Universität für Bodenkultur Wien

H73 Department für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften

H731 Institut für nachhaltige Wirtschaftsentwicklung

Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse von Speichermedien in Kombination mit Photovoltaikanlagen auf Haushaltsebene – Eine empirische Fallstudie für Oberösterreich

Masterarbeit

Christof Horvath

Zur Erlangung des akademischen Grades

Diplomingenieur

Betreuer/Beurteiler: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Erwin Schmid

Mitbetreuer: Dipl.-Ing. Dr. Johannes Schmidt

Wien, Februar 2014

Danksagung

Ein besonderes Dankeschön möchte ich an Dr. Johannes Schmidt aussprechen, der mich während des Verfassens der vorliegenden Arbeit bei der Lösung aller Problemstellungen unterstützt hat. Diese durchgehend konstruktive Zusammenarbeit hat mir es ermöglicht, die Arbeit in der vorliegenden Form zu verfassen.

Für das Vertrauen und die Unterstützung, die mir meine Eltern während der Studienzeit entgegengebracht haben, werde ich immer dankbar sein.

All meinen Freunden, die mich während der Studienjahre begleitet haben, möchte ich für viele schöne und inspirierende Momente danken.

Vielen Dank

Abstract

The share of renewable energy sources has substantially increased in the electricity production portfolio in the last two decades. In particular, photovoltaic systems have been annually expanded with growth rates of 30%, a situation that poses challenges to energy grids due to the intermittent character of PV production. The usage of local storage technologies is seen as one promising solution to tackle these challenges.

The thesis aims at analyzing the current economic feasibility of storage technologies in combination with photovoltaic electricity production for households. The economic feasibility is assessed by computing net present values for systems with and without storage. Photovoltaic production and household demand data have been provided for Upper Austria and model simulations are performed to analyze parameter sensitivities. Results indicate that current battery costs are prohibitive and therefore the acquirement of a battery system is currently not profitable for households. However, expected innovations in battery technologies may lead to lower unit costs of batteries in the near future.

Kurzfassung

Der Anteil erneuerbaren Energien hat in den letzten beiden Jahrzehnten stetig zugenommen, wobei die Photovoltaik mit jährlichen Zuwachsraten von bis zu 30% eine bedeutende Stellung einnimmt. Durch den fluktuierenden Charakter der Stromerzeugung aus PV-Anlagen entstehen allerdings technische Probleme für das Stromnetz, die teilweise durch den Einsatz von Speichertechnologien gelöst werden können.

Ziel dieser Masterarbeit ist es die Wirtschaftlichkeit von kombinierten Systemen aus Photovoltaikanlagen und Speichermedien zu ermitteln. Das Untersuchungsgebiet ist eine Region in Oberösterreich, aus der jeweils Daten über die potenzielle PV-Produktion sowie über die Nachfrage der Haushalte vorliegen.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Einsatz von Photovoltaikanlagen unter derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich sein kann. Die Batteriekosten sind aktuell allerdings zu hoch, um einen wirtschaftlichen Einsatz in Haushalten zu erlauben. Treten die erwarteten Entwicklungen in der Batterietechnologie ein, kann dies zu deutlichen Kostenreduktionen führen.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung 4

2. Technische Grundlagen 7

2.1. Entstehung der Solarstrahlung 7

2.2. Funktionsweise und Aufbau von Photovoltaikanlagen 8

2.2.1. Wirkungsgrad von PV-Systemen 10

2.2.2. Performance Ratio von PV-Systemen 11

2.2.3. Betriebsarten von PV-Systemen 12

2.2.4. Technisch optimaler Aufbau einer Photovoltaikanlage 16

2.2.5. Externe Einflüsse auf die Produktion von PV-Anlagen 17

2.3. Probleme durch steigende PV-Produktion 18

2.3.1. Anpassungsmöglichkeiten an erhöhte Einspeisemengen aus PV-Anlagen 19

2.4. Vorteile der Stromspeicherung 21

2.4.1. Vorteile auf Netzebene 21

2.4.2. Vorteile auf Haushaltsebene 22

2.5. Charakteristika der Stromspeicherung 23

2.6. Übersicht Batteriespeicher 24

2.6.1. Lithium-Ionen-Akkumulator 25

2.6.2. Redox-Flow-Batterien 26

2.6.3. Bleiakkumulator 27

2.6.4. Natrium-Schwefel-Akkumulator 27

2.7. Besonderheiten von Batteriespeichern in der Praxisanwendung 28

2.7.1. Batteriemanagement 29

3. Ökonomische Grundlagen 31

3.1. Bestimmungsfaktoren der Stromnachfrage 31

3.1.1. Ökonomische Faktoren 31

3.1.2. Technische Faktoren 32

3.1.3. Soziale Faktoren 33

3.1.4. Soziodemografische Faktoren 33

3.2. Zusammensetzung des Haushaltsstroms in Österreich 35

3.3. Förderungen für PV-Anlagen 37
3.4. Strompreis 39
3.4.1. Einspeise- und Netztarife 40
3.5. Ökonomische Grundlagen der Stromspeicherung 42
3.5.1. Dimensionierung eines Speichersystems 44
3.6. Handelsübliche Speichersysteme 45
3.6.1. Kennzahlen von Speichersystemen 48
3.7. Zukünftige Entwicklung der Energiespeicherung 49
4. Material und Methode 50
4.1. Nachfragedaten 50
4.1.1. Produktionsdaten 51
4.1.2. PVGIS JRC 51
4.1.3. Datenmanagement 52
4.2. Produktion und Residuen der Produktion 54
4.2.1. Übersicht über die Residuen 58
4.3. Einsatz eines Batteriespeichers 62
4.4. Wirtschaftlichkeitsanalyse mittels Annuitätenmethode 63
4.5. Sensitivitätsanalyse 64
5. Ergebnisse 67
5.1.1. Auswertung der Haushalte mit niedrigem Energiebedarf 67
5.1.2. Auswertung der Haushalte mit mittlerem Energiebedarf 69
5.1.3. Auswertung der Haushalte mit hohem Energiebedarf 71
5.1.4. Bewertung der Wirtschaftlichkeit mittels Annuitätenmethode 72
5.2. Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse 75
6. Diskussion und Schlussfolgerungen 80
7. Literaturverzeichnis 84

Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: HAUSHALTSVERBRAUCH VON STROM IN ÖSTERREICH 36
TABELLE 2: DURCHSCHNITTSVERGÜTUNG FÜR ÖKOSTROM IN ÖSTERREICH 38
TABELLE 3: ÜBERSICHT UNTERSCHIEDLICHER STROMTARIFE IN ÖSTERREICH 42
TABELLE 4: HANDELSÜBLICHE SPEICHER AUF BLEI-SÄURE BASIS 46
TABELLE 5: HANDELSÜBLICHE SPEICHER MIT LITHIUM-IONEN-TECHNOLOGIE 47
TABELLE 6: STATISTISCHE ZUSAMMENFASSUNG DER NACHFRAGEDATEN 53
TABELLE 7: AUSWERTUNG DER ERGEBNISSE FÜR H_{MIN} 68
TABELLE 8: AUSWERTUNG DER ERGEBNISSE FÜR H_{MED} 70
TABELLE 9: AUSWERTUNG DER ERGEBNISSE FÜR H_{MAX} 71

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: ATMOSPHÄRE UND STRAHLUNG....8
ABBILDUNG 2: PHOTOVOLTAIKEFFEKT....10
ABBILDUNG 3: EINSPEISUNG OHNE STROMSPEICHERUNG....14
ABBILDUNG 4: EINSPEISUNG UND STROMSPEICHERUNG....15
ABBILDUNG 5: INLANDSTROMVERBRAUCH UND SEINE DECKUNG IN GWH....35
ABBILDUNG 6: HAUSHALTSVERBRAUCH IM UNTERSUCHUNGSGEBIET....51
ABBILDUNG 7: BOXPLOT DER HAUSHALTSNACHFRAGE IM UNTERSUCHUNGSGEBIET....54
ABBILDUNG 8: PV-PRODUKTION AM 5. JUNI 2010....55
ABBILDUNG 9: PV-PRODUKTION AM 2. JUNI 2010....56
ABBILDUNG 10: PV-PRODUKTION IM SOMMER....57
ABBILDUNG 11: PV-PRODUKTION IM WINTER....57
ABBILDUNG 12: RESIDUEN DER PRODUKTION....58
ABBILDUNG 13: RESIDUEN DER PRODUKTION IM FRÜHLING....59
ABBILDUNG 14: RESIDUEN DER PRODUKTION IM SOMMER....60
ABBILDUNG 15: RESIDUEN DER PRODUKTION IM HERBST....61
ABBILDUNG 16: RESIDUEN DER PRODUKTION IM WINTER....62
ABBILDUNG 17: ERGEBNISSE DER WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE H_{MIN}....73
ABBILDUNG 18: ERGEBNISSE DER WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE H_{MED}....74
ABBILDUNG 19: ERGEBNISSE DER WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE H_{MAX}....75
ABBILDUNG 20: ERGEBNIS DER SENSITIVITÄTSANALYSE FÜR H_{MIN}....77
ABBILDUNG 21: ERGEBNIS DER SENSITIVITÄTSANALYSE FÜR H_{MED}....78
ABBILDUNG 22: ERGEBNIS DER SENSITIVITÄTSANALYSE FÜR H_{MAX}....79

Abkürzungsverzeichnis

GW	Gigawatt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt pro Stunde
MW	Megawatt
PV	Photovoltaik
W_{peak}	Watt Peak

1. Einleitung

Erneuerbare Energien gewinnen zunehmend an Bedeutung für die globale Energieversorgung. Das Streben danach, ressourcenschonende, umweltfreundliche und beinahe unbegrenzt verfügbare Energiequellen zu finden, hat die Entwicklung im Bereich der Wind-, Wasser und Solarkraft in den letzten Jahrzehnten stark vorangetrieben. Seit der Jahrtausendwende ist die Anzahl der installierten Photovoltaikanlagen global um bis zu 30 % jährlich gestiegen. Die Energie der Sonne nutzbar zu machen, wird als eine wichtige und zukunftsfähige Technik für die globale Energieversorgung angesehen. Photovoltaikanlagen lassen sich nahezu überall einsetzten, sie verfügen über eine hohe Lebensdauer und für ihre Produktion wird hauptsächlich Quarzsand – ein reichlich vorhandener Rohstoff – benötigt. Sinkende Herstellungskosten und staatliche Förderungen für PV-Anlagen haben deren Anzahl in Österreich und auch weltweit in den letzten Jahren massiv ansteigen lassen (Watter 2009).

Vor allem die Anzahl der kleinen, für Haushalte konzipierten PV-Anlagen steigt stetig an. Einspeisetarife und Förderungen für den Bau einer Anlage bieten den Kunden Anreize für die Anschaffung einer Anlage. Es ergibt sich die Möglichkeit, den Haushaltsbezug von Strom aus dem Netz zu reduzieren und gleichzeitig überschüssig produzierte Energie wieder an das Netz zu verkaufen. Durch die unregelmäßige Verfügbarkeit von Sonnenstrahlung können auch PV-Anlagen Energie nur in stark wechselnder Intensität produzieren. Durch diesen ständigen Wechsel zwischen Stromüberschuss und Nachfrage nach Energie entsteht eine große Beanspruchung für das Stromnetz. Die Netzstabilität nimmt ab, wodurch es zu einem Totalausfall von Netzabschnitten kommen kann. Um die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie weiterhin zu garantieren, sollte das Netz daher – als Alternative zum Ausbau – entlastet werden. Durch den Einsatz von Speichertechnologien kann die Belastung des Stromnetzes verringert werden. Mit einem Speicher können sowohl Angebotsspitzen durch die PV-Anlagen als auch Nachfragespitzen aus dem Netz gemanagt werden (Ibrahim, Ilinca und Perron 2008).

Der optimale Einsatz von Speichertechnologien in Kombination mit PV-Anlagen hängt von unterschiedlichen Faktoren ab. Die vorliegende Arbeit soll folgende Frage klären:

„Ist der Einsatz von unterschiedlichen Speichermedien auf Haushaltseben in Kombination mit Photovoltaikanlagen wirtschaftlich?

Dafür wird die Energienachfrage von österreichischen Haushalten mit der möglichen Produktion einer PV-Anlage verglichen. Die produzierte und die nachgefragte Strommenge weichen mitunter stark voneinander ab. Eine PV-Anlage kann während des Tages – unter optimalen Betriebsbedingungen – genügend Energie für einen Haushalt produzieren. Während der Nacht, oder bei schlechten Betriebsbedingungen muss aber wiederum Strom aus dem Netz bezogen werden. Der Einsatz eines Batteriespeichers kann die Nachfrage nach Netzstrom vermindern und somit im Idealfall auch die Strombezugskosten, die für einen Haushalt entstehen, reduzieren.

Zunächst wird in Kapitel 2 die grundlegende Funktion von PV-Anlagen und deren technischer Aufbau erklärt. Es wird beschrieben, welche Auswirkung eine Zunahme der Stromproduktion aus kleinen PV-Anlagen für das Netz hat und wie mögliche negative Effekte vermieden werden können. Dies bildet die Überleitung zum zweiten Teil des Kapitels, in dem die Charakteristika der Stromspeicherung betrachtet werden. Den Abschluss bildet eine Auflistung unterschiedlicher handelsüblicher Batteriespeicher und deren Besonderheiten im praktischen Einsatz.

Kapitel 3 beschreibt die ökonomischen Grundlagen der Stromnachfrage und der Stromspeicherung. Es wird sowohl auf die Entstehung von Strompreisen und die unterschiedlichen Einspeise- bzw. Vergütungstarife eingegangen als auch auf die Faktoren, welche die Haushaltsnachfrage beeinflussen.

Der empirische Teil der Arbeit beginnt mit Kapitel 4. Hier werden das Datenmaterial und die verwendete Methode beschrieben. Die gesamte Analyse wurde mit dem Programm RStudio durchgeführt. Als Datengrundlage dienten Nachfragedaten von österreichischen Haushalten und die Produktionsdaten einer PV-Anlage. Beide Datensätze wurden aufbereitet und numerisch sowie grafisch analysiert. Im Anschluss daran wurden die Residuen der Produktion errechnet, die in Kapitel 4.2 dargestellt werden. Die Auswertung der Daten erfolgt in Kapitel 5, dem Ergebnisteil der Arbeit. Hier wird dargestellt wie sich der Einsatz von Batteriespeichern mit unterschiedlichen Kapazitäten auf die Residuen auswirkt. Es folgt eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Speichermedien, die klären soll ob deren Anschaffung aus wirtschaftlichen Betrachtungspunkte sinnvoll ist. Abschließend wurde noch eine Sensitivitätsanalyse

durchgeführt, die feststellen soll, welchen Einfluss die ausgewählten Inputfaktoren auf den Zielwert haben.

Die Performance von PV-Systemen mit und ohne Batteriespeicher und aktuelle sowie mögliche zukünftige Verbesserungen werden in Kapitel 6 „Diskussion und Schlussfolgerungen“ aufgezeigt.

2. Technische Grundlagen

Das folgende Kapitel bildet die Einführung in die Grundlagen der PV-Technologie. Als Literaturgrundlage dient Holger Watters (2009) Werk „Nachhaltige Energiesysteme“. Es soll die technische Funktion von PV-Anlagen, ihre Besonderheiten und der Aufbau einer Anlage beschreiben werden. Ebenso sollen die im Zusammenhang mit dieser Technologie entstehenden Probleme erläutert werden. Im zweiten Teil des Kapitels werden unterschiedliche Speichermedien und ihre Auswirkung auf Netz- und Haushaltsebene erklärt.

2.1. Entstehung der Solarstrahlung

Die Grundlage für den Betrieb einer Photovoltaikanlage bildet die Strahlungsenergie der Sonne. Von der Sonne wird diese Energie größtenteils in Form von elektromagnetischer Strahlung abgegeben, die auf die Erdoberfläche trifft. Bedingt durch die elliptische Umlaufbahn der Erde kann nicht überall die gleiche Menge an Strahlung auftreffen. So treffen im Jahresmittel auf dem oberen Rand der Erdatmosphäre ca. 1367 W/m^2 auf – dieser Wert entspricht der sogenannten Solarkonstante. Diese einfallende Strahlung kann jedoch nicht zu 100 % genutzt werden, da es beim Auftreffen der Strahlen auf die Luftschichten der Erde zu einer Reflexion kommt. Der Vorgang von Absorption und Reflexion der Strahlung wird thermodynamisches Gleichgewicht genannt und ist in Abbildung 1 dargestellt.

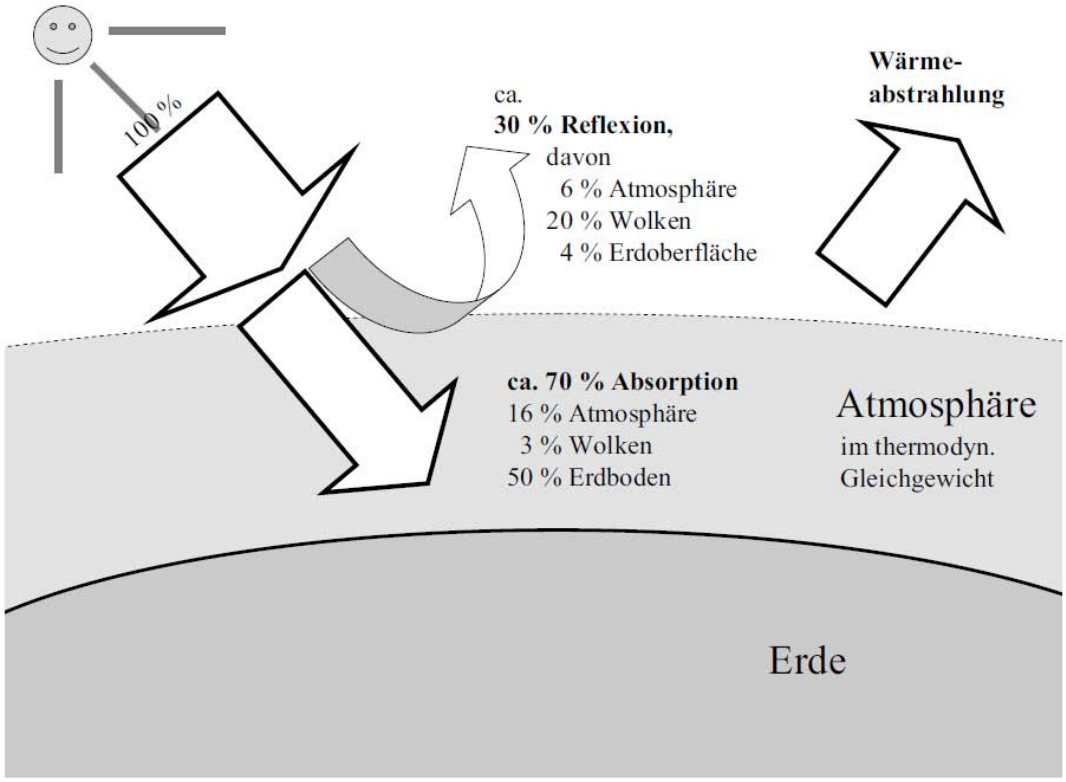

Abbildung 1: Atmosphäre und Strahlung

Quelle: Watter (2009, Seite 6)

Grund für die Reflexion von etwa 30 % der Strahlung sind Gase und Aerosole, die sich in der Atmosphäre befinden. Sie sorgen für den natürlichen Treibhauseffekt, der die Erdmitteltemperatur stabil auf ca. 15° C hält. Die schließlich auf der Erdoberfläche auftreffende Strahlung wird als Globalstrahlung bezeichnet. Diese setzt sich aus Direktstrahlung und Diffusstrahlung zusammen. Die Direktstrahlung trifft ohne Ablenkung auf der Kontaktfläche auf, während die Diffusstrahlung über reflektierende Oberflächen auf die Kontaktfläche gestrahlt wird. Für Mitteleuropa schwankt der Wert der Globalstrahlung zwischen 900 – 1100 kWh/m^2 (Watter 2009).

2.2. Funktionsweise und Aufbau von Photovoltaikanlagen

Grundlage für die Stromerzeugung mittels Photovoltaikanlagen ist der photovoltaische Effekt. Hierbei wandeln Solarzellen aus Halbleitern die Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie um. Halbleiter setzen ihre Leitfähigkeit erst bei der Zufuhr von thermischer Energie frei, danach werden Elektronen aus dem Halbleitermaterial gelöst und der Körper wird somit leitfähig.

Durch technisch erzeugte Störstellen (Fremdatome) in den Halbleitern kann deren Charakteristik grundlegend beeinflusst werden. Der Vorgang, diese Fremdatome einzuarbeiten, wird Dotierung genannt. Besonders wirksam ist dieser Schritt, wenn für die Dotierung ein Material verwendet wird, das eine vom Grundmaterial abweichende Elektronenzahl aufweist. So können n-dotierte Kristallgitter (Elektronenüberschuss) oder p-dotierte Kristallgitter (Elektronenmangel) hergestellt werden.

Der Aufbau von Photovoltaik-Panels erfolgt schichtweise. Es werden jeweils unterschiedliche Dotierungen aufgetragen, um einen p-n-Übergang zu erzeugen. Aufgrund der unterschiedlichen Elektronenanzahl in den einzelnen Schichten kommt es zu einem Konzentrationsgefälle. Dies führt dazu, dass sich in den Grenzflächen ein elektrisches Feld aufbaut, die sogenannte Raumladungszone.

In dieser Raumladungszone findet der photovoltaische Effekt statt. Die auftreffenden Photonen führen dazu, dass ein Ungleichgewichtszustand eintritt. Um für einen Ausgleich zu sorgen, wird ein Ladungsträgerpaar gespalten, ein Elektron fließt zurück in die n-dotierte Schicht, und in der p-dotierten Schicht herrscht wieder ein Elektronenmangel. Durch diesen ständigen Ladungsausgleich wird innerhalb der Solarzelle ein Spannungsfeld aufgebaut. Über einen elektrischen Verbraucher kann diese Spannung genutzt werden. Abbildung 2 zeigt ein Schema des photovoltaischen Effekts.

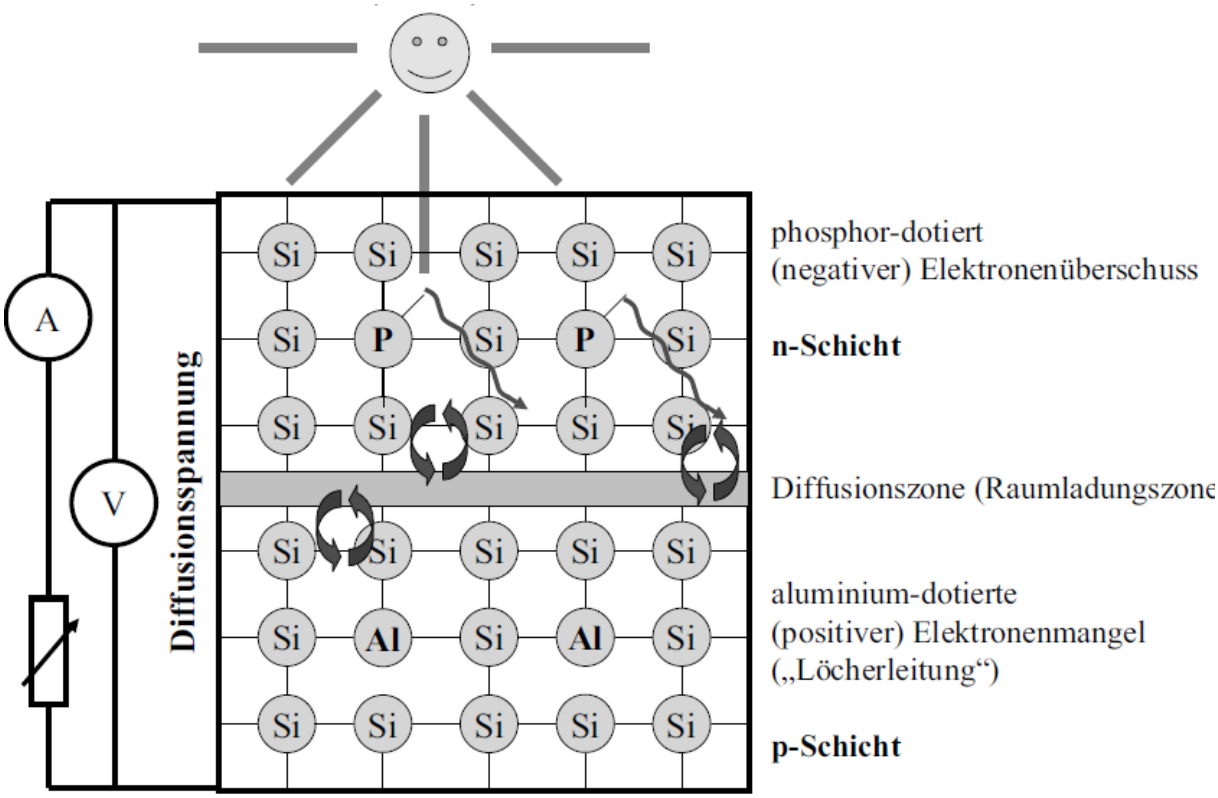

Abbildung 2: Photovoltaikeffekt

Quelle: Watter (2009, Seite 13)

Die erzeugte Stromstärke der Anlage ist direkt abhängig von der Beleuchtungsstärke. Je mehr Licht einfällt, desto mehr Strom wird erzeugt. Daher ist auch der Aufstellungsort der Photovoltaik-Panels von großer Bedeutung (Watter 2009). Auf diverse Störfaktoren für die Stromproduktion wird in späteren Kapiteln noch eingegangen.

2.2.1. Wirkungsgrad von PV-Systemen

Als ein wichtiges Entscheidungskriterium für oder gegen die Anschaffung einer neuen Technologie wird deren Wirkungsgrad herangezogen. Bei Photovoltaikanlagen muss man hierbei den theoretischen vom tatsächlichen Wirkungsgrad unterscheiden. Der theoretische Wirkungsgrad gibt die mögliche maximale Leistung einer idealen Solarzelle an. Beruhend auf dem Stand der Technik liegt dieser theoretische Wirkungsgrad bei 33 %. Es sei angemerkt, dass dieser Maximalwert nur auf Berechnungen basiert und bisher nicht durch Messungen erreicht wurde. Im Labor – unter Standardtestbedingungen – werden abhängig vom Material etwas niedrigere

Werte erreicht. Sie haben eine Schwankungsbreite von 20 % bis 28 % (Watter 2009). Standardtestbedingungen sind normierte Umgebungsbedingungen für den Betrieb einer PV-Anlage – 1000 W/m^2 und 25 °C Zelltemperatur. Sie definieren die Nennleistung eines PV-Moduls, die mit der Einheit Watt$_{peak}$ (Wp) angegeben wird. Über diese Einheit lassen sich PV-Anlagen miteinander vergleichen (Wesselak und Voswinckel 2012).

Eine leichte Steigerung des Wirkungsgrades kann durch eine sogenannte Kaskadenanordnung der Solarzellen erreicht werden. Hierbei werden mehrere Solarzellen mit unterschiedlichem Bandabstand übereinander angeordnet. So kann die einfallende Strahlung wesentlich besser genutzt werden. In Testreihen konnten dadurch Wirkungsgrade von bis zu 32 % erreicht werden. In der Praxisanwendung fällt der tatsächliche Wirkungsgrad niedriger aus. Optimal installierte Anlagen erreichen mit polykristallinen Solarzellen 16 % und mit monokristallinen Solarzellen 20 %.

