungsgrad entspricht (Fronius International GmbH 2018).

Versicherungs- und Betriebskosten

Die Versicherungs- und Betriebskosten wurden im ersten Ergebnisteil für Photovoltaikanlage und Lithium-Ionen-Speicher mit 2% der Investitionskosten berücksichtigt. Für den zweiten Ergebnisteil, die Auslegung für eine Grundlast-Stromeinspeisung, wurden diese Parameter angepasst, da ein Lithium-Ionen-Speicher keinen Wettereinflüssen ausgesetzt ist und daher kaum Betriebskosten und Kosten für Versicherung anfallen. Somit werden die Betriebs- und Versicherungskosten für den Lithium-Ionen-Speicher für die weitere Berechnung auf maximal 382,22 € jährlich festgelegt. Das entspricht 2% der Investitionskosten bei 86 kWh Speicherkapazität.

Für die Versicherungs- und Betriebskosten der Photovoltaikanlage, deren Größe sich im Zuge der Berechnung nicht verändert, wurden weiterhin 2% der Investitionskosten veranschlagt.

Durch die geänderten Einflussgrößen erhöht sich die betriebswirtschaftlich optimale Speicherkapazität bei 200 €/kWh Speicherpreis von 86 auf 98 kWh.

Tabelle 5: Für die Berechnung in Abschnitt 5.2 angenommene Einflussgrößen.

Parameter	Standardgröße	Variationsbereich	Einheit
Kapazität PV-Anlage in kWp	89,7	-	kWp
max. Entladetiefe Speicher	90	-	%
Zyklische Effizienz Speichersystem	94	-	%
Strombezugstarif	0,195	-	€/kWh
Einspeisetarif	0,058	-	€/kWh
Spezifische Investitionskosten PV Anlage	1250	-	€/kWp
Spezifische Investitionskosten Speicher	200	100 – 400	€/kWh
Kalkulationszeitraum	20	-	Jahre
Kalkulationszinssatz	5	-	%
Jährliche Versicherungs- und Betriebskosten PV-Anlage	1	-	€
Jährliche Versicherungs- und Betriebskosten Batteriespeichersystem	382,22	-	€
Jährliche Zählergebühr	100	-	€

5.2.2 Optimale Speicherkapazität für Grundlast-Stromeinspeisung

Wie in Abschnitt 4.5 beschrieben, wurde die optimale Speicherkapazität für Grundlast-Stromeinspeisung so gewählt, dass über die Nacht hinweg der Haushalts-Strom-Verbrauch abgedeckt und eine konstante Grundlast-Stromeinspeise-Leistung ermöglicht werden kann.

Die kritische Woche war von 01.06.2019 bis 07.06.2019. Das ist jene Woche des Jahres, in der die Differenz zwischen kumulierter Produktion und Verbrauch am höchsten ist. Abbildung 31 zeigt den Verlauf von Produktion und Verbrauch.

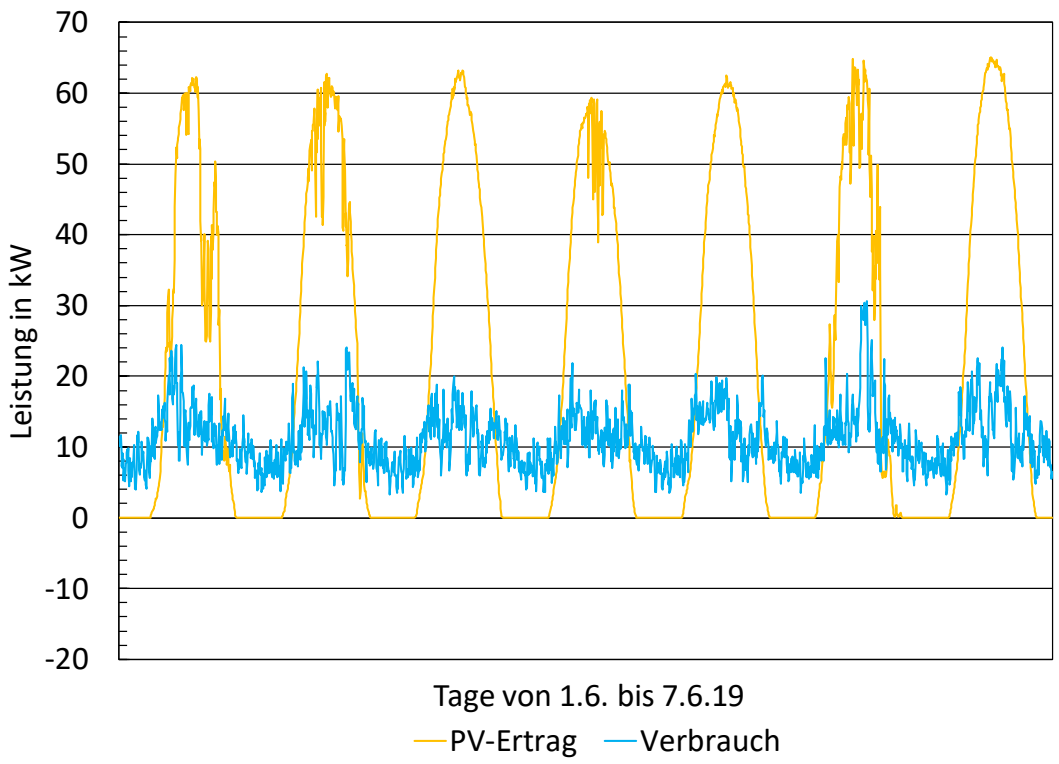

Abbildung 31: Verlauf von PV-Produktion und Verbrauch in der kritischen Woche von 01.06 bis 07.06.2019. (Eigene Darstellung)

Für diese Woche wurde die optimale Grundlast-Stromeinspeise-Leistung P_{GL} wie in Gleichung (7) berechnet und ergibt 11,39 kW. Diese Leistung wird durchgehend über die gesamte Woche konstant ins Netz eingespeist.

$$P_{GL} = \frac{\Sigma\, W_{Produktion} - \Sigma\, W_{Verbrauch}}{t} = \frac{3784{,}3\ kWh\ -\ 1871{,}1\ kWh}{7\ Tage * 24h/Tag} = 11{,}39\ \mathrm{kW}$$

Die notwendige Speicherkapazität, um den in der kritischen Woche produzierten Photovoltaikstrom konstant als Grundlast einspeisen zu können, wurde mittels manueller Iteration in einem Simulationsmodell ermittelt. Das Optimum wurde bei 330 kWh Speicherkapazität festgestellt. Abbildung 32 zeigt die Netzinteraktion in der kritischen Woche ohne Speicher, Abbildung 33 mit wirtschaftlich optimalem Speicher, Abbildung 34 mit grundlastfähigem Speicher. In Abbildung 35 wird die Netzinteraktion dieser 3 Fälle gegenübergestellt.

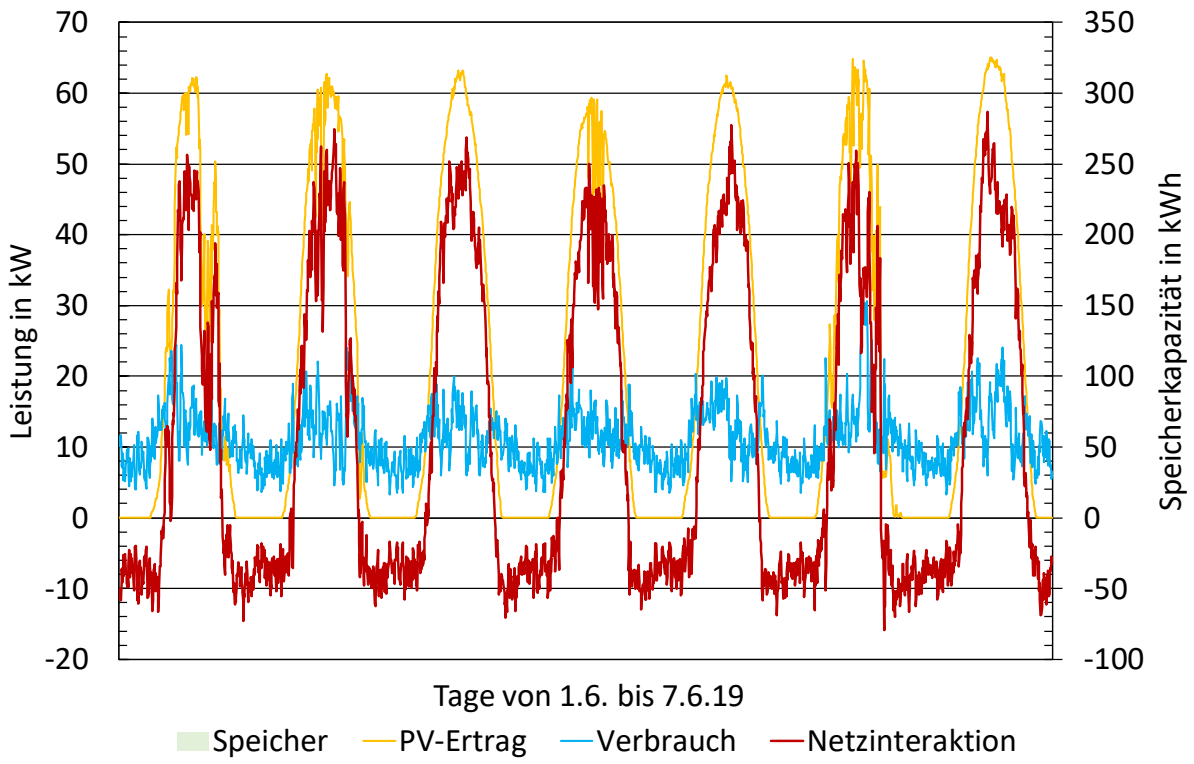

Abbildung 32: Verlauf von PV-Produktion, Verbrauch und Netzinteraktion auf der linken Ordinate in der kritischen Woche von 01.06 bis 07.06.19 ohne Speicher. (Eigene Darstellung)

