



Thomas Hager, BSc

System- und Netzaspekte von Photovoltaikanlagen und Energiespeichern

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Univ.-Prof. Mag. rer.soc.oec. Dipl.-Ing. Dr. techn. Heinz Stigler

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Zweitbetreuer

Dipl.-Ing. Dr. techn. Andreas Abart

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Datum

Unterschrift

Danksagung

An dieser Stelle danke ich allen recht herzlich, die zum Entstehen dieser Arbeit beigetragen haben.

Vielen Dank an alle Beteiligten bei der Netz Oberösterreich GmbH, die mir das dreimonatige Praktikum ermöglicht haben, ohne das die Arbeit in dieser Form nicht möglich gewesen wäre.

Besonderer Dank gilt hierbei Dipl.-Ing. Dr. techn. Andreas Abart, der die Entstehung dieser Arbeit seitens der Netz Oberösterreich GmbH betreut hat. Er hat mich bereits am Beginn meines Praktikums für wissenschaftliches Arbeiten begeistert und diese Arbeit durch zahlreiche konstruktive Diskussionen, hinterfragende Blicke und wertvolle Denkanstöße wesentlich bereichert. Besten Dank für die hervorragende Betreuung!

Besonderer Dank gilt auch Univ.-Prof. Mag. rer.soc.oec. Dipl.-Ing. Dr. techn. Heinz Stigler vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, der seitens der Technischen Universität Graz diese Arbeit ermöglicht und betreut hat. Besten Dank für die zahlreichen Gespräche und Denkanstöße im Zuge dieser Arbeit, die stets zu einem bereichernden Input geführt haben. Herzlich danken möchte ich auch Assoc. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Udo Bachhiesl vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, der diese Arbeit seitens des Institutes mitbetreut hat.

Für das Korrekturlesen meiner Arbeit bedanke ich mich recht herzlich bei Dr. Andreas Abart sowie bei Mag. Jutta Ritsch.

Abschließend möchte ich mich noch bei meiner Familie und meinen Freunden für die stetige Unterstützung bedanken, besonders bei meinen Eltern, die mir das Studium – und somit den Grundstein für diese Arbeit – erst ermöglicht haben.

Herzlichen Dank!

Kurzfassung

Aktuell befindet sich das Energieversorgungssystem im Umbruch. Es werden dabei große Anstrengungen unternommen, zunehmend erneuerbare Energieträger zur Stromerzeugung heranzuziehen um somit die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern weitestgehend zu reduzieren. Eine Technologie, die dabei in den letzten Jahren regelrecht geboomt hat, ist die Energieerzeugung in Photovoltaikanlagen. Sinkende Preise für Photovoltaikpaneele und eine ausgeprägte Förderlandschaft haben dazu geführt, dass immer mehr private, dezentrale Erzeugungsanlagen errichtet und in das bestehende Energieversorgungssystem integriert wurden und noch werden. In letzter Zeit wird immer mehr über den ergänzenden Einsatz von Stromspeichern diskutiert, wovon man sich große Vorteile erhofft.

Teile dieser Arbeit sind im Rahmen eines dreimonatigen Praktikums bei der Netz Oberösterreich GmbH entstanden. Es wurde anhand realer Daten der kombinierte Einsatz von Photovoltaikanlagen und Stromspeichern betrachtet.

Zunächst wurde der Aspekt der Eigenverbrauchssteigerung des erzeugten Photovoltaikstroms untersucht. Dabei hat sich ergeben, dass es durch den Einsatz von Stromspeichern zu einer deutlichen Steigerung des Eigenverbrauchsanteils kommen kann. Eine Betrachtung der Autarkie der analysierten Anlagen hat ergeben, dass es selbst durch die Nutzung von Speichern bei keiner der Anlagen möglich war, Autarkie zu erreichen.

Als weiterer Aspekt wurden die Netzauswirkungen beim Einsatz unterschiedlicher Speichersysteme betrachtet. Dabei wurde aufgezeigt, dass die maximale Netznutzung durch einen Speichereinsatz nicht reduziert wird, die Bezugszeiten und damit die Bezugsmengen sich zum Teil aber erheblich reduzieren.

Ergänzend wurde noch eine vereinfachte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angestellt. Diese kam zu dem Schluss, dass aus Endkundensicht bei den derzeitigen Rahmenbedingungen – Stromtarife, Einspeisevergütungen etc. – eine Wirtschaftlichkeit nicht gegeben ist.

Schlüsselwörter:

Energieversorgungssystem, Photovoltaikanlagen, Stromspeicher, Netzauswirkungen, Wirtschaftlichkeit, Eigenverbrauchsanteil, Autarkie, Energiebezug

Abstract

Since a few years, the electrical power generation as well as the electrical power supply has been in flux. There is an increasing demand on so-called green energy. There also exists a big ambition to reduce non-renewable energy sources and substitute them by renewable energy sources. In the past few years the power generation from photovoltaics has been growing continuously. This was affected by falling prices for photovoltaic panels as well as by governmental sponsorship. There exists a new strategic focus on the usage of battery storage systems in combination with power generation from photovoltaics. One goal of this usage is to increase the own consumption of in-house power generation.

This master's thesis was pursued in the context of three-month internship at Netz Oberösterreich GmbH, the Upper Austrian distribution system operator. Through the analysis of real data, the usage of energy storage systems, specifically battery systems based on lithium ion technology as well as redox flow technology, was considered.

First of all the aspect of increasing the own consumption was analysed. It is possible that the usage of an energy storage system can result in a significant gain of the own electric power consumption. The results also show that it is not possible to reach self-sufficiency, not even with energy storage systems.

Further analysed aspects were the grid influences caused by the different energy storage systems. Within this context it was shown that the maximum of network access cannot be reduced significantly. In opposit to this fact the duration of the energy procurement from the grid can be reduced significantly.

Finally, there was carried out an economic feasibility study which has shown that, under the current conditions, the in-house operation of an energy storage system is not profitable.

Keywords:

electrical power generation, electrical power supply, photovoltaics, energy storage, battery storage systems, grid influences, own consumption, self-sufficiency, economic feasibility

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	1
2.	Speichertechnologien	4
2.1.	Kenngrößen und Aufgaben von Energiespeichern	5
2.2.	Pumpspeicher	7
2.2.1.	Kenngrößen	7
2.2.2.	Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen	8
2.2.3.	Vor- und Nachteile von Pumpspeicherkraftwerken	8
2.3.	Druckluftspeicher	9
2.3.1.	Kenngrößen	10
2.3.2.	Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen	10
2.3.3.	Vor- und Nachteile von Druckluftspeicherkraftwerken	11
2.4.	Schwungradspeicher	11
2.4.1.	Kenngrößen	12
2.4.2.	Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen	12
2.4.3.	Vor- und Nachteile von Schwungradspeichern	13
2.5.	Akkumulatoren	13
2.5.1.	Blei-Säure-Akkumulatoren	13
2.5.2.	Lithium-Ionen-Akkumulatoren	15
2.6.	Redox-Flow-Batteriesysteme	16
2.6.1.	Kenngrößen	17
2.6.2.	Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen	17
2.6.3.	Vor- und Nachteile von Redox-Flow-Batteriesystemen	17
2.7.	Warmwasserspeicher	18
2.7.1.	Kenngrößen	19
2.7.2.	Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen	19
2.7.3.	Vor- und Nachteile von Warmwasserspeichern	19
2.8.	Superkondensatoren	20
2.8.1.	Kenngrößen	20
2.8.2.	Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen	20
2.8.3.	Vor- und Nachteile von Superkondensatoren	20

2.9. Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES)	21
2.9.1. Kenngrößen	21
2.9.2. Anwendungsmöglichkeiten und aktuell realisierte Anlagen	21
2.9.3. Vor- und Nachteile von supraleitenden magnetischen Energiespulen	21
2.10. Power-to-Gas (P2G)	22
2.10.1. Typische Kenngrößen	23
2.10.2. Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen	23
2.10.3. Vor- und Nachteile von Power-to-Gas	24
3. Datenanalyse von bestehenden PV-Anlagen	25
3.1. Analyse der Rohdaten	27
3.2. Ermittlung des Eigenverbrauchsanteils von der Erzeugung der PV-Anlagen	28
3.2.1. Detaillierte Betrachtung der Anlagen mit einem Eigenverbrauchsanteil unter dem 10-%-Perzentil	31
3.2.2. Detaillierte Betrachtung der Anlagen mit einem Eigenverbrauchsanteil über dem 90-%-Perzentil	34
3.3. Ermittlung des Überschusses	37
3.4. Ermittlung des Speichernutzungspotentials	40
3.5. Einsatz eines Stromspeichers	44
3.5.1. Unbegrenzte Einspeiseleistung	47
3.5.2. Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 Prozent der installierten Leistung	50
3.5.3. Fehlerabschätzung	53
4. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Speichereinsatzes aus Sicht eines Endverbrauchers	55
5. Detailanalyse und Handlungsempfehlung für eine bestehende Großanlage	60
5.1. Beschreibung der bestehenden Anlage	60
5.2. Erweiterung der bestehenden PV-Anlage auf 72 kW installierte Spitzenleistung	62
5.3. Erweiterung der bestehenden PV-Anlage auf 96 kW installierte Spitzenleistung	64
5.4. Darstellung ausgewählter Wochendiagramme	66
5.5. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der untersuchten Anlagenvarianten	68
6. Netzauswirkungen	69
7. Anreizfaktoren zur Errichtung von Stromspeichersystemen	75
8. Strompreisbildung und Stromkosten	77
8.1. Zusammensetzung der Strompreise	77

8.2. Kostenbetrachtung aus Sicht der Energieversorger und Netzbetreiber	78
8.2.1. Stromerzeugungskosten	78
8.2.2. Netznutzungsentgelte	79
8.3. Herausforderungen durch PV-Anlagen und Speicher.....	79
9. Resümee und Ausblick.....	80
10. Abbildungsverzeichnis.....	83
11. Tabellenverzeichnis.....	86
12. Literaturverzeichnis	88
13. ANHANG.....	92

1. Einleitung

Unser Energieversorgungssystem befindet sich aktuell in einem Umbruch. Dies zeigen die vielen Berichte, Kongresse und Studien, die sich mit dem Thema der Stromversorgung der Zukunft beschäftigen.

Einer der Treiber für diesen Umbruch ist die Politik. Es wird gefordert, unsere Energieversorgung im Allgemeinen, die Stromversorgung aber im Speziellen, mehr und mehr durch erneuerbare Energieträger zu decken. Österreich hat in Bezug auf den Strommix durch den hohen Anteil an Wasserkraft im europäischen Kontext eine besondere Stellung. Im Jahr 2013 betrug der Anteil des Stroms, der aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen wurde, bereits 78,6 %, der Anteil an Sonnenenergie machte davon 0,43 % aus [1].

Während anfänglich Photovoltaikanlagen des Öfteren als autarke Anlagen errichtet wurden, hat diese Anlagenform mehr und mehr an Bedeutung verloren, sodass heutzutage der Großteil der Anlagen in netzgekoppelter Form errichtet wird [2].

Eine Herausforderung beim Einsatz erneuerbarer Energieträger ist deren zeitlich asynchrones Auftreten. Bei einer näheren Betrachtung ist allerdings erkennbar, dass ein gewisser Ausgleich zwischen den unterschiedlichen Energieträgern möglich ist, wie beispielsweise zwischen Windenergie und Wasserkraft (siehe Abbildung 1) [3]. Auch zwischen Photovoltaik und Wasserkraft kommt es zu einem gewissen Ausgleich. So ist in einem Trockenjahr die PV-Erzeugung größer, während in einem Nassjahr die Wasserkraft-Erzeugung höher ist [4].

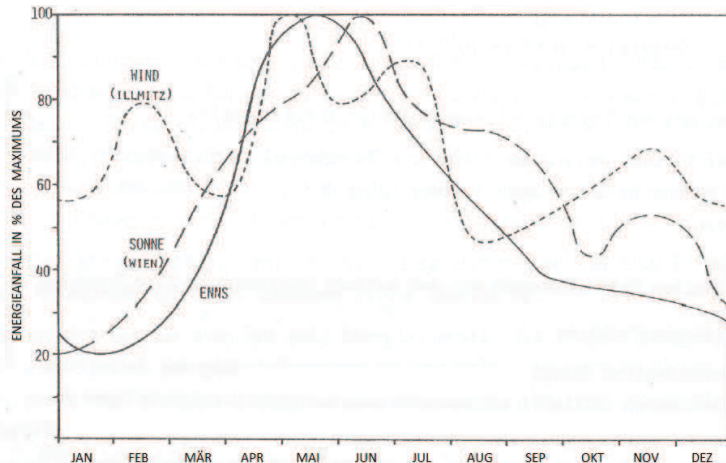


Abbildung 1: Zeitlicher Anfall der Energie von verschiedenen erneuerbaren Energieträgern [3]

In unser Stromversorgungssystem werden zunehmend volatile Erzeugungseinrichtungen integriert, die darüber hinaus auch noch dezentral errichtet und ins Netz eingebunden werden. Speziell Photovoltaikanlagen speisen dabei hauptsächlich ins Niederspannungssystem ein, welches in erster Linie nicht für eine Energieeinspeisung gedacht war. Mussten bisher nur Lastschwankungen ausgeglichen werden, so wird es in Zukunft verstärkt erforderlich, zusätzlich zu den Lastschwankungen auch noch Erzeugungsschwankungen auszugleichen. Denn die Grundvoraussetzung für ein stabiles Stromnetz, wonach die erzeugte Leistung in jedem Zeitaugenblick exakt der verbrauchten Leistung entsprechen muss, hat nach wie vor ihre Gültigkeit.

Am 1. Juli 2010 hat das damalige Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (bmwfj, heute bmfwf) den Nationalen Aktionsplan an die Europäische Kommission gemeldet, wonach sich Österreich das Ziel auferlegte, bis zum Jahr 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 34 % zu erhöhen [5]. Laut Energiestrategie hat sich Österreich ein Ziel von 35,5 % gesetzt [5]. Im Jahr 2010 wurde von den Verbänden für erneuerbare Energien in Österreich ein Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie ausgearbeitet (NAP-EE), welcher aufzeigte, dass Österreich bis zum Jahr 2020 nicht 34 %, sondern 50 % des Energiebedarfs aus erneuerbaren Energiequellen decken kann [6]. Umgelegt auf Photovoltaik müssten, um das 34-%-Ziel zu erreichen, 0,3 % durch diese Technologie gedeckt werden, was mit der aktuellen Zahl von 0,43 % bereits überschritten ist [1], [5].

Die Idee, eine Stromversorgung in Österreich rein aus erneuerbaren Energieträgern zu realisieren, ist nicht neu. Bereits im Jahr 1977 wurde im Auftrag des damaligen Bundesministeriums für Wissenschaft und Forschung eine Studie („Solarstrom in Österreich“, [4]) in Auftrag gegeben, welche zu dem Schluss kam, dass eine Stromversorgung aus 100 % Sonnenstrom möglich wäre.

Die Preisentwicklung für Photovoltaikanlagen ist in den letzten Jahren deutlich nach unten gegangen (siehe Abbildung 2). Auch wurden verstärkt Anreizsysteme in Form von diversen Förderungen geschaffen, sodass es zu einem deutlichen Anstieg installierter PV-Anlagen gekommen ist. Dieser Trend scheint sich weiter so zu entwickeln, wenngleich auch ein Abflachen wahrscheinlich ist.

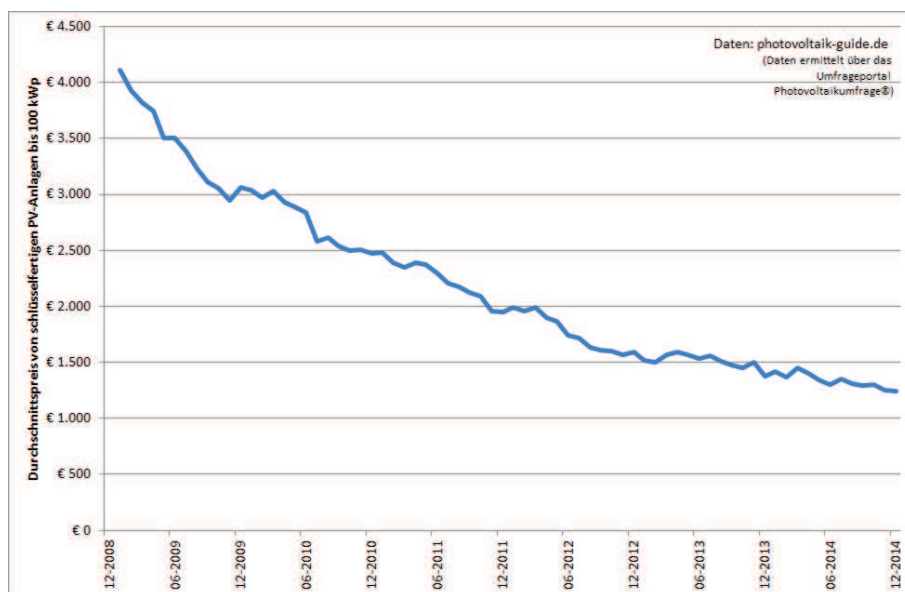


Abbildung 2: Preisentwicklung für schlüsselfertige PV-Anlagen von Jänner 2009 bis Dezember 2014

Mit dem Anstieg an volatilen erneuerbaren Energieträgern steigt aber auch der Bedarf an Ausgleichsenergie. Ist man nun bestrebt, die elektrische Energieversorgung weitestgehend aus erneuerbaren Energieträgern zu decken, so sind schnell regelbare Kraftwerke erforderlich, die mit erneuerbaren Energieträgern betrieben werden.

Speziell durch den Einsatz von Wind- und PV-Anlagen kann es dazu kommen, dass zu Schwachlastzeiten ein Energieüberschuss auftritt. Will man in einem solchen Fall die Energieerzeugungsanlagen nicht abregeln, so sind Energiespeicher erforderlich, welche die

überschüssige Energie aufnehmen können, um das Leistungsgleichgewicht zu gewährleisten.

In dieser Arbeit werden zunächst verschiedenste Speichertechnologien betrachtet und gegenübergestellt. Der Fokus liegt dabei auf Speichertechnologien, die es ermöglichen, elektrischen Strom in eine andere Energieform umzuwandeln, über eine gewisse Zeit zu speichern und diese gespeicherte Energie wieder in elektrischen Strom zurückzuwandeln. Es wird von den einzelnen Technologien jeweils kurz deren prinzipielle Funktionsweise erläutert, Vor- und Nachteile werden aufgezeigt und typische Kennwerte angegeben.

Ziel dieser Arbeit ist es, die Auswirkungen von Photovoltaikanlagen in Kombination mit dem Einsatz von Stromspeichern zu analysieren. Dazu standen Erzeugungs- und Verbrauchsdaten von Anlagen aus einem oberösterreichischen Ortsnetz zur Verfügung, die in Kapitel 3.1 zunächst analysiert werden. Im Anschluss an eine Rohdatenanalyse werden die Eigenverbrauchsanteile sowie die Überschussenergie ermittelt (Kapitel 3.2 und Kapitel 3.3). Nach der Ermittlung des Speicherpotentials (Kapitel 3.4) wird der Einsatz von Stromspeichern untersucht. Im Kapitel 4 wird dann von den betrachteten Speichern eine vereinfachte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angestellt.

Diese Arbeit ist teilweise im Rahmen eines Praktikums bei der Netz Oberösterreich GmbH entstanden. Im Zuge des Praktikums war eine Detailanalyse und darauf aufbauend eine Handlungsempfehlung für eine bestehende Großanlage zu erstellen. Dies ist in Kapitel 5 angeführt.

Aufbauend auf Simulationsergebnisse werden in Kapitel 6 Netzauswirkungen der untersuchten Szenarien betrachtet. Zu guter Letzt werden mögliche Anreizfaktoren zur Errichtung von Stromspeichersystemen angeführt (Kapitel 7) und die Strompreisbildung sowie die Stromkosten näher betrachtet (Kapitel 8).

2. Speichertechnologien

Bei den erneuerbaren Energien kommt es zu einer Verschiebung zwischen höchstem Angebot (Sommerhalbjahr) und höchstem Bedarf (Winterhalbjahr). Dies führt zu der Notwendigkeit der Energiespeicherung. Diese Energiespeicherung kann auf natürliche Weise, wie in Biomasse, oder aber auf technische Weise erfolgen. [3]

Nachfolgend soll auf die technischen Möglichkeiten der Energiespeicherung eingegangen werden. Dazu gibt es vielzählige Aufteilungen der Speicher, wie beispielsweise in Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher. Eine weitere Möglichkeit ist die Einteilung nach der Energieform. Tabelle 1 stellt eine Einteilungsmöglichkeit dar. Der Begriff Energiespeicher ist allerdings sehr weit gefächert. So ist etwa auch ein Rohöltank ein Energiespeicher. Für die Betrachtung in dieser Arbeit wird eine Einteilung nach der Speichertechnologie getroffen. Dabei werden allerdings nur Technologien herangezogen, die es ermöglichen, den in einer PV-Anlage erzeugten elektrischen Strom direkt oder indirekt zu speichern.

Tabelle 1: Einteilungsmöglichkeit von Energiespeichern (Eigene Darstellung, in Anlehnung an [7])

Einteilung nach	Beispiele
Energieträger	<ul style="list-style-type: none"> ● Primärenergieträger <ul style="list-style-type: none"> - Rohöl - Erdgas - Braunkohle - Steinkohle - Uran - ... ● Sekundärenergieträger <ul style="list-style-type: none"> - Kraftstoffe - Wasserstoff - Elektrische Energie - ...
Energieform	<ul style="list-style-type: none"> ● Mechanische Energie ● Elektrische Energie ● Thermische Energie ● Chemische Energie ● ...
Speichergröße	<ul style="list-style-type: none"> ● Masse ● Volumen ● Energieinhalt ● ...
Speicherdauer	<ul style="list-style-type: none"> ● Kurzzeitspeicher ● Mittelzeitspeicher ● Langzeitspeicher ● ...
Speichereigenschaften	<ul style="list-style-type: none"> ● Anzahl von Speicherzyklen ● Lebensdauer ● Lade-/Entladezeit ● Zugriffszeit ● ...
Speichertechnologie	<ul style="list-style-type: none"> ● Pumpspeicher ● Druckluftspeicher ● Batteriespeicher ● ...

2.1. Kenngrößen und Aufgaben von Energiespeichern

Wie bei den Speichertechnologien im Allgemeinen gibt es auch in Bezug auf Kenngrößen von Energiespeichern eine Vielzahl nennenswerter Größen. Nachfolgend werden einige wichtige Kenngrößen angeführt [7], [8], [9], [10]:

- Lade- und Entladeleistung**
 Gibt die Nenn(Maximal)-Leistung des Speichers in Kilowatt (kW) an. Der erreichbare Wert hängt sowohl vom Speichermechanismus als auch von der technischen Realisierung des Speichers ab. Häufig wird anstatt von Lade-/Entladeleistung auch nur der Begriff Speicherleistung verwendet.
- Energiedichte**
 Gibt die Energiemenge je Massen- oder Volumseinheit an. Sie wird in kWh/kg oder in kWh/m³ angegeben und hängt hauptsächlich vom physikalischen oder chemischen Effekt, der der Speicherung zugrunde liegt, ab.
- Energiemenge/Speicherkapazität**
 Gibt den nutzbaren Energieinhalt des Speichers in Kilowattstunden (kWh) an.
- Entladetiefe (DoD – Depth of Discharge)**
 Gibt an, wieviel der maximalen Energiemenge entnommen werden darf, ohne dem Speicher eine dauerhafte Schädigung zuzuführen. Die Entladetiefe wird in % angegeben.
- Lebensdauer**
 Gibt deren kalendarische oder die durch die Anzahl von Arbeitszyklen (Laden – Speichern – Entladen) bestimmte Lebensdauer in Monaten oder Jahren an.
- Systemwirkungsgrad**
 Beschreibt das Verhältnis der Energiemenge Ausspeicherung/Einspeicherung. Der Systemwirkungsgrad wird in % angegeben und hängt von den Verlusten ab.

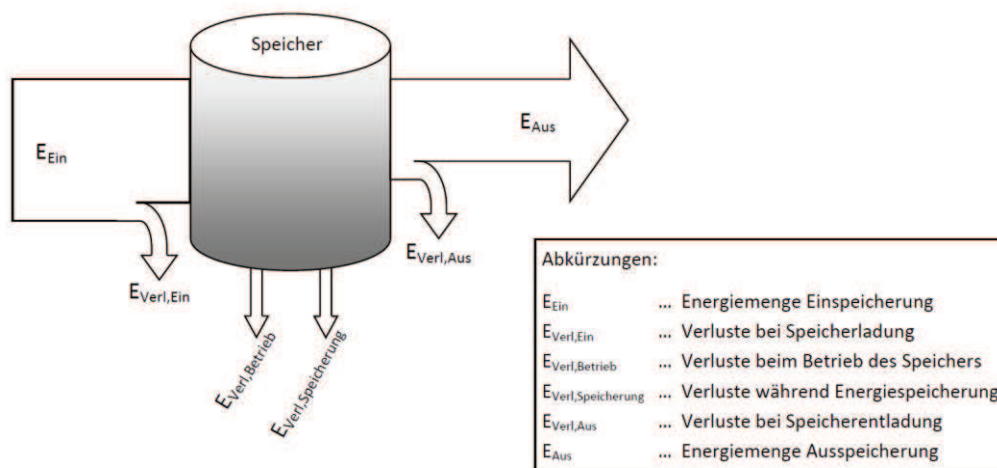


Abbildung 3: Energieflussdiagramm eines Energiespeichers (eigene Darstellung in Anlehnung an [10])

Die Verluste bei der Speicherladung und Speicherentladung entstehen durch die zur Energiespeicherung erforderliche Energieumwandlung. Unter Verluste beim Betrieb des Speichers fällt beispielsweise eine benötigte Heizung (wie etwa bei Hochtemperaturbatterien erforderlich). Unter Verluste während der Energiespeicherung fällt die verloren gegangene Energie durch Selbstentladung des Speichers.

- **Reaktions- oder Zugriffszeit**
Gibt jene Zeitdauer an, innerhalb der die Lade-/Entladeleistung des Speichers von null ausgehend einen bestimmten Wert erreicht. Sie wird üblicherweise in Sekunden oder Minuten angegeben.
- **Ladezustand (SoC – State of Charge)**
Gibt an, wieviel Energiemenge der Speicher bereits vom Maximalwert erreicht hat. Der Ladezustand wird üblicherweise in % angegeben.
- **Energie-Leistungsverhältnis**
Gibt das Verhältnis der Speicherkapazität zur Speicherleistung in kWh/kW an. Kurzzeitspeicher weisen ein niedriges Energie-Leistungsverhältnis auf, während Langzeitspeicher ein hohes Energie-Leistungsverhältnis haben.
- **Speicherumsatz**
Gibt die in einem bestimmten Zeitraum insgesamt eingespeicherte Energie an. Beispielsweise der jährliche Speicherumsatz in kWh/a.
- **Spezifische Speicherkosten**
Darunter versteht man die Investitionskosten für ein Speichersystem bezogen auf die Speicherkapazität. Die spezifischen Speicherkosten werden in €/kWh (=Energieinstallationskosten) bzw. €/kW (=Leistungsinstallationskosten) angegeben.
- **Umweltverträglichkeit**
Gibt die Auswirkungen eines Energiespeichers auf die Umwelt an. Die Umweltverträglichkeit kann beispielsweise durch die Umweltschädlichkeit (nicht umweltschädlich, kaum umweltschädlich, stark umweltschädlich etc.) angegeben werden.

Die Aufgaben von Energiespeichern sind vielfältig. So dienen Energiespeicher der Bevorratung von Energieträgern, dem Ausgleich von Lastschwankungen, der Deckung von Lastspitzen, der Steigerung der Versorgungssicherheit und Qualität der Energiebereitstellung oder aber der Energieversorgung mobiler Energieverbraucher [7]. In Kombination mit Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ermöglichen Energiespeicher eine Verschiebung des Energiedargebots und leisten somit einen Beitrag zum Klimaschutz und zur Nachhaltigkeit unserer Energieversorgung.

In Kombination mit einer PV-Anlage können Energiespeicher zu einer Steigerung des Autarkiegrades und zur Senkung von Stromkosten beitragen.

2.2. Pumpspeicher

Bei Pumpspeichern kommt als Speichermedium Wasser zur Anwendung. Ein Pumpspeicherkraftwerk besteht dabei aus einem oberen und einem unteren Wasserspeicher. Zur Speicherladung wird das Kraftwerk unter Zufuhr elektrischer Energie im Pumpbetrieb gefahren. Dabei wird mittels Pumpe das Wasser vom unteren Speicher in den oberen Speicher gepumpt. Bei der Speicherentladung wird das Kraftwerk im Turbinenbetrieb gefahren. Dabei wird Wasser vom oberen in den unteren Speicher abgelassen und mittels Turbine und Generator elektrische Energie erzeugt.

Der schematische Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerkes ist in Abbildung 4 dargestellt. Es gibt zwei Ausführungsformen: zum einen die so genannte Tandembauweise, zum anderen die Pump turbine mit gekoppelter Synchronmaschine. Die Ausführungsform in Tandembauweise ist in Abbildung 4 ersichtlich. Dabei sind Pumpe, Turbine und die elektrische Maschine auf einer Welle angeordnet und je nach Betriebsart entweder die Turbine mit der elektrischen Maschine als Generator oder die Pumpe mit der elektrischen Maschine als Motor gekoppelt. Die Ausführungsform mit Pump turbine und gekoppelter Synchronmaschine ist zwar kostengünstiger – beide Strömungsmaschinen sind in einer vereint – weist aber einen niedrigeren Wirkungsgrad auf als die Tandembauweise. [7]

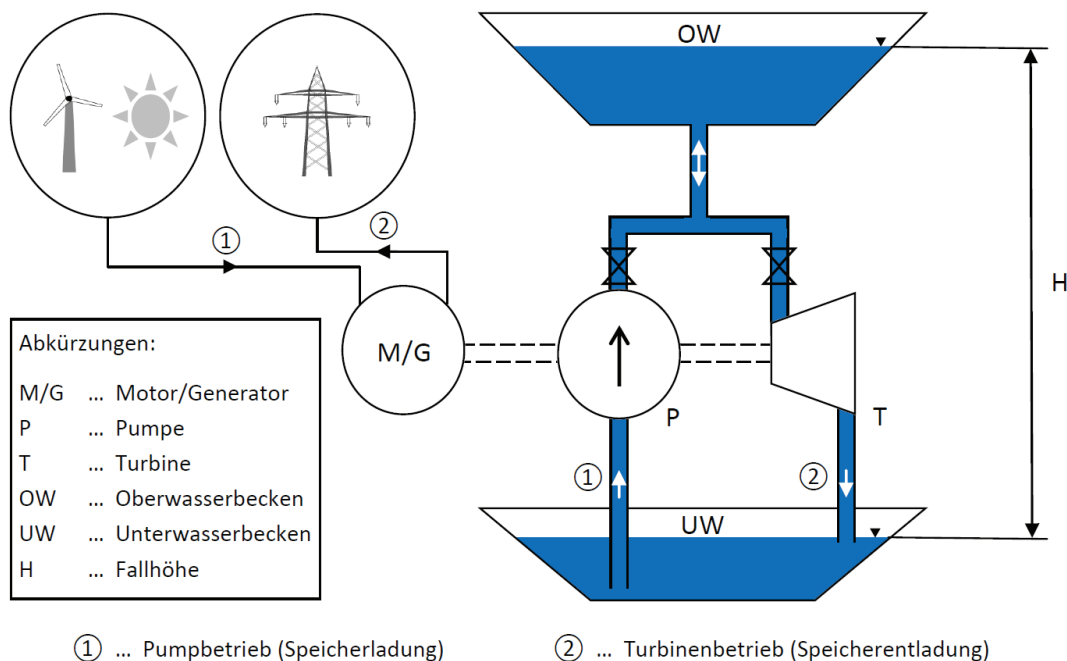


Abbildung 4: Schematischer Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerkes (eigene Darstellung in Anlehnung an [7])

Die gespeicherte Energie ist proportional zur Masse des hochgepumpten Wassers sowie zur Fallhöhe H . Das Energie-zu-Leistungs-Verhältnis beträgt bei Pumpspeicherkraftwerken typischerweise zwischen zwei und acht Stunden, sie zählen somit zu den mittelfristigen Speichersystemen [11].

2.2.1. Kenngrößen

In Tabelle 2 sind typische Kenngrößen von Pumpspeicherkraftwerken eingetragen. Diese Werte können jedoch durch die jeweiligen Gegebenheiten der realisierten Speichersysteme variieren.

Tabelle 2: Typische Kenngrößen von Pumpspeicherkraftwerken [11]

Kenngröße	Wert	Anmerkung
Gesamtwirkungsgrad in %	75 – 82	bestehende ältere Systeme weisen oft einen niedrigeren Wert auf
Energiedichte in Wh/l	0,27 – 1,5	bei 100 bzw. 550 m Fallhöhe
Leistungsdichte	-	
Zyklenlebensdauer	-	
Kalendarische Lebensdauer in Jahren	80	
Entladetiefe in %	80 – 100	aus ökologischen Gründen kann das Oberwasserbecken oft nicht ganz entleert werden
Selbstentladung in %/Tag	0,005 – 0,02	
Leistungsinvestitionskosten in €/kW	500 – 1.000	Kosten sind stark von den geologischen Bedingungen abhängig
Energieinvestitionskosten in €/kWh	5 – 20	
Reaktionszeit in Sekunden	180	Vom negativen Minimum zum positiven Maximum der abgegebenen Leistung

2.2.2. Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen

Aktuell werden Pumpspeicherkraftwerke nach einem gewinnmaximierenden Prinzip eingesetzt, wodurch kostengünstiger Niederlaststrom gespeichert und zu Hochlastzeiten verkauft wird [12]. Die Anwendungsgebiete reichen dabei von der Frequenzregelung, der Spannungsregelung, der Spitzenlastregelung, dem Lastausgleich, stehender Reserve bis hin zum Schwarzstart [11].

Bei Pumpspeicherkraftwerken handelt es sich um eine bereits langjährig bewährte Technologie. Weltweit ist bereits eine Vielzahl solcher Kraftwerke in Betrieb. Zu dem wohl bekanntesten Pumpspeicherkraftwerk in Österreich gehört die Malta-Hauptstufe. Dieses Kraftwerk wird von der Verbund Hydro Power GmbH betrieben, dessen Inbetriebnahme erfolgte im Jahr 1979. Das Kraftwerk verfügt über vier Maschinensätze und eine insgesamt installierte Leistung von 730 MW. Zwei der vier Maschinensätze sind mit einer Speicherpumpe ausgerüstet und ermöglichen so einen Pumpbetrieb des Kraftwerkes. [13]

Der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken findet in Österreich bereits seit Jahrzehnten erfolgreich statt. Österreich hat durch seine geographische Lage eine günstige Stellung zur Errichtung von solchen Speichersystemen, deren Potential noch nicht erschöpft ist. So findet sich auch im aktuellen Arbeitsprogramm der österreichischen Bundesregierung das Bekenntnis zur Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken wieder [14].

2.2.3. Vor- und Nachteile von Pumpspeicherkraftwerken

Zu den Vorteilen ist zu zählen, dass diese Technologie bereits lange Zeit etabliert ist und man somit ausreichend Erfahrungen mit deren Einsatz hat. Die Lebensdauern solcher Anlagen sowie deren Wirkungsgrade sind sehr hoch. Als weiterer Vorteil kann die geringe Selbstentladung gesehen werden. [11]

Nachteilig für diese Energietechnologie sind deren geographische Beschränkung, die hohen Investitionskosten sowie deren geringe Energiedichte [11].

2.3. Druckluftspeicher

Der Einsatz von Druckluft als Speichermedium hat eine Vielzahl an Vorteilen [7]:

- Luft ist ein umweltfreundliches Gas
- Luft ist überall verfügbar
- Der Einsatz von Luft ist kostenlos und verursacht keine Umweltbelastungen
- Bei der Erzeugung von Druckluft kann auf bestehende Technologien zurückgegriffen werden
- etc.

Bei den Speichern für Druckluft unterscheidet man zwischen zwei Arten: Eine Art sind Gleichdruckspeicher, bei denen sich das Volumen des Speichers bei der Ladung/Entladung verändert, während der Druck konstant bleibt. Die zweite Art sind Gleitdruckspeicher, bei denen sich während des Lade-/Entladevorganges der Druck ändert, während das Volumen des Speichers konstant bleibt. [7]

Die Idee eines Druckluftspeicherkraftwerkes ist nicht neu. Bereits im Jahr 1978 ging in Hüntorf in Deutschland ein solches Kraftwerk ans Netz, welches Druckluft in einer 300.000 m³ fassenden Kaverne speichert, diese bei Bedarf in einer herkömmlichen Gasturbine als Verbrennungsluft nutzt und so minutenschnell bis zu zwei Stunden lang 290 MW liefern kann [15], [16]. Ein schematischer Aufbau eines solchen Speichers ist in Abbildung 5 dargestellt.

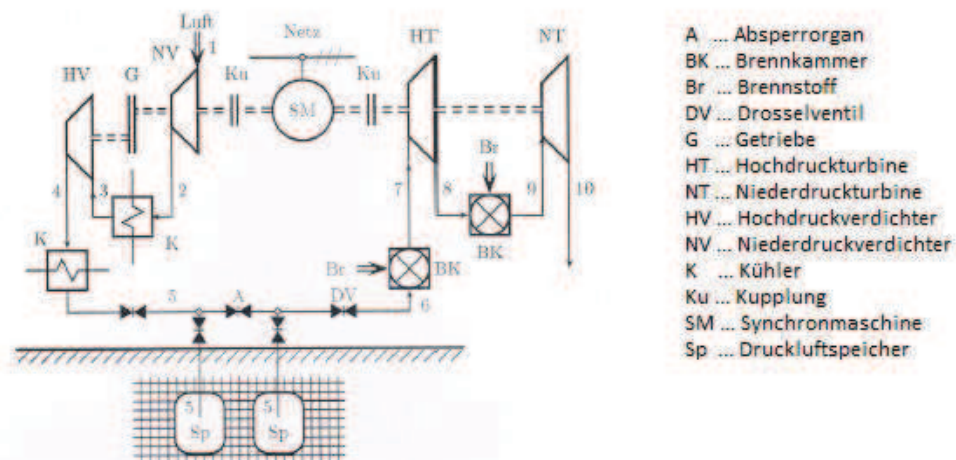


Abbildung 5: Schematischer Aufbau eines Druckluftspeicherkraftwerkes [7]

Der Wirkungsgrad ist mit etwas über 40 % recht niedrig [15]. Der Grund für diesen unbefriedigenden Wirkungsgrad ist, dass bei der Speicherladung durch die Kompression der Luft sehr viel Abwärme entsteht und bei der Speicherentladung wieder sehr viel Wärme zugeführt werden muss [17]. Ein weiterer Nachteil dieser Technologie ist jener, dass zur Stromerzeugung bei der Entladung des Speichers ein Brennstoff benötigt wird. Dies führte zur Entwicklung eines Druckluftspeichers, bei dem kein Brennstoff nötig ist, sondern die Stromerzeugung nur mittels der gespeicherten Druckluft erfolgt. Man spricht dann von einem pneumatischen oder adiabaten Druckluftspeicherkraftwerk. Die Grundidee dieses adiabatischen Konzeptes besteht darin, dass es zu keinem Wärmeaustausch mit der Umgebung kommt. Dies gelingt dadurch, dass zusätzlich zu dem Druckluftspeicher noch ein Wärmespeicher integriert wird, der die bei der Kompression entstehende Wärme speichert

und die bei der Speicherentladung erforderliche Wärmeenergie wieder abgibt und somit die Druckluft vor der Nutzung in der Turbine wieder erwärmt [7], [17]. Dadurch sollen Wirkungsgrade von über 70 % erreicht werden [15]. Der schematische Aufbau eines solchen adiabaten Druckluftspeicherkraftwerkes ist in Abbildung 6 dargestellt.

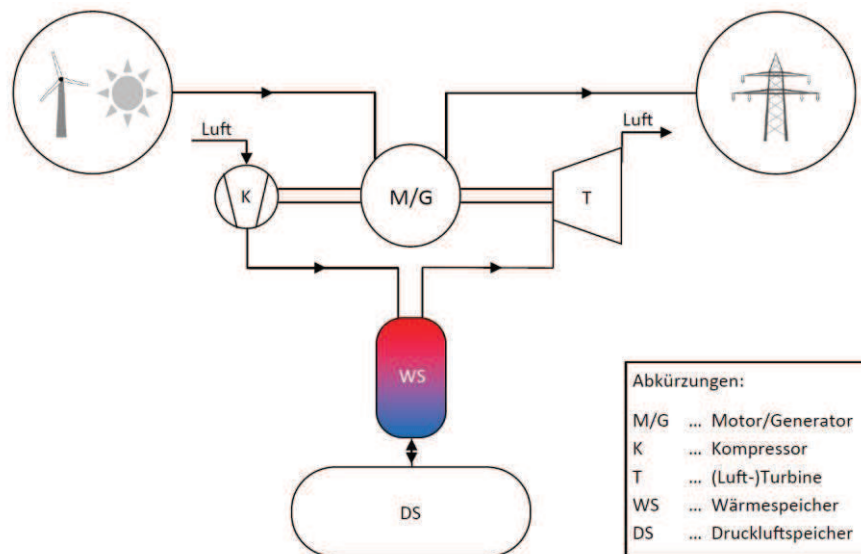


Abbildung 6: Schematische Darstellung eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerkes

2.3.1. Kenngrößen

Die nachfolgenden Kenngrößen beziehen sich auf adiabate Druckluftspeicher. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass aktuell noch kein adiabatisches Druckluftspeicherkraftwerk in Betrieb ist. Die angegebenen Zahlen beruhen daher auf Simulationen und Annahmen.

Tabelle 3: Kenngrößen von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken [11]

Kenngröße	Wert	Anmerkung
Gesamtwirkungsgrad in %	60 - 70	
Energiedichte in Wh/l	3 - 6	3 Wh/l bei 100 bar, 6 Wh/l bei 200 bar
Leistungsdichte	-	
Zyklenlebensdauer	unbegrenzt	
Kalendarische Lebensdauer in Jahren	ca. 25	
Entladetiefe in %	35 - 50	
Selbstentladung in %/Tag	0,5 - 1	
Leistungsinstandkosten in €/kW	1.000	
Energieinstandkosten in €/kWh	40 – 80	inklusive thermischem Speicher
Reaktionszeit in Sekunden	ab 180	bis zu 10 Minuten

2.3.2. Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen

Weltweit sind aktuell nur zwei Druckluftspeicherkraftwerke in Betrieb. Dies ist zum einen das Kraftwerk Huntorf in Deutschland, zum anderen das Kraftwerk McIntosh in den USA. Es gibt zwar einige Forschungsinitiativen zu diesem Thema, wie etwa das europäische Forschungsprojekt AA-CAES (advanced adiabatic CAES) [18] oder das deutsche Projekt ADELE (Adiabater Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung) [19] beziehungsweise dessen Nachfolgeprojekt ADELE-ING [20], eine marktreife Lösung ist jedoch aktuell noch nicht vorhanden.

In Hinsicht auf die Speicherkosten gehen Experten für adiabate Druckluftspeicher von zwei bis fünf Cent pro Kilowattstunde aus [15].

2.3.3. Vor- und Nachteile von Druckluftspeicherkraftwerken

Ein Vorteil dieser Technologie ist, dass man als Speicher für die Druckluft bestehende Kavernen nutzen könnte. Ein solcher Energiespeicher ist somit unterirdisch und verbraucht keine Grundfläche an der Erdoberfläche. Die Druckluft weist eine geringe Selbstentladung auf, darüber hinaus haben die Luftreservoirs sowie Kompressoren und die Turbine eine lange Lebensdauer. [11]

Als Nachteile können die geographische Beschränkung (druckdichte Kavernen müssen vorhanden sein), die hohen Investitionskosten oder etwa die hohe Selbstentladung des thermischen Speichers gesehen werden. [11]

2.4. Schwungradspeicher

Schwungradspeicher machen sich zur Energiespeicherung die kinetische Energie von rotierenden Massen zu Nutze. Dabei wird beim Ladevorgang des Speichersystems das Schwungrad beschleunigt, beim Entladevorgang abgebremst. Diese Beschleunigung oder Abbremsung erfolgt durch Zufuhr elektrischer Energie. Zu diesem Zweck muss das Schwungrad mit einer elektrischen Maschine direkt oder indirekt verbunden sein. Bei direkter Verbindung ist die elektrische Maschine im Schwungrad integriert, bei indirekter Verbindung sind Schwungrad und elektrische Maschine über eine gemeinsame Welle verbunden. [7]

$$E_{kin} = \frac{J \cdot \omega^2}{2} \quad (1)$$

E_{kin} = kinetische Energie des Schwungrades

J = Trägheitsmoment des Schwungrades

ω = Winkelgeschwindigkeit des Schwungrades

Die speicherbare Energie in einem Schwungrad kann durch Subtraktion der kinetischen Energie bei End- und Anfangs-Winkelgeschwindigkeit berechnet werden.

$$E_{ein} = \frac{J \cdot (\omega_2^2 - \omega_1^2)}{2} \quad (2)$$

E_{ein} = eingespeicherte Energie im Schwungrad

J = Trägheitsmoment des Schwungrades

ω_1 = Winkelgeschwindigkeit zu Beginn des Speichervorganges

ω_2 = Winkelgeschwindigkeit am Ende des Speichervorganges

Aufgrund der hohen Selbstentladungsrate sind Schwungradspeicher für längere Speicherzeiten ungeeignet. Um die Selbstentladungsrate zu verringern, können Magnetlager und Hochvakuumkammern zum Einsatz kommen. Dies hat jedoch wiederum den Nachteil, dass sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebskosten steigen [11]. Durch Lagerung des Schwungrades in Wasserstoff oder Helium kann gegenüber der Lagerung im Vakuum die Wärmeabfuhr verbessert werden [7].