Durch Verbesserungen bei den eingesetzten Materialien und durch neue Anordnungstechniken wie der Kaskadenanordnung kann der praktische Wirkungsgrad noch weiter angehoben werden. Einen Sonderfall der PV-Technologie stellt die Mehrfachsolarzelle dar. Hierbei werden zwei oder mehr Solarzellen aus unterschiedlichem Material übereinander angeordnet, um so den Wirkungsgrad zu steigern. Diese Zellen sind auf einen bestimmten Wellenlängenbereich optimiert und wurden ursprünglich wegen der hohen Kosten nur bei der Raumfahrt eingesetzt. In Ländern mit einer hohen direkten Solarstrahlung wird diese Technik bereits bei Solarkraftwerken verwendet. Das Fraunhofer-Institut spricht von Wirkungsgraden um 41,1% für diese Technologie. Momentan ist diese Technologie noch nicht für den Haushaltsgebrauch ausgereift. Kurzfristig herrscht das größte Verbesserungspotenzial bei der Senkung der Materialkosten und bei der Verlängerung der Lebensdauer der Materialien. In diesen Bereichen sind zukünftig noch Steigerungen zu erwarten, die zur Konkurrenzfähigkeit dieser Technik beitragen werden (Watter 2009).

2.2.2. Performance Ratio von PV-Systemen

Eine besondere Kennzahl von Photovoltaikanlagen ist die sogenannte Performance Ratio (PR). Mithilfe der PR können die Qualität und das Betriebsverhalten der Anlagen beschrieben werden. Daher wird in der Fachliteratur auch häufig der Ausdruck „Qualitätsfaktor“ verwendet. Die PR ergibt sich aus dem Quotienten des realen

Ertrags und des idealen (=Soll-) Ertrags. Um den Sollertrag zu bestimmen, bedarf es im Vorfeld Messungen mit diversen Einstrahlungssensoren. Für den Sollertrag werden außerdem ein Wirkungsgrad aus standardisierten Testbedingungen sowie ein hundertprozentiger Wirkungsgrad des Wechselrichters angenommen. Der Sollertrag stellt somit eine theoretische Rechengröße dar. Der reale Ertrag wird von der Beschattung der Anlage, den altersbedingten Abnutzungserscheinungen sowie Leitungs- und Wechselrichterverlusten beeinflusst und kann relativ einfach ermittelt werden. Vor allem bei größeren Projekten ist es wichtig und teilweise auch gefordert, die PR im Vorfeld zu bestimmen. Manche Hersteller garantieren eine Mindest-PR, wodurch sich für Kunden Wirtschaftlichkeitsanalysen einfacher durchführen lassen. Von Banken und Kreditinstituten wird beispielsweise oftmals eine gewisse Mindest-PR gefordert, bevor ein Projekt finanziert wird. Allgemein gilt die Regel, dass eine PV-Anlage einen PR Wert von mindestens 70 % erreichen soll. Dieser Wert wird auf die Jahresleistung bezogen, was bedeutet, dass sowohl die Leistungsspitzen als auch die Leistungstäler sehr stark von diesem Wert abweichen können. Durch bessere Planung und geringfügig verbesserte Anlagen sind zukünftig Werte von 80 % bis 90 % realistisch (Haselhuhn s.a.).

Im nachfolgenden Kapitel soll gezeigt werden, welche unterschiedlichen Möglichkeiten für den Betrieb von PV-Anlagen vorhanden sind.

2.2.3. Betriebsarten von PV-Systemen

Je nach Standort und Einsatzgebiet der PV-Anlage lassen sich mehrere Betriebsarten unterscheiden. Es gibt Inselsysteme, netzgekoppelte Anlagen und Anlagen für die Raumfahrt. In diesem Kapitel werden die wichtigsten Systeme beschrieben (Joshi, Dincer und Reddy 2009).

PV für die Raumfahrt: Die Wurzeln der PV-Technologie liegen in der Weltraumforschung. Für die Versorgung von Raumstationen, Space Shuttles und Satelliten werden bereits seit 1958 PV-Panels eingesetzt. Anfänglich lag ihr Wirkungsgrad bei 6 %, dieser wurde jedoch durch großen Entwicklungsaufwand auf heutige Werte von bis zu 20% gehoben. Ein Problem für PV-Zellen im Weltraum stellt die extrem hohe Strahlung dar. Diese führt zwar zu einer erhöhten Energieproduktion, aber es wird auch die Temperatur in den Zellen massiv erhöht, wodurch deren Lebensdauer verkürzt wird und die Effizienz stark abnimmt. Die Probleme, die für die Raumfahrt auftreten, treffen in kleinerem Maßstab auch für private Anwender zu,

daher profitiert die gesamte PV-Branche von Verbesserungen, die von den finanzkräftigen Raumfahrtorganisationen erzielt werden.

Inselsysteme: Wenn eine PV-Anlage nicht an das Stromnetz angebunden ist, spricht man von einem Inselsystem. Ziel dieses Systems ist es, für manche Gebäude eine unabhängige Energieversorgung zu garantieren. Dies kann nötig sein, wenn die Entfernung zum Stromnetz so groß, dass nur die Versorgung über eine PV-Anlage elektrische Energie liefern kann. Dies trifft bei vielen Schutz- und Jagdhütten im alpinen Raum zu, die meist PV-Anlagen mit Speichermedien kombinieren, um unabhängig von der Wettersituation über elektrische Energie verfügen zu können. Zusätzlich verwenden manche Einrichtungen, die an das Netz angebunden sind, PV-Batterie-Systeme um ihre Ausfallsicherheit zu erhöhen. Solche Back-up-Systeme finden beispielsweise bei Krankenhäusern, in Kühllagern und Landwirtschaftsbetrieben Anwendung.

Alternative und zukünftige Anwendungen: Dem Element Wasserstoff wird eine wichtige Rolle als zukünftigem Brennstoff zugeschrieben. Noch ist seine Herstellung sehr energie- und kostenintensiv. Wasserstoff kann durch die Elektrolyse von Wasser hergestellt werden, die dafür notwendige Elektrizität können PV-Anlagen liefern. Auch die Elektromobilität wird stark von der PV-Technologie abhängig sein. Die Ideen und Versuche reichen von Ladestationen oder E-Tankstellen, die mit PV-Panels betrieben werden, bis zu Autodächern mit integrierten Panels. Bereits länger existent, aber von geringerer Bedeutung, sind PV-Panels für Straßenlaternen und -beleuchtungen, Taschenrechner, Uhren und viele andere kleine elektronische Technologien.

Das Kernthema der vorliegenden Arbeit rückt die netzgekoppelten Anlagen in den Vordergrund. Aus Verbrauchersicht soll die Frage behandelt werden, unter welchen Bedingungen es vom ökonomischen Standpunkt aus sinnvoll ist, in eine PV-Anlage – mit oder ohne Speichersystem – zu investieren. Der ökonomische Anreiz kommt durch den Unterschied zwischen dem Einspeisetarif für selbst erzeugten Strom und den Kosten des aus dem Netz bezogenen Stroms zustande. Dieser Sachverhalt wird nachfolgend dargestellt.

Grundlegend lassen sich zwei wichtige Betriebssysteme für netzgekoppelte Anlagen unterscheiden. Man kann entweder auf intelligente Versorgungssysteme zurückgreifen, welche Einspeisung und Energiebezug optimal abgleichen, oder man

wählt Systeme, die in der Lage sind, überschüssige Energie zu speichern. In beiden Fällen muss es Regelungen geben, wie die ins Stromnetz eingespeiste Energie abgegolten wird. Dadurch entstehen zusätzliche Anreize für die Haushalte, in eine PV-Anlage zu investieren, da sich die Investition sowohl durch optimierten Verbrauch als auch durch verkauften Strom schneller amortisiert. Eine Studie aus Spanien hat zwei Nutzungsmodelle definiert und hinsichtlich ihrer Profitabilität miteinander verglichen (Colmenar-Santos u. a. 2012).

Modell A: Energie wird eingespeist und anhand eines mit einem Stromversorger festgelegten Preises abgegolten.

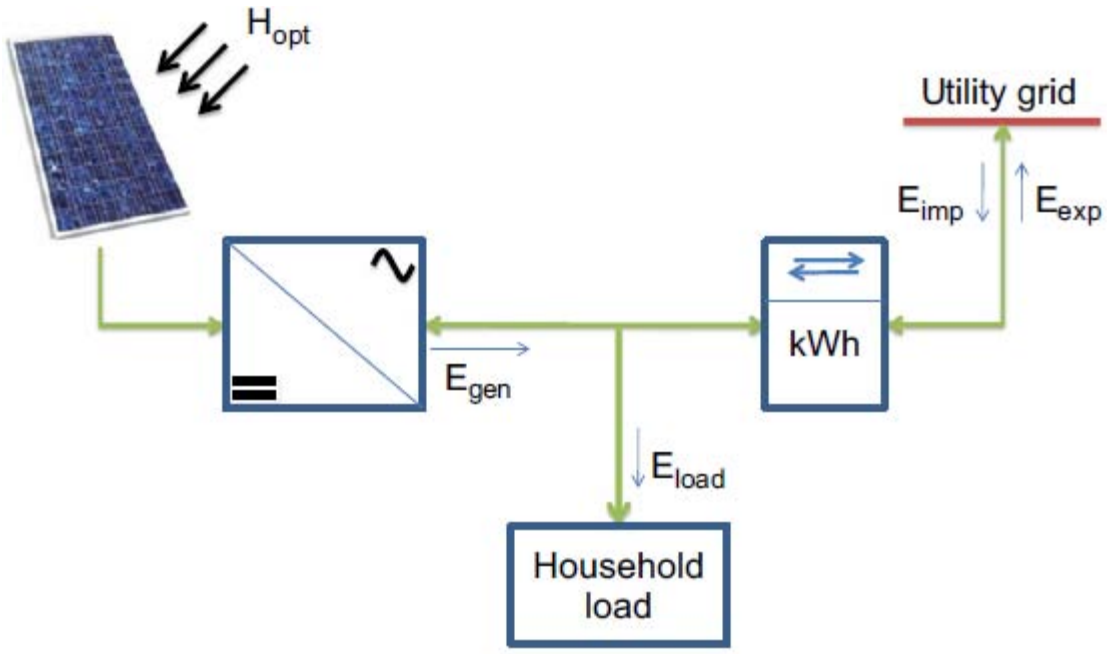

Abbildung 3: Einspeisung ohne Stromspeicherung
Quelle: Colmenar-Santos (2012). Ausschnitt aus Seite 754

Abbildung 3 zeigt die grundlegende Funktionsweise von Modell A. Das PV-System produziert Energie (E_{gen}), die dazu dient, den Haushaltsbedarf (E_{load}) zu decken. Dieser Vorgang erfolgt ohne Unterbrechungen, da keine Speichermöglichkeit vorhanden ist. Wenn die PV-Anlage nicht genügend Energie erzeugen kann, wird Strom aus dem Netz importiert(E_{imp}). Wenn die Eigenproduktion den Verbrauch übersteigt, wird Strom ins Netz eingespeist (E_{exp}). Durch einen doppelt gerichteten Zähler kann dieser Stromfluss in beide Richtungen erfasst werden. Mithilfe dieser Einrichtung kann festgestellt werden, wie viel Energie ins Netz eingespeist wird und ebenso, wie viel Energie aus dem Netz bezogen wird. Für den Verbraucher können

beide Systeme eine interessante Alternative darstellen. Obwohl er in einem Fall zusätzlich E_{imp} beziehen muss, können durch den aus der PV-Anlage produzierten Strom Kosten gespart werden, da weniger Strom zugekauft werden muss. Zusätzlich ergibt sich für den Fall, dass mehr Strom produziert als verbraucht wird die Möglichkeit, diesen zu verkaufen, wodurch ebenfalls Einkünfte erzielt werden können.

Modell B: Energie wird gespeichert und nach Möglichkeit dann verbraucht oder eingespeist, wenn der Strompreis hoch ist.

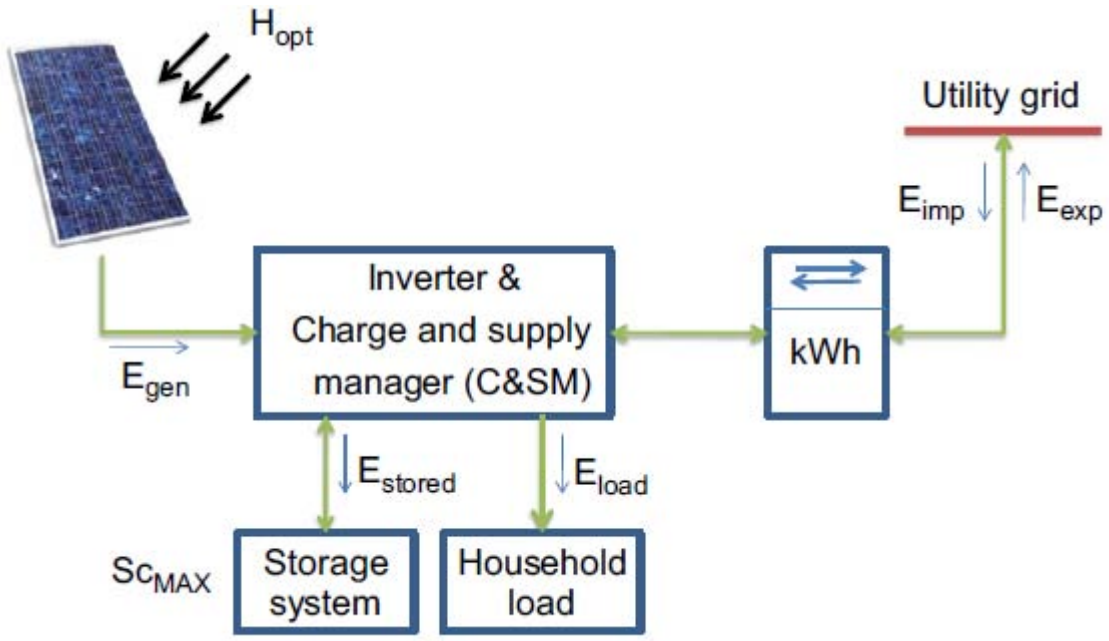

Abbildung 4: Einspeisung und Stromspeicherung
Quelle: Colmenar-Santos (2012). Ausschnitt aus Seite 756

In Modell B wird zusätzlich zur PV-Anlage auch ein Speichersystem installiert. Es ergibt sich nun die zusätzliche Möglichkeit, E_{gen} direkt dem Speicher zuzuführen, um diesen zu füllen. Wenn nun wiederum E_{load} größer als E_{gen} ist, kann zuerst auf die gespeicherte Energie zurückgegriffen werden, bevor man E_{imp} konsumieren muss. Der Unterschied zwischen relativ hohen Strombezugskosten und relativ niedrigen Einspeisetarifen kann es ermöglichen, Speichersysteme ökonomisch sinnvoll zu betreiben: Durch die Speicherung wird eine ökonomisch weniger ertragreiche Einspeisung ins Netz, zumindest teilweise, vermieden.

Auch in diesem Modell dient ein doppelt gerichteter Zähler der Dokumentation des Stromflusses. Die Verrechnung erfolgt, wie in Modell A beschrieben (Colmenar-Santos u. a. 2012).

2.2.4. Technisch optimaler Aufbau einer Photovoltaikanlage

Wenn der Einsatzzweck einer PV-Anlage bestimmt ist, richtet sich der Aufbau der Anlage nach der gewünschten Nennleistung, die, wie in Kapitel 2.2.1 beschrieben, unter Standardtestbedingungen ermittelt wird. Die Dimensionierung des Wechselrichters muss auch an die Nennleistung angepasst werden, aber aus Kostengründen kann der Wechselrichter etwas kleiner dimensioniert werden, da in Mitteleuropa selten eine Strahlung von 1000 W/m^2 oder mehr auftritt. Es hat sich eine Unterdimensionierung von 20% im Verhältnis zur Nennleistung des PV-Generators durchgesetzt. So kann der Wechselrichter immer in einem beinahe optimalen Betriebsbereich gehalten werden, was eine bessere Auslastung ermöglicht. Sollten Betriebssituationen eintreten, die zu einer Überschreitung der Maximalleistung des Richters führen können – wie erhöhte Einstrahlung bei niedrigen Außentemperaturen – kann der Wechselrichter mittels Regler die Produktion der PV-Panels drosseln. So werden Schäden am System vermieden, und die durch die Regelung entstehenden Verluste liegen bei maximal 3 %. Diese Verluste können durch Ersparnisse bei den Anschaffungskosten für ein kleineres Gerät, das im Jahresverlauf länger im optimalen Betriebsbereich arbeiten kann, ausgeglichen werden. In seltenen Fällen kann eine Überdimensionierung des Wechselrichters um 20 % sinnvoll sein. Dies ist dann nötig, wenn vermehrt Strahlungsverhältnisse vorliegen, die überdurchschnittlich hoch sind. In vielen Schutzhütten im Hochgebirge herrschen aufgrund des verminderten Atmosphäreneinflusses solche Extrembedingungen. Ein weiterer wesentlicher Punkt beim Aufbau einer PV-Anlage ist ihr Aufstellungsort. Eine häufige Lösung, die vor allem bei Platzmangel eingesetzt wird, sind Aufdach-Anlagen. Hier werden die PV-Module mittels einer Unterkonstruktion wenige Zentimeter über den Dachziegeln angebracht, um eine gute Belüftung zu ermöglichen. Die Module können so als homogene Fläche angeordnet werden, wodurch ein gegenseitiges Beschatten verhindert wird. Optisch beeinträchtigen diese Anlagen das Landschaftsbild kaum, da sie meist nur aus der Vogelperspektive erkennbar sind. Bei diesen Anlagen sind der Wechselrichter, der PV-Generator und ein etwaiges Speichersystem im Inneren des Gebäudes untergebracht. Der PV-Generator besteht aus den PV-Modulen, der

Gleichstromverkabelung und der für die Montage nötigen Unterkonstruktion. Es handelt sich also um den Energie produzierenden Teil einer PV-Anlage. Um die in Gleichspannung produzierte Energie in netzverträgliche Wechselspannung umzuwandeln, wird der Wechselrichter benötigt. Bei der Montage der Anlage muss darauf geachtet werden, einen Neigungswinkel der Module von 30 ° einzuhalten und die Anlage nach Süden auszurichten. Da bei dieser Anordnung eine gegenseitige Beschattung erfolgen kann, muss ein genügend großer Abstand zwischen den einzelnen PV-Modulen eingehalten werden (Wesselak und Voswinckel 2012).

2.2.5. Externe Einflüsse auf die Produktion von PV-Anlagen

Die Ertragsleistung einer installierten PV-Anlage ist von vielen Faktoren abhängig. Grundsätzlich kann überall dort eine Anlage betrieben werden, wo genügend Sonnenlicht auftrifft. Im Idealfall sollten die Anlagen in Mitteleuropa an südseitig ausgerichteten Flächen mit einer Neigung von 30 ° montiert werden und es gilt, Schatteneinfall zu vermeiden. Die Verschattung durch Bäume, Gebäude, Parabolantennen etc. stellt einen ertragsmindernden Faktor dar. Auch die Reinigung der Anlagen darf nicht vernachlässigt werden. Staub, Laub oder Vogelkot können die Panels bedecken und ebenfalls zu Ertragseinbußen führen. Die Kosten für die Reinigung können den Wartungskosten zugeordnet werden. Zu ihnen zählen auch Kosten für den Austausch der Kabel und der Befestigungselemente und der Tausch des Wechselrichters. Zur Aufrechterhaltung der vollen Leistung müssen die Wechselrichtermodule im Schnitt alle 10 bis 13 Jahre getauscht werden. Wetterbedingt gibt es ebenfalls große Unterschiede in der Leistung. Der optimale Ertrag wird an strahlungsintensiven Sommertagen erzielt. Wenn keine direkte Strahlung einfällt, ist die Anlage durch die diffuse Strahlung dennoch in der Lage, Strom zu erzeugen. Die diffuse Strahlung entsteht durch Streuung und Reflexion an Oberflächen und trifft so auf die Panels auf. In Mitteleuropa können im Schnitt 50 % des Outputs der Anlagen durch diffuse Strahlung erzielt werden (Photovoltaik-Fibel 2012).

Altersbedingt kommt es bei den Anlagen zu einem Leistungsabfall. Diese Degradation muss beim Kauf berücksichtigt werden, um genaue Aussagen über die Amortisationsdauer liefern zu können. Die Werte für die Degradation schwanken zwischen 0,2 % und 1 % p.a. Für die meisten Berechnungen wird 1 % als Standardwert

angenommen, der in der Praxis allerdings selten erreicht wird (Branker, Pathak und Pearce 2011).

2.3. Probleme durch steigende PV-Produktion

Die Entwicklung der Stromversorgung hat durch den schnell steigenden Absatz der privaten PV-Anlagen einen großen Wandel erfahren. Das Stromnetz wird großteils von zentral gelegenen Kraftwerken versorgt, die nachfrageorientiert Energie produzieren können. Dadurch entsteht ein Stromfluss in Richtung der Verbraucher da diese nun vermehrt Strom selbst erzeugen. Durch die kleinen, privaten Stromproduzenten ändern sich die Betriebsbedingungen für das Stromnetz, da nicht ständig Energie von den Grundlastkraftwerken benötigt wird. Darüber hinaus kann seitens der Verbraucher das Interesse bestehen, den überschüssig erzeugten Strom wieder ins Netz einzuspeisen da sich so Gewinne erzielen lassen. Mit dieser erhöhten, aber unregelmäßig auftretenden Strommenge müssen moderne Stromnetze zurechtkommen. Moderne Großkraftwerke können schnell auf einen proportionalen Anstieg der Nachfrage reagieren. Dies ist ein wesentlicher Bestandteil der Versorgungssicherheit. Viele kleine, private Stromerzeuger können kaum in ihrem Produktionsverhalten gesteuert werden, da die Haushalte für Wartung und Betrieb der Anlagen selbst verantwortlich sind. Es besteht die Gefahr, dass durch den Zuwachs dieser Anlagen Stabilität und Sicherheit des Stromnetzes gefährdet sind. Wenn man regional von einer erhöhten Dichte von PV-Anlagen ausgeht, so kann die Stromproduktion – je nach Wetterlage – sehr unterschiedlich ausfallen. Problematisch ist in diesem Zusammenhang der sprunghafte Anstieg der Produktion bei Sonnenschein, der aber bei wechselhaften Wetterverhältnissen schnell in einen sprunghaften Anstieg der Nachfrage wechseln kann. Der Stromfluss in und aus dem Netz wird so extremen Schwankungen ausgesetzt, wodurch vor allem hohe Anforderungen an die Transformatoren gestellt werden.

Darüber könnte die Qualität des erzeugten Stroms Einbußen erfahren. Die Qualität des Stroms hängt vom Ausmaß der Spannungsschwankungen, der Frequenz sowie einem gleichmäßigen Schwingungsverlauf ab. Diese Parameter lassen sich bei dezentraler Produktion nicht steuern und können wiederum Probleme auf Seiten der Anwender erzeugen. Dies liegt daran, dass die Elektrogeräte in den Haushalten immer sensibler auf Spannungsschwankungen reagieren und daher auf qualitativ hochwertigen Strom angewiesen sind. Es wird also eine zukünftige Herausforderung

sein, Systeme zu entwickeln, die für eine möglichst stabile Spannung sorgen und dennoch Versorgungssicherheit garantieren (Zahedi 2011).

2.3.1. Anpassungsmöglichkeiten an erhöhte Einspeisemengen aus PV-Anlagen

Die meisten Prognosen gehen davon aus, dass die aus PV-Anlagen produzierte Strommenge in den nächsten Jahren weiterhin zunehmen wird. Um das Netz dafür zu rüsten, können unterschiedliche Anpassungen durchgeführt werden. Durch diese Änderungen wird nicht nur die totale Menge an PV-Energie erhöht, sondern es kommt auch zu einer Zunahme der Wirtschaftlichkeit dieser erneuerbaren Energieform, da die Effizienz gesteigert werden kann.

Wenn ein Stromnetz eine größere Menge an Energie aus erneuerbaren Energieträgern – in diesem Fall aus PV-Anlagen – aufnehmen soll, so kann als erster Schritt die sogenannte Flexibilität des Netzes gesteigert werden. Die Systemflexibilität gibt an, welcher minimale Ladungsgrad im Netz gehalten werden muss. In einem klassischen Stromverbund tragen meist kalorische Kraftwerke oder große Laufkraftwerke die Grundlast. Diese Kraftwerke sind für eine kontinuierliche Produktion bei geringen Produktionskosten ausgelegt und können ihren Output nur langsam verändern. Wenn die Stromnachfrage unter die ständig bereitgestellte Grundlast fällt - sofern nicht genügend Speichermöglichkeiten vorhanden sind - müssen einzelne Großkraftwerke aus dem Netz genommen werden. Diese Abschaltung und in späterer Folge auch das erneute Hochfahren der Kraftwerke sind mit enormen Kosten verbunden, darum wird ein Herunterfahren so weit wie möglich vermieden. Je nach Versorgungsgebiet wird daher ein minimales Lastniveau für das Netz festgelegt. So bedeutet ein minimales Lastniveau von 35 % der jährlichen Peak-Nachfrage, dass dieser Energieanteil auf jeden Fall zur Verfügung gestellt werden muss. Darum werden diesen Prozentsatz meist kalorische Kraftwerke liefern, die für die Deckung der Grundlast verantwortlich sind. In diesem Beispiel bleiben 65 % der jährlichen Energiemenge übrig, die aus unterschiedlichen Strompools – auch von PV-Anlagen – eingespeist werden können. Dieser Wert entspricht der Systemflexibilität. In den konventionellen Energiesystemen haben sich konservative Strategien durchgesetzt, die meist zwischen 54 % und 71 % der Energie aus Grundlastkraftwerken beinhalten. In diesen Systemen bleiben also nur mehr 46 % bis 29 % für variable, meist erneuerbare Energiequelle „frei“ zur Verfügung. Selbst wenn die Produktion der erneuerbaren Energien weit über diesen Werten liegen würde, könnte die Energie

nicht ins Netz eingespeist und in den meisten Fällen auch nicht gespeichert werden. In Extremfällen kann es so zu massiven Energie- und seitens der Anlagenbetreiber auch zu Gewinnverlusten kommen. Durch die steigende Bedeutung dieser zusätzlichen Energiequellen wird es daher notwendig sein, in zukünftigen Stromnetzen auf eine höhere Systemflexibilität zu setzen. Eine weitere wichtige Möglichkeit, den Netzenergieanteil aus PV-Anlagen zu erhöhen, stellt das sogenannte „load shifting" dar. Bei diesem Vorgang wird die elektrische Last innerhalb des Netzes verschoben. Besonders häufig wird dies während der Nachfragespitzen angewandt, um die Energie dort verfügbar zu machen, wo sie am dringlichsten benötigt wird. Häufig wird versucht, ein load shifting von den Tagesperioden (peak) zu den Nachtperioden (off-peak) durchzuführen. Durch preisliche Anreize bei den Stromtarifen werden diese off-peak Perioden für Konsumenten attraktiver gemacht. So entsteht über den Tag verteilt eine etwas gleichmäßiger verteilte Strom-Nachfrage, und die Belastung für das Netz fällt geringer aus. Betrachtet man die übliche Stromproduktion aus PV-Anlagen, wird schnell ersichtlich, dass es hier zwei „off-peak" Perioden gibt. Die eine während der Nachtzeiten, wo keine Produktion erfolgen kann, und die andere zur Tagesmitte, wo zwar die Produktion das Maximum erreicht, aber die Nachfrage gering ausfällt. Diese zweite off-peak-Periode kann sehr stark in ihrer Ausprägung schwanken. In der Regel währt sie kürzer als die Nachtperiode, jedoch ist sie stark vom Wetter abhängig. Daher ist eine Vorhersage der produzierten und nicht benötigten Strommenge äußert schwierig. Für ein gut funktionierendes load shifting würde man hier eine Echtzeit-Strompreisberechnung benötigen, um den Konsumenten oder deren smart grids günstige Preise zu signalisieren und damit den Verbrauch zu steuern. Saisonal gibt es jedoch bei der Produktion und Nachfrage große Unterschiede. Während der Sommermonate kann die PV-Produktion beispielsweise im amerikanischen Stromnetz 10 bis 20 % der gesamten Stromproduktion ausmachen. Da zu diesen peaks nicht die gesamte Energie verwendet werden kann, gilt es diese Verluste durch optimales load management und den Einsatz von smart grids möglichst gering zu halten. Als optimale Jahreszeit für einen load shift wird daher der Winter angegeben. Die nun während der Tagesmitte produzierte Energiemenge kann aufgrund höherer Nachfrage gänzlich abgenommen werden, es treten keine Verluste auf. Kombiniert man Echtzeit-Strompreisberechnung mit einer intelligenten Nachfragesteuerung (smart grid), können die besten Ergebnisse erzielt werden (Denholm und Margolis 2007). Eine

weitere Möglichkeit den Anteil, von PV-Energie zu steigern, bietet die Stromspeicherung. Dies wird in den nachfolgenden Kapiteln ausreichend behandelt.