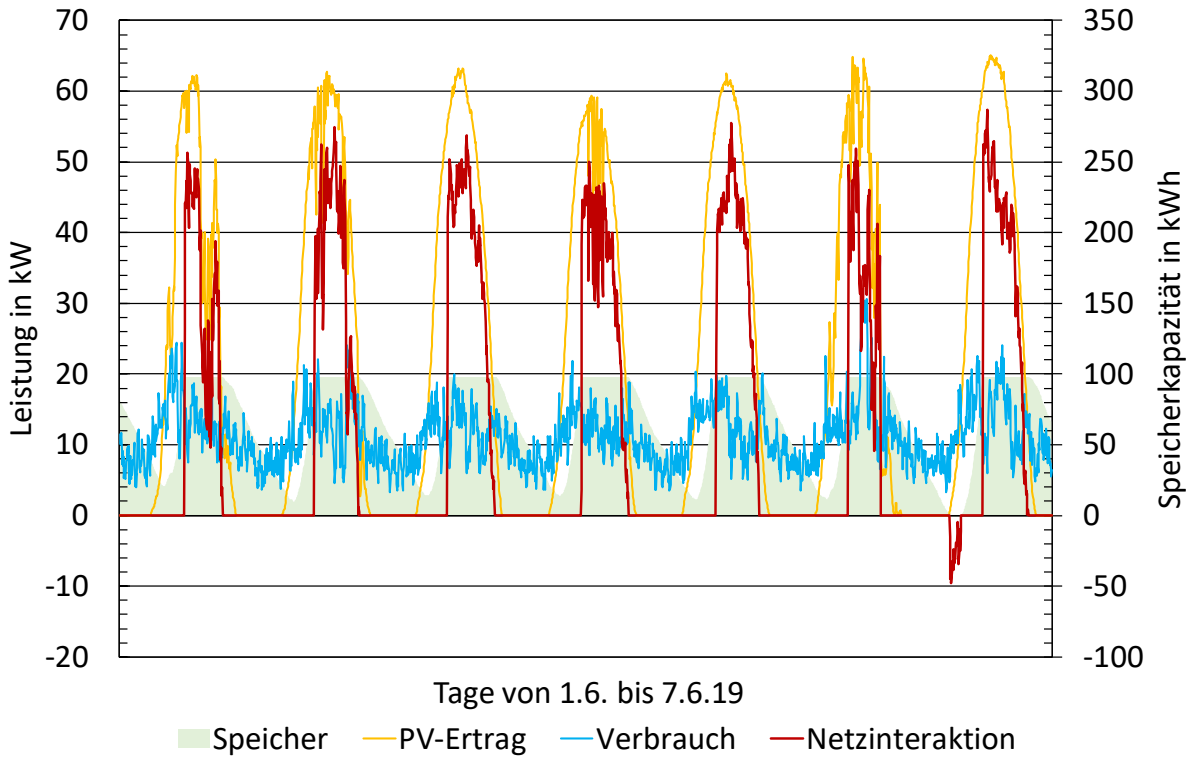

Abbildung 33: Verlauf von PV-Produktion, Verbrauch und Netzinteraktion auf der linken Ordinate und Speicherstand auf der rechten Ordinate in der kritischen Woche von 01.06 bis 07.06.19. Bei einer Speicherkapazität von 98 kWh, das entspricht dem betriebswirtschaftlichen Optimum. (Eigene Darstellung)

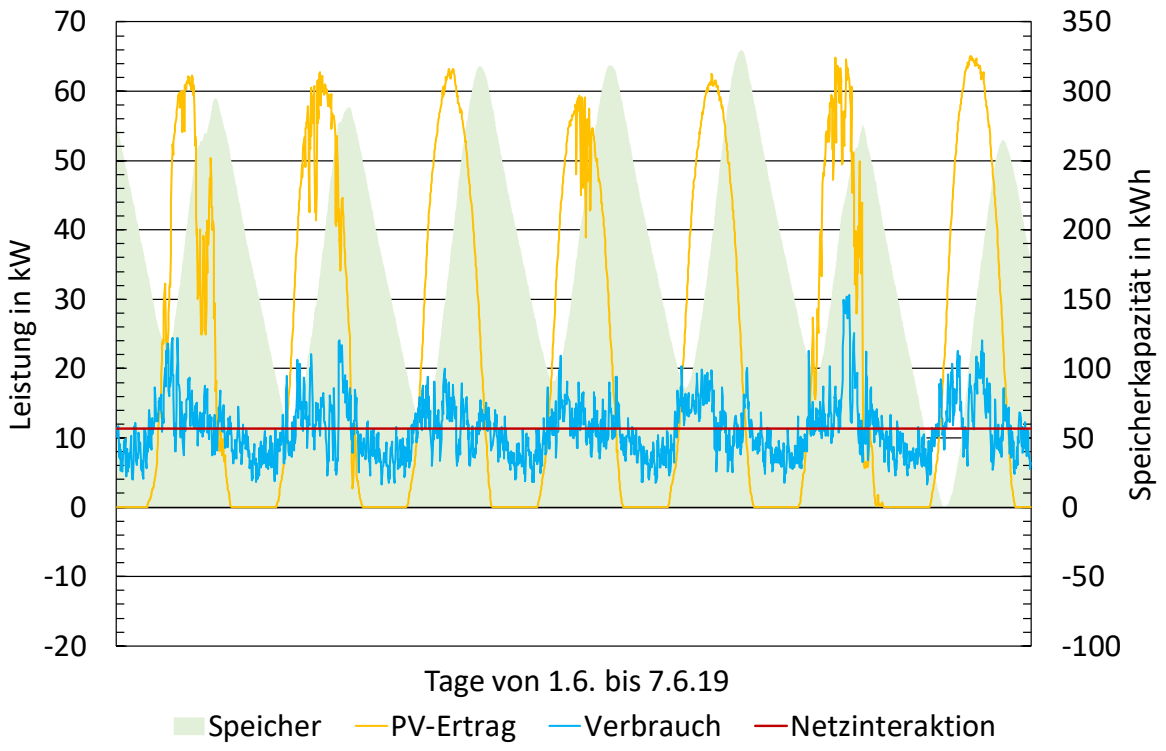

Abbildung 34: Verlauf von PV-Produktion, Verbrauch und Netzinteraktion auf der linken Ordinate und Speicherladestand auf der rechten Ordinate in der kritischen Woche von 01.06 bis 07.06.19. Bei einer Speicherkapazität von 330 kWh, das entspricht dem Optimum für Grundlast-Einspeisung. (Eigene Darstellung)

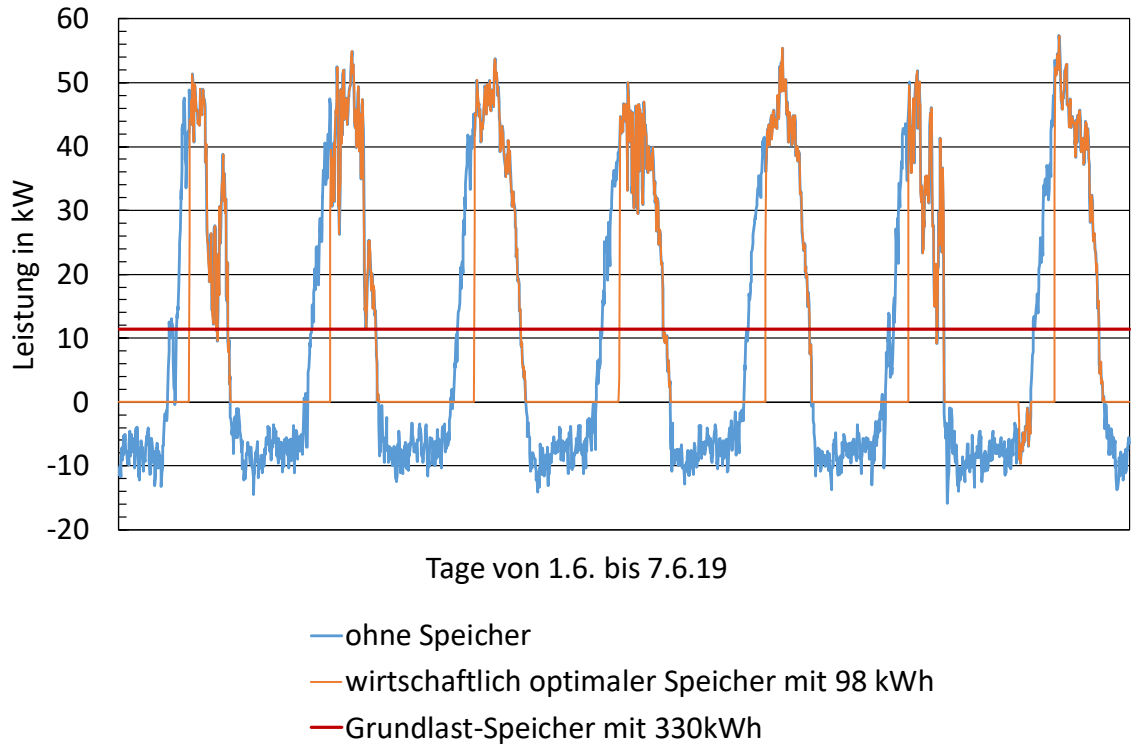

Abbildung 35: Vergleich der Netzinteraktions-Verläufe der drei Fälle: Ohne Speicher, mit betriebswirtschaftlich optimalem Speicher von 98 kWh und dem Optimum für Grundlast-Einspeisung bei 330 kWh. In der kritischen Woche, der mit der höchsten Differenz zwischen Produktion und Verbrauch, bei der in dieser Arbeit untersuchten Nutzungsgemeinschaft. (Eigene Darstellung)

5.2.3 Levelized Cost of Electricity

Die Levelized Cost of Electricity (*LCOE*), zu Deutsch Stromgestehungskosten, bezeichnen die Kosten die für die Energieumwandlung einer anderen Energieform in elektrische Energie anfallen. Sie werden in €/MWh oder seltener in ct/kWh angegeben.

In diesem Unterabschnitt werden die *LCOE* für die Kombination von Photovoltaikanlage und Batteriespeichersystem im Gesamten dargestellt. Das bedeutet, die Systemgrenzen wurden um PV-Anlage und Speichersystem über die 20 Jahre des Kalkulationszeitraums gezogen und, Gleichung (15) entsprechend, berechnet.

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\text{Investitionskosten PV} + \text{Investitionskosten Speicher}}{\text{Jährliche Stromproduktion} * 20\ \text{Jahre}} \tag{15}$$

Es ergeben sich 97,09 €/MWh bei spezifischen Speicherkosten von 200 €/kWh und 135,49 €/MWh bei 400 €/kWh. Als Vergleichswerte wurden staatliche Zahlungen an Atomkraftwerke und Biogasanlagen herangezogen. Aktuelle Werte zu Kosten für Atomkraftwerke liefert das Atomkraftwerk Hinkley Point C in Großbritannien. Der Staat hat sich verpflichtet, für 35 Jahre 92.50 £/MWh zu bezahlen. Umgerechnet ergibt das 106,24 €/MWh basierend auf dem Wechselkurs vom 15. April 2020. (Morse 2017)
In Österreich wird Biomasse mit staatlichen Mitteln gefördert. So lautet es im Biomasseförderungsgesetz im Oberösterreichischen Landesgesetzbuch §10 Absatz 5:

„Für die Abnahme des Ökostroms aus Anlagen gemäß § 3 Abs. 1 sind vom Biomassebilanzgruppenverantwortlichen folgende Tarife (ohne USt.) zu entrichten:

1. für Ökostromanlagen, die unter Verwendung der Primärenergieträger feste Biomasse und Abfall mit hohem biogenen Anteil, jedoch mit Ausnahme des in Z 2 aufgezählten Abfalls, betrieben werden,

a) mit einer Engpassleistung bis 2 MW …… 11,21 Cent/kWh

b) mit einer Engpassleistung von über 2 bis 10 MW …..... 9,65 Cent/kWh;“

Abbildung 36 bietet einen übersichtlichen Vergleich über Grundlast-PV, abhängig von den Speicherpreisen, Biogas und Atomkraft.