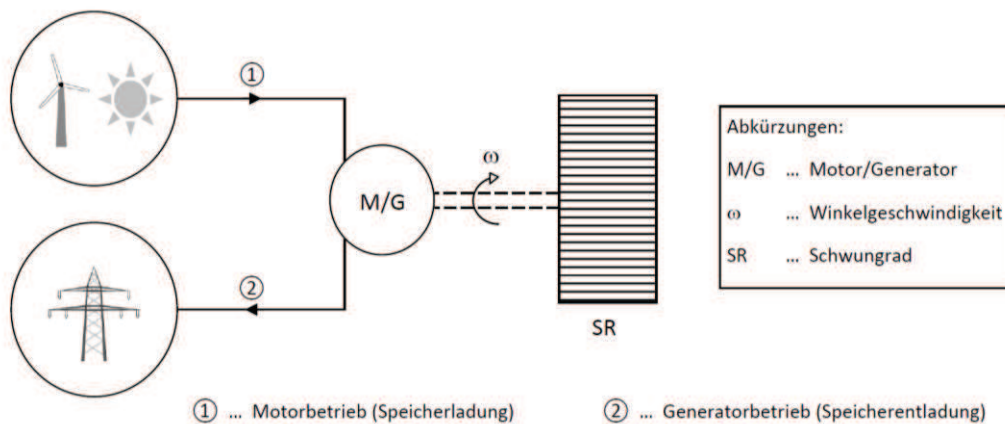


Abbildung 7: Schematischer Aufbau eines Schwungradspeichers

2.4.1. Kenngrößen

Tabelle 4: Typische Kenngrößen von Schwungrädern [11]

Kenngröße	Wert	Anmerkung
Gesamtwirkungsgrad in %	80 – 95	
Energiedichte in Wh/l	80 – 200	Berücksichtigt ist nur die Schwungradmasse, nicht das ganze Speichersystem
Leistungsdichte in kW/l	10	
Zykluslebensdauer	mehrere Millionen	
Kalendarische Lebensdauer in Jahren	15	
Entladetiefe in %	75	
Selbstentladung in %/Stunde	5 – 15	
Leistungsinvestitionskosten in €/kW	300	
Energieinvestitionskosten in €/kWh	1.000	Hochgeschwindigkeitsschwungrad
Reaktionszeit in Sekunden	ab 0,01	

2.4.2. Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen

Bei den Anwendungsgebieten kann man zunächst zwischen solchen im ortsfesten Bereich und jenen im mobilen Bereich unterscheiden. Bei ortsfesten Speichersystemen können Schwungradspeicher als unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) eingesetzt werden und so Netzstörungen, die durch dynamische Spannungsschwankungen verursacht werden, ausgleichen und so einen Ausfall von Betriebsmitteln verhindern. Ein weiterer Anwendungsbereich ist die Integration von Schwungradspeichern in Netze von Stadt- und Nahverkehrsbahnen. Insbesondere bei einer Infrastruktur mit kurzen Streckenabständen bei gleichzeitiger hoher Streckenauslastung können so Versorgungsenergie eingespart sowie Spitzenlasten abgedeckt werden. Ein solcher Einsatz eines Schwungradspeichers ermöglicht ebenso eine Aufnahme der Bremsenergie und kann somit zu einer Effizienzsteigerung beitragen. In mehreren deutschen Städten sind solche Energiespeicher beispielsweise für Stadtbahnen im Einsatz. Im mobilen Einsatz finden Schwungradspeicher im Verkehrsbereich Anwendung. Das bekannteste Beispiel ist hierbei der Gyrobus [21]. [7]

Als Anwendungen in Kombination mit erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen sind derzeit keine bedeutenden bekannt [11].

2.4.3. Vor- und Nachteile von Schwungradspeichern

Zu den Vorteilen von Schwungradspeichern zählen deren Schnellladefähigkeit, die geringen Wartungsanforderungen sowie lange Lebensdauern [11].

Als Nachteil kann deren geringe Energiedichte, die Tatsache, dass eine Vakuumkammer erforderlich ist oder die Notwendigkeit eines Kühlsystems für supraleitende Magnetlager gesehen werden. Auch die sehr hohe Selbstentladung von 5 bis 15 Prozent pro Stunde ist ein Nachteil. [11]

2.5. Akkumulatoren

In Akkumulatoren erfolgt die Energiespeicherung auf elektrochemischem Wege. Dabei wird bei der Speicherladung die elektrische Energie in chemische umgewandelt. Die Speicherung findet durch chemische Verbindungen statt, welche durch chemische Reaktionen bei der Speicherentladung wieder in elektrische Energie umgewandelt wird.

Es gibt heute eine Vielzahl verschiedener Akkumulatortypen, die sich durch deren Elektrodenmaterialien sowie deren Elektrolyte und die damit verbundenen Eigenschaften und Kenngrößen unterscheiden.

Heute gebräuchliche Akkumulatortypen sind beispielsweise [22]:

- Blei-Säure-Akkumulatoren
- Nickelmetallhydrid-Akkumulatoren
- Natrium-Nickelchlorid-Akkumulatoren
- Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Der Lithium-Ionen-Technologie wird aktuell das größte Zukunftspotenzial angerechnet. Vorwiegend aus Kostengründen spielt außerdem aktuell noch die Blei-Säure-Technologie eine Rolle. Aus diesem Grund wird auf diese beiden Technologien näher eingegangen.

2.5.1. Blei-Säure-Akkumulatoren

Beim Blei-Säure-Akkumulator handelt es sich um eine bereits langjährig etablierte Technologie mit hohem Entwicklungsstand. Den Elektrolyt bildet eine wässrige Schwefelsäure (H_2SO_4). Im ungeladenen Zustand sind die Elektroden mit einer Schicht aus Bleisulfat ($PbSO_4$) überzogen. Beim Ladevorgang des Akkumulators geben die Elektroden negativ geladene Sulfatmoleküle an die Schwefelsäure ab. An der negativ geladenen Elektrode – der Anode – lagert sich metallisches Blei (Pb) ab, an der positiv geladenen Elektrode – der Kathode – wird Wasser dissoziiert, und es bildet sich Bleioxid (PbO_2). Beim Entladevorgang bildet sich an den beiden Elektroden wieder eine Bleisulfatschicht aus, und es wird Wasser gebildet, welches die Säuredichte der Schwefelsäure vermindert. Um Kurzschlüsse zu vermeiden, befinden sich zwischen den beiden Elektroden Separatoren. Bei Blei-Säure-Akkumulatoren muss darauf geachtet werden, dass es zu keiner Tiefenentladung kommt (Gefahr der mechanischen Überbeanspruchung durch Materialablagerung an den Elektroden). Zusätzlich muss sichergestellt werden, dass keine Überladung über 2,4 V stattfindet (bei Überschreiten setzt die Elektrolyse von Wasser in Knallgas ein). [7] [11] [22]

Kenngrößen

Tabelle 5: Typische Kennwerte von Blei-Säure-Akkumulatoren [11]

Kenngröße	Wert	Anmerkung
Gesamtwirkungsgrad in %	70 – 75	
Energiedichte in Wh/l	50 – 100	
Leistungsdichte W/l	10 – 500	
Zykluslebensdauer	500 – 2.000	
Kalendarische Lebensdauer in Jahren	5 – 15	Abhängig von Temperatur und SoC
Entladetiefe in %	70	
Selbstentladung in %/Tag	0,1 – 0,4	
Leistungsinstallationskosten in €/kW	150 - 200	
Energieinstallationskosten in €/kWh	100 – 250	
Reaktionszeit in Sekunden	0,003 – 0,005	

Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen

Die derzeit größten Anwendungsbereiche von Blei-Säure-Akkumulatoren sind Starterbatterien bei Kraftfahrzeugen sowie Akkus bei USV-Anlagen.

Auch im Großanlagenbereich findet diese Technologie bereits Anwendung. Im Jahr 1986 wurde in Steglitz/Westberlin ein Batteriespeicher mit einer Leistung von 17 MW zur Frequenzregelung in Betrieb genommen. Diese Anlage setzte sich aus 7080 Blei-Säure-Zellen zusammen und gilt als sehr erfolgreiches Beispiel für einen Netzspeicher. [23]

Im November 2014 wurde in Brandenburg an das Solarkraftwerk Alt Daber ein Batteriegroßspeicher mit zwei Megawattstunden angeschlossen. Damit ist das Solarkraftwerk in der Lage, Regelenergie in der Hochspannungsebene bereitzustellen. [24]

Mittlerweile ist dieser Batteriegroßspeicher – der von dem deutschen Unternehmen Belectric¹ vertrieben wird – präqualifiziert und somit offiziell zur Erbringung von Primärregelleistung zugelassen [25].

Eine Anwendung von Blei-Säure-Akkumulatoren ist also zur Frequenz- und Spitzenlastregelung möglich. Auch ein Lastausgleich kann erzielt werden. Des Weiteren besteht noch die Möglichkeit, Inselnetze mit solchen Speichern auszustatten sowie PV-Anlagen um eine Speichereinheit zu erweitern. Am Markt ist bereits eine Vielzahl von Speichersystemen unterschiedlichster Größe erhältlich.

Vor- und Nachteile von Batteriespeichern

Ein großer Vorteil der Blei-Säure-Akkumulatoren ist, dass es sich um eine langjährig bekannte und etablierte Technologie handelt, bei der man bereits auf viele Erfahrungswerte zurückgreifen kann. Es ist kein komplexes Zellmanagement erforderlich, und die Energieinstallationskosten sind verglichen zu anderen Technologien gering. [7] [11]

Ein Nachteil ist, dass Blei-Säure-Akkumulatoren im entladenen Zustand nicht lagerfähig sind (an beiden Elektroden tritt irreversible Sulfatbildung auf). Auch nachteilig für diese Technologie ist die Tatsache, dass aufgrund der Gasbildung eine Batterieraumlüftung notwendig ist. Die Energie- und Leistungsdichten sind verglichen zu anderen Technologien gering. Auch die Zykluslebensdauer ist verhältnismäßig gering. [7] [11]

¹ BELECTRIC Trading GmbH - www.belectric.com

2.5.2. Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren findet keine chemische Reaktion der aktiven Materialien statt, sondern in der positiven und negativen Elektrode werden Lithium-Ionen eingelagert. Diese Lithium-Ionen bewegen sich beim Laden von der positiven zur negativen Elektrode, wo sie in der Graphitschicht eingelagert werden. Beim Entladevorgang bewegen sich die Lithium-Ionen von der negativen zur positiven Elektrode, wo sie in deren Kristallstruktur eingelagert werden. Die positive Elektrode besteht aus Lithium-Metalloxid (z. B. Lithium-Kobalt-Dioxid, LiCoO_2), die negative Elektrode besteht aus Graphit. Den Elektrolyt bilden in organischen Lösungsmitteln gelöste Lithiumsalze. [11] [22]

Die Lebensdauer wird von drei wesentlichen Faktoren beeinflusst [22]:

- Betriebstemperatur
- Entladetiefe
- Lade-/Entladeleistung

Mit steigender Entladetiefe sinkt die Zyklenzahl der Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Ebenso reduziert sich die Zyklenzahl mit steigender Temperatur. Selbst bei der Lagerung reduziert sich die Kapazität irreversibel. Dieser Einfluss steigt mit steigender Temperatur. Mit steigender Belastung reduziert sich die Lebensdauer. Dies kann je nach Technologie bei konstanter Ladung- und Entladung mit dreifachem Nennstrom zu einer Lebensdauerreduktion von bis zu 40 % im Vergleich zur Ladung und Entladung mit Nennstrom führen. [22]

Kenngrößen

Tabelle 6: Typische Kennwerte von Lithium-Ionen-Akkumulatoren [11]

Kenngröße	Wert	Anmerkung
Gesamtwirkungsgrad in %	80 – 85	
Energiedichte in Wh/l	200 – 350	
Leistungsdichte W/l	100 – 350	Je nach Anforderung können diese Werte auch höher liegen.
Zykluslebensdauer	1.000 – 5.000	
Kalendarische Lebensdauer in Jahren	5 – 20	Abhängig von Temperatur und SoC
Entladetiefe in %	bis zu 100	typisch: 70 - 80 %
Selbstentladung in %/Tag	0,17	laut [11] 5 % pro Monat
Leistungsinstallationskosten in €/kW	150 – 200	
Energieinstallationskosten in €/kWh	300 – 800	
Reaktionszeit in Sekunden	0,03 – 0,05	

Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen

Lithium-Ionen-Akkumulatoren finden hauptsächlich im Bereich der mittelfristigen Energiespeicher Anwendung. Im Bereich der mobilen Anwendungen haben sich Lithium-Ionen-Speicher in den letzten Jahren zu einer der wichtigsten Technologie entwickelt. Auch als Kurzzeitspeicher kann diese Technologie angewandt werden. Der kommerzielle Einsatz von Speichersystemen basierend auf Lithium-Ionen-Technologie gewinnt immer mehr an Bedeutung. [11]

Im September 2014 ging in Schwerin/Deutschland Europas erstes kommerzielles Batteriekraftwerk ans Netz. Es handelt sich dabei um einen 5-Megawatt-Speicher, der in einem etwa turnhallengroßen Gebäude aus 25.600 Lithium-Manganoxid-Zellen aufgebaut

wurde und seit der Inbetriebnahme vollautomatisch kurzfristige Schwankungen der Frequenz ausgleicht. [26]

Vor- und Nachteile von Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Die Vorteile von Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind deren hohe Energie- und Leistungsdichte, deren hohe Entladetiefe sowie die lange Lebensdauer. Auch das noch große Entwicklungspotential dieser Technologie kann als Vorteil gesehen werden. Lithium-Ionen-Akkumulatoren weisen weder einen Memoryeffekt noch einen Lazyeffekt auf. [7] [11]

Nachteilig sind das Erfordernis eines Batteriemanagementsystems, die hohen Kosten sowie Sicherheitsprobleme (thermisches Durchgehen). [7] [11]

2.6. Redox-Flow-Batteriesysteme

Bei den Redox-Flow-Batteriesystemen handelt es sich, wie bei den im Kapitel 2.5 angeführten klassischen Batteriesystemen, um einen chemischen Speicher. Die Elektronenaufnahme wird auch als **Reduktion**, die Elektronenabgabe als **Oxidation** bezeichnet, wodurch sich die Bezeichnung dieser Batteriesysteme ableitet. Die Elektroden bestehen nicht, wie bei den klassischen Batteriesystemen, aus einem aktiven Material, sondern nur aus geeigneten Katalysatoren. Das aktive Material ist in Form von Metallsalzen im Elektrolyt aufgelöst. Der Elektrolyt wird in zwei Tanks gelagert. Beim Lade- und Entladevorgang wird der Elektrolyt durch die Zelle, in der sich die Elektroden befinden, gepumpt und Strom eingespeist (Ladevorgang) beziehungsweise entnommen (Entladevorgang). Die Speicherkapazität ist durch die Größe der beiden Tanks bestimmt und nicht von der Größe der Elektroden abhängig. Die Leistung wird jedoch von der Elektrodengröße bestimmt. Durch einen H^+ -leitende Membran sind die beiden Fluidkreisläufe voneinander getrennt. [7] [11]

Redox-Flow-Batteriesysteme gibt es in verschiedenen Technologien, die sich durch die Art der Elektrolytlösungen unterscheidet. Der bekannteste Typ ist die Vanadium-Redox-Flow-Batterie.

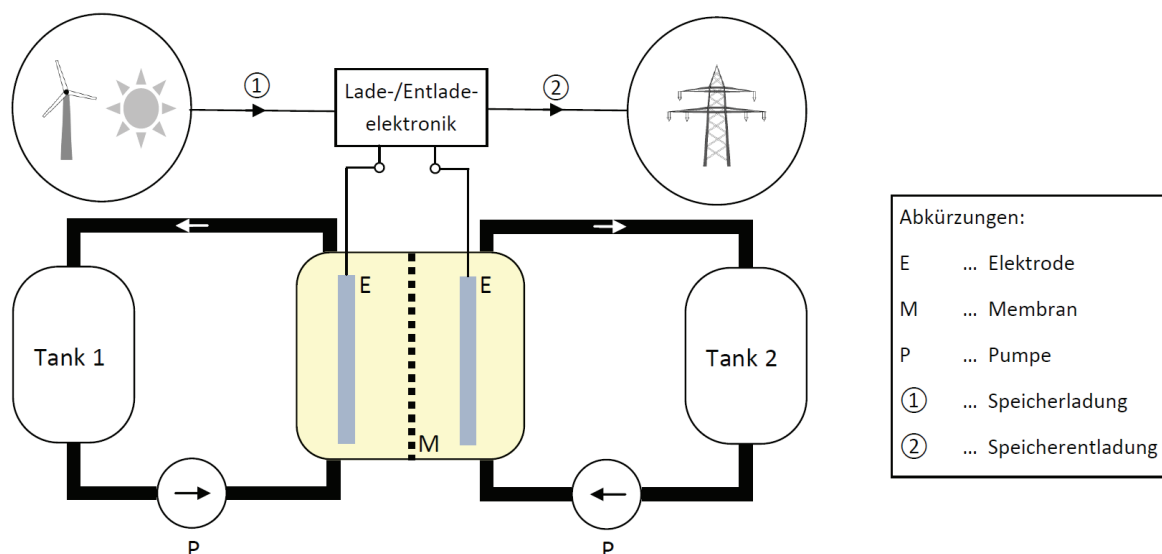


Abbildung 8: Schematischer Aufbau eines Redox-Flow-Batteriesystems (eigene Darstellung in Anlehnung an [7])

2.6.1. Kenngrößen

Tabelle 7: Typische Kenngrößen von Redox-Flow-Batteriesystemen [11]

Kenngröße	Wert	Anmerkung
Gesamtwirkungsgrad in %	70 – 80	Von der Art der chemischen Zusammensetzung abhängig
Energiedichte in Wh/l	20 – 70	
Leistungsdichte	-	
Zyklenlebensdauer	> 10.000	
Kalendarische Lebensdauer in Jahren	10 - 15	Trend zu 15 – 25 Jahre
Entladetiefe in %	100	
Selbstentladung in %/Tag	0,1 – 0,4	
Leistungsinstallationskosten in €/kW	1.000 – 1.500	
Energieinstallationskosten in €/kWh	300 – 500	
Reaktionszeit in Sekunden	wenige Sekunden	Stark vom Betriebszustand abhängig. Während Betrieb Wechsel von Laden/Entladen ohne Zeitverzug möglich. Stehen Pumpen still, dauert es einige Sekunden, bis die Leistung Vollast erreicht.

2.6.2. Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen

Die Anwendung dieser Technologie eignet sich für den Betrieb im mittleren und großen Maßstab und kann somit eine Lücke zwischen mittelfristigen Speichern (wenige Stunden) bis zu längerfristigen Speichern (mehrere Wochen) schließen. Redox-Flow-Speichersysteme können zur sekundären und tertiären Frequenzregelung und als Langzeitspeicher sowie für Inselnetze eingesetzt werden.

Im Jahr 2001 wurde in einem japanischen Windkraftwerk ein 170-kW-Vanadium-Redox-Flow-Speicher installiert, mit dem Ziel, Erzeugungsschwankungen auszugleichen. Die Speicherkapazität dieser Anlage beträgt 1020 kWh. [27]

Im Jahr 2003 wurde in King Island/Australien das Windkraftwerk Huxley Hill um eine 800-kWh-Vanadium-Redox-Flow-Batterie mit einer Leistung von 200 kW erweitert. Dieses Speichersystem trug zur Dieselreduktion bei. Aktuell ist diese Anlage aufgrund eines Betriebsereignisses jedoch nicht mehr in Betrieb, eine Reparatur oder ein Austausch wird von Hydro Tasmania geprüft. [28] [29]

Die aktuell installierten Redox-Flow-Speichersysteme sind eher als Testsysteme anzusehen und weniger Anlagen für die kommerzielle Nutzung. Das Forschungs- und Entwicklungspotenzial dieser Technologie ist in den nächsten Jahren groß.

2.6.3. Vor- und Nachteile von Redox-Flow-Batteriesystemen

Einer der größten Vorteile der Redox-Flow-Technologie ist die voneinander unabhängige Skalierbarkeit von Energie und Leistung, wodurch große Speicherkapazitäten möglich sind. Weitere Vorteile sind der einfache Zellaufbau, die hohen Zyklenlebensdauer sowie die Möglichkeit, dass unterschiedliche Redoxpaare eingesetzt werden können. [7] [11]

Als Nachteil ist zu nennen, dass für diese Technologie der Einsatz von Hilfsaggregaten erforderlich ist (z. B. Pumpen). Außerdem kann es aufgrund der säurehaltigen Flüssigkeiten zu Leckagen kommen, die Energie- und Leistungsdichte ist gering, und es ist verglichen mit anderen Technologien ein höherer Wartungsaufwand erforderlich. Aufgrund der Rohstoffe

Vanadium, Zink und Brom sind solche Speichersysteme verhältnismäßig teuer. Nachteilig ist außerdem, dass es aktuell nur wenige realisierte Anlagen mit dieser Technologie gibt. [7] [11]

2.7. Warmwasserspeicher

Bei einem Warmwasserspeicher erfolgt die Umwandlung von elektrischer Energie in thermische Energie in Form von heißem Wasser. Warmwasser kann in unserer Gesellschaft als essenzielles Gut angesehen werden. Dessen Aufbereitung kann auf unterschiedliche Weise erfolgen, wie beispielsweise in einem Schichtenspeicher ohne Trennung der thermischen Kreisläufe oder etwa in einem Doppelmantelspeicher, bei dem die beiden thermischen Kreisläufe getrennt sind [7].

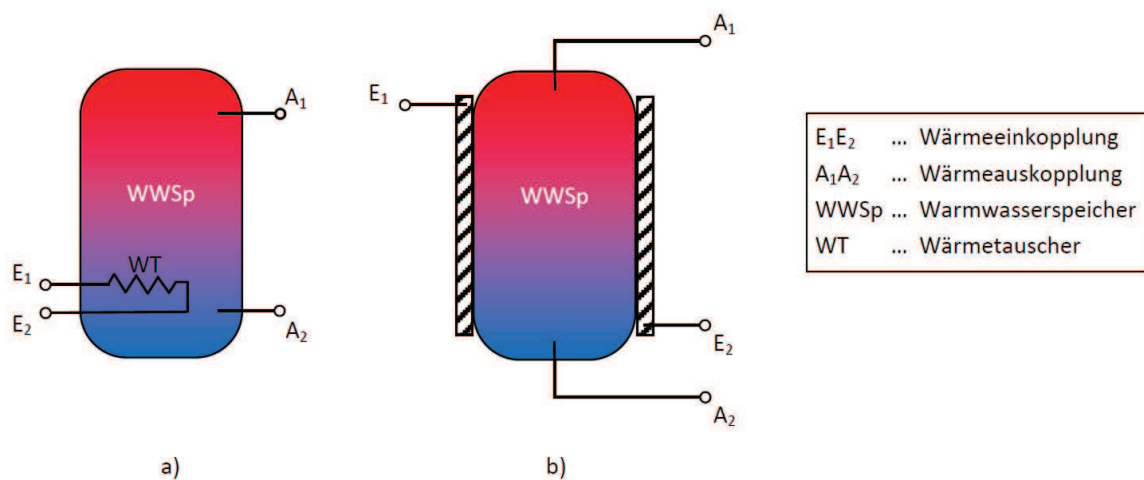


Abbildung 9: Warmwasser-Schichtenspeicher a) ohne Trennung der thermischen Kreisläufe b) mit Trennung der thermischen Kreisläufe (eigene Darstellung in Anlehnung an [7])

Der Wärmetauscher kann durch verschiedene Quellen gespeist werden. Eine mögliche Energiequelle wäre die Nutzung von Solarenergie. Anstatt des Wärmetauschers kann der Warmwasserspeicher aber auch mit einer elektrischen Heizpatrone ausgestattet sein. So könnte man beispielsweise die Warmwasseraufbereitung mittels des in einer Photovoltaikanlage erzeugten elektrischen Stroms durchführen. Dabei sei jedoch zu bedenken, dass der Wirkungsgrad eines solchen Systems schlechter ist als jener einer Solaranlage, da die Sonnenenergie zunächst in elektrischen Strom und erst danach in Wärme umgewandelt wird. Es gibt auch sogenannte Kombispeicher, bei denen ein Wärmetauscher und eine elektrische Heizpatrone parallel installiert sind.

Die elektrische Leistung, die zum Aufheizen benötigt wird, lässt sich nach folgender Formel berechnen:

$$P_{el} = \frac{m \cdot c_p \cdot (\vartheta_2 - \vartheta_1)}{t_{Heiz} \cdot \eta} \quad (3)$$

P_{el} = aufgenommene elektrische Leistung (W)

m = aufzuheizende Wassermenge (kg)

c_p = spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck ($J \, kg^{-1} \, K^{-1}$)

ϑ_1, ϑ_2 = Temperatur ($^{\circ}C$)

t_{Heiz} = Aufheizzeit (s)

η = Umwandlungswirkungsgrad

2.7.1. Kenngrößen

Bei dieser Speichertechnologie handelt es sich um eine Technologie, mit der zwar elektrische Energie in thermische Energie umgewandelt wird, jedoch keine Möglichkeit der umgekehrten Energieumwandlung besteht. Aus diesem Grund werden die typischen Kenngrößen, wie sie für die anderen Technologien angeführt wurden, nicht angegeben.

2.7.2. Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen

Anwendung findet diese Technologie bereits seit vielen Jahren zur Speicherung von Warmwasser. Es handelt sich somit um eine bereits etablierte und ausgereifte Technik, bei der keine wesentlichen Neuerungen mehr zu erwarten sind. Als Speichersystem für die Energieerzeugung eignen sich Warmwasserspeicher nur bedingt, da aus diesem Speicher keine elektrische Energie mehr zurückgewandelt werden kann und somit die Speicherfunktion, wie sie in dieser Arbeit betrachtet wird, nicht erfüllt wird.

Zur Lastanpassung können Warmwasserspeicher in Kombination mit Photovoltaikanlagen jedoch herangezogen werden, indem man beispielsweise mit überschüssiger PV-Erzeugung, anstatt diese ins Netz einzuspeisen, den Warmwasserspeicher auflädt. Dies erfordert allenfalls ein Energie-/Speichermanagementsystem.

2.7.3. Vor- und Nachteile von Warmwasserspeichern

Der Vorteil von Warmwasserspeichern ist jener, dass es sich um eine langjährige und etablierte Technologie handelt. Des Weiteren sind die Anschaffungskosten gering.

Der größte Nachteil ist, dass die elektrische Energie nur gespeichert, jedoch nicht mehr zurückgewandelt werden kann. Der Wirkungsgrad ist aufgrund großer Verluste verhältnismäßig gering.

2.8. Superkondensatoren

Als Superkondensatoren bezeichnet man Doppelschichtkondensatoren, die sich durch sehr hohe Kapazitätswerte (im Bereich von einigen Tausend Farad) auszeichnen und somit jene Werte von Elektrolytkondensatoren um mehrere Zehnerpotenzen übersteigen. Diese hohen Kapazitätswerte werden durch das Auftreten von elektrochemischen Doppelschichten an der Grenzfläche zwischen festem und flüssigem Medium erreicht. [7]

Die Speicherung elektrischer Energie erfolgt im statischen elektrischen Feld. Bezüglich Leistungs- und Energiedichte liegen Superkondensatoren zwischen klassischen Kondensatoren und Batterien. Sie zeichnen sich durch eine hohe zyklische Lebensdauer aus. Deren Leistungsdichte ist im Vergleich zu Batterien sehr hoch, die Energiedichte ist hingegen gering. Dadurch eignen sich Superkondensatoren als Kurzzeit- und Hochleistungs-Speichersysteme. [11]

2.8.1. Kenngrößen

Tabelle 8: Typische Kenngrößen von Superkondensatoren [11]

Kenngröße	Wert	Anmerkung
Gesamtwirkungsgrad in %	77 – 83	
Energiedichte in Wh/l	2 – 10	
Leistungsdichte in kW/l	bis zu 15	
Zykluslebensdauer	bis zu 1 Mio.	
Kalendarische Lebensdauer in Jahren	15	
Entladetiefe in %	75	
Selbstentladung in %/Tag		Bis zu 25 % in den ersten 48 Stunden, danach sehr gering.
Leistungsinstallationskosten in €/kW	150 – 200	
Spezifische Speicherkosten in €/kWh	10.000 – 20.000	
Reaktionszeit in Sekunden	< 10 ms	

2.8.2. Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen

Ein Anwendungsbereich, in dem Superkondensatoren bereits seit Jahren zur Energiespeicherung eingesetzt werden, ist zur unterbrechungsfreien Stromversorgung in elektronischen Schaltungen und Geräten, wo sie Spannungseinbrüche und Kurzunterbrechungen überbrücken. Ein weiteres Einsatzgebiet ist bei Hybridfahrzeugen, wo diese Technologie vor allem durch die hohe Leistungsdichte eingesetzt wird. In diesem Bereich werden Superkondensatoren vorwiegend in Kombination mit Batteriespeichern angewandt, wobei der Kondensatorspeicher die Aufgabe des Spitzenlastspeichers übernimmt, während die Batteriespeicher die Dauerleistung abdecken. Ein weiteres Anwendungsgebiet ist die Netzstabilisierung von elektrischen Nahverkehrssystemen. Dabei werden Superkondensatoren zur raschen Aufnahme von Bremsenergie beziehungsweise Abgabe von Spitzenleistung zur Beschleunigung herangezogen. [7]

Im Hinblick auf bereits realisierte Anlagen gibt es bereits unzählige Anwendungen, bei denen Superkondensatoren als kurzzeitige Energiespeicher eingesetzt werden.

2.8.3. Vor- und Nachteile von Superkondensatoren

Die Vorteile von Superkondensatoren sind deren hoher Wirkungsgrad, die hohe Leistungsfähigkeit und deren lange Zykluslebensdauer. Zu den Nachteilen zählen deren geringe Energiedichte sowie die hohen Kosten pro installierter Energie. [11]

2.9. Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES)

Bei supraleitenden magnetischen Energiespeichern wird die elektrische Energie im magnetischen Feld einer supraleitenden Spule gespeichert. Um die supraleitenden Eigenschaften einer Spule zu erreichen, muss diese gekühlt gelagert werden. Die Temperatur muss dabei garantiert unter -260 °C liegen, was beispielsweise durch Lagerung in flüssigem Helium erreicht wird. Beim Ladevorgang wird die Spule über einen Gleichrichter an eine konstante Spannung gelegt. Der Strom steigt linear an, bis beim Erreichen des maximal zulässigen Stromes die Spule vom Netz getrennt wird. Der SMES befindet sich ab diesem Zeitpunkt im Speicherbetrieb. Die in der Spule gespeicherte Energie beträgt:

$$W = \frac{L * I_{max}^2}{2} \quad (4)$$

W = gespeicherte (magnetische) Energie in der Spule

L = Induktivität der Spule

I_{max} = maximal zulässiger Strom

Beim Entladevorgang nimmt der Strom bei konstanter Gegenspannung linear ab und gibt die gespeicherte Energie über einen Wechselrichter wieder an das Netz ab.

[7] [11]

2.9.1. Kenngrößen

Tabelle 9: Typische Kennwerte von supraleitenden magnetischen Energiespeichern [11]

Kenngröße	Wert	Anmerkung
Gesamtwirkungsgrad in %	80 – 90	Für diese Technologie findet man kaum geprüfte Daten, sodass die Angaben nur auf Annahmen beruhen und dadurch auch nicht vollständig sind.
Energiedichte in Wh/l	0,5 – 10	
Leistungsdichte in kW/l	1 – 4	
Zyklenlebensdauer	unbegrenzt	
Kalendarische Lebensdauer in Jahren	20	
Entladetiefe in %	-	
Selbstentladung in %/Tag	10 – 15	
Spezifische Speicherkosten in €/kWh	-	
Reaktionszeit in Sekunden	0,001 – 0,01	

2.9.2. Anwendungsmöglichkeiten und aktuell realisierte Anlagen

Dadurch, dass beim Aufbau eines supraleitenden magnetischen Energiespeichers ein Vier-Quadranten-Stromrichter erforderlich ist, kann eine solche Anlage sowohl zur Blindleistungskompensation als auch zur Netzspannungsstabilisierung angewandt werden. Darüber hinaus können Netzspannungseinbrüche kompensiert werden, wodurch sich eine Anwendung als unterbrechungsfreie Stromversorgung ergibt. Es handelt sich bei dieser Technologie um Kurzzeitspeichersysteme. Aufgrund der erforderlichen Kühlung und der damit einhergehenden hohen Stand-by-Verluste wird diese Technologie aktuell nur zu Demonstrationszwecken sowie für Nischenanwendungen genutzt. [7] [11]

2.9.3. Vor- und Nachteile von supraleitenden magnetischen Energiespulen

Als Vorteil für diese Technologie sind die hohe Leistungsfähigkeit sowie die hohe Zyklenlebensdauer zu nennen. Zu den Nachteilen zählen der hohe Kühlaufwand, die hohen Kosten, die der Supraleiter mit sich bringt, sowie das aufwändige Design der Umrichter und Messelektronik. Ein weiterer Nachteil ist, dass es bisher nur Demonstrationsanlagen gibt und somit die Technologien noch nicht ausreichend erprobt ist.

[11]

2.10. Power-to-Gas (P2G)

Beim Speichersystem Power-to-Gas unterscheidet man grundsätzlich zwischen zwei Technologien, die sich durch das Produkt, welches zur Speicherung umgewandelt wird, unterscheiden:

- Power-to-Gas-Wasserstoff
- Power-to-Gas-Methan

Bei dem Speichersystem Power-to-Gas-Wasserstoff wird mit überschüssigem Strom durch Elektrolyse Wasserstoff (H_2) erzeugt, welcher für eine Speicherung zur Verfügung steht. Die Speicherung kann dabei durch Einspeisung in das bestehende Gasnetz², durch Speicherung in Kavernenspeichern, Gas-Öl-Lagerstätten oder oberirdischen Speichern erfolgen [30]. Bei Power-to-Gas-Methan wird der nach der Elektrolyse entstandene Wasserstoff mit CO_2 durch Methanisierung in Methan (CH_4) umgewandelt, welches wiederum für eine Speicherung zur Verfügung steht. Die Speicherung kann durch Einspeisung in das bestehende Gasnetz³ sowie durch Speicherung in Kavernenspeichern, Porenspeichern, Gas-Öl-Lagerstätten oder oberirdischen Speichern erfolgen [30]. Der schematische Aufbau dieser beiden Technologien ist in Abbildung 10 dargestellt. Der Gesamtwirkungsgrad ist bei P2G-Wasserstoff-Speichersystemen aufgrund des fehlenden Zwischenschrittes der Methanisierung um etwa 5 – 12 % höher als bei P2G-Methan-Speichersystemen [30].

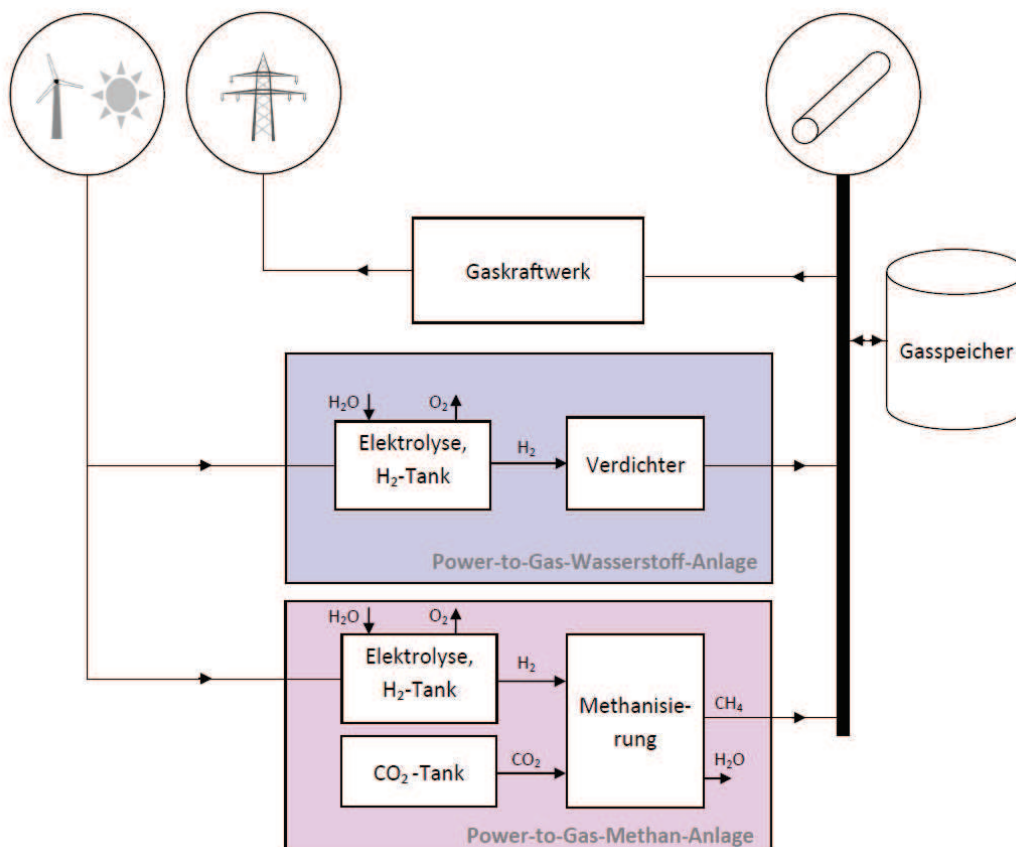


Abbildung 10: Schematische Darstellung der Power-to-Gas-Speichersysteme (eigene Darstellung in Anlehnung an [30])

² Eine Einspeisung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz ist mit maximal zwei Volumsprozents beschränkt.

³ Methan kann zu 100 % in das bestehende Gasnetz eingespeist werden.

2.10.1. Typische Kenngrößen

Tabelle 10: Typische Kennwerte von Power-to-Gas-Wasserstoff-Speichersystemen [11]

Kenngröße	Wert	Anmerkung
Gesamtwirkungsgrad in %	34 – 40	
Energiedichte in Wh/l	3 (bei Normaldruck)	750 Wh/l bei 250 bar, 2.400 Wh/l (flüssig). Die Werte beziehen sich auf Kavernenspeicher.
Leistungsdichte	n.V.	
Zykluslebensdauer	n.V.	
Kalendarische Lebensdauer in Jahren	n.V.	
Entladetiefe in %	40 – 60	
Selbstentladung in %/Tag	0,03 – 0,003	
Leistungsinstallationskosten in €/kW	1.500 – 2.000	
Energieinstallationskosten in €/kWh	0,3 – 0,6	Werte beziehen sich auf Kavernenspeicher.
Reaktionszeit in Sekunden	600	Bei Hochtemperatur- oder alkalischen Elektrolyseuren. Bei Membranelektrolyse ist eine Unterstützung der Frequenzregelung möglich.

Tabelle 11: Typische Kennwerte von Power-to-Gas-Methan-Speichersystemen [11]

Kenngröße	Wert	Anmerkung
Gesamtwirkungsgrad in %	30 - 35	
Energiedichte in Wh/l	9 (bei Normaldruck)	Werte annähernd das Dreifache von jenen von Wasserstoff (siehe Tabelle 10)
Leistungsdichte	n.V.	
Zykluslebensdauer	n.V.	
Kalendarische Lebensdauer in Jahren	n.V.	
Entladetiefe in %	40 – 60	
Selbstentladung in %/Tag	0,03 – 0,003	
Leistungsinstallationskosten in €/kW	1.000 – 2.000	
Energieinstallationskosten in €/kWh	-	Werte abhängig von der Art der Speicherung. Bei Speicherung im Gasnetz entstehen keine zusätzlichen Kosten.
Reaktionszeit in Sekunden	600	

2.10.2. Anwendungsgebiete und aktuell realisierte Anlagen

Die Power-to-Gas-Technologie eignet sich zum Ausgleich von Stromüberschüssen aus volatilen erneuerbaren Energien wie Photovoltaik oder Windkraft. Bei der Methan-Technologie ist außerdem ein Einsatz zur CO₂-Reduktion möglich. Aktuell gibt es noch keine kommerziellen Anlagen, sondern nur zahlreiche Pilotanlagen. Von der deutschen Energie-Agentur gibt es beispielsweise eine Strategieplattform Power-to-Gas, auf der Pilot- und Demonstrationsanlagen in einer interaktiven Projektkarte aufgelistet sind [31]. Diese Technologie hat auf jeden Fall ein hohes Forschungs- und Entwicklungspotential. Die Betriebskosten und damit auch die Wirtschaftlichkeit sind maßgeblich durch den Strompreis bestimmt.

2.10.3. Vor- und Nachteile von Power-to-Gas

Ein Vorteil der Power-to-Gas-Technologie ist jener, dass das zur Elektrolyse benötigte Wasser zumindest in unseren Breitengraden in unbegrenzten Mengen verfügbar ist. Ein weiterer Vorteil ist, dass sich diese Technologie zur Langzeitspeicherung eignet. Nachteilig ist, dass die Elektrolyseure hohe Kosten verursachen. Darüber hinaus ist der Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad relativ gering.

Beim Vergleich der beiden Technologien (Wasserstoff vs. Methan) sind die Vorteile von Wasserstoff-Systemen, dass diese unabhängig von CO₂-Quellen sind und somit mehr Flexibilität bei der Standortwahl bieten. Die Kosten sind auch geringer als bei Methan-Systemen, da die Methanisierung wegfällt. Die Vorteile von Methan-Systemen sind, dass diese eine höhere Energiedichte aufweisen und somit kleinere Speicher möglich sind, bei der Einspeisung ins Gasnetz gibt es keine Einspeisegrenzen, wodurch die vorhandene Infrastruktur samt Anwendungstechnologien nutzbar ist. Als Nachteile der Wasserstoff-Technologie ist zu nennen, dass es bei der Einspeisung ins Gasnetz eine Beimischgrenze gibt (max. 2 Vol.-%) und in Hinsicht auf andere Speichermöglichkeiten weitgehend Infrastruktur fehlt. Die Nachteile der Methan-Technologie sind die geringeren Wirkungsgrade, die durch den Methanisierungsschritt entstehen, sowie das

Erfordernis einer CO₂-Quelle. Allgemein gilt, dass bis zum Erreichen der Beimischgrenze aus Kosten- und Wirkungsgradgründen Power-To-Gas-Wasserstoff-Speichersysteme zu bevorzugen sind. [11] [30]

3. Datenanalyse von bestehenden PV-Anlagen

Für die nachfolgenden Betrachtungen stehen Daten von insgesamt 69 Kundenanlagen aus zwei Ortsnetzen des Versorgungsgebietes der Netz Oberösterreich GmbH – einem Unternehmen der Energie AG Oberösterreich – zur Verfügung. Bei diesen beiden Ortsnetzen handelt es sich um Eberstallzell und Littring. In jeder dieser 69 Anlagen ist eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung zwischen 3,12 kWp und 48 kWp in Betrieb. Die Verteilung der Anlagen ist in Tabelle 12 ersichtlich.

Tabelle 12: Übersicht der installierten PV-Anlagen im Untersuchungsgebiet

Installierte Leistung	Anzahl Einspeisephasen	Anzahl Anlagen
<i>kWp</i>		
3,12	1	1
3,22	1	6
3,36	1	1
3,60	1	2
4,14	1	2
4,32	1	4
4,60	1	19
4,70	1	3
4,80	1	10
5,28	1	1
6,90	2	2
7,20	2	3
9,60	3	3
9,66	3	6
9,87	3	2
9,89	3	1
11,50	3	1
14,26	3	1
48,00	3	1
438,89	-	69

Die entsprechenden Kundenanlagen sind jeweils mit einem AMIS-Zähler ausgestattet, der die Möglichkeit bietet, nach Einwilligung der Kunden 15-Minuten-Mittelwerte aufzuzeichnen. Dieser Zähler ist der Basiszähler, bei dem für den Netzbezug als auch für die Netzeinspeisung getrennte Register zur Verfügung stehen. Die PV-Anlagen wurden so installiert, dass jeweils nach dem Wechselrichter eine Subzählung eingebaut wurde, bei der ebenfalls 15-Minuten-Mittelwerte von Lieferung und Bezug aufgezeichnet werden. Die PV-Anlagen sind allesamt als Überschusseinspeiseanlagen ausgeführt. Es wird also zunächst der produzierte PV-Strom von der Kundenanlage verbraucht und nur jener Teil, der nicht selbst verbraucht wird, – der so genannte Überschuss – ins Netz eingespeist. Der Aufbau dieser Kundenanlagen ist schematisch in Abbildung 11 dargestellt.