2.4. Vorteile der Stromspeicherung

Für manche Anwendungsbereiche, wie beispielsweise Inselanlagen, ist eine Speicherung von Strom unumgänglich. Auch werden Speichersysteme oft als Back-up verwendet, um im Falle von Stromausfällen die Energieversorgung sicherzustellen. Im Fokus dieser Arbeit stehen kleine Speichereinheiten, die einem Haushalt in Kombination mit einer PV-Anlage Kostenvorteile bringen sollen. Solche Systeme haben eine Reihe positiver Effekte auf Haushalts- und auf Netzebene, die nachfolgend erklärt werden sollen. Als Nachteil der Speichersysteme können die erhöhten Anschaffungskosten genannt werden. Auch muss bei der Installation eines Speichersystems ein zusätzlicher Raumbedarf für die Batterieeinheiten und gegebenenfalls auch für eine Steuereinheit berücksichtigt werden.

2.4.1. Vorteile auf Netzebene

Für ein Stromnetz ist die richtige Integration von Speichermöglichkeiten besonders wichtig. Wie bereits erwähnt, haben vor allem erneuerbare Energieträger aufgrund ihrer Angebotsschwankungen einen erhöhten Bedarf an Stromspeicherung. Mit der wachsenden Bedeutung dieser Energiequellen wird auch die Entwicklung intelligenter Stromverbrauchs- und Speichersysteme beschleunigt. Speichertechnologien können – richtig eingesetzt – die Flexibilität des Stromnetzes bedeutend erhöhen. Eine große Herausforderung hierbei stellt die ungleichmäßige Energienachfrage der Haushalte dar. Ungleichmäßige Nachfrage und eine schwankende Produktion von Energie stellen eine große Beanspruchung für das Stromnetz dar. Ein Speichersystem kann hier als Puffer wirken und somit zur Stabilität der Energieversorgung beitragen (Purvins, Papaioannou und Debarberis 2013).

Diese Pufferwirkung kann in manchen Fällen natürlich auch den Haushalten selbst zugutekommen. Beinahe jeder Haushalt in den hochindustrialisierten Staaten ist fast vollständig von elektrischer Energie abhängig und die Stromkonsumenten haben sich längst an eine sichere und stabile Stromversorgung gewöhnt. Versorgungsengpässe oder gar ein totaler Ausfall des Stromnetzes können erhebliche Schäden nach sich ziehen. So kommt es in den USA jährlich zu Verlusten aus Stromausfällen in der Höhe von etwa 100 Mrd. US-Dollar. Durch die Zunahme an häuslichen Stromproduzenten

und Speichermedien kann zum einen das Netz zu Spitzenlastzeiten entspannt werden, zum anderen werden die negativen Auswirkungen eines Stromausfalls abgeschwächt, wenn die Mehrheit der Haushalte oder Wohneinheiten über einen Pufferspeicher verfügt. Für das Stromnetz ergeben sich zusammengefasst folgende Vorteile:

- Load Management: Eine optimal dimensionierte und eingesetzte Speichereinheit führt zu einem Rückgang der Haushaltsnachfrage nach Strom aus dem Netz, da der selbst produzierte und gespeicherte Strom konsumiert wird.
- Outage Prevention: Durch viele kleine Speichereinheiten lastet weniger Stress auf dem Stromnetz. Dadurch kommt es in Zeiten erhöhter Nachfrage zu weniger Überlastungsausfällen.
- Outage Recovery: Sollte dennoch ein Ausfall eintreten, dienen die Speichereinheiten dazu, die Zeitspanne bis zur erneuten Instandsetzung des Stromnetzes zu überbrücken.

In der Praxis zeigt sich, dass diese Pufferspeicher regional sehr unterschiedlich funktionieren, da auch die Zusammensetzung des Haushaltstroms sehr stark variieren kann. Im Idealfall führen herkömmlich installierte PV-Anlagen mit einer Speichereinheit pro Haushalt und zusätzliche, größer dimensionierte Pufferspeicher zu den besten Ergebnissen hinsichtlich Kostenersparnis und Netzstabilität. Das größte Problem besteht in der Frage, wer die Kosten für die zusätzlichen Pufferspeicher übernimmt. Auch die Anschaffung einer Batterie auf Haushaltsebene stellt momentan noch eine große Investition dar, deren Rentabilität sich von Konsument zu Konsument sehr stark unterscheiden kann (Hoff, Perez und Margolis 2007).

2.4.2. Vorteile auf Haushaltsebene

Endkunden profitieren von den Vorteilen der Stromspeicherung auf Netzebene nur indirekt über ein gleichmäßiges Stromangebot und stabile Stromtarife. Aus Sicht der Endkunden sind vor allem folgende Vorteile der Stromspeicherung wichtig:

- Zeitvariabler Strombezug: Über ein intelligentes Speichermanagement kann Strom aus dem Netz zu Schwachlastzeiten, wenn der Preis günstig ist, bezogen werden.

- Glättung des Stromverbrauchs: Zu Spitzenlastzeiten kann durch Strombezug aus dem Speicher die Beanspruchung des Netzes verringert werden. Dies setzt voraus, dass eine große Menge an lokalen Speichereinheiten installiert ist. Eine verringerte Nachfrage könnte zukünftig zu Preissenkungen seitens der Anbieter führen.

Diese beiden Punkte haben sowohl Vorteile auf der Netzebene als auch auf der Haushaltsebene. Eine sogenannte „intelligente" Energienutzung kann zu einer effizienteren Energienutzung beitragen. Bei diesen Fällen sind aber flexible Stromtarife eine Voraussetzung, da sich sonst die ökonomischen Vorteile der Stromspeicherung nicht entfalten können. Oftmals bekommt man als PV-Anlagen-Besitzer aber gewisse Einspeise- und Bezugstarife vorgeschrieben, womit ein Stromspeicher zumindest die folgenden Vorteile voll erfüllen kann (Purvins 2013):

- Notstromversorgung: Wenn es zu großflächigen Stromausfällen kommt, kann ein hausinterner Speicher für einen gewissen Zeitraum die Eigenversorgung der Stromverbraucher aufrechterhalten.
- Eigenverbrauchserhöhung: Wird der Strom ausschließlich aus einer PV-Anlage bezogen, so muss ein Großteil der Energie ins Netz eingespeist werden, da zu den Spitzenproduktionszeiten oftmals nicht genügend Verbraucher vorhanden sind. Durch die Speicherung der überschüssigen Energie kann der Deckungsgrad der PV-Anlage erhöht werden. Dies ist vor allem bei niedrigen Einspeisetarifen sinnvoll.

2.5. Charakteristika der Stromspeicherung

Stromspeicherung erfolgt anhand von Umwandlungsprozessen von elektrischer in andere Formen der Energie. Die elektrische Energie wird in Potenzial-, kinetische oder chemische Energie umgewandelt. Je nach Umwandlungsvorgang lassen sich folgende Speichersysteme unterscheiden: Batterien, Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Schwungmassespeicher, Kondensatoren, Superleitende Magnetspeicher etc. Die meisten dieser Systeme sind hauptsächlich für großindustrielle Zwecke in Verwendung, ihre Ausmaße und Kosten verhindern eine sinnvolle Nutzung auf Haushaltsebene. Alle Speichertypen lassen sich anhand einfacher technischer Kriterien klassifizieren, wodurch eine Vergleichbarkeit untereinander ermöglicht wird (Ibrahim, Ilinca und Perron 2008):

- Speicherkapazität: Darunter versteht man die Menge an verfügbarer Energie, die im Speicher nach der Ladung enthalten ist.
- Entladung: Energiespeicherung ist ein langsamer Prozess. Der Output an Energie – die Entladung – kann einen limitierenden Faktor darstellen. Je schneller eine Batterie entladen werden kann, desto eher ist die Energie verfügbar. Je nach Speichersystem wird ein Speicher nicht zur Gänze entladen, sondern es verbleibt immer eine bestimmte Menge an Energie. Dies ist bei der Bestimmung der Speicherkapazität zu beachten.
- Effizienz: Das Verhältnis von gespeicherter und entladener Energie wird als Effizienz bezeichnet. Um über eine hohe Effizienz zu verfügen, sollte ein System so wenige Verluste wie möglich aufweisen. Verluste entstehen sowohl bei der Ladung und Entladung als auch beim Transport der Energie.
- Haltbarkeit: Bezeichnet die Menge an Ladungs-/Entladungszyklen, die von einem Speicher durchgeführt werden können. Da alle Speichersysteme durch Materialermüdung und Abnützungserscheinungen an Leistung verlieren, lassen sich durch die Angabe der maximalen Ladungs-/Entladungszyklen unterschiedliche Systeme leichter vergleichen. Von der zyklischen Haltbarkeit ist die chronologische Haltbarkeit zu unterscheiden, welche die reine Lebensdauer der Materialien – ohne Nutzung – angibt.
- Kosten: Neben den Anschaffungskosten müssen auch die Kosten, die durch Wartung und Betrieb entstehen, berücksichtigt werden. Aus dem Blickwinkel einer nachhaltigen Entwicklung empfiehlt es sich, eine Lebenszyklusanalyse durchzuführen, da vor allem bei der Entsorgung bzw. beim Recycling von Speichern nochmals erhebliche Kosten anfallen können.
- Systemwirkungsgrad: Batteriespeicher werden über elektronische Komponenten wie den Laderegler oder den Wechselrichter gesteuert. Bei all diesen Anlageteilen ergeben sich geringe Leistungsverluste. Wichtig ist es, all diese Teilverluste zum Gesamtwirkungsgrad des Systems hinzuzuziehen.

2.6. Übersicht Batteriespeicher

Batterien gehören zur Gruppe der elektrochemischen Speichersysteme. Es können wiederaufladbare von nicht aufladbaren Batterien unterschieden werden. Für die

Zwecke der Energiespeicherung aus erneuerbaren Energien sind nur die aufladbaren Batterien von Bedeutung.

Eine Batterie besteht aus dem sogenannten galvanischen Element. Dieses wird aus zwei Elektroden, der Anode und der Katode, gebildet. Die Anode gibt Elektronen ab, die von der Kathode aufgenommen werden. Dieser Austausch erfolgt über einen externen, an die Elektroden angeschlossenen Stromkreis. Wenn der Stromkreis geschlossen ist, können die Elektronen fließen und elektrische Energie wird erzeugt. Abhängig vom Material der Elektroden haben Batterien eine begrenzte Lebenszeit. Akkumulatoren hingegen können extern zugeführten Strom speichern. Beim Ladungsprozess eines Akkumulators wird die vorhin beschriebene chemische Reaktion an den Elektroden umgekehrt. So kann dieser Speicher viele Male wiederverwendet werden (Trueb und Ruetschi 1997).

2.6.1. Lithium-Ionen-Akkumulator

Zu Beginn der 90er-Jahre wurden die ersten Li-Ion-Akkumulatoren von der Firma Sony für kommerzielle Anwendungen auf den Markt gebracht. Die Funktionsweise dieser Akkumulatoren basiert auf dem namensgebenden Lithium. An der positiven Elektrode befinden sich Lithium-Atome an der negativen Elektrode ein ortsfestes Übergangsmetall. Die Lithium-Ionen können sich innerhalb des Elektrolyt frei bewegen und so einen Ausgleich zum externen Stromfluss bilden. Die große Stärke dieser Technologie liegt in einer hohen Zahl von Ladezyklen und Effizienzwerten nahe 100 %, weshalb ihr Anwendungsgebiet hauptsächlich der Markt der tragbaren Elektrokleingeräte ist. Ständige Verbesserungen der Lebensdauer, eine hohe Energiedichte und sinkende Kosten machen diese Technologie auch für Automobilhersteller immer interessanter. Für viele Hybridfahrzeuge ist die Anwendung eines Li-Ion-Akkumulators vorgesehen. Die Leistungsanforderungen dieser Branche führen auch zu Verbesserungen, die für die Verwendung in Stromnetzen von Bedeutung sind. So spielen hier ebenfalls niedrige Kosten, eine hohe Energiedichte und eine lange Haltbarkeit eine große Rolle. Die Nachteile dieser Technologie sind jedoch momentan – im Hinblick auf PV-Anlagen – hohe Kosten für die benötigte Speicherkapazität und aufwendige Ladevorgänge (Dunn, Kamath und Tarascon 2011).

2.6.2. Redox-Flow-Batterien

Dieser Energiespeicher ist aufgrund seiner besonderen Funktionsweise sehr zukunftsträchtig. Die Elektroden befinden sich bei diesem System in einer Zelle, die von einer Membran umgeben ist. Diese wird von flüssigen Elektrolyten umströmt, die für einen Ionenaustausch sorgen. Währenddessen findet an den Elektroden jeweils eine Oxidation und eine Reduktion der reaktiven Ionen statt. Die nicht-reaktiven Ionen können durch die Membran strömen und so für einen elektrolytischen Ausgleich sorgen. Seit der Entdeckung dieses Systems wurden unterschiedliche Elektrolytpaare, wie Zink-Brom, Eisen-Chrom, Vanadium-Brom, Vanadium-Vanadium uvm. getestet. Besonders die Redox-Flow-Batterien mit zwei gleichen Flüssigkeiten (Vanadium) und mit Zink-Brom als Redoxpaar sind sehr ausgereift und haben gute Voraussetzungen für die stationäre Speicherung von Energie. Ihre Effizienz liegt bei 75 % bis 80 % und sie verfügen über eine sehr hohe Zyklenzahl. Da sie nicht für den Einsatz in der Unterhaltungselektronik geeignet sind, wurde ihre Entwicklung nicht so stark gefördert wie die anderer Batterietypen. Die schlechte Eignung für dieses Segment beruht auf dem aufwendigen System, das für Redox-Flow-Batterien erforderlich ist: Es werden ein Pumpsystem, Sensoren und ein Flüssigkeitsreservoir benötigt. Dieses komplexe System stellt auch einen wesentlichen Nachteil dieses Batterietyps dar. Um die Kapazität der Speicher zu erhöhen, müssen größere Einheiten entwickelt werden. Dies ist mit einem hohen technischen Aufwand und großen Kosten verbunden. Aber da dieses System in seiner Entwicklung noch nicht völlig ausgereizt ist, bieten sich noch viele Potenziale (Dunn, Kamath und Tarascon 2011).

Als Anwendungsbereich kommt ebenfalls der Sektor der Elektromobilität in Frage. Die hohe Kapazität von Redox-Speichern soll es Elektrofahrzeugen ermöglichen, größere Strecken als bisher zurückzulegen. Ein Tausch der entladenen Flüssigkeit gegen geladene wäre vom Aufwand mit einem Tankstopp vergleichbar und würde das für den Anwender mitunter problematische Laden bzw. Tauschen der Batterien überflüssig machen. Für die Speicherung von erneuerbarer Energie bieten sich Redox-Flow-Batterien als Redundanzspeicher an. Wenn ein Speichersystem ausfällt, kann auf diesen Speichertyp zurückgegriffen werden (Strom-Speicher.org 2013).

2.6.3. Bleiakkumulator

Diese Speicherform ist sehr weit verbreitet und technisch ausgereift. Bekannt sind Bleiakkumulatoren vor allem aus Autobatterien. Hierbei werden zwei Elektroden in eine Elektrolytlösung getaucht. Wie beim Redox-Flow-Prozess wird eine Redox-Reaktion erzeugt, die elektrische Energie freisetzt. Bleiakkumulatoren sind sehr vielfältig einsetzbar. Sie sind in der Herstellung sehr günstig und erreichen eine Lebensdauer von 5 bis 10 Jahren. Kurzfristig können diese Akkumulatoren eine sehr hohe Stromstärke liefern, was sie für die Installation in kleinflächigen erneuerbaren Energieanlagen interessant macht. Auch können sie sehr schnell um 80 % entladen werden, wodurch Stromengpässe überbrückt werden können. Der Nachteil dieses Systems ist das hohe Gewicht der Akkumulatoren, wodurch sich Einschränkungen in der Anwendung ergeben. Auch werden durch die Verwendung des Schwermetalls Blei negative Umweltauswirkungen erzielt, weshalb ein Recycling notwendig wird. Im Hinblick einer Lebenszyklusanalyse einer Photovoltaikanlage gilt es dies besonders zu berücksichtigen (Nair und Garimella 2010).

2.6.4. Natrium-Schwefel-Akkumulator

Hierbei handelt es sich um einen Stromspeicher mit sehr speziellen Anwendungsgebieten. So wurden Natrium-Schwefel-Batterien beispielsweise für den Betrieb von Satelliten verwendet. Der Aufbau der Batterie unterscheidet sich grundsätzlich von den vorhin beschriebenen Arten. Es werden keine Festkörper als Elektroden und kein flüssiges Elektrolyt verwendet. Stattdessen kommt für die Anode geschmolzenes Natrium und für die Kathode flüssiger Schwefel zum Einsatz. Als Elektrolyt dient natriumhaltiges Aluminiumoxid. Um die Stoffe in einem flüssigen Zustand zu halten, ist eine Betriebstemperatur von rund 300 ° Celsius erforderlich.

Mit diesem System können hohe Ladezyklen erreicht werden, gleichzeitig ist die Selbstentladung sehr gering. Dadurch besteht eine sehr gute Eignung für stationäre Anlagen. Weitere Vorteile umfassen die billigen und ausreichend verfügbaren Grundstoffe sowie ein geringes Gewicht der Batterien. Als aufwendig gestaltet sich jedoch der notwendige Schutz einer Natrium-Schwefel-Batterie, da sowohl die hohe Betriebstemperatur als auch die chemisch sehr aggressiven Bestandteile Natrium und Schwefel zu massiven Problemen führen können. Aktuell werden diese Batterien hauptsächlich in Japan für Großanlagen eingesetzt und weiter erforscht (Dunn, Kamath und Tarascon 2011).

2.7. Besonderheiten von Batteriespeichern in der Praxisanwendung

Unter Betriebsbedingungen können bei Batteriespeichern gewisse Problematiken auftreten, die sich gegebenenfalls auf die Funktionalität und Effizienz eines Speichersystems auswirken. Die nachfolgenden Punkte beschränken sich auf Blei-Säure-Akkumulatoren, da diese in der Praxis am häufigsten anzutreffen sind. Das Hauptproblem dieser Speicher ist die relativ kurze Lebensdauer. Durch unterschiedliche chemische Prozesse, die unter gewissen Betriebsbedingungen entstehen, wird diese noch weiter verringert, wodurch eine frühere Erneuerung des Systems obligat wird.

- Säure-Schichtbildung: Im Zuge der Redox-Reaktion können feine Unterschiede der Säuredichte innerhalb der Batterie auftreten. Bedingt durch die Gravitation nimmt die Dichte der Säure an der Oberfläche der Batteriezellen ab und am Boden derselben zu. Durch diesen Prozess wird die Speicherkapazität verringert und die Spannungsverhältnisse können sich verändern. In Batterien mit flüssigem Elektrolyt kann eine mechanische Durchmischung mit Pumpsystemen Abhilfe schaffen.
- Sulfatierung: Bei der Entladung der Elektroden werden Bleisulfatkristalle gebildet. Erfolgt keine rasche Aufladung der Batterie, können diese Kristalle ungehindert wachsen. Daher müssen längere Phasen der Entladung unbedingt verhindert werden. Die gebildeten Kristalle verringern die aktive Oberfläche der Elektroden, was die Reaktionsfähigkeit herabsetzt, und können am Boden der Batterie Ablagerungen bilden. Wenn diese hoch genug anwachsen, um beide Elektroden zu berühren, führt dies zu einem Kurzschluss und in weiterer Folge zu einer massiven Schädigung des Akkumulators (Jossen, Garche und Sauer 2004).
- Korrosion: Durch das hohe elektrostatische Potenzial an der positiven Elektrode kommt es zu einer Korrosion der Blei-Einsätze. Die gebildete Korrosionsschicht verringert die Leitfähigkeit und führt somit zu einer schlechteren Performance des Akkumulators. In PV/Speicher-Systemen werden dickere Einsätze verwendet, um dadurch die Lebensdauer etwas zu verlängern.
- Erosion: Während der Ladezyklen sind beide Elektroden einer starken mechanischen Belastung ausgesetzt, da sich bei der Entladung der Batterie Bleisulfat bildet, welches eine größere Dichte als die übrigen Komponenten

(PbO_2 und Pb) des Elektrolyt aufweist. Die entstehenden Schwankungen des Volumens können die eingesetzten Materialien lockern und beschädigen. So nimmt die Kapazität der Batterie kontinuierlich ab.

- Niedrige Temperaturen: Temperaturen unter dem Gefrierpunkt beeinflussen zwar nicht die Lebensdauer einer Batterie, jedoch muss unter allen Umständen eine Eisbildung vermieden werden. Eis innerhalb einer Batterie führt zu einer temporären Dysfunktion.
- Hohe Temperaturen: Hohe Umgebungstemperaturen sowie Ladung und Entladung können zu einem Temperaturanstieg der Batterie führen. Generell nehmen chemische Prozesse bei höheren Temperaturen zu, wodurch die Abnützung der einzelnen Komponenten beschleunigt wird. Höhere Temperaturen können sich unter gewissen Umständen aber positiv auf die Leistung einer Batterie auswirken. Die meisten Hersteller empfehlen dennoch eher niedrige Betriebstemperaturen von 10 – 20 ° C. Darüber hinaus sollten zu große Schwankungen der Betriebstemperatur vermieden werden.

2.7.1. Batteriemanagement

Moderne Batteriespeicher sind mit einem internen Batteriemanagementsystem (BMS) ausgestattet. Die Hauptaufgabe dieses System ist es, den Betrieb der Batterie unter optimalen Bedingungen aufrecht zu halten. Dadurch kann die Performance verbessert und die Lebensdauer der Batterie verlängert werden. Die wichtigsten Leistungen eines BMS werden nachfolgend dargestellt (Jossen, Garche und Sauer 2004).

Ladungskontrolle und Überladungsschutz: Die Ladungsgeschwindigkeit einer Batterie stellt einen wichtigen Punkt des BMS dar. Diese Geschwindigkeit hängt hauptsächlich vom momentanen Ladestand der Batterie ab. Wenn die maximale mögliche Beladungsmenge unter der momentan verfügbaren Energiemenge liegt, muss die Beladung gedrosselt werden, um Energieverluste durch fehlende Kapazitäten und im schlimmsten Fall eine Beschädigung der Batterie durch Überladung zu verhindern. Eine weitere Besonderheit von Batteriespeichern stellen die untereinander abweichenden Ladungsstände der einzelnen Zellen dar. Durch ein BMS können die Zellen wieder homogenisiert werden indem eine sogenannte Ausgleichsladung durchgeführt wird. Vor allem für Blei-Säure-Batterien wirkt sich dies sehr positiv aus, da

die beschriebenen Effekte der Säure-Schichtbildung und der Sulfatierung verringert werden können.

Entladungsschutz: Die maximale Entladetiefe einer Batterie sollte einen gewissen Punkt nicht unterschreiten, da sonst irreversible Schäden entstehen können. Wird über einen gewissen Zeitraum keine Energie in die Batterie eingespeist, kann deren Ladungsstand in einen kritischen Bereich absinken. Die Aufgabe eines BMS ist es, rechtzeitig den Zugriff der Verbraucher auf die Batterie zu unterbinden oder im schlimmsten Fall die Batterie mit Strom aus dem Netz wieder aufzuladen.

3. Ökonomische Grundlagen

Eine besondere Eigenheit von PV-Anlagen ist die diskontinuierliche – in Abhängigkeit des Lichteinfalls – Stromproduktion. Für die Stromverbraucher ist es aber von großer Bedeutung, Energie beziehen zu können, wann immer sie diese benötigen. Vor allem bei Inselsystemen ist daher die Installation eines Speichersystems unumgänglich. Auf Haushaltsebene werden Speichermedien in Kombination mit einer PV-Anlage auch populärer, da dadurch Kostenersparnisse erwartet werden. Es gibt viele unterschiedliche Möglichkeiten, Energie zu speichern. Der Fokus dieser Arbeit soll auf den unterschiedlichen Batteriespeichern liegen, um sie hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile zu vergleichen (Zahedi 2011).

3.1. Bestimmungsfaktoren der Stromnachfrage

Die Stromnachfrage eines Haushalts ist von unterschiedlichen Faktoren abhängig, die bei jedem Verbraucher eine unterschiedlich starke Gewichtung haben. Doch warum, wann, und wie viel Strom verbraucht wird, lässt sich leichter beschreiben, wenn man die folgenden Bestimmungsfaktoren genauer betrachtet:

- Ökonomische Faktoren
- Technische Faktoren
- Gesellschaftliche Faktoren
- Soziodemografische Faktoren

3.1.1. Ökonomische Faktoren

Aus ökonomischer Sicht hängt die Strom-Nachfrage von dem Einkommen und der Anzahl der Nachfrager – in diesem Fall die Haushalte – und dem Preis des Gutes Elektrizität, sowie den Preisen für andere Energieträger, ab. Ein höheres Einkommen führt zu einer erhöhten nachgefragten Energiemenge, während ein höherer Preis die nachgefragte Energiemenge sinken lässt. Es gilt aber die Preise für andere Energieträger zu beachten, da auch sie die Nachfrage nach Elektrizität beeinflussen können. Der Zusammenhang zwischen Einkommen der Haushalte bzw. des Preises für das Gut Elektrizität und der nachgefragten Menge, kann mithilfe der Einkommens- und der Preiselastizität beschrieben werden..

Die Nachfrage nach Elektrizität reagiert negativ auf eine Preiserhöhung. Gleichzeitig ist dieses Verhältnis sehr unelastisch – die Nachfrage wird sich nicht indirekt

proportional zur Preissteigerung ändern. Dies liegt daran, dass die Verbraucher bis zu einem gewissen Grad nicht auf den Konsum von Elektrizität verzichten können. „Notwendige" Güter zeichnen sich meist durch eine geringe Elastizität aus. Auf kurze Sicht bleibt den Konsumenten fast keine Möglichkeit, Strom einzusparen. Langfristig nimmt die Elastizität aber zu, da bei konstant hohen Preisen mehr Anreiz für die Konsumenten besteht, in energiesparsame Technologien zu investieren.

Das Einkommen hat einen positiven Effekt auf die Nachfrage, sofern die Preise gleich bleiben. Steht mehr Geld zur Verfügung, ist der Konsument auch gewillt, mehr von einem Gut zu konsumieren. So ist die Einkommenselastizität für Stromnachfrage in diesem Fall positiv. Hierbei kann aber beobachtet werden, dass vor allem in hoch technisierten Volkswirtschaften ein höheres Pro-Kopf-Einkommen auch zu Einsparungen führen kann, die den spezifischen Energieverbrauch senken. Dies hängt damit zusammen, dass sowohl die Industrie als auch die Haushalte sehr an Effizienzmaßnahmen interessiert sind, da diese sowohl langfristige Einsparungen versprechen als auch oft einen Imagegewinn verursachen (Simmons-Süer, Atukeren und Busch 2011).

3.1.2. Technische Faktoren

Durch technische Entwicklungen kann die Stromnachfrage auf zwei Arten beeinflusst werden:

- Verminderung des Strombedarfs: Elektrische Geräte werden durch fortschreitende Forschung und Entwicklung immer effizienter. Dies führt dazu, dass eine bestehende Stromdienstleistung mit einem geringeren Stromeinsatz bezogen werden kann.
- Steigerung des Strombedarfs: Neu entwickelte Technologien können den Bedarf steigern, da sie neue Anwendungen und damit neue Märkte schaffen. Verbesserte Technologien können durch Rebound-Effekte ebenfalls zu mehr Verbrauch führen, da durch die Verbrauchsersparnis mehr Einkommen für den zusätzlichen Konsum von Energie vorhanden ist.

Die heute dem Stand der Technik entsprechenden Anwendungen haben immer noch großes Einsparungspotenzial. So wird geschätzt, dass in den für Haushalten relevanten Bereichen bis zu 80 % an Einsparungspotenzial vorhanden ist. Dies sind

Bereiche wie Heizung, Beleuchtung, Elektrogeräte und zukünftig auch noch in größerem Ausmaß die Elektromobilität (Lechthaler u. a. 2012).

3.1.3. Soziale Faktoren

Ökonomische und technische Faktoren geben den Rahmen vor, innerhalb dessen jeder Konsument individuell entscheiden kann, wie hoch seine Nachfrage ist. Diese individuelle Entscheidung ist von unterschiedlichsten Institutionen geprägt. Unter dem Sammelbegriff der gesellschaftlichen Faktoren verstecken sich viele Werte, Normen und Einstellungen, die eine wesentliche Rolle bei der Bestimmung der Stromnachfrage haben.

Der Faktor Wissen kann einen sehr großen Einfluss auf den Energieverbrauch haben. Je höher der Bildungsstand einer Gesellschaft, desto eher herrscht Einsicht über die Notwendigkeit und die Vorteile, die sich aus Energieeinsparung ergeben. Aufklärungsbedarf herrscht jedoch noch bei den Auswirkungen, die einzelne Anwendungen im Haushalt nach sich ziehen. Dazu gehören beispielsweise der Verzicht auf den stand-by Modus oder der Einsatz von Energiesparlampen. Durch die mediale Dauerpräsenz mancher Themen kann eine große Bevölkerungsschicht informiert und zum Energiesparen motiviert werden. Für Energieeinsparungen besonders relevant ist die Thematik des Klimawandels und seiner Folgen für die Menschheit. Das Wissen über dessen Existenz stellt für viele Konsumenten eine wichtige Entscheidungshilfe beim Einkauf energiesparender und umweltfreundlicher Technologien dar.

Ganz allgemein hängt der Erfolg von neuen, effizienteren Technologien oder einer grundlegenden Veränderung des Verbraucherverhaltens ab. Wenn es zum „guten Ton“ gehört Energie zu sparen, kann sich das Verbrauchsverhalten einer Gesellschaft grundlegend ändern. Die mediale Berichterstattung und neuerdings auch soziale Netzwerke spielen eine wichtige Rolle, wenn es darum geht, soziale Normen zu verbreiten und auch sichtbar zu machen (Steg 2008).

3.1.4. Soziodemografische Faktoren

Einen wesentlichen Einfluss auf den Strombedarf eines Haushalts hat die Anzahl der dort lebenden Personen. Je mehr Personen in einem Haushalt leben, desto effektiver wird der Einsatz technischer Geräte koordiniert. Gemeinsames Kochen, Geschirrspülen oder Wäschewaschen spart zusätzlich Energie. Auch werden

Unterhaltungsmedien öfters gemeinsam verwendet. Vergleicht man den Pro-Kopf-Verbrauch an Elektrizität, so weist ein Einpersonenhaushalt verglichen mit einem Haushalt mit vier Personen einen um 128 % höheren Stromverbrauch auf. Dieser Effekt nimmt mit zunehmender Personenzahl langsam ab.

Neben der Personenanzahl spielt auch die Altersstruktur der Bewohner eine wichtige Rolle. Je jünger die Bewohner sind, desto mehr Zeit wird außerhalb des Haushalts verbracht. Der Besuch einer Ausbildungsstätte, eines Arbeitsplatzes oder zeitintensive Hobbys sind nur einige Anlässe, die eigenen Räumlichkeiten zu verlassen. Dadurch wird die Raumheizung nicht durchgehend genutzt, und auch die Unterhaltungsmedien finden nur relativ kurz Anwendung. Des Weiteren ist die Anzahl der Mehr-Personen-Haushalte der jüngeren Bevölkerung höher, Familienverbände oder Wohngemeinschaften sind hier die dominierende Wohnform. Bei der Gruppe der Seniorenhaushalte (>60 Jahre) überwiegen die Ein-Personenhaushalte, die wie bereits erwähnt einen höheren Stromverbrauch aufweisen. Der Haushalt wird seltener verlassen, was zu durchgehender Nutzung der Raumheizung und oftmals intensiver Verwendung der Unterhaltungsmedien führt.

Sehr ähnlich wie bei der Altersstruktur zeichnet sich das Bild bei der beruflichen Stellung. Personen ohne Beschäftigung weisen durchschnittlich einen um 43 % höheren Stromverbrauch als erwerbstätige Personen auf. Die Gründe dafür sind äquivalent zu den vorhin genannten.

Eine wesentliche Rolle spielt neben den Bewohnern auch der Haushalt an sich. Der Errichtungszeitraum des Wohngebäudes zeigt signifikante Unterschiede für den Stromverbrauch auf. So haben Gebäude, die vor 1990 erbaut wurden, im Schnitt einen um 27 % höheren Stromverbrauch als Gebäude, die danach gebaut wurden. Dies ist auf die im Laufe der Jahre zunehmend energiesparendere Bauweise zurückzuführen. Sowohl die Entwicklung der Baumaterialien, wie etwa der Dämmung oder der Fenster, als auch der Haushaltsgeräte hat in diesem Bereich viel zum Energiesparen beigetragen.

Neben dem Baujahr spielt die Nutzfläche des Wohnbereichs und die Lage in einer ländlichen oder urbanen Region eine große Rolle. Mehr Fläche bedeutet mehr Heizwärmebedarf. In den ländlichen Regionen ist die durchschnittliche Wohnfläche mit 118 m^2 wesentlich höher als in Wien mit durchschnittlich 78 m^2. Durch das besser ausgebaute Versorgungsnetz für Fernwärme und Erdgas ergeben sich im

Stromverbrauch zwischen den Regionen erhebliche Unterschiede. So liegt der Strombedarf für die Raumheizung am Land um 172 % höher als in der Stadt, der Strombedarf für Kochen um 73 %. In städtischen Regionen besteht vermehrt die Möglichkeit, Fernwärme für Heizzwecke zu nutzen, und vor allem in Wien dient Erdgas hauptsächlich zum Kochen, seltener auch für Heizzwecke. Daraus resultiert ein verhältnismäßig niedriger Stromverbrauch im urbanen Raum (Statistik Austria 2011).

3.2. Zusammensetzung des Haushaltsstroms in Österreich

In Österreich wurden im Jahr 2011 68.823 GWh Strom verbraucht. Die wichtigsten stromverbrauchenden Sektoren sind Industrie, Landwirtschaft, Eigenbedarf für Pumpspeicherung und der Haushaltsverbrauch. Der Inlandsverbrauch ist in den letzten Jahren leicht rückläufig bis stagnierend, was zum einen an der steigenden Effizienz der Endverbraucher und zum anderen an den Nachwirkungen der jüngsten Finanzkrise liegt. Gedeckt wird der Inlandstrom in Österreich größtenteils durch Wasserkraft und thermische Kraftwerke. Die erneuerbaren Energieträger haben in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen, liefern aber momentan nur einen kleinen Teil des Energiebedarfs. Dies wird in Abbildung 5 dargestellt.

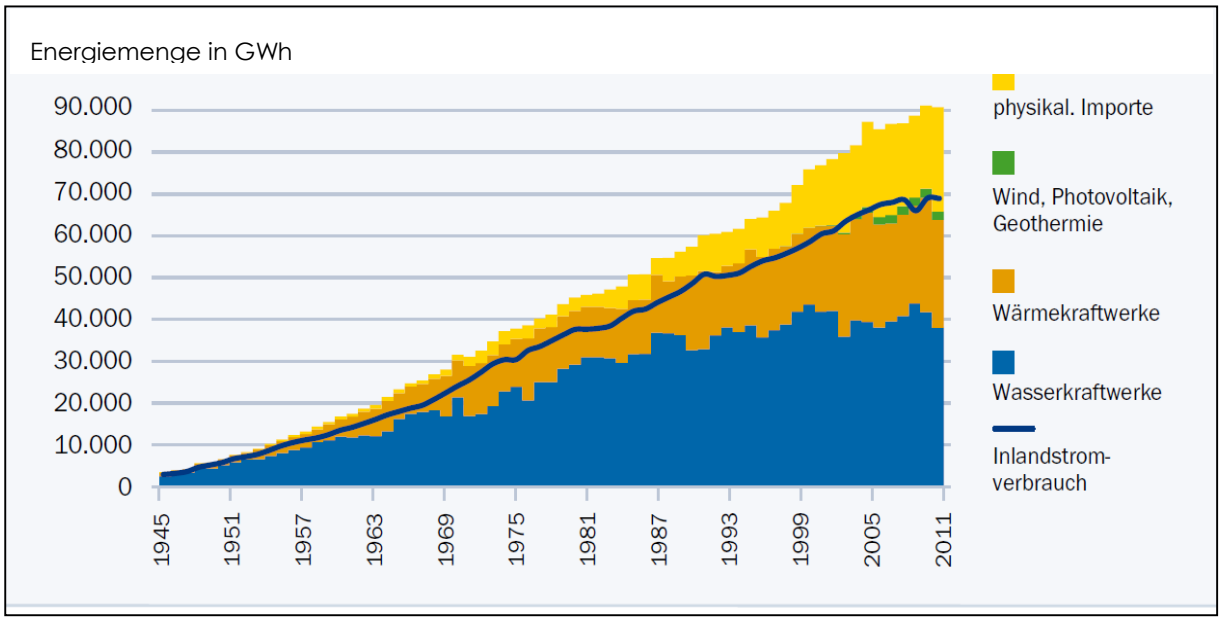

Abbildung 5: Inlandstromverbrauch und seine Deckung in GWh

Quelle: EControl 2012

In Zahlen ausgedrückt lieferten 2011 Wasserkraftwerke 37.700 GWh, Wärmekraftwerke 25.800 GWh und Wind, Photovoltaik sowie Geothermie zusammen 2000 GWh an Strom (E-Control 2012).

Der Haushaltsstrom lässt sich in den österreichischen Haushalten grundlegend in zwei große Verwendungszwecke unterteilen. Es sind dies zum einen die thermischen Verwendungszwecke wie Warmwasseraufbereitung, Kochen und Raumheizung. Des Weiteren haben die nicht-thermischen Verwendungszwecke wie Kühlen und Gefrieren, Unterhaltungselektronik, Beleuchtung, Haushalts-Groß- und Haushalts-Kleingeräte einen großen Anteil am Strombedarf der Haushalte.

Im Durchschnitt verbraucht ein österreichischer Haushalt im Jahresverlauf 4400 kWh an elektrischer Energie. Die Daten beziehen sich auf eine Erhebung der Statistik Austria, die 2008 durchgeführt wurde. Tabelle 1 zeigt die wichtigsten Verbrauchskategorien und ihren Anteil am gesamten Haushaltsverbrauch.

Tabelle 1: Haushaltsverbrauch von Strom in Österreich

Verbrauchskategorie	Verbrauch in kWh/Jahr	relativer Anteil in %
Heizung	907	20,5
Haushaltsgroßgeräte	767	17,4
Warmwasserbereitung	756	17,1
Kühl- und Gefriergeräte	542	12,3
Beleuchtung	380	8,6
Büro-und Unterhaltungsgeräte	309	7
Stand-by-Verbrauch	187	4,2

Quelle: Statistik Austria, eigene Darstellung (2013)

Es zeigt sich deutlich, dass die thermischen Verwendungszwecke für den Großteil des Stromverbrauchs verantwortlich sind. Die Bereiche der Kühlung, Beleuchtung, Unterhaltung usw. werden bereits mit sehr hoher Effizienz betrieben. Im Vergleich zu

diesen Nutzungen schneidet die Wärmeproduktion wesentlich schlechter ab, da für einen längeren Zeitraum geschlossene Innenräume geheizt werden. Die Kategorien Kühl- und Gefriergeräte, Beleuchtung sowie Büro- und Unterhaltungsgeräte tragen ebenfalls erheblich zum Stromverbrauch bei (Statistik Austria 2013).

3.3. Förderungen für PV-Anlagen

In den letzten Jahren hat in Österreich das Interesse für die Errichtung einer hauseigenen Photovoltaikanlage stark zugenommen. Es gibt eine Reihe von Förderungen auf Bundes- und Landesebene, die den Konsumenten auf unterschiedliche Weise die Errichtungskosten vergüten, oder eine betragsmäßig festgesetzte Förderung ausschütten, daneben werden sogenannte Tarifförderungen angeboten (AK Stmk 2011).

Auf Bundesebene werden die rechtlichen Grundlagen im Ökostromgesetz samt Ökostromverordnungen geschaffen. Für das Jahr 2013 wurde im Klima- und Energiefonds ein Förderbudget von 36 Mio. € festgelegt. Damit sind aktuell 10,5 Mio. € mehr als im vergangenen Jahr – damals wurden 6200 Projekte durch Bundesmitteln gefördert – vorhanden. Mit 1.1.2013 wurden 9005 Anlagen mit insgesamt 13,5 Mio. € gefördert. Als Fördergegenstand gelten nur neu errichtete Anlagen. Die Nutzung dieser Anlagen sollte überwiegend privaten Zwecken dienen, daher werden nur Gebäude berücksichtigt, die mehr als 50 % Wohnfläche aufweisen. Des Weiteren muss die Anlage von Fachkräften errichtet werden, um für eine Förderung in Frage zu kommen. Die Größe der Anlage hat keinen Einfluss auf die Vergabe der Förderungen, jedoch wird nur bis zu einer Obergrenze von 5 kW_{peak} gefördert. Der Fördersatz beträgt 300 €/kWp für Aufdach- oder freistehende Anlagen und 400 €/kWp für gebäudeintegrierte Anlagen (pvaustria 2013).

Übersteigt die Anlagengröße eine Produktionsleistung von 5 kW_{peak}, kann eine Akkreditierung als Ökostromanlage erfolgen. Hierbei wird dem Anlagenbesitzer ein fixer Abnahmetarif für den produzierten Solarstrom garantiert. Dieser Tarif wird 13 Jahre gewährleistet, gilt jedoch nur für Anlagen, die die gesamte produzierte Strommenge ins Netz einspeisen. Hintergrund für die großzügigen Fördermöglichkeiten ist eine Novelle im Ökostromgesetz aus dem Jahr 2011. So soll bis 2015 der Atomstromimport bilanziell substituiert werden, zudem soll der österreichweite Anteil des Ökostroms bis 2020 von derzeit etwa 70 % auf 80 % gesteigert werden. Einen nicht unwesentlichen Beitrag dazu soll die Solarenergie

leisten. Ihr Anteil soll von derzeit 100 MW auf 1100 MW gesteigert werden. Aufgrund der hohen Nachfrage nach Fördermitteln und Photovoltaikanlagen wurde der Fördertopf in den letzten Jahren stetig erweitert. Zusätzlich zu den Förderungen des Bundes gibt es auf Länder- bzw. Gemeindeebene noch weitere Unterstützungen, die österreichweit stark variieren (AK Stmk 2011).

Die nachfolgende Tabelle 2 soll verdeutlichen, welche Bedeutung Förderungen für die Produktion von Ökostrom haben. Sie beruht auf Daten der „Abwicklungsstelle für Ökostrom AG". Besonders auffällig ist der hohe durchschnittliche Einspeisetarif, den Photovoltaikanlagen momentan noch aufweisen. Bedingt wird dieser durch die 13-jährige Förderung der Anlagen, da die Einspeisetarife nur langsam von einem einstig hohen, auf ein heutiges, niedriges Niveau gesunken sind. Anlagen, die eine so hohe Förderung erfahren, benötigen im Normalfall keinen zusätzlichen Batteriespeicher und sind daher im weiteren Verlauf der Arbeit nicht von Bedeutung.

Tabelle 2: Durchschnittsvergütung für Ökostrom in Österreich

Energieträger	Einspeisemenge in GWh 2012	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft	1095	20,5
Windkraft	2386	17,4
Biomasse fest	1983	17,1
Photovoltaik	101	12,3
Sonstige	587	8,6
Summe	**6152**	**10,68**

Quelle: OeMag, eigene Darstellung (2013)

Nachfolgend soll auf die Besonderheiten der Einspeise- und Netztarife eingegangen werden, die für jeden Anlagenbetreiber von großer Bedeutung sind.

3.4. Strompreis

Für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage ist neben optimalen Betriebsbedingungen auch ein entsprechender Strompreis verantwortlich. Für die Berechnungen im Modellteil dieser Arbeit wird mit unterschiedlichen Einspeise- und Netztarifen gearbeitet. Wie der Strompreis zustande kommt, soll hier erklärt werden.

Der Strompreis wird an einer Börse bestimmt. Für seine Berechnung werden die Nachfrage nach Strom und das „Angebot" durch die aktuelle Kraftwerksproduktion abgeglichen. Mithilfe der sortierten Grenzkostenkurve (engl. merit order) lässt sich für eine gegebene Stromnachfrage zu jedem beliebigen Zeitpunkt bestimmen, durch welche Kraftwerke diese Nachfrage am günstigsten gedeckt werden kann. Jenes Kraftwerk, das gerade noch benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, bestimmt den Strompreis. Um die Einsatzplanung der Kraftwerksbetreiber zu erleichtern, findet der Stromhandel für jede Stunde des Folgetages im sogenannten Day-Ahead-Spotmarkt statt. Hier werden nun – bezogen auf den Preis – alle Verkaufsgebote in ansteigender Reihenfolge und alle Kaufgebote in absteigender Reihenfolge sortiert. Durch den Schnitt beider Kurven erhält man den zukünftigen Preis und die gehandelte Menge. Der hier erzielte Preis gilt für alle gehandelten Angebote, also auch für jene, die unter diesem erzielten Preis lagen. Daher bieten die Energieanbieter meist zu ihren Grenzkosten an, damit sie im Falle eines günstigen Preises einen höheren Deckungsbeitrag erzielen können. Durch den immer stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien nimmt deren Anteil am gehandelten Strom stetig zu. Es gibt auch gesetzliche Regelungen (EEG) und EU-Richtlinien (20-20-20), die einen Mindestanteil an erneuerbaren Energien festschreiben. Dadurch wird die Nachfrage nach konventionellem Strom reduziert und die teuersten Kraftwerke werden nicht mehr bei der Preisbildung berücksichtigt. In Summe führt dies zu einem niedrigeren Strompreis und mehr Wettbewerb. Es muss jedoch darauf geachtet werden, die konventionellen Kraftwerke nicht komplett aus dem Markt zu drängen, um die Versorgungssicherheit zu garantieren (BMU, 2007).

Nicht die gesamte Strommenge wird an der beschriebenen Börse gehandelt. Es gibt auch langfristige Verträge zwischen Staaten und Stromlieferanten, die einen bestimmten Preis festlegen. Jedoch gilt der Börsenpreis als Referenzwert, an dem sich die Anbieter zu orientieren haben (BMU, 2007).

3.4.1. Einspeise- und Netztarife

Um feststellen zu können, ob oder in welchem Zeitraum sich die Installation einer PV-Anlage rechnen kann, muss man die relevanten Stromtarife beschreiben. In Österreich gibt es eine Vielzahl an größeren und kleineren Stromanbietern. Als privater Haushalt kann man je nach Verfügbarkeit zwischen den unterschiedlichen Anbietern wählen.

Für den Endkunden bietet es sich an, den Bruttogesamtpreis der einzelnen Anbieter zu vergleichen. Dieser Preis beinhaltet alle Steuern und Abgaben und kann für dieselbe Energiemenge sehr stark abweichen (E-Control 2013).

- Energiepreis: Die Summe aus der Grundpauschale und dem Arbeitspreis ergibt den Energiepreis. Unter dem Arbeitspreis versteht man die genutzte Energiemenge in kWh, die von einem Energieanbieter verkauft wird. Die Grundpauschale wird ebenfalls an den Anbieter entrichtet.
- Netztarif: Ein weiterer wichtiger Kostenpunkt ist der Netztarif, der sich aus folgenden Teilen zusammensetzt: Der Netzbetreiber verrechnet die Kosten für Errichtung, Ausbau, Instandhaltung und Betrieb des Netzes im sogenannten Netznutzungsentgelt (NNE). Um einen Ausgleich für entstehende Netzverluste zu erhalten, verrechnet der Netzbetreiber das Netzverlustentgelt (NVE). Außerdem wird für Messungen und Zählerablesungen ein Entgelt für Messleistungen eingehoben.
- Steuern und Abgaben: Die Lieferung und der Verbrauch von elektrischer Energie werden in der Elektrizitätsabgabe besteuert. Für die Ökostromförderung wird sowohl ein Ökostromförderbeitrag – ein prozentualer Aufschlag auf das NNE und das NVE – als auch die Ökostrompauschale – ein jährlicher Fixbetrag pro Zählpunkt – eingehoben. Bei den Gebrauchsabgaben für Energie und Netz handelt es sich um eine kommunale Abgabe für den Gebrauch von öffentlichem Grund und Luftraum.

Werden diese einzelnen Kostenstellen aufsummiert, erhält man den Nettopreis, zu welchem noch 20 % Umsatzsteuer hinzukommen (E-Control 2013). Durch den Betrieb einer PV-Anlage kann vor allem beim Energiepreis gespart werden. Wenn weniger Energie vom Netz bezogen wird, fallen auch die prozentualen Verbrauchsabgaben

geringer aus. Solange man aber Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht, fallen weiterhin NNE und NVE sowie die Abgaben für die Ökostromförderung an.

Will man nun den selbst produzierten PV-Strom wieder in das Netz einspeisen, so kommt es oft – aber nicht ausschließlich – zu einer Kooperation mit dem bereits ausgewählten Energieanbieter. Beispielsweise garantiert die EVN ihren Kunden, die über eine nach dem Ökostromgesetz anerkannte PV-Anlage verfügen, die Abnahme des produzierten Stroms für einen gewissen Zeitraum zu einem festgelegten Tarif. Auch die anderen Stromanbieter haben vergleichbare Angebote mit geringfügigen Unterschieden bei den einzelnen Tarifen (pvaustria 2013). Eine gewisse Sonderstellung nimmt hierbei die „Abwicklungsstelle für Ökostrom AG" (OeMAG) ein. Hier können PV-Anlagen-Besitzer ein Förderansuchen einreichen, um einen gestützten Einspeisetarif zu bekommen. In jedem Fall ist die OeMAG aber dazu verpflichtet, den produzierten Strom zum aktuellen Marktpreis abzunehmen. Der aktuelle Marktpreis entspricht nicht dem Energiepreis für die Endkunden, sondern gibt den momentanen Handelspreis elektrischer Grundlastenergie wieder. Einsehbar ist der momentane Marktpreis auf der Homepage der E-Control. Es gibt also eine Vielzahl von Faktoren, die den Strompreis, sowohl für die Anbieter als auch für die Abnehmer, beeinflussen *(*pvaustria, 2013*)*. In Tabelle 3 sind unterschiedliche Anbieter mitsamt ausgewählten Stromtarifen aufgelistet. Bei all diesen Anbietern muss man bereits Kunde sein, um einen Einspeisetarif zu erhalten. Oft wird ein besserer Tarif gewährt, wenn man die PV-Anlage vom Anbieter errichten lässt. Es muss beachtet werden, dass zuzüglich zu dem Energiepreis bei allen Anbietern noch die Steuern und Abgaben, die am Anfang des Kapitels erwähnt wurden, zu entrichten sind.

Tabelle 3: Übersicht unterschiedlicher Stromtarife in Österreich

Anbieter	Tarif	Einspeisetarif in Cent/kWh	Energiepreis in Cent/kWh	Anmerkung
Verbund	H2Ö Online	18 c (<1000 kWh) 6,95 c (>1000 kWh)	7,5 c	PV-Anlage von Verbund errichtet
Energie AG	Privatstrom Basis	7,09 c	7,7 c	
EVN	Optima Wasserkraft +	7,22 c	8,2 c	

Quelle: pvaustria, eigene Darstellung (2013)

Diese Anbieter garantieren ihren Einspeisetarif bis zu einer Anlagengröße von 5 kWp. Auch gestufte Bezahlungsmodelle, wie beim Verbund, sind möglich. Hierbei sinkt der Tarif mit steigender Einspeisungsmenge.

3.5. Ökonomische Grundlagen der Stromspeicherung

Das klassische PV-Speichersystem ist für einzelne, meist freistehende Hauseinheiten ausgelegt. Daraus ergibt sich, dass die Menge der gespeicherten Energie für mehrere Tage mit schlechten Produktionsverhältnissen ausreichen muss. In der Praxis handelt es sich hierbei um Zeitspannen von 3 bis maximal 20 Tagen. Wenn aber ein Anschluss an das Stromnetz besteht, ändert sich diese Ausgangslage, da nun keine Phasen längerer Speichernutzung – abgesehen von Stromausfällen – auftreten sollten. Hier wird bereits ersichtlich, dass die optimale Dimensionierung der Speichersysteme sehr stark von den einzelnen Haushalten abhängig ist. Generell betrachtet ist ein Hauptproblem der momentanen Speichertechnologien ihr relativ hoher Marktpreis. Wenn sich ein Speichermodul trotz der bereits erwähnten Vorteile für einen Haushalt nicht finanziell rechnet, wird sich diese Technologie kaum durchsetzen können (Mulder, Ridder und Six 2010).

Teilweise geben staatlich geförderte Tarife – wie in Deutschland und Österreich – den entsprechenden Anreiz, um sich für eine PV-Anlage mit Speicher zu entscheiden. Über den Arbitrage-Effekt soll nun erklärt werden, wie sich die Fixkosten eines Speichers verdienen lassen. Voraussetzung für die Arbitrage (franz. „Freie Wahl") ist die Existenz von Marktunvollkommenheiten. Diese Unvollkommenheiten treten auf, wenn es für das gleiche Produkt unterschiedliche Preise gibt. Für die vorliegende Arbeit sind die unterschiedlichen Kosten für Stromeinkauf und Eigenproduktion ausschlaggebend für die Arbitrage. Die Produktion der eigenen Energie ist billiger als der Stromzukauf aus dem Netz. Die Differenz zwischen den beiden Preisen wird Arbitragegewinn genannt, über welchen sich die Fixkosten einer Speichereinheit verdienen lassen (Geyer 2006). Die folgende Formel soll diesen Zusammenhang verdeutlichen:

$$P_1 * x - P_2 * x > 0$$

P1= Kosten für den Stromzukauf

P2= Kosten für die Strom-Eigenproduktion

x= Strommenge in kWh

Durch den Stromverkauf generiert der Haushalt einen Gewinn bzw. verringert der Einsatz einer PV-Anlage die jährlichen Stromkosten. Je höher dieser Wert ist, desto schneller amortisiert sich eine PV-Anlage mit Speichersystem. Der Einspeisetarif ist also ein wichtiger Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems. Die Kosten des Batteriespeichers und die Kosten für die PV-Anlage stellen die Investitionskosten des Systems dar. In den letzten Jahren sind die Preise für PV-Panels gesunken, wodurch die Nachfrage angestiegen ist. Die Batteriekosten sind noch auf einem relativ hohen Kostenniveau, jedoch könnten Fortschritte aus dem Bereich der Elektromobilität zu Kostenreduktionen führen. Um die Vorteilhaftigkeit der Investition besser beurteilen zu können, muss auch ein Kalkulationszinssatz angenommen werden. Über diesen Zinssatz wird die Investitionszahlung mit einer Alternative verglichen. Meist wird eine Anlage des Kapitals als Alternative angenommen. Diese Faktoren werden im empirischen Teil der Arbeit einer Sensitivitätsanalyse unterzogen, um den Grad ihres Einflusses ermitteln zu können.

3.5.1. Dimensionierung eines Speichersystems

Weder die Produktion von Strom durch eine PV-Anlage noch die Haushaltsnachfrage laufen konstant ab. Um mit dem ständig wechselnden Verhältnis umgehen zu können, werden große Anforderungen an jedes eingesetzte Speichersystem gestellt. So kann die maximale Stromproduktion zu Zeiten des geringsten Verbrauchs stattfinden. Innerhalb von Sekunden kann die Produktion gegen Null sinken um kurz darauf wieder stark anzusteigen. Mit diesen Schwankungen muss ein Speicher umgehen können, auch weil die Stromnachfrage ebenso wenig konstant ist. Zu Spitzenlastzeiten können mehrere Stromverbraucher (Wasserkocher, Herd, Kaffeemaschine etc.) zeitgleich auf den Speicher zugreifen. Die produzierte Energie muss außerdem hinsichtlich ihrer Qualität ausreichend sein, um sowohl für das Stromnetz – im Falle einer Überschussproduktion – als auch für die erwähnten hauseigenen Verbraucher samt Speichersystem geeignet zu sein. Eine hohe Stromqualität kann erzielt werden wenn es bei der Produktion zu möglichst geringen Spannungsschwankungen kommt. Diese Schwankungen führen dazu, dass manche Verbrauchsgeräte die Energie nicht verwenden können und im schlimmsten Fall vorübergehend ausfallen.

Für den Konsumenten sind die Kosten des Speichers das wichtigste Kaufargument. Da diese maßgeblich von der Größe und Kapazität des Speichersystems abhängen, ist es wichtig, die optimale Systemgröße festzustellen. Speichersysteme sind in beinahe jeder gewünschten Kapazität verfügbar. Auf den ersten Blick erscheint es naheliegend, dass ein Speicher mit hoher Kapazität mehr Energie speichern kann und sich somit schneller amortisiert. Der durch den Speicher stattfindende Energiefluss nimmt ebenso ständig zu. Als Energiefluss wird jene Menge an elektrischer Energie bezeichnet, die von der PV-Anlage in den Speicher fließt und anschließend aus dem Speicher zu den jeweiligen Verbrauchern im Haushalt. Ab einer gewissen Speichergröße kann diese Energiemenge nicht mehr gesteigert werden – es bildet sich ein Plateau. Dieses Plateau stellt die maximal verfügbare Energiemenge dar. Im Jahresverlauf betrachtet übersteigt die PV-Produktion nur in wenigen Monaten die Nachfrage. Der Grund für diese Plateau-Bildung liegt in der PV-Produktion selbst. Diese wird stark durch unterschiedliche Einflüsse limitiert, wodurch sich eine maximale Energiemenge, die in die Batterie eingespeist werden kann, ergibt. Im Jahresverlauf betrachtet ergeben sich nun unterschiedlich hohe Plateau-Werte – tiefe im Winter und hohe im Sommer. Somit wäre die maximale

Kapazität der Batterie im Sommer größer als im Winter. Während dieser Überschuss-Monate könnte bei einer entsprechenden Batteriekapazität eine große Energiemenge gespeichert werden, aber die gesteigerten Kosten für diese Kapazität stehen in keinem Verhältnis zu den möglichen Einsparungen. Daher sollte versucht werden die Kapazität der Batterie besser an die Monate mit niedriger Produktion anzupassen, damit in diesen Fällen die verfügbare Energiemenge möglichst vollständig gespeichert werden kann. Die Größe eines Speichers wird hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit im empirischen Teil dieser Arbeit analysiert (Mulder, Ridder und Six 2010).

3.6. Handelsübliche Speichersysteme

In diesem Kapitel werden einige, momentan am Markt vertretene Speichersysteme vorgestellt, um ein besseres Bild von der Leistungsfähigkeit dieser Systeme zu erhalten. Grundlegend basieren aktuell die meisten Batteriespeicher auf Blei-Säure-Basis oder funktionieren mit Lithium-Ionen-Technologie.

Blei-Säure Technologie:

Tabelle 4 zeigt 3 Batterie-Modelle, die auf Blei-Säure Basis funktionieren. Im Anschluss werden die Modelle kurz beschrieben.

Tabelle 4: Handelsübliche Speicher auf Blei-Säure Basis

Bezeichnung	*Azur Independa M*	*IBC Solstore 8.0 Pb*	*Energy 3000 Powerstation*
Nennkapazität in kWh	12	8	57
Entladetiefe	50 %	50 %	20 %
Anzahl Vollzyklen	2500	2700	4000
kalendarische Lebensdauer in Jahren	8	10	20 (bei 4-maligem Austausch der Akkus)
Systemwirkungsgrad	89%	> 85 %	92 %
Preis in €	14.000	8500	10.000

Quelle: Solaranlagen-Portal, eigene Darstellung (2013)

Azur Independa M: Hergestellt wird dieser Speicher vom Unternehmen Azur Solar. Eine Besonderheit ist der Energiemanger und ein Touchdisplay das dem Benützer alle relevanten Informationen anzeigt. So kann abgelesen werden wie viel Strom gerade eingespeist wird und wann auf Strom aus dem Netz zurückgegriffen wird. In Tabelle 4 sind die wichtigsten Kennzahlen dieses Speichers dargestellt.

IBC-Solstore-Batteriespeicher: Dieser Speicher verfügt über eine intelligente Systemüberwachung, die entweder per Display oder über das Internet abrufbar ist. Unter Berücksichtigung der aktuellen Wetterdaten wird die erwartete Produktion prognostiziert.

Energy 3000 Powerstation: Dieses Speichersystem besteht aus 24 Autobatterien. Um die Lebensdauer zu verlängern, wurde mit 20 % eine geringe Entladetiefe gewählt, woraus etwa 11 kWh nutzbare Speicherkapazität entstehen. Durch den Einsatz der vielen Batterien wird etwa der Platzbedarf von vier Waschmaschinen benötigt. Ein Vorteil dieses Systems ist jedoch, dass sich die einzelnen Batterien sehr leicht

austauschen lassen. Da Autobatterien eine Massenware darstellen, ist dies mit relativ geringem Aufwand und Kosten verbunden.

Lithium-Ionen-Technologie:

In Tabelle 5 werden drei Batterie-Modelle, die auf Lithium-Ionen-Technologie basieren, dargestellt.

Tabelle 5: Handelsübliche Speicher mit Lithium-Ionen-Technologie

Bezeichnung	*Akasol Neeo Qube*	*Antaris Solar Energiefuchs*	*IBC Solstore Batteriespeicher 6.3 Li (24V)*
Nennkapazität in kWh	5,5	4,3	6,3
Entladetiefe	80 %	80 %	90 %
Anzahl Vollzyklen	> 3000	5000	5000
kalendarische Lebensdauer in Jahren	20	10 –12	15
Systemwirkungsgrad	93 %	90,8 %	> 95 %
Preis in €	7500	keine Angabe	9500

Quelle: Solaranlagen-Portal, eigene Darstellung (2013)

Akasol Neeo: Die Besonderheit dieses Batteriespeichers ist die hohe maximale Entladetiefe von 5 kWh je Speichermodul. Die modulare Bauweise hat wiederum den Vorteil, dass Defekte nicht das ganze System betreffen und zum Ausfall bringen.

Antaris Solar Energiefuchs: Dieses System ist für Einfamilienhäuser mit einem maximalen Energiejahresbedarf von 6000 kWh dimensioniert worden. Die Anlage wird als Komplettset mit 24 PV Modulen installiert, wofür 35 m^2 Dachfläche benötigt werden. Je nach Bedarf kann die Anlage auf eine höhere Leistung erweitert werden.

IBC-Solstore-Batteriespeicher: Der bereits beschriebene IBC-Solstore-Speicher ist auch mit Lithium-Ionen-Technologie verfügbar. Bessere Leistungswerte bedingen jedoch einen höheren Preis als bei den Blei-Systemen.

3.6.1. Kennzahlen von Speichersystemen

Neben den bereits dargestellten – überwiegend technischen Leistungsdaten – gibt es noch einige Kennzahlen, die für den praktischen Betrieb eines Batteriespeichers in Kopplung mit einer PV-Anlage von Bedeutung sind (Solaranlagen-Portal 2013):

- Eigenverbrauchsanteil: Dieser Wert steht in Bezug zu der von der PV-Anlage erzeugten Strommenge. Er gibt an, wie viel Solarstrom ein Haushalt durch den Einsatz eines Speichers verbrauchen kann. Je höher dieser Anteil, desto besser ist das System geplant und ausgeführt worden.
- Autarkiegrad: Der gesamte Stromverbrauch des Haushalts wird in Verhältnis zur Bereitstellung des Photovoltaik-Speichersystems gesetzt. Verfügt der Batteriespeicher über genügend Pufferkapazität zu Zeiten der Verbrauchsspitzen, kann ein hoher Autarkiegrad erreicht werden.
- Kosten pro gespeicherter Kilowattstunde: Um die Wirtschaftlichkeit eines Speichers zu bestimmen, ist dieser Wert unumgänglich. Zur Berechnung sind folgende Schritte durchzuführen:
    1. Theoretisch speicherbare Energiemenge = Nennkapazität x Anzahl der Vollzyklen (A)
    2. Praktisch speicherbare Energiemenge = A abzüglich der Entladungstiefe und des Systemwirkungsgrades
    3. Kosten pro gespeicherter Kilowattstunde Strom = Investitionskosten /Praktisch speicherbare Energiemenge

Diese Kriterien sollen dabei helfen, unterschiedliche Speichersysteme miteinander zu vergleichen. Über welche Kapazität ein Speicher verfügen sollte, hängt von der gewünschten Versorgungssicherheit ab. Klassische Inselanlagen müssen unter gegebenen Umständen mehrere Tage auf den Speicher zugreifen können, während bei Systemen, die an das Netz angeschlossen sind, der Aspekt der Kostenreduktion durch verringerte Nachfrage nach Netzstrom im Vordergrund steht. Da

Solarbatterien für einen mehrjährigen Einsatz gedacht sind, müssen sie über eine hohe Zyklenfestigkeit verfügen (Wesselak und Voswinckel 2012).

3.7. Zukünftige Entwicklung der Energiespeicherung

Die Zukunft der Energiespeicherung wird weiterhin großteils von thermalen und elektrochemischen Speichertypen abhängig sein. Die Markttreiber für Verbesserungen der Technologien werden unter anderem folgende Faktoren sein: Kosten, Haltbarkeit, Effizienz, Umweltverträglichkeit. Auch in Hinblick auf neue oder verbesserte Materialien sind in den nächsten 30 – 40 Jahren bedeutende Änderungen zu erwarten. Auf dem Sektor der elektrochemischen Speicher wird der Weiterentwicklung von Lithium-Batterien große Bedeutung zugeschrieben. Dieser Technologie wird eine Vorreiterrolle im Segment der Batteriespeicher prophezeit, vor allem in Hinblick auf die Energiedichte. Lithium-basierte Batterien werden von besseren Elektroden, Platinen und Kollektoren, sowie verbesserten Grundmaterialien profitieren. Momentan wird diese Entwicklung von wenigen Unternehmen vorangetrieben, aber eine weitere Verbreitung dieser Technologie ist aufgrund des großen Potenzials sehr wahrscheinlich. Auch die anderen Batterie-Speicher werden sich in den vorhin genannten Bereichen verbessern, auch wenn ihr Anwendungsbereich mehr auf Nischenprodukte beschränkt sein wird.

Zukünftig wird auch mechanischen Speichern mehr Bedeutung zukommen. Die Grundlagen dieser Technologien sind bereits sehr gut erforscht, jedoch konnte bisher nur in Einzelfällen die Marktreife erreicht werden. Große Fortschritte werden im Bereich der Schwungmassespeicher erwartet. Diese Technologie ist sehr komplex und bedarf daher vieler einzelner Komponenten, die jeweils Verbesserungspotenzial aufweisen. In Kombination mit erneuerbaren Energien, vor allem Windkraftanlagen, kann dieser Speichertyp wichtige Aufgaben erfüllen. Pumpspeicher und Druckluftspeicher sind aktuell technisch ausgereifter. Hier sind geringere Fortschritte zu erwarten, vor allem in Hinblick auf verbesserte Turbinen.

Thermale Speicher werden zwar auch in einer zukünftigen Energieversorgung eine zentrale Rolle spielen, jedoch sind hier die Potenziale am stärksten eingeschränkt. Änderungen sind hauptsächlich im Bereich von verbesserter Materialeffizienz zu erwarten (Baker 2008).

4. Material und Methode

In dieser Arbeit werden zwei Datensätze verwendet, die im folgenden Kapitel beschrieben werden sollen. Die Daten wurden in Form von Excel-Files zur Verfügung gestellt und nach vorher festgelegten Kriterien gefiltert und aufbereitet. Ziel dieser Aufarbeitung war es, eine Wirtschaftlichkeitsanalyse sowie eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen. Für diese Analyse sowie für den Großteil der Datenaufarbeitung wurde das Programm RStudio verwendet.

4.1. Nachfragedaten

Die Nachfragedaten wurden vom Energieinstitut Linz im Zeitraum April 2010 bis April 2011 erhoben. Gemessen wurde der Verbrauch von 1331 Haushalten in einem 15-Minuten-Intervall. Zusätzlich wurden Daten über Wohnform, Zählerart und den bezogenen Tarif erhoben. Der häufigsten gewählte Tarif ist dabei „Optima Wasserkraft" von der Energie AG. Es wurde auch der Tarif „Optima Wasserkraft Plus" berücksichtigt. Die Daten wurden um die Schaltstunden der Sommer- und Winterzeit bereinigt. Hierbei wurden die betroffenen Stunden entfernt (Sommerzeitumstellung) oder die Werte der vorherigen Stunde für jene der ergänzten Stunde herangezogen (Winterzeitumstellung). Da die Zeitumstellungen jeweils um 2 Uhr morgens stattfinden und daher keine Verbrauchsschwankungen erwartet werden, wird dieses Vorgehen als zulässig erachtet (Rieder 2012).

Die Nachfragedaten wurden nach folgenden Kriterien gefiltert:

- Nur Wohnform 2 wird betrachtet
- Nur Tarifform 1 und 2 werden betrachtet

Bei Wohnform 2 zwei handelt es sich um Einfamilienhaushalte. Die übrigen Wohnformen beinhalten kleinere Wohneinheiten und Mehrfamilienhäuser. Da für die Installation von PV-Systemen vor allem Einfamilienhaushalte in Frage kommen, werden speziell diese für die Untersuchung herangezogen.

Die beiden Stromtarife Optima Wasserkraft und Optima Wasserkraft Plus der Energie AG stecken hinter Tarifform 1 und 2. Es handelt sich dabei um Tarife, die für den durchschnittlichen Haushaltsverbrauch geeignet sind. Die Energie wird jeweils zu 100 % aus Wasserkraft geliefert, und der Stromanbieter bietet auch die Möglichkeit an, den selbst durch PV-Anlagen produzierten Strom abzukaufen.

Nach erfolgreicher Filterung verblieben 480 Haushalte in dem neuen Datensatz, die einer näheren Betrachtung unterzogen wurden.

Abbildung 6 zeigt den Jahresverbrauch aller für die weiteren Untersuchungen gefilterten Haushalte. Der Verbrauch der Haushalte liegt überwiegend im Bereich des in Kapitel 3.2 genannten österreichischen Durchschnittswerts von 4400 kWh.

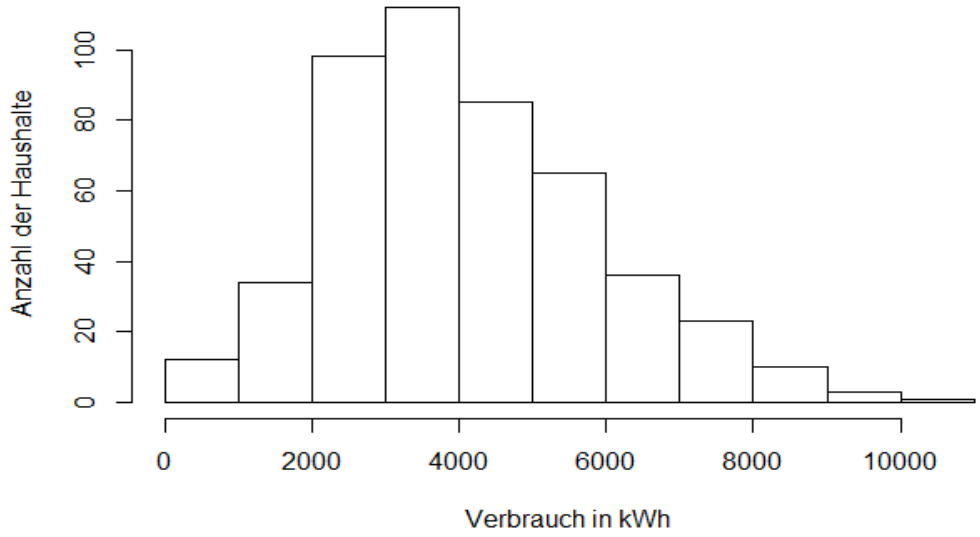

Abbildung 6: Haushaltsverbrauch im Untersuchungsgebiet
Quelle: Eigene Daten und Darstellung

4.1.1. Produktionsdaten

Die PV-Produktionsdaten wurden ebenfalls im Zeitraum April 2010 bis April 2011 erhoben. Es wurde die stündliche PV-Produktion einer Anlage in W_{peak} berechnet. Für die weitere Berechnung wurden die Messwerte gleichmäßig in 15-Minuten-Intervalle aufgeteilt, woraus sich 96 Werte pro Tag ergeben. Dieser Datensatz kann nun mit den Nachfragedaten kombiniert werden. Ziel ist es, die Residuen der Produktion zu berechnen. Das Projekt PVGIS lieferte den Rohdatensatz. Die von PVGIS angewendete Methode wird kurz in Folge erläutert.

4.1.2. PVGIS JRC

Der um die Jahrtausendwende einsetzende Boom der Solarenergie hat dazu geführt, dass genauere Untersuchungen über die in Europa vorherrschenden

Strahlungsverhältnisse durchgeführt wurden. Um die Nutzung der Solarenergie zu optimieren, wurden nicht nur die Strahlungsdaten erhoben, sondern auch die Geografie und das Klima der relevanten Regionen detailliert aufgezeichnet. Diese Aufgaben wurden vom PVGIS-Programm am Joint Research Center der Europäischen Kommission übernommen. PVGIS baut auf Langzeitmessungen auf und verbessert seit 2001 ständig die Auflösung der Daten. Heute liefert PVGIS für die Regionen Europa, Afrika und West-Asien eine Übersicht über die Verfügbarkeit an Sonnenenergie. Mithilfe eigens erstellter Programme wurde basierend auf den realen Strahlungsdaten mittels Interpolation ein Datensatz erstellt, der einen guten Ansatzpunkt für die mögliche PV-Produktion liefert. Es wurde sowohl die direkte Einstrahlung als auch diffuse und indirekte Strahlung berücksichtigt. Die einfallende Strahlung wurde mittels Satellit gemessen. Gleichzeitig wurde die Topografie der Regionen erfasst, um Verbauung, Bewuchs, Hangneigung etc. berücksichtigen zu können. Zu Beginn wurden die betrachteten Regionen in Raster zu 4500 x 5000 Zellen mit einer Zellgröße von 1 km^2 unterteilt. Errechnet wurde die Summe der Strahlung eines jeden Tages (Wh/m^2) anhand der Bestrahlungsdichte, die in mehreren Intervallen gemessen wurde. Für jedes Zeitintervall wurde außerdem die sich ändernde Beschattung durch die Umgebung berücksichtigt, wodurch der Datensatz eine sehr hohe inhaltliche Tiefe erhielt. Das Ergebnis der Berechnungen waren Strahlungswerte für 12 Monate, mit der Möglichkeit, auch einzelne Tage gesondert zu betrachten. Die Strahlungswerte beziehen sich auf ein System mit 1 W_{peak} bei einer Performance Ratio von 0.75. Die Messungen zeigen ganz eindeutig, dass es große regionale Unterschiede hinsichtlich der Produktionsmöglichkeiten gibt. Von PVGIS werden in Europa fünf klimatische Regionen unterschieden, die ein deutliches Süd-Nord-Gefälle zeigen. So herrschen in Portugal, Spanien, Griechenland, Italien und der südlichen Türkei die besten Strahlungsverhältnisse; in Schottland, Schweden und Finnland die schlechtesten. Österreich wird hier mit einer möglichen Jahresproduktion von 800 –1000 kWh/kWp im Mittelfeld gereiht (Šúri u. a. 2007).

4.1.3. Datenmanagement

Die Aufarbeitung der gesamten Daten erfolgte mithilfe der Programme Excel und RStudio. Die erste Herausforderung war es, die beiden Hauptdatensätze auf ein einheitliches Format zu bringen. 37.920 Messpunkte waren in dem Nachfragedatensatz vorhanden. Der gesamte Datensatz wurde in R eingelesen und

anschließend gefiltert, sodass 480 Haushalte für die weiteren Berechnungen übrig blieben. Die Nachfrage wurde in Watt gemessen. Die gesamten Daten mussten um den Faktor 1000 reduziert und anschließend durch 4 dividiert werden, um auf die gewünschte Einheit von kWh zu kommen. Folgende Tabelle 6 gibt einen Überblick über die Nachfragedaten.

Tabelle 6: Statistische Zusammenfassung der Nachfragedaten

Kennzahlen	Werte in kWh
Minimaler Wert	37,77
Erstes Quartil	2785,44
Median	3904,83
Mittelwert	4117,47
Drittes Quartil	5251,58
Maximaler Wert	10170,63

Quelle: Eigene Darstellung

Bis auf wenige Ausreißer befinden sich die Nachfragewerte in einem für österreichische Verhältnisse normalen Bereich. Der Mittelwert der Stichprobe liegt mit 4117 kWh geringfügig unter dem bundesweiten Durchschnitt, der bei 4400 kWh liegt. Folgende Abbildung 7 verdeutlicht noch einmal, dass die Daten sehr dicht innerhalb eines repräsentativen Rahmens verteilt sind.

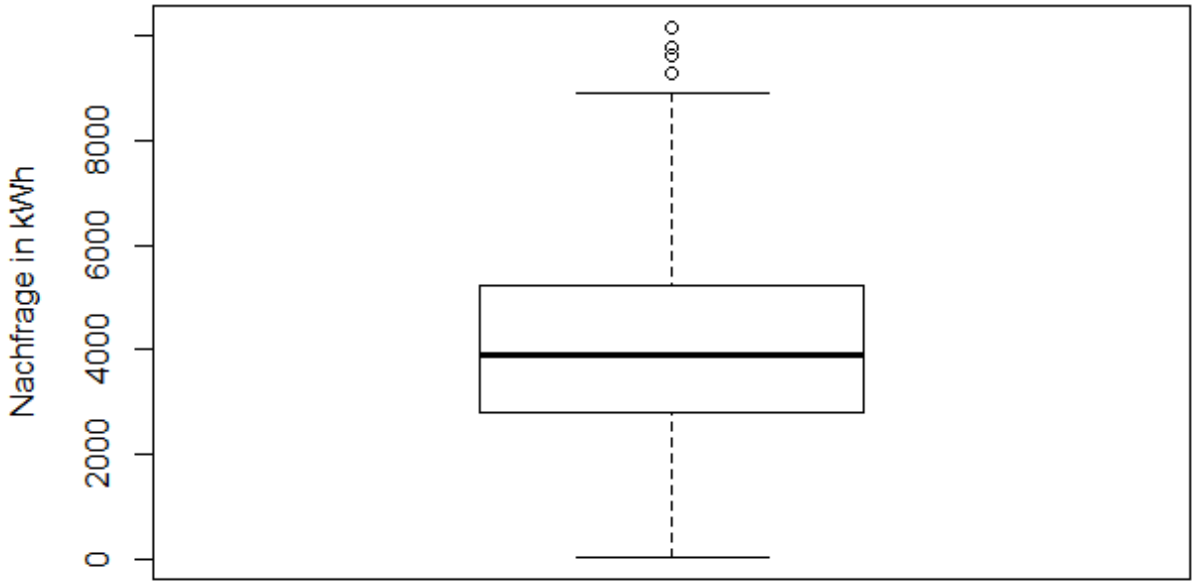

Abbildung 7: Boxplot der Haushaltsnachfrage im Untersuchungsgebiet

Quelle: Eigene Darstellung

Durch die Abbildung werden die Ausreißer sichtbar, die Haushalte mit extremen Nachfragen darstellen. Nachdem die Nachfragedaten numerisch überprüft wurden, waren die Produktionsdaten der nächste Schritt in der Aufbereitung.

Basierend auf Messungen von PVGIS wurden die Produktionsdaten für eine Region in Oberösterreich ausgewählt, um bestmöglich ein realitätsnahes Produktions-Nachfrage-Verhältnis darstellen zu können. Der Zeitraum der Messungen gleicht dem Zeitraum der Erhebung der Nachfragedaten. Bevor dieser Datensatz eingelesen wurde, erfolgte eine Vorselektion in Excel. Dabei wurden die 15 Messwerte der Produktion an das 15-Minuten-Intervall der Nachfrage angepasst, sodass ebenfalls 37.920 Messpunkte erhalten wurden. Die Produktionsdaten spiegelten den Output einer PV-Anlage mit einer Leistung von 1 W_{peak} wider. Da für die Arbeit angenommen wird, dass die Haushalte 4 kW_{peak} Anlagen installiert haben, mussten die Produktionsdaten mit 4 multipliziert werden. Anschließend erfolgte wiederum die Reduktion um den Faktor 1000 um auch hier die Einheit kWh zu erhalten.

4.2. Produktion und Residuen der Produktion

Die Produktion einer PV-Anlage kann, wie im Theorieteil beschrieben, unterschiedliche Ausprägungen annehmen. Es kann sowohl innerhalb eines Tages stark unterschiedliche Produktionswerte geben als auch jahreszeitliche Unterschiede,

verursacht durch wechselnde Strahlungsverhältnisse. Bei optimalen Strahlungsverhältnissen – keine Bewölkung, keine Verschattung – sieht die Produktionskurve wie in Abbildung 8 aus.

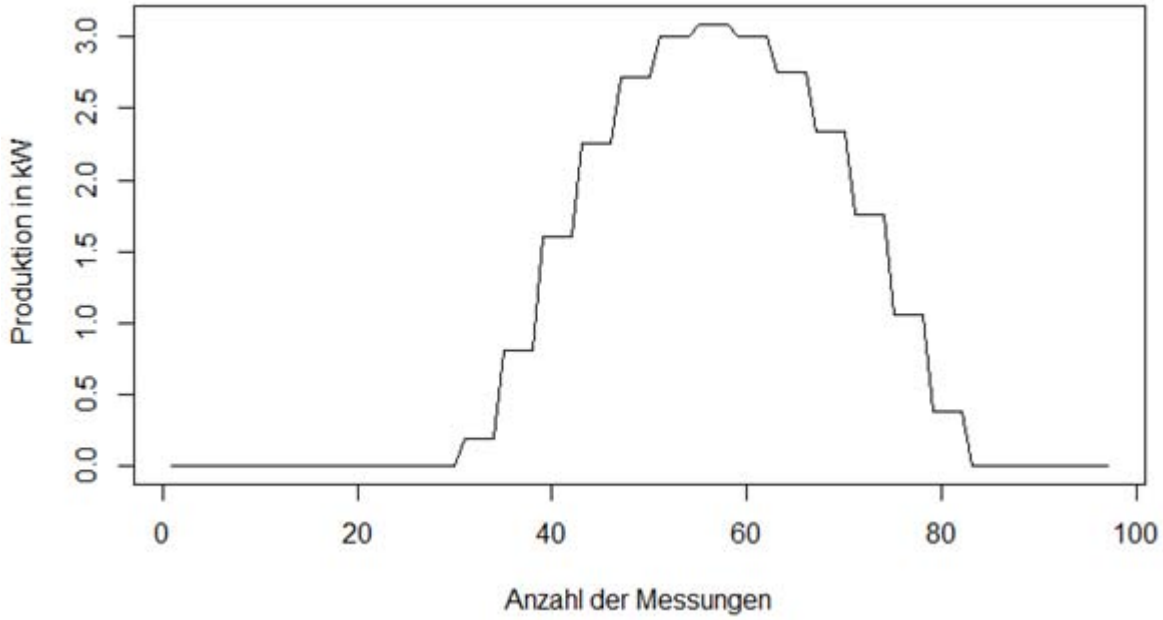

Abbildung 8: PV-Produktion am 5. Juni 2010

Quelle: Eigene Darstellung

Anhand dieser Kurve lässt sich sehr schön erkennen, wie sich die Produktion im Tagesverlauf entwickelt. Pro Tag gibt es 96 Messpunkte, gemessen im 15_Minuten-Takt. Vier Messungen geben eine volle Stunde an. In den Morgenstunden – Messung 30 bis 40 – beginnt sich die Produktion langsam aufzubauen. Um die Mittagszeit – bedingt durch den optimalen Einfallswinkel der Sonnenstrahlung – erreicht auch die Produktion ihr Maximum. Am 5. Juni 2010 wurde ein maximaler Produktionswert von 3.09 kW erzielt. Im Laufe des Nachmittags nimmt die Produktion kontinuierlich ab und sinkt mit Einbruch der Nacht wieder auf 0. In Summe konnte an diesem Tag elektrische Energie im Ausmaß von 24.9 kWh produziert werden. Nur wenige Tage vorher, am 2. Juni 2010, zeigt sich ein gänzlich anderes Produktionsbild, wie in Abbildung 9 ersichtlich.

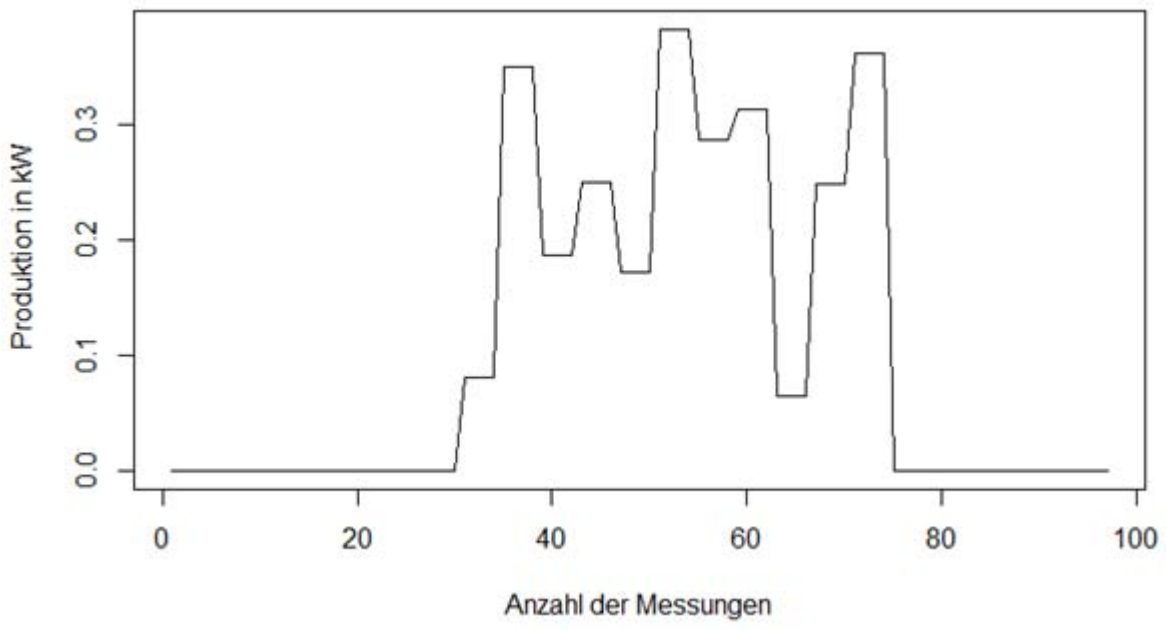

Abbildung 9: PV-Produktion am 2. Juni 2010
Quelle: Eigene Darstellung

An diesem Tag verläuft die Produktion sehr schwankend. Der maximal erzielte Wert für diesen Tag liegt bei 0.38 kW, und auch die Tagessumme liegt mit 2.7 kWh deutlich unter dem Beispieltag aus Abbildung 8. Diese stark schwankenden Produktionsverhältnisse treten zu allen Jahreszeiten auf. Über mehrere Monate betrachtet gibt es erhebliche Unterschiede in der Produktion. Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen die Produktionswerte der Sommer- und der Wintermonate.

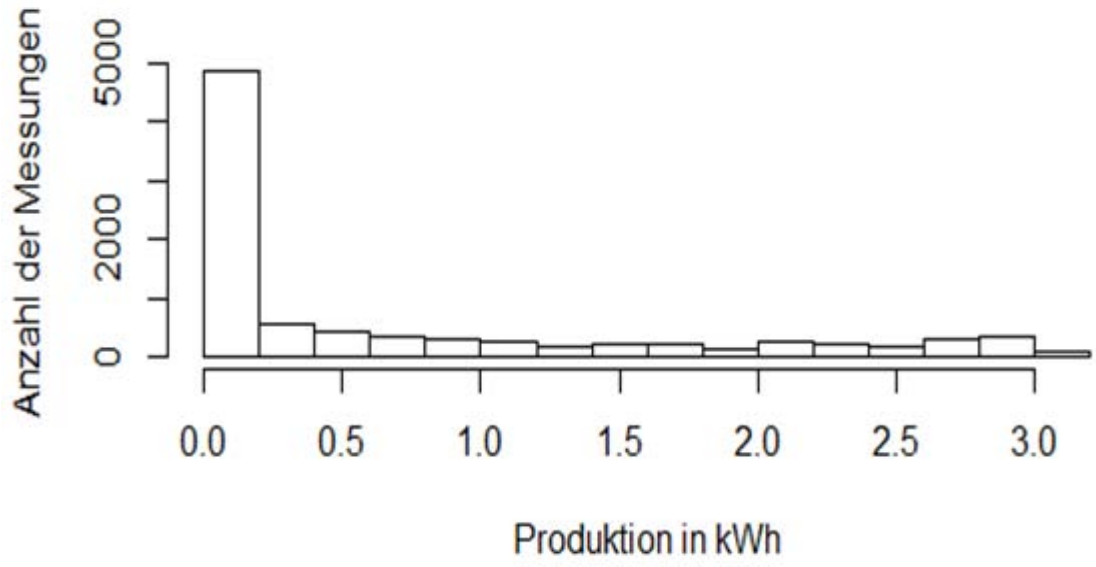

Abbildung 10: PV-Produktion im Sommer
Quelle: Eigene Darstellung

Im Sommer herrschen generell sehr gute Verhältnisse für die PV-Produktion. In Summe wurden in der Zeit vom 1. Juni bis zum 31. August mit einer 4-kW_{peak}-Anlage 1474 kWh elektrische Energie produziert. Deutlich geringer fällt das Ergebnis für die Wintermonate, vom 1. Dezember bis zum 28. Februar, aus. In diesem Zeitraum wurden 422 kWh produziert. In beiden Abbildungen fällt die hohe Zahl der 0-Werte auf. Diese stehen zumeist für die Nachtstunden, wo keine Produktion stattfinden kann. Die Zahl der 0-Werte ist für den Winterzeitraum höher, da die Tageslänge im Vergleich zum Sommer wesentlich reduziert ist. Diese Unterschiede in den Produktionsverhältnissen werden auch bei den Residuen der Produktion ersichtlich.

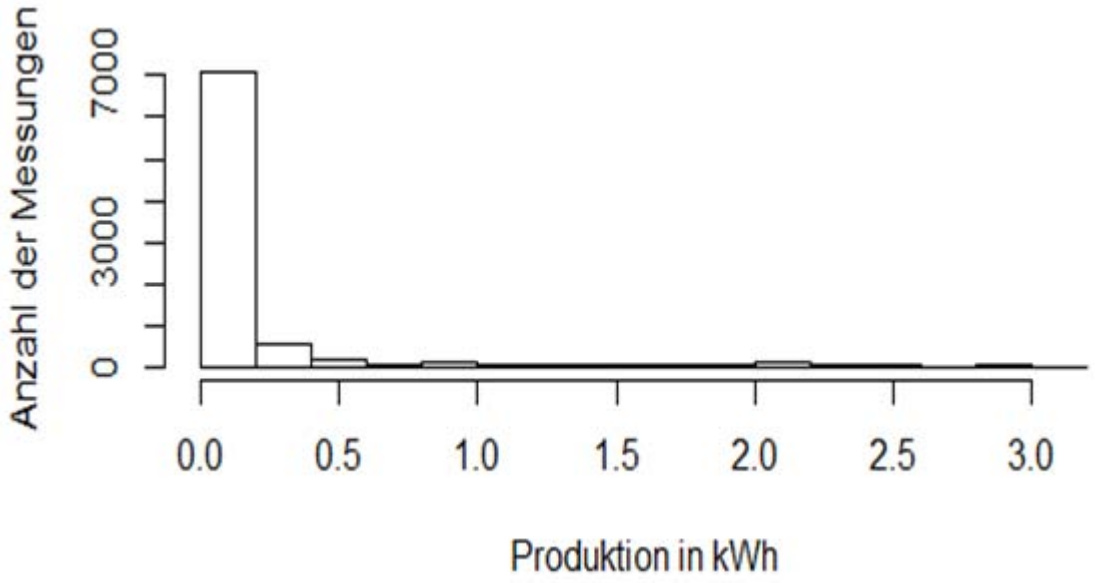

Abbildung 11: PV-Produktion im Winter
Quelle: Eigene Darstellung

Diese Residuen der Produktion wurden im nächsten Rechenschritt ermittelt. Hierfür wurde die Nachfrage der Haushalte von der PV-Produktion abgezogen. Das Ergebnis zeigt die Residuen für alle Haushalte über den gesamten Beobachtungszeitraum. In Abbildung 12 sind die Residuen einer Woche und eines beliebig ausgewählten Haushalts dargestellt, da sich dieser Zeitraum grafisch übersichtlicher darstellen lässt.

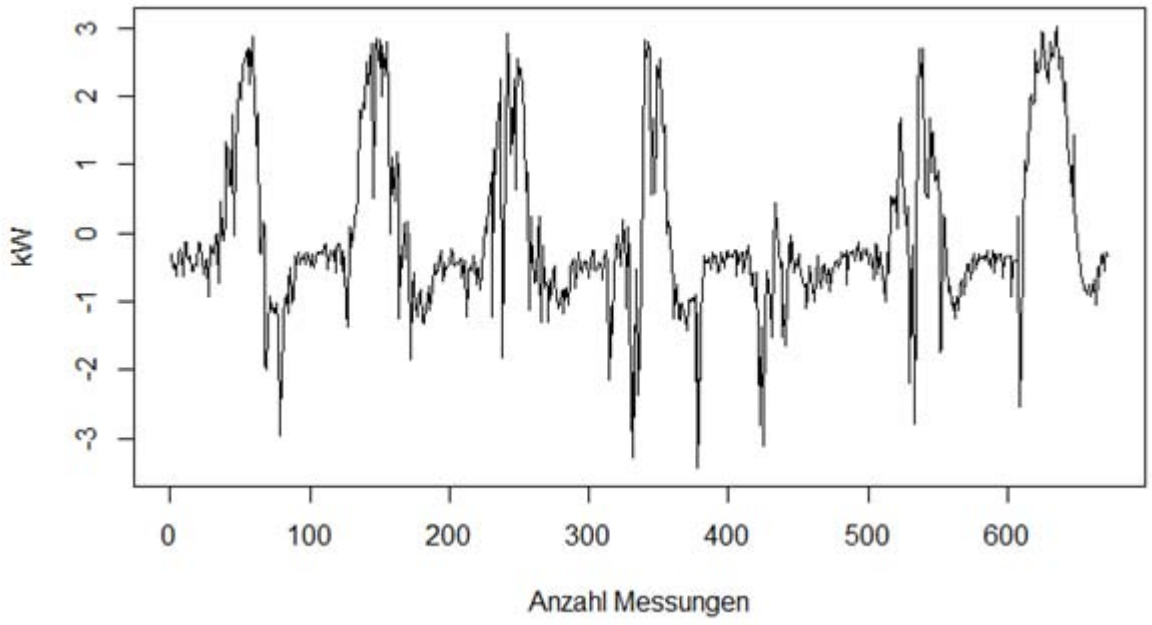

Abbildung 12: Residuen der Produktion
Quelle: Eigene Darstellung

Wenn sich die Residuen im positiven Bereich bewegen, bedeutet dies, dass aus der Produktion der PV-Anlage mehr elektrische Energie gewonnen wird, als der Haushalt verbraucht. Fallen die Residuen in den negativen Bereich, so findet keine Deckung durch die Produktion statt. Abbildung 12 zeigt einen typischen Produktion-Nachfrage-Verlauf. Um die Tagesmitte bewegen sich die Residuen im positiven Bereich, was an der maximalen PV-Produktion und der verminderten Nachfrage liegt. Nachts kann keine Produktion erfolgen, daher bewegen sich die Residuen hier im negativen Bereich. Zwischen den Messpunkten 400 und 500 wird der negative Bereich kaum verlassen, was auf die damaligen Wetterbedingungen zurückzuführen ist.

4.2.1. Übersicht über die Residuen

Über die Residuen aller Haushalte können die jahreszeitlich bedingten Unterschiede in Nachfrage und Verbrauch sehr gut sichtbar gemacht werden. Dafür wurden die meteorologischen Jahreszeiten – und nicht die kalendarischen – verwendet, da diese für die unterschiedlichen Strahlungsverhältnisse von größerer Bedeutung sind. Einzig der Frühling (Abbildung 13) – 1. März bis 31. Mai – kann nicht vollständig abgebildet werden, da die Messreihe erst am 1. April 2010 beginnt. Die restlichen Jahreszeiten konnten vollständig erfasst werden.

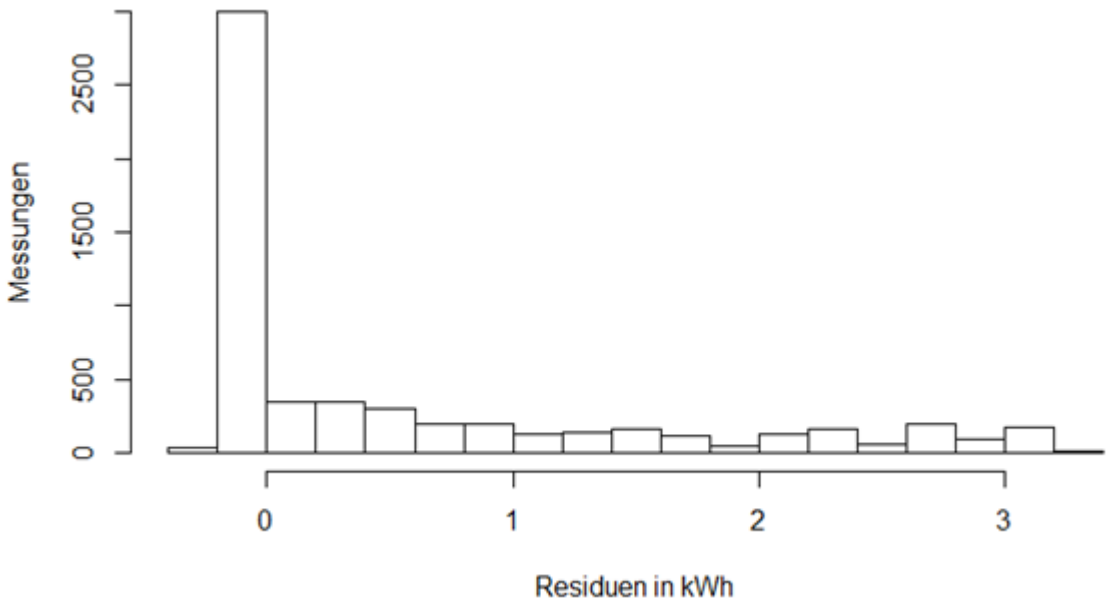

Abbildung 13: Residuen der Produktion im Frühling
Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 13 zeigt ein Histogramm der Frühlingsmonate April und Mai. Die statistische Auswertung für diesen Zeitraum ergibt einen Mittelwert der Residuen von 0.5906 kWh.

Ein deutlicher Unterschied zu den Sommermonaten wird in Abbildung 14 erkennbar.

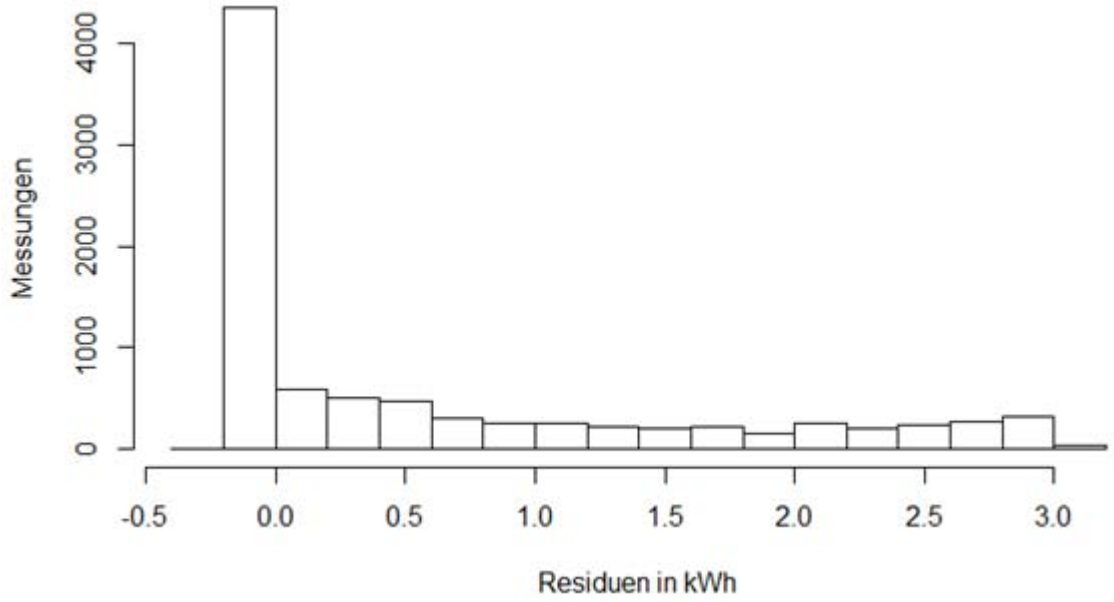

Abbildung 14: Residuen der Produktion im Sommer
Quelle: Eigene Darstellung

Im Mittel betragen die Residuen im Sommer 0.648 kWh. Dies spricht für gute Produktionsverhältnisse bei verringerter Nachfrage. Da zu dieser Jahreszeit fast keine Energie für die Produktion von Raumwärme verwendet werden muss und gleichzeitig die längere Sonnenscheindauer die Notwendigkeit der elektrischen Beleuchtung reduziert, wurde hier die größte Anzahl von positiven Residuen erwartet. Die sich ändernden meteorologischen Bedingungen werden in Abbildung 15 sichtbar.

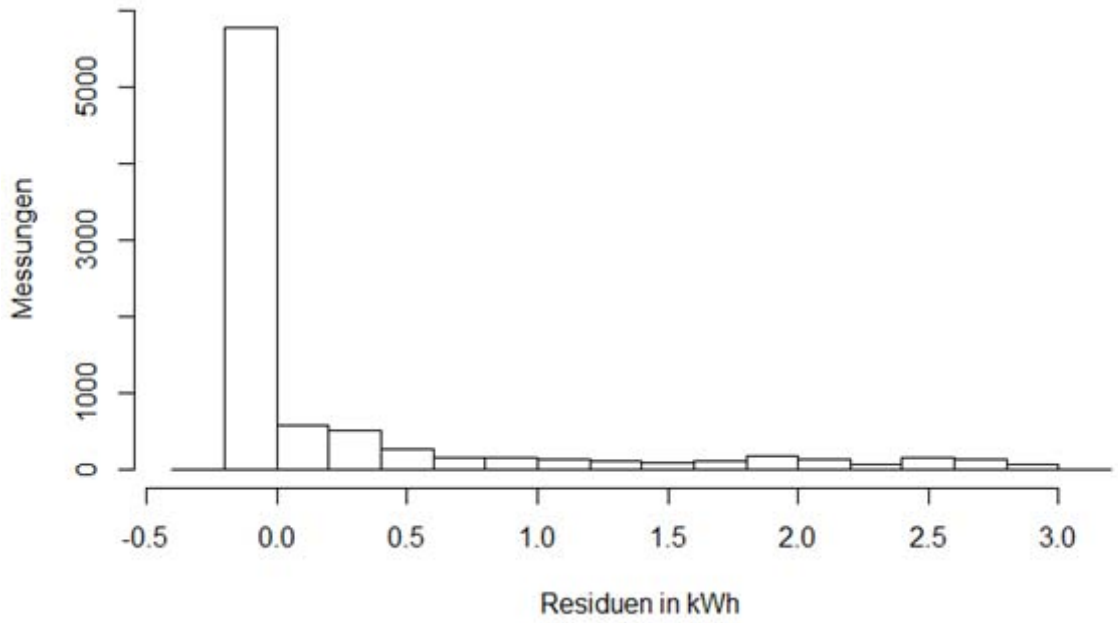

Abbildung 15: Residuen der Produktion im Herbst

Quelle: Eigene Darstellung

Im Vergleich zum Sommer hat sich die Zahl der Residuen während der Herbstmonate im positiven Bereich reduziert. Die Produktionsbedingungen für PV-Anlagen lassen nach, gleichzeitig beginnt die Nachfrage nach elektrischer Energie zu steigen. Der Mittelwert der Residuen für diesen Zeitraum ergibt 0.3135 kWh. Man würde von den Übergangsjahreszeiten Herbst und Frühling ähnliche Werte erwarten, da diese beiden Jahreszeiten in den gemäßigten Klimazonen ähnliche äußere Bedingungen aufweisen. Der Mittelwert der Frühjahrsresiduen liegt aber mit 0.5906 kWh deutlich über dem Herbstwert. Zum einen kann dies damit erklärt werden, dass der Einstrahlungswinkel der Sonnenstrahlen im Frühling eine PV-Produktion bevorzugt. Zum anderen führt die im Herbst einsetzende Bodennebelbildung zu einem erheblichen Anstieg der diffusen Strahlung, woraus sich schlechtere Produktionsbedingungen ergeben. Am deutlichsten erkennbar sind die immer schlechter werdenden Produktionsverhältnisse in Abbildung 16, die den Winter repräsentiert.

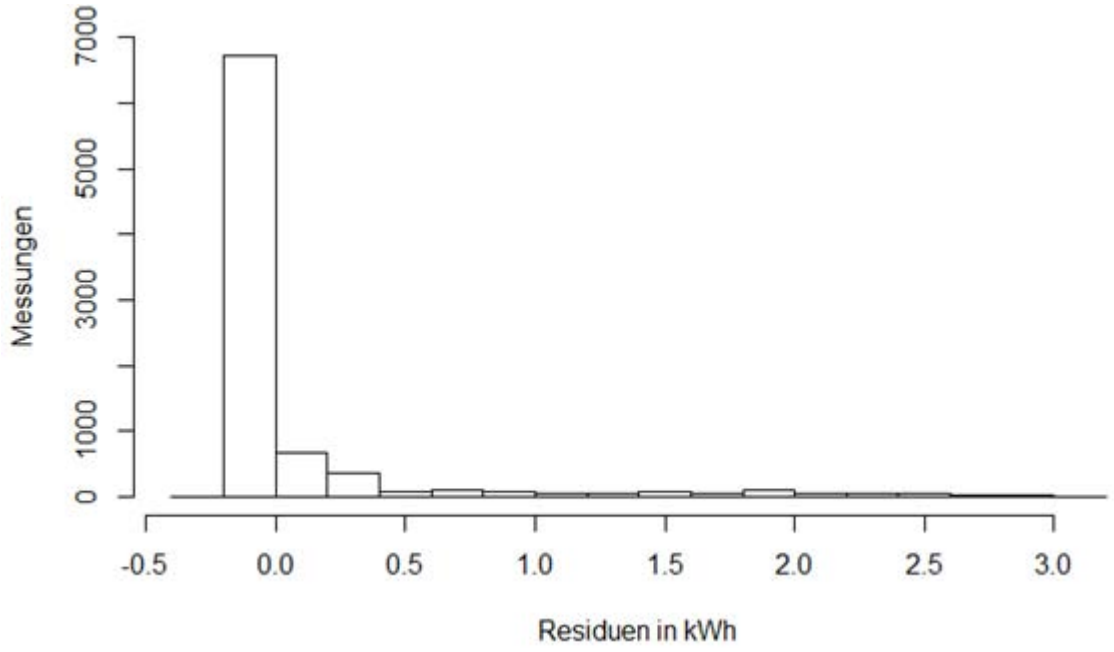

Abbildung 16: Residuen der Produktion im Winter
Quelle: Eigene Darstellung

Im Winter bewegen sich die Residuen kaum noch im positiven Bereich. Der Mittelwert von 0.094 kWh verdeutlicht dies. In den Wintermonaten ist sowohl die Sonnenscheindauer am kürzesten als auch die Nachfrage nach Energie am höchsten. All diese Residuen beziehen sich auf ein reines PV-System ohne Speichereinheit. Wie sich der Einsatz eines Speichers auswirkt, wird in den nachfolgenden Kapiteln behandelt.

4.3. Einsatz eines Batteriespeichers

Ein Ziel der Arbeit ist es, die optimale Kapazität eines Batteriespeichers zu ermitteln. Dazu wurde der Einbau eines Batteriespeichers mit einer fixen Kapazität für jeden Haushalt im Datensatz simuliert. Durch diesen Einbau verändern sich die Residuen jedes Haushalts, da nun der Überschuss der PV-Produktion zuerst für das Laden des Speichers verwendet wird. Hat der Speicher seine maximale Kapazität erreicht und die Produktion übersteigt immer noch die Nachfrage, so kann erst ab diesem Zeitpunkt Strom an das Netz verkauft werden. Im umgekehrten Fall – bei negativen Residuen – wird zuerst die vorhandene Energie aus dem Speicher verbraucht, bis dieser seinen minimalen Ladezustand erreicht hat. Ab diesem Punkt muss Energie aus dem Netz zugekauft werden. Der Speicher soll als eine Art Puffer dienen, um den Netzstrombezug eines Haushalts – und damit auch die Energiekosten – zu reduzieren.

Der Stromverbrauch und der jeweilige Stromtarif sind hierbei wichtige Parameter. Da die Mehrheit der Haushalte den Stromtarif „Optima Wasserkraft Plus“ gewählt hatte, wurden dessen Preise für die Berechnungen verwendet. Die Bruttostromkosten belaufen sich auf 17,9916 Cent pro kWh und die Einspeisung von produzierter PV-Energie wird mit 7,09 Cent pro kWh abgegolten. Die Haushalte wurden in drei Verbrauchskategorien – H_{min}, H_{med} und H_{max} – unterteilt. Diese Unterteilung wurde vorgenommen, um ermitteln zu können wie sich ein PV-Batteriesystem in unterschiedlichen Nachfragesituationen verhält. H_{med} stellt einen österreichischen Einfamilienhaushalt mit durchschnittlichem Energiebedarf dar. H_{min} und H_{max} sollen extremere Nachfragesituationen repräsentieren. Aus jeder Kategorie wurden zehn Haushalte ausgewählt, numerisch analysiert, und anschließend wurde der Durchschnitt der einzelnen Betrachtungspunkte gebildet. So konnten die Stromkosten und der Wert der verkauften Energiemenge ermittelt werden. Für jede Kategorie wurden außerdem vier unterschiedliche Batteriekapazitäten – 2 kWh, 5,5 kWh, 6,3 kWh sowie 10 kWh – angenommen. Die 5,5-kWh und die 6,3-kWh-Batterie entsprechen aktuell auf dem Markt verfügbaren Speichern und diese sind in Tabelle 4 und Tabelle 5 genauer beschrieben. Die Batterien mit 2 kWh und 10 kWh sollen als Vergleich für sehr kleine und sehr große Kapazitäten für Haushalte dienen. Die Leistungswerte dieser beiden Batterien sind realistischen Werten nachempfunden.

Die Ergebnisse der Berechnungen werden in tabellarischer Form in den folgenden Kapiteln dargestellt.

4.4. Wirtschaftlichkeitsanalyse mittels Annuitätenmethode

Für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit wurde die Annuitätenmethode – eine Spezialanwendung der Kapitalwertmethode – verwendet. Mit dem Kapitalwert lässt sich die Vorteilhaftigkeit einer Investition beurteilen. Wenn der Kapitalwert positiv ist, kann eine Investition als sinnvoll bezeichnet werden. Bei der Annuität handelt es sich um eine Zahlungsreihe von identischen Beträgen, deren summierte Barwerte den Kapitalwert ergeben. Es gilt festzustellen, ob durch den Rückfluss der Erträge die Anschaffungskosten einer PV-Anlage oder einer Batterie gedeckt werden können. Dazu wird die Annuität der Anlage – was lässt sich durch den Einsatz einer Batterie verdienen – mit der Annuität der Kapitalkosten – wie viel Geld muss dafür im Jahr ausgelegt werden –verglichen. Ist die Annuität aus dem Betrieb der Anlage höher als die Annuität der Kapitalkosten, rechnet sich die Investition.

Aus den Kosten der Batteriespeicher ergibt sich die Annuität der Kapitalkosten. Die Annuität der Anlage ist aus den Tabellen 11-13 entnommen. Dafür wurde von den jeweiligen Einsparungen der PV-Batteriesysteme die Einsparungen des reinen PV-Systems abgezogen.

Folgende Formel wird für die Annuitätenmethode verwendet. Aus dem Kapitalwert (K0) wird die Annuität (A) ermittelt. Als Laufzeit (N) wurden 25 Jahre angenommen, was der mittleren Betriebsdauer einer PV-Anlage entspricht. Der Kalkulationszinssatz (i) wird mit 2 % angenommen.

$$A = K0 \times \left[\frac{q^N \times (q-1)}{q^N - 1}\right]$$

$$q = 1 + i$$

Die realen Batteriekosten und die Anschaffungskosten für eine PV-Anlage bilden die Grundlage für die Annuitäten der Kapitalkosten. Bei den Batterien mit 5,5 und 6,3 kWh gingen diese Kosten aus der Literatur hervor. Bei den für die Arbeit simulierten Batterien mit 2 und 10 kWh wurden die Kosten mit 1200 Euro pro kWh angenommen. Dieser Wert stellt einen Mittelwert für die momentan am Markt erhältlichen Batterien dar (solaranlagen- portal 2013).

Die Anschaffungskosten für eine PV-Anlage mit 4 kWp Leistung betragen 8580 Euro. Dieser Preis kann von Hersteller zu Hersteller leicht variieren. Als Faustregel gilt, dass für 1 kWp Leistung 2000 Euro an Materialkosten exklusive Installation entfallen (pvaustria, 2013).

4.5. Sensitivitätsanalyse

Eine Sensitivitätsanalyse soll feststellen, welchen Einfluss ausgewählte Einflussfaktoren auf eine definierte Zielgröße haben. Um eine Sensitivitätsanalyse durchführen zu können, muss zuerst ein Baserun festgelegt werden. Dieser Baserun soll einen realistischen Fall abbilden. In der späteren Analyse wurden für den Baserun folgende Parameter-Werte definiert:

Zinssatz: 2 %

Bei einer Laufzeit von 25 Jahre wird mit einer 2-prozentigen Verzinsung sehr konservativ geplant. Dieser Wert wurde gewählt, da bei einem höheren Zinssatz bereits negative Barwerte für die Verbrauchskategorien H_{min} und H_{med} auftreten.

Einspeisetarif: 0.07 Cent/kWh

Beim Einspeisetarif wurde ein Wert gewählt, der dem Einspeisetarif der Haushalte entspricht und sich mit den Angeboten der meisten Energieanbieter deckt.

Bezugstarif: 0.17 Cent/kWh

Dieser Wert entspricht dem tatsächlichen Bezugstarif der Haushalte. Dieser Tarif wurde auch für die restlichen Berechnungen in der Arbeit verwendet.

Laufzeit: 25 Jahre

Dieser Wert entspricht der durchschnittlichen Betriebsdauer einer PV-Anlage.

Folgende Berechnungen wurden im Zuge der Analyse durchgeführt:

1) Ermitteln der überschüssigen PV-Produktion = (A)

2) Multiplikation von A mit dem Einspeisetarif = jährlicher Gewinn

3) Ermitteln der jährlichen Ersparnisse der Haushalte

4) Berechnung des Rentenbarwerts für eine 25-jährige Betriebsdauer

5) Rentenbarwert - Kosten PV-Anlage = maximale Kosten für einen Batteriespeicher

Batteriekapazität: 2 kWh

Diese kleine Kapazität der Batterie wurde gewählt, da Batterien dieser Kategorie aufgrund der geringeren Kosten für die Verwendung auf Haushaltsebene von Bedeutung sein können.

Im Ergebnisteil soll die Annuität eines PV-Batterie-Systems mit der Annuität eines reinen PV-Systems verglichen werden. Dabei wird die Annuität des Profits beider

Systeme betrachtet um darzustellen welchen monetären Nutzen ein Batterie-System bringen kann. In einem ersten Schritt wird die Annuität des Profits einer PV-Anlage ohne Batterie berechnet. Danach wird der Einbau einer Batterie mit 2 kWh in das System simuliert und die neue Annuität des Profits wird ermittelt. Die Differenz der beiden Annuitäten stellt den Nutzen der Batterie dar. Mithilfe der Rentenbarwertmethode kann nun der Barwert des Batteriesystems ermittelt werden. Dieser Barwert stellt gleichzeitig die maximalen Kosten einer Batterie mit 2 kWh dar.

Die Sensitivitätsanalyse soll zeigen, welcher der Einflussfaktoren die stärksten Veränderungen bei dieser Zielgröße auslöst. Dazu werden die Einflussfaktoren stark variiert, um alle möglichen Preisentwicklungen – nach oben sowie nach unten – darzustellen.

5. Ergebnisse

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse sowie die Sensitivitätsanalyse wurden basierend auf den in Kapitel 4 beschriebenen Daten und Methoden durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Analysen sollen nachfolgend vorgestellt werden.

5.1.1. Auswertung der Haushalte mit niedrigem Energiebedarf

In dieser Kategorie befinden sich Haushalte mit einem durchschnittlichen Strombedarf von 2126,1 kWh pro Jahr. Die Kosten für diese Energiemenge belaufen sich auf 382,5 Euro. Dieser Wert bildet den Basiswert, der für die Berechnung der Einsparungen verwendet wurde. Die Kategorie „Einsparungen“ soll zeigen wie sich die Kosten der Haushalte durch den Einsatz der unterschiedlichen PV-Batteriesysteme verändern. Der jeweilige Wert bezieht sich immer auf das Gesamtsystem und stellt nicht die Einsparungen dar, die sich nur durch eine Batterie erzielen lassen.

Die relativ geringe Nachfrage dieser Verbrauchsklasse nach elektrischer Energie lässt darauf schließen, dass die Haushalte aus dieser Kategorie nicht ganzjährig bewohnt sind und/oder über keine elektrische Heizung verfügen. In Tabelle 7 werden die wirtschaftlichen Auswirkungen, die sich durch die Installation einer PV-Anlage und der unterschiedlichen Batteriespeicher ergeben, ersichtlich. In der Spalte „Überproduktion“ ist die Summe der positiven Residuen eingetragen. Diese Energiemenge kann an das Netz verkauft werden. Der „Strombedarf“ bildet die Summe der negativen Residuen ab. Diese Energiemenge muss aus dem Netz zugekauft werden. Subtrahiert man den Gewinn aus dem Stromverkauf von den Kosten für den Stromzukauf, so erhält man die Summe der jährlichen Kosten, die für Energie zu entrichten sind. Im Falle der H_{min} Kategorie sind diese „Kosten“ positiv, da die Gewinne aus dem Stromverkauf die Kosten des Stromeinkaufs übersteigen. Diese neuen jährlichen „Kosten“ werden in der Spalte „Einsparungen“ mit den ursprünglichen Stromkosten, welche die Haushalte der jeweiligen Kategorien vor dem Einbau eines PV- oder PV-Batteriesystems entrichten mussten, verglichen.

Tabelle 7: Auswertung der Ergebnisse für H_{min}

	PV 4 kWp	Bat. 2 kWh	Bat. 5,5 kWh	Bat. 6,3 kWh	Bat. 10 kWh
Überproduktion kWh	3883,9	3255,2	2974	2932,6	2842,7
Stromverkauf p.a. in Euro	275,4	230,8	210,9	207,9	201,5
Strombedarf kWh	1348	720,3	441,7	401,6	359,4
Bruttokosten p.a. in Euro	242,5	129,6	79,5	72,2	64,7
Kosten gesamt p.a. in Euro	+32,9	+101,2	+131,4	+135,7	+136,9
Einsparung p.a. in Euro	415,4	483,7	513,9	518,2	519,4
Deckungsgrad PV in %	36,6	66,2	79,3	81,2	83,2

Quelle: Eigene Darstellung

Durch die Installation einer PV-Anlage kann über den Beobachtungszeitraum ein Gewinn von 32,9 Euro generiert werden. Dies bedeutet, dass die Summe des verkauften Stroms die Kosten für den Stromzukauf übersteigen. Vergleicht man dies mit der Ausgangslage es waren 382,5 Euro jährlich für Energie zu entrichten – dieser Haushaltskategorie, so ergeben sich Einsparungen in der Höhe von 415,4 Euro. Bei dieser Verbrauchskategorie (H_{min}) erreicht eine PV-Anlage einen Deckungsgrad von 36,6 %. Der Deckungsgrad gibt an, welcher Anteil der gesamten Stromnachfrage durch die PV-Anlage gedeckt werden kann. Je höher der Deckungsgrad, desto besser ist die Anlage in das Verbrauchssystem des Haushalts integriert. Es zeigt sich,

dass sich der Einsatz eines Batteriespeichers sehr positiv auf den Deckungsgrad auswirkt.

Je größer die Kapazität der Batterie, desto geringer wird die PV-Überproduktion und desto höher fällt der Deckungsgrad aus. Betrachtet man nur die Einsparungen, die mit Hilfe der Batterie erzielt werden können, so steigen diese auch mit zunehmender Kapazität an, jedoch liegen sie bei den Batterien der Kapazitäten 5,5, 6,3 und 10 kWh innerhalb eines sehr geringen Rahmens von 6 Euro pro Jahr. Bei allen Systemen fällt das Verhältnis von zugekaufter zu verkaufter Energie zugunsten der Haushalte, sodass keine jährlichen Strombezugskosten, sondern Überschüsse entstehen. Es kann also mehr Strom an das Netz verkauft werden als zugekauft werden muss. Eine genaue Analyse, welche die Anschaffung einer PV-Anlage und einer Batterie aus Konsumentensicht wirtschaftlich betrachtet, wird anschließend an die beiden folgenden Verbrauchskategorien vorgenommen.

5.1.2. Auswertung der Haushalte mit mittlerem Energiebedarf

In dieser Kategorie befinden sich Haushalte mit einem durchschnittlichen Strombedarf von 4389,9 kWh pro Jahr. Dieser Wert liegt sehr nahe am durchschnittlichen Verbrauch eines österreichischen Einfamilienhaushalts (Anm. 4400 kWh). Die Kosten für diese Energiemenge belaufen sich auf 790,1 Euro im Jahr. In Tabelle 8 sind die wirtschaftlichen Auswirkungen, die sich durch die Installation einer PV- Anlage und der unterschiedlichen Batteriespeicher ergeben, ersichtlich.

Tabelle 8: Auswertung der Ergebnisse für H_{med}

	PV 4 kWp	Bat. 2 kWh	Bat. 5,5 kWh	Bat. 6,3 kWh	Bat. 10 kWh
Überproduktion kWh	3232,7	2603,6	2061,3	1912,5	1738,5
Stromverkauf p.a. in Euro	229,2	184,6	146,1	135,6	123,3
Strombedarf kWh	2969,7	2331,8	1791,2	1643,6	1473,2
Bruttokosten p.a. in Euro	532,7	419,5	322,3	295,7	265,1
Kosten gesamt p.a. in Euro	-303,5	-234,9	-176,1	-160,1	-141,8
Einsparung p.a. in Euro	486,7	555,2	614	630	648,3
Deckungsgrad PV in %	32,6	46,9	59,2	62,6	66,5

Quelle: Eigene Darstellung

Bei dieser Verbrauchskategorie fällt der Deckungsgrad, der mit einer PV-Anlage erreicht werden kann, mit 32,6 % geringer aus als in der Klasse H_{min}. Auch in H_{med} kann durch eine PV-Anlage der Strombezug aus dem Netz gesenkt werden. Die gesamten Stromkosten mit einer PV-Anlage betragen hier 303,5 Euro im Jahr. Es wird kein Gewinn mehr erwirtschaftet, aber die Einsparungen im Vergleich zur Ausgangssituation (jährliche Kosten von 790,1 Euro) betragen nun 486,7 Euro.

Durch den Einsatz von Batterien können bei H_{med} im Fall der 10-kWh-Batterie Deckungsgrade von bis zu 66,5 % erreicht werden. Die Einsparungen reichen von 555,2 Euro bis zu 648,3 Euro im Vergleich zu dem Haushaltsverbrauch ohne PV-Speicher-System. Abgesehen von der 2-kWh-Batterie liegen die Einsparungen innerhalb von 34,3 Euro pro Jahr. Damit zeigt sich auch hier kein deutlicher

Unterschied im Vergleich der drei größeren Speicherkapazitäten. Bei den Deckungsgraden liegt die kleinste Batterie mit 46,9 % weit hinter den anderen. Da die H_{med} Haushalte besonders nahe am österreichischen Durchschnittsverbrauch liegen, wird ihnen bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse noch eine besondere Bedeutung zukommen.

5.1.3. Auswertung der Haushalte mit hohem Energiebedarf

In dieser Kategorie befinden sich jene Haushalte des Datensatzes, die eine sehr hohe Energienachfrage aufweisen. Ihr durchschnittlicher Strombedarf liegt bei 7949,8 kWh jährlich. Dieser Wert übersteigt den österreichischen Durchschnitt beinahe um das Doppelte. Der Einsatz einer elektrischen Heizung oder mangelhafte thermische Isolierung könnten Gründe für diesen gesteigerten Energiebedarf sein. Die durchschnittlichen Kosten, die diese Haushalte jährlich für Energie entrichten müssen, belaufen sich auf 1430,3 Euro. In Tabelle 9 sind wiederum die wirtschaftlichen Auswirkungen, die sich durch die Installation einer PV-Anlage und der zusätzlichen Verwendung eines Batteriespeichers ergeben, ersichtlich.

Tabelle 9: Auswertung der Ergebnisse für H_{max}

	PV 4 kWp	Bat. 2 kWh	Bat. 5,5 kWh	Bat. 6,3 kWh	Bat. 10kWh
Überproduktion kWh	2403,7	1798,2	1242,6	1023,5	679,2
Stromverkauf p.a. in Euro	170,4	127,5	88,1	72,6	48,2
Strombedarf kWh	5688,5	5086,1	4531,2	4311,8	3979,5
Bruttokosten p.a. in Euro	1023,4	915,1	815,2	775,8	714,3
Kosten gesamt p.a. in Euro	-853	-787,6	-727,1	-703,2	-666,2

Einsparung p.a. in Euro	577,3	642,7	703,2	727,1	764,1
Deckungsgrad PV in %	28,5	36,1	43,2	46	50,3

Quelle: Eigene Darstellung

Der Deckungsgrad, den eine PV-Anlage bei der Verbrauchskategorie H_{max} erzielen kann, ist mit 28,5 % der niedrigste der drei Verbrauchskategorien. Allerdings erzielt hier der alleinige Einsatz einer PV-Anlage mit 577,3 Euro die höchsten Einsparungen. Ohne PV-Anlage mussten diese Haushalte 1430,3 Euro im Jahr für ihre verbrauchte Energiemenge entrichten. Zwar liefert die PV-Anlage nur 28,5 % der benötigten elektrischen Energie, aber bedingt durch den sehr hohen Startwert lässt sich in dieser Kategorie der meiste Strom substituieren.

Auch in dieser Kategorie können durch den Einsatz einer Batterie sowohl der Deckungsgrad als auch die Einsparungen gesteigert werden. Die Gesamtkosten für elektrische Energie konnten im Bezug zur Ausgangssituation beinahe um 50 % reduziert werden. Auch hier fällt der geringe Unterschied bei den Einsparungen und dem Deckungsgrad innerhalb der Batterien – mit Ausnahme der 2-kWh-Batterie – auf.

5.1.4. Bewertung der Wirtschaftlichkeit mittels Annuitätenmethode

Besonders auffällig ist der Zusammenhang zwischen dem Deckungsgrad der PV-Anlage und der Höhe der Einsparungen. Die Haushalte mit dem geringsten Verbrauch konnten in allen Fällen den höchsten Deckungsgrad erzielen. Vor allem mit dem Einsatz eines Speichers sind hier Deckungsgrade von mehr als 80 % möglich. Durch den geringen Energiebedarf kann hier die Batterie länger als Pufferspeicher dienen. Außerdem erzielten in dieser Kategorie alle Haushalte Gewinne beim Verkauf von Energie an das Netz. Steigt der Verbrauch von elektrischer Energie an, so sinkt der Deckungsgrad bei allen Systemen bei gleichbleibender PV-Anlagengröße. Die höheren Verbrauchsspitzen der Kategorien H_{med} und H_{max} führen dazu, dass die Kapazität eines Batteriespeichers schneller erschöpft ist. Es muss mehr Energie aus dem Netz bezogen werden, wodurch die Kosten für zugekauften Strom die Erträge aus dem Stromverkauf übersteigen. Die Summe der möglichen Einsparungen steigt

mit erhöhtem Verbrauch an, da der meiste produzierte Strom der PV-Anlage für die Eigenverbrauchsdeckung verwendet wird.

Die Ergebnisse für die Haushalte mit niedrigem Verbrauch sind in Abbildung 17 dargestellt. In dem Balken „Annuität Ein." sind jeweils die erzielten jährlichen Annuitäten aus dem Betrieb der Anlagen aufgetragen. Ist dieser Wert kleiner als der im zweiten Balken dargestellte Wert der Annuität der Kapitalkosten „Annuität Aus.", so ist eine Investition nicht sinnvoll. Es soll hier gezeigt werden, welche Batterien sich ein Haushalt aus den drei Verbrauchskategorien leisten kann.

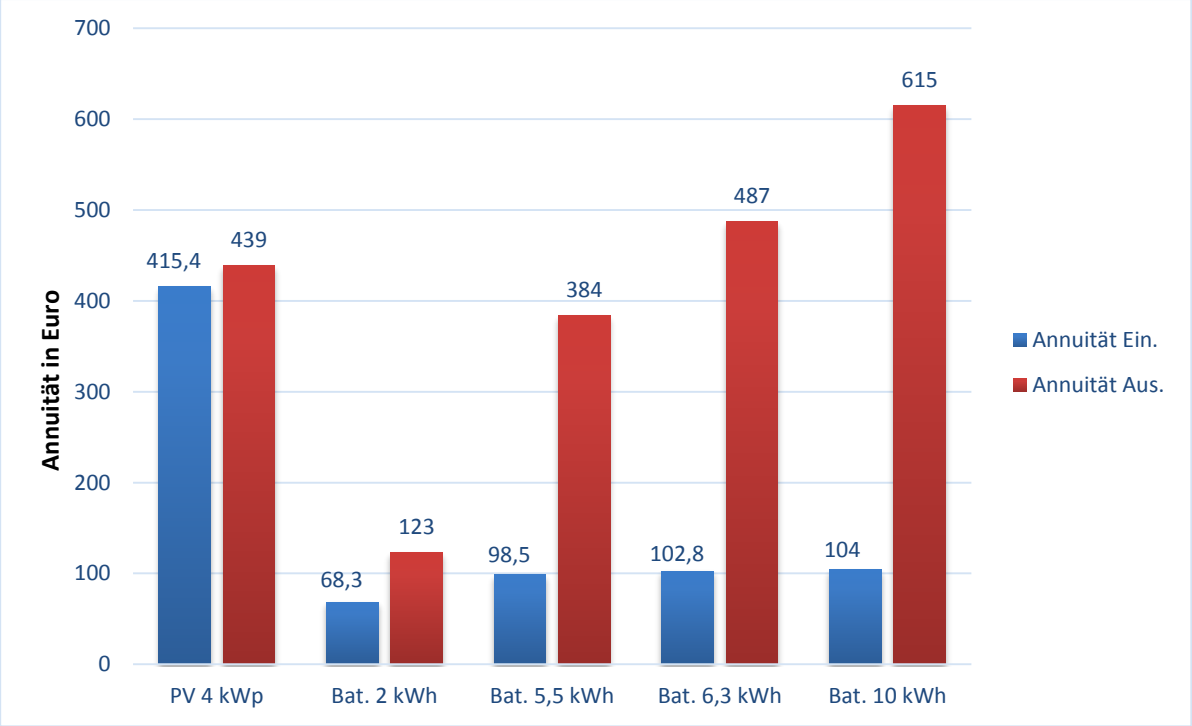

Abbildung 17: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse H_{min}

Quelle: Eigene Darstellung

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass der Kapitalwert und die Annuität mit zunehmender Batteriekapazität leicht ansteigen. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass sich für diese Verbrauchskategorie die Anschaffung einer 4-kW_{peak}-PV-Anlage als unrentabel erweist. Diese Investition (8580 Euro) kann sich nicht amortisieren.

Die durch die Batterien erzielten Annuitäten der Einnahmen reichen nicht aus um den Kauf der Batterie zu finanzieren. Mit Ausnahme der 2 kWh Batterie liegen die Annuitäten sehr eng zusammen.

Aus Kundensicht ist es daher wichtig, über den eigenen Energiebedarf genau Bescheid zu wissen, da sich bei einem geringen Energiebedarf eine 4-kW_{peak}-PV-Anlage nicht als sinnvolle Investition erweist. Besser wäre es in diesem Fall auf eine Batterie gänzlich zu verzichten und eine PV-Anlage mit geringerer Leistung zu installieren.

Abbildung 18 bildet die Haushalte der mittleren Verbrauchskategorie ab.

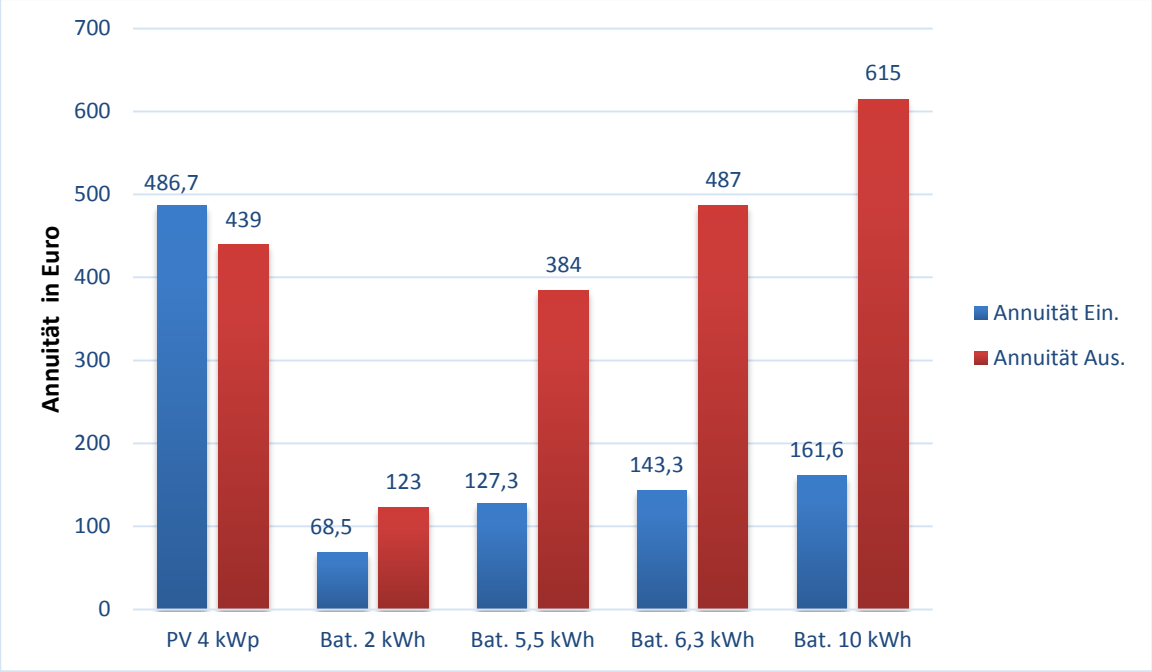

Abbildung 18: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse H_{med}

Quelle: Eigene Darstellung

Bei den Haushalten der mittleren Verbrauchskategorie ist zumindest die Anschaffung einer PV-Anlage in allen angenommenen Fällen aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll. Die Anschaffung einer Batterie ist auch hier aus wirtschaftlicher Sicht nicht zu empfehlen. Die Unterschiede der einzelnen Annuitäten sind hier deutlicher ausgeprägt als in der Kategorie H_{min}.

Die Haushalte mit sehr hohem Verbrauch (H_{max}) sind in Abbildung 19 dargestellt.

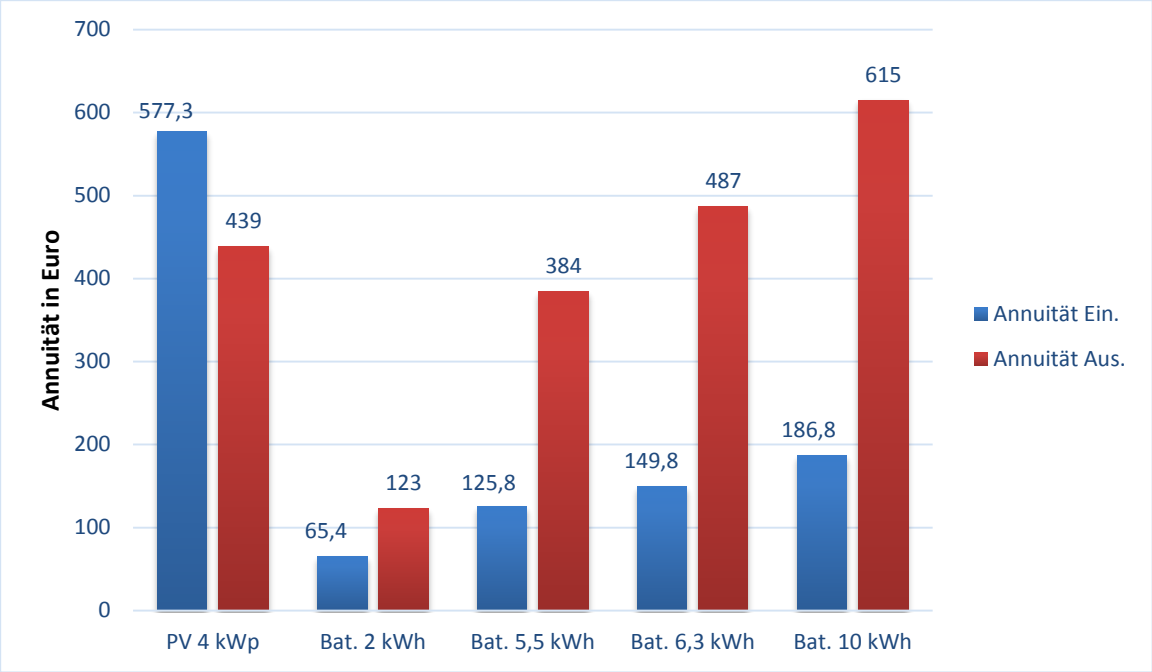

Abbildung 19: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse H_{max}
Quelle: Eigene Darstellung

In dieser Kategorie werden durch die Kombination von Batteriespeicher und PV-Anlage die höchsten Kapitalwerte erzielt. Besonders auffällig ist es, das die Batterien 2 kWh und 5,5 kWh im Vergleich zur vorherigen Haushaltskategorie H_{med} nun niedrigere Annuitäten erzielen. Die lässt sich über die sehr hohen Verbrauchsspitzen, die in dieser Kategorie auftreten, erklären. Eine Batterie mit geringer Kapazität kann hier kaum noch ihre Pufferwirkung entfalten, da sie sehr schnell entladen ist. Einzig die Kombination aus einer 4 kWp PV-Anlage und einer Batterie mit 2 kWh könnte die zusätzlichen Batteriekosten decken. Diese Betrachtung ist aber nicht zulässig, da durch die hohe Annuität der PV-Anlage die niedrige Annuität der Batterie verzerrt wird.

Es zeigt sich dass der Verbrauch einen wesentlichen Einfluss auf die Rentabilität einer Batterie hat. Bei sinkenden Preisen für Batteriespeicher könnten sich diese Systeme auf Haushaltsebene durchsetzen. Ein genauerer Ausblick wird im Kapitel „Diskussion und Schlussfolgerungen“ erfolgen.

5.2. Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

In nächsten Schritt der empirischen Auswertung wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Ziel dieser Analyse ist es festzustellen, welcher Einflussfaktor die größten

Auswirkungen auf die Höhe der Annuität eines Batterie-Systems hat. Folgende Einflussfaktoren wurden betrachtet:

- Zinssatz
- Einspeisetarif
- Bezugstarif

Durch die Variation eines Faktors kann dessen Einfluss auf das Ergebnis festgestellt werden. Diese Variation wird für alle Faktoren durchgeführt, und anschließend können die prozentuellen Änderungen der Input-Parameter mit der prozentuellen Änderung des Output-Wertes verglichen werden. Als Berechnungsmethode wurde die Rentenbarwertmethode angewendet.

K0 wird auch als Barwert oder Gegenwartswert einer zukünftigen Zahlung bezeichnet. Er errechnet sich aus der Verzinsung der jährlichen Überschüsse. Aus dieser Formel lässt sich durch eine Umformung leicht die Höhe von G (jährlicher Überschuss) berechnen. Diese umgeformte Version der Formel wurde als „Annuitätenformel“ im vorherigen Kapitel verwendet (Geyer 2006).

$$K0 = G \times \left(\frac{1 - \frac{1}{1+i}^{N}}{i} \right)$$

Es wurden wieder die drei bereits definierten Verbrauchskategorien der Haushalte getrennt voneinander betrachtet. Die Ergebnisse der Haushalte mit niedrigem Energiebedarf (H_{min}) werden in Abbildung 20 dargestellt.

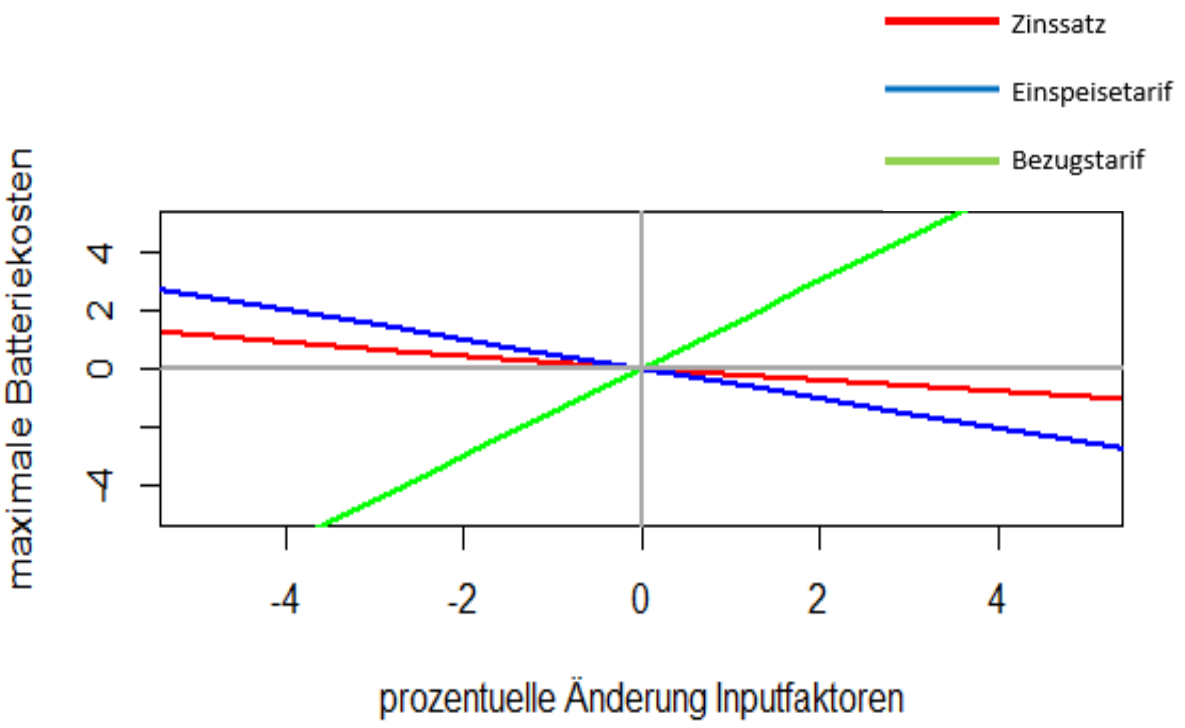

Abbildung 20: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für H_{min}
Quelle: Eigene Darstellung

Es zeigt sich deutlich, dass die Verbrauchskategorie H_{min} sehr sensibel auf geringe Änderungen der Inputfaktoren reagiert. Eine Erhöhung des Einspeisetarifs und des Zinssatzes führen zu einer Reduktion der maximalen Batteriekosten. Steigt der Bezugstarif, steigen auch die maximalen Batteriekosten. Der Grund für die hohe Sensibilität in dieser Verbrauchskategorie liegt in der niedrigsten jährlichen Rente unter den drei Haushaltskategorien und dem daraus resultierenden kleinen Barwert.

Abbildung 21 zeigt die mittlere Verbrauchsklasse (H_{med}), die etwas unsensibler auf Änderungen reagiert.

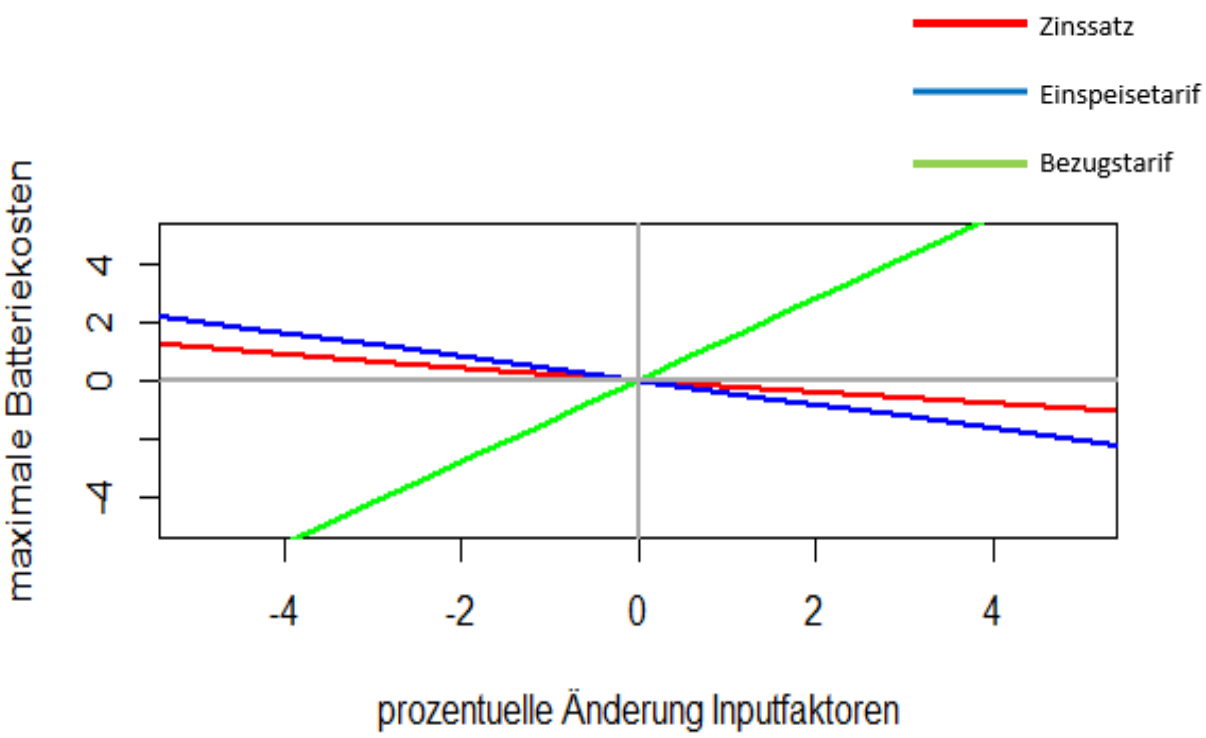

Abbildung 21: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für H_{med}
Quelle: Eigene Darstellung

Die Zusammenhänge sind ident zu Abbildung 20. Ausgehend von einem höheren Barwert können die Inputfaktoren in dieser Kategorie stärker verändert werden, bis sich die maximalen Batteriekosten erhöhen bzw. verringern. Ein ähnliches Bild zeigt sich in der höchsten Verbrauchskategorie (H_{max}), die in Abbildung 22 dargestellt wird.

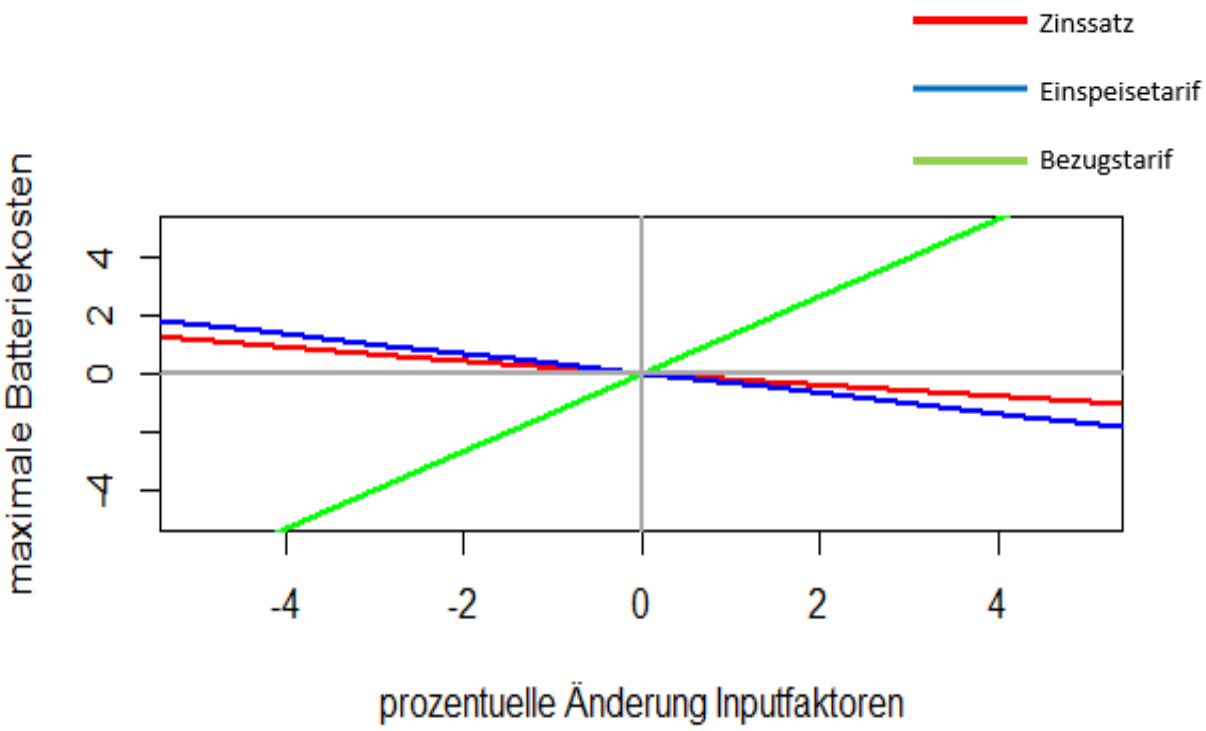

Abbildung 22: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für H_{max}
Quelle: Eigene Darstellung

Die immer flacher werdenden Geraden zeigen an, dass diese Kategorie mit dem höchsten Haushaltsverbrauch (H_{max}) die geringste Sensibilität für Änderungen der Einflussfaktoren aufweist.

Zusammenfassend kann also gesagt werden, dass sich für die drei Verbrauchskategorien sehr ähnliche Sensitivitäten zeigen. Wie im vorherigen Kapitel ersichtlich wurde unterscheiden sich die mit einer 2 kWh Batterie erzielten Annuitäten kaum, daher gibt es auch keine großen Unterschiede in den Barwerten. Die größten Veränderungen erzielt der Einsatz einer Batterie bei den positiven und negativen Residuen. Daher haben die beiden Stromtarife auch einen wesentlichen Einfluss auf das Endergebnis. Wie diese Erkenntnisse nun auf die Optimierung eines PV-Batterie-Systems auswirken soll in dem abschließenden Kapitel aufgezeigt werden.

6. Diskussion und Schlussfolgerungen

Solare Energie als nachhaltige und unerschöpfliche Energiequelle hat in den letzten Jahren immer stärker an Bedeutung gewonnen. Das politische Ziel der Energiewende und die mit PV verbundene Möglichkeit für Haushalte, teilweise Energieautarkie zu erreichen, haben zu einem massiven Ausbau von Photovoltaikanlagen in Österreich sowie in vielen anderen europäischen und außereuropäischen Staaten geführt. Im Jahr 2012 wurde in Österreich eine Strommenge von 344 GWh durch PV-Anlagen produziert. Die Leistung aller installierten Anlagen betrug 2012 im Jahr 362,9 MW_{peak}. Gemessen am Gesamtstromaufkommen des Landes wurden 0,61 % durch PV-Strom gedeckt. Der Bundesverband Photovoltaik Austria hat sich bis 2020 eine Steigerung der Leistung auf 6,4 GWp bzw. auf 8 % PV-Anteil am Stromverbrauch zum Ziel gesetzt (Photovoltaik Austria Federal Association 2013).

Diese Zahlen verdeutlichen, dass auch in den nächsten Jahren ein massiver Ausbau des PV-Sektors zu erwarten ist. Eine besondere Bedeutung wird dabei den Kleinanlagen beigemessen. Diese Anlagen mit einer Leistung von weniger als 5 KWp werden überwiegend als Aufdach-Anlagen montiert und sollen dabei helfen, die Strombezugskosten eines Haushalts zu senken. Durch die ständig steigende Anlagenzahl beginnen sich nun die Betriebsbedingungen für das Stromnetz zu verändern. Da jede installierte und an das Netz gekoppelte Anlage einen kleinen Stromproduzenten darstellt, müssen verschiedene Problemstellungen beachtet werden, welche in Kapitel 2.3 formuliert werden. Abhilfe soll der verstärkte Einsatz von Stromspeichern für Haushalte schaffen. Es gibt viele unterschiedliche Ausführungen und Kapazitäten von Speichereinheiten, die in Kapitel 2.6 näher beschrieben werden. Die Analyse des empirischen Teils der vorliegenden Arbeit bildet die Grundlage für Vorschläge zur Optimierung eines PV-Speichersystems.

Wenn die Strombezugskosten eines Haushalts über den Einsatz einer PV-Anlage gesenkt werden sollen, so muss man zuallererst sehr genau über den Eigenenergiebedarf Bescheid wissen. Der für die Arbeit zugrundeliegende Datensatz besteht – nach der Filterung – aus 480 Haushalten. Zu jedem dieser Haushalte liegen über einen Zeitraum von 13 Monaten 37920 Messpunkte vor, die ein sehr detailliertes Bild des jeweiligen Stromverbrauchs darstellen. In der Arbeit wurden die Haushalte in drei Verbrauchskategorien eingeteilt, um aufzeigen zu können dass sich bei

unterschiedlicher Verbrauchsstruktur durch den Einsatz einer PV-Anlage – mit oder ohne Speicher – sehr unterschiedliche Ergebnisse erzielen lassen.

Es zeigt sich, dass jene Haushalte mit dem höchsten Stromverbrauch (H_{max}) auch über das größte Einsparungspotenzial an Stromkosten durch den Einsatz einer PV Anlage verfügen. Mit dem Einsatz einer 4 kW_{peak} PV-Anlage lassen sich hier 577 Euro im Jahr einsparen. Die Haushalte der kleinsten Verbrauchkategorie sparen in diesem Vergleich 415 Euro ein. Der Grund dafür ist im Preisverfall der Einspeisetarife zu suchen. Zwar lag laut der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG die durchschnittliche Vergütung für PV-Strom im Jahr 2013 noch bei 29,3 Cent/kWh, jedoch kommt dieser hohe Preis durch viele alte, auslaufende Verträge und Förderungen zustande. Bei einem hohen Vergütungstarif ist es also sinnvoll, möglichst viel Strom an das Netz zu verkaufen, da die Bruttostromkosten – je nach Tarif – momentan bei 17- 20 Cent pro verbrauchter kWh liegen. Ein Vergleich der aktuellen Vergütungstarife zeigt, dass die meisten Energiedienstleister aktuell zwischen 7- 18 Cent pro eingespeister kWh zu zahlen bereit sind (pvaustria 2013). Bei den meisten Tarifen wird der Kunde aber an besondere Auflagen gebunden. So gilt der Tarif oftmals nur für eine bestimmte produzierte Energiemenge oder man muss als Kunde die PV-Anlage direkt vom Energiedienstleister errichten lassen und sich vertraglich für eine bestimmte Laufzeit binden. Aus Kundensicht wird es also immer weniger rentabel, die unverbrauchten Energiemengen wieder in das Netz einzuspeisen. Daher muss in Hinblick auf eine effiziente Anlagengestaltung darauf geachtet werden, dass die durch die PV-Anlage kompensierte Netzstrommenge möglichst groß ist. Bei den Haushalten H_{max} ist genau dies der Fall. Sie verfügen bei der aktuellen Marktlage und bei der gegebenen Anlagengröße von 4 kWp über das günstigste Verhältnis von Überproduktion zu Eigenbedarfsdeckung. Die Haushalte der niedrigsten Verbrauchskategorie (H_{min}) speisen die größte Energiemenge wieder zurück ins Netz ei, die Einsparungen, die sich mit einem PV-System erzielen lassen, sind dadurch am geringsten. Bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse dieser Haushalte hat sich gezeigt, dass die Anschaffung einer 4-kW_{peak}-PV-Anlage, bei angenommenen Kosten von 8580 €, hier aktuell nicht wirtschaftlich ist.

Es muss an dieser Stelle kritisch angemerkt werden, dass für sämtliche Berechnungen die Daten einer PV-Anlage mit einer Leistung von 4 kW_{peak} verwendet wurden. Diese Größe wurde im Vorfeld angenommen, da es sich um eine durchschnittliche, in Österreich installierte, Anlagengröße handelt. Für Haushalte mit niedrigem, aber

auch durchschnittlichem Energiebedarf fällt eine solche Anlage aber zu groß aus. Dies zeigt sich anhand der Tatsache, dass in den Kategorien Hmin und Hmed relativ große Energiemengen wieder eingespeist werden. Da sich eine Einspeisung aufgrund der momentanen Tarifsituation aber nicht als rentabel erweist, wäre es besser die produzierte Energie nur für den Eigenbedarf zu verwenden.

Eine Möglichkeit den Deckungsgrad des PV-Systems zu erhöhen, stellen Batteriespeicher dar. Generell haben alle im empirischen Teil eingesetzten Speicher dazu beigetragen, die Einsparungen der Haushalte aller Verbrauchskategorien zu erhöhen. Die Bandbreite der durch die Batterien erzielten Annuitäten reichte dabei von 65 bis 187 Euro pro Jahr. Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass die Reduktion der vom Netz bezogenen Energiedurch Batterien mit zunehmendem Energiebedarf der Haushalte ansteigt. Auch eine Steigerung der Batteriekapazität trägt zu Verminderung des Netzbezugs bei. Auffällig war hierbei, dass eine starke Erhöhung der Kapazität von 5,5 auf 10 kWh in allen Fällen nur mehr kleine Einsparungen beim Strombezug vom Netz mit sich brachte. Die kleinste Batterie mit 2 kWh Leistung schnitt hinsichtlich der möglichen Verringerung des Netzstrombezugs am schlechtesten ab. Der große Vorteil dieser Batteriegröße liegt aber in den niedrigen Anschaffungskosten. Für die Arbeit wurden 2400 Euro für die Anschaffung angenommen. Die restlichen Batterien liegen deutlich über diesem Preis. Anhand der Annuitätenmethode wurde berechnet, ob die Batterien sich über die zusätzlich erzielten Einsparungen selbst finanzieren können. Die in den Abbildungen 17 bis 19 dargestellten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigen, dass dies in keinem Fall möglich war. Die Gründe dafür liegen in den momentan zu hohen Kosten für Batteriespeicher. Bei der Berechnung wurden 25 Jahre Lebensdauer für das Batterie-PV-Systems angenommen. Als Vereinfachung erfolgte während dieser Zeit kein Tausch einer Batterie, auch Wartungskosten wurden nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse der Berechnungen stellen also einen Idealfall dar.

Anhand der Ergebnisse lässt sich ableiten, dass die Anschaffung einer Batterie für alle untersuchten Haushalte nicht rentabel ist. Von den Batteriekapazitäten 5,5 6,3 und 10 kWh ist abzuraten, da deren Anschaffungskosten zu hoch sind. Diese Batterie reicht aus, um – im geladenen Zustand – die Nachfrage während der Nachtstunden zu decken und tagsüber kurzfristige Produktionsausfälle zu kompensieren. Eine vollständige Energieautarkie konnte mit keiner der eingesetzten Batterien erreicht werden. Durch den Einsatz einer Batterie mit 2 kWh Kapazität wurde in allen Fällen

der Deckungsgrad der PV-Anlage gesteigert. Da sich diese Batteriegröße bei den angenommenen Preisen und einem hohen Energiebedarf als nicht rentabel erweist, kann keine Kaufempfehlung hinsichtlich wirtschaftlicher Kriterien gefällt werden. Für die Anschaffung einer Batterie müssen die Kunden in jedem Fall Eigenmittel zuschießen. Daher ist momentan nur der alleinige Betrieb einer PV-Anlage rentabel, wenn diese entsprechend dimensioniert wurde. In den Verbrauchskategorien H_{med} und H_{max} konnte sich die PV-Anlage über die erzielten Einsparungen beim Bezug von Netzstrom finanzieren. In einer weiterführenden Arbeit könnte untersucht werden, welche Leistung der PV-Anlage für die jeweiligen Verbrauchskategorien optimal ist. Für zukünftige Entwicklungen innerhalb des Batteriesektors sind maßgeblich die Hersteller von Elektroautos verantwortlich. Einer der führenden Hersteller von Elektrofahrzeugen, Tesla Motors, spricht von möglichen Batteriepreisen von 200 US-Dollar (~150 €) pro kWh (wiwo 2013). Noch haben Batterien dieser Preisklasse nicht die Marktreife erreicht, und es bleibt abzuwarten, inwiefern sich die Preise auf Batteriespeicher für PV-Systeme übertragen lassen. Es kann aber auch hier mit fallenden Preisen gerechnet werden. In diesem Fall würden sich die Kosten eines PV-Batteriesystems drastisch reduzieren; eine völlig neue Ausgangslage wäre geschaffen, die diese Systeme auch in den Grenzfällen rentabel werden ließe.

7. Literaturverzeichnis

AK Stmk., 2011. Rechnen sich private Photovoltaikanlagen? Verfügbar unter: http://www.akstmk.at/online/sonnenstrom-fuer-private-teuer-64659.html?mode=711&STARTJAHR=2008 [Abfrage am 5.6.2013]

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). 2007.Erneuerbare Energien in Zahlen- nationale und internationale Entwicklung. www.bmu.de

Baker, John. 2008. „New technology and possible advances in energy storage". *Energy Policy* 36 (12) (Dezember): 4368–4373.

Branker, Kadra, M. J. M. Pathak, und J. M. Pearce. 2011. „A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (9): 4470–4482.

Colmenar-Santos, Antonio, Severo Campíñez-Romero, Clara Pérez-Molina, und Manuel Castro-Gil. 2012. „Profitability analysis of grid-connected photovoltaic facilities for household electricity self-sufficiency". *Energy Policy* 51 (Dezember).

Denholm, Paul, und Robert M. Margolis. 2007. „Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies". *Energy Policy* 35 (9) (September): 4424–4433.

Dunn, B., H. Kamath, und J.-M. Tarascon. 2011. „Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices". *Science* 334 (6058) (November 17): 928–935.

Geyer, Alois. 2006. *Grundlagen der Finanzierung: verstehen - berechnen - entscheiden*. Wien: Linde.

Hoff, Thomas E., Richard Perez, und Robert M. Margolis. 2007. „Maximizing the value of customer-sited PV systems using storage and controls". *Solar Energy* 81 (7) (Juli): 940–945.

Ibrahim, H, A Ilinca, und J Perron. 2008. „Energy storage systems—Characteristics and comparisons". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (5) (Juni): 1221–1250.

Joshi, Anand S., Ibrahim Dincer, und Bale V. Reddy. 2009. „Performance analysis of photovoltaic systems: A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (8) (Oktober): 1884–1897.

Jossen, Andreas, Juergen Garche, und Dirk Uwe Sauer. 2004. „Operation conditions of batteries in PV applications". *Solar Energy* 76 (6): 759–769.

Lechthaler, E. T. H., B. F. E. Michel Piot, E. T. H. Renate Schubert, und E. T. H. Michael Siegrist. 2012. „2 Perspektiven der Stromnachfrage". *Zukunft Stromversorgung Schweiz*: 7.

Mulder, Grietus, Fjo De Ridder, und Daan Six. 2010. „Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels". *Solar Energy* 84 (7) (Juli): 1284–1293.

Nair, Nirmal-Kumar C., und Niraj Garimella. 2010. „Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration". *Energy and Buildings* 42 (11) (November): 2124–2130.

Purvins, Arturs, Ioulia T. Papaioannou, und Luigi Debarberis. 2013. „Application of battery-based storage systems in household-demand smoothening in electricity-distribution grids“. *Energy Conversion and Management* 65 (Januar): 272–284.

pvaustria. 2013. PV Infos. Verfügbar in: http://www.pvaustria.at/meine-pv-anlage/organisatorischer-ablauf/ [Abfrage am 14.10.2013].

Simmons-Süer, Banu, Erdal Atukeren, und Christian Busch. 2011. „Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage: Literaturübersicht mit besonderem Fokus auf den Schweizer Strommarkt ; Studie im Auftrag der Economiesuisse“. 26. KOF Studien. http://www.econstor.eu/handle/10419/54689.

solaranlagen-portal. 2013. Kennzahlen einer Solarbatterie. Verfügbar in: http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/kennzahlen [Abfrage am 21.9.2013].

Statistik Austria. 2011. "Modellierung des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten Österreichs nach unterschiedlichen Verwendungszwecken". Erstellt von der Bundesanstalt Statistik Österreich.

Steg, Linda. 2008. „Promoting household energy conservation“. *Energy policy* 36 (12): 4449–4453.

Šúri, Marcel, Thomas A. Huld, Ewan D. Dunlop, und Heinz A. Ossenbrink. 2007. „Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries“. *Solar Energy* 81 (10) (Oktober): 1295–1305.

Trueb, L. F., und Paul Ruetschi. 1997. *Batterien und Akkumulatoren: Mobile Energiequellen Für Heute und Morgen*. Springer DE.

Watter, Holger. 2009. „Nachhaltige Energiesysteme“. *Grundlagen, Systemtechnik und Anwendungsbeispiele aus der Praxis. Wiesbaden*. https://sisis.rz.htw-berlin.de/inh2009/12367486.pdf.

Wesselak, Viktor, und Sebastian Voswinckel. 2012. *Photovoltaik: Wie Sonne zu Strom wird*. 2012. Aufl. Springer.

Zahedi, A. 2011. „Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (1) (Januar): 866–870.