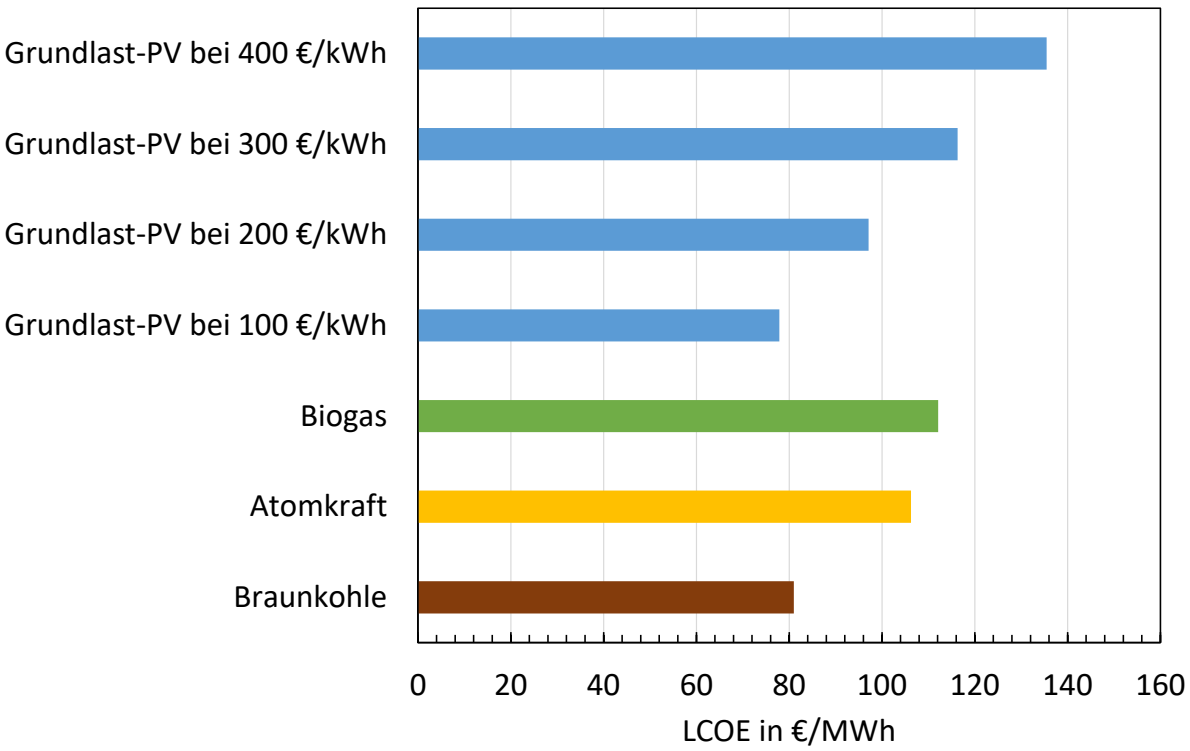

Abbildung 36: Levelized Cost of Electricity verschiedener Grundlastkraftwerkstypen. Grundlast-Photovoltaik in Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten für einen Lithium-Ionen-Speicher berechnet für den in dieser Arbeit untersuchten Anwendungsfall. Eigene Darstellung basierend auf den Daten von (Morse 2017) für Atomkraft, (C. Kost, Schlegl, und Shammugam 2018) für Braunkohle und (Biomasseförderungsgesetz 2019) für Biogas.

Das Fraunhofer Institut gibt für freistehende Photovoltaikanlagen Stromgestehungskosten von ca. 37 bis 64 €/MWh an. Für Braunkohle werden ca. 43 bis 80 €/MWh angegeben, siehe Abbildung 37. Photovoltaik ist somit die günstigste Stromerzeugungstechnologie, wird jedoch noch nicht als möglicher Grundlastkraftwerkstyp in Erwägung gezogen. (C. Kost, Schlegl, und Shammugam 2018)

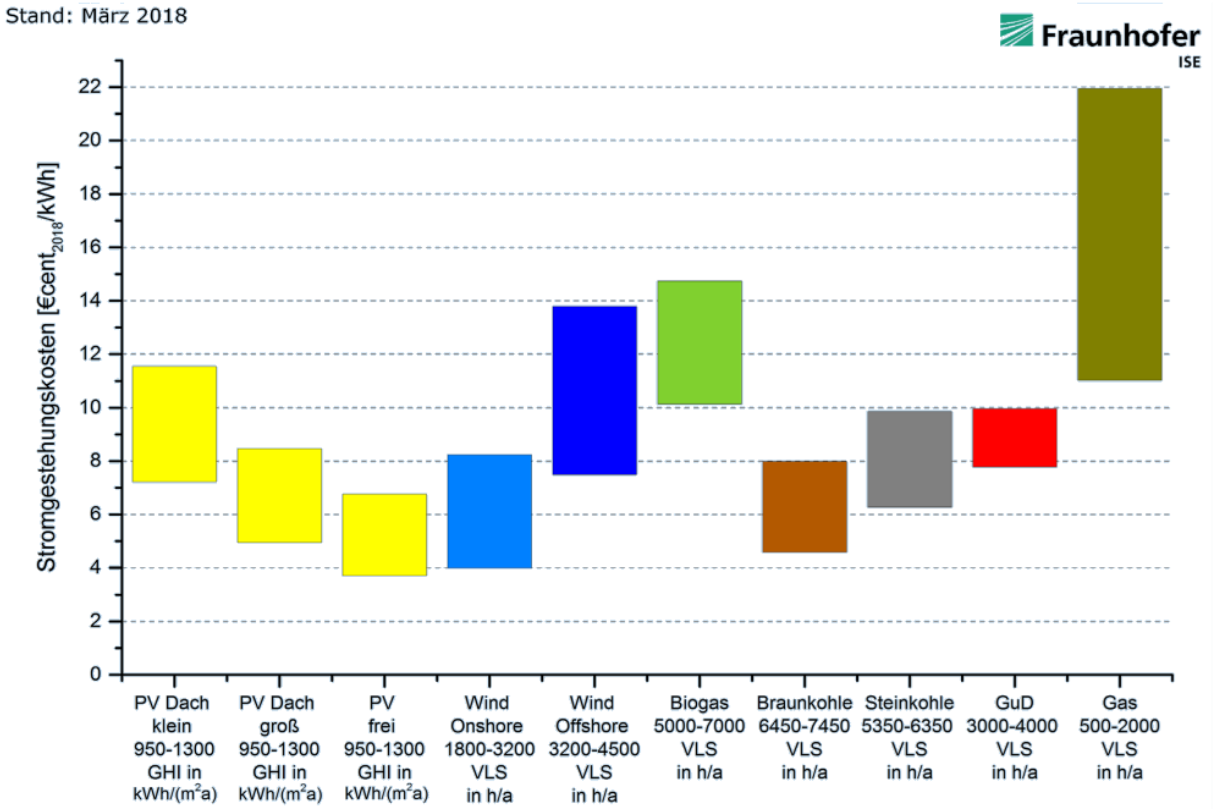

Abbildung 37: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2018. Der Wert unter der Technologie bezieht sich bei PV auf die solare Einstrahlung (GHI) in kWh/(m²a), bei den anderen Technologien gibt sie die Volllaststundenanzahl der Anlage pro Jahr an. Spezifische Investitionen sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt. (C. Kost, Schlegl, und Shammugam 2018)

5.2.4 Für Grundlast-Stromeinspeisung benötigter Förderbedarf

Wie im vorhergehenden Abschnitt erläutert, wird für die Grundlasteinspeisung der Gemeinschaft, von den sechs für diese Arbeit ausgewählten Haushalten, eine Speicherkapazität von 330 kWh benötigt. Die wirtschaftlich optimale Speicherkapazität liegt bei 98 kWh. Das führt uns zur Antwort auf die zweite Forschungsfrage:

- Wieviel Speicherkapazität eines Speichers müsste staatlich gefördert werden, damit für die ausgewählten Privathaushalte eine PV-Grundlasteinspeisung wirtschaftlich wäre?

Eine Grundlasteinspeisung benötigt in diesem Fall eine um 232 kWh höhere Speicherkapazität. Das entspricht einer Erhöhung um 236,73%. Dies führt zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils von 70,10% auf 79,18% und des Autarkiegrades von 59,42% auf 67,11%. Somit wird ein größerer Teil der

Bezugskosten eingespart, wodurch der Rentenbarwert steigt, bei 200 €/kWh Speicherpreis von 145892 € auf 159432 €.

Wie in Abschnitt 4.6 beschrieben, wurde die Förderhöhe mit Gleichung (10) bis Gleichung 13 auf Basis der in Tabelle 5 aufgelisteten Einflussgrößen berechnet. Es ergibt sich eine Förderhöhe von 39128 €. Das entspricht einer spezifischen Förderhöhe von 168,65 €/kWh zusätzlicher Speicherkapazität.
Somit muss eine staatliche Förderung nicht den gesamten zusätzlichen Speicher abdecken, sondern wie Gleichung (14) ergibt, nur 75,89% der gesamten Kosten des zusätzlichen Speichers.

$$\text{Zu fördernder Anteil} = \frac{\text{Förderhöhe}}{\text{Kosten für zusätzlichen Speicher}} = \frac{39128\ €}{51556\ €} = 75{,}89\%$$

Da mit einer höheren Speicherkapazität eine Verbesserung des Eigenverbrauchs einhergeht, können mehr Bezugskosten eingespart werden. Das führt zu einem höheren Rentenbarwert und damit können die restlichen 24,11% der Kosten für den zusätzlichen Speicher gedeckt werden. Zur besseren Veranschaulichung sind die Ergebnisse schrittweise als Säulen-Diagramme dargestellt. Zuerst wird das betriebswirtschaftliche Optimum in Abbildung 38 gezeigt. Dann wird das Grundlastszenario ohne Förderung in Abbildung 39 gezeigt. Um den ROI für den Investor auf den Wert des betriebswirtschaftlichen Optimums zu bringen, muss ein Teil der Kosten durch die berechnete Förderung von 39128 € finanziert werden, wie in Abbildung 40 dargestellt.