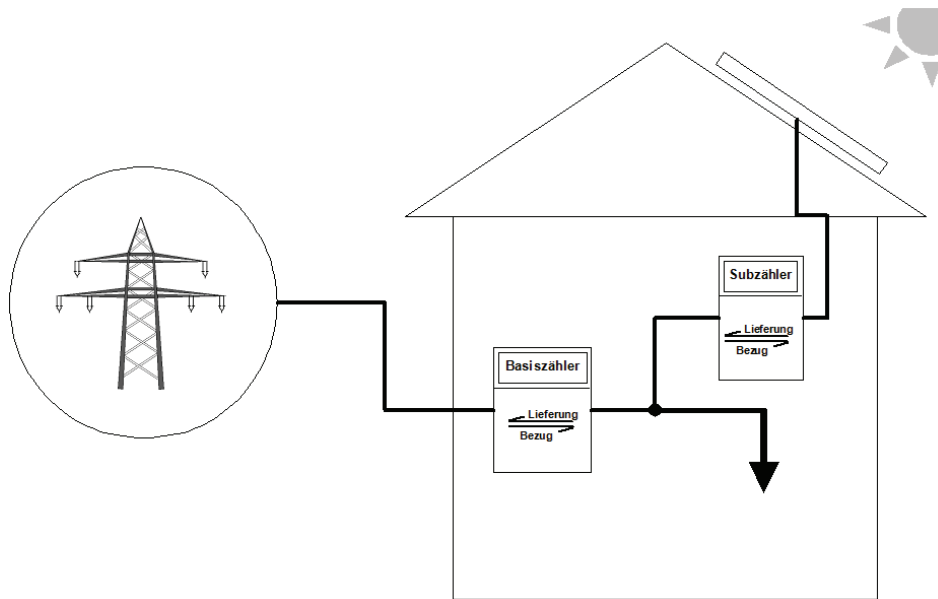


Abbildung 11: Schematische Darstellung des Aufbaus der Kundenanlage mit Basis- und Subzählung

Es stehen also für die Analyse der Anlagen folgende Register, in denen jeweils 15-Minuten-Mittelwerte erfasst wurden, zur Verfügung:

- Basiszähler „Wirkleistung Bezug“ (= Basis_{bez})
- Basiszähler „Wirkleistung Lieferung“ (= Basis_{lief})
- Basiszähler „Blindleistung Bezug“
- Basiszähler „Blindleistung Lieferung“
- Subzähler „Wirkleistung Bezug“ (= Sub_{bez})
- Subzähler „Wirkleistung Lieferung“ (= Sub_{lief})
- Subzähler „Blindleistung Bezug“
- Subzähler „Blindleistung Lieferung“

Für die Betrachtungen in dieser Arbeit werden nur die Wirkleistungsregister herangezogen. Die Bezeichnungen, die für diese Register in weiterer Folge verwendet werden, sind jeweils in Klammer angeführt. Die Zähler erfassen jede Sekunde den Leistungswert für alle vier Leistungsregister, woraus dann die jeweiligen 15-Minuten-Mittelwerte gebildet werden. Die vier Register bieten den Vorteil, dass für jedes Zeitintervall die Erfassung von Lieferung und Bezug getrennt erfolgt und nicht nur der Saldo gebildet wird. Man kann daher rückschließen, ob in einem Intervall nur ein Bezug oder nur eine Lieferung stattgefunden hat (nur eines der beiden Register enthält einen Wert, im anderen steht Null) oder, ob sowohl Lieferung als auch Bezug erfolgt sind (beide Register enthalten einen Wert). Diese Tatsache ist vor allem verrechnungstechnisch relevant, da die einzelnen Register für die Verrechnung herangezogen werden und nicht ein Summenprofil.

Der Gesamtverbrauch (= Verbrauch_{ges}) der Anlage als 15-Minuten-Mittelwert lässt sich gemäß Formel (5) berechnen.

$$\text{Verbrauch}_{\text{ges}} = \text{Basis}_{\text{bez}} + \text{Sub}_{\text{bez}} + \frac{(\text{Sub}_{\text{lief}} - \text{Basis}_{\text{lief}})}{\text{Eigenverbrauch PV-Strom}} \quad (5)$$

Basis_{bez} = Basiszähler „Wirkleistung Bezug“

Sub_{bez} = Subzähler „Wirkleistung Bezug“

Sub_{lief} = Subzähler „Wirkleistung Lieferung“

Basis_{lief} = Basiszähler „Wirkleistung Lieferung“

Der Eigenverbrauch einer Anlage lässt sich, wie in Formel (5) veranschaulicht, durch Subtraktion der Erzeugung der PV-Anlage und der Überschusseinspeisung ins Netz berechnen.

Bevor die Auswertung der Anlagendaten erfolgt, werden die Rohdaten auf Plausibilität geprüft. Als Folge dessen müssen Anlagen für die weitere Auswertung ausgenommen werden.

3.1. Analyse der Rohdaten

Als Evaluierungszeitraum wurde das Kalenderjahr 2014 gewählt. Der Beginn ist der Montag von KW 1 2014, also der 30. Dezember 2013. Das Ende ist mit dem Sonntag der KW 52 2014, dem 28. Dezember 2014, festgelegt.

Tabelle 13: Evaluierungszeitraum

Startdatum (Montag KW 1)	30.12.2013
Enddatum (Sonntag KW 52)	28.12.2014

Bei der ersten Prüfung der Anlagenrohdaten war erkennbar, dass von mehreren Basiszählern zeitweise keine Profildaten übertragen werden konnten (siehe Tabelle 14). Es stehen von diesen Anlagen somit nur Subzählerdaten für den gesamten Evaluierungszeitraum zur Verfügung, wodurch bei diesen Anlagen nur eine Aussage über die Performance der jeweiligen PV-Anlage möglich ist. Eine Aussage bezüglich Überschusslieferung und in weiterer Folge eine Potentialanalyse eines Speichers ist nicht möglich.

Tabelle 14: Anlagen mit Lücken bei den Basiszählerdaten

Anlagen Nr.	Zeitraum in dem Basiszähler nur Nullwerte geliefert hat
3	KW 11-16, KW 20, KW 25-26
10	KW 1-18
20	KW 1-18
23	KW 1-52
24	KW 1-32
35	KW 1-42
56	KW 1-18
59	KW 1-18
62	KW 1-15, KW 18-19, KW 23-36
66	KW 1-15

Des Weiteren ist bei der Analyse aufgefallen, dass bei zwei Anlagen von den Subzählern zeitweise keine Profildaten übertragen werden konnten (siehe Tabelle 15). Durch diese nicht lückenlos vorhandenen Subzählerdaten ist somit eine Aussage über die Performance der Anlage und über den Eigenverbrauch des PV-Stromes nicht möglich. Es ist in Folge dessen auch nicht möglich, auf den Gesamtbezug der Anlage zu schließen.

Tabelle 15: Anlagen mit Lücken bei den Subzählerdaten

Anlagen Nr.	Zeitraum in dem Subzähler nur Nullwerte geliefert hat
41	KW 42-52
45	KW 32-41

Darüber hinaus sind bei drei weiteren Anlagen Probleme aufgetreten, die eine Auswertung der jeweiligen Anlage nicht möglich machen. In Tabelle 16 ist das jeweils vorliegende Problem näher beschrieben.

Tabelle 16: Anlagen mit sonstigen Datenproblemen

Anlagen Nr.	Problembeschreibung
2	Im Basiszähler war die Funktion der Profilspeicherung nicht aktiviert.
60	Bei dieser Kundenanlage sind zwei PV-Anlagen in Betrieb. Es ist jedoch nur bei einer dieser beiden ein Subzähler installiert. Beide Anlagen sind Überschusseinspeiseanlagen. Der Basiszähler erfasst den Überschuss beider PV-Anlagen. Aufgrund der fehlenden zweiten Subzählung kann jedoch der Gesamtverbrauch der Kundenanlage nicht ermittelt werden.
67	Vom AMIS-Zähler konnten aufgrund von Kommunikationsproblemen keine Daten übermittelt werden.

Die in Tabelle 14, Tabelle 15 und Tabelle 16 angeführten Anlagen können aus den beschriebenen Problemstellungen nicht für die weitere Analyse herangezogen werden und werden aus der Auswertung ausgenommen. Es stehen damit von 54 der 69 Anlagen verwertbare Daten zur Verfügung, welche in den nächsten Kapiteln einer näheren Analyse unterzogen werden.

3.2. Ermittlung des Eigenverbrauchsanteils von der Erzeugung der PV-Anlagen

Der theoretische Autarkiegrad beschreibt das Verhältnis von der Erzeugung der PV-Anlage zum Gesamtverbrauch der Kundenanlage.

$$\text{theoretischer Autarkiegrad} = \frac{\text{Erzeugung der PV-Anlage}}{\text{Gesamtverbrauch der Kundenanlage}} \quad (6)$$

Der spezifische Ertrag einer PV-Anlage berechnet sich über das Verhältnis der Erzeugung der PV-Anlage zur installierten Leistung.

$$\text{spezifischer Ertrag} = \frac{\text{Erzeugung der PV-Anlage}}{\text{installierte Leistung}} \quad (7)$$

Die Umrechnung von den ermittelten 15-Minuten-Leistungsmittelwerten ($\text{kW} \cdot 15\text{min}$) auf Kilowattstunden-Werte erfolgt durch Division durch vier.

$$X_h = \frac{X_{15\text{min}}}{4} \quad (8)$$

X_h = Kilowattstundenwert (kWh)

$X_{15\text{min}}$ = 15-Minuten-Leistungsmittelwert ($\text{kW} \cdot 15\text{min}$)

Die Ermittlung der PV-Jahreserzeugung und des Jahreseigenverbrauchs der PV-Erzeugung erfolgt durch Umrechnung der Werte gemäß Formel (8) und Aufsummierung aller Werte für ein Jahr.

$$Erz_{PV,Jahr} = \sum \frac{Erz_{PV,15min}}{4} \quad (9)$$

$Erz_{PV,Jahr}$ = Jahreserzeugung der PV-Anlage (kWh)
 $Erz_{PV,15min}$ = 15-Min-MW der Erzeugung der PV-Anlage (kW·15min)

$$EV_{PV,Jahr} = \sum \frac{EV_{PV,15min}}{4} \quad (10)$$

$EV_{PV,Jahr}$ = jährlicher Eigenverbrauch der Erzeugung der PV-Anlage (kWh)
 $EV_{PV,15min}$ = 15-Min-MW des Eigenverbrauchs der Erzeugung der PV-Anlage (kW·15min)

$$EV_{PV,\%} = \frac{EV_{PV,Jahr} \cdot 100}{Erz_{PV,Jahr}} \quad (11)$$

$EV_{PV,\%}$ = Prozentualer Anteil des Eigenverbrauchs von der Jahreserzeugung der PV-Anlage (%)
 $EV_{PV,Jahr}$ = jährlicher Eigenverbrauch der Erzeugung der PV-Anlage (kWh)
 $Erz_{PV,Jahr}$ = Jahreserzeugung der PV-Anlage (kWh)

In Tabelle 18 sind die Kenngrößen der untersuchten PV-Anlagen eingetragen. Für eine detailliertere Betrachtung werden all jene Anlagen herangezogen, die vom prozentualen Anteil des Eigenverbrauchs von der Jahreserzeugung der PV-Anlage unterhalb des 10-%-Perzentils beziehungsweise oberhalb des 90-%-Perzentils liegen (siehe Tabelle 17 sowie graue Markierung in Tabelle 18).

Tabelle 17: Perzentilwerte des prozentualen Jahreseigenverbrauchs

	EV_{PV,%}
10-%-Perzentil	18,94
90-%-Perzentil	71,85

Tabelle 18: Kenngrößen der untersuchten Anlagen

Anlagen Nr.	Installierte PV-Leistung kWp	Gesamtverbrauch der Anlage kWh/a	Jahreserzeugung PV kWh/a	Spezifischer Ertrag kWh/(kWp·a)	theoretischer Autarkiegrad	Eigenverbrauch PV-Erzeugung kWh/a	Eigenverbrauch PV-Erzeugung %
12	9,66	3135,2	10818,2	1119,9	3,45	1100,9	10,18
18	6,90	1854,7	6639,6	962,3	3,58	690,9	10,41
68	4,80	2623,7	4986,0	1038,8	1,90	530,5	10,64
61	4,80	1908,9	4895,9	1020,0	2,56	705,1	14,40
34	3,22	1980,6	3462,0	1075,2	1,75	565,9	16,34
63	3,36	2267,1	3022,7	899,6	1,33	550,7	18,22
32	14,26	7029,4	14692,1	1030,3	2,09	3031,7	20,64
40	4,60	2967,6	4932,2	1072,2	1,66	1104,9	22,40
1	3,22	2587,6	3142,3	975,9	1,21	716,7	22,81
22	4,60	3056,7	4727,2	1027,6	1,55	1121,1	23,72
65	4,60	3908,5	4658,0	1012,6	1,19	1216,5	26,12
43	4,60	5368,8	4641,5	1009,0	0,86	1250,1	26,93
31	4,60	2735,4	4625,8	1005,6	1,69	1299,2	28,09
58	3,60	2971,1	3834,1	1065,0	1,29	1079,5	28,15
44	4,60	5319,9	4867,1	1058,1	0,91	1420,0	29,17
21	4,70	5016,4	4605,4	979,9	0,92	1415,3	30,73
47	4,80	3487,0	3462,4	721,3	0,99	1135,5	32,80
52	5,28	3768,8	4222,7	799,7	1,12	1404,1	33,25
4	4,60	4788,5	4567,2	992,9	0,95	1521,9	33,32
33	4,70	8494,4	4924,3	1047,7	0,58	1696,9	34,46
39	3,60	5104,1	3689,1	1024,7	0,72	1278,5	34,66
13	9,87	9136,1	10138,5	1027,2	1,11	3534,3	34,86
6	4,60	4510,5	4635,4	1007,7	1,03	1634,3	35,26
51	4,32	4424,2	4045,8	936,5	0,91	1470,4	36,34
5	3,22	3737,1	3351,7	1040,9	0,90	1225,6	36,56
57	4,80	5592,4	4582,1	954,6	0,82	1723,0	37,60
64	4,60	4035,4	4964,2	1079,2	1,23	1873,6	37,74
49	4,32	4924,0	4021,1	930,8	0,82	1519,1	37,78
7	4,14	4260,0	4267,2	1030,7	1,00	1660,1	38,90
54	4,80	4656,6	4783,2	996,5	1,03	1862,3	38,93
17	4,80	5294,0	4275,5	890,7	0,81	1675,5	39,19
11	4,70	5325,8	4644,2	988,1	0,87	1827,2	39,34
48	4,80	6244,2	4395,3	915,7	0,70	1729,7	39,35
30	4,60	7980,3	4922,2	1070,1	0,62	2008,4	40,80
8	7,20	9858,1	6659,8	925,0	0,68	2861,6	42,97
15	11,50	14545,1	12231,4	1063,6	0,84	5357,5	43,80
14	4,80	6703,3	4934,0	1027,9	0,74	2164,7	43,87
46	7,20	10361,8	6970,7	968,2	0,67	3308,1	47,46
42	4,60	9628,0	4557,6	990,8	0,47	2349,9	51,56
27	9,89	12987,9	10342,4	1045,7	0,80	5339,0	51,62
9	4,80	10918,9	4537,1	945,2	0,42	2460,8	54,24
55	7,20	16314,4	6074,6	843,7	0,37	3329,0	54,80
28	9,66	22587,3	10754,6	1113,3	0,48	5920,8	55,05
38	9,60	17548,8	9806,5	1021,5	0,56	5522,8	56,32
25	9,66	17428,6	9767,4	1011,1	0,56	5764,2	59,01
50	4,32	7161,5	4023,0	931,2	0,56	2433,4	60,49
26	4,60	12531,3	4770,5	1037,1	0,38	3037,5	63,67
36	9,60	28001,6	10124,9	1054,7	0,36	7162,1	70,74
37	9,66	45538,7	10179,4	1053,8	0,22	7362,3	72,33
29	9,66	38459,5	10629,7	1100,4	0,28	8535,9	80,30
16	4,60	24332,4	4624,9	1005,4	0,19	3840,7	83,04
69	4,60	6593,9	4890,3	1063,1	0,74	4178,7	85,45
53	48,00	247847,5	43729,7	911,0	0,18	41377,0	94,62
19	9,66	84142,3	10356,3	1072,1	0,12	10081,6	97,35

3.2.1. Detaillierte Betrachtung der Anlagen mit einem Eigenverbrauchsanteil unter dem 10%-Perzentil

Tabelle 19: Kenngrößen der Anlagen mit einem Eigenverbrauchsanteil unter dem 10%-Perzentil

	Eigenverbrauch PV-Erzeugung	Installierte PV-Leistung	Jahreserzeugung PV	Gesamtverbrauch der Anlage
	%	kWp	kWh/a	kWh/a
Anlage 12	10,18	9,66	10.818	3.135
Anlage 18	10,41	6,90	6.640	1.855
Anlage 34	16,34	3,22	3.462	1.981
Anlage 61	14,40	4,80	4.896	1.909
Anlage 63	18,22	3,36	3.023	2.267
Anlage 68	10,64	4,80	4.986	2.624

Nachfolgend sind Tageslastgänge sowie die Wochendiagramme der Last- und Erzeugungsgänge der in Tabelle 19 aufgelisteten Anlagen für KW 21 angeführt. KW 21 wurde gewählt, da in dieser Woche das Maximum der Wochenerzeugung erreicht wurde.

Bei Anlage 12 handelt es sich um eine landwirtschaftliche Anlage. Bei der Betrachtung des Lastganges ergibt sich für Kalenderwoche 1 bis 40 ein atypischer Lastgang (siehe Abbildung 12). Erst ab Kalenderwoche 41 zeigt sich ein repräsentativer Lastgang (siehe Abbildung 13). Die Anlage wird aus diesem Grund für die nähere Betrachtung nicht herangezogen.

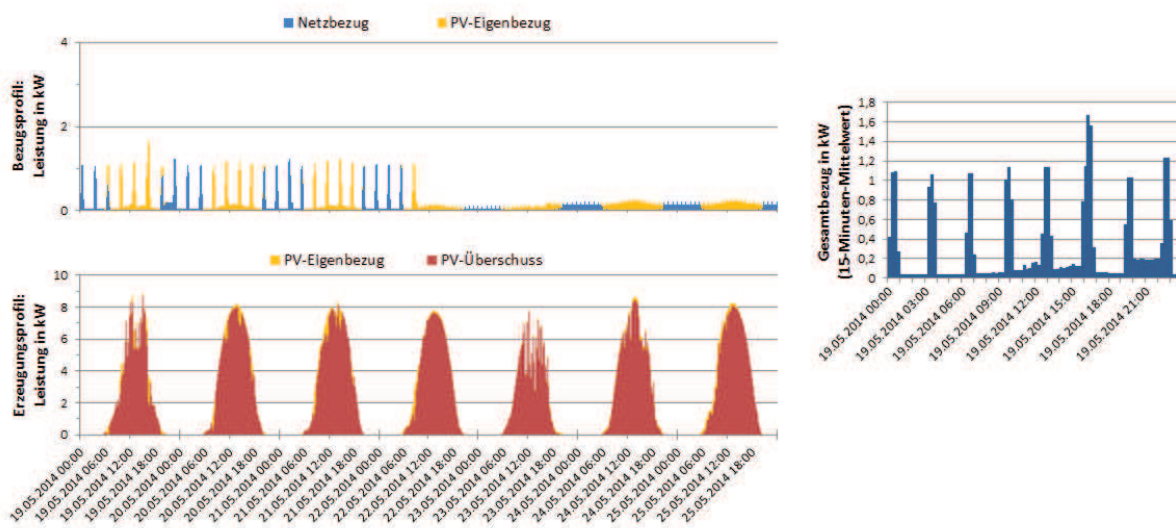


Abbildung 12: Wochen-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 12

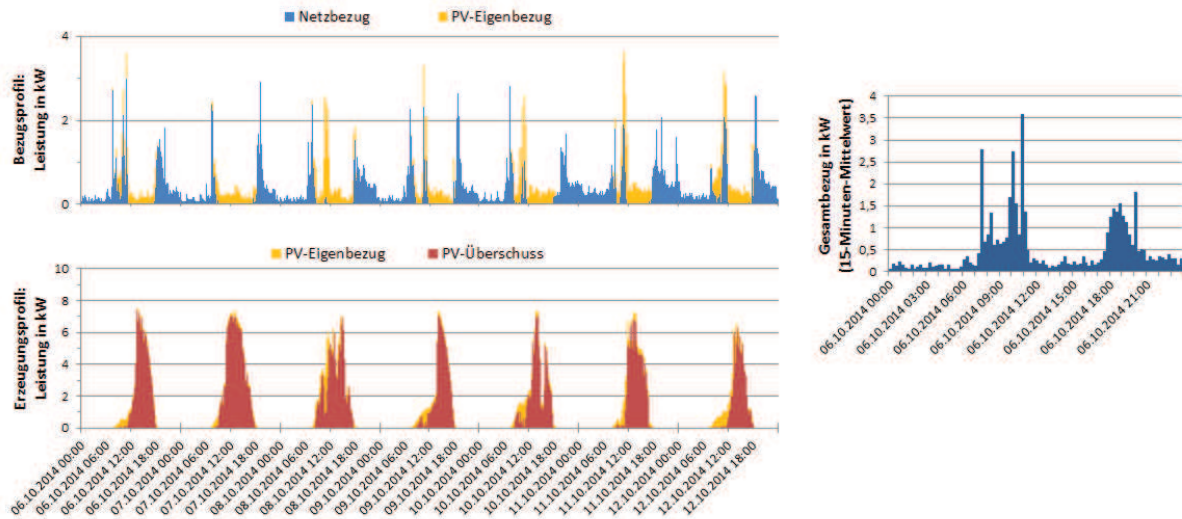


Abbildung 13: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 41 2014, Anlage 12

Anlage 18 weist über das gesamte Jahr einen Lastgang auf, wie in Abbildung 14 dargestellt. Es handelt sich bei diesem Lastgang um keine repräsentativen Daten, weshalb die Anlage für eine weitere Betrachtung ebenfalls nicht herangezogen wird.

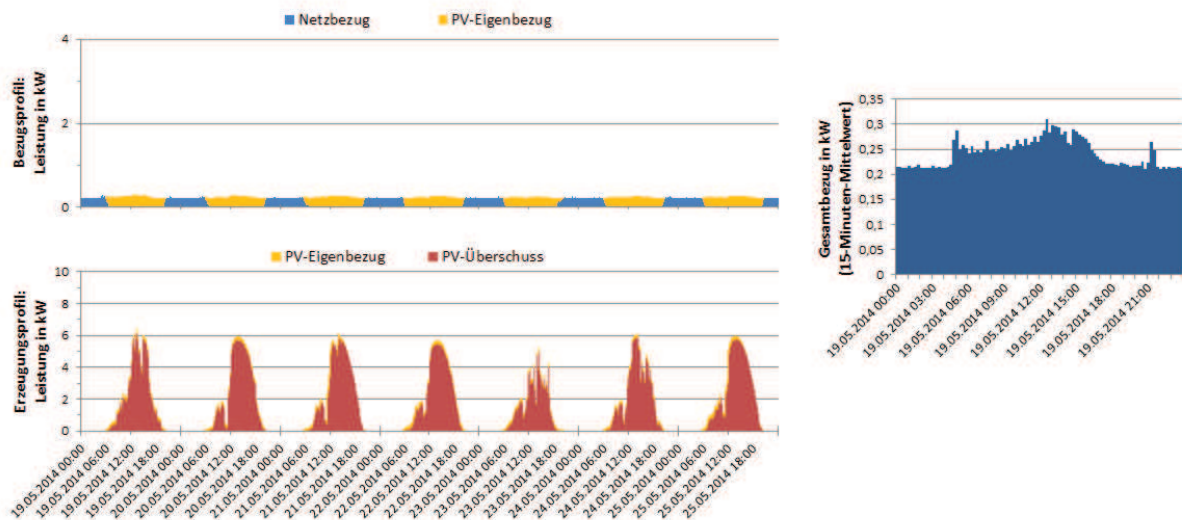


Abbildung 14: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 18

Bei den Anlagen 34 und 61 liegt mit < 2.000 kWh/a ein geringer Jahresverbrauch vor. Der Wochenverbrauch liegt über das Jahr betrachtet jedoch meist in derselben Größenordnung, wodurch die Daten als repräsentativ angesehen werden können.

Bei Anlage 63 ist es zwischen KW 6 und KW 29 zu einem deutlich geringeren Wochenverbrauch gekommen als in den übrigen Wochen. Die Daten sind aber dennoch als repräsentativ anzusehen, da sonst keinen Auffälligkeiten vorliegen.

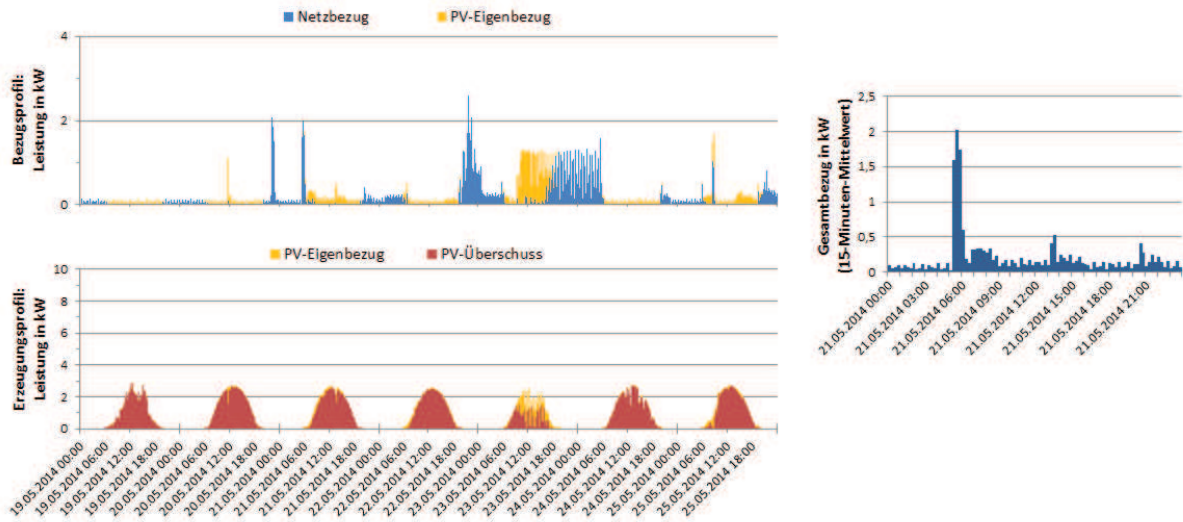


Abbildung 15: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 34

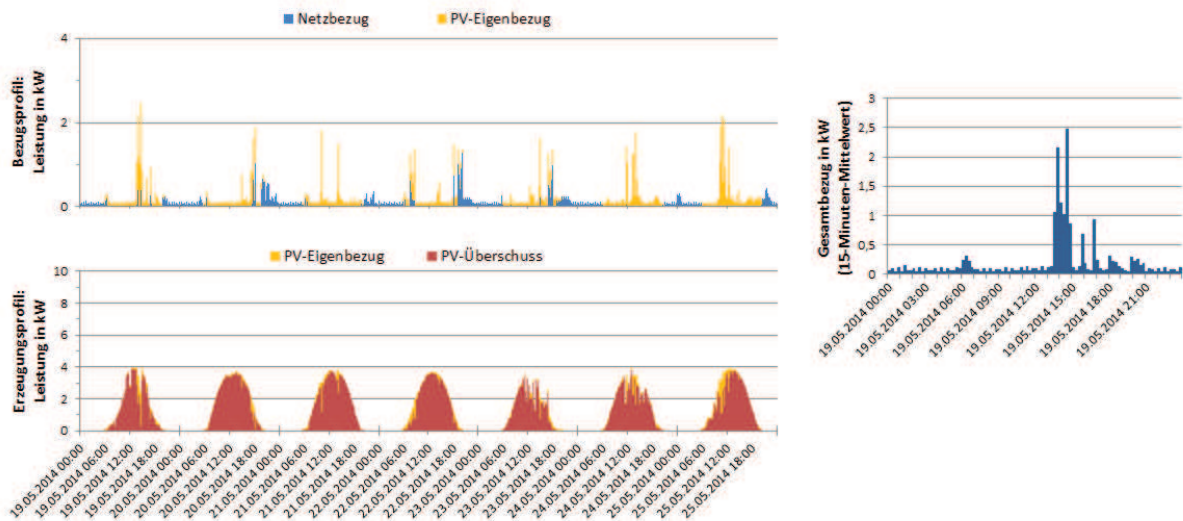


Abbildung 16: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 61

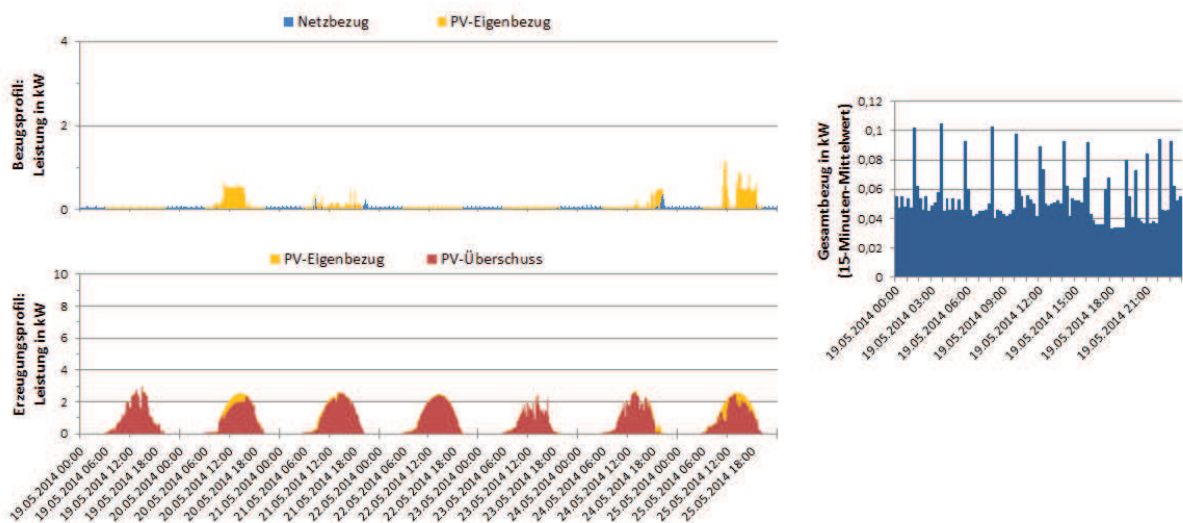


Abbildung 17: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 63

Anlage 68 hat bis KW 43 einen wesentlich geringeren Wochenverbrauch als in KW 43 bis KW 52. Betrachtet man den Tageslastgang, wie er in Abbildung 18 dargestellt ist, so ist erkennbar, dass der Verlauf des Gesamtbezuges in der Zeit, in der die PV-Anlage eine Erzeugung aufweist, dem Verlauf der Erzeugung entspricht. Es handelt sich dabei um die Leitungsverluste, die zwischen der Basis- und der Subzählung auftreten. Die Daten können nicht als repräsentativ betrachtet werden, wodurch diese Anlage für die weitere Betrachtung nicht herangezogen wird.

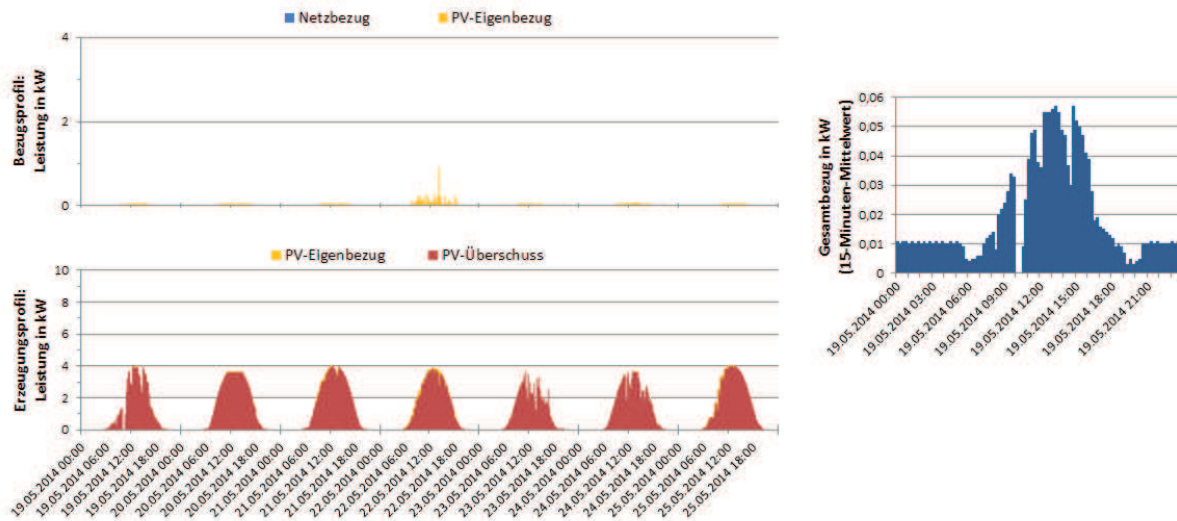


Abbildung 18: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 68

3.2.2. Detaillierte Betrachtung der Anlagen mit einem Eigenverbrauchsanteil über dem 90%-Perzentil

Tabelle 20: Kenngrößen der Anlagen mit einem Eigenverbrauchsanteil über dem 90%-Perzentil

	Eigenverbrauch	Installierte	Jahreserzeugung	Gesamtverbrauch
	PV-Erzeugung	PV-Leistung	PV	der Anlage
	%	kWp	kWh/a	kWh/a
Anlage 37	72,33	9,66	10.179	45.539
Anlage 29	80,30	9,66	10.630	38.460
Anlage 16	83,04	4,60	4.625	24.332
Anlage 69	85,45	4,60	4.890	6.594
Anlage 53	94,62	48,00	43.730	247.848
Anlage 19	97,35	9,66	10.356	84.142

Mit der Ausnahme von Anlage 69 sind alle Anlagen, die einen Eigenverbrauchsanteil größer dem 90%-Perzentil erreichen, gewerbliche oder landwirtschaftliche Anlagen. Diese Anlagen weisen einen verhältnismäßig großen Gesamtverbrauch auf, wodurch der Großteil der PV-Erzeugung selbst verbraucht wird. Die Profilwerte von Anlage 69 erscheinen bei näherer Betrachtung als nicht plausibel. Aus diesem Grund wird diese Anlage für die weiteren Betrachtungen nicht herangezogen.

Nachfolgend werden je ein Tageslastgang und ein Wochendiagramm des Last- und Erzeugungsganges für die Anlagen angeführt.

Da die installierte PV-Leistung von Anlage 53 deutlich höher ist als jene der anderen Anlagen, wird diese Anlage separat betrachtet und analysiert (siehe Kapitel 5).

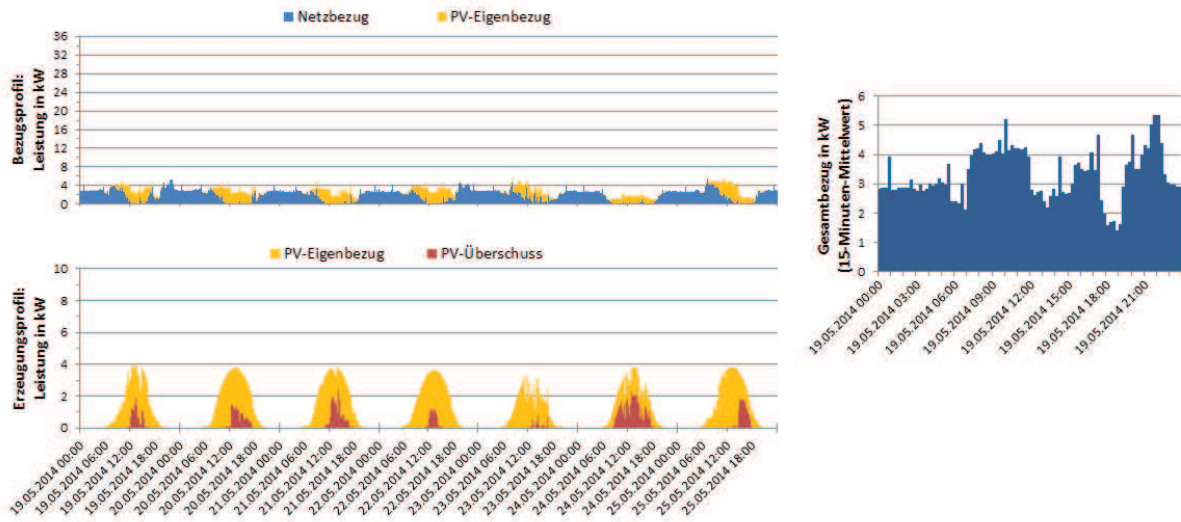


Abbildung 19: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 16

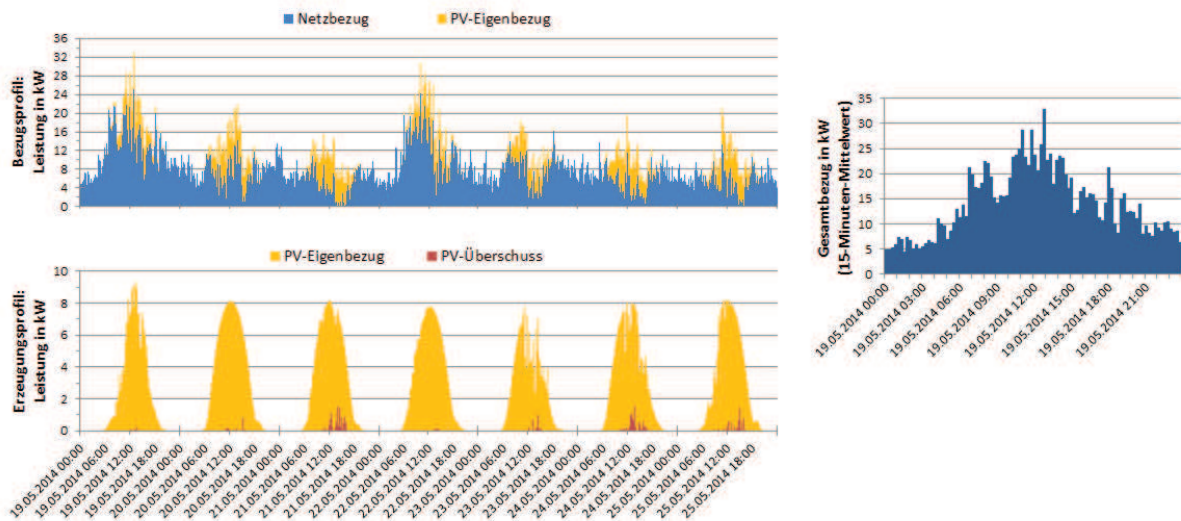


Abbildung 20: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 19

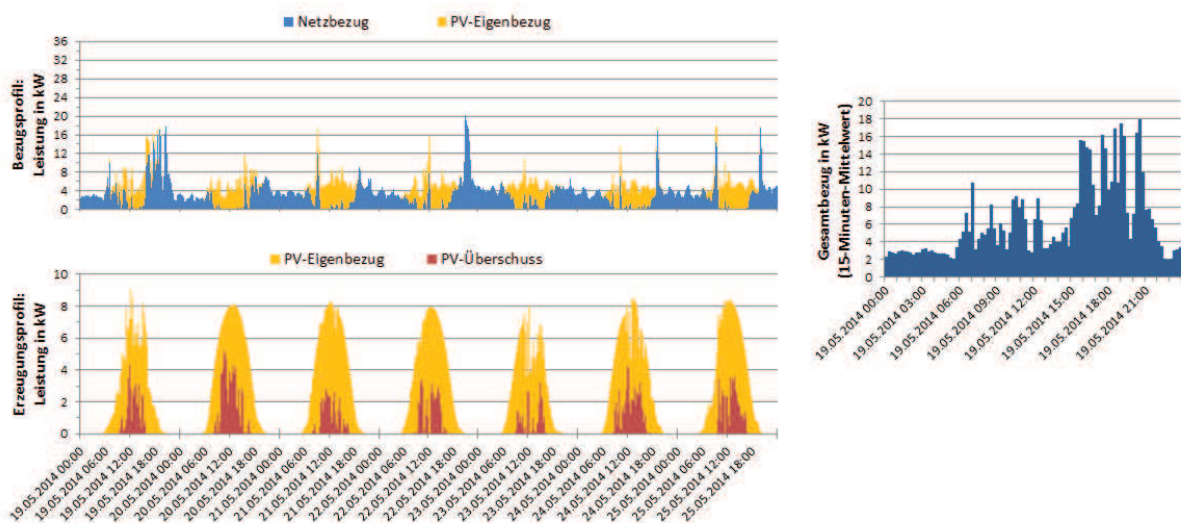


Abbildung 21: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 29

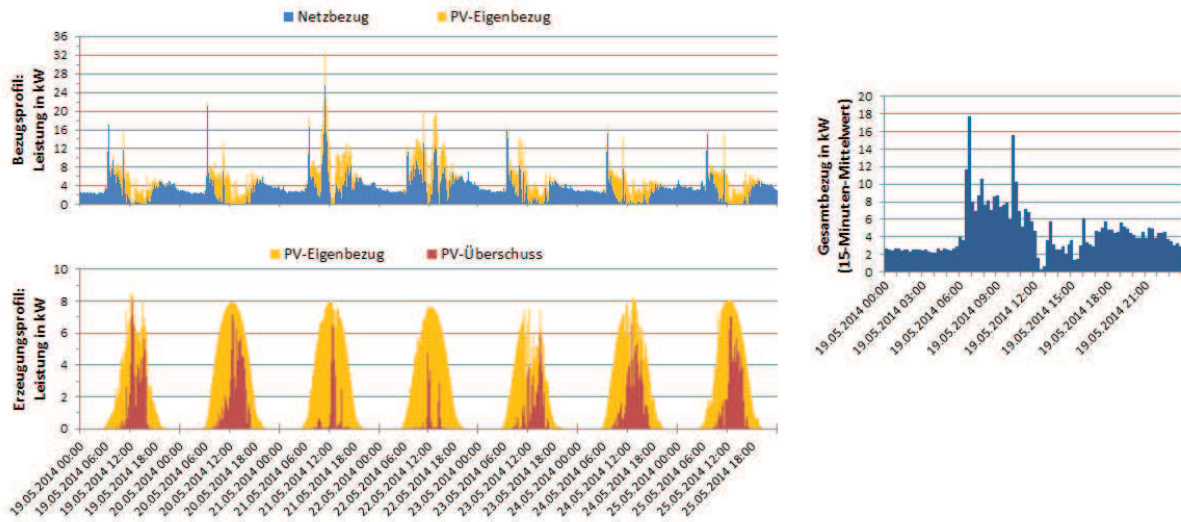


Abbildung 22: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 37

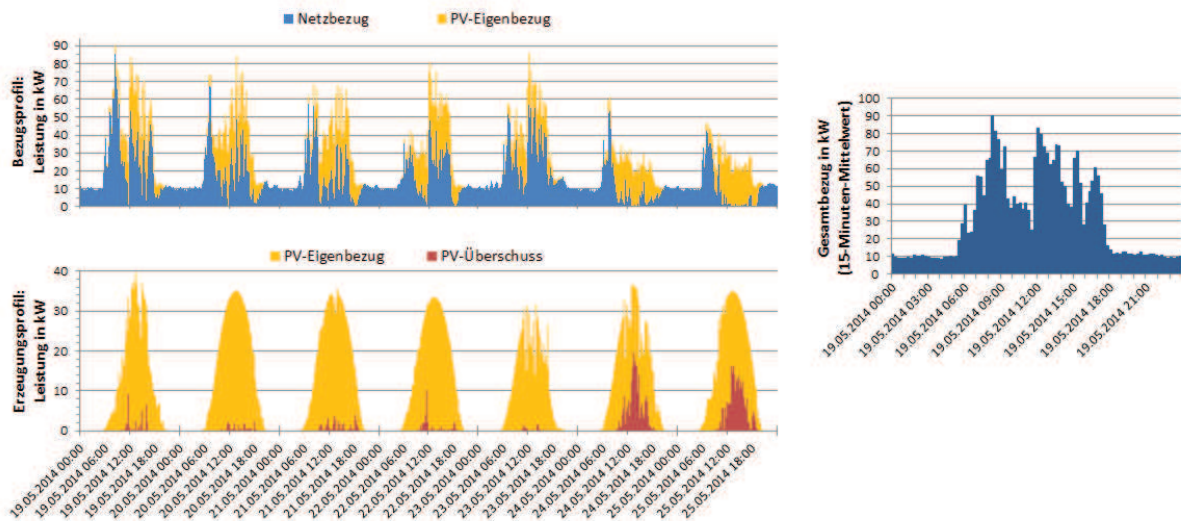


Abbildung 23: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 53

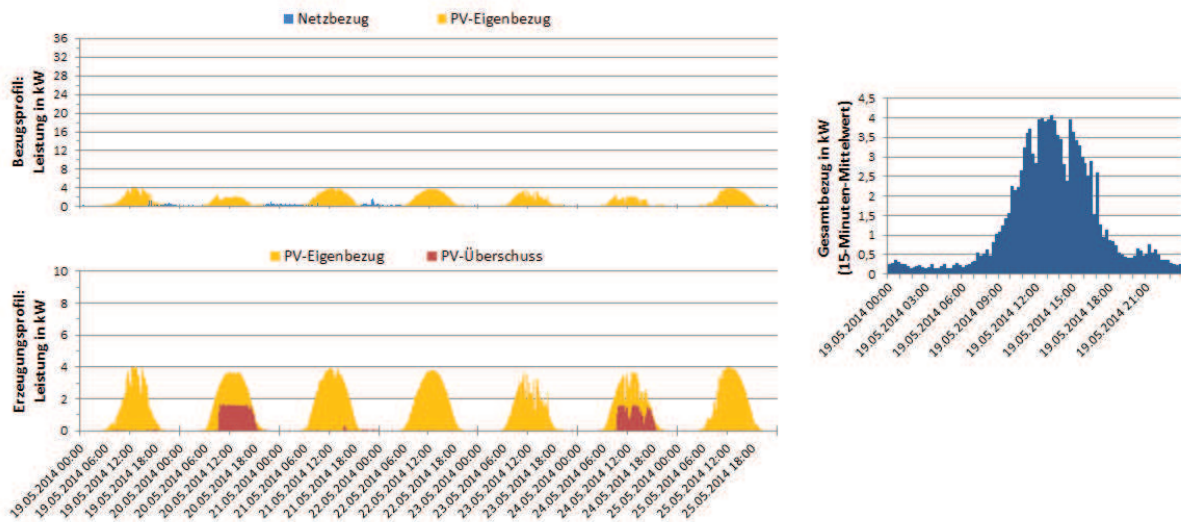


Abbildung 24: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 69

Teilt man jene Anlagen, die für eine weitere Analyse in Frage kommen, in die Bezugsgruppen

- Gewerbe,
- Haushalt und
- Landwirtschaft

auf und berechnet jeweils den Median- bzw. Mittelwert des prozentualen Eigenverbrauchs der PV-Erzeugung (siehe Tabelle 21), so erkennt man, dass der Eigenverbrauchsanteil bei Gewerbeanlagen am größten ist und bei Haushalten am geringsten. In Hinsicht auf den Einsatz eines Speichers ist damit das Potential bei den Haushalten am größten. Die Verteilung des Eigenverbrauchsanteils ist gegliedert in die jeweilige Bezugsgruppe, in Abbildung 25 ersichtlich.

Tabelle 21: Median- und Mittelwerte vom Eigenverbrauch des PV-Stroms je Bezugsgruppe

Bezugsgruppe	Anzahl Anlagen	Medianwert	Mittelwert
		Eigenverbrauch PV-Erzeugung	Eigenverbrauch PV-Erzeugung
		%	%
Gewerbe	5	59,0	66,6
Haushalt	32	35,8	36,1
Landwirtschaft	12	43,8	47,5

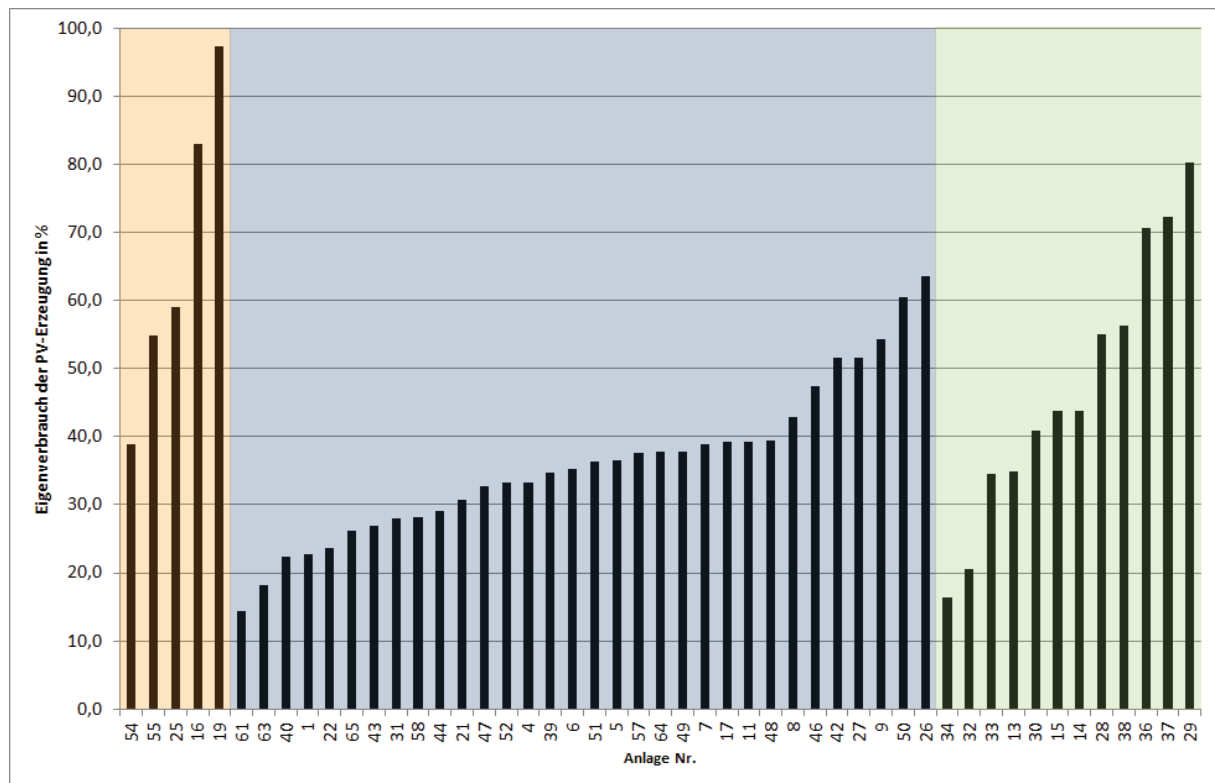


Abbildung 25: Verteilung des Eigenverbrauchsanteils der PV-Erzeugung

3.3. Ermittlung des Überschusses

Der Überschuss der PV-Anlage ist jener Teil der PV-Erzeugung, der nicht selbst verbraucht wird. Es handelt sich dabei um die „Lieferung“ welche vom Basiszähler erfasst wird, also jene Energie die von der Anlage ins Netz eingespeist wird. Diese Energie könnte in einem Speicher für einen späteren Verbrauch gespeichert werden und kann somit als Speicherpotential betrachtet werden.

Tabelle 22: Jahresüberschuss der einzelnen Anlagen

Anlagen Nr.	Bezugsgruppe	Installierte Leistung (kWp)	Erzeugung-PV (kWh/a)	Gesamtverbrauch (kWh/a)	Jahresüberschuss (kWh/a)	theoretischer Autarkiegrad	Eigenverbrauch PV-Strom (%)
54	Gewerbe	4,80	4783,2	4656,6	2920,9	1,0	38,9
55	Gewerbe	7,20	6074,6	16314,4	2745,6	0,4	54,8
25	Gewerbe	9,66	9767,4	17428,6	4003,2	0,6	59,0
16	Gewerbe	4,60	4624,9	24332,4	784,2	0,2	83,0
19	Gewerbe	9,66	10356,3	84142,3	274,7	0,1	97,3
61	Haushalt	4,80	4895,9	1908,9	4190,7	2,6	14,4
63	Haushalt	3,36	3022,7	2267,1	2472,0	1,3	18,2
40	Haushalt	4,60	4932,2	2967,6	3827,3	1,7	22,4
1	Haushalt	3,22	3142,3	2587,6	2425,6	1,2	22,8
22	Haushalt	4,60	4727,2	3056,7	3606,1	1,5	23,7
65	Haushalt	4,60	4658,0	3908,5	3441,5	1,2	26,1
43	Haushalt	4,60	4641,5	5368,8	3391,5	0,9	26,9
31	Haushalt	4,60	4625,8	2735,4	3326,5	1,7	28,1
58	Haushalt	3,60	3834,1	2971,1	2754,6	1,3	28,2
44	Haushalt	4,60	4867,1	5319,9	3447,1	0,9	29,2
21	Haushalt	4,70	4605,4	5016,4	3190,1	0,9	30,7
47	Haushalt	4,80	3462,4	3487,0	2326,9	1,0	32,8
52	Haushalt	5,28	4222,7	3768,8	2818,5	1,1	33,3
4	Haushalt	4,60	4567,2	4788,5	3045,2	1,0	33,3
39	Haushalt	3,60	3689,1	5104,1	2410,6	0,7	34,7
6	Haushalt	4,60	4635,4	4510,5	3001,1	1,0	35,3
51	Haushalt	4,32	4045,8	4424,2	2575,5	0,9	36,3
5	Haushalt	3,22	3351,7	3737,1	2126,2	0,9	36,6
57	Haushalt	4,80	4582,1	5592,4	2859,1	0,8	37,6
64	Haushalt	4,60	4964,2	4035,4	3090,7	1,2	37,7
49	Haushalt	4,32	4021,1	4924,0	2501,9	0,8	37,8
7	Haushalt	4,14	4267,2	4260,0	2607,2	1,0	38,9
17	Haushalt	4,80	4275,5	5294,0	2600,0	0,8	39,2
11	Haushalt	4,70	4644,2	5325,8	2817,0	0,9	39,3
48	Haushalt	4,80	4395,3	6244,2	2665,6	0,7	39,4
8	Haushalt	7,20	6659,8	9858,1	3798,2	0,7	43,0
46	Haushalt	7,20	6970,7	10361,8	3662,5	0,7	47,5
42	Haushalt	4,60	4557,6	9628,0	2207,7	0,5	51,6
27	Haushalt	9,89	10342,4	12987,9	5003,4	0,8	51,6
9	Haushalt	4,80	4537,1	10918,9	2076,2	0,4	54,2
50	Haushalt	4,32	4023,0	7161,5	1589,6	0,6	60,5
26	Haushalt	4,60	4770,5	12531,3	1733,0	0,4	63,7
34	Landwirtschaft	3,22	3462,0	1980,6	2896,2	1,7	16,3
32	Landwirtschaft	14,26	14692,1	7029,4	11660,4	2,1	20,6
33	Landwirtschaft	4,70	4924,3	8494,4	3227,4	0,6	34,5
13	Landwirtschaft	9,87	10138,5	9136,1	6604,2	1,1	34,9
30	Landwirtschaft	4,60	4922,2	7980,3	2913,8	0,6	40,8
15	Landwirtschaft	11,50	12231,4	14545,1	6873,9	0,8	43,8
14	Landwirtschaft	4,80	4934,0	6703,3	2769,4	0,7	43,9
28	Landwirtschaft	9,66	10754,6	22587,3	4833,7	0,5	55,1
38	Landwirtschaft	9,60	9806,5	17548,8	4283,7	0,6	56,3
36	Landwirtschaft	9,60	10124,9	28001,6	2962,8	0,4	70,7
37	Landwirtschaft	9,66	10179,4	45538,7	2817,1	0,2	72,3
29	Landwirtschaft	9,66	10629,7	38459,5	2093,8	0,3	80,3

Die Median- und Mittelwerte des Überschusses je Bezugsgruppe sind in Tabelle 23 eingetragen. Die Verteilung des Speicherpotentials ist in Abbildung 26 ersichtlich.

Tabelle 23: Summe der installierten Leistung sowie Median- und Mittelwerte des Überschusses je Bezugsgruppe

Bezugsgruppe	Anzahl Anlagen	Summe der installierten Leistung kWp	Medianwert Überschuss kWh/a	Mittelwert Überschuss kWh/a
Gewerbe	5	35,92	2.745,6	2.145,7
Haushalt	32	152,47	2.817,7	2.924,7
Landwirtschaft	12	101,13	3.095,1	4.494,7

Tabelle 24: Median- und Mittelwerte des Gesamtverbrauchs je Bezugsgruppe

Bezugsgruppe	Anzahl Anlagen	Medianwert Gesamtverbrauch kWh/a	Mittelwert Gesamtverbrauch kWh/a
Gewerbe	5	17.428,6	29.374,9
Haushalt	32	4.856,3	5.532,9
Landwirtschaft	12	11.840,6	17.333,8

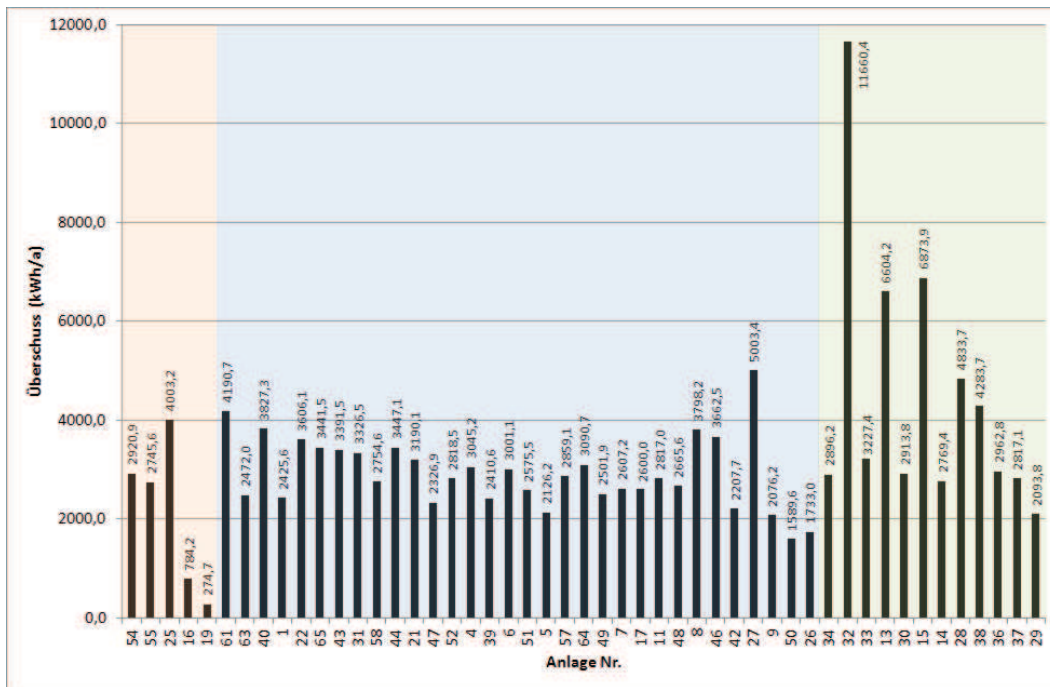


Abbildung 26: Verteilung der Jahresüberschussenergie je Anlage

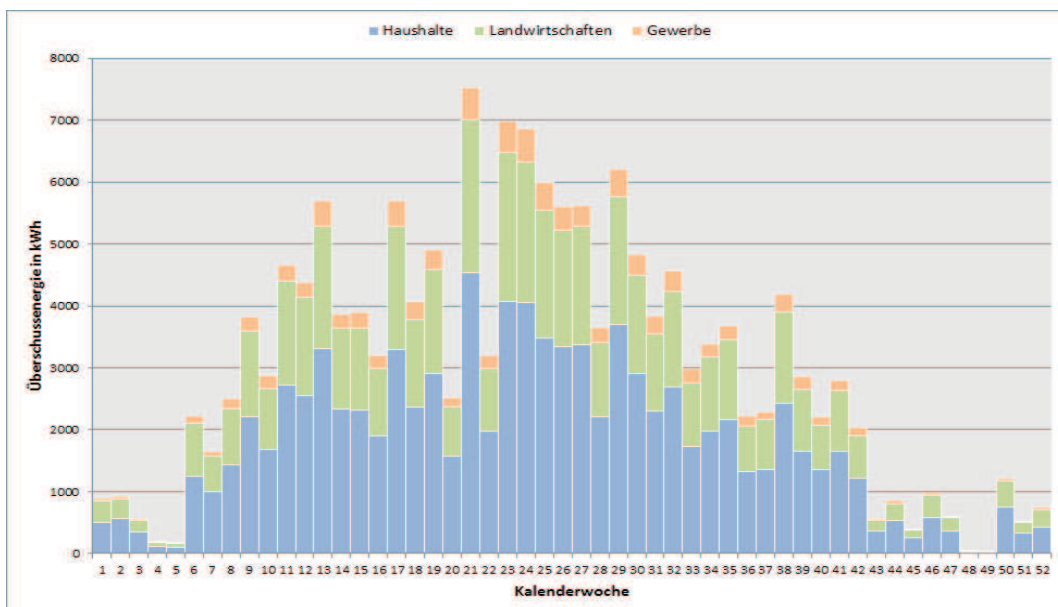


Abbildung 27: Verteilung der Überschussenergie aller betrachteten Anlagen je Kalenderwoche

3.4. Ermittlung des Speichernutzungspotentials

Das Speichernutzungspotential entspricht dem Netzbezug der jeweiligen Anlage. Eine Auswertung wird wochenweise durchgeführt. In den Wintermonaten ist bei Haushaltsanlagen die Erzeugung geringer, der Verbrauch jedoch größer als in den Sommermonaten und vice versa. Dadurch ist der Verlauf von Speichernutzungspotential und PV-Überschuss gegenläufig (siehe Abbildung 28). Bei Anlagen der Bezugsgruppe Landwirtschaft ist dieser gegenläufige Trend ebenfalls gegeben, wenn auch nicht so ausgeprägt (siehe Abbildung 29). Anlagen der Bezugsgruppe Gewerbe weisen über das gesamte Jahr betrachtet einen relativ kontinuierlichen Netzbezug auf (siehe Abbildung 30).

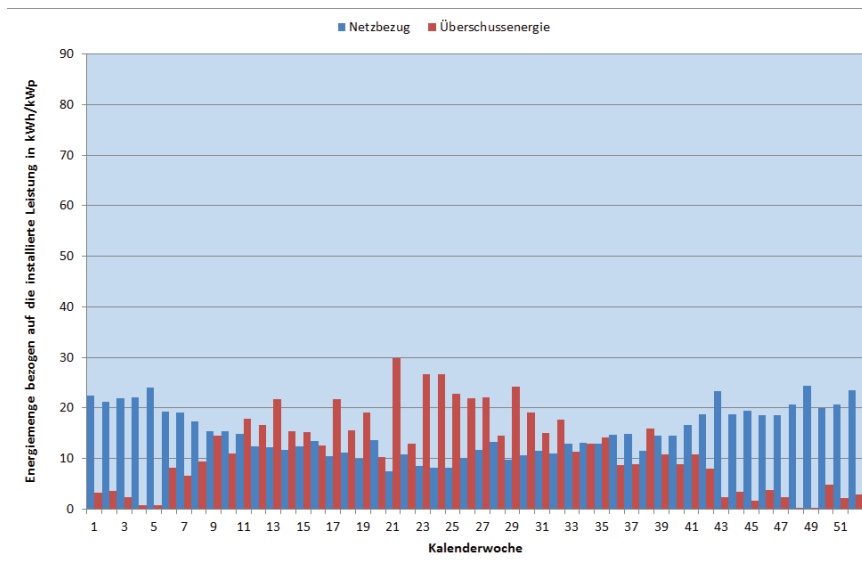


Abbildung 28: Gesamtverteilung von Netzbezug und Überschussenergie je KW, Haushalte

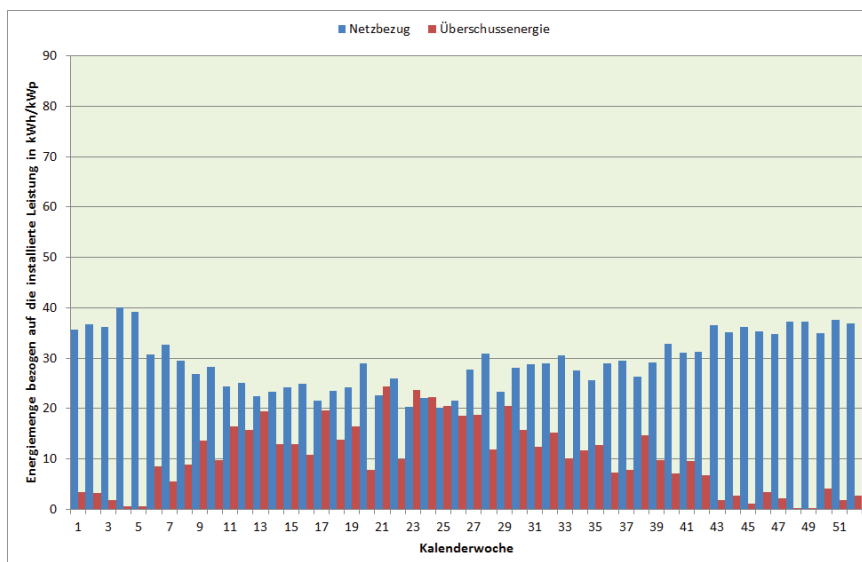


Abbildung 29: Gesamtverteilung von Netzbezug und Überschussenergie je KW, Landwirtschaften

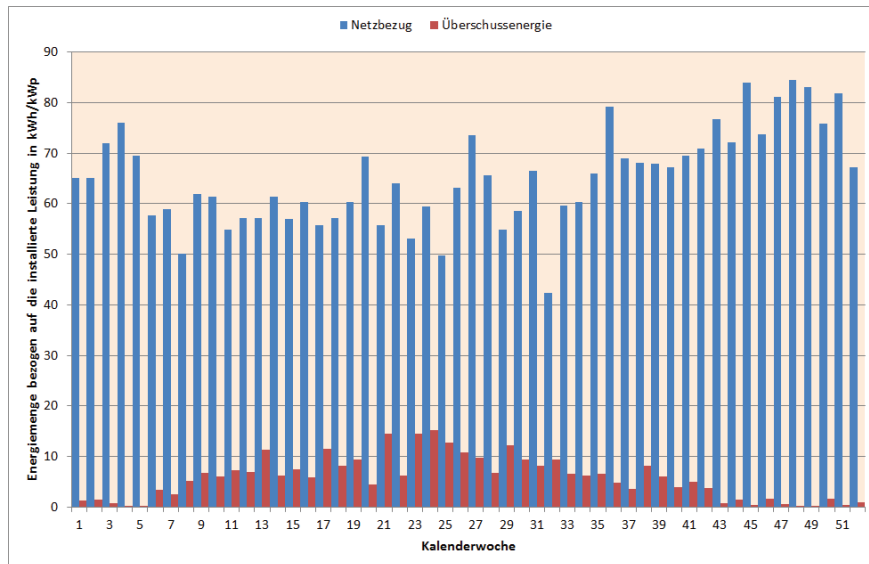


Abbildung 30: Gesamtverteilung von Netzbezug und Überschussenergie je KW, Gewerbeanlagen

Eine Betrachtung von Abbildung 28 bis Abbildung 30 zeigt deutlich, dass ein Speicher je nach Bezugsgruppe einen unterschiedlichen Einfluss hat. Bei keiner der Bezugsgruppen ist durch den Einsatz eines Speichers ein Autarkiegrad von 100 % möglich (siehe Abbildung 31). Betrachtet man die Einzelanlagen, so ist dies theoretisch bei manchen Anlagen, die einen geringen Gesamtbezug aufweisen, möglich (siehe Tabelle 22). Praktisch ist dies jedoch auch bei diesen Anlagen nicht realisierbar, da dafür ein verhältnismäßig großer Speicher erforderlich wäre, der die Energie über einen sehr langen Zeitraum speichern müsste. Für Anlage 52, welche einen theoretischen Autarkiegrad von 1,1 aufweist, würde dies beispielsweise bedeuten, dass ein Speicher mit einer Kapazität von rund 780 kWh notwendig wäre, der die Energie für über 30 Wochen speichern müsste (siehe Abbildung 32).

Für die Betrachtung von Anlage 52 wurde das Residuallastprofil ermittelt. Allgemein berechnet sich die Residuallast durch Subtraktion der erneuerbaren Energieerzeugung vom Verbrauch.

$$\text{Residuallast} = \text{Verbrauch} - \text{EE-Erzeugung} \quad (12)$$

Für die Betrachtung von Anlage 52 wurde als EE-Erzeugung nur die Überschussenergie herangezogen. Positive Werte des Residuallastprofils bedeuten, dass die EE-Erzeugung den Verbrauch nicht decken kann, sondern die Leistung durch anderweitige Erzeugung bereitgestellt werden muss. Negative Werte des Residuallastprofils bedeuten, dass durch die EE-Erzeugung ein Erzeugungsüberschuss vorliegt.

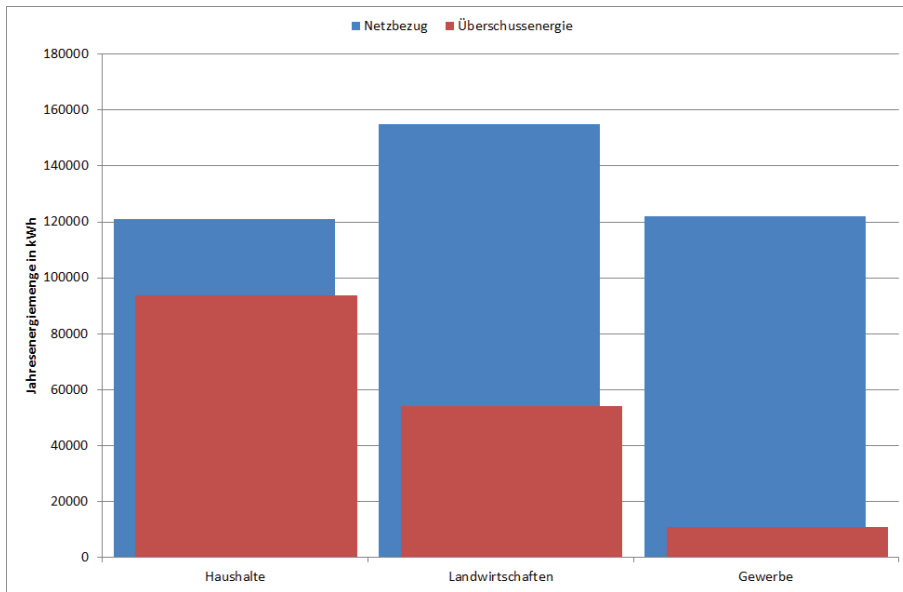


Abbildung 31: Jahresenergiemenge von Netzbezug und Überschuss je Bezugsgruppe

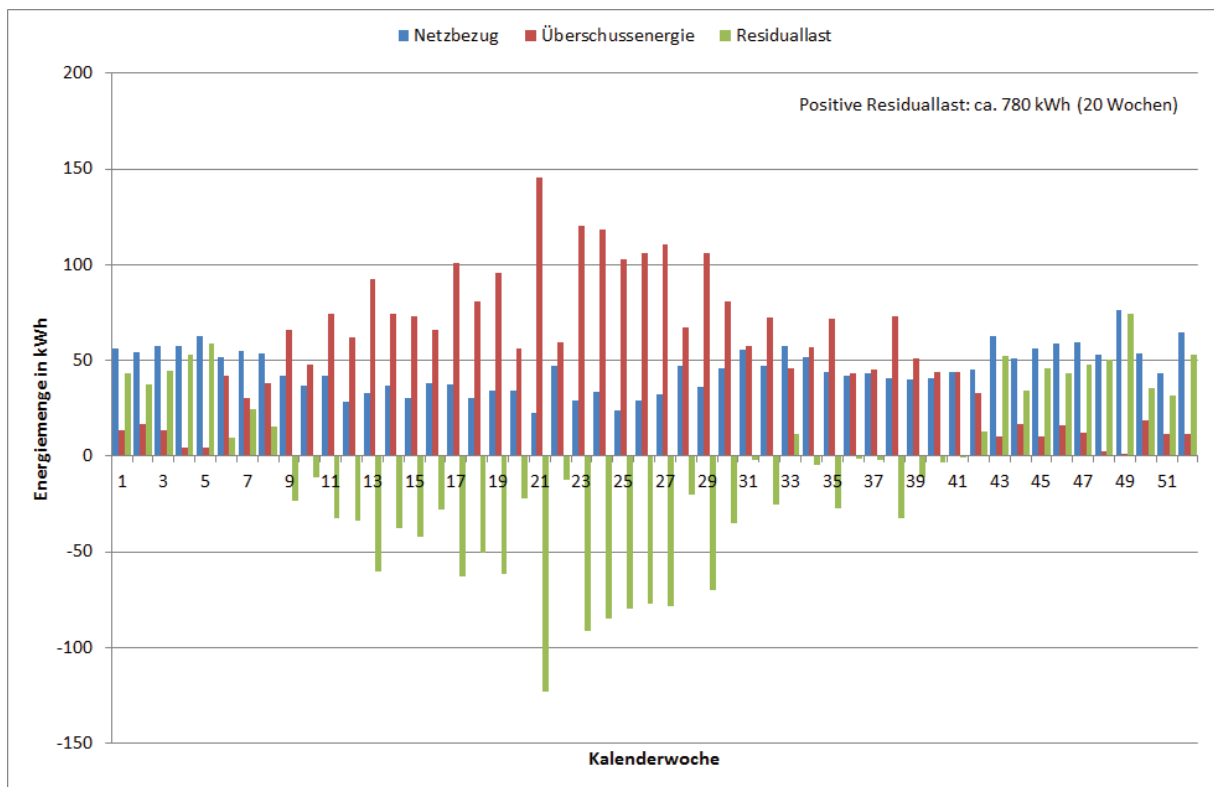


Abbildung 32: Einzelanlagenbetrachtung von Netzbezug und Überschuss für Anlage 52 je KW

In weiterer Folge werden der Einsatz unterschiedlicher Stromspeicher für die einzelnen Bezugsgruppen detailliert analysiert und die mögliche Steigerung der Eigenverbrauchsanteile der PV-Erzeugung ermittelt.

Tabelle 25: Wochensummen aller Anlagen

	Gesamtbezug	Erzeugung	Netzbezug	Speicherpotential
	kWh	kWh	kWh	kWh
KW 1	15768,3	2532,9	14098,5	863,1
KW 2	15703,6	2685,0	13914,6	896,0
KW 3	15857,6	1863,2	14533,7	539,4
KW 4	16035,7	827,9	15376,1	168,4
KW 5	15602,7	517,4	15254,2	168,9
KW 6	15563,1	4677,9	13069,4	2184,3
KW 7	15436,4	4007,2	13010,7	1609,4
KW 8	14962,8	5452,3	11966,6	2456,1
KW 9	15309,6	7644,8	11404,3	3739,5
KW 10	14951,2	6076,1	11699,7	2824,6
KW 11	14510,2	8587,4	10420,6	4552,0
KW 12	14235,3	8069,8	10240,6	4290,4
KW 13	14285,7	10286,4	9634,1	5635,0
KW 14	14047,5	7821,9	9993,2	3767,9
KW 15	14167,7	7822,9	10179,1	3835,1
KW 16	14634,9	7151,4	10628,8	3145,9
KW 17	13638,1	10572,7	8735,5	5670,5
KW 18	13947,4	8351,7	9635,9	4040,6
KW 19	13638,5	8950,8	9459,6	4854,6
KW 20	14653,0	5855,3	11253,8	2456,2
KW 21	14322,7	13741,7	8080,0	7499,0
KW 22	14214,6	7267,1	10119,6	3172,1
KW 23	13969,3	13034,8	7893,5	6959,0
KW 24	14026,8	12978,1	7956,2	6907,5
KW 25	13219,1	11639,3	7631,3	6068,4
KW 26	14271,3	11177,9	8664,5	5571,1
KW 27	15897,9	11540,6	9974,2	5617,0
KW 28	15721,0	8232,4	11070,5	3581,9
KW 29	14578,3	12272,2	8512,0	6206,0
KW 30	14751,9	9773,6	9754,6	4813,2
KW 31	15068,0	8415,1	10491,7	3842,0
KW 32	13630,5	9120,0	8936,5	4553,8
KW 33	14244,1	6487,5	10640,2	2990,0
KW 34	14087,0	7407,8	10021,8	3342,8
KW 35	14355,7	7804,5	10160,8	3609,8
KW 36	15076,8	5475,3	11802,2	2200,7
KW 37	14771,0	5243,7	11754,5	2227,2
KW 38	14653,5	8350,9	10348,7	4101,5
KW 39	14945,7	6179,3	11571,5	2805,0
KW 40	14987,0	5079,3	12062,7	2155,0
KW 41	15712,7	6005,7	12448,2	2741,2
KW 42	15671,7	4723,5	12936,3	1988,1
KW 43	16317,5	1841,6	15015,9	539,9
KW 44	15631,7	2775,5	13678,8	822,5
KW 45	15962,6	1639,2	14695,0	371,6
KW 46	15637,5	2648,8	13949,0	960,3
KW 47	15364,9	1708,6	14184,6	583,5
KW 48	15562,9	454,6	15139,0	37,8
KW 49	16431,0	510,5	15946,3	25,8
KW 50	15771,1	3136,0	13823,4	1190,6
KW 51	16184,9	1752,3	14941,5	508,9
KW 52	15879,5	2005,0	14599,8	725,3

3.5. Einsatz eines Stromspeichers

Der Aufbau einer Erweiterung der Anlage um einen Stromspeicher ist schematisch in Abbildung 33 dargestellt. Der Speicher soll der Steigerung des Eigenverbrauchs der PV-Erzeugung dienen. Dadurch verringert sich der Netzbezug, was aus Sicht des Kunden zu einer Reduktion der Bezugskosten führt und somit für den Kunden einen wirtschaftlichen Vorteil bringen könnte.

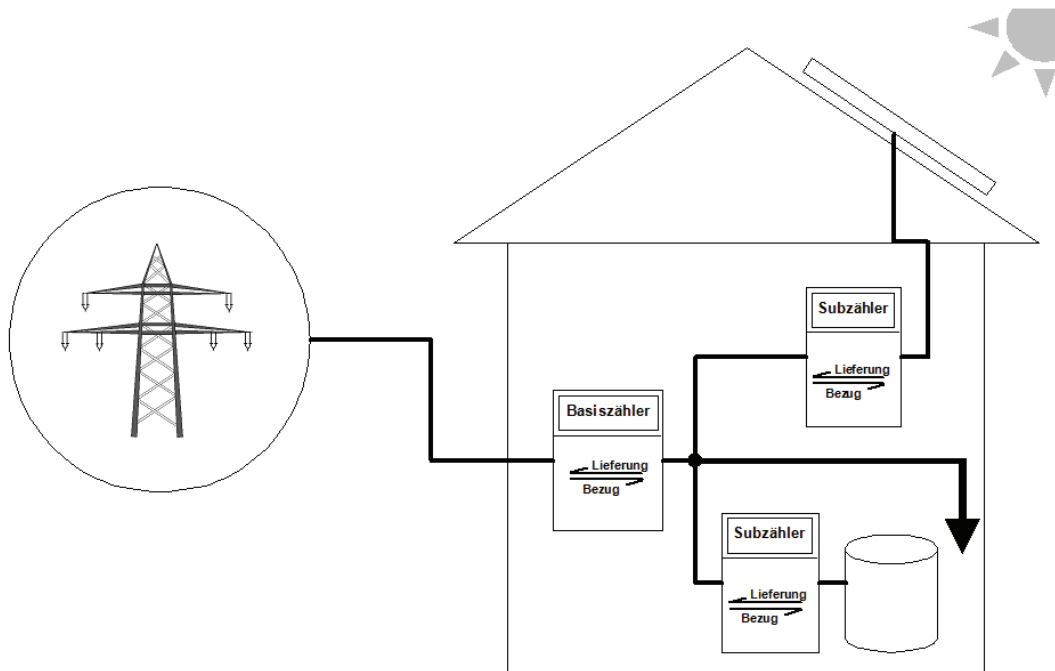


Abbildung 33: Schematischer Aufbau einer Kundenanlage mit Integration eines Stromspeichers

Erzeugt die PV-Anlage einen Überschuss, so sollte dieser in einem Stromspeicher gespeichert werden. Ist der Bedarf höher als durch die PV-Anlage abgedeckt werden kann, sollte die Energie, bevor sie aus dem Netz bezogen wird, möglichst aus dem Speicher entnommen werden. Ein Stromspeicher hat dabei folgende Kenngrößen, die bei der Implementierung eines Speichereinsatzes berücksichtigt werden müssen:

- Speicherkapazität
- Speicherleistung
- Lade- und Entladewirkungsgrad
- Entladetiefe (DOD)

Bei Speichersystemen ist meist der Lade- und Entladewirkungsgrad als Gesamtwirkungsgrad angegeben. Für die Implementierung wurde angenommen, dass sich der Gesamtwirkungsgrad eines Speichersystems zu gleichen Teilen in Lade- und Entladewirkungsgrad aufteilt.

$$\eta = \eta_{\text{laden}} = \eta_{\text{entladen}} = \sqrt{\eta_{\text{ges}}} \quad (13)$$

Nach welchen Kriterien sich die 15-Minuten-Werte für die Ladung- bzw. Entladung des Speichers ermitteln, ist in den Programmlaufplänen in Abbildung 34 und Abbildung 35 dargestellt.

Die grundlegende Voraussetzung für das Laden des Speichers ist dabei, dass die PV-Anlage einen Überschuss erzeugt und der Speicherfüllstand kleiner 100 % beträgt. Ist dies der Fall, muss als nächstes überprüft werden, ob der resultierende, speicherbare Überschuss ($= \text{Überschuss} \cdot \eta$) das Speicherpotential übersteigt oder ob er darunter liegt.

$$\text{Speicherpotential} = \text{Füllstand}_{\text{Speicher,max}} \cdot (1 - \text{Füllstand}_{\text{Speicher}}) \quad (14)$$

$$\begin{aligned} \text{Füllstand}_{\text{Speicher,max}} &= \text{Speicherkapazität} \\ \text{Füllstand}_{\text{Speicher}} &= \text{aktueller Speicherfüllstand} \end{aligned}$$

Der Netzbezug verringert sich bei Einsatz eines Speichers um den nutzbaren Speicherbezug.

$$\text{Speicherbezug}_{\text{Nutz}} = \text{Speicherbezug} \cdot \eta \quad (15)$$

$\eta = \text{Entladewirkungsgrad}$

$$\text{Netzbezug}_{\text{mit Speicher}} = \text{Netzbezug}_{\text{ohne Speicher}} - \text{Speicherbezug}_{\text{Nutz}} \quad (16)$$

Für die Berechnung der Speicherentladung ist das Speicherbezugspotential erforderlich. Dieses entspricht jener Energiemenge, die aus dem Speicher entnommen werden müsste, um den Netzbezug auf null zu reduzieren. Dabei muss aus dem Speicher mehr Energie bezogen werden als von der Anlage verbraucht wird, da auch die Entladeverluste berücksichtigt werden müssen.

$$\text{Speicherbezugspotential} = \frac{\text{Bez}_{\text{Basis}}}{\eta} \quad (17)$$

$$\begin{aligned} \text{Bez}_{\text{Basis}} &= \text{Energiebezug aus dem Netz} \\ \eta &= \text{Entladewirkungsgrad} \end{aligned}$$

Es wird darüber hinaus überprüft, ob das Speicherbezugspotential kleiner oder größer als das Entladepotential ist.

$$\text{Entladepotential} = \text{Füllstand}_{\text{Speicher,max}} \cdot (\text{Füllstand}_{\text{Speicher}} - (1 - \text{DOD})) \quad (18)$$

$$\begin{aligned} \text{Füllstand}_{\text{Speicher,max}} &= \text{Speicherkapazität} \\ \text{Füllstand}_{\text{Speicher}} &= \text{aktueller Speicherfüllstand} \\ \text{DOD} &= \text{Entladetiefe (Depth of Discharge)} \end{aligned}$$

Sowohl bei der Speicherladung als auch bei der Speicherentladung muss sichergestellt werden, dass die Speicherleistung nicht überschritten wird.

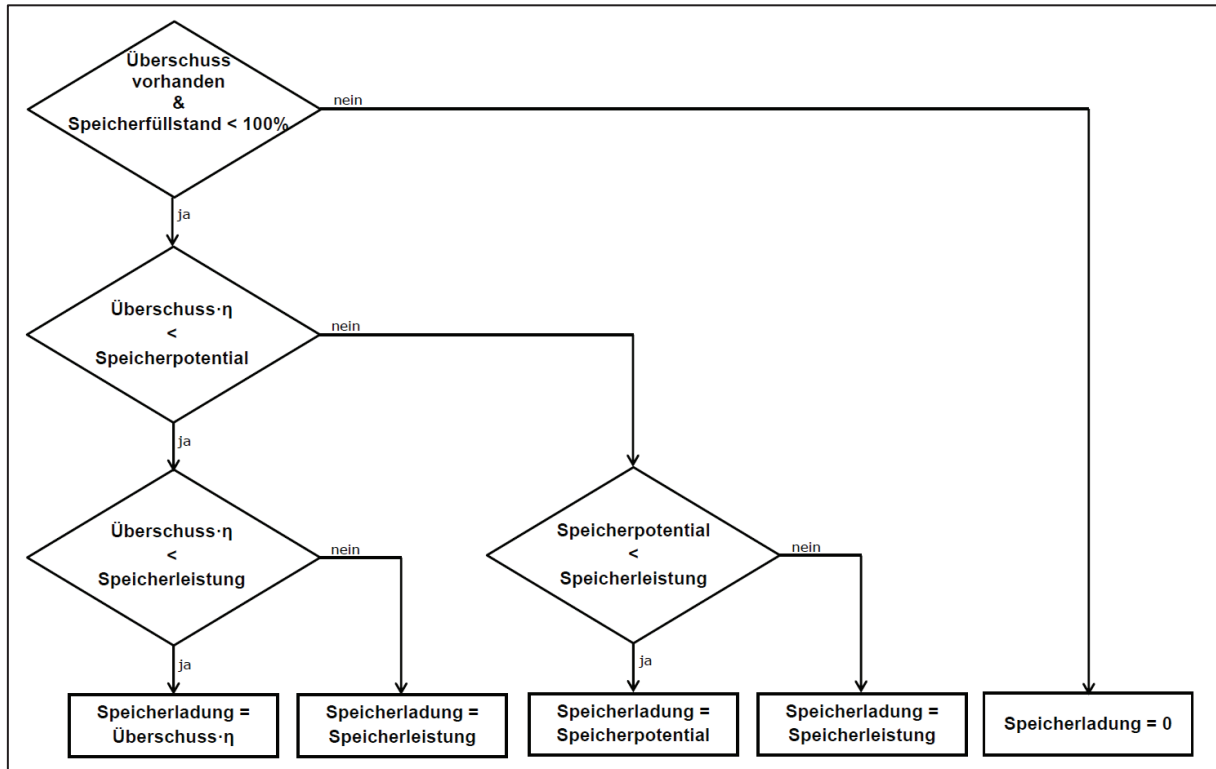


Abbildung 34: Programmlaufplan Speicherladung

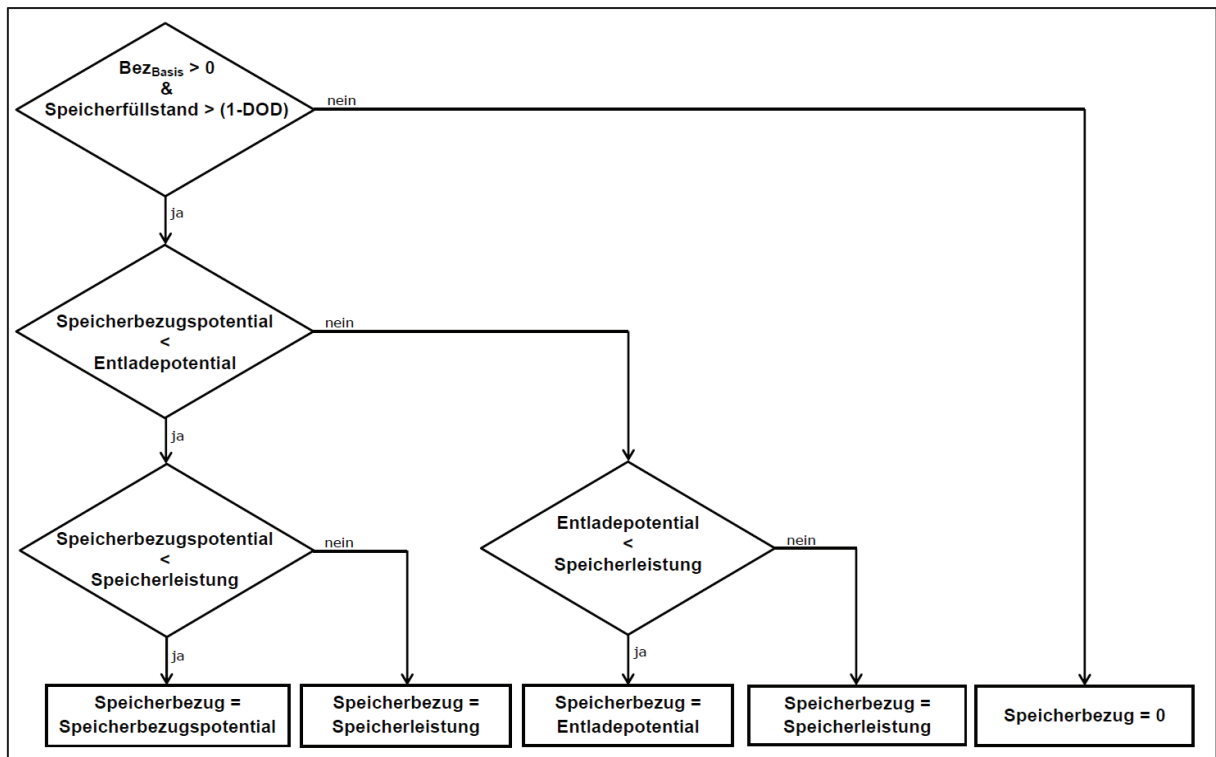


Abbildung 35: Programmlaufplan Speicherentladung

Zur Validierung der Berechnung von Speicherladung und -entladung wurden ein einfaches Testprofil sowie die damit verbundene Speicherbewirtschaftung erstellt. Dies wurde mit der in VBA realisierten Berechnung verglichen.

Der Einsatz eines Stromspeichers wird für verschiedene Speicher analysiert und die Auswirkung auf den Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung sowie den Netzbezug untersucht. Als Speicher wurden vier Lithium-Ionen-Batterien (Battery 4.5, Battery 7.5, Battery 12.0 und P09B20-HC08) sowie zwei Redox-Flow-Batterien (ViZn Z20-3 und ViZn Z20-5) herangezogen. Die nutzbare Speicherkapazität variiert dabei von 6 kWh bis 160 kWh. Der Speicher Battery 4.5 wird dabei nur für die Betrachtungen in Kapitel 3.5.2 herangezogen.

Tabelle 26: Speicherspezifikationen der analysierten Speichersysteme [32], [33]

Speichersystem	Nennkapazität	Nominale Lade-/Entladeleistung	Entladetiefe	Gesamtwirkungsgrad
	kWh	kW	%	%
Battery 4.5	4,5	3,6	80	90
Battery 7.5	7,5	4	80	90
Battery 12.0	12	6,4	80	90
P09B20-HC08	20	8	85	90
ViZn Z20-3	120	17	100	70
ViZn Z20-5	160	28	100	70

In Deutschland verpflichtet das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbaren-Energien-Gesetz – EEG 2014) PV-Anlagen-Betreiber mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kW wahlweise zur

- Installation einer technischen Einrichtung, mit der der Netzbetreiber bei Netzüberlastung jederzeit die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann und die gesamte Ist-Einspeisung abrufen kann oder zur
- Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung.⁴

Aufgrund dieser Tatsache wird neben einer unbegrenzten Einspeisung auch eine begrenzte Einspeisung mit maximal 70 Prozent der installierten Leistung untersucht.

3.5.1. Unbegrenzte Einspeiseleistung

Zunächst einmal werden die Anlagen mit dem Speichereinsatz verschiedener Speicher unter der Annahme analysiert, dass keine Einspeisebegrenzung vorliegt. Es wird also die gesamte Energie, die nicht selbst verbraucht wird, ins Netz eingespeist. Diese Situation spiegelt die aktuellen Gegebenheiten bei den untersuchten Anlagen wider. Die Berechnung der Speicherladung sowie Speicherentladung sind in den Programmlaufplänen in Abbildung 34 beziehungsweise Abbildung 35 dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass bei Einsatz eines Speichers der Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung bei allen Anlagen steigt. Die Steigerungsrate des Eigenverbrauchsanteils mit Speicher hängt jedoch nicht direkt mit dem Anteil ohne Speicher zusammen (siehe Abbildung 36). Auch ein direkter Zusammenhang mit dem Gesamtverbrauch der Anlage ist nicht gegeben. Es ist also keine pauschale Aussage über den Nutzen eines Speichers möglich. Vielmehr hängt dies von verschiedensten Faktoren wie beispielsweise dem

- Lastgang der Anlage, der
- Höhe des Überschusses oder der
- Lade-/Entladeleistung des Speichers

ab.

⁴ EEG 2014: Teil 2, Abschnitt 1, §9 (2) 2.

In Abbildung 36 erkennt man beispielsweise, dass Anlage 57 und Anlage 64 ohne Speicher in etwa den gleichen Eigenverbrauchsanteil aufweisen (die Anlagen sind mit 4,6 kWp sowie 4,8 kWp in der gleichen Größenordnung). Der Speichereinsatz führt jedoch bei Anlage 57 zu einem höheren Eigenverbrauchsanteil als bei Anlage 64. Dies liegt daran, dass Anlage 64 einen geringeren Gesamtverbrauch aufweist und speziell in den Sommermonaten dadurch der Speicher nicht mehr ganz entladen wird, wodurch eine geringere Speicherkapazität zur Verfügung steht.

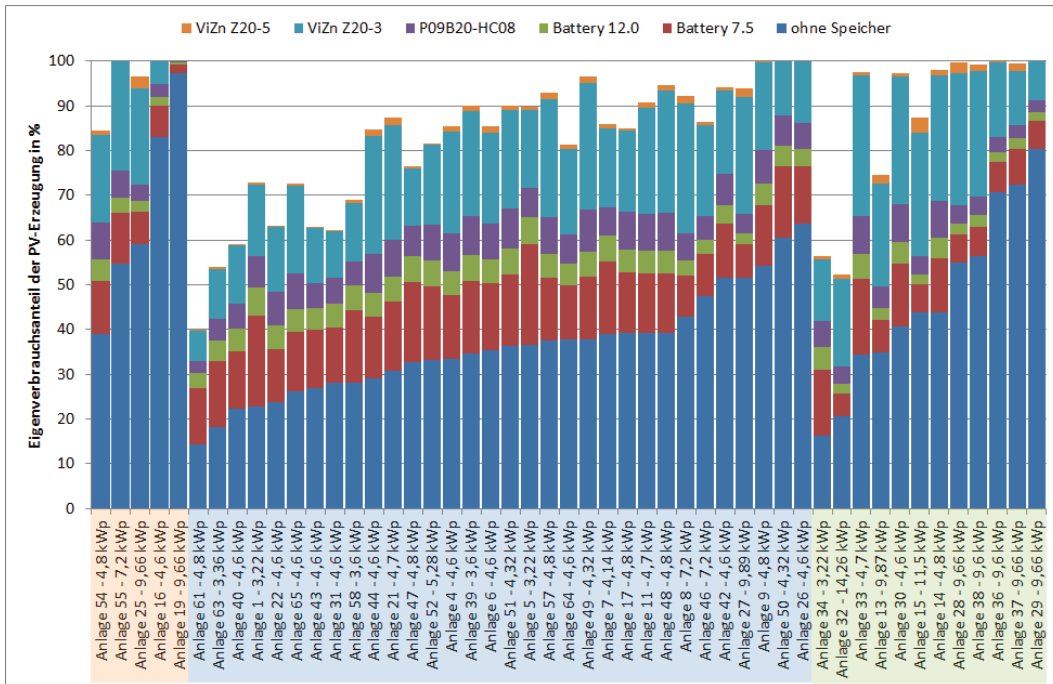


Abbildung 36: Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung bei Einsatz verschiedener Speichersysteme

Tabelle 27: Median- und Mittelwerte des Eigenverbrauchsanteils der PV-Erzeugung je Bezugsgruppe

Speicher	Gewerbe		Haushalte		Landwirtschaften	
	Median	Mittelwert	Median	Mittelwert	Median	Mittelwert
	%	%	%	%	%	%
ohne Speicher	59,0	66,6	35,8	36,1	43,8	47,5
Battery 7.5	66,2	74,5	50,7	50,2	55,2	56,6
Battery 12.0	69,6	77,1	56,0	55,2	60,0	59,9
P09B20-HC08	75,6	81,3	63,5	62,2	67,9	64,9
ViZn Z20-3	100,0	95,5	84,7	81,1	96,8	87,2
ViZn Z20-5	100,0	96,2	85,6	81,9	97,7	88,5

Betrachtet man die prozentuelle Steigerung des Eigenverbrauchsanteils (Abbildung 37), so erkennt man, dass tendenziell die kleineren PV-Anlagen durch den Einsatz eines Speichers eine größere Steigerung des Eigenverbrauchsanteils erreichen als dies bei größeren Anlagen der Fall ist. Anlagen, bei denen die installierte PV-Leistung größer ist, haben tendenziell einen größeren Gesamtverbrauch. Dadurch ist der Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung größer und dessen Steigerung durch einen Speicher geringer. Bei größeren PV-Anlagen tritt häufiger der Effekt auf, dass der Überschuss die Speicherleistung übersteigt, wodurch die Eigenverbrauchssteigerung begrenzt wird. Es wird also bei einer kleineren PV-Anlage an wesentlich mehr Tagen der gesamte Überschuss gespeichert als dies bei

größeren der Fall ist (siehe Abbildung 38). Der gelben Linie in Abbildung 38 liegt die Annahme zugrunde, dass die nutzbare Speicherkapazität 6 kWh beträgt und der Speicher nach Möglichkeit einmal am Tag vollständig geladen wird. Tatsächlich ist es eher so, dass der Speicher mehrmals am Tag geladen, entladen und wieder nachgeladen wird, sodass sich die gelbe Linie nach oben verschieben würde.

Bei allen untersuchten Anlagen war es durch den Einsatz eines Speichers nicht möglich, die Anlage autark zu versorgen und somit den Netzbezug auf Null zu reduzieren.

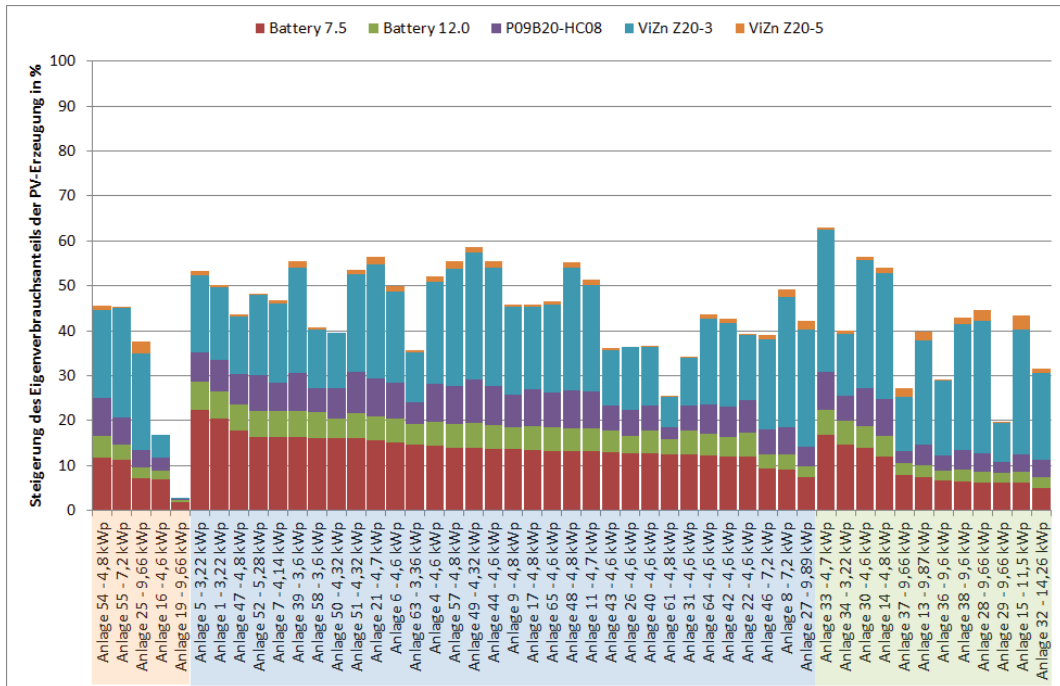


Abbildung 37: Steigerung des Eigenverbrauchs der PV-Erzeugung durch Einsatz eines Speichers.

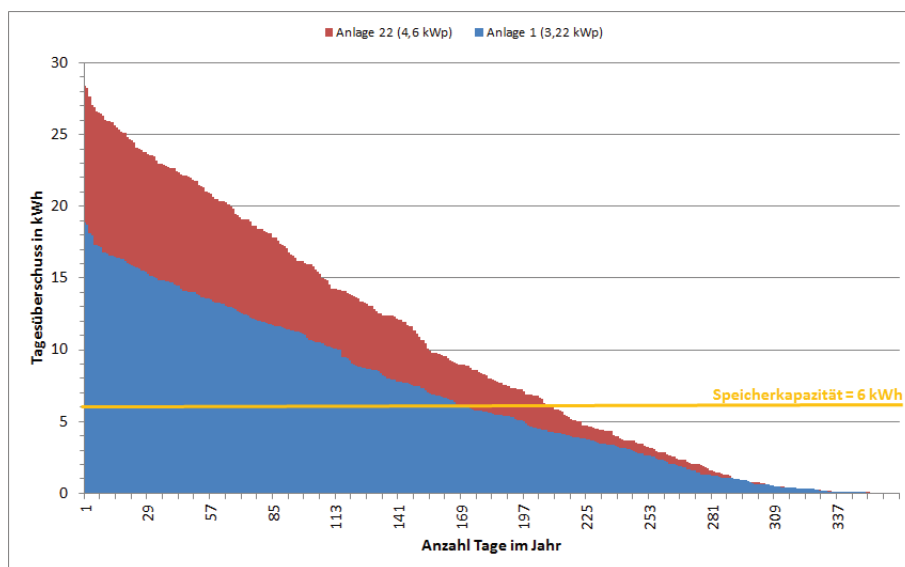


Abbildung 38: Dauerlinie des Tagesüberschusses von zwei verschieden großen PV-Anlagen

Das Netz übernimmt bei Einsatz eines Speichers mit steigender Speicherkapazität immer mehr die Aufgabe zur Abdeckung von Verbrauchsspitzen und immer weniger die Aufgabe der Energieversorgung. Bei steigender Anzahl solcher Anlagen müsste der Netzbetreiber

sein Netz aufrechterhalten, obwohl dessen Einnahmen durch geringeren Energiebezug sinken. Auf diese Problematik wird im Kapitel Netzauswirkungen noch näher eingegangen.

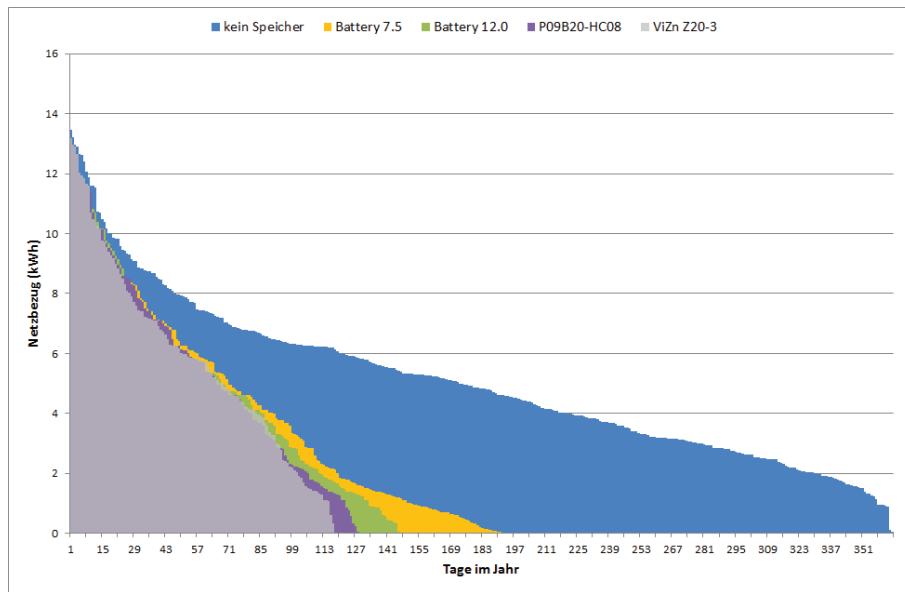


Abbildung 39: Dauerlinie des Tagesbezugs aus dem Netz von Anlage 1

3.5.2. Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 Prozent der installierten Leistung

Bei dieser Betrachtung wird von der Annahme ausgegangen, dass nur maximal 70 Prozent der installierten PV-Leistung ins Netz eingespeist werden dürfen. In einem ersten Schritt wird analysiert, in wie vielen Zeitintervallen (ein Zeitintervall entspricht 15-Minuten) bei einem Speichereinsatz, wie er in Kapitel 3.5.1 betrachtet wurde, eine Überschreitung dieses 70%- Leistungswertes auftritt.

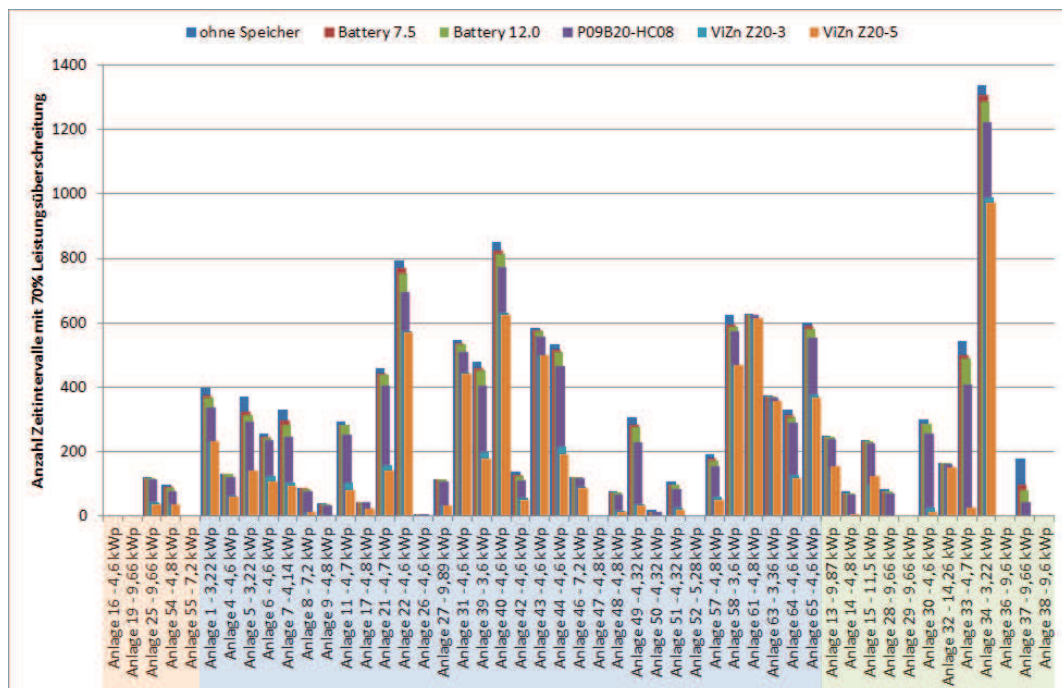


Abbildung 40: Anzahl der Zeitintervalle mit 70%-Leistungsüberschreitung

Die Auswertung der Anzahl der Zeitintervalle, in denen eine Leistungsüberschreitung auftritt, zeigt, dass eine Vergrößerung des Speichers zu einer Reduktion der Überschreitungen führt. Einzige Ausnahme ist die Erweiterung vom Speicher ViZn Z20-3 auf den Speicher ViZn Z20-5, die bei vereinzelt Anlagen zu einer Erhöhung der Anzahl führt. Dies erklärt sich aufgrund der deutlich größeren Ladeleistung von 28 kW (ViZn Z20-5) anstatt 17 kW (ViZn Z20-3), wodurch der größere Speicher schneller seine Ladegrenze erreicht und dadurch keine Leistung mehr aufnehmen kann (siehe Tabelle 28).

Tabelle 28: Analyse der 70-Prozent-Leistungsüberschreitung (Datenquelle: Anlage 13)

Speicher	Zeit	Basisbezug	Basislieferung	PV-Erzeugung	Speicherladung	Speicherfüllstand	70%-Überschreitung
ViZn Z20-5	25.02.2014 12:45	0	6,902	7,887	2,802930612	1	nein
	25.02.2014 13:00	0	6,942	7,906	0	1	ja
ViZn Z20-3	25.02.2014 12:45	0	6,902	7,887	4,25	0,933228067	nein
	25.02.2014 13:00	0	6,942	7,906	4,25	0,968644734	nein

In weiterer Folge wird ein weiterer möglicher Ansatz untersucht. Dabei wird nach Abzug des aktuellen Eigenverbrauchs die Überschussleistung bis zur Grenze von 70 % der installierten Leistung fix ins Netz eingespeist und ein Speicher nur dazu genutzt, den dabei entstehenden Erzeugungsentgang aufzunehmen und für einen späteren Verbrauch zu speichern. Würde bei dieser Herangehensweise kein Speicher zur Verfügung stehen oder ist der eingesetzte Speicher bereits vollständig geladen, so müsste die Erzeugung der PV-Anlage abgeregelt werden. Der jährliche Erzeugungsentgang, der ohne Einsatz eines Speichers auftreten würde, ist in Abbildung 41 dargestellt. Dieser ist bei den Landwirtschaftsanlagen am größten, bei den Gewerbeanlagen am niedrigsten. Der prozentuelle Erzeugungsentgang in Bezug auf die Gesamterzeugung der jeweiligen Anlage liegt im Bereich von < 3 %. Bei den Gewerbeanlagen ist der maximale Wert 0,1 % (Anlage 25), bei den Haushalten ist der maximale Werte bei 0,96 % (Anlage 40), und bei den Landwirtschaftsanlagen ist der maximale Wert 2,27 % (Anlage 34).

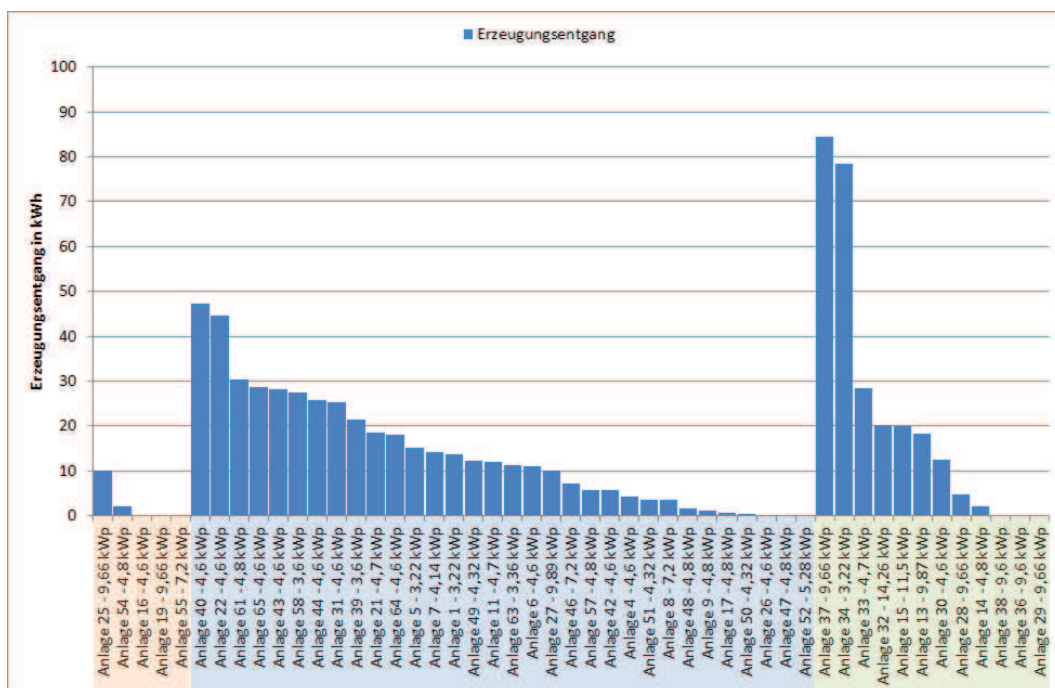


Abbildung 41: Erzeugungsentgang bei Beschränkung der Überschusseinspeisung auf < 70 % der installierten PV-Leistung

Zur Berechnung des Speichers wird das gleiche Schema verwendet wie bei der Betrachtung ohne Einspeisebegrenzung. Lediglich der für den Speicher zur Verfügung stehende

Überschuss wird unterschiedlich ermittelt, wie in Abbildung 42 dargestellt ist. Dabei entspricht die Größe „Überschuss“ der erzeugten PV-Leistung abzüglich Eigenverbrauch. Die Größe „ÜberschussSp“ entspricht dem Erzeugungsentgang durch die 70%-Beschränkung und ist somit jene Leistung, die für den Speicher zur Verfügung steht.

Der Programmlaufplan für die Speicherladung entspricht jenem aus Abbildung 34, wobei die dort angeführte Größe „Überschuss“ der Größe „ÜberschussSp“ aus Abbildung 42 entspricht.

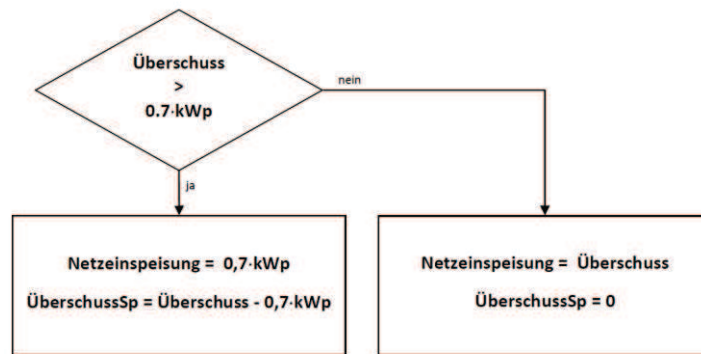


Abbildung 42: Ermittlung des Überschusses bei 70%-Beschränkung

Nachdem also bei diesem Ansatz für einen Speicher nur der Erzeugungsentgang zur Verfügung steht, welcher verhältnismäßig gering ist, werden kleinere Speicher vermutlich ausreichend sein. Aus diesem Grund wird für diese Betrachtung zusätzlich noch der Speicher Battery 4.5 (siehe Tabelle 26) herangezogen. In Abbildung 43 ist die prozentuelle Reduktion des Erzeugungsentgangs dargestellt. Es ist deutlich ersichtlich, dass bei den meisten Anlagen bereits ein kleiner Speicher mit einer Nennkapazität von 4,5 kWh ausreicht, um den Großteil des Erzeugungsentgangs aufzunehmen. Mit der Ausnahme von vier Anlagen wird spätestens durch den Einsatz des 12-kWh-Speichers der Erzeugungsentgang zu 100 Prozent abgedeckt.

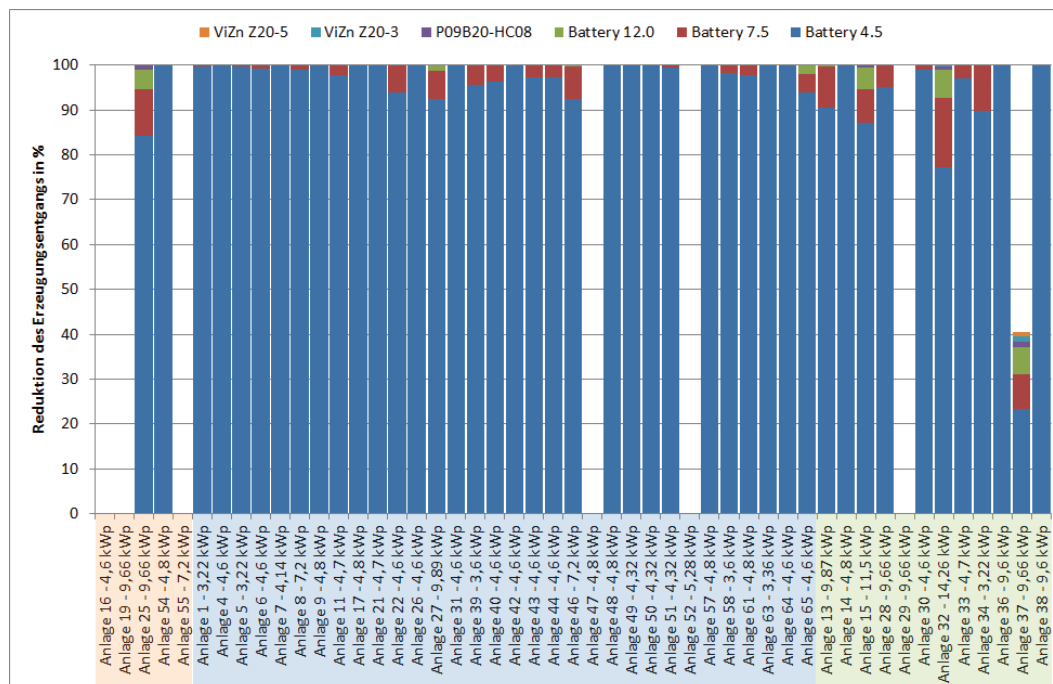


Abbildung 43: Prozentuale Reduktion des Erzeugungsentgangs beim Einsatz verschiedener Speicher

3.5.3. Fehlerabschätzung

Für die dieser Arbeit zugrunde liegenden Berechnungen standen 15-Minuten-Mittelwerte von Netzbezug, Netzeinspeisung, PV-Erzeugung und PV-Bezug zur Verfügung. Die Basis für die Mittelwertbildung sind Leistungswerte, die im Sekundentakt gemessen werden. Es stellt sich die Frage, ob es durch die Mittelwertbildung zu Fehlern bei der Berechnung des Speichereinsatzes kommt. Um eine Abschätzung treffen zu können, in welcher Größenordnung dieser Fehler liegt, wird das Modell der Speicherberechnung mit höher aufgelösten Daten beaufschlagt. In einem Forschungsprojekt der Energie AG Oberösterreich wurden über einen gewissen Zeitraum 5-Sekunden-Mittelwerte von der Erzeugung der PV-Anlage im Solar Campus Eberstallzell erfasst. Diese Daten wurden herangezogen und für einen Haushaltlastgang adaptiert. Für den Verbrauch wurden Lastgangdaten herangezogen, die im Projekt ADRES ermittelt wurden. Dieser Lastgang liegt in 1-Sekunden-Werten zur Verfügung, welche durch Mittelwertbildung auf 5-Sekunden-Werte umgerechnet wurden, um mit den Erzeugungsdaten konform zu sein. Diese beiden Profildaten wurden anschließend noch durch Mittelwertbildung auf 15-Minuten-Werte umgerechnet.

Der Einsatz eines 7,5-kWh Speichers (Battery 7.5 in Tabelle 26) wurde dann jeweils für einen ganzen Tag auf Basis der 5-Sekunden-Werte sowie auf Basis der 15-Minuten-Werte berechnet, und die Ergebnisse wurden miteinander verglichen (siehe Tabelle 29).

Die prozentuale Abweichung zwischen den Ergebnissen aus den Berechnungen mit Werten auf 5-Sekunden-Basis und jenen mit Werten auf 15-Minuten-Basis lässt sich wie folgt berechnen:

$$\text{Abweichung}_{\%} = \frac{|X_{Min} - X_{Sek}|}{X_{Sek}} \cdot 100 \quad (19)$$

Abweichung_% = prozentuale Abweichung zwischen X_{Min} und X_{Sek}

X_{Min} = Wert auf Minutenbasis

X_{Sek} = Wert auf Sekundenbasis

Für den Erzeugungsgang stehen Daten von 36 Tagen zur Verfügung, ein Lastgang liegt für 10 Tage vor. Die Ermittlung der prozentualen Abweichung wurde für alle Kombinationen zwischen Last- und Erzeugungsgang durchgeführt.

Für eine detailliertere Darstellung wurde eine Kombination von einem Lastgang mit drei verschiedenen Erzeugungsgängen

- geringere Erzeugung mit stärkerer Nachmittagsspitze (Abbildung 44 links)
- stark volatile Erzeugung (Abbildung 44 mittig)
- stetige Erzeugung (Abbildung 44 rechts)

ausgewählt und ausgewertet (siehe Tabelle 29).

Bei der Betrachtung der Ergebnisse würde man vermuten, dass die prozentuale Abweichung stark von der Erzeugung abhängt und größer wird, je größer und stetiger die Erzeugung wird. Eine nähere Betrachtung zeigt jedoch, dass ein direkter Zusammenhang mit dem Verlauf der Erzeugung nicht gegeben ist. Vielmehr beeinflusst der Lastgang die prozentuale Abweichung.

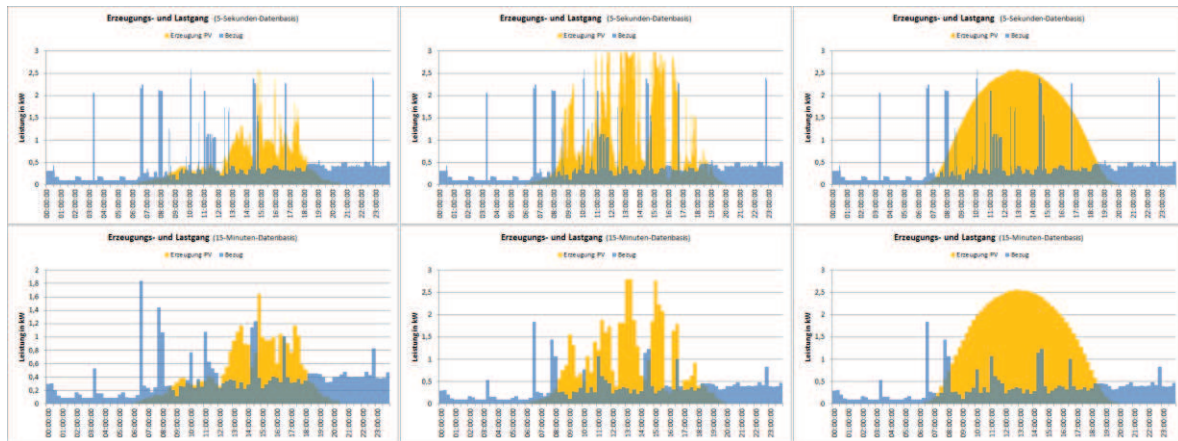


Abbildung 44: Erzeugungs- und Lastgang auf 5-Sekunden- sowie 15-Minuten-Datenbasis

Tabelle 29: Fehlerabschätzung zwischen der Auswertung von 5-sec- und 15-min-Profildatenreihen

Zeitraum der Auswertung: 1 Tag	geringe Erzeugung			stark volatile Erzeugung			stetige Erzeugung		
	5-Sek	15-Min	Abw.%	5-Sek	15-Min	Abw.%	5-Sek	15-Min	Abw.%
Gesamtverbrauch (kWh)	8,862	8,862	0,00	8,862	8,862	0,00	8,862	8,862	0,00
Erzeugung PV (kWh)	7,108	7,108	0,00	12,767	12,767	0,00	20,701	20,701	0,00
Ohne Speicher									
Netzbezug (kWh)	5,284	5,284	0,00	4,878	4,878	0,00	4,080	4,080	0,00
ÜS-Einspeisung (kWh)	3,529	3,529	0,00	8,782	8,782	0,00	15,919	15,919	0,00
EV-PV-Strom (kWh)	3,578	3,578	0,00	3,985	3,985	0,00	4,782	4,782	0,00
EV-PV-Strom (%)	50,343	50,343	0,00	31,211	31,211	0,00	23,101	23,101	0,00
Mit Speicher									
Netzbezug (kWh)	2,416	2,415	0,06	1,994	1,971	1,16	1,799	1,728	3,97
Ladung (kWh)	3,348	3,348	0,00	6,838	6,853	0,21	6,171	6,246	1,22
Nutzbare Entladung (kWh)	2,868	2,870	0,05	2,884	2,907	0,80	2,281	2,353	3,13
Lade-/Entladeverluste (kWh)	0,336	0,336	0,02	0,526	0,528	0,38	0,457	0,465	1,73
ÜS-Einspeisung (kWh)	0	0	0,00	1,574	1,559	0,96	9,415	9,335	0,84
EV-PV-Strom (kWh)	7,108	7,108	0,00	11,193	11,208	0,13	11,287	11,366	0,70
EV-PV-Strom (%)	100,00	100,00	0,00	87,670	87,789	0,13	54,521	54,904	0,70

Die größten Abweichungen liegen bei Lastgängen vor, die in der Früh, bevor die PV-Anlage Energie liefert, einen höheren Verbrauch aufweisen. Eine Abweichung tritt außerdem nur dann auf, wenn der Speicher leer ist. Dies liegt daran, dass die implementierte Speicherberechnung zunächst die Ladung des Speichers berechnet und danach ausgehend von dem nach dem Ladevorgang vorhandenen Füllstand die Entladung des Speichers berechnet. Kommt es angenommen in der ersten Hälfte des 15-Minuten-Zeitfensters zu einem Netzbezug von 1 kW und in der zweiten Hälfte des Zeitintervalls zu einer Erzeugung von 1 kW, so ergibt sich durch das implementierte Speichermodell ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Bezug, und die Berechnung würde ergeben, dass es in diesem Zeitfenster durch den Speicher zu keinem Bezug aus dem Netz kommt, obwohl in der ersten Hälfte 1 kW aus dem Netz bezogen und in der zweiten Hälfte 1 kW ins Netz eingespeist werden würde.

Die Berechnung für alle möglichen Kombinationen von Erzeugungs- und Lastgang haben ergeben, dass die maximale prozentuale Abweichung bei 4,59 % liegt. Der Mittelwert liegt bei 0,71 %, der Medianwert deutlich darunter bei 0,13 %. Die implementierte Speicherberechnung kann also für die vorliegenden Daten als geeignet betrachtet werden.

4. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Speichereinsatzes aus Sicht eines Endverbrauchers

Aus der Sicht des Kunden soll durch den Einsatz eines Energiespeichers der Eigenverbrauch des von der PV-Anlage erzeugten Stromes erhöht und dadurch der Netzbezug reduziert werden. Dies liegt insofern nahe, da die Gesamtkosten für den Bezug deutlich höher sind als die Einspeisevergütung. Es ist also jede selbstverbrauchte Kilowattstunde für den Kunden mehr wert als die eingespeiste. Zur Ermittlung, ob ein Speichereinsatz für den Kunden ökonomisch sinnvoll ist, wird die Kapitalwertmethode herangezogen.

Der Kapitalwert kann anhand folgender Formel ermittelt werden:

$$KW = -AK + \sum_{t=1}^N (E_t - A_t) \cdot \frac{1}{(1+i)^t} \quad (20)$$

KW = Kapitalwert
AK = Anschaffungskosten
E_t = Einzahlung im Jahr t
A_t = Auszahlung im Jahr t
i = Kalkulationszinsfuß
N = Betrachtungsdauer

Damit eine Investition für einen Speicher wirtschaftlich sinnvoll ist, muss der Kapitalwert über jenem Kapitalwert liegen, den die Anlage ohne Speicher erzielen würde ($KW_{\text{Speicher}} > KW_0$).

Für die Kapitalwertberechnung wird der Ansatz gewählt, dass die Einzahlung der Summe aus Einspeisevergütung für die Überschusslieferung bei Einsatz eines Speichers und der Ersparnis durch die Energienutzung aus dem Speicher entspricht.

$$E_t = \underbrace{(\ddot{U}_{S_{PVoSp,t}} - \ddot{U}_{S_{PVmSp,t}} - SV_t)}_{\text{Energienutzung aus dem Speicher}} \cdot T_{\text{Bez}} + \ddot{U}_{S_{PVmSp,t}} \cdot T_{\text{Ein}} \quad (21)$$

E_t = Einzahlung im Jahr t (€)
Ü_{S_{PVoSp,t}} = Überschuss der PV-Erzeugung ohne Speicher im Jahr t (kWh)
Ü_{S_{PVmSp,t}} = Überschuss der PV-Erzeugung mit Speicher im Jahr t (kWh)
SV_t = Speicherverluste im Jahr t (kWh)
T_{Bez} = Bezugstarif (€/kWh)
T_{Ein} = Einspeisevergütung (€/kWh)

Die Einzahlung für die Kapitalwertberechnung der Anlage ohne Speicher entspricht der Vergütung für die Überschusseinspeisung.

$$E_t = \ddot{U}_{S_{PVoSp,t}} \cdot T_{\text{Ein}} \quad (22)$$

E_t = Einzahlung im Jahr t (€)
Ü_{S_{PVoSp,t}} = Überschuss der PV-Erzeugung ohne Speicher im Jahr t (kWh)
T_{Ein} = Einspeisevergütung (€/kWh)

Es wird die Annahme getroffen, dass die jährliche Einzahlung über den Betrachtungszeitraum konstant ist. In weiterer Folge werden verschiedene Szenarien untersucht und jeweils die Kapitalwerte ermittelt. Es ist aktuell noch sehr schwierig, Preisinformationen für Anschaffungskosten des Speichersystems zu finden, daher werden die Anschaffungskosten zunächst zwischen 200,00 €/kWh und 2.000,00 €/kWh in 200,00-€/kWh-Schritten variiert und der jeweilige Kapitalwert ermittelt (KW_{200} bis KW_{2000}).

Die Kapitalwertermittlung wird für verschiedene Szenarien durchgeführt. Der Kalkulationszinsfuß wird für alle Szenarien mit 1 % angenommen, für die Betrachtungsdauer wurden 20 Jahre gewählt. Für Szenario A wurden die von diesen Anlagen aktuellen Tarifsituationen für Bezugstarif und Einspeisevergütung herangezogen⁵, etwaige jährliche Ausgaben und eine Ersatzinvestition wurden nicht berücksichtigt. Bei Szenario B wurde im Vergleich zu Szenario A der Bezugstarif verdoppelt. Für Szenario C wird gegenüber Szenario A die Einspeisevergütung reduziert. Bei den Szenarien D und E wird eine Förderung für die Anschaffungskosten des Speichersystems von 50 % angenommen, bei Szenario E fällt zusätzlich noch nach zehn Jahren eine Ersatzinvestition von € 3.000,00 an. Bei einer 50%-Förderung des Speichersystems muss der Anlagenbetreiber also nur die Hälfte der Speicherkosten tragen, in die Kapitalwertermittlung fließt als Anschaffungskosten nur jener Teil ein, den der Anlagenbetreiber zu tragen hat.

Tabelle 30: Getroffene Annahmen für die Kapitalwertermittlung

	Szenario A	Szenario B	Szenario C	Szenario D	Szenario E
Speichersystem	Battery 7.5	Battery 7.5	Battery 7.5	Battery 7.5	Battery 7.5
Jährliche Ausgaben (z. B. Wartung)	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Ersatzinvestition (im Jahr X)	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	3.000,00 € (10)
Kalkulationszinsfuß	1 %	1 %	1 %	1%	1 %
Betrachtungsdauer	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
Förderung für Anschaffungskosten	0 %	0 %	0 %	50 %	50 %
Bezugstarif	0,18066 €	0,36132 €	0,18066 €	0,18066 €	0,18066 €
Einspeisevergütung bis (5.000 kWh/a)	0,07090 €	0,07090 €	0,03740 €	0,07090 €	0,07090 €
Einspeisevergütung ab (5.000 kWh/a)	0,03740 €	0,03740 €	0,03740 €	0,03740 €	0,03740 €

In Tabelle 31 ist die Verteilung ersichtlich, bei wievielen Anlagen für die jeweiligen Szenarien und Speicherkostenvarianten eine wirtschaftliche Sinnhaftigkeit gegeben wäre. Bei Betrachtung der Ergebnisse für Szenarien A, B und C ist erkennbar, dass ein Anstieg des Bezugstarifes zu einem Anstieg der Wirtschaftlichkeit führt, hingegen die Reduktion der Einspeisevergütung sich nachteilig auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Würde die Investition des Speichers mit 50 % gefördert werden (Szenario D), wird bei den aktuellen Tarifsituationen eine ähnliche ökonomische Situation erzielt wie bei einer Verdopplung des Bezugstarifs. Berücksichtigt man bei der Betrachtung eine Ersatzinvestition (z. B. Tausch des Batteriewechselrichters), so sind nur mehr zwei Anlagen bei Speicherkosten von 400,00 €/kWh bzw. drei bei Speicherkosten von 200,00 €/kWh wirtschaftlich. Eine Kostenrecherche hat ergeben, dass das Speichersystem „Solar Battery 7.5 + SYMO HYBRID 5.0-3-5 + Smart

⁵ Quelle: Energie AG Oberösterreich Trading GmbH

Meter 63A/277V“ von Fronius zu einem Gesamtkostenpreis zwischen 11.674,00 € und 16.552,2 € exkl. MWSt. erhältlich ist [34], [35]. Das ergibt Speicherkosten zwischen 1.556,53 €/kWh und 2.206,96 €/kWh. Für dieses Speichersystem liegen somit alle Anlagen bei allen Szenarien unter der Grenze der Wirtschaftlichkeit.

Der Kapitalwert sinkt linear mit der Erhöhung der Speicherkosten. Es ist daher über die Geradengleichung möglich, jene Speicherkosten zu ermitteln, bei denen der Kapitalwert gleich groß ist wie jener ohne Speicher. Die ermittelten Speicherkosten entsprechen dann jenen Speicherkosten, bei denen Netzparität eintritt.

Tabelle 31: Verteilung der Wirtschaftlichkeit des Speichereinsatzes je Szenario und Speicherkosten

	Anzahl Anlagen (G/H/L)				
	Szenario A	Szenario B	Szenario C	Szenario D	Szenario E
$KW_{2000} > KW_0$	0	0	0	0	0
$KW_{1800} > KW_0$	0	0	0	0	0
$KW_{1600} > KW_0$	0	0	0	0	0
$KW_{1400} > KW_0$	0	1 (0/0/1)	0	0	0
$KW_{1200} > KW_0$	0	3 (0/0/3)	0	1 (0/0/1)	0
$KW_{1000} > KW_0$	0	11 (1/2/8)	0	3 (0/0/3)	0
$KW_{800} > KW_0$	0	34 (3/20/11)	0	5 (0/1/4)	0
$KW_{600} > KW_0$	1 (0/0/1)	44 (3/30/11)	1 (0/0/1)	29 (3/15/11)	0
$KW_{400} > KW_0$	5 (0/1/4)	46 (3/31/12)	33 (3/19/11)	45 (3/30/12)	2 (0/0/2)
$KW_{200} > KW_0$	45 (3/30/12)	47 (4/31/12)	46 (3/31/12)	47 (4/31/12)	3 (0/0/3)

Die Ermittlung der Speicherkosten zeigt, dass die Speicherkosten zur Erreichung von Netzparität bei den untersuchten Szenarien zum Teil sehr gering sein müssten. Der maximale Wert beträgt 1.501,1 €/kWh, was unter jenem Wert liegt, für den eines der betrachteten Speichersysteme erhältlich ist. Es ist somit bei keiner Anlage aus rein ökonomischer Sicht sinnvoll, in einen Speicher zu investieren. Soziologische Aspekte, wie etwa der Wunsch nach einer Steigerung des Autarkiegrades, bleiben dabei unberücksichtigt.

Die nun angestellten Betrachtungen beziehen sich auf die Ergebnisse, die sich beim Ansatz der unbegrenzten Einspeisung (Kapitel 3.5.1) ergeben haben. Unterzieht man die Ergebnisse des Ansatzes der begrenzten Einspeisung (Kapitel 3.5.2) einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und ermittelt für das Speichersystem Battery 4.5 jene maximalen Speicherkosten je kWh, bei denen ein Speichereinsatz gerade noch wirtschaftlich ist, so wird deutlich, dass diese Speicherkosten zwischen 0 €/kWh und 46 €/kWh – und somit jenseits aller realistischen Speicherkosten – liegen. Dies ist nicht weiter verwunderlich, da ein Speicher bei dieser Betrachtung nur für die Deckung jener Leistungsspitzen eingesetzt wird, welche die 70-%-Beschränkung überschreiten. Diese Energiemengen sind sehr gering, sodass ein Speicher für diesen Einsatz nicht wirtschaftlich ist.

Tabelle 32: Speicherkosten zur Erreichung von Netzparität

Datenbasis: Battery 4.5	Speicherkosten in €/kWh zur Erreichung von Netzparität		
	Gewerbe	Haushalt	Landwirtschaft
Minimalwert	0	0	0
Maximalwert	5,57	29,72	46,01
Medianwert	0	7,56	9,17
Mittelwert	1,38	8,92	10,161

Zur Abschätzung der Verluste, die dem Kunden durch die Beschränkung auf eine maximale Einspeiseleistung von 70 % der installierten Leistung entstehen, werden je Anlage der jährliche Erzeugungsentgang mit der Einspeisevergütung von 0,0709 €/kWh multipliziert und die Ergebnisse statistisch ausgewertet. Auch hierbei wird ersichtlich, dass sich aufgrund der geringen Einspeiseverluste eine Investition in einen Stromspeicher nicht rechnet.

Tabelle 33: Jährliche Einspeiseverluste durch Begrenzung der Einspeiseleistung

	Einspeiseverluste in €/a		
	Gewerbe	Haushalt	Landwirtschaft
Minimalwert	0	0	0
Maximalwert	5,57	29,72	46,01
Medianwert	0	7,56	9,17
Mittelwert	1,38	8,92	10,16

Tabelle 34: Speicherkosten zur Erreichung von Netzparität je Anlage und Szenario

	Szenario A	Szenario B	Szenario C	Szenario D	Szenario E
Anlage 1	254,5	705,8	347,5	509,0	-215,2
Anlage 4	333,5	925,0	455,4	667,1	-57,1
Anlage 5	280,0	776,5	382,3	560,0	-164,2
Anlage 6	333,4	924,6	455,2	666,8	-57,4
Anlage 7	293,1	813,0	400,2	586,3	-137,9
Anlage 8	348,6	966,7	475,9	697,2	-27,1
Anlage 9	318,7	883,7	435,1	637,3	-86,9
Anlage 11	324,4	899,6	442,9	648,7	-75,5
Anlage 13	548,9	1292,8	572,8	1097,7	373,5
Anlage 14	343,5	952,6	469,0	687,0	-37,2
Anlage 15	589,3	1366,3	598,3	1178,5	454,3
Anlage 16	138,9	385,2	189,6	277,8	-446,5
Anlage 17	297,5	825,0	406,2	595,0	-129,3
Anlage 19	60,6	168,1	82,7	121,2	-603,0
Anlage 21	354,3	982,7	483,8	708,7	-15,5
Anlage 22	288,8	800,9	394,3	577,6	-146,6
Anlage 25	367,5	1019,2	501,8	735,0	10,8
Anlage 26	283,4	785,8	386,9	566,7	-157,5
Anlage 27	419,4	1162,6	572,3	838,8	114,6
Anlage 28	392,6	1088,6	536,0	785,1	60,9
Anlage 29	320,5	888,9	437,6	641,1	-83,2
Anlage 30	370,7	1028,1	506,2	741,4	17,2
Anlage 31	257,4	713,7	351,4	514,7	-209,5
Anlage 32	653,0	1501,1	653,0	1306,0	581,8
Anlage 33	407,9	1131,2	556,9	815,8	91,5
Anlage 34	213,7	592,7	291,8	427,4	-296,8
Anlage 36	342,2	949,1	467,3	684,5	-39,7
Anlage 37	381,9	1059,2	521,5	763,9	39,6
Anlage 38	376,0	1042,7	513,4	752,0	27,8
Anlage 39	293,9	815,1	401,3	587,8	-136,4
Anlage 40	279,5	775,0	381,6	558,9	-165,3
Anlage 42	275,2	763,2	375,8	550,4	-173,8
Anlage 43	263,7	731,4	360,1	527,5	-196,8
Anlage 44	360,6	1000,1	492,4	721,2	-3,0
Anlage 46	340,7	944,7	465,1	681,3	-42,9
Anlage 47	248,5	689,1	339,3	497,0	-227,3
Anlage 48	326,4	905,3	445,7	652,9	-71,4
Anlage 49	319,2	885,2	435,8	638,4	-85,8
Anlage 50	280,4	777,6	382,8	560,8	-163,4
Anlage 51	317,1	879,5	433,0	634,3	-90,0
Anlage 52	315,2	874,2	430,4	630,5	-93,8
Anlage 54	309,9	859,3	423,1	619,7	-104,5
Anlage 55	345,6	958,5	471,9	691,2	-33,0
Anlage 57	337,7	936,6	461,1	675,5	-48,8
Anlage 58	247,0	685,0	337,2	494,0	-230,2
Anlage 63	174,3	483,5	238,0	348,7	-375,6
Anlage 64	296,1	821,0	404,2	592,1	-132,1
Anlage 65	313,4	869,2	427,9	626,8	-97,4

Farbskala:

< 0 €/kWh
0 - 200 €/kWh
200 - 600 €/kWh
600 - 1000 €/kWh
> 1000 €/kWh

Bei Betrachtung von Tabelle 34 überraschen zunächst die Ergebnisse für Szenario E. Obwohl das Speichersystem zu 50 % gefördert ist, ergeben sich negative Werte, was bedeutet, dass, selbst wenn der Speicher Null Euro kosten würde, der Einsatz eines Speichers zu einem geringeren Kapitalwert führt als die Anlage ohne Speicher. Dies ist auf die Ersatzinvestition zurückzuführen, die nach 10 Jahren mit 3.000,00 € angenommen wurde und welche vom Anlagenbetreiber zu zahlen ist.

Für die Anlagen 44 und 15 werden detailliertere Betrachtung angestellt, um die Zahlen aus Tabelle 34 etwas zu verdeutlichen. In Abbildung 45 sind für die Szenarien A bis E die Summe der Barwerte mit und ohne Speicher sowie deren Differenz eingetragen. Zur Bildung der Differenz wurde von der Summe der Barwerte mit Speicher jene ohne Speicher abgezogen. Eine positive Differenz gibt jenen Wert an, den ein Speicher kosten darf, um den gleichen Kapitalwert zu erreichen wie bei der Anlagenvariante ohne Speicher. Es ist erkennbar, dass die Differenz bei Szenario B am höchsten ist, während diese bei Szenario E am geringsten ist. Bei Anlage 44 ist diese bei Szenario E sogar negativ. Zur genaueren Betrachtung sind in Abbildung 46 die Barwertverläufe für Szenario E bei Anlage 44 dargestellt. Es ist erkennbar, dass die angenommene Ersatzinvestition zu einem stark negativen Barwert in diesem Jahr führt, was die Summe der Barwerte und somit auch den Kapitalwert wesentlich beeinflusst. Eine Tabelle mit den berechneten Barwerten befindet sich im Anhang.

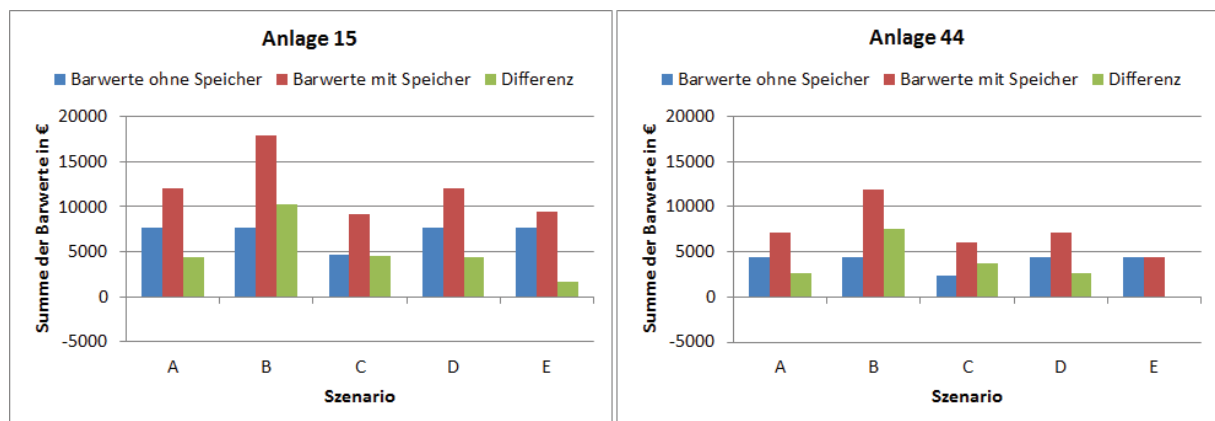


Abbildung 45: Summe der Barwerte mit/ohne Speicher sowie deren Differenz je Szenario für Anlage 15 und Anlage 44

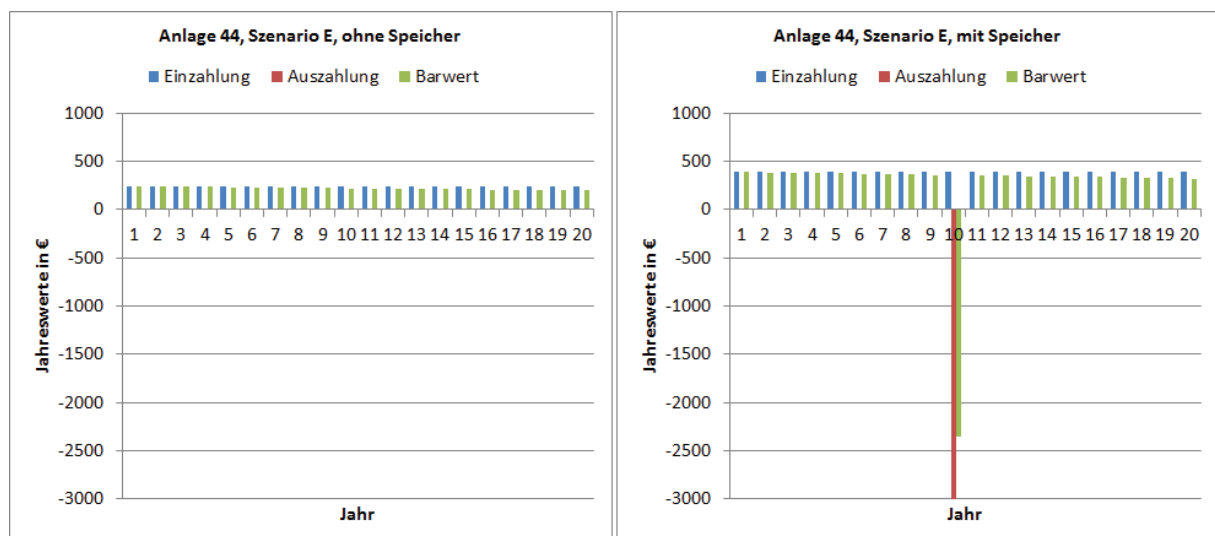


Abbildung 46: Barwertverlauf mit/ohne Speicher für Szenario E bei Anlage 44

5. Detailanalyse und Handlungsempfehlung für eine bestehende Großanlage

Seitens des Betreibers der Großanlage bestand die Überlegung, den Autarkiegrad der Anlage zu steigern und diese in diesem Zuge um einen Energiespeicher zu erweitern. Die nachfolgende Detailanalyse wurde anhand der vorhandenen Lastprofilaten sowie der vorhandenen Erzeugungsdaten der installierten PV-Anlage des Zeitraums 1. Jänner 2014 bis 31. Dezember 2014 durchgeführt.

5.1. Beschreibung der bestehenden Anlage

Aktuell befindet sich innerhalb der Großanlage eine PV-Anlage mit einer Spitzenleistung von 48 kWp. Der Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung beträgt aufgrund des Lastprofils rund 95 %. Für einen Speicher steht pro Jahr ein Überschuss von 2.353 kWh zur Verfügung (siehe Abbildung 47).

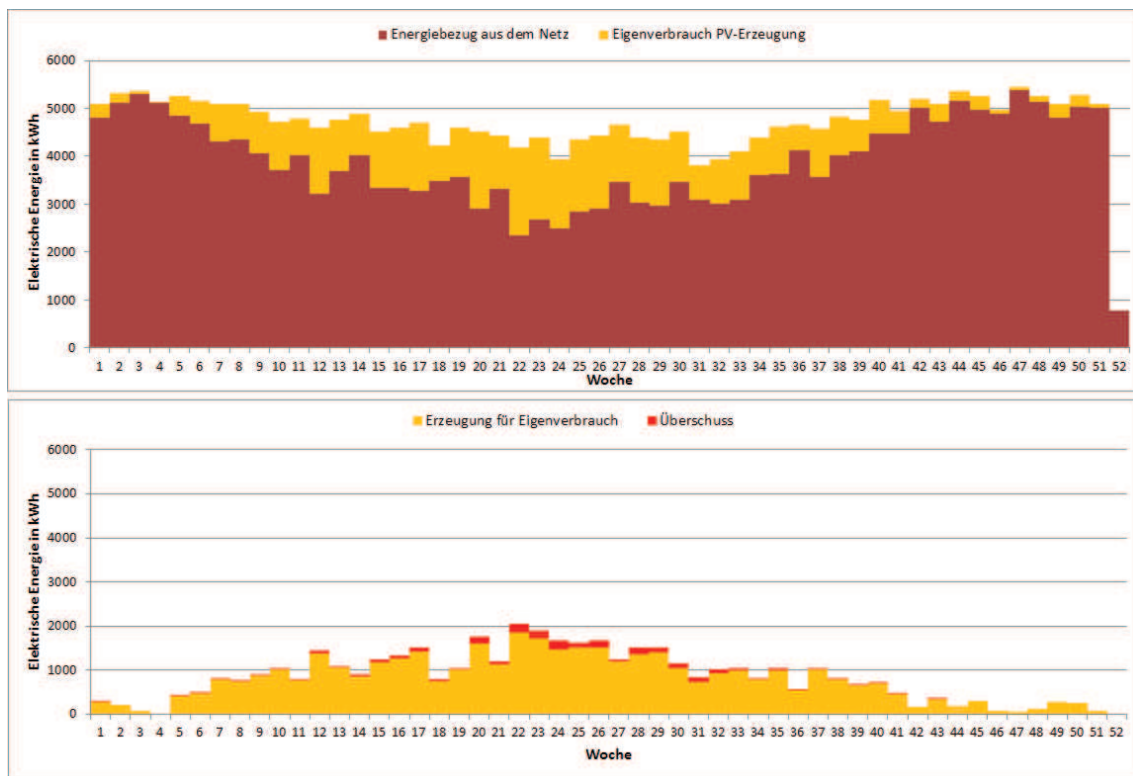


Abbildung 47: Verbrauchsgang (oben) und Erzeugungsgang (unten) der bestehenden Großanlage

Tabelle 35: Kenngrößen der bestehenden Großanlage

Jahresverbrauch	243.751 kWh
Jahreserzeugung	43.399 kWh
Basisbezug	202.705 kWh
Eigenbezug	41.046 kWh
Überschuss	2.353 kWh
Autarkiegrad	16,94 %

Nachdem bei der bestehenden Anlage nur 5 % der PV-Erzeugung nicht selbst verbraucht, sondern ins Netz eingespeist werden, ist jene Energiemenge, die für einen Speicher zur Verfügung steht, relativ gering, wodurch sich ein Speicher nicht rechnet, wie die nachfolgende Betrachtung zeigt.

Einsatz eines Stromspeichers

Trotz des relativ geringen Überschusses von 2.353 kWh/a soll der Einsatz unterschiedlicher Speicher untersucht werden. Dabei werden ein Lithium-Ionen-Speicher – P09B20-HC08 – sowie zwei Redox-Flow-Speicher – ViZn Z20-3 und ViZn Z20-5 – für eine Betrachtung herangezogen. Die Speicherspezifikationen sind in Tabelle 26 auf Seite 47 ersichtlich.

Die Speicher ViZn Z20-3 und ViZn Z20-5 sind deutlich überdimensioniert. Auch durch den kleineren Speicher P09B20-HC08 kann keine wesentliche Steigerung des Autarkiegrades erreicht werden.

In Abbildung 48 sind der bei der Anlage auftretende Überschuss sowie die berechnete Ladung der untersuchten Speicherlösungen ersichtlich. Bei dem Lithium-Ionen-Speicher ist speziell in den Sommermonaten durch die begrenzte Ladeleistung und die verhältnismäßig geringe Speicherkapazität eine vollständige Einspeicherung des auftretenden Überschusses nicht möglich. Die Ladegänge der beiden Redox-Flow-Speicher sind nahezu ident. Der Speicher ViZn Z20-5 kann den gesamten, der Speicher ViZn Z20-3 beinahe den gesamten Überschuss aufnehmen.

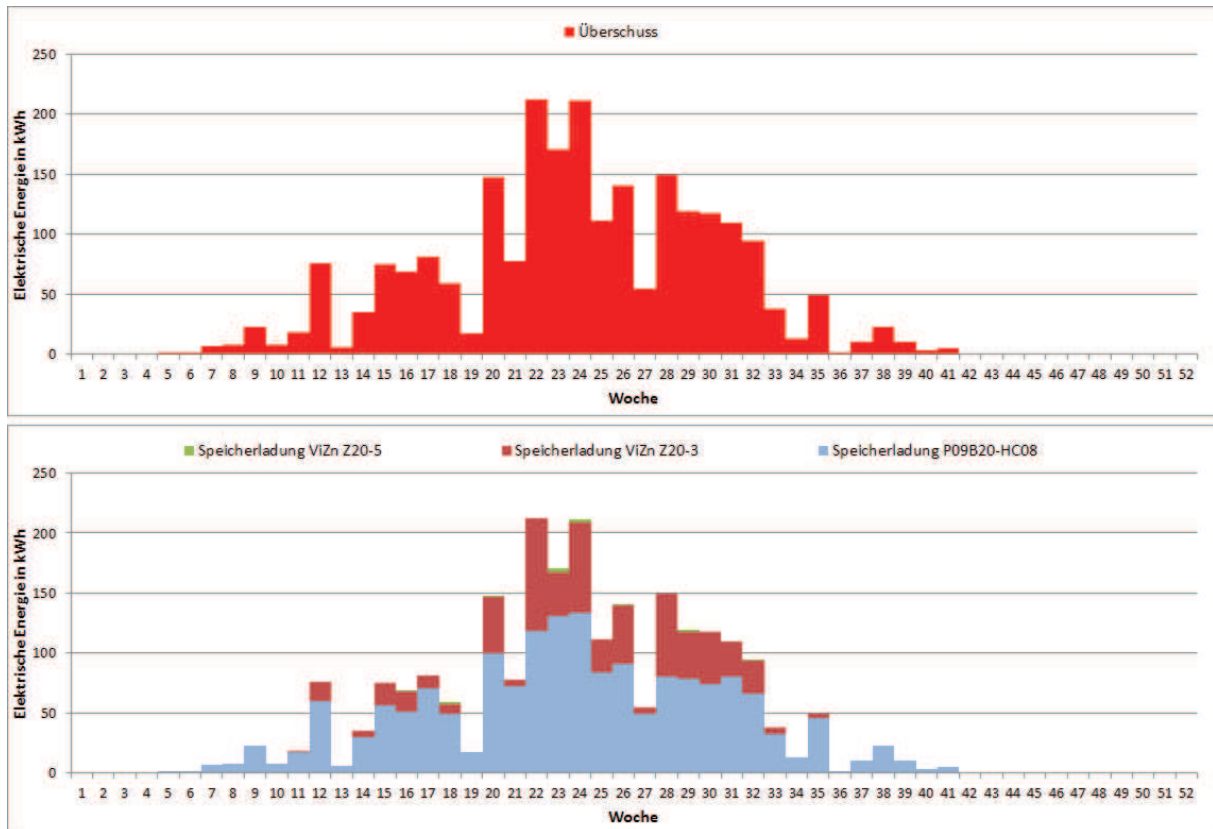


Abbildung 48: Überschuss der Anlage und berechnete Ladung der verschiedenen Speicherlösungen

Tabelle 36: Kenngrößen der bestehenden Großanlage bei Einsatz verschiedener Speicherlösungen

	P09B20-HC08	ViZn Z20-3	ViZn Z20-5
Jahresverbrauch	243.751 kWh		
Jahreserzeugung	43.399 kWh		
Basisbezug	201.168 kWh	201.062 kWh	201.053 kWh
Eigenbezug	42.583 kWh	42.689 kWh	42.698 kWh
Überschuss	646 kWh	12 kWh	0 kWh
Autarkiegrad	17,47 %	17,51 %	17,52 %

5.2. Erweiterung der bestehenden PV-Anlage auf 72 kW installierte Spitzenleistung

Zur Erhöhung des Autarkiegrades wird die PV-Anlage von 48 kWp auf 72 kWp erweitert. Um die Daten der größeren PV-Anlage zu erhalten, wurden das Erzeugungsprofil der bestehenden Anlage herangezogen und die einzelnen 15-Minuten-Mittelwerte mit dem Faktor 1,5 multipliziert. Die Werte des Bezugs- und Lieferprofils des Basiszählers wurden ebenfalls entsprechend korrigiert.

Der Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung sinkt im Vergleich zur bestehenden Anlage auf rund 93 % ab. Der Überschuss, der für einen Speicher zur Verfügung stehen würde, hat sich durch die Erweiterung in etwa verdoppelt und beträgt 4.691 kWh pro Jahr (siehe Abbildung 49)

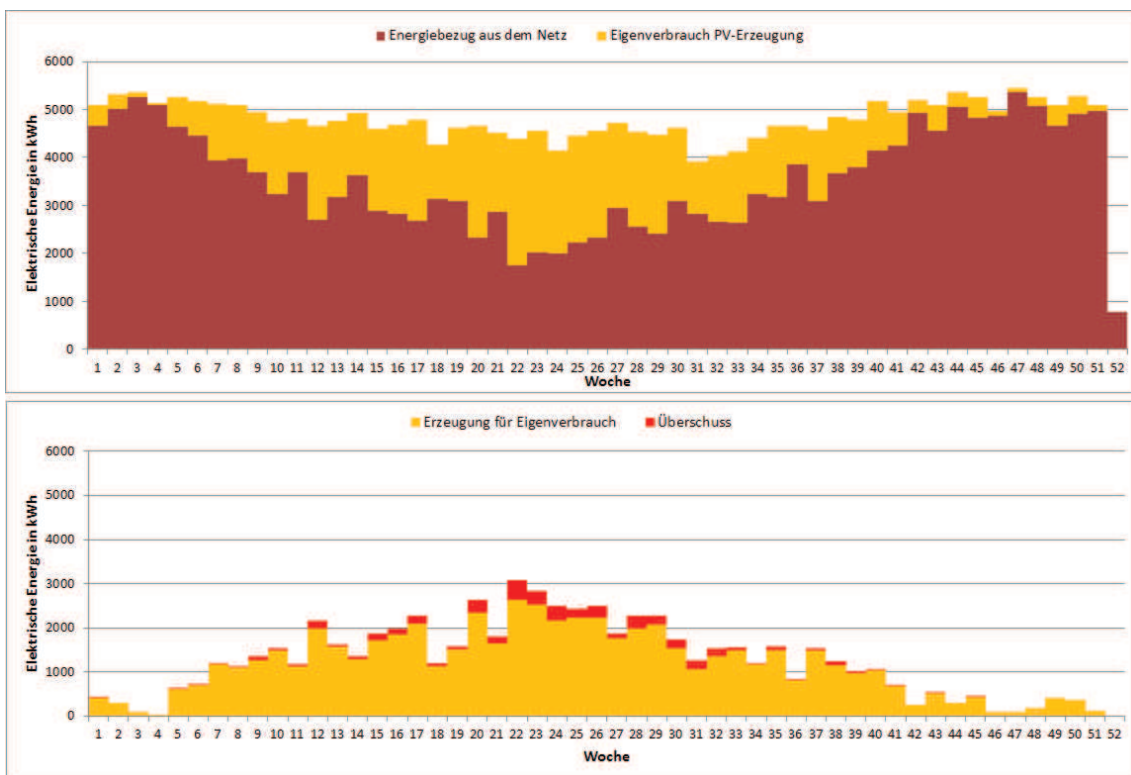


Abbildung 49: Verbrauchsgang (oben) und Erzeugungsgang (unten) der auf die 1,5-fache PV-Leistung erweiterten Großanlage

Tabelle 37: Kenngrößen der auf die 1,5-fache PV-Leistung erweiterten Großanlage

Jahresverbrauch	243.751 kWh
Jahreserzeugung	65.099 kWh
Basisbezug	185.560 kWh
Eigenbezug	60.408 kWh
Überschuss	4.691 kWh
Autarkiegrad	24,78 %

Die Erweiterung der PV-Anlage auf die 1,5-fache installierte Spitzenleistung führt zu einer Steigerung des Autarkiegrades von rund 17 % auf rund 25 %. Der Überschuss ist jedoch aufgrund des nach wie vor hohen Eigenverbrauchsanteils der PV-Erzeugung immer noch relativ gering, sodass auch hier bei einem Einsatz eines Speichers von keiner wesentlichen Autarkiegradsteigerung auszugehen ist.

Einsatz eines Stromspeichers

Die Betrachtungen werden für dieselben Speicher wie im Punkt 5.1 angestellt. Der Lithium-Ionen-Speicher (P09B20-HC08) weist einen ähnlichen Ladegang auf wie bei der bestehenden Anlage. Die Redox-Flow-Speicher, welche eine höhere Nennkapazität sowie größere Lade-/Entladeleistungen haben, können durch den erhöhten Überschuss mehr Energie speichern, die anschließend der Anlage zur Verbrauchsdeckung zur Verfügung steht. Der Unterschied der beiden Redox-Flow-Speicher ist dabei relativ gering, sodass der größere Speicher keinen nennenswerten Mehrwert mehr bringen würde.

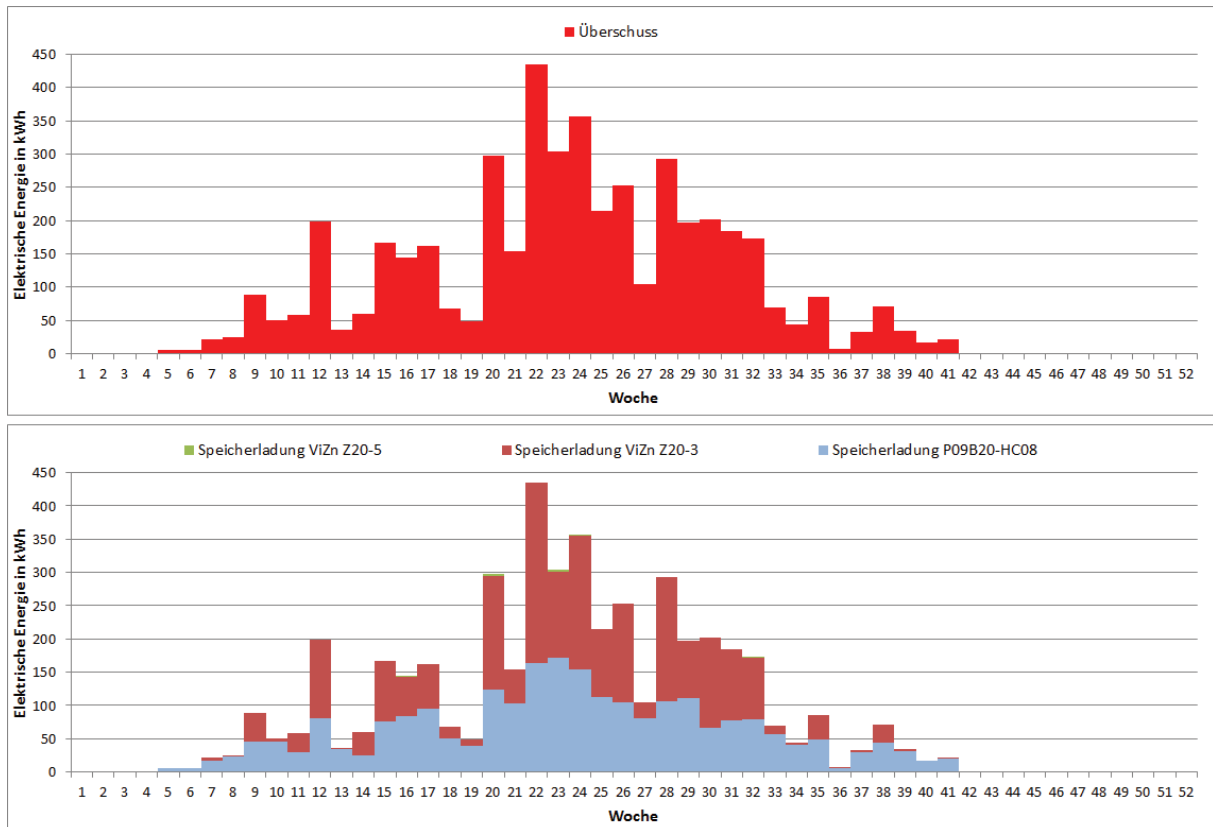


Abbildung 50: Überschuss der auf 72 kWp erweiterten Anlage und berechnete Ladung der verschiedenen Speicherlösungen

Tabelle 38: Kenngrößen der bestehenden Großanlage bei Einsatz verschiedener Speicherlösungen

	P09B20-HC08	ViZn Z20-3	ViZn Z20-5
Jahresverbrauch	243.751 kWh		
Jahreserzeugung	65.099 kWh		
Basisbezug	183.394 kWh	182.270 kWh	182.261 kWh
Eigenbezug	62.573 kWh	63.697 kWh	63.707 kWh
Überschuss	2.285 kWh	9 kWh	0 kWh
Autarkiegrad	25,67 %	26,13 %	26,14 %

Der Autarkiegrad konnte durch den Einsatz eines Speichers bei allen drei Speichervarianten nicht wesentlich gesteigert werden.

Im nächsten Schritt wird die Anlage noch einmal erweitert, sodass die installierte PV-Spitzenleistung das Doppelte der bestehenden Anlage beträgt.

5.3. Erweiterung der bestehenden PV-Anlage auf 96 kW installierte Spitzenleistung

Um die Daten der 96 kWp PV-Anlage zu erhalten, wurden die Profildaten analog zu der in Punkt 5.2 beschriebenen Vorgehensweise korrigiert. Die 15-Minuten-Mittelwerte des Erzeugungssprofils der bestehenden Anlage wurden mit dem Faktor 2 multipliziert.

Der Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung sinkt auf rund 84 % ab. Das Speicherpotential hat sich in etwa um den Faktor 5,8 auf 13.577 kWh pro Jahr erhöht (siehe Abbildung 51).

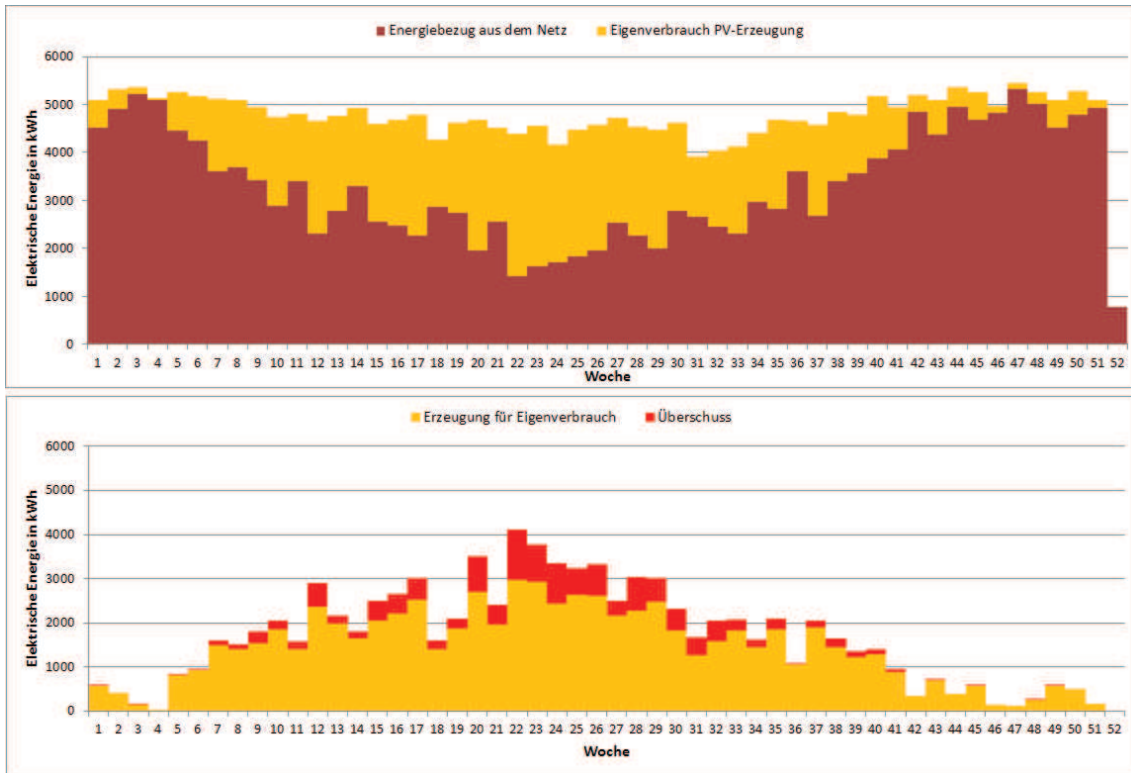


Abbildung 51: Verbrauchsgang (oben) und Erzeugungsgang (unten) der auf die 2-fache PV-Leistung erweiterten Großanlage

Tabelle 39: Kenngrößen der auf die 2-fache PV-Leistung erweiterten Großanlage

Jahresverbrauch	243.751 kWh
Jahreserzeugung	86.798 kWh
Basisbezug	172.842 kWh
Eigenbezug	73.222 kWh
Überschuss	13.577 kWh
Autarkiegrad	30,04 %

Eine Verdoppelung der installierten PV-Leistung führt dazu, dass sich der Autarkiegrad von rund 17 % auf rund 30 % erhöht. Wäre es möglich, den gesamten Überschuss zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder aus dem Speicher zu beziehen, so könnte der Autarkiegrad auf 35,6 % gesteigert werden.

Einsatz eines Stromspeichers

Auch bei dieser Betrachtung werden wieder dieselben Speicher wie in Punkt 5.1 herangezogen. Durch die Größe der PV-Anlage kommt es zu wesentlich höheren Überschussspitzen. Diese können durch die jeweilige Nennkapazität beziehungsweise durch die beschränkte Lade-/Entladeleistung von keinem der untersuchten Speicher zur Gänze eingespeichert werden. Hierbei ist auch zwischen den beiden Redox-Flow-Speichern ein deutlicher Unterschied zu erkennen, welcher auf die größere Ladeleistung sowie die größere Nennkapazität zurückzuführen ist.

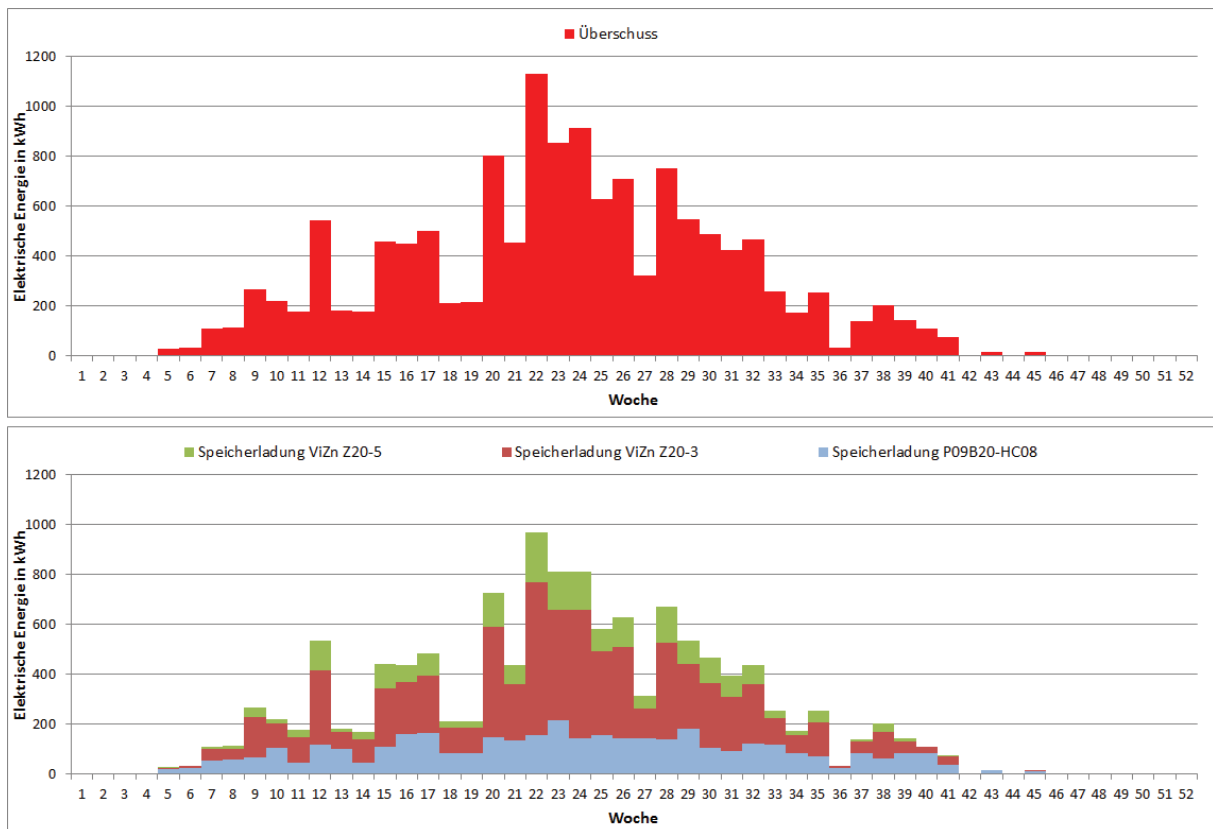


Abbildung 52: Überschuss der auf 96 kWp erweiterten Anlage und berechnete Ladung der verschiedenen Speicherlösungen

Tabelle 40: Kenngrößen der bestehenden Großanlage bei Einsatz verschiedener Speicherlösungen

	P09B20-HC08	ViZn Z20-3	ViZn Z20-5
Jahresverbrauch	243.751 kWh		
Jahreserzeugung	86.798 kWh		
Basisbezug	169.439 kWh	165.409 kWh	163.868 kWh
Eigenbezug	76.625 kWh	80.655 kWh	82.196 kWh
Überschuss	9.796 kWh	2.978 kWh	774 kWh
Autarkiegrad	31,44 %	33,09 %	33,72 %

Auch bei einer Anlage mit doppelter installierter PV-Leistung kann der Autarkiegrad durch den Einsatz der untersuchten Speicher maximal um rund 3,7 % gesteigert werden.

In Kapitel 5.5 wird für die nun untersuchten Anlagenvarianten eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angestellt, um eine Aussage über die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit einer Anlagenerweiterung treffen zu können.

5.4. Darstellung ausgewählter Wochendiagramme

Zur besseren visuellen Darstellung der Gegebenheiten dieser Anlage und zur Darstellung der Auswirkungen eines Speichers werden für jeweils eine Woche im Juni und eine Woche im Dezember der Verlauf des Netzbezugs, der Verlauf der Erzeugung und der Verlauf des Speicherfüllstands dargestellt.

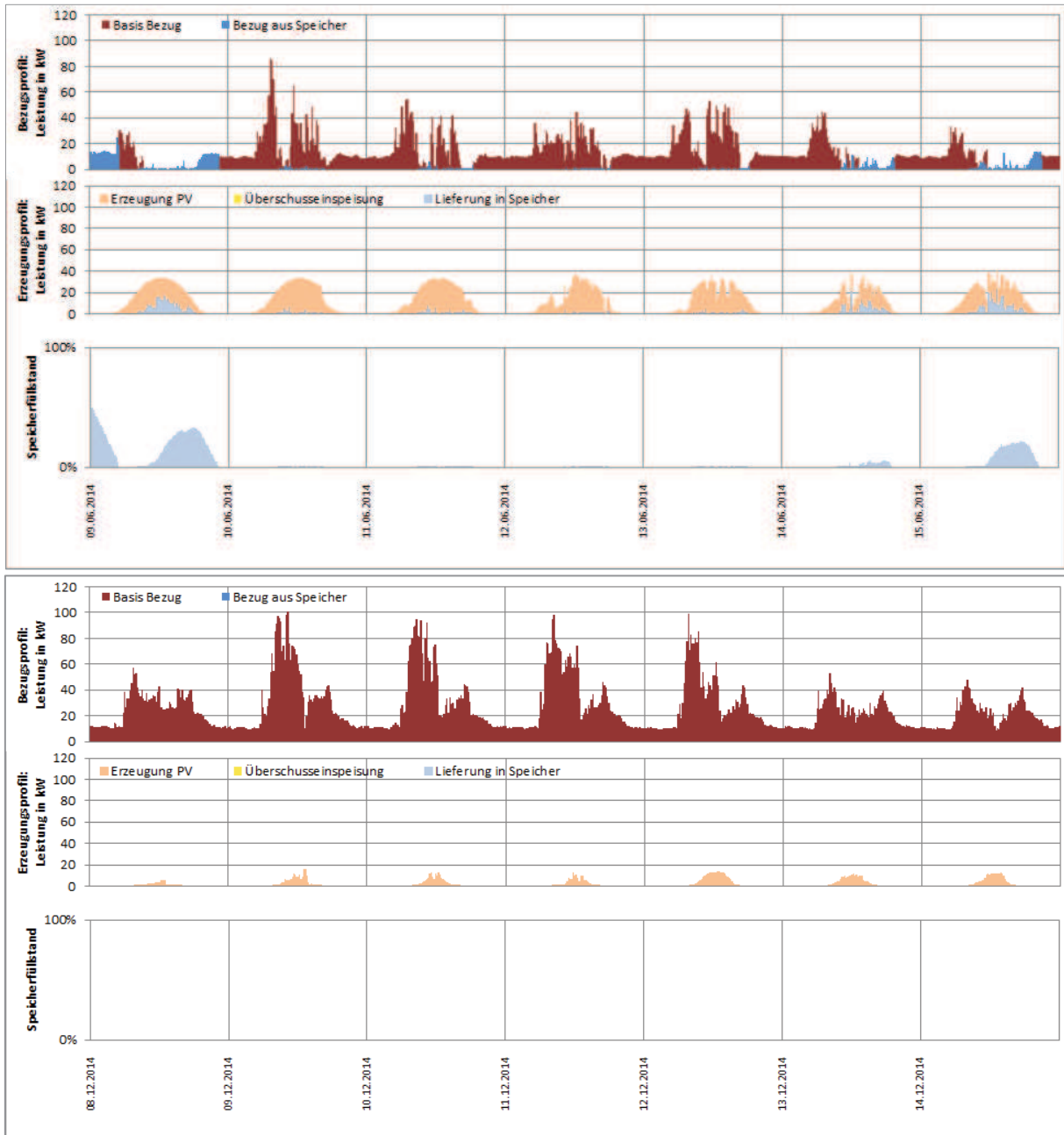


Abbildung 53: Wochendiagramm Juni (oben) und Dezember (unten) bei bestehender PV-Anlage und Speicher ViZn Z20-5

Es ist erkennbar, dass beinahe die gesamte PV-Erzeugung direkt selbst verbraucht und somit der Netzbezug reduziert wird. Der Speicher wird nur gering ausgelastet. In den Wintermonaten kommt es praktisch zu keiner Speichernutzung.

Wird nun die Anlage erweitert, indem die installierte PV-Leistung verdoppelt wird, so ergeben sich nachfolgende Wochenverläufe.

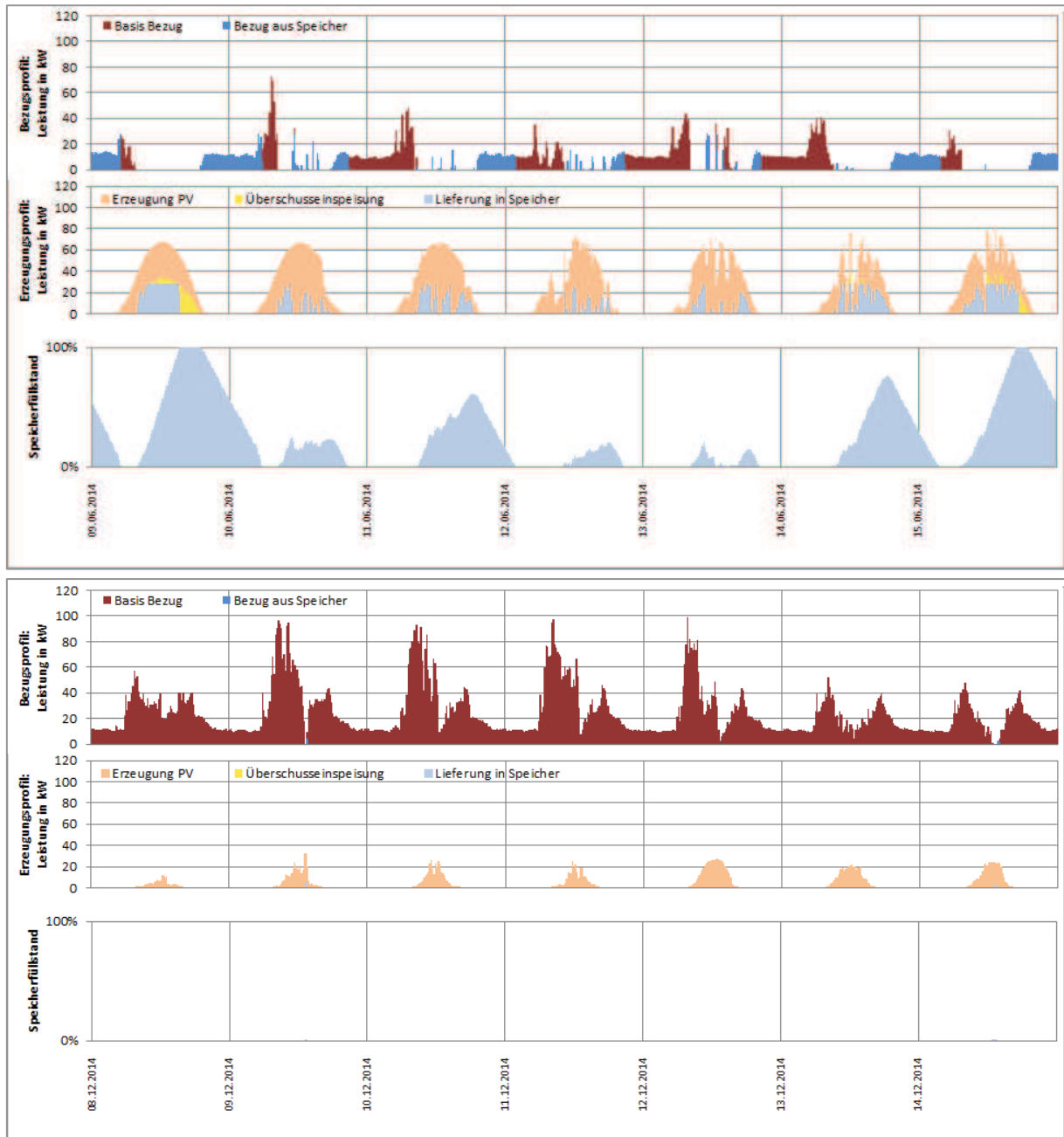


Abbildung 54: Wochendiagramm Juni (oben) und Dezember (unten) bei der auf 96 kWp erweiterten PV-Anlage und Speicher ViZn Z20-5

Es ist deutlich erkennbar, dass bei einer erweiterten PV-Erzeugung der Speicher wesentlich mehr ausgelastet wird. In den Wintermonaten kommt es jedoch nach wie vor kaum zu einer Speichernutzung.

5.5. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der untersuchten Anlagenvarianten

Zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde die Kapitalwertmethode herangezogen. Die Formeln, die dieser Betrachtung zugrunde liegen, wurden in Kapitel 4 bereits erläutert.

Damit eine Investition wirtschaftlich sinnvoll ist, muss der Kapitalwert über dem Kapitalwert der bestehenden Anlage (horizontale rote Linie in Abbildung 55) liegen.

Nachdem der Kapitalwert sehr stark von den Anschaffungskosten der Investition abhängt, für Speichersysteme jedoch aktuell nur wenige Angaben über die Speicherkosten zu finden sind, wurde die Kapitalwertberechnung für verschiedene Speicherkosten durchgeführt. Die Gegenüberstellung ist in Abbildung 55 ersichtlich.

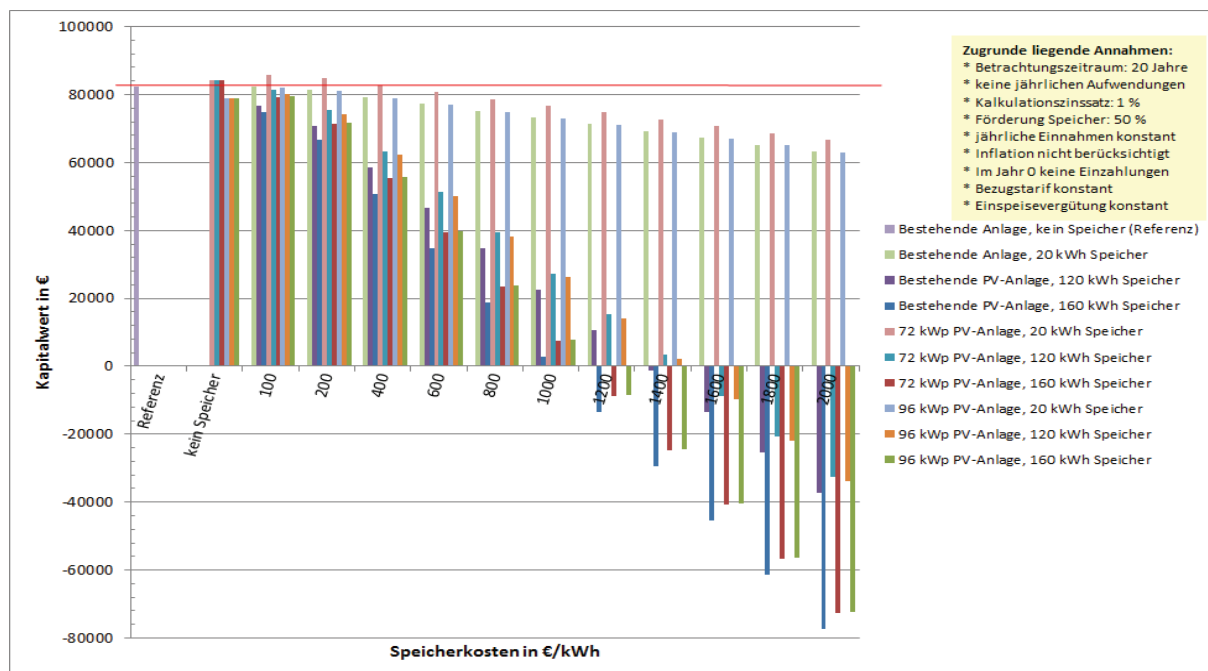


Abbildung 55: Gegenüberstellung der Kapitalwerte der untersuchten Anlagenvarianten

Beim Vergleich der Kapitalwerte der verschiedenen Investitionsvorhaben ist ersichtlich, dass folgende Anlagenvarianten einen Kapitalwert liefern, der über dem Referenzwert liegt und somit die Investition wirtschaftlich sinnvoll wäre:

- Erweiterung der bestehenden Anlage auf 72 kWp ohne Speicher
- Erweiterung der bestehenden Anlage auf 72 kWp mit 20-kWh-Speicher, sofern die Speicherkosten pro kWh maximal € 100,00 bzw. € 200,00 betragen

Nachdem ein LiFePO₄-Speichersystem nicht um 200,00 €/kWh erhältlich ist, sondern sich die Kosten im Bereich von etwa 1.600 €/kWh bis 2.500 €/kWh bewegen, fällt die Variante mit der Erweiterung auf 72 kWp und 20-kWh-Speicher weg.

Bei der Variante „Erweiterung auf 72 kWp, ohne Speicher“ sollte erwähnt werden, dass die Differenz des Kapitalwertes mit dem Referenzwert relativ gering ist und bei Betrachtung der Annahmen, die für die Ermittlung der Kapitalwerte getroffen wurden (keine Berücksichtigung der Inflation, konstante Tarifsituation für die nächsten 20 Jahre etc.), auch von dieser Investition aus wirtschaftlicher Sicht eher abzuraten ist.

6. Netzauswirkungen

Zur Betrachtung der Netzauswirkungen sind die Leistungswerte relevant. Zum einen kann es zu einem Leistungsbezug aus dem Netz kommen, zum anderen kann es zur Einspeisung überschüssiger Leistung kommen. Zur Darstellung wird die Residuallast herangezogen. Die Residuallast ist als die Differenz zwischen Verbrauch und EE-Erzeugung definiert (siehe Formel (12) auf Seite 41). Dabei werden für die nachfolgenden Betrachtungen folgende Definitionen getroffen:

$$\text{Verbrauch} = \text{Leistungsbezug aus dem Netz} \quad (23)$$

$$\text{EE-Erzeugung} = \text{Überschusseinspeisung ins Netz} \quad (24)$$

Der Verbrauch entspricht also dem jeweiligen Leistungsbezug aus dem Netz, die EE-Erzeugung der jeweiligen Überschusseinspeisung ins Netz. Diese Definition wurde getroffen, da bei der Betrachtung nur die Netzauswirkungen relevant sind, somit Eigenverbrauch oder auch Speicherladung/-bezug nicht von Interesse sind.

Von der Residuallast wird eine Dauerlinie erstellt, wobei diese Betrachtung für die drei Bezugsgruppen getrennt durchgeführt wird. Innerhalb der Bezugsgruppe wird die jeweilige Augenblickssumme aller Anlagen herangezogen.

Positive Werte der Residuallast bedeuten, dass alle betrachteten Anlagen in Summe weniger Leistung erzeugen als diese aktuell verbrauchen. Es kommt somit zu einem Leistungsbezug aus dem Netz, diese Leistung muss von anderen Kraftwerken aufgebracht werden. Negative Werte der Residuallast bedeuten im Umkehrschluss, dass alle betrachteten Anlagen in Summe mehr Leistung erzeugen als sie aktuell verbrauchen. Die Leistung wird ins Netz eingespeist und übertragen, um an anderer Stelle verbraucht zu werden. Die Netzverluste, die dabei zwangsläufig entstehen, sind umso geringer, je lokaler die Überschüsse verbraucht werden.

Bei den Gewerbeanlagen erkennt man, dass sich die Netznutzung durch die PV-Anlagen sowie durch den Einsatz von Stromspeichern nur unwesentlich verändert. Wie in Abbildung 56 erkennbar ist, kommt es etwa bei 6,6 % des Jahres (≈ 24 Tage) zu einem Überschuss im Netz. Den Rest des Jahres wird Leistung aus dem Netz bezogen. Ebenfalls im linken oberen Rand beziehungsweise im oberen Ausschnitt in Abbildung 56 zu erkennen ist, dass sich der maximale Bezug mit PV-Anlage um etwa 25 kW ($\approx 1/3$) reduziert. Durch den Einsatz von Speichern kommt es zu keiner weiteren Reduktion der maximalen Bezugsspitze. Durch den Einsatz der Speichersysteme ViZn Z20-3 sowie ViZn Z20-5 kommt es sogar zu einer Erhöhung des maximalen Leistungsbezuges. Diese Tatsache verwundert auf den ersten Blick. Die Begründung, wie es zu diesem Effekt kommt, liegt darin, dass die beiden Speichersysteme (ViZn Z20-3, ViZn Z20-5) größere Speicher sind. Diese können zu einem Zeitpunkt, an dem die anderen Speicher keine Leistung mehr aufnehmen können, noch Leistung aufnehmen, wodurch es zu keiner Überschusseinspeisung kommt. Dadurch kommt es in Summe bei den Anlagen zu einem geringeren Überschuss. Zur Ermittlung der Residuallast wird jedoch die Summe der Überschusseinspeisung aller Anlagen von der Summe der Netzbezüge aller Anlagen abgezogen. Nachdem die Summe der

Überschusseinspeisung bei den größeren Speichern jedoch geringer ist, kommt es zu dem Effekt, dass in diesem Fall die Summe der Residuallasten größer ist als bei kleinerem Speichern (siehe Tabelle 41, hierbei entsprechen die Abkürzungen NB dem Netzbezug, ÜS der Überschusseinspeisung sowie RL der Residuallast, die Anlagennummer ist jeweils in Klammer geschrieben).

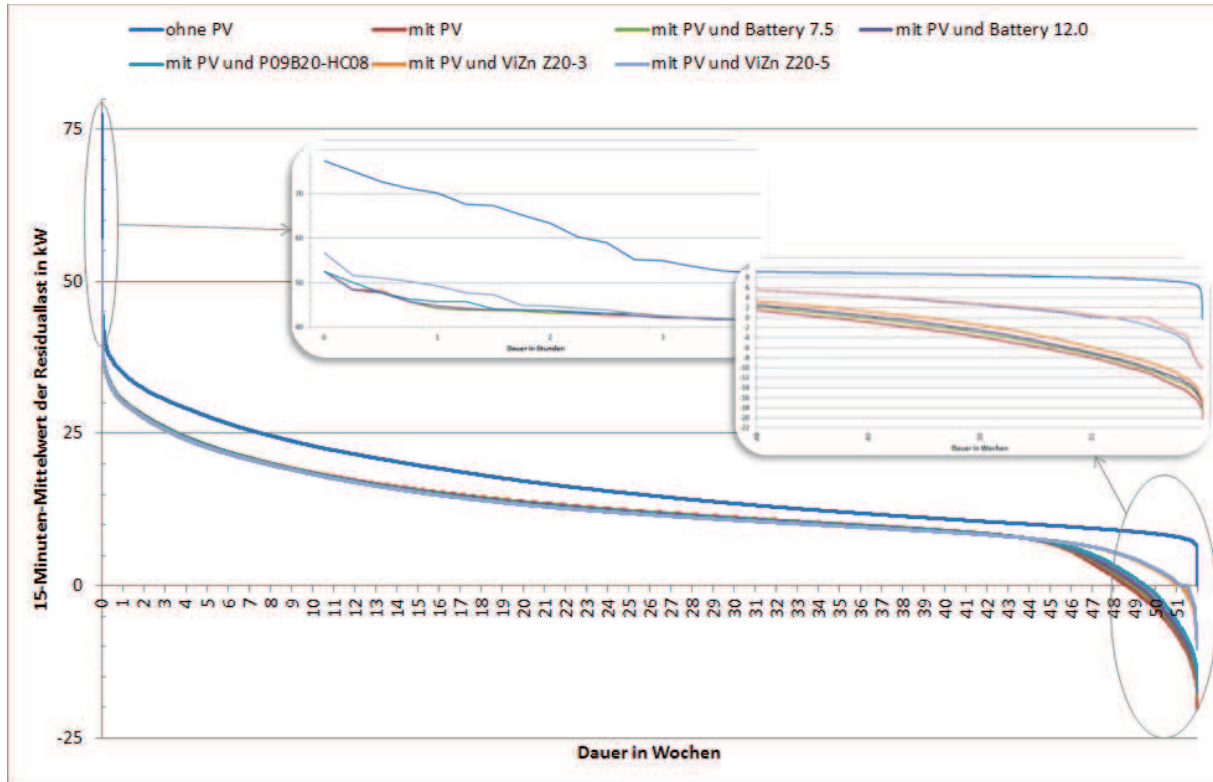


Abbildung 56: Dauerlinie der Residuallast der Bezugsgruppe Gewerbe

Tabelle 41: Erläuterungen zur Erhöhung der Residuallast bei größeren Speichern

Zeitpunkt:	NB(16)	ÜS(16)	NB(19)	ÜS(19)	NB(25)	ÜS(25)	NB(54)	ÜS(54)	NB(55)	ÜS(55)	NB(ALL)	ÜS(ALL)	RL(ALL)
06.07.2014 11:45													
ohne PV	6,597	-	28,106	-	2,529	-	0,46	-	39,763	-	77,455	-	77,455
mit PV	3,228	0	20,448	0	0	4,17	0	3,089	36,106	0	59,782	7,259	52,523
Battery 7.5	3,228	0	20,448	0	0	4,17	0	3,089	36,106	0	59,782	7,259	52,523
Battery 12.0	3,228	0	20,448	0	0	4,17	0	3,089	36,106	0	59,782	7,259	52,523
P09B20-HC08	3,228	0	20,448	0	0	4,17	0	3,089	36,106	0	59,782	7,259	52,523
ViZn Z20-3	3,228	0	20,448	0	0	0	0	3,089	36,106	0	59,782	3,089	56,693
ViZn Z20-5	3,228	0	20,448	0	0	0	0	3,089	36,106	0	59,782	3,089	56,693

Bei den Haushalten haben sowohl die PV-Anlagen, aber auch der zusätzliche Betrieb von Speichersystemen, am rechten Rand der Dauerlinie, einen deutlichen Einfluss auf die Residuallast. Der entsprechende Ausschnitt in Abbildung 57 lässt erkennen, dass sich in Summe durch die PV-Anlagen an etwa 23 % des Jahres (≈ 85 Tage) ein Leistungsüberschuss im Netz ergibt. Durch den flächendeckenden Einsatz von Speichern kann diese Zeit des Leistungsüberschusses reduziert werden. Aus dem unteren Ausschnitt ist des Weiteren erkennbar, dass der maximale Leistungsüberschuss durch Stromspeicher nur unwesentlich reduziert werden kann. Am linken Rand der Dauerlinie erkennt man die maximal bezogene Leistung aus dem Netz. Dabei ist ersichtlich, dass sich die maximal bezogene Leistung nur um etwa 5 kW (≈ 8 %) reduziert. Durch den flächendeckenden Einsatz von Speichersystemen kommt es zu keiner weiteren Reduktion dieser Spitze.

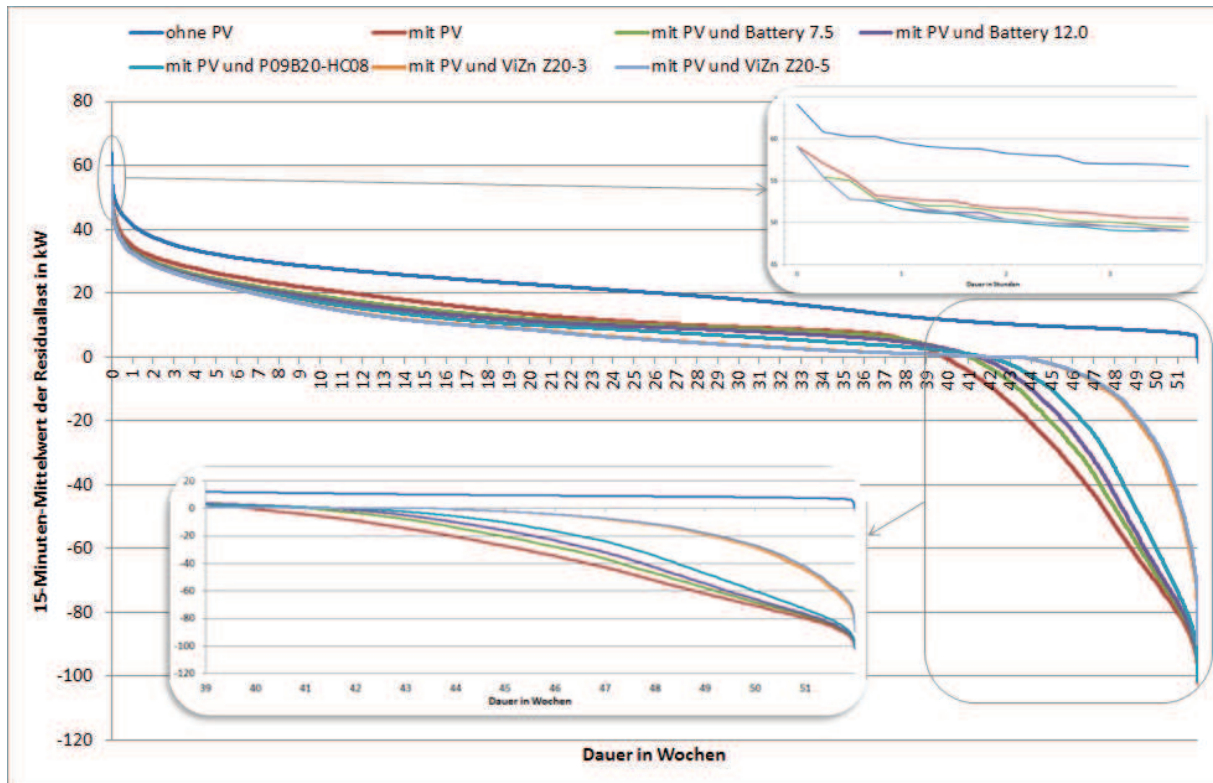


Abbildung 57: Dauerlinie der Residuallast der Bezugsgruppe Haushalt

Bei den Anlagen der Bezugsgruppe Landwirtschaft haben die PV-Anlagen sowie der Einsatz von Speichern ebenfalls einen deutlichen Einfluss auf den rechten Rand der Dauerlinie. So kommt es an rund 17 % des Jahres (≈ 62 Tage) zu einer Überschussleistung im Netz. Betrachtet man den unteren Ausschnitt in Abbildung 58, so ist erkennbar, dass die kleineren Speicher kaum einen Einfluss auf die Dauerlinie haben. Die beiden Redox-Flow-Speicher (ViZn Z20-3 und ViZn Z20-5) haben jedoch einen deutlichen Einfluss auf die Dauerlinie. So kann man die Überschussspitzen um 36 % bis 38 % reduzieren, während dies mit den anderen Speichern nur um rund 5 % bis 6 % gelingt. Betrachtet man den linken Rand der Dauerlinie sowie den oberen Ausschnitt, so erkennt man, dass der Leistungsbezug aus dem Netz durch die PV-Anlagen um rund 8 kW ($\approx 12,5$ %) sinkt. Durch den flächendeckenden Einsatz von Speichersystemen kann die maximale Leistungsbezugsspitze nicht reduziert werden, sodass hier Speicher keinen Vorteil bringen.

Um die Einflüsse aller Anlagen beschreiben zu können, wird die Dauerlinie der Residuallast, analog zu den zuvor betrachteten Einzelfällen je Bezugsgruppe, für die Summe aller Anlagen erstellt. Eine Betrachtung des rechten Randes der Dauerlinie sowie des unteren Ausschnitts in Abbildung 59 zeigt, dass durch die PV-Anlagen rund 18 % des Jahres (≈ 64 Tage) eine Überschussleistung im Netz vorhanden ist. Auch in diesem Fall haben die Speicher Battery 7.5, Battery 12.0 sowie P09B20-HC08 kaum Auswirkungen auf den maximalen Leistungsüberschuss. Die Reduktion liegt in etwa zwischen 4 % und 8 %. Einen größeren Einfluss haben die Speichersysteme ViZn Z20-3 und ViZn Z20-5. Durch einen flächendeckenden Einsatz dieser Speichertypen würde sich die maximale Überschussleistung um rund 33 % reduzieren. Die Betrachtung des linken Randes sowie des oberen Ausschnittes zeigt, dass sich durch die PV-Anlagen der maximale Leistungsbezug aus dem Netz um rund 12 kW (≈ 8 %) reduziert. Ein flächendeckender Einsatz von Speichern führt jedoch wiederum zu keiner Reduktion der maximalen Bezugsspitzen.

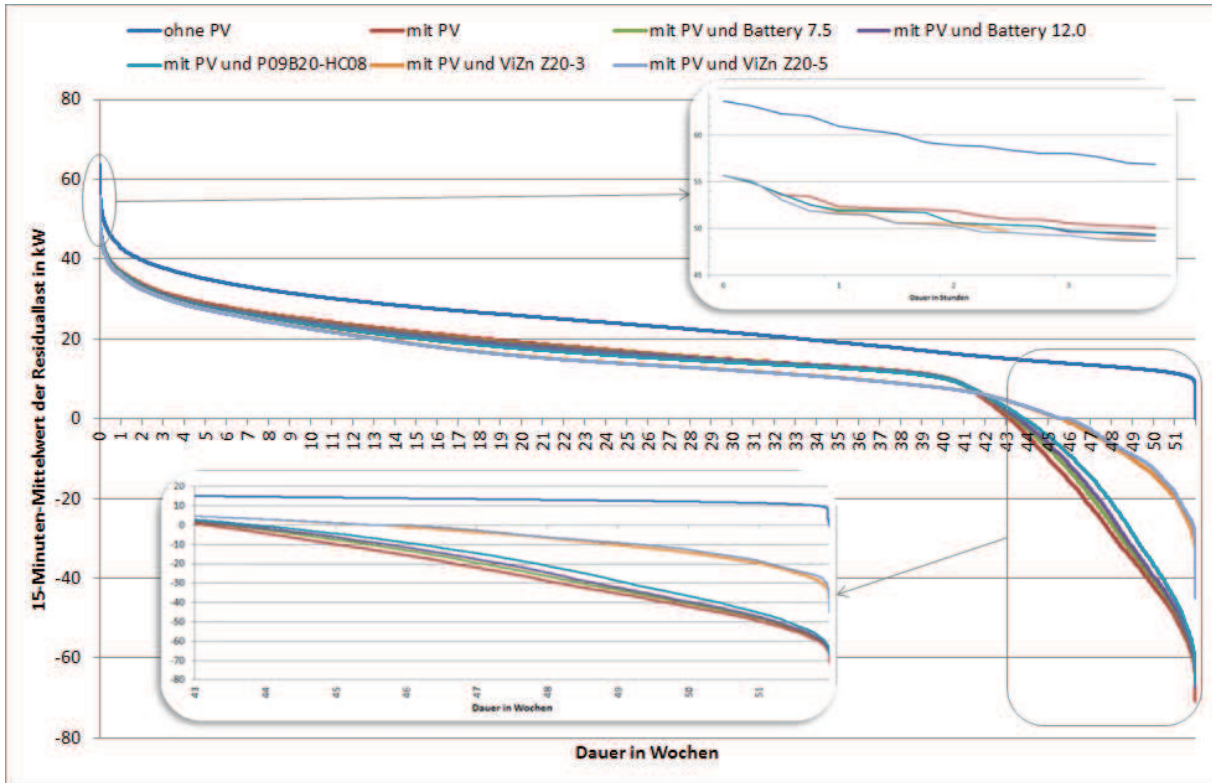


Abbildung 58: Dauerlinie der Residuallast der Bezugsgruppe Landwirtschaft

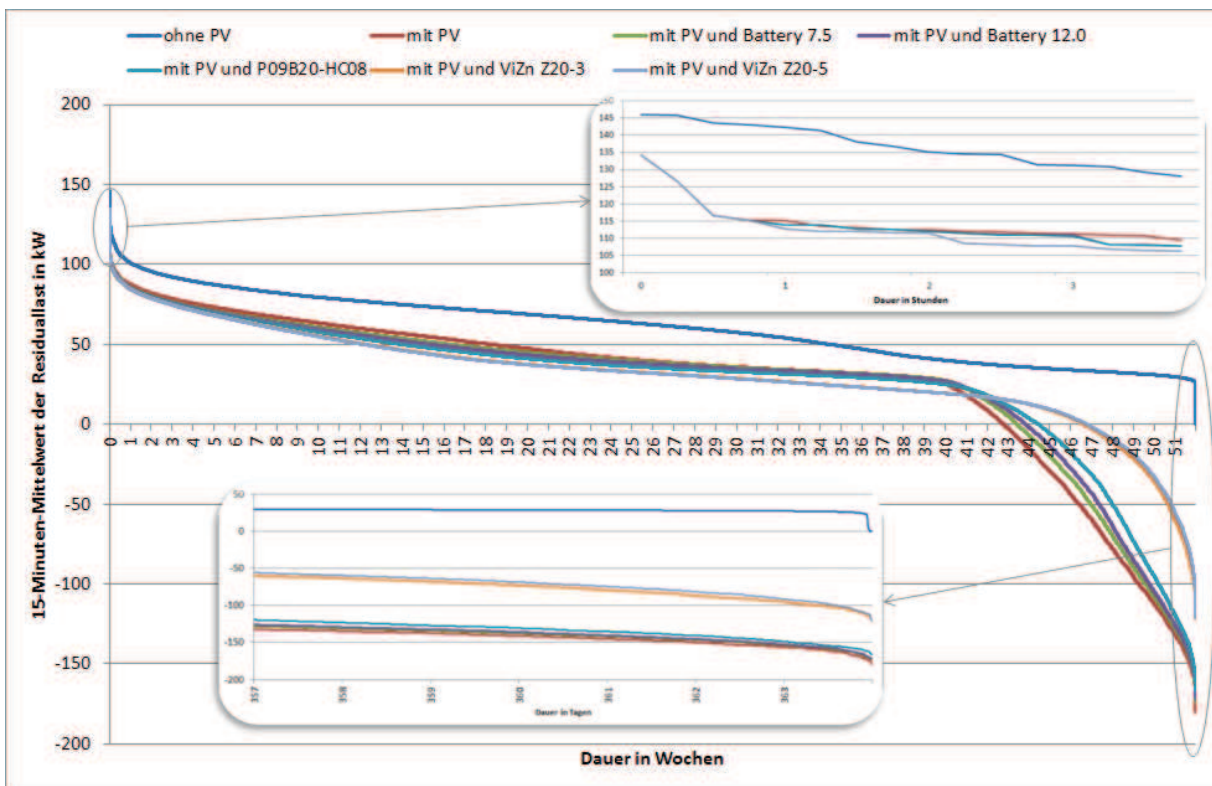


Abbildung 59: Dauerlinie der Residuallast aller Anlagen

Tabelle 42: Maximalwerte der Residuallast und Reduktion durch PV-Anlage/Speicher

Leistungsbezug aus dem Netz		ohne PV-Anlage	PV-Anlage	Battery 7.5	Battery 12.0	P09B20-HC08	ViZn Z20-3	ViZn Z20-5
Gewerbe	Maximum(kW)	77,46	52,52	52,52	52,52	52,52	56,69	56,69
	Reduktion (kW)	-	24,93	24,93	24,93	24,93	20,76	20,76
Haushalt	Maximum(kW)	64,13	59,09	59,09	59,09	59,09	59,09	59,09
	Reduktion (kW)	-	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04
Landwirtschaft	Maximum(kW)	63,66	55,69	55,69	55,69	55,69	55,69	55,69
	Reduktion (kW)	-	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97
Alle Anlagen	Maximum(kW)	146,03	134,13	134,13	134,13	134,13	134,13	134,13
	Reduktion (kW)	-	11,90	11,90	11,90	11,90	11,90	11,90

Leistungsüberschuss im Netz		ohne PV-Anlage	PV-Anlage	Battery 7.5	Battery 12.0	P09B20-HC08	ViZn Z20-3	ViZn Z20-5
Gewerbe	Maximum (kW)	-	20,10	18,07	17,44	16,84	10,34	10,34
	Reduktion (kW)	-	-	2,02	2,66	3,26	9,75	9,75
Haushalt	Maximum (kW)	-	102,09	101,39	101,39	101,39	89,79	89,79
	Reduktion (kW)	-	-	0,70	0,70	0,70	12,29	12,29
Landwirtschaft	Maximum (kW)	-	70,69	67,23	67,31	66,20	43,84	45,03
	Reduktion (kW)	-	-	3,46	3,38	4,49	26,84	25,66
Alle Anlagen	Maximum (kW)	-	180,04	172,96	171,61	166,03	121,49	120,68
	Reduktion (kW)	-	-	7,08	8,43	14,01	58,54	59,36

In Abbildung 60, Abbildung 61 und Abbildung 62 sind für die jeweilige Bezugsgruppe die Verläufe der Residuallast ersichtlich. Der Speichereinsatz erfolgte dabei jeweils in eigenverbrauchsoptimierender Betriebsweise. Es ist klar erkennbar, dass bei der Gruppe Gewerbe keine wesentlichen Sommer/Winter-Schwankungen vorliegen. Der Speichereinsatz hat keinen wesentlichen Einfluss auf die Residuallast.

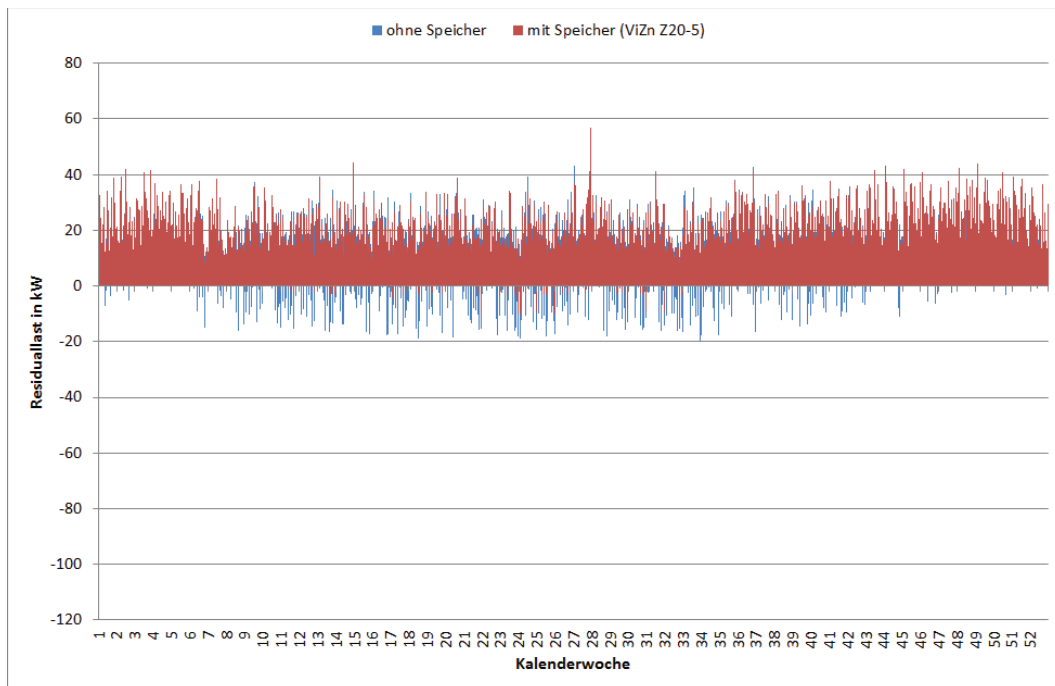


Abbildung 60: Residuallastverlauf der Anlagen mit Bezugsgruppe Gewerbe

Bei den Anlagen der Bezugsgruppe Haushalte ist die Sommer/-Winter-Schwankung deutlich erkennbar. Des Weiteren ist auch erkennbar, dass bei diesen Anlagen grundsätzlich für einen Speicher das größte Potential gegeben ist. Durch den flächendeckenden Einsatz des Speichers ViZn Z20-5 würde sich der Leistungsbezug aus dem Netz in den Sommermonaten wesentlich verringern. Die Leistungsüberschüsse werden in den Wintermonaten beinahe gänzlich von den Speichern aufgenommen, sodass es nur in den Sommermonaten zu Überschussleistungen im Netz kommen würde.

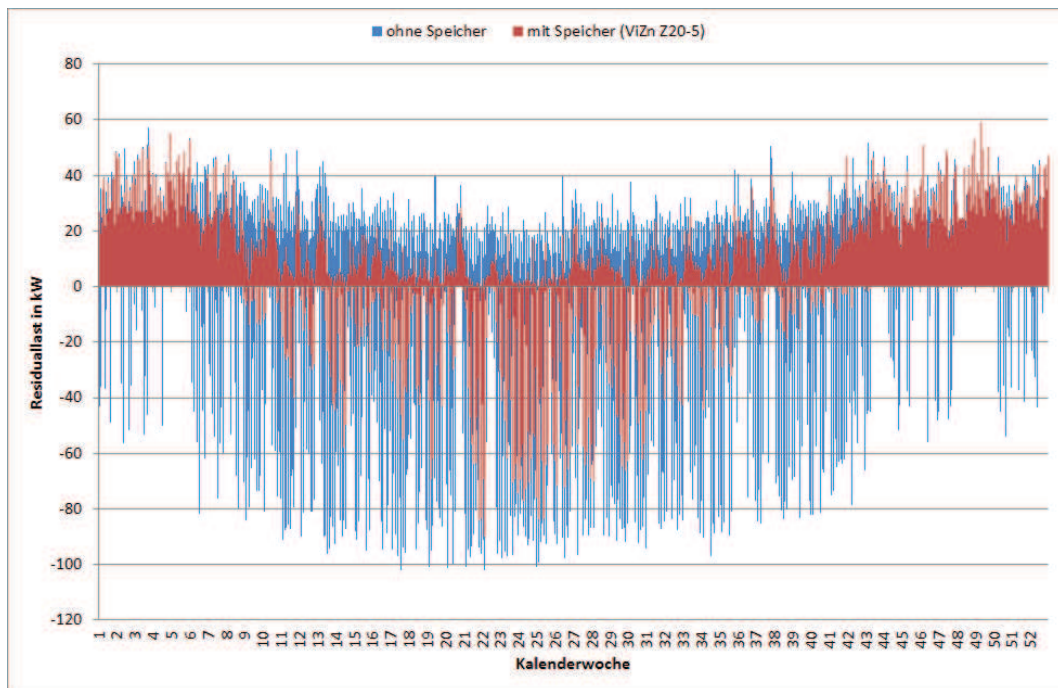


Abbildung 61: Residuallastverlauf der Anlagen mit Bezugsgruppe Haushalt

Bei den Anlagen der Bezugsgruppe Landwirtschaft zeigt sich, dass der flächendeckende Einsatz des Speichers ViZn Z20-5 die Überschussleistungen wesentlich reduzieren würde. In Bezug auf den Leistungsbezug aus dem Netz ergeben sich hingegen keine wesentlichen Reduktionen.

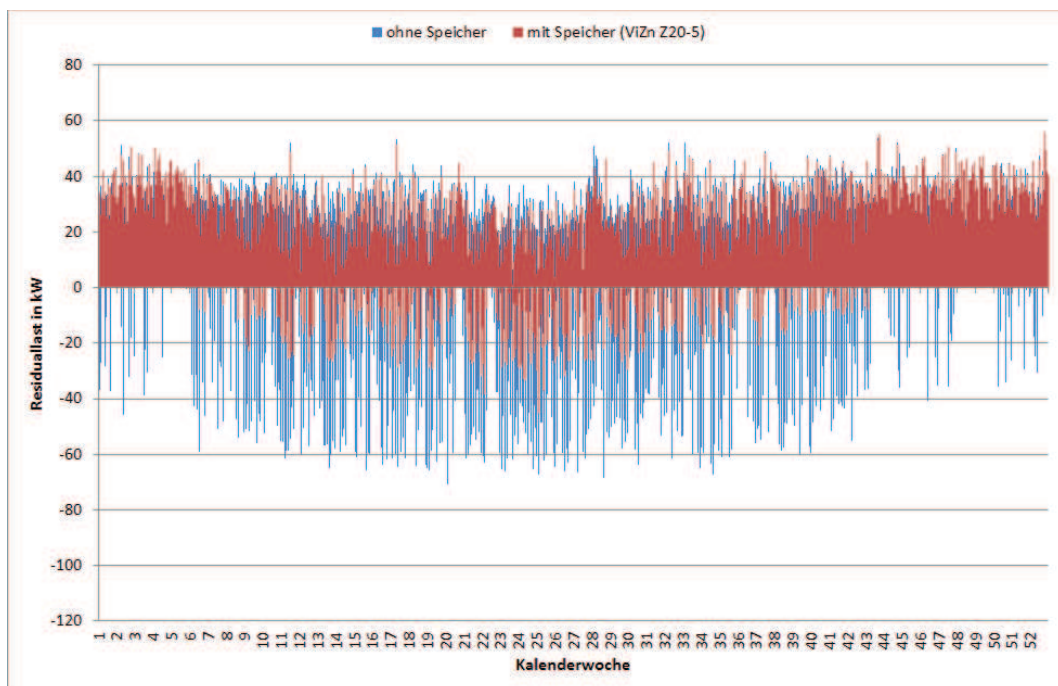


Abbildung 62: Residuallastverlauf der Anlagen mit Bezugsgruppe Landwirtschaft

Die zuletzt getroffenen Betrachtungen wurden, der Übersichtlichkeit halber, nur für das Speichersystem ViZn Z20-5 (Speicherkapazität: 160 kWh) angestellt, da dies das größte untersuchte Speichersystem ist und somit die maximalen Reduktionen bewirkt. Die anderen Speichersysteme bewirken tendenziell ähnliche Veränderungen, wobei die Effekte umso geringer sind, je kleiner das betrachtete Speichersystem ist.

7. Anreizfaktoren zur Errichtung von Stromspeichersystemen

In den vorangegangenen Kapiteln wurde bereits erörtert, dass die Wirtschaftlichkeit von Speichersystemen aktuell kaum gegeben ist. In diesem Kapitel sollen mögliche Anreizfaktoren für eine Errichtung von Speichersystemen aufgezeigt werden. Mögliche Faktoren sind in Abbildung 63 dargestellt. Diese werden nachfolgend kurz beschrieben.

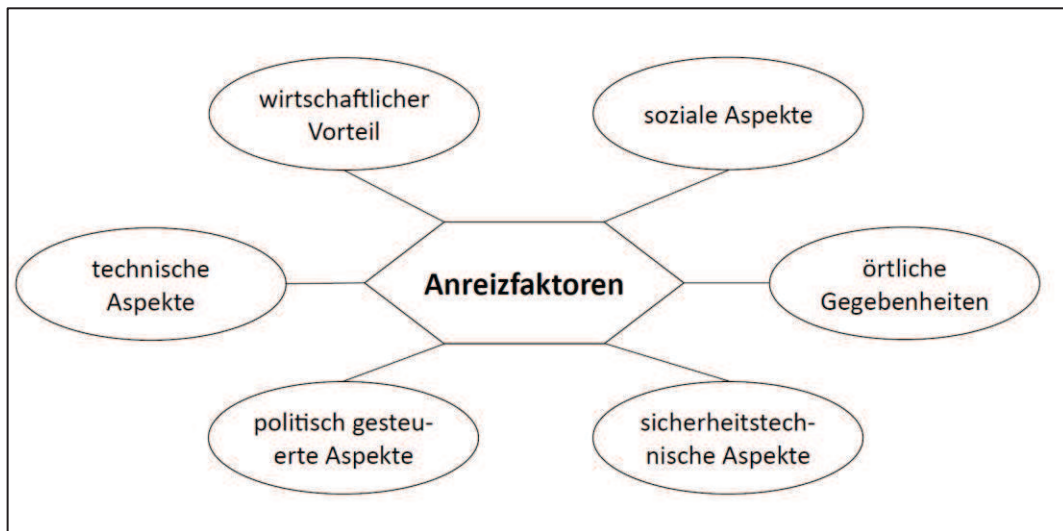


Abbildung 63: Anreizfaktoren für die Errichtung von Speichersystemen

Wirtschaftlicher Vorteil

Bevor die Entscheidung getroffen wird, ein Speichersystem zu errichten, werden meist wirtschaftliche Berechnungen – häufig mittels Investitionsrechnung – angestellt, die die Wirtschaftlichkeit dieser Investition überprüfen sollen. Mögliche Investitionsrechenverfahren sind die Kapitalwertmethode oder die Annuitätswertmethode. Bei beiden Verfahren wird eine Investition über einen zuvor festgelegten Betrachtungszeitraum analysiert, indem die Investitionskosten sowie die jährlichen Ein- und Auszahlungen betrachtet werden. Anhand der Annuität oder des Kapitalwertes kann eine Aussage über die Vorteilhaftigkeit der betrachteten Investition getroffen werden. Sollte sich diese als vorteilhaft erweisen, ist der daraus entstehende wirtschaftliche Vorteil auf jeden Fall ein Anreizfaktor.

Soziale/psychologische Aspekte

Ein psychologischer Aspekt als Anreizfaktor könnte beispielsweise das Bedürfnis eines Menschen sein, sich möglichst autark und damit unabhängig von anderen mit Energie zu versorgen. Ein sozialer Aspekt ist beispielsweise ein Handeln zur Imagepflege, was ebenfalls ein Anreizfaktor für die Errichtung eines Speichersystems sein kann.

Örtliche Gegebenheiten

Ist es aufgrund von örtlichen Gegebenheiten etwa nicht möglich, leitungsgebunden mit Energie versorgt zu werden (z. B. auf einer Almhütte), so kann diese örtliche Gegebenheit ein starker Anreizfaktor sein.

Sicherheitstechnische Aspekte

Befindet sich innerhalb einer Anlage eine wichtige Infrastruktur, die eine sichere und zuverlässige Stromversorgung erfordert oder sogar vorschreibt, so ist zur Absicherung von Netzstörungen und –ausfällen ein Notstromsystem erforderlich. Dieses System kann beispielsweise in Form eines Stromspeichers errichtet werden. Systeme, die diesen Aspekt erfüllen, sind bereits seit etlichen Jahren weit verbreitet, wie beispielsweise USV-Anlagen in Serverräumen oder Notstromversorgungen in Krankenhäusern.

Politisch gesteuerte Aspekte

Aufgabe der Politik ist es, gewisse Rahmenbedingungen zu schaffen, um bestimmte Ziele wie etwa die EU-Klimaziele zu erreichen. Unter den Bereich der politisch gesteuerten Aspekte fallen beispielsweise Förderungen aus öffentlicher Hand. Aktuell gibt es in mehreren Bundesländern Förderaktionen für Stromspeicher. Nachdem sich die Förderlandschaft jedoch sehr schnell verändert, wird in dieser Arbeit nicht näher auf Förderungen für Stromspeicher eingegangen.

Technische Aspekte

Auch technische Aspekte können ein Anreizfaktor für die Errichtung eines Stromspeichersystems sein. Will man etwa Betriebserfahrungen mit solchen Systemen bekommen oder ein System einem Praxistest unterziehen.

Diese Auflistung stellt sicher keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Sie sollte aber aufzeigen, dass verschiedene Faktoren für die Errichtung eines Stromspeichersystems eine Rolle spielen können. Auch erwähnt sollte an dieser Stelle werden, dass diese zuvor genannten Faktoren alle zusammenspielen und auch teilweise miteinander verknüpft sind. Nimmt man etwa das Beispiel einer Photovoltaikanlage mit einem Stromspeicher auf einer Almhütte: Hier spielt natürlich die örtliche Gegebenheit eine wesentliche Rolle, diese kann aber auch gleichzeitig einen wirtschaftlichen Vorteil mit sich bringen und zusätzlich noch einen politisch gesteuerten Anreiz durch eine Förderung für Inselanlagen mit Stromspeichern aufweisen. Dieses Beispiel zeigt also deutlich, dass diese Faktoren zum Teil Hand in Hand einhergehen und bei einer Entscheidung für oder gegen einen Stromspeicher alle in Betracht gezogen werden sollten.

8. Strompreisbildung und Stromkosten

Wie bereits im Kapitel 4 erläutert, spielen Strompreise eine wesentliche Rolle, ob und wie stark eine PV-Anlage, aber auch ein Speicher wirtschaftlich betrieben werden können. Darüber hinaus wirkt sich ein vermehrter Einsatz von privaten PV-Anlagen und Speichersystemen auf die Kostenstruktur der Energieversorger und Netzbetreiber aus. Im folgenden Kapitel soll zum einen auf die Stromtarifbildung und auf die Einflussfaktoren und Komponenten der Stromtarife aus Sicht der Kunden näher eingegangen werden, zum anderen soll durch eine Erläuterung der Stromerzeugungskosten sowie eine Beschreibung der Ermittlung der Netznutzungsentgelte die Sicht der Energieversorger und Netzbetreiber betrachtet werden.

8.1. Zusammensetzung der Strompreise

Stromtarife sollen

- eine verursachungsgerechte Verteilung der durch die Versorgung entstehenden Kosten auf die einzelnen Kunden ermöglichen,
- eine mittel- bis langfristige Kontinuität aufweisen, um den Kunden die Möglichkeit gezielter Investitionen zu bieten,
- eine gewisse Lenkungswirkung in der Marktwirtschaft erfüllen sowie
- transparent, nachvollziehbar und realisierbar sein. [22]

Der Strompreis setzt sich aus drei Teilen zusammen, nämlich aus dem

- Energiepreis, dem
- Netztarif sowie den
- Steuern und Abgaben [36].

In Österreich ist der Strommarkt seit 1. Oktober 2001 zu 100 % liberalisiert. Im liberalisierten Markt wird der Energiepreis vom jeweiligen Anbieter selbst festgesetzt. Die Abrechnung des Energiepreises erfolgt basierend auf dem jeweiligen Verbrauch innerhalb einer Abrechnungsperiode mit Hilfe eines Energieverbrauchszählers. Es handelt sich somit beim Energiepreis um einen mengenabhängigen Preis, also um variable Kosten. Den Energiepreis erhält der Lieferant als Gegenleistung für die entsprechende Stromlieferung. Der Netztarif wird auch mit dem Begriff Systemnutzungsentgelte bezeichnet. Dieser Tarif wird nicht von den Unternehmen selbst festgelegt, sondern von einer per Gesetz damit beauftragten Aufsichtsbehörde, welche in Österreich die Energie-Control Austria ist. Diese Systemnutzungsentgelte spiegeln jene Preise wider, die die Netzbetreiber für die von ihnen erbrachten Dienstleistungen in Rechnung stellen dürfen. Diese bestehen aus verschiedenen Teilen [37], [38]:

- **Netznutzungsentgelt**
Mit dem Netznutzungsentgelt werden dem Netzbetreiber die ihm anfallenden Kosten für Errichtung, Ausbau, Instandhaltung und Betrieb der Netze abgegolten. Es wird in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-VO) festgelegt.
- **Netzverlustentgelt**
Damit werden die anfallenden Kosten, die dem Netzbetreiber durch die erforderliche Beschaffung von Energie zum Ausgleich von Netzverlusten entstehen, abgegolten.
- **Entgelt für Messleistungen**
Dadurch erfolgt die Abgeltung der direkt zuordenbaren Kosten, die mit der Errichtung, dem Betrieb, der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind.
- **Netzbereitstellungsentgelt**
Dieses Entgelt ist für die Netznutzung zu leisten. Damit soll der vom Netzbetreiber bereits durchgeführte und vorfinanzierte Ausbau der einzelnen Netzebenen

abgegolten werden. Es ist von der jeweiligen Netzebene, in der der Anschluss erfolgt, abhängig, wobei es sich um einen Pauschalbetrag pro Kilowatt handelt.

- **Systemdienstleistungsentgelt**
Das Systemdienstleistungsentgelt erhält der jeweilige Regelzonenführer als Abgeltung jener Kosten, die durch den erforderlichen Ausgleich von Lastschwankungen durch Sekundärregelung anfallen.
- **Netzzutrittentgelt**
Dabei handelt es sich um ein einmaliges Entgelt, welches an den Netzbetreiber für die erstmalige Herstellung oder die Abänderung des Anschlusses durch Erhöhung der Anschlussleistung zu leisten ist.
- **Entgelt für sonstige Leistungen**
Darunter fallen Entgelte für die Erbringung sonstiger Leistungen, die nicht durch die zuvor genannten Punkte abgedeckt werden und vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht sind.

Der dritte Teil, aus dem sich der Strompreis zusammensetzt, umfasst Steuern und Abgaben. Diese werden vom Bund, den Ländern und gegebenenfalls auch von den Städten und Gemeinden eingehoben. Unter Steuern und Abgaben fällt die Energieabgabe, welche in Österreich 1,5 Cent/kWh beträgt, sowie gegebenenfalls vorgeschriebene Gebrauchsabgaben von einigen Gemeinden. Laut Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) werden alle an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbraucher zu einer Abgabe einer Ökostrompauschale in €/Zählpunkt verpflichtet. Diese Ökostrompauschalen sind seit dem Kalenderjahr 2015 alle drei Jahre per Verordnung festzusetzen. Für alle Komponenten des Strompreises sind schließlich noch 20 % Umsatzsteuer zu entrichten.

Abbildung 64 zeigt die Strompreiszusammensetzung von Haushaltskunden mit einer Jahresenergiemenge von 3.500 kWh eines lokalen Anbieters im Netzbereich Wien.

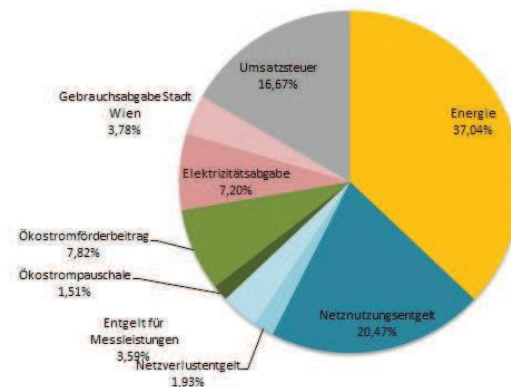


Abbildung 64: Strompreiszusammensetzung (Quelle: [39])

8.2. Kostenbetrachtung aus Sicht der Energieversorger und Netzbetreiber

8.2.1. Stromerzeugungskosten

Die Stromerzeugungskosten setzen sich aus fixen Kosten, den so genannten Leistungskosten je Kilowatt, sowie variablen Kosten, den so genannten Arbeitskosten je Kilowattstunde zusammen. Die Leistungskosten sind entsprechend der Definition unabhängig von der Ausbringungsmenge, also unabhängig von der gelieferten Energiemenge. Sie setzen sich aus den Kapitalkosten, die für die notwendigen Betriebsobjekte anfallen (z. B. Kraftwerke oder Netze), Betriebskosten sowie Lohnkosten

zusammen. Diese fixen Kosten sind abhängig von der installierten Leistung der Energieerzeugungseinrichtungen sowie der Übertragungskapazität der Netze, weshalb sie als Leistungskosten bezeichnet werden. Die variablen Kosten entstehen nur, wenn Strom erzeugt und verteilt wird. Maßgeblich werden sie von den verwendeten Primärträgern beeinflusst, aber auch so genannte Betriebskosten (Instandhaltung, Lohnkosten für Bedienpersonal, Betriebshilfsmittel etc.) fallen darunter. Die Summe der fixen und variablen Kosten einer Abrechnungsperiode ergibt die Stromerzeugungskosten. Bezieht man diese auf die in dieser Abrechnungsperiode erzeugte Energiemenge, so erhält man die spezifischen Stromerzeugungskosten in €/kWh. [40]

Eine Besonderheit der Elektrizitätswirtschaft ist deren Kapitalintensität, die bei den Erzeugungsanlagen sowie bei den Übertragungs- und Verteilsystemen gegeben ist [41]. Aus dieser Tatsache ergibt sich, dass die fixen Kosten eine dominante Rolle einnehmen. Beim Einsatz erneuerbarer Energien sind die variablen Kosten verhältnismäßig gering, sodass die Stromerzeugungskosten zu einem großen Anteil aus Fixkosten bestehen.

8.2.2. Netznutzungsentgelte

Durch den Transport elektrischer Energie vom Erzeuger zum Verbraucher entstehen Netzkosten, die sich ebenfalls aus fixen und variablen Kosten zusammensetzen. Auch hier überwiegen aufgrund der Kostenintensität der Anlagen/Betriebsmittel die fixen Kosten. [40]

Die Netznutzungsentgelte sind je nach Netzebene, an der ein Verbraucher angeschlossen ist, unterschiedlich, wobei diese beim Höchstspannungsnetz am geringsten und im Niederspannungsnetz am höchsten sind. Dies erklärt sich dadurch, dass bei einem Anschluss im Niederspannungsnetz die vorgelagerten Netzebenen ebenfalls beansprucht werden. Die Netznutzungsentgelte werden durch die Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE 2012) beziehungsweise durch die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2015 (SNE-VO 2012-Novelle 2015) festgelegt und sind in €/kWh angegeben. Die Netznutzungsentgelte sind somit abhängig von der bezogenen Energiemenge.

8.3. Herausforderungen durch PV-Anlagen und Speicher

Durch private PV-Anlagen, die üblicherweise als Überschusseinspeiseanlagen ausgeführt sind, reduziert sich der jährliche Netzbezug. Ein zukünftiger großflächiger Einsatz von Stromspeichersystemen würde diesen Effekt noch weiter verstärken. Die Betrachtungen dieser Arbeit haben aber gezeigt, dass praktisch ein Autarkiegrad von 1 selbst durch den Einsatz eines Speichers nicht realistisch ist. Es wird das bestehende Stromnetz also nach wie vor benötigt. Wie die Betrachtungen im Kapitel 6 auch deutlich gezeigt haben, reduziert sich zwar der jährliche Energiebezug, die maximalen bezogenen Leistungen reduzieren sich jedoch nicht wesentlich, sodass das Netz aus Leistungssicht nach wie vor voll genutzt wird. Durch den reduzierten jährlichen Energiebezug reduzieren sich jedoch die Stromkosten, wodurch diese Netznutzer einen geringeren Beitrag zu den Netznutzungsentgelten leisten, die ja energiebezogen verrechnet werden. Gleichzeitig werden sich jedoch die Kosten der Netzbetreiber nicht wesentlich ändern, da – wie zuvor erwähnt – die Kosten von den Fixkosten dominiert werden. Dies wird also bei gleichbleibender Kostenverteilung dazu führen, dass die Netzzugangsentgelte ansteigen werden, da die Kosten von einer geringeren Anzahl an Energieeinheiten getragen werden müssen. Dadurch werden jene Netznutzer, die keine PV-Anlagen und Speicher betreiben, deutlich mehr belastet, was zu einem Ungleichgewicht führt. Es sollten also in Zukunft Anstrengungen unternommen werden, die diesem Ungleichgewicht entgegenwirken.

9. Resümee und Ausblick

Bereits seit einiger Zeit befindet sich die Elektrizitätswirtschaft im Umbruch. National, aber auch international, werden seit einigen Jahren große Anstrengungen unternommen, die elektrische Energie zu immer größeren Anteilen aus erneuerbaren Energieträgern zu gewinnen. Dabei war auch ein großer Trend erkennbar, der zunehmend von großen, zentralen zu immer mehr kleineren, dezentralen Energieerzeugungsanlagen geführt hat. Speziell die Energieträger Wind und Sonne haben dabei einen richtigen Boom erlebt. Der große Vorteil dieser beiden Energieträger ist, dass sie in ausreichender Menge zur Verfügung stehen und praktisch unerschöpflich sind. Deren größter Nachteil sind die starke Volatilität und die schwierige, nur mit gewissen Unsicherheiten verbundene Vorhersagbarkeit. Der Netzausbau und Netzaufbau hat in den letzten Jahrzehnten mit großer Vorausschau stattgefunden, sodass wir aktuell in der glücklichen Lage sind, dass unsere Netze mit Kapazitätsreserven ausgestattet sind, die eine vermehrte Integration dezentraler Erzeugungsanlagen ermöglichen. Aktuell gleicht das Energieerzeugungs- und Energieversorgungsnetz die Erzeugungsschwankungen der volatilen erneuerbaren Energien aus. Bei einer Zunahme dieses fluktuierenden erneuerbaren Anteils am Strommix wird dieser Ausgleich der Erzeugungsschwankungen jedoch zunehmend zu Problemen führen. Zahlreiche Studien belegen mittlerweile, dass man bei einem Erneuerbare-Energien-Ausbau um effektive Speicherlösungen nicht hinwegkommt. Wie in Kapitel 2 erarbeitet wurde, gibt es zahlreiche Speichertechnologien. Bei der Betrachtung dieser muss zunächst einmal klar sein, welchen Zweck ein Speichersystem erfüllen soll. Zur mittelfristigen und langfristigen Speicherung sowie zur Speicherung großer Energieüberschüsse eignen sich etwa Technologien wie Pumpspeicher, Druckluftspeicher oder Power-to-Gas. Zur Aufnahme geringerer Überschüsse und zur Kurzzeitspeicherung eignen sich beispielsweise Akkumulatoren oder Redox-Flow-Batteriesysteme. In Speichersysteme mit einer Speicherkapazität im ein- bis zweistelligen kWh-Bereich wird aktuell viel Forschungs- und Entwicklungsarbeit investiert. Diesen kompakten Systemen schreibt man ein großes Potenzial im Endkundensektor zu.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden Kundenanlagen analysiert, bei denen aktuell eine PV-Anlage installiert ist. Insgesamt wurden zu dieser Analyse die Daten von 49 Anlagen herangezogen, wobei für jede Anlage, für den Zeitraum von einem Kalenderjahr sowohl Erzeugungs- als auch Verbrauchsdaten zur Verfügung standen. Die Anlagen wurden in drei Bezugsgruppen gegliedert: Gewerbe (5 Anlagen), Haushalt (32 Anlagen) und Landwirtschaft (12 Anlagen). Zur Erlangung repräsentativerer Ergebnisse wurden diese drei Bezugsgruppen getrennt voneinander betrachtet. Bei der Betrachtung des theoretischen Autarkiegrades hat sich gezeigt, dass bei der Bezugsgruppe Gewerbe eine der fünf Anlagen theoretisch energieautark ist (theoretischer Autarkiegrad ≥ 1). Bei der Gruppe Haushalt sind dies 14 der 32 Anlagen, in der Bezugsgruppe Landwirtschaft drei der zwölf Anlagen. Die Betrachtung der Mittelwerte der Eigenverbrauchsanteile von der PV-Erzeugung ergab bei den Gewerbeanlagen einen Wert von rund 67 %, bei den Haushalten einen Wert von rund 36 % sowie bei den Landwirtschaften einen Wert von rund 48 %. Die Mittelwerte des Überschusses, also jener Energie, die für eine Speicherung zur Verfügung stehen würde, ergaben 2.146 kWh/a bei den Anlagen der Bezugsgruppe Gewerbe, 2.925 kWh/a bei der Gruppe Haushalt sowie 4.495 kWh/a bei der Bezugsgruppe Landwirtschaft. Diesen Werten kann man die Mittelwerte des jährlichen Gesamtverbrauchs gegenüberstellen: 29.375 kWh/a Gewerbe, 5.533 kWh/a Haushalt, 17.334 kWh/a Landwirtschaft. Diese Zahlen zeigen, dass bei Anlagen der Bezugsgruppe Haushalt der Nutzen für einen Speicher am größten ist, da

diese einen geringeren Eigenverbrauchsanteil aufweisen, tendenziell einen größeren theoretischen Autarkiegrad besitzen und gleichzeitig einen Gesamtverbrauch aufweisen, der vermehrt in der Größenordnung des Überschusses liegt.

Die Ermittlung des Speichernutzungspotentials – darunter wird der Netzbezug der jeweiligen Anlage verstanden – zeigte bei den Anlagen der Gruppe Haushalt und Landwirtschaft einen gegenläufigen Effekt, verglichen mit dem PV-Überschuss. Das Speichernutzungspotential ist in den Wintermonaten größer als in den Sommermonaten, beim PV-Überschuss ist dies genau umgekehrt. Es zeigte sich auch, dass ein Autarkiegrad von 100 % praktisch nicht möglich ist, da hierfür ein verhältnismäßig großer Speicher erforderlich wäre, der die Energie über einen sehr langen Zeitraum von über einem halben Jahr speichern müsste.

Die Simulation des Einsatzes von Stromspeichern hat zunächst gezeigt, dass der Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung, bezogen auf jenen Anteil ohne Speichereinsatz, bei allen Anlagen steigt. Es hat sich weiter gezeigt, dass dessen Steigerungsrate nicht direkt mit jenem Anteil, den die Anlage ohne Speicher aufweist, zusammenhängt. Auch ein direkter Zusammenhang mit dem Gesamtverbrauch der Anlage ist nicht gegeben. Neben diesen Faktoren hängt der Nutzen eines Speichers auch noch von Faktoren wie dem Lastgang der Anlage, der Höhe des Überschusses und auch der Lade-/Entladeleistung des Speichers ab. Es ist also keine pauschale Aussage über den Nutzen des Einsatzes eines Speichers möglich. Um eine Aussage treffen zu können, muss jede Anlage detailliert analysiert werden.

Mit Hilfe der Kapitalwertmethode wurde eine vereinfachte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angestellt. Dazu wurden eine Betrachtungsdauer von 20 Jahren sowie ein Kalkulationszinsfuß von 1 % real festgelegt. Zur Ermittlung der Einzahlung für die Kapitalwertermittlung wurde jene Energiemenge, die aus dem Speicher bezogen wurde, mit den aktuellen Bezugstarifen bewertet. Für jene Energie, die laut Simulation ins Netz eingespeist wurde, fand eine Bewertung mit der aktuellen Einspeisevergütung statt. Die Summe dieser beiden Werte ergab dann die Einzahlung. Obwohl der Kalkulationszinsfuß relativ niedrig gewählt wurde, hat die Kapitalwertmethode ergeben, dass eine Investition in einen Speicher bei den aktuellen Rahmenbedingungen rein wirtschaftlich gesehen nicht sinnvoll ist. Auch verschiedene betrachtete Szenarien, bei denen höhere Bezugstarife, niedrigere Einspeisevergütungen oder auch eine Investitionsförderung berücksichtigt wurden, ergaben größtenteils keine signifikanten Veränderungen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit eines Stromspeichers.

Bei der Analyse der Netzauswirkungen hat sich gezeigt, dass bei Einsatz eines Speichers mit steigender Speicherkapazität das Netz vermehrt nur mehr die Aufgabe zur Abdeckung von Verbrauchsspitzen und nicht mehr die Aufgabe der Energieversorgung übernimmt. Die maximalen Leistungsspitzen, die aus dem Netz bezogen werden, können dabei durch den Speichereinsatz nicht reduziert werden, sodass die maximale Belastung des Netzes praktisch unverändert bleibt. Eine Betrachtung der Überschussleistung, die das Netz aufnehmen muss, hat gezeigt, dass sich in Bezug auf die maximale Überschussleistung von den untersuchten Speichersystemen nur jene mit größerer Speicherkapazität (120 kWh bzw. 160 kWh) merklich positiv auswirken. Die Randpunkte der Dauerlinien der Residuallast (= bezogene Leistung aus dem Netz abzüglich der Überschussleistung) können also durch den Einsatz eines Stromspeichers nicht wesentlich beeinflusst werden.

Es wurde auch das Problem aufgezeigt, dass mit Abnahme der jährlich bezogenen Energiemenge die Kosten für die Anlagenbetreiber sinken und diese somit weniger Beitrag

zur Netznutzung leisten, obwohl sich die maximale Netznutzung, welche die Netzkosten maßgeblich beeinflussen, kaum ändert. Bleibt die Kostenverteilung so, wie sie derzeit gegeben ist, würden jene Anlagenbetreiber, die keine PV-Anlagen mit oder ohne Speicher betreiben, mehr Beitrag zu den Netzkosten leisten müssen, obwohl sie das Netz gleichbleibend nutzen. In diesem Punkt wird also in den nächsten Jahren ein Handlungsbedarf bestehen, bei dem sowohl die Netzbetreiber als auch die Politik und der Regulator gefordert sein werden, eine möglichst faire Lösung zu finden.

Ein weiteres untersuchtes Szenario erfüllt die Prämisse, dass eine Netzeinspeisung auf 70 % der installierten Leistung begrenzt ist. Dabei wurde dieses Szenario so definiert, dass sämtlicher Überschuss, nach Abzug des Eigenverbrauchs, ins Netz eingespeist wird und ein Speicher nur jene Leistungen aufnehmen soll, die die Beschränkung überschreiten. Eine Simulation dieses Szenarios hat gezeigt, dass der Erzeugungsentgang, in Bezug auf die Gesamterzeugung, durch die 70-%-Beschränkung maximal 2,27 % beträgt. Es hat sich weiter gezeigt, dass bei einem solchen Szenario die Speicher kleiner gewählt werden können, da die Energiemengen, die aufgenommen werden müssen, verhältnismäßig gering sind. Wirtschaftlich betrachtet rechnet sich aufgrund dieser geringen Energiemengen der Einsatz eines Speichers nicht.

Heimspeicher werden also voraussichtlich nicht die Lösung für ein Energieversorgungssystem der Zukunft darstellen. Vielmehr werden Langzeitspeicher benötigt, die jahreszeitlich bedingte Erzeugungsschwankungen ausgleichen. Es gilt dabei, in den nächsten Jahren verschiedenste Ansätze zu untersuchen, um Langzeitspeicher zu realisieren. Eine der Technologien, die sicher weiter verfolgt und forciert werden sollte, ist die Technologie Power-to-Gas. Deren großer Vorteil ist, dass man bestehende Infrastruktur nutzen kann. Auch andere Ansätze, wie Lastverschiebung, sollten auf jeden Fall näher betrachtet werden. Durch die lokale Nutzung von Leistungsüberschüssen können Netzverluste reduziert werden, was auf jeden Fall anzustreben ist. In welcher Form eine lokale Nutzung forciert werden kann, wie etwa durch verschiedene variable Tarifmodelle, und welches Potenzial hierfür gegeben ist, sollte ebenfalls Gegenstand zukünftiger Untersuchungen sein.

Wie diese Arbeit gezeigt hat, sind Batteriespeicher zur Eigenverbrauchssteigerung der PV-Erzeugung aktuell wirtschaftlich nicht sinnvoll. Was aber nicht außer Acht gelassen werden sollte, sind andere Anwendungen von Stromspeichern wie beispielsweise eine Bereitstellung von Regelernergie. Auch in diese Richtung sollten nachfolgende Untersuchungen angestellt werden.

Für ein zukünftiges Energieversorgungssystem wird es sicher nicht *EINE* Lösung geben. Vielmehr wird man eine Vielzahl von unterschiedlichen Lösungen benötigen, die in Summe eine sichere, zuverlässige und wirtschaftliche Energieversorgung sicherstellen und somit gewährleisten, dass das essenzielle Gut Strom auch in Zukunft noch allen Bevölkerungsschichten zugänglich ist.

10. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zeitlicher Anfall der Energie von verschiedenen erneuerbaren Energieträgern.....	1
Abbildung 2: Preisentwicklung für schlüsselfertige PV-Anlagen von Jänner 2009 bis Dezember 2014	2
Abbildung 3: Energieflussdiagramm eines Energiespeichers.....	5
Abbildung 4: Schematischer Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerkes	7
Abbildung 5: Schematischer Aufbau eines Druckluftspeicherkraftwerkes	9
Abbildung 6: Schematische Darstellung eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerkes	10
Abbildung 7: Schematischer Aufbau eines Schwungradspeichers.....	12
Abbildung 8: Schematischer Aufbau eines Redox-Flow-Batteriesystems	16
Abbildung 9: Warmwasser-Schichtenspeicher.....	18
Abbildung 10: Schematische Darstellung der Power-to-Gas-Speichersysteme	22
Abbildung 11: Schematische Darstellung des Aufbaus der Kundenanlage mit Basis- und Subzählung.....	26
Abbildung 12: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 12	31
Abbildung 13: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 41 2014, Anlage 12	32
Abbildung 14: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 18	32
Abbildung 15: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 34	33
Abbildung 16: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 61	33
Abbildung 17: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 63	33
Abbildung 18: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 68	34
Abbildung 19: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 16	35
Abbildung 20: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 19	35
Abbildung 21: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 29	35
Abbildung 22: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 37	36
Abbildung 23: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 53	36
Abbildung 24: Wochen-Last-/Erzeugungsgang und Tageslastgang, KW 21 2014, Anlage 69	36
Abbildung 25: Verteilung des Eigenverbrauchsanteils der PV-Erzeugung	37
Abbildung 26: Verteilung der Jahresüberschussenergie je Anlage	39
Abbildung 27: Verteilung der Überschussenergie aller betrachteten Anlagen je Kalenderwoche	39
Abbildung 28: Gesamtverteilung von Netzbezug und Überschussenergie je KW, Haushalte	40

Abbildung 29: Gesamtverteilung von Netzbezug und Überschussenergie je KW, Landwirtschaften	40
Abbildung 30: Gesamtverteilung von Netzbezug und Überschussenergie je KW, Gewerbeanlagen	41
Abbildung 31: Jahresenergiemenge von Netzbezug und Überschuss je Bezugsgruppe	42
Abbildung 32: Einzelanlagenbetrachtung von Netzbezug und Überschuss für Anlage 52 je KW	42
Abbildung 33: Schematischer Aufbau einer Kundenanlage mit Integration eines Stromspeichers.....	44
Abbildung 34: Programmablaufplan Speicherladung	46
Abbildung 35: Programmablaufplan Speicherentladung	46
Abbildung 36: Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung bei Einsatz verschiedener Speichersysteme	48
Abbildung 37: Steigerung des Eigenverbrauchs der PV-Erzeugung durch Einsatz eines Speichers	49
Abbildung 38: Dauerlinie des Tagesüberschusses von zwei verschiedenen großen PV-Anlagen	49
Abbildung 39: Dauerlinie des Tagesbezugs aus dem Netz von Anlage 1	50
Abbildung 40: Anzahl der Zeitintervalle mit 70%-Leistungsüberschreitung	50
Abbildung 41: Erzeugungsgang bei Beschränkung der Überschusseinspeisung auf < 70 % der installierten PV-Leistung	51
Abbildung 42: Ermittlung des Überschusses bei 70%-Beschränkung	52
Abbildung 43: Prozentuale Reduktion des Erzeugungsgangs beim Einsatz verschiedener Speicher	52
Abbildung 44: Erzeugungs- und Lastgang auf 5-Sekunden- sowie 15-Minuten-Datenbasis.....	54
Abbildung 45: Summe der Barwerte mit/ohne Speicher sowie deren Differenz je Szenario für Anlage 15 und Anlage 44	59
Abbildung 46: Barwertverlauf mit/ohne Speicher für Szenario E bei Anlage 44	59
Abbildung 47: Verbrauchsgang (oben) und Erzeugungsgang (unten) der bestehenden Großanlage	60
Abbildung 48: Überschuss der Anlage und berechnete Ladung der verschiedenen Speicherlösungen.....	61
Abbildung 49: Verbrauchsgang (oben) und Erzeugungsgang (unten) der auf die 1,5-fache PV-Leistung erweiterten Großanlage	62
Abbildung 50: Überschuss der auf 72 kWp erweiterten Anlage und berechnete Ladung der verschiedenen Speicherlösungen	63
Abbildung 51: Verbrauchsgang (oben) und Erzeugungsgang (unten) der auf die 2-fache PV-Leistung erweiterten Großanlage	64
Abbildung 52: Überschuss der auf 96 kWp erweiterten Anlage und berechnete Ladung der verschiedenen Speicherlösungen	65
Abbildung 53: Wochendiagramm Juni (oben) und Dezember (unten) bei bestehender PV-Anlage und Speicher ViZn Z20-5	66
Abbildung 54: Wochendiagramm Juni (oben) und Dezember (unten) bei der auf 96 kWp erweiterten PV-Anlage und Speicher ViZn Z20-5	67
Abbildung 55: Gegenüberstellung der Kapitalwerte der untersuchten Anlagenvarianten	68
Abbildung 56: Dauerlinie der Residuallast der Bezugsgruppe Gewerbe	70
Abbildung 57: Dauerlinie der Residuallast der Bezugsgruppe Haushalt	71
Abbildung 58: Dauerlinie der Residuallast der Bezugsgruppe Landwirtschaft	72

Abbildung 59: Dauerlinie der Residuallast aller Anlagen	72
Abbildung 60: Residuallastverlauf der Anlagen mit Bezugsgruppe Gewerbe	73
Abbildung 61: Residuallastverlauf der Anlagen mit Bezugsgruppe Haushalt	74
Abbildung 62: Residuallastverlauf der Anlagen mit Bezugsgruppe Landwirtschaft	74
Abbildung 63: Anreizfaktoren für die Errichtung von Speichersystemen	75
Abbildung 64: Strompreiszusammensetzung.....	78

11. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Einteilungsmöglichkeit von Energiespeichern	4
Tabelle 2: Typische Kenngrößen von Pumpspeicherkraftwerken	8
Tabelle 3: Kenngrößen von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken	10
Tabelle 4: Typische Kenngrößen von Schwungrädern	12
Tabelle 5: Typische Kennwerte von Blei-Säure-Akkumulatoren	14
Tabelle 6: Typische Kennwerte von Lithium-Ionen-Akkumulatoren	15
Tabelle 7: Typische Kenngrößen von Redox-Flow-Batteriesystemen	17
Tabelle 8: Typische Kenngrößen von Superkondensatoren	20
Tabelle 9: Typische Kennwerte von supraleitenden magnetischen Energiespeichern	21
Tabelle 10: Typische Kennwerte von Power-to-Gas-Wasserstoff-Speichersystemen	23
Tabelle 11: Typische Kennwerte von Power-to-Gas-Methan-Speichersystemen	23
Tabelle 12: Übersicht der installierten PV-Anlagen im Untersuchungsgebiet	25
Tabelle 13: Evaluierungszeitraum	27
Tabelle 14: Anlagen mit Lücken bei den Basiszählerdaten	27
Tabelle 15: Anlagen mit Lücken bei den Subzählerdaten	27
Tabelle 16: Anlagen mit sonstigen Datenproblemen	28
Tabelle 17: Perzentilwerte des prozentualen Jahreseigenverbrauchs	29
Tabelle 18: Kenngrößen der untersuchten Anlagen	30
Tabelle 19: Kenngrößen der Anlagen mit einem Eigenverbrauchsanteil unter dem 10%-Perzentil	31
Tabelle 20: Kenngrößen der Anlagen mit einem Eigenverbrauchsanteil über dem 90%-Perzentil	34
Tabelle 21: Median- und Mittelwerte vom Eigenverbrauch des PV-Stroms je Bezugsgruppe	37
Tabelle 22: Jahresüberschuss der einzelnen Anlagen.....	38
Tabelle 23: Summe der installierten Leistung sowie Median- und Mittelwerte des Überschusses je Bezugsgruppe.....	38
Tabelle 24: Median- und Mittelwerte des Gesamtverbrauchs je Bezugsgruppe	39
Tabelle 25: Wochensummen aller Anlagen	43
Tabelle 26: Speicherspezifikationen der analysierten Speichersysteme	47
Tabelle 27: Median- und Mittelwerte des Eigenverbrauchsanteils der PV-Erzeugung je Bezugsgruppe.....	48
Tabelle 28: Analyse der 70-Prozent-Leistungsüberschreitung	51
Tabelle 29: Fehlerabschätzung zwischen der Auswertung von 5-sec- und 15-min-Profildatenreihen	54
Tabelle 30: Getroffene Annahmen für die Kapitalwertermittlung	56
Tabelle 31: Verteilung der Wirtschaftlichkeit des Speichereinsatzes je Szenario und Speicherkosten	57
Tabelle 32: Speicherkosten zur Erreichung von Netzparität	57
Tabelle 33: Jährliche Einspeiseverluste durch Begrenzung der Einspeiseleistung	58
Tabelle 34: Speicherkosten zur Erreichung von Netzparität je Anlage und Szenario	58
Tabelle 35: Kenngrößen der bestehenden Großanlage	60
Tabelle 36: Kenngrößen der bestehenden Großanlage bei Einsatz verschiedener Speicherlösungen	61
Tabelle 37: Kenngrößen der auf die 1,5-fache PV-Leistung erweiterten Großanlage	62

Tabelle 38: Kenngrößen der bestehenden Großanlage bei Einsatz verschiedener Speicherlösungen	63
Tabelle 39: Kenngrößen der auf die 2-fache PV-Leistung erweiterten Großanlage	64
Tabelle 40: Kenngrößen der bestehenden Großanlage bei Einsatz verschiedener Speicherlösungen	65
Tabelle 41: Erläuterungen zur Erhöhung der Residuallast bei größeren Speichern	70
Tabelle 42: Maximalwerte der Residuallast und Reduktion durch PV-Anlage/Speicher	73

12. Literaturverzeichnis

- [1] Energie-Control Austria, „Stromkennzeichnungsbericht 2014“.
- [2] „Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2013,“ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2014.
- [3] H. Stigler, „Kleinkraftwerke in gesamtwirtschaftlicher Bedeutung,“ in *Kleinkraftwerke*, Wien, Springer-Verlag Wien/New York, 1981, pp. 38-51.
- [4] N. Weyss, „Solarstrom in Österreich,“ Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung, Wien, 1977.
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, „Pressekonferenz am 1. Juli 2010,“
[Online]. Available: <http://www.bmfwf.gv.at/Ministerium/Staatspreise/Documents/PK-Unterlage%20NAP%20Erneuerbare%20Energien.pdf>. [Zugriff am 30. Mai 2015].
- [6] Österreichischer Biomasse-Verband, „NAP - Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie,“
[Online]. Available:
www.biomasseverband.at/publikationen/broschueren/?eID=dam_frontend_push&docID=778DZqVazaKMHbU9nNgNgE&usg=AFQjCNF08QvDRZ15hZrOwYUoShZCICfwnA&bvm. [Zugriff am 30. Mai 2015].
- [7] E. Rummich, *Energiespeicher - Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen*, Renningen: expert verlag, 2009.
- [8] A. Hauer, M. Specht und M. Sterner, „Energiespeicher - Steigerung der Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien,“ *Themen 2010 - Forschen für das Zeitalter der erneuerbaren Energien (ISSN 0939-7582)*, pp. 110-114, 11.-12. Oktober 2010.
- [9] C. Groiss und W. Gawlik, „Zusammenspiel von Langzeit- und Kurzzeitspeichern zur Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils in Österreich,“ in *13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz*.
- [10] C. Tabor und C. Kandler, „Simulation dezentraler elektrischer Energiespeicher,“ in *13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz*.
- [11] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold und D. U. Sauer, „Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität,“ *Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP)*, Berlin, 2012.
- [12] T. Nacht und H. Stigler, „Die Erhöhung des Wertes erneuerbarer Einspeisung durch Pumpspeicherkraftwerke,“ in *13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz*.

- [13] Verbund AG, „VERBUND Kraftwerke - Pumpspeicherkraftwerk - Malta Hauptstufe,“ [Online]. Available: <http://www.verbund.com/pp/de/pumpspeicherkraftwerk/malta-hauptstufe>. [Zugriff am 12. April 2015].
- [14] „Arbeitsprogramm der österreichischen Bundesregierung 2013-2018. Erfolgreich. Österreich,“ Dezember 2013. [Online]. Available: <https://www.bka.gv.at/DocView.axd?CobId=53264>. [Zugriff am 19. April 2015].
- [15] A. Kampke, „Druckluftspeicher,“ *Energie-Perspektiven (Ausgabe 1/2008)*, p. 4.
- [16] E.ON SE, „BBC_Inbetriebnahme_Huntorf_dt.pdf,“ [Online]. Available: http://www.eon.com/content/dam/eon-content-pool/eon/company-asset-finder/asset-profiles/shared-ekk/BBC_Inbetriebnahme_Huntorf_dt.pdf. [Zugriff am 11.04.2015].
- [17] S. Zunft und R. Tamme, „Strom speichern unter Hochdruck,“ *NACHRICHTEN - Magazin des deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt*, pp. 50-53, Dezember 2006.
- [18] Publication Office of the European Union, „European Commission: CORDIS,“ [Online]. Available: http://cordis.europa.eu/project/rcn/67580_en.html. [Zugriff am 13. April 2015].
- [19] RWE Power AG, „DLR Portal - DLR (www.dlr.de),“ [Online]. Available: http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/standorte/stuttgart/Broschuere_ADELE_1_.pdf. [Zugriff am 11. April 2015].
- [20] FIZ Karlsruhe - Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH (Herausgeber), „Forschung Energiespeicher,“ [Online]. Available: <http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/DruckluftstattPumpspeicher/>. [Zugriff am 13. April 2015].
- [21] B. Winterflood, „FBW - Firmenporträt,“ [Online]. Available: <http://www.fbw.ch/galerie/gyrobus/gyrobus.HTM>. [Zugriff am 15. April 2015].
- [22] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2012.
- [23] D. Pavlov, G. Papazov und M. Gerganska, „Battery Energy Storage Systems (Technical Report No. 7),“ UNESCO Regional Office for Science and Technology for Europe, Venedig, 1991.

- [24] „photovoltaik - Solartechnik für Installateure, Planer, Architekten,“ Alfons W. Gentner Verlag GmbH & Co. KG, 26. November 2014.
[Online]. Available: http://www.photovoltaik.eu/Gentner.dll/PL_30021_620988.
[Zugriff am 18. Mai 2015].
- [25] BELECTRIC GmbH, „www.belectric.com,“ 7. Mai 2015.
[Online]. Available:
http://www.belectric.com/fileadmin/MASTER/pdf/press_releases/BEL_PM_2015-05-07_Praequalifikation-EBU_DE.pdf. [Zugriff am 18. Mai 2015].
- [26] D. Kuhrau, „WEMAG Blog - Der Blog des Ökostrom-Lieferanten WEMAG,“ 16. September 2014.
[Online]. Available: <https://www.wemagblog.com/2014/09/16/europas-erstes-kommerzielles-batteriekraftwerk-in-schwerin-eroffnet/>. [Zugriff am 18. Mai 2015].
- [27] T. Shigematsu, T. Kumamoto, H. Deguchi und T. Hara, „Applications of a Vanadium Redox-flow Battery to Maintain Power Quality,“ in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002, Asia Pacific, 2002*.
- [28] Hydro Tasmania, „King Island - "Towards a sustainable renewable energy future",“
[Online]. Available:
http://www.hydro.com.au/system/files/documents/King_Island_Renewable_Energy_PK_2008.pdf. [Zugriff am 19. Mai 2015].
- [29] Hydro Tasmania, „King Island Renewable Energy Expansion (KIREX) | King Island Renewable Energy Integration Project,“
[Online]. Available: <http://www.kingislandrenewableenergy.com.au/history/kirex#VRB>.
[Zugriff am 19. Mai 2015].
- [30] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2014.
- [31] Strategieplattform Power to Gas, „Interaktive Projektkarte - Power to Gas,“
[Online]. Available: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/interaktive-projektkarte.html>. [Zugriff am 23. April 2015].
- [32] Fronius International GmbH, „Schrack Technik Österreich,“ 2015.
[Online]. Available: http://image.schrack.com/datenblaetter/h_pvh1xxxxxx_de.pdf.
[Zugriff am 25 Februar 2015].
- [33] blue.sky energy gmbH, „bluesky.energy,“ 2015.
[Online]. Available: <http://www.bluesky-energy.eu/project/byd-dess-dreiphasig-hybrid/>.
[Zugriff am 14 Jänner 2015].
- [34] S. Technik, „OnlineContact - Schrack Technik,“
[Online]. Available: <http://www.schrack.at/shop/photovoltaik/pv-wechselrichter/fronius-symo-hybrid-5-0-3-s-speichersystem-set-7-5-pvh15075.html>.
[Zugriff am 03 März 2015].

- [35] S. E. G. & C. KG, „www.siblik.com,“
[Online]. Available:
http://www.siblik.com/produkte/acquire.php?p=%2F2014%2F11%2FFronius-Package_HQ.pdf. [Zugriff am 03 März 2015].
- [36] Energie-Control Austria, „E-Control - Preiszusammensetzung,“
[Online]. Available: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung>.
[Zugriff am 30. Mai 2015].
- [37] *Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 - EIWOG 2010 (§ 51 - 58)*,
BGBl. I Nr. 110/2010.
- [38] Energie-Control Austria, „E-Control - Systemnutzungsentgelte,“
[Online]. Available: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/netzentgelte>.
[Zugriