

Untersuchung des Selbstversorgungsgrades und der Wirtschaftlichkeit von PV-Batterie Systemen anhand eines grossen Smart-Meter Datensatzes

Sandro Schopfer¹, Verena Tiefenbeck¹, Thorsten Staake²

ETH Zürich, Weinbergstr. 58, CH-8092 Zürich, sandro.schopfer@ethz.ch,
www.bitstoenergy.ch

ETH Zürich, Weinbergstr. 58, CH-8092 Zürich, vtiefenbeck@ethz.ch, www.bitstoenergy.ch
Otto-Friedrich-Universität Bamberg, An der Weberei 5, DE-96047 Bamberg,
thorsten.staake@uni-bamberg.de, www.uni-bamberg.de/eesys

Kurzfassung: Fortschritte in der Batterietechnologie und sich ändernde Einspeisevergütungen für Photovoltaikanlagen (PV) steigern die Attraktivität einer Eigenversorgung für Privathaushalte. Die ambitionierten Pläne von Lösungsanbietern wie Tesla, Sonnenbatterie, ABB u.a. lassen bereits mittelfristig eine wachsende Anzahl von PV-Batterie-Systemen erwarten. Im Rahmen dieses Beitrags wird der Selbstversorgungsgrad mit Hilfe echter Haushaltslastprofile für verschiedene PV- und Batteriekonfigurationen ermittelt und die Wirtschaftlichkeit für unterschiedliche Haushaltstypen in Abhängigkeit von deren Lastprofilen abgeleitet. Es zeigt sich, dass zwar eine Grosszahl von PV-Batterieanlagen auch ohne Subventionen (Cash-Boni und/oder Einspeisevergütungen) wirtschaftlich betrieben werden kann, allerdings mit relativ niedrigen Selbstversorgungsgraden.

Keywords: Photovoltaik, Batterie, Smart Meter, Wirtschaftlichkeit, Monte-Carlo-Simulation

1 Einführung

PV-Anlagen decken in einigen europäischen Ländern bereits einen signifikanten Anteil des Stromverbrauchs ab. Ende 2015 waren in Deutschland PV-Module mit einer Nennleistung von ca. 40 GW installiert, verteilt auf ca. 1,5 Mio. Anlagen und deckt dabei 7.5% des Netto-Stromverbrauchs ab [1]. Mit der steigenden Nachfrage von Elektroautos wird die Speichertechnologie auch für stationäre Anwendungen in Kombination mit PV-Anlagen interessant. Durch zunehmende Skaleneffekte in der Produktion solcher Speicher sind bereits heute Grosshandelspreise von unter 500 €/kWh Speicherenergie erhältlich. Neben Anschaffungskosten, Breitengrad, Ausrichtung und Stromtarif hat auch das individuelle Lastprofil Einfluss darauf, ob eine Anlage wirtschaftlich betrieben werden kann, damit die hohen Investitionskosten über die Laufzeit wieder amortisiert werden können. Im Zentrum dieser Arbeit steht deshalb die Analyse verschiedener Lastprofile hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit einer PV-Batterieanlage. Ziel der Arbeit ist es, basierend auf Lastprofilen und einer Reihe von technischen und wirtschaftlichen Parametern eine Aussage über den wirtschaftlichen Betrieb von PV-Batterieanlagen zu machen.

1.1 Abgrenzung zu verwandten Arbeiten

Umfangreiche Arbeiten zu PV-Batterieanlagen wurden zu den Themen Steigerung des Selbstversorgungsgrades, Dimensionierung, Wirtschaftlichkeit, Lastverschiebungspotentiale, Investitionsverzögerungen in Verteilnetze, Regelenergie, Stromausfallüberbrückung und intelligenten Steuerungen publiziert [2–6]. Das Potential einer kompletten Selbstversorgung für australische Stromkonsumenten wird in der Arbeit von Khalipour & Vassallo [7] untersucht. Eine vollständige Selbstversorgung erachten die Autoren wegen der hohen Investitionskosten als nicht sinnvoll. Durch einen Optimierungsalgorithmus berechnen die Autoren PV-Batteriekombinationen, welche den Kapitalwert für drei Standorte maximieren. Beispielsweise kann Sydney (AU) mit einem Kapitalwert von 0 einen Selbstversorgungsgrad von maximal 82% erreichen. Optimiert man nach Kapitalwert, kann ein Selbstversorgungsgrad von 53.6% erzielt werden. Eine ähnliche Studie wird von Hoppmann et. al. [8] präsentiert. Basierend auf einem 15-Minuten aufgelöstem Lastprofil wird errechnet, dass Blei-Batterien in Kombination mit PV-Anlagen auch ohne Cash-Boni und Einspeisevergütungen wirtschaftlich sind. Bortolini et al. [9] zeigen, dass eine PV-Batterieanlage für ein Schulhaus in Norditalien rund 25% der Stromkosten über die Lebensdauer eingespart werden können bei optimaler Auslegung und unter Berücksichtigung von Subventionen.

Die hier vorgestellte Arbeit betrachtet Speicher von einer Konsumentenperspektive und beschäftigt sich mit den Kernthemen Steigerung des Selbstversorgungsgrades, Dimensionierung und Wirtschaftlichkeit. Arbeiten in diesen Bereichen führen meist eine techno-ökonomische Betrachtung durch. Hierbei werden einfache Systemmodelle mit diskontierten Cash-Flow-Modellen kombiniert. Allerdings gehen diese Arbeiten meist von einer kleinen Anzahl an Lastprofilen aus und diskutieren den Einfluss auf unterschiedliche Komponentenpreise, Einspeisetarife und unterschiedliche Modulausrichtungen [10]. Die hier vorgestellte Arbeit unterscheidet sich von bereits publizierten Arbeiten dadurch, dass sie auch das individuelle Lastprofil eines Konsumenten als abhängige Variable in die Wirtschaftlichkeitsberechnung mit einbezieht.

2 Methodik und Daten

2.1 System

Es gibt bereits heute verschiedene Ansätze, wie PV-Batterieanlagen realisiert werden können (AC, DC, usw.). Es wird hier von einer DC-seitig eingebundenen Anlage ausgegangen, welche mit einem Hybridwechselrichter betrieben wird. Solche Anlagen sind nicht nur effizienter, sondern auch günstiger, da der Hybridwechselrichter neben der klassischen DC-AC Konversion auch die Batterieladung und -entladung übernehmen kann. Abbildung 1 zeigt die Systemarchitektur, welche als Grundlage für die Simulationsberechnungen dient.

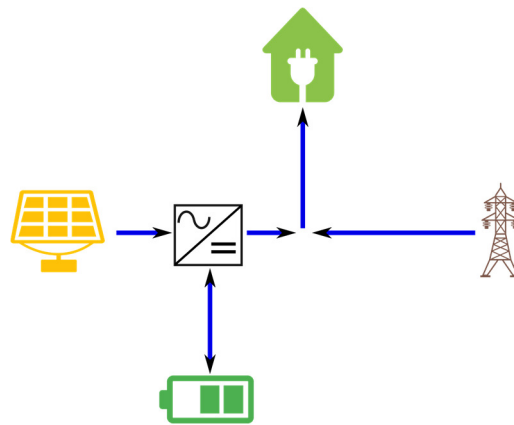



Abbildung 1: Schematische Darstellung einer Anlage mit Hybridwechselrichter

2.2 Systemsimulation

2.2.1 Übersicht

Die folgende Tabelle gibt einen kurzen Überblick über die Eingangs- und Ausgangsparameter der Simulation. Die einzelnen Komponenten der Simulation werden in den folgenden Unterkapiteln erklärt.

Eingangsparameter	Simulation	Simulationsergebnisse
<ul style="list-style-type: none">- Lastprofile (30-Min.-Intervalle)- el. Eigenschaften PV-Modul- Installierte Leistung (kWp)- Modulorientierung u. -neigung- Wetterdaten (Temp./Strahlung)- Batteriekapazität (kWh)- Investitionskosten + Tarife		<ul style="list-style-type: none">- Ladezustand Batterie über Zeit- Selbstversorgungsgrad- Kapitalwert- Rendite- Nivellierte Kosten LCOE (€/kWh)

2.2.2 Sonnenstandsberechnung & Wetterdaten

Die Wetterdaten (Temperatur, direkte Sonnenstrahlung, diffuse Sonnenstrahlung) wurden vom Dienstleister Weatheranalytics.com [11] für Zürich bezogen. Diese wurden mit Sonnenstandswinkel (Azimut und Höhenstand) kombiniert, damit die totale Strahlung auf beliebig orientierte PV-Module projiziert werden kann. Dies ist eine Standardprozedur in der Analyse von solaren Energiesystemen [12].

2.2.3 PV-Module

Die Strom-Spannungskurve eines PV-Moduls wird zu jedem Zeitpunkt vollständig aufgrund der Modulcharakteristiken bei Standard-Testbedingungen (STC) berechnet. Dies geschieht mit sogenannten Translationsgleichungen [12]. Neben der Sonnenstrahlung fließt auch die Umgebungstemperatur in die Berechnung der momentanen Leistung des Moduls ein.

2.2.4 Batteriespeicher und Batteriealterung

Eine grosse Anzahl an Batteriemodellen wurden in der einschlägigen Literatur detailliert beschrieben [13,14]. Oftmals sind diese sehr komplex und können Spannungs- und

Stromverhältnisse auf Zellebene bestimmen. Solch detaillierte Modelle setzen oftmals kleine Zeitschritte und komplexe Identifikation von Modellparametern voraus, welche technologiespezifisch sind. In dieser Arbeit wird von keiner spezifischen Technologie ausgegangen. Der Ladezustand in einem Zeitschritt wird deshalb mit einer einfachen Energiebilanz approximiert.

Alle Batterien sind der Alterung ausgesetzt, welche sich durch einen Kapazitätsschwund bemerkbar macht. Stressfaktoren, welche die Batteriealterung begünstigen, sind Betrieb bei hoher Temperatur, hoher und tiefer Ladezustand, hohe Entladetiefe (DoD, depth of discharge), hohe C-Raten [15]. Um die Stressfaktoren zu minimieren, wird die Variation des Ladezustands eingeschränkt, sodass die oberen und unteren 10% der Speicherkapazität ungenutzt bleiben. Die maximale Entladetiefe ist somit auf DoD=80% fixiert. Es wird angenommen, dass die Batterie 4000 Entlade- oder Ladezyklen (sogenannte Halbzyklen) erfährt, bis die Speicherkapazität auf 80% der ursprünglichen Speicherkapazität gesunken ist (theoretisches „End of Life“ der Batterie) und die Batterie durch eine neue ersetzt wird [9,15]. Unter der Annahme, dass die Batterie täglich geladen und entladen wird, müsste die 4000 Zyklen Batterie im 10. Betriebsjahr ersetzt werden. Die jährliche Zyklenanzahl wird innerhalb der Simulation berechnet und ist i.a. deutlich geringer, da es im Winter viele Tage mit geringer Solarproduktion gibt, sodass die Auswechslung im 10. Betriebsjahr den schlechtesten Fall darstellt.

2.2.5 Wechselrichterverluste, Lade- und Entladeverluste

Die Wechselrichterverluste hängen im Allgemeinen von der zu übertragenden Leistung der DC Spannung des jeweiligen Produktes ab. Auch die Lade- und Entladeeffizienz der Batterie hängt von der momentanen Zellspannung und der verwendeten Batteriechemie ab. Da eine detaillierte Bestimmung dieser Verluste für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Systems nicht relevant ist, werden alle Wechselrichterverluste, Lade- und Entladeverluste mit konstanten Effizienzzahlen approximiert.

2.2.6 Cash-Flow Analyse

In einer ersten Simulation werden alle Energieflüsse zwischen den Systemkomponenten PV-Module, Wechselrichter, Batterie und Last bestimmt. Auf der Basis dieser Energieflüsse können dann die Investitionskosten mit den Energieeinsparungen mittels einer Wirtschaftlichkeitsberechnung gegengerechnet werden. Daraus lassen sich eine Reihe von ökonomischen Parametern wie der Kapitalwert oder die nivellierten Stromkosten ableiten. Neben den Investitionskosten sind auch Ersatzkosten für die Batterien gemäss dem Alterungsmodell vorgesehen.

In den europäischen Ländern existieren viele Subventionsmodelle in der Form von Cash-Boni oder Einspeisevergütungen für PV- und/oder Batterieanlagen. Die Entwicklung der Subventionen über die Zeit ist schwierig zu prognostizieren. Tendenziell ist aber eher von einer Reduzierung oder gar Abschaffung auszugehen. Aus diesem Grund werden sämtliche Wirtschaftlichkeitsberechnungen ohne Subventionen berechnet.

2.3 Daten

Die Simulationsstudie basiert auf öffentlich erhältlichen Lastprofilen aus dem CER-Datensatz (<http://www.ucd.ie/issda/data/commissionforenergyregulationcer/>). Die darin enthaltenen Lastprofile stammen von einer Smart-Meter Pilotstudie mit 4231 Teilnehmern in Irland und wurden über einen Zeitraum von 75 Wochen mit einer zeitlichen Auflösung von 30 Minuten aufgezeichnet. Diese Lastprofile im Datensatz sind keinem Standort zugewiesen und sind über ganz Irland verteilt.

2.4 Monte-Carlo-Simulation

2.4.1 Probabilistische Eingangsparameter

Da keine geometrischen Eigenschaften der Dächer (Ausrichtung und verfügbare Dachfläche) von den Smart-Meter-Pilotprojektteilnehmern bekannt sind, werden einige für die Simulationsstudie benötigte Eingangsparameter mit Wahrscheinlichkeitsverteilungen beschrieben. Für jedes Lastprofil wird die Neigung und Orientierung des Gebäudes einmalig durch die entsprechenden Wahrscheinlichkeitsverteilungen zugewiesen. Damit das Experiment wiederholt werden kann, wird der „Seed“ für die Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Dachneigung und Orientierung fixiert. Für eine gegebene Orientierung/Dachneigung werden dann 256 Zufallszahlen für die installierte Leistung (kWp) und Speichergrösse (kWh) gezogen, womit dann die Simulation gestartet werden kann.

Parameter	Verteilung	Parameterwerte
Orientierung	Normal [16]	loc (μ) =180°, scale (σ) =50°
Dachneigung	Gompertz [16]	loc=0, scale=12,shape=0.03
Installierte Leistung (kWp)	Gleichverteilt(a,b)	$a \geq 0.26 \text{ kWp}$, $b \leq 30 \text{ kWp}$
Batteriegrösse (kWh)	Gleichverteilt(a,b)	$a > 0$, $b \leq 20 \text{ kWh}$

Da die obigen Eingangsparameter als Wahrscheinlichkeitsverteilung gegeben sind, werden auch sämtliche Simulationsergebnisse in der Form einer empirischen Wahrscheinlichkeitsverteilung ausgedrückt.

2.4.2 Deterministische Eingangsparameter

Alle deterministischen Eingangsparameter sind in folgender Tabelle zusammengefasst.

Eigenschaften PV-Modul	Wert	Kommentar / Ref.
Leerlaufspannung / Kurzschlussstrom	37.8 V / 9.8 A	Kommerziell erhältliches PV-Modul (Jinko JKM260M)
MPP Spannung / MPP Strom	30.7 V / 8.5 A	
Spannungs-Temperaturkoeffizient (STC)	0.06 %/K	

Strom-Temperaturkoeffizient (STC)	-0.31 %/K	
Modulfläche	1.63 m ²	
Batterieeigenschaften		
Zyklenanzahl bis „End Of Life“	4000	Stand der Technik
Max. Entladetiefe	80%	
Wechselrichter- und Batterieeffizienzen		
Wechselrichtereffizienz	95%	
Lade- und Entladeeffizienz	95%	
Ökonomische Parameter		
Spezifische Anlagekosten inkl. Installation ohne Batterie	2000 €/kWp	[17]
Batteriekosten	500 €/kWh	[18]
Ersatzkosten für Batterien	200 €/kWh	[18]
Diskontierungsfaktor	3% p.a.	
Jährliche Strompreissteigerung	2.5% p.a.	[19]
Subventionen (Cash-Bonus)	0 €/kWp	
Tarife		
Hochtarif	Szenarien mit {0.16, 0.20, 0.24*, 0.28} €/kWh	
Niedertarif	Hälfte des Hochtarifpreises	
Einspeisevergütung von überschüssigem Solarstrom	0 €/kWh	

2.4.3 Ablauf der Simulation und Aggregation der Simulationsresultate

Da pro Lastprofil 256 Stichproben pro Merkmal gezogen werden, müssen alle Simulationsresultate (Tabelle oben) als empirische Verteilungen behandelt werden und entsprechend aggregiert werden. Die Simulation läuft wie folgt ab.

1. Für jedes der 4231 Lastprofile werden Zufallszahlen für die Ausrichtung und Neigung gezogen und fix den Lastprofilen zugeordnet.
2. Für jedes Lastprofil k werden $N=256$ gleichverteilte Zufallszahlen für installierte Leistung und Speichergrösse gezogen. Für jedes Lastprofil k wird die Jahressimulation $N=256$ mal durchgeführt.
3. Pro Lastprofil ergeben sich 256 Simulationsergebnisse, welche nach zwei Kriterien aggregiert werden:
 - a. Aggregation nach Kombination der installierten PV-Leistung und Speichergrösse, welche die nivellierten Stromkosten (LCOE) minimiert.
 - b. Aggregation nach Kombination der installierten PV-Leistung und Speichergrösse, welche den Selbstversorgungsgrad maximiert bei positiven Kapitalwert.

Diese zwei Aggregierungsparameter liefern zugleich die Spreizung zwischen einer ökonomisch optimierten Anlage und einer Anlage, welche einen maximalen Selbstversorgungsgrad bietet, aber die Investitionskosten zumindest über die Projektlaufzeit von 20 Jahren amortisieren kann. Der LCOE wird normalerweise über das Verhältnis der totalen diskontierten Kosten der PV-Batterieanlage und der produzierten Energie der PV-Batterieanlage definiert. Wir folgen hier aber einer alternativen Definition, welche den LCOE als Verhältnis der totalen diskontierten Kosten der PV-Batterieanlage inkl. der netzseitig zugekauften Energie und der total konsumierten Energie versteht [9].

3 Resultate

3.1 Beziehung zwischen Einsparungen und Selbstversorgungsgrad

Wie bereits erwähnt, können die Simulationsergebnisse, welche von der Monte-Carlo-Simulation generiert werden, nach verschiedenen Strategien aggregiert werden. Aus der Perspektive mit dem Ziel einer Gewinnmaximierung bzw. Kostenminimierung zu erreichen macht eine ökonomische Optimierung am meisten Sinn. Bei dieser Strategie wird jene Kombination aus installierter PV Leistung / PV Ausrichtung und Batteriekapazität berechnet, welche die tiefsten nivellierten Stromkosten (LCOE) erreicht. Aus dem optimalen LCOE ergeben sich somit Einsparungen S gegenüber purem Netzbetrieb (ohne PV-Batterieanlage) gemäss der Gleichung (1)

$$S = \frac{LCOE_0 - LCOE}{LCOE_0} \quad (\text{Gl. 1})$$

Hierbei beschreibt $LCOE_0$ die diskontierten Kosten ohne PV-Batterieanlage und somit die Kosten pro Energieeinheit bei reinem Netzbetrieb. Diese Einsparungen sind auf der x-Achse von Abbildung 2 aufgetragen. Ein Wert von $S > 0$ bedeutet gemäss Gleichung (1), dass eine PV-Batterieanlage wirtschaftlich ist und Einsparungen gegenüber dem reinen Netzbezug erzielt werden können. Abbildung 2 zeigt die Simulationsergebnisse für die Optimierung nach LCOE (links) und für die Optimierung nach Selbstversorgungsgrad (rechts) für die Hoch- und Niedertarif kombinationen $\{(0.28, 0.14), (0.24, 0.12), (0.20, 0.10), (0.16, 0.08)\}$ €/kWh. Es ist ersichtlich, dass die maximalen Einsparungen pro Konsument tendentiell mit dem Selbstversorgungsgrad steigen. Höhere Tarife wirken sich positiv auf die Einsparungen und den erreichbaren Selbstversorgungsgrad aus.

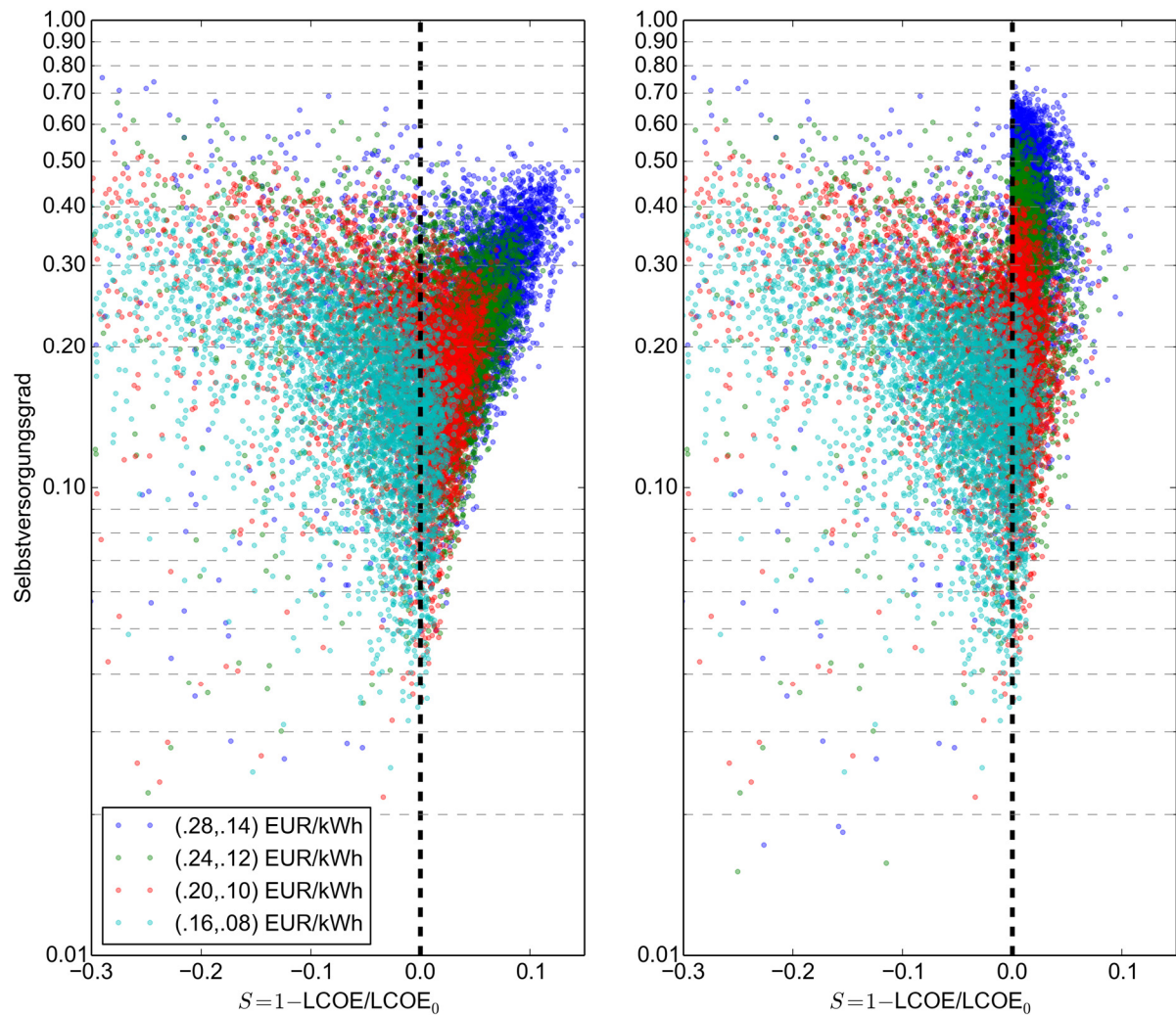


Abbildung 2: Links: Wirtschaftlichkeitsoptimierung, rechts: Optimierung des Selbstversorgungsgrades

Unter den Modellannahmen können gegenüber der reinen Netznutzung maximale Kosteneinsparungen von ca. 12% mit einer PV-Batterieanlage erreicht werden (bei einem Tarif von 0.28 €/kWh). Optimiert man nach Selbstversorgungsgrad, können zulasten der Anlagewirtschaftlichkeit höhere Selbstversorgungsquoten erreicht werden. Wie in Abbildung 3 ersichtlich, nehmen Unterschiede im Selbstversorgungsgrad mit steigenden Tarifen zu. Im Niedrigtarifbereich von 0.16 €/kWh verschwinden die Differenzen der Selbstversorgungsquoten, da die Anlagen in diesem Tarifbereich nur kleine Renditen/Kosteneinsparungen liefern. Unter den Tarifpreisen von 0.28 €/kWh könnten die meisten Konsumenten dieses Datensatzes einen Selbstversorgungsgrad zwischen 10%-70% erreichen.

3.2 Einfluss des Jahresverbrauchs auf die Anlagewirtschaftlichkeit

Merkmale von Konsumenten und deren Lastprofilen können Aufschluss darüber geben, ob eine PV-Batterieanlage wirtschaftlich betrieben werden kann (d.h. ob die Anlage einen positiven Kapitalwert erreichen kann). Einer der vermutlich wichtigsten Faktoren ist der jährliche Stromverbrauch des Konsumenten, welcher in Abbildung 3 aufgetragen ist.

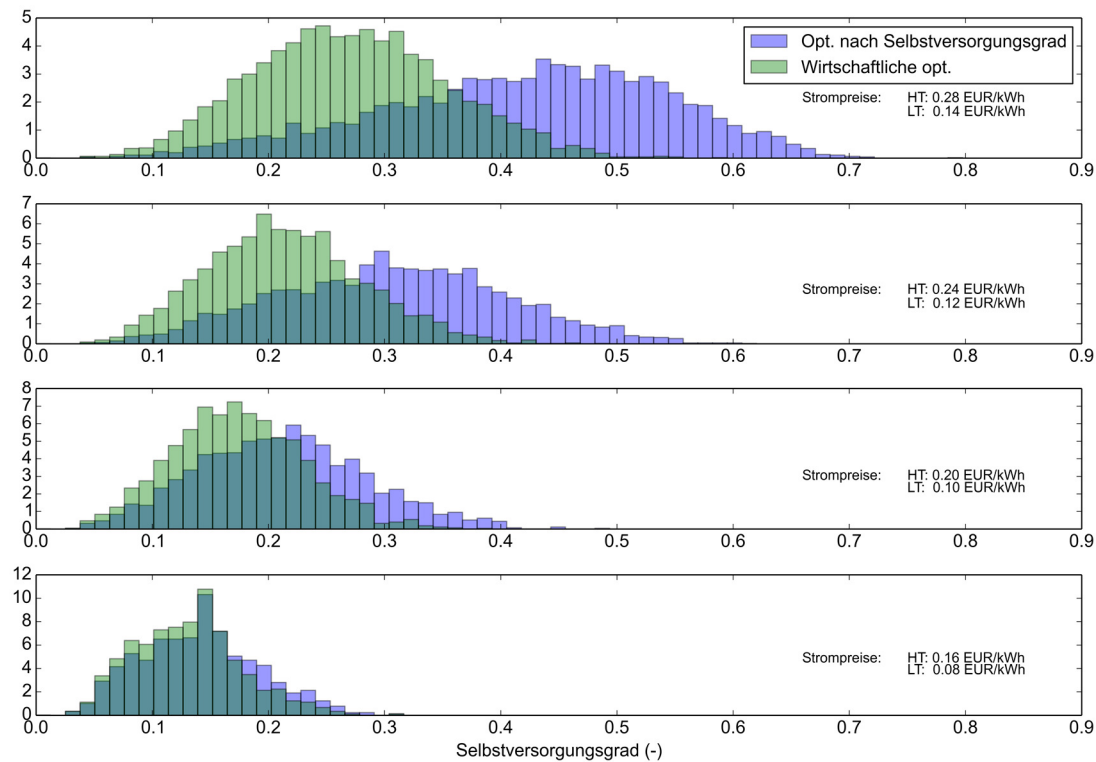


Abbildung 3: Normalisierte Histogramme des Selbstversorgungsgrades

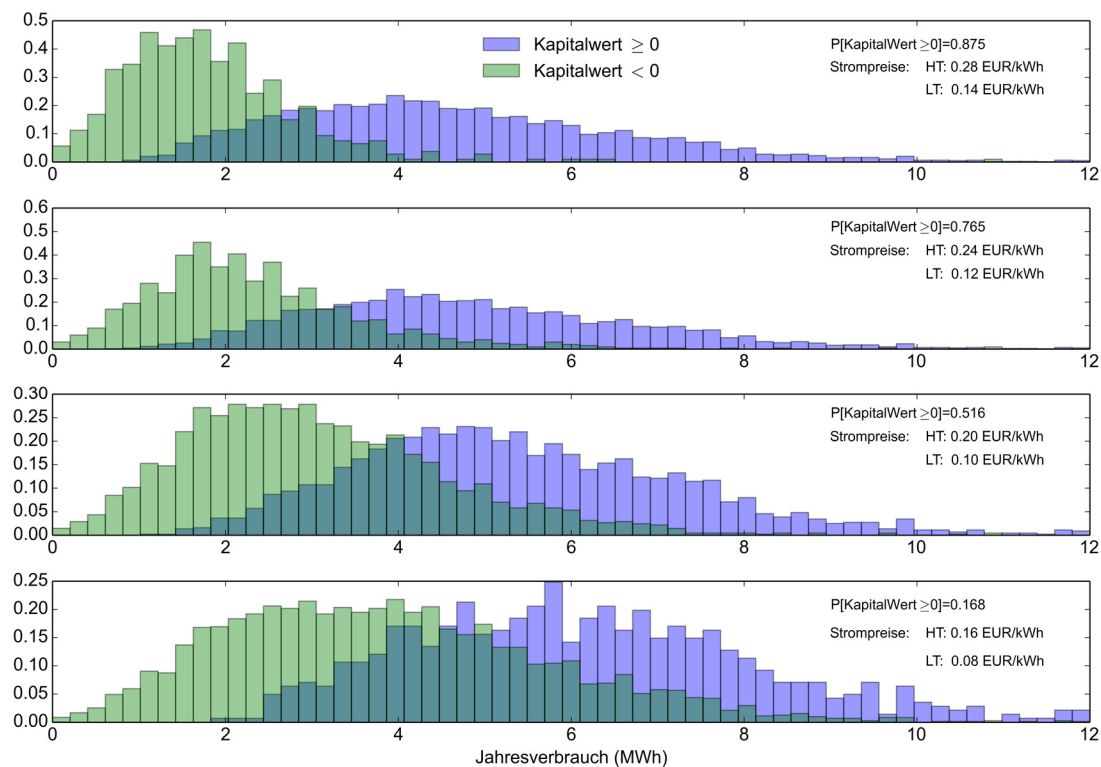


Abbildung 4: Normalisierte Verbrauchshistogramme

Die Histogramme für den Jahresverbrauch sind aufgeteilt nach Konsumenten welche einen Kapitalwert ≥ 0 erreichen können und jene welche keinen positiven Kapitalwert erreichen

können. Bei einem Hoch-/Niedertarif von 0.28/0.14 €/kWh können 88% der Konsumenten einen positiven Kapitalwert erreichen. Konsumenten in dieser Tarifkombination mit einem Verbrauch jenseits von ca. 5000 kWh sind (mit wenigen Ausnahmen) Kandidaten, welche eine PV-Batterieanlage wirtschaftlich betreiben könnten. Die Stadt Zürich hat aktuell eine Tarifstruktur von 0.24/0.12 €/kWh; somit könnten ca. 77% der Anlagen wirtschaftlich betrieben werden. Ab einem Verbrauch von 6000 kWh sind bei dieser Tarifstruktur praktisch alle Anlagen wirtschaftlich. Bei einem Tarif von 0.20/0.10 €/kWh und einem Mindestbedarf von ca. 7000 kWh jährlich sind praktisch alle Anlagen wirtschaftlich betreibbar. Bei einem Tarif von 0.16/0.08 €/kWh, welcher in einigen Landesteilen der Schweiz erhältlich ist, sind nur noch knapp 17% der Anlagen wirtschaftlich betreibbar. Der Verbrauch muss in dieser Tarifkombination bei mind. 9000 kWh liegen, damit eine Anlage sicher wirtschaftlich betrieben werden könnte. Bei allen Tarifkombinationen gibt es Überschneidungen der Verbrauchshistogramme. Das bedeutet, dass es Merkmale im individuellen Lastprofil geben muss, welche auch bestimmen, ob eine Anlage wirtschaftlich betrieben werden kann oder nicht.

4 Diskussion

Dass der subventionsfreie Betrieb von PV-Batterieanlagen möglich ist, wurde in der Literatur bereits gezeigt [2,11,12] (allerdings nur auf ein Lastprofil bezogen). Die hier berechneten Anteile der Konsumenten im Datensatz, welche unter den verschiedenen Tarifen einen wirtschaftlichen Betrieb ohne Subventionen erreichen können, scheint sehr hoch zu sein. Dem hohen Anteil wirtschaftlich betreibbarer Anlagen steht aber ein verhältnismässig geringer Selbstversorgungsgrad gegenüber. Für die Stadt Zürich mit den Tarif 0.24/0.12 €/kWh beträgt der Median des Selbstversorgungsgrades maximal ca. 35% und mind. 22% für die ökonomisch maximierte Variante. Der grösste beobachtete Selbstversorgungsgrad liegt bei ca. 55% und ist als niedrig zu bewerten. Es muss beachtet werden, dass unter Berücksichtigung von Förderbeiträgen eine signifikante Steigerung dieser Metriken erzielt werden kann. Beim Tarif von 0.16 €/kWh liegt der Median des Selbstversorgungsgrades bei ca. 10%, was sich auch mit Anlagen ohne Batterien erreichen [11] lässt (kompensiert mit mehr installierten Modulen). In allen Simulationen wird davon ausgegangen, dass die Batterie nur mit Solarstrom geladen wird. Allerdings kann die Wirtschaftlichkeit von PV-Batterieanlagen weiter verbessert werden, indem die Batterie mit billigen Niedertarifstrom beladen wird um die Stromnachfrage während der Hochtarifphase über die Batterie zu decken. Diese sogenannte Arbitrage-Strategie wird in zukünftigen Studien untersucht, um zu verstehen, inwiefern diese Regelstrategie die Wirtschaftlichkeit der Batterie verbessern kann bei gleichbleibendem Selbstversorgungsgrad.

5 Referenzen

- [1] Fraunhofer ISE, "Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland," 2012.
- [2] G. Mulder, D. Six, B. Claessens, T. Broes, N. Omar, and J. Van Mierlo, "The dimensioning of PV-battery systems depending on the incentive and selling price conditions," *Appl. Energy*, vol. 111, pp. 1126–1135, Nov. 2013.
- [3] O. Mégel, J. L. Mathieu, and G. Andersson, "Scheduling Distributed Energy Storage Units to Provide Multiple Services."
- [4] F. Oldewurtel, T. Borsche, M. Bucher, P. Fortenbacher, M. G. Vayá, T. Haring, J. L. Mathieu, O. Mégel, E. Vrettos, and G. Andersson, "A Framework for and Assessment of Demand Response and Energy Storage in Power Systems."
- [5] R. L. Fares and M. E. Webber, "Combining a dynamic battery model with high-resolution smart grid data to assess microgrid islanding lifetime," 2014.

- [6] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, and G. Andersson, "Review of grid applications with the Zurich 1MW battery energy storage system," *Electr. Power Syst. Res.*, 2015.
- [7] R. Khalilpour and A. Vassallo, "Leaving the grid: An ambition or a real choice?," *Energy Policy*, 2015.
- [8] J. Hoppmann, J. Volland, T. S. Schmidt, and V. H. Hoffmann, "The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems - A review and a simulation model," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014.
- [9] M. Bortolini, M. Gamberi, and A. Graziani, "Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system," *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 81–92, 2014.
- [10] J. Weniger, T. Tjaden, and V. Quaschnig, "Sizing of Residential PV Battery Systems," *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 78–87, 2014.
- [11] WA, "Weather Analytics." [Online]. Available: <http://www.weatheranalytics.com>. [Accessed: 08-Dec-2015].
- [12] M. Paulescu, E. Paulescu, P. Gravila, and V. Badescu, *Weather Modeling and Forecasting of PV Systems Operation*. Springer, 2013.
- [13] P. Fortenbacher, J. L. Mathieu, and G. Andersson, "Modeling, Identification, and Optimal Control of Batteries for Power System Applications."
- [14] A. Fotouhi, D. J. Auger, K. Propp, S. Longo, and M. Wild, "A review on electric vehicle battery modelling: From Lithium-ion toward Lithium–Sulphur," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 1008–1021, Apr. 2016.
- [15] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, and G. Andersson, "Defining a degradation cost function for optimal control of a battery energy storage system," in *2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013*, 2013.
- [16] R. Li, G. Shaddick, H. Yan, and F. Li, "Sample Size Determination of Photovoltaic by Assessing Regional Variability," in *CIREN Workshop 2014, Rome, Italy*, 2014.
- [17] L. Konersmann and G. Meier, "Eigenverbrauch von Solarstrom im Mehrfamilienhaus," 2015.
- [18] B. Nykvist and M. Nilsson, "Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles," *Nat. Clim. Chang.*, vol. 5, no. April, pp. 329–332, 2015.
- [19] Swiss Federal Office of Energy, "Strompreisentwicklung in der Schweiz," 2011.
- [20] T. Lang, D. Ammann, and B. Girod, "Profitability in absence of subsidies: A techno-economic analysis of rooftop photovoltaic self-consumption in residential and commercial buildings," *Renew. Energy*, vol. 87, pp. 77–87, Mar. 2016.
- [21] T. Lang, E. Gloerfeld, and B. Girod, "Don't just follow the sun – A global assessment of economic performance for residential building photovoltaics," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 932–951, 2014.