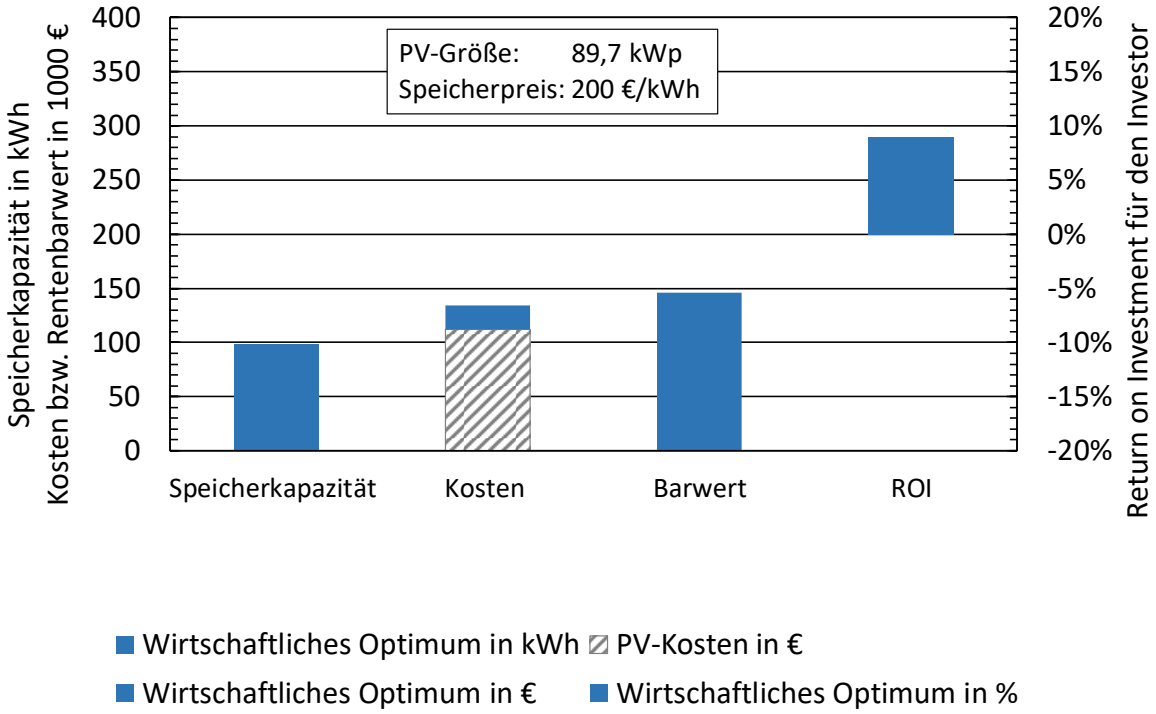

Abbildung 38: Speicherkapazität, Kosten, Rentenbarwert auf der linken Ordinate und ROI auf der rechten Ordinate für die betriebswirtschaftlich optimierende Nutzungsgemeinschaft, ohne PV-Grundlast-Einspeisung. (Eigene Darstellung)

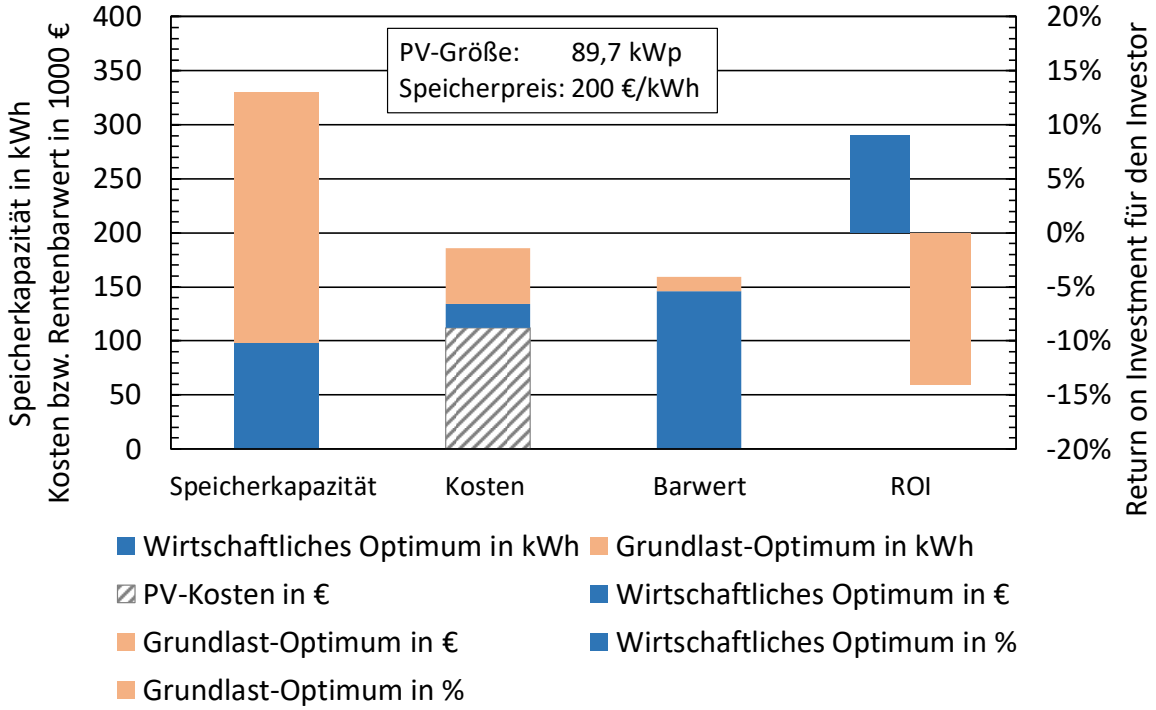

Abbildung 39: Speicherkapazität, Kosten, Rentenbarwert auf der linken Ordinate und ROI auf der rechten Ordinate der Nutzungsgemeinschaft, mit für PV-Grundlast-Einspeisung optimaler Speichergröße, ohne Förderung. (Eigene Darstellung)

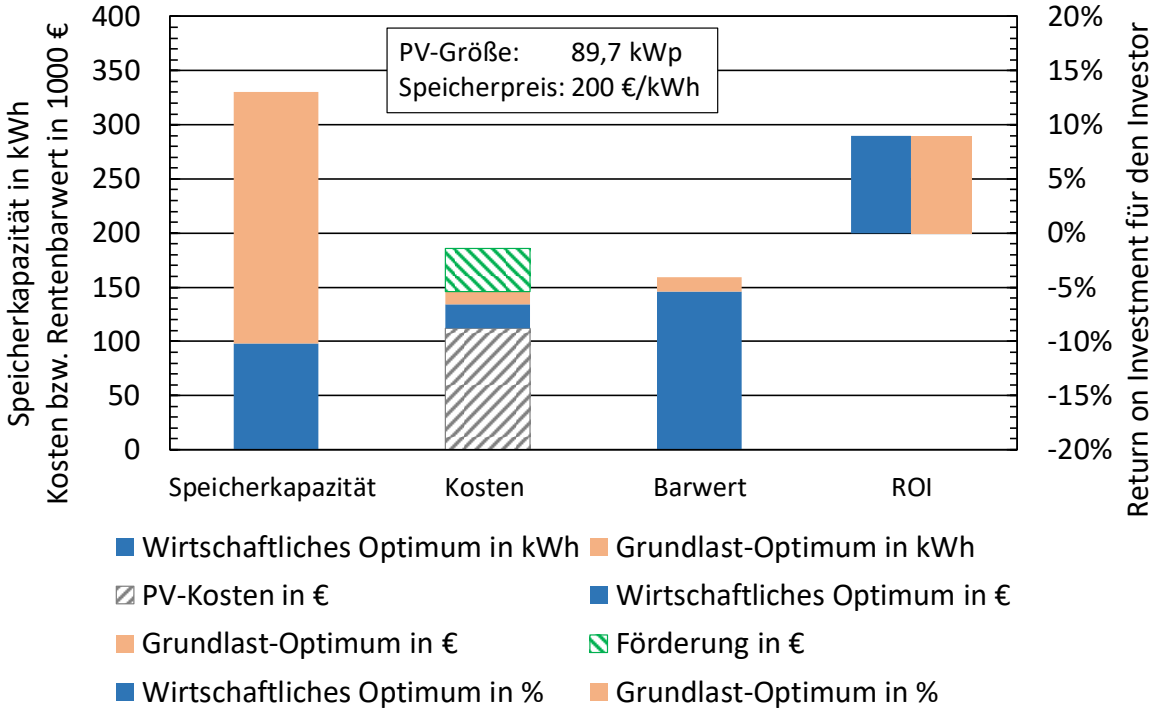

Abbildung 40: Speicherkapazität, Kosten, Rentenbarwert auf der linken Ordinate und ROI auf der rechten Ordinate der Nutzungsgemeinschaft, mit für PV-Grundlast-Einspeisung optimaler Speichergröße und Förderung. Die Förderung übernimmt einen Teil der Speicherkosten, so dass der ROI gleich hoch ist wie im betriebswirtschaftlichen Optimum. (Eigene Darstellung)

5.2.5 Förderhöhe in Abhängigkeit des Speicherpreises

Da der angenommene Speicherpreis von 200 €/kWh auf Prognosen beruht und unsicher ist, wurden die Berechnung jeweils mit 100, 300 und 400 €/kWh wiederholt. Tabelle 6 listet die Ergebnisse für das betriebswirtschaftliche Optimum auf. Der Zusammenhang zwischen betriebswirtschaftlich optimaler Speicherkapazität, dem erzielbaren ROI und dem spezifischen Speicherpreis wird in Abbildung 41 dargestellt.

Tabelle 6: Ergebnisse des betriebswirtschaftlichen Optimums abhängig vom Speicherpreis.

Speicherpreis	Optimale Speicherkapazität	Speicherkosten	Rentenbarwert	Kapitalwert	ROI
€/kWh	kWh	€	€	€	%
100	125	13866	151054	25063	19,89
200	98	21778	145892	11989	8,95
300	67	22342	136519	2052	1,53
400	16	7015	116477	-2664	-2,24

Wie aus Tabelle 6 zu entnehmen ist, werden sich profitorientierte Investor*innen in jedem Fall für ein Batteriespeichersystem entscheiden. Selbst wenn der ROI einer bestehenden PV-Anlage negativ wäre, wie bei 400 €/kWh spezifischem Speicherpreis, wird das Ergebnis durch einen zusätzlichen Speicher verbessert und der Verlust reduziert. Würde sich ein die Investition in einen Speicher nicht lohnen, wäre das Ergebnis für die optimale Speichergröße 0 kWh.

Eine Förderung sollte eine ohnehin lukrative Investition nicht noch lukrativer machen, sondern eine nicht lukrative Investition zum Wohle der Allgemeinheit ermöglichen. Die Investition in einen größeren Speicher würde eine dem Allgemeinwohl dienliche Entlastung des Stromnetzes bewirken. Daher wird nur die zusätzliche, über das betriebswirtschaftliche Optimum hinausgehende und für die Grundlast-PV-Einspeisung notwendige, Speicherkapazität gefördert. Die Förderung sollte so hoch sein, dass eine Investition in ein grundlastfähiges Batteriespeichersystem denselben ROI erzielt wie das rein betriebswirtschaftliche Optimum. Ist der ROI im wirtschaftlichen Optimum negativ, müsste die Förderung umso höher sein, damit in einen grundlastfähigen Speicher investiert werden würde.

Wie aus Tabelle 6 zu entnehmen ist, lässt sich bei einem Speicherpreis von 400 €/kWh der höchste ROI bei 16 kWh Speicherkapazität erzielen. Dieser fällt mit -2,24% jedoch negativ aus. Daher wurde die Förderung soweit erhöht, dass bei 400 €/kWh

Speicherpreis ein ROI von 0% erreicht wird, wie in Abbildung 41 ersichtlich. Tabelle 7 zeigt, wie hoch diese Förderung je nach Speicherpreis sein sollte.

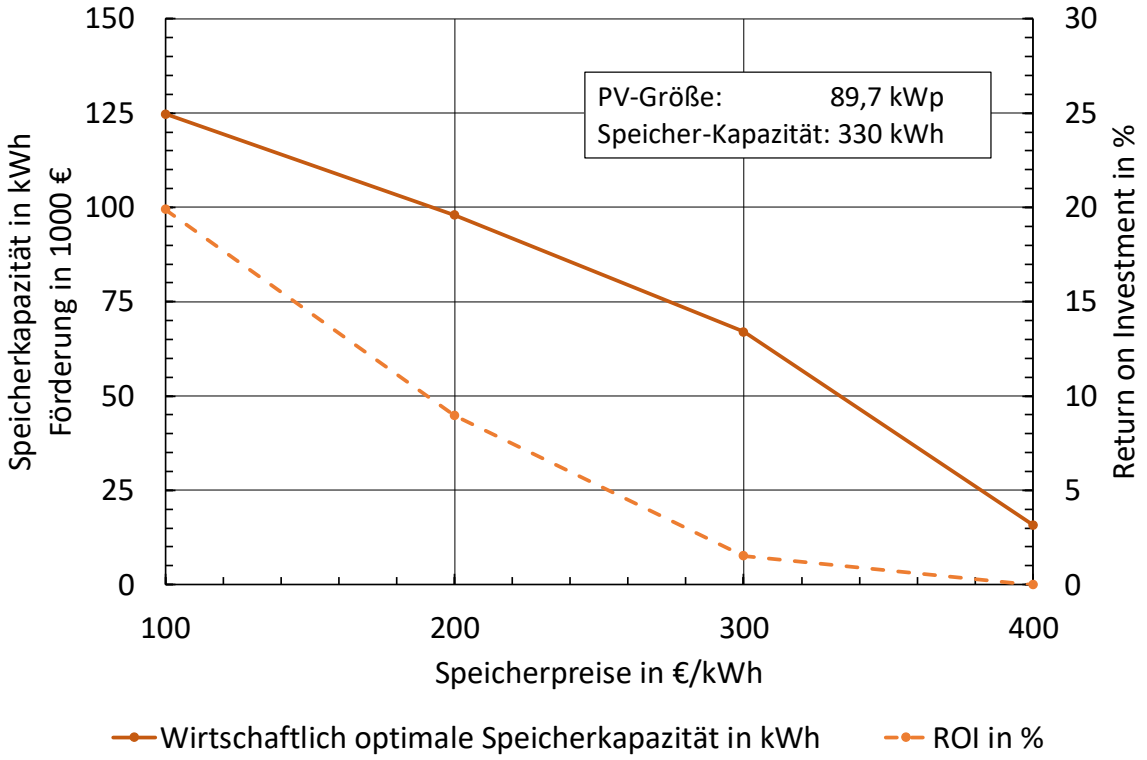

Abbildung 41: Betriebswirtschaftlich optimale Speicherkapazität und mit Förderung erzielter ROI in Abhängigkeit des Speicherpreises. (Eigene Darstellung)

Tabelle 7: Höhe der nötigen Förderung um den ROI des betriebswirtschaftlichen Optimums zu erzielen abhängig vom Speicherpreis. Da bei 400 €/kWh Speicherpreis der ROI des wirtschaftlichen Optimums negativ ist, wird hier die Förderung soweit erhöht, dass ein ROI von 0 erreicht wird.

Speicherpreis	ROI	Rentenbarwert	tatsächliche Speicherkosten	maximal erlaubte Speicherkosten	Förderung
€/kWh	%	€	€	€	€
100	19,89%	159432	36667	22800	15812
200	8,95%	159432	73333	51556	39128
300	1,53%	159432	110000	87658	65089
400	0	159432	146667	139651	99358

Je höher der Speicherpreis, umso geringer fällt das betriebswirtschaftliche Optimum aus und umso höher ist die benötigte Förderung, wie Abbildung 42 zeigt.

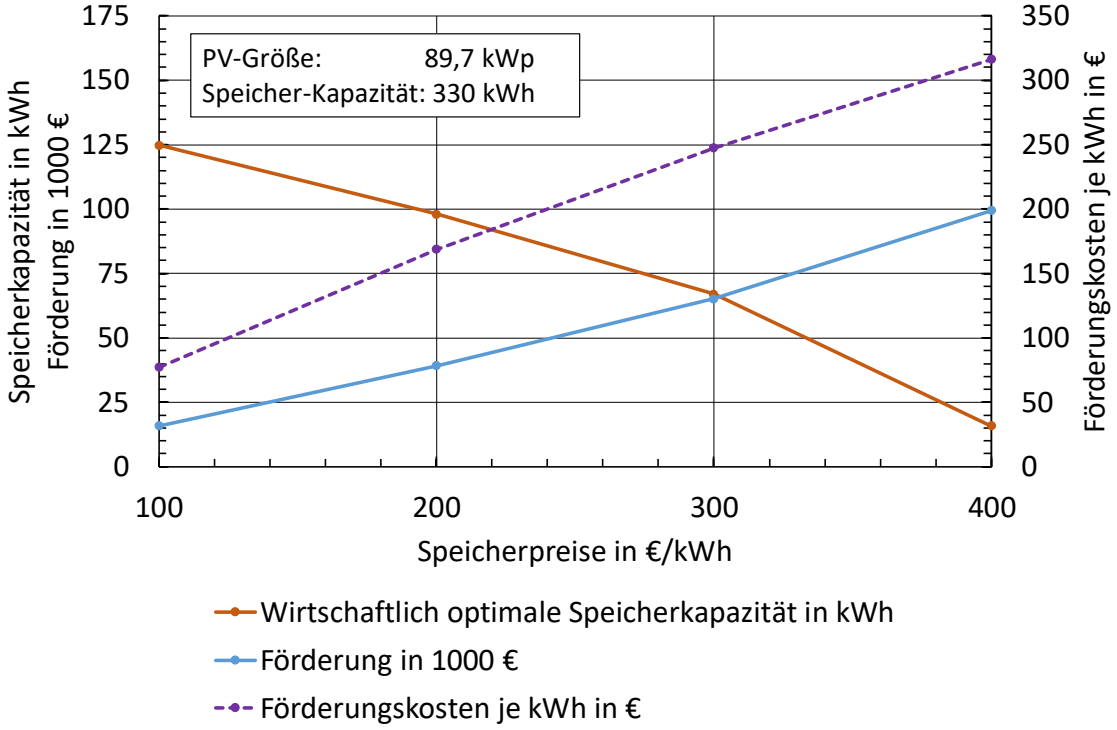

Abbildung 42: Betriebswirtschaftlich optimale Speicherkapazität, Förderhöhe und spezifische Förderhöhe in Abhängigkeit des Speicherpreises. (Eigene Darstellung)

Die spezifische Förderhöhe, also die Förderkosten je kWh zusätzlicher Speicherkapazität, steigt unterproportional zum Speicherpreis, wie aus Tabelle 8 bzw. Abbildung 43 zu entnehmen ist. Sie wird hier in Relation zu den Levelized Cost of Electricity (*LCOE*) gesetzt. Die *LCOE* berechnen sich, wie in Unterabschnitt 5.2.3 beschrieben, aus den Gesamtinvestitionskosten für PV-Anlage und Batteriespeichersystem dividiert durch die über den Kalkulationszeitraum von 20 Jahren von der PV-Anlage produzierte Energie.

Tabelle 8: Anteile der Förderung an gesamten sowie zusätzlichen Speicherkosten, spezifische Förderhöhe und LCOE in Abhängigkeit des Speicherpreises.

Spezifischer Speicherpreis	Anteil an Gesamtspeicherkosten	Anteil an Kosten des zusätzlichen Speichers	Förderkosten je kWh zusätzlicher Speicher	LCOE
€/kWh	%	%	€/kWh	€/MWh
100	43,12	69,35	77,06	77,90
200	53,36	75,89	168,65	97,09
300	59,17	74,25	247,51	116,29
400	67,74	71,15	316,21	135,49

Abbildung 43 vergleicht die Auswirkung des Speicherpreises auf die *LCOE* eines Grundlast-PV-Systems und die dafür notwendigen spezifischen Förderungskosten.

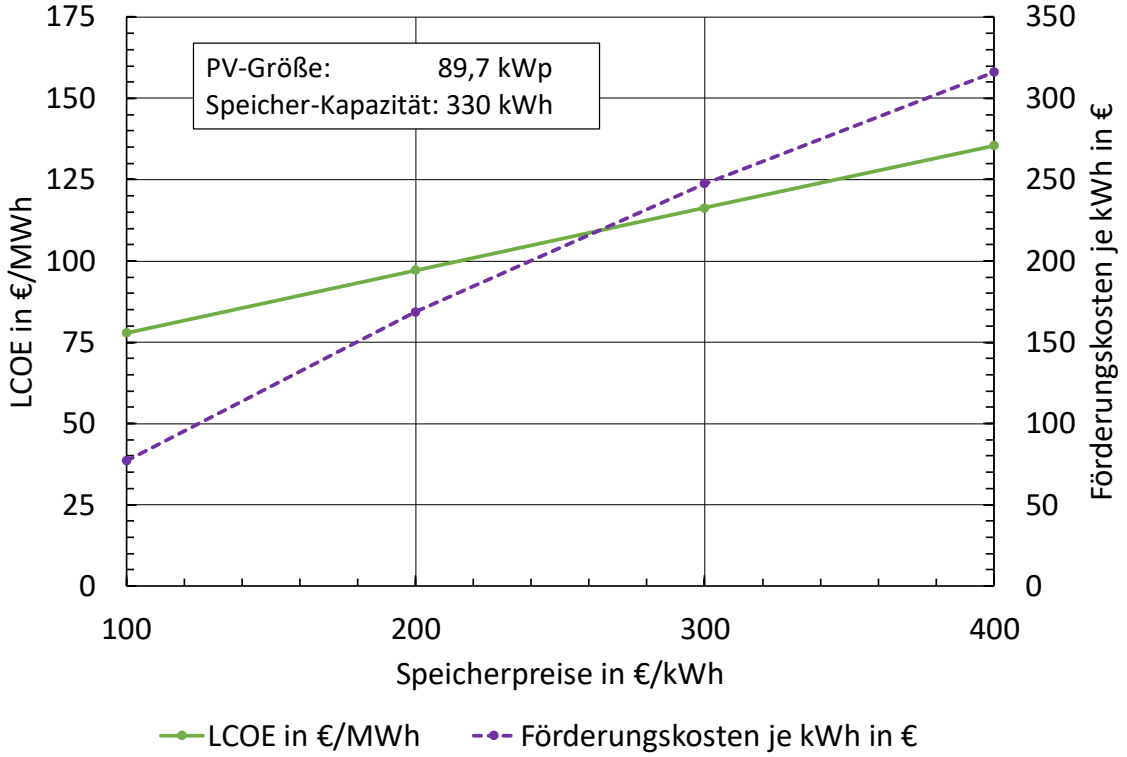

Abbildung 43: Spezifische Förderhöhe und LCOE in Abhängigkeit des Speicherpreises. (Eigene Darstellung)

6 Diskussion

Im Folgenden werden die Ergebnisse in Bezug auf die Forschungsfragen diskutiert.
Die erste Forschungsfrage, „*Ist es für Einfamilienhäuser am Land wirtschaftlicher einen Lithium-Ionen Speicher gemeinschaftlich zu nutzen als einzeln?*“, ist, anhand der Ergebnisse der drei Unterfragen, zu bejahen.
Die erste Unterfrage, „*Wie groß ist das Einsparpotential von 6 ausgewählten Haushalten durch eine Kombination ihrer bestehenden PV-Anlage mit jeweils einem Lithium-Ionen-Speicher?*“, wurde wie folgt beantwortet: Ein Speichermanagementsystem wurde erstellt und mit den erhobenen Realdaten der Haushalte wurde eine Eigenverbrauchsoptimierung durchgeführt. In Summe ergibt sich mit den in Tabelle 1 aufgelisteten Einflussgrößen eine optimale Speicherkapazität von 66 kWh. Mit dem dadurch jährlichen Einsparpotential der einzelnen Haushalte ergibt sich durch eine dynamische Investitionsrechnung ein Kapitalwert von -1352 € bei einem Return on Investment (ROI) von -1,1% bei einer optimalen Speicherkapazität von 86 kWh.
Im Vergleich dazu liefert die Antwort auf die zweite Unterfrage, „*Wie groß ist das Einsparpotential, wenn diese 6 Haushalte einen Lithium-Ionen-Speicher gemeinschaftlich nutzen?*“, als Ergebnis einen Kapitalwert von 12777 € bei einem ROI von 9,74%. Daraus lässt sich schließen, dass es für Einfamilienhäuser am Land wirtschaftlicher ist, einen Lithium-Ionen Speicher gemeinschaftlich zu nutzen, als einzeln.
Um zu überprüfen, ob sich die Wirtschaftlichkeit der Gemeinschaft durch den Ausschluss einzelner Haushalte verbessern lässt, wurde die dritte Unterfrage gestellt: „*Wie groß ist das Einsparpotential für den Fall, dass jeweils ein Haushalt ausgeschlossen wird und 5 Haushalte einen Lithium-Ionen-Speicher gemeinschaftlich nutzen?*“ Hier zeigt sich, dass sich in 2 von 6 Szenarien durch den Ausschluss von jeweils einem Haushalt ein geringfügig besserer ROI von 10,56% bzw. 10,7% erzielen ließe. Der Kapitalwert wäre im besten Fall um 69€ höher. Der ausgeschlossene Haushalt würde jedoch in der Gemeinschaft einen um 2288 € höheren Kapitalwert erzielen und könnte daher die Gemeinschaft kompensieren. Somit wäre in jedem Fall das Einsparpotential geringer als in der Gemeinschaft von 6 Haushalten. Damit lautet die Antwort auf die erste Forschungsfrage für die untersuchten Haushalte: „Ja es ist

für Einfamilienhäuser am Land wirtschaftlicher, einen Lithium-Ionen Speicher gemeinschaftlich zu nutzen als einzeln.“

Das unterscheidet sich von dem Ergebnis von Rappaport und Miles (2017), laut deren Ergebnissen sich ein „Cloud-Speicher“, bestehend aus privaten Batteriespeichersystemen (BSS), ökonomisch für die Haushalte nicht rentiert. Der Unterschied lässt sich zum Teil dadurch erklären, dass in ihrer Studie doppelte Netzabgaben angenommen wurden, beim Einspeisen und Beziehen von Strom zum Aufladen. In der vorliegenden Arbeit wurde jedoch davon ausgegangen, dass die Haushalte für das Übertragen von elektrischer Energie innerhalb der Gemeinschaft nur mit vernachlässigbar kleinen Leitungsverlusten bezahlen. Zudem gehen sie von einem spezifischen Speicherpreis von 510 £/KWh für das Jahr 2016 aus, das entspricht 585,76 €/kWh und liegt somit deutlich über dem hierin angenommenen spezifischen Speicherpreis von 200 €/kWh. Weitere Gründe für die unterschiedlichen Ergebnisse sind unterschiedliche Regelungen in Österreich und Großbritannien sowie klimatisch bedingt unterschiedliche Photovoltaik-Erträge.

In der vorliegenden Arbeit wurde eine sehr einfache Verteilung der Renditen innerhalb der Nutzungsgemeinschaft angenommen. Für einen realen Anwendungsfall wäre die Ausarbeitung eines komplexeren Verteilungssystems zu überlegen.

Die zweite Forschungsfrage, „*Wieviel Speicherkapazität eines Batteriespeicher-systems müsste staatlich gefördert werden, damit für die ausgewählten Privathaushalte eine PV-Grundlasteinspeisung wirtschaftlich wäre?*“, wurde beantwortet, indem die für Grundlast-PV-Einspeisung mindestens notwendige Speicherkapazität mittels manueller Iteration in einem Simulationsmodell bei 330 kWh festgestellt wurde. Hierfür wurden ein paar Einflussgrößen im Vergleich zum ersten Ergebnisteil angepasst, siehe Tabelle 5. Dann wurde berechnet, wie hoch die Investitionskosten in ein Batteriespeichersystem sein dürfen, damit der ROI dem ROI des betriebswirtschaftlichen Optimums von 98 kWh entspricht. Durch Subtraktion der tatsächlichen Investitionskosten in ein Batteriespeichersystem mit 330 kWh Speicherkapazität wurde die notwendige Förderhöhe von 39128 € berechnet. Das entspricht einer spezifischen Förderhöhe von 168,65 €/kWh bei 200 €/kWh Speicherpreis. Für einen Speicherpreis von 400 €/kWh ergibt sich eine notwendige Förderhöhe von 99358 € mit einer spezifischen Förderhöhe von 316,21 €/kWh. Heinrich (2018) kommt mit einer notwendigen spezifischen Förderhöhe von

158 €/kWh, ebenfalls bei einem Speicherpreis von 200 €/kWh, aber bei tageweiser Grundlastfestlegung auf ein vergleichbares Ergebnis. Mit der Änderung des Ökostromgesetzes 2012 wurden die Investitionsförderungen auf 250 €/kWp für Photovoltaik-Anlagen und 500 €/kWh für Batteriespeichersysteme festgelegt (*Novelle Ökostromgesetz 2012* 2017). Mit der dritten Novelle des Ökostromgesetzes wurden die Speicherzuschüsse auf 200 €/kWh und mit maximal 30% des unmittelbar für Errichtung erforderlichen Investitionsvolumens begrenzt, siehe § 27a Abs. 4 (*Ökostromgesetz 2012, Fassung vom 28.04.2020*) . Der Vergleich zeigt, dass die empfohlenen Förderhöhen im Bereich der heutigen Förderungen liegen. Der in dieser Arbeit für PV-Grundlast empfohlene Anteil am erforderlichen Investitionsvolumen wäre 75,89%, allerdings wäre keine zusätzliche Förderung für Photovoltaik notwendig. Im Vergleich dazu wird Photovoltaik, laut Ökostromgesetz 2012 (*Fassung vom 28.04.2020*) § 27a Absatz 3, „bis zu einer Engpassleistung von 100 kWp mit 250 Euro pro kWp gefördert“. Wie auch von Heinrich (2018) vorgeschlagen, wird für eine gezielte PV-Grundlast-Förderung die Vorschreibung einer Mindestauslegung empfohlen, um eine PV-Grundlast-Einspeisung auch tatsächlich gewährleisten zu können.

In dieser Arbeit wurde die Speicherkapazität auf eine wochenweise Grundlast-Einspeisung ausgelegt. Es wäre auch möglich, eine tageweise Grundlast-Einspeisung ohne Nachtstrom-Einspeisung anzudenken, was eine wesentlich geringere Speicherkapazität erfordern würde. Eine tageweise Grundlast-Einspeisung birgt zudem den Vorteil, dass die Wetterprognosen wesentlich exakter möglich sind und die PV-Produktion so genauer vorausberechnet werden kann.

7 Schlussfolgerungen und Ausblick

Eine dezentrale Energieversorgung, bestehend aus gemeinschaftlich genutzten PV-Anlagen mit Lithium-Ionen-Speichern, könnte einen wesentlichen Beitrag zur dringend notwendigen Energiewende leisten. Diese Form der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft birgt das Potential, dass Haushalte, für die bis jetzt eine Photovoltaikanlage mit Lithium-Ionen-Speicher noch nicht wirtschaftlich umsetzbar ist, gewinnbringend in eine solche investieren können. Des Weiteren können auch kleine Windkraftanlagen, Kleinwasserkraftwerke und Blockheizkraftwerke in eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft integriert werden. Die Mitglieder könnten mit der Anschaffung von Elektroautos zusätzlich von der selbst erzeugten Energie profitieren. So rückt eine österreichweit dezentrale Energieversorgung mit regionaler Wertschöpfung in greifbare Nähe. Für die Umsetzung derartiger Projekte besteht noch Forschungsbedarf und zudem ein hohes Potential für den regionalen Arbeitsmarkt, Fachkräfte für diesen Bereich anzustellen. Die Renditen können innerhalb einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft auf verschiedene Arten verteilt werden, wie es bereits für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen funktioniert.

Durch PV-Grundlast-Einspeisung könnte den mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energien verstärkt auftretenden Netzschwankungen entgegengewirkt werden. Da im Winter für den konstanten Netz-Bezug nur ein Teil der Speicherkapazität beansprucht wird, steht dann zusätzliche Speicherkapazität zu Verfügung. Diese kann dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden, um zum Beispiel Überschussenergie aus Windkraft zu speichern. Dadurch ergibt sich eine zusätzliche Einnahme-Möglichkeit für die Betreiber und Betreiberinnen, was wiederum die ökonomische Effizienz erhöhen kann. Und gleichzeitig werden im Winter, wann am wahrscheinlichsten Engpässe in einer Energieversorgung mit hohem PV-Anteil entstehen, den Netzbetreibern zusätzliche Speicherkapazitäten zur Verfügung gestellt. Eine gezielte Förderung kann dies ermöglichen und gleichzeitig das zusätzliche Einsparpotential, welches sich durch größere Speicher ergibt, nutzen, damit ein Teil der Kosten dadurch abgedeckt wird und die Förderung nicht die gesamte zusätzlich notwendige Speicherkapazität finanzieren muss. Da sich, im Vergleich zu individuellen PV-Anlagen, für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften eine größere Speicherkapazität rentiert, könnte eine Förderung für PV-Grundlast-Einspeisung ökonomisch effizienter umgesetzt werden.

Daher liegt in der Kombination von gemeinschaftlicher Speichernutzung und PV-Grundlast-Einspeisung ein besonders hohes Potential. Da Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften bereits ab 2021 möglich sein werden, wird empfohlen, hierfür gezielte Förderungen zeitnah umzusetzen.

8 Abkürzungsverzeichnis

%	Prozent
€	Euro
BSS	Batteriespeichersystem
ct	Eurocent
ElWOG	Elektrizitätswirtschafts- und - organisationsgesetz
Invest.-Kosten	Investitionskosten
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak
LCOE	Levelized Cost of Electricity
MWh	Megawattstunde
P_{GL}	Grundlast-Einspeise-Leisung
PV	Photovoltaik
$Rentenbarwert_{GL}$	Rentenbarwert im Grundlast-Szenario
ROI	Return on Investment
USt.	Umsatzsteuer
W	Watt

9 Literaturverzeichnis

Bloomberg. 2018. Better Batteries. Bloomberg New Energy Finance. https://www.bloomberg.com/quicktake/batteries. Besucht am 18.03.2020.

Bocklisch, Thilo. 2014. Intelligente dezentrale Energiespeichersysteme. uwf UmweltWirtschaftsForum 22 (1): 63–70. https://doi.org/10.1007/s00550-013-0301-4. Besucht am 07.03.2020.

Carstensen, Peter. 2008. Investitionsrechnung kompakt: eine anwendungsorientierte Einführung. 1. Aufl. Wiesbaden: Gabler.

Doelling, Robert John. 2019. Aktuelle Preise für Solar-Stromspeicher im Überblick. energie-experten.org. 2019. https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/stromspeicher/preise.html. Besucht am 05.11.2019.

E-Control. 2019. Preisentwicklungen. 2019. https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung. Besucht am 14.01.2020.

ElWOG. 2010. Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz. https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045. Besucht am 05.11.2019.

EU-Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN. Besucht am 13.11.2019.

EU-Richtlinie 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=de. Besucht am 27.04.2020.

Figgener, Jan. 2019. Speichermonitoring BW - Jahresbericht 2019. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen.

Fischer, Lukas. 2019. Marktentwicklung von PV-Heimspeicher in Österreich 2017. FH Technikum Wien - Department Industrial Engineering. https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/presentation/225/225_presentation_20190214_093654.pdf. Besucht am 25.03.2020.

Fronius International GmbH. 2018. Datenblatt Fronius Energy Package. https://www.fronius.com/de/solarenergie/downloads. Besucht am 17.03.2020.

Götze, Uwe. 2008. Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 6., durchgesehene und aktualisierte Auflage Springer-Lehrbuch. Berlin: Springer.

Hagedorn, Gregor, Thomas Loew, Sonia I. Seneviratne, Wolfgang Lucht, Marie-Luise Beck, Janina Hesse, Reto Knutti, u. a. 2019. The Concerns of the Young Protesters Are Justified: A Statement by Scientists for Future Concerning the Protests for More Climate Protection. GAIA - Ecological Perspectives for

Science and Society 28 (2): 79–87. https://doi.org/10.14512/gaia.28.2.3. Besucht am 25.01.2020.

Heinrich, Norbert. 2018. Entwicklung des österreichischen Kraftwerksparks und wirtschaftliche Betrachtung von Grundlast-Photovoltaikanlagen aus Sicht der Haushalte. Masterarbeit, Universität für Bodenkultur Wien. https://zidapps.boku.ac.at/abstracts/download.php?dataset_id=17324&property_id=107. Besucht am 23.11.2019.

Holland, Maximilian. 2019. Powering The EV Revolution — Battery Packs Now At $156/KWh, 13% Lower Than 2018, Finds BNEF. CleanTechnica. 4. Dezember 2019. https://cleantechnica.com/2019/12/04/powering-the-ev-revolution-battery-packs-now-at-156-kwh-13-lower-than-2018-finds-bnef/. Besucht am 23.03.2020.

Immitzer, Vera. 2019. Energiegemeinschaften. PV-Gemeinschaft. Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA. http://pv-gemeinschaft.at/energiegemeinschaften/. Besucht am 25.04.2020.

Korthauer, Reiner, Hrsg. 2013. Handbuch Lithium-Ionen-Batterien. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-30653-2. Besucht am 20.10.2019.

Kost, Christoph, Thomas Schlegl, und Shivenes Shammugam. 2018. „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Liang, Zhigang, Rong Guo, Jun Li, und Alex Q. Huang. 2011. A High-Efficiency PV Module-Integrated DC/DC Converter for PV Energy Harvest in FREEDM Systems. IEEE Transactions on Power Electronics 26 (3): 897–909. https://doi.org/10.1109/TPEL.2011.2107581. Besucht am 23.03.2020.

Madani, Seyed Saeed, Erik Schaltz, und Søren Knudsen Kær. 2019. „Effect of Current Rate and Prior Cycling on the Coulombic Efficiency of a Lithium-Ion Battery“. Batteries 5 (3): 57. https://doi.org/10.3390/batteries5030057. Besucht am 21.04.2020.

Morse, Amyas. 2017. Hinkley Point C. National Audit Office Great Britain - Department for Business, Energy & Industrial Strategy. https://www.nao.org.uk/report/hinkley-point-c/. Besucht am 19.03.2020.

Müller, Werner. 2020. Batteriepreisradar des Council für nachhaltige Logistik. https://councilnachhaltigelogistik.at/. Besucht am 17.02.2020.

Novelle Ökostromgesetz 2012. Fassung vom 19.01.2017.

Ökostromgesetz 2012, Fassung vom 28.04.2020. o. J. Zugegriffen 28. April 2020. https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007386. Besucht am 17.04.2020.

OÖ Energiesparverband. 2015. PV-Eigenverbrauchsanlagen. OÖ Energiesparverband, Linz.

Ornetzeder, Michael, Steffen Bettin, und Dana Wasserbacher. 2019. Zwischenspeicher der Zukunft für elektrische Energie - Endbericht. Institut für

Technikfolgen-Abschätzung der Österreichischen Akademie der Wissenschaften. https://www.parlament.gv.at/ZUSD/FTA/EZwi_Endbericht_fin_final.pdf. Besucht am 28.02.2020.

Rappaport, Ron D., und John Miles. 2017. Cloud Energy Storage for Grid Scale Applications in the UK. Energy Policy 109 (Oktober): 609–22. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.044. Besucht am 04.03.2020.

Röck, Simon. 2016. Optimierter Eigenstromverbrauch durch eine Photovoltaikanlage in Kombination mit einem Lithium-Ionen-Speicher bei einem landwirtschaftlichen Betrieb. Masterarbeit, Universität für Bodenkultur Wien.

Schreffler, Roger. 2016. Automakers, Suppliers See ICE Alternatives Surging. WardsAuto. 5. April 2016. https://www.wardsauto.com/engines/automakers-suppliers-see-ice-alternatives-surging. Besucht am 05.03.2020.

Selectra Österreich. 2018. Einspeisetarife für Photovoltaik-Kunden in Österreich. Stromliste. https://stromliste.at/nuetzliche-infos/pv-anlagen/einspeisetarife. Besucht am 07.09.2019.

Solaranlagen Portal. 2018. Photovoltaik. Stromspeicher. https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/tesla-powerwall. Besucht am 07.09.2019.

Sterner, Michael, und Ingo Stadler, Hrsg. 2017. Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-662-48893-5. Besucht am 07.01.2020.

Tjaden, Tjarko. 2015. Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten.

Wagner, Andreas. 2019. Photovoltaik Engineering: Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung. VDI-Buch. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-662-58455-2. Besucht am 13.02.2020.

Weniger, Johannes, Joseph Bergner, Tjarko Tjaden, Volker Quaschning, und Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Hrsg. 2015. Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Berlin: BWV, Berliner Wissenschafts-Verlag.

Wesselak, Viktor, und Sebastian Voswinckel. 2016. Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird. Technik im Fokus. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-662-48906-2. Besucht am 11.09.2019.

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematischer Aufbau einer Solarzelle mit p-n-Übergang und Kontaktierung. (Wesselak und Voswinckel 2016) 3
Abbildung 2: Photovoltaiksystem zur Strom- und Wärmeversorgung mit Batteriespeicher, Trinkwarmwasserspeicher und an den Haushaltsstromkreis angeschlossener Wärmepumpe (Tjaden et al. 2015) 3
Abbildung 3: Interkalations-Konzept mit reversibler Lithium-Ionen-Wanderung für eine Lithium- Ionen-Zelle. (Korthauer 2013)..... 4
Abbildung 4: Beispielhafter Tagesverlauf von Produktions- und Verbrauchsleistung 5
Abbildung 5: Überblick über die einzelnen Komponenten der Energieumwandlung. (Fronius International GmbH 2018)..... 7
Abbildung 6: Entwicklung der in Deutschland installierten Batteriespeichersysteme mit KfW-Förderung (in dunkelblau) und ohne Förderung (in hellblau). KfW steht für Kreditanstalt für Wiederaufbau und ist eine staatliche Förderbank. (Figgener 2019)..... 8
Abbildung 7: Gründe von Privatpersonen für die Investition in ein Eigenheim-Batteriespeichersystem. (Figgener 2019)..... 8
Abbildung 8: Gewinnerwartung von Privatpersonen bei der Investition in ein Eigenheim-Batteriespeichersystem. (Figgener 2019) 9
Abbildung 9: Entwicklung der Lithium-Ionen-Speichersystempreise in Deutschland: Die Anschaffungskosten pro kWh sind von 2013 bis 2018 um mehr als 50% gesunken. Grafik von energie-experten.org (Doelling 2019) aufbauend auf den Daten von (Figgener 2019)..... 10
Abbildung 10: Entwicklung der Systempreise (Mittelwert und Bandbreite) für PV-Heimspeichersysteme in Österreich mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 kWh inklusive Mehrwertsteuer pro kWh nutzbare Speicherkapazität; Anzahl der Nennungen: 2015: n=10, 2016: n=20, 2017: n=45. (Fischer 2019)..... 11
Abbildung 11: Speicherzellen- und Speichermodulpreise in US-Dollar/kWh. Die Werte für 2019 basieren auf einer Schätzung. Grafik von CleanTechnica, aufbauend auf den Daten von Bloomberg New Energy Finance. (Holland 2019)..... 11

Abbildung 12: Entwicklung der Zellenpreise in US-Dollar/kWh, ab 2018 sind prognostizierte Entwicklungen dargestellt. („Bloomberg New Energy Finance“ 2018) 12
Abbildung 13: Durchschnittliche Preise sowie prognostizierte Preisentwicklung von Lithium-Ionen-Zellen und –Speichersystemen. Eigene Darstellung basierend auf dem Batteriepreisradar des Council für nachhaltige Logistik. (Müller 2020) 13
Abbildung 14: Verläufe von Produktion, Verbrauch und Einspeisung der in dieser Arbeit untersuchten Erzeugungsgemeinschaft für den 3.6.19 ohne Speicher (eigene Darstellung). 15
Abbildung 15: Verläufe von Produktion, Verbrauch und Einspeisung der in dieser Arbeit untersuchten Erzeugungsgemeinschaft für den 3.6.19 mit Speicher (eigene Darstellung). 16
Abbildung 16: Verläufe von Produktion, Verbrauch und Einspeisung der in dieser Arbeit untersuchten Erzeugungsgemeinschaft für den 3.6.19 mit Speicher und konstanter Einspeise-Leistung (eigene Darstellung). 17
Abbildung 17: Speichermanagementsimulation durch Wenn-Funktionen (eigene Darstellung). 20
Abbildung 18: Bei PV-Überschuss und nicht vollem Speicher wird der Speicher aufgeladen. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018) 21
Abbildung 19: Bei PV-Überschuss und vollem Speicher wird ins Netz eingespeist. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018) 21
Abbildung 20: Wenn der Verbrauch größer ist als die PV-Produktion und der Speicher nicht leer ist, wird der Speicher entladen. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018) 22
Abbildung 21: Wenn der Verbrauch größer ist als die PV-Produktion und der Speicher leer ist, wird Strom vom Netz bezogen. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018) 22
Abbildung 22: Ergänzung der Wenn-Funktionen um Grundlast-Einspeiseleistung (Eigene Darstellung). 25
Abbildung 23: Wenn die PV-Produktion größer als der Verbrauch ist, der Überschuss jedoch kleiner als die berechnete Grundlast-Einspeiseleistung,

so wird erst eingespeist bevor der Speicher geladen wird. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018)..... 26
Abbildung 24: Wenn die PV-Produktion größer als der Verbrauch ist und der Überschuss größer als die berechnete Grundlast-Einspeiseleistung, so wird diese eingespeist und mit dem Überschuss wird der Speicher geladen. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018) 26
Abbildung 25: Wenn die PV-Produktion kleiner als der Verbrauch ist und der Überschuss kleiner als die berechnete Grundlast-Einspeiseleistung, so wird der Speicher entladen bis er leer ist. (Eigene Darstellung auf Basis von Fronius International GmbH 2018) 27
Abbildung 26: Strompreisentwicklung der durchschnittlichen Bezugstarife in Österreich, eigene Darstellung aufbauend auf den Daten von (E-Control 2019). 32
Abbildung 27: ROI in % abhängig von der BSS-Kapazität in kWh für die Fälle der einzeln investierenden Haushalte und den Fall einer gemeinschaftlichen Investition. Angenommene Parameter siehe Tabelle 1. 34
Abbildung 28: Ergebnis für den bei optimalem ROI erzielten Kapitalwert, der Haushalte einzeln und gemeinschaftlich mit und ohne Kompensation der Haushalte A und E. 36
Abbildung 29: Ergebnis für den erzielbaren ROI, der Haushalte einzeln und gemeinschaftlich mit und ohne Kompensation der Haushalte A und E. 36
Abbildung 30: ROI in %, abhängig von der BSS-Kapazität in kWh für den Fall einer gemeinschaftlichen Investition und die Fälle, dass jeweils ein Haushalt ausgeschlossen wird. Angenommene Parameter siehe Tabelle 1. 37
Abbildung 31: Verlauf von PV-Produktion und Verbrauch in der kritischen Woche von 01.06 bis 07.06.2019. (Eigene Darstellung) 41
Abbildung 32: Verlauf von PV-Produktion, Verbrauch und Netzinteraktion auf der linken Ordinate in der kritischen Woche von 01.06 bis 07.06.19 ohne Speicher. (Eigene Darstellung) 42
Abbildung 33: Verlauf von PV-Produktion, Verbrauch und Netzinteraktion auf der linken Ordinate und Speicherstand auf der rechten Ordinate in der kritischen Woche von 01.06 bis 07.06.19. Bei einer Speicherkapazität von 98 kWh, das entspricht dem betriebswirtschaftlichen Optimum. (Eigene Darstellung) 42

Abbildung 34: Verlauf von PV-Produktion, Verbrauch und Netzinteraktion auf der linken Ordinate und Speicherladestand auf der rechten Ordinate in der kritischen Woche von 01.06 bis 07.06.19. Bei einer Speicherkapazität von 330 kWh, das entspricht dem Optimum für Grundlast-Einspeisung. (Eigene Darstellung) 43
Abbildung 35: Vergleich der Netzinteraktions-Verläufe der drei Fälle: Ohne Speicher, mit betriebswirtschaftlich optimalem Speicher von 98 kWh und dem Optimum für Grundlast-Einspeisung bei 330 kWh. In der kritischen Woche, der mit der höchsten Differenz zwischen Produktion und Verbrauch, bei der in dieser Arbeit untersuchten Nutzungsgemeinschaft. (Eigene Darstellung) 43
Abbildung 36: Levelized Cost of Electricity verschiedener Grundlastkraftwerkstypen. Grundlast-Photovoltaik in Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten für einen Lithium-Ionen-Speicher berechnet für den in dieser Arbeit untersuchten Anwendungsfall. Eigene Darstellung basierend auf den Daten von (Morse 2017) für Atomkraft, (C. Kost, Schlegl, und Shammugam 2018) für Braunkohle und (Biomasseförderungsgesetz 2019) für Biogas. 45
Abbildung 37: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2018. Der Wert unter der Technologie bezieht sich bei PV auf die solare Einstrahlung (GHI) in kWh/(m²a), bei den anderen Technologien gibt sie die Volllaststundenanzahl der Anlage pro Jahr an. Spezifische Investitionen sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt. (C. Kost, Schlegl, und Shammugam 2018) 46
Abbildung 38: Speicherkapazität, Kosten, Rentenbarwert auf der linken Ordinate und ROI auf der rechten Ordinate für die betriebswirtschaftlich optimierende Nutzungsgemeinschaft, ohne PV-Grundlast-Einspeisung. (Eigene Darstellung) 48
Abbildung 39: Speicherkapazität, Kosten, Rentenbarwert auf der linken Ordinate und ROI auf der rechten Ordinate der Nutzungsgemeinschaft, mit für PV-Grundlast-Einspeisung optimaler Speichergröße, ohne Förderung. (Eigene Darstellung) 48

Abbildung 40: Speicherkapazität, Kosten, Rentenbarwert auf der linken Ordinate und ROI auf der rechten Ordinate der Nutzungsgemeinschaft, mit für PV-Grundlast-Einspeisung optimaler Speichergröße und Förderung. Die Förderung übernimmt einen Teil der Speicherkosten, so dass der ROI gleich hoch ist wie im betriebswirtschaftlichen Optimum. (Eigene Darstellung) 49
Abbildung 41: Betriebswirtschaftlich optimale Speicherkapazität und erzielbarer ROI in Abhängigkeit des Speicherpreises. (Eigene Darstellung) 51
Abbildung 42: Betriebswirtschaftlich optimale Speicherkapazität, Förderhöhe und spezifische Förderhöhe in Abhängigkeit des Speicherpreises. (Eigene Darstellung) 52
Abbildung 43: Spezifische Förderhöhe und LCOE in Abhängigkeit des Speicherpreises. (Eigene Darstellung) 53

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Für die Berechnung in Abschnitt 5.2 angenommene Einflussgrößen. 33
Tabelle 2: Vergleich der einzelnen Haushalte, erzielbare Ergebnisse für die Optimierung der BSS-Kapazität nach dem maximalen ROI. 34
Tabelle 3: Renditen und Kosten (Kapitalwert und ROI) der Haushalte einzeln und gemeinschaftlich mit und ohne Kompensation der Haushalte A und E. 35
Tabelle 4: Vergleich, wenn verschiedene Haushalte ausgeschlossen wären, Ergebnisse für die Auslegung der BSS-Kapazität nach dem maximalen ROI. 37
Tabelle 5: Für die Berechnung in Abschnitt 5.2 angenommene Einflussgrößen. 40
Tabelle 6: Ergebnisse des betriebswirtschaftlichen Optimums abhängig vom Speicherpreis. 50
Tabelle 7: Höhe der nötigen Förderung um den ROI des betriebswirtschaftlichen Optimums zu erzielen abhängig vom Speicherpreis. Der bei 400 €/kWh Speicherpreis erzielte ROI wird auf 0 gesetzt, da der ROI des wirtschaftlichen Optimums negativ ist, wie in Tabelle 6 ersichtlich. 51
Tabelle 8: Anteile der Förderung an gesamten sowie zusätzlichen Speicherkosten, spezifische Förderhöhe und LCOE in Abhängigkeit des Speicherpreises. 52

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre ehrenwörtlich, dass ich die vorliegende Arbeit, selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst habe, andere als die angegebenen Quellen nicht benutzt, die den benutzten Quellen entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe und dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit übereinstimmt. Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorlegt und auch nicht veröffentlicht.

……..

Daniel Schachl

Wien, Mai 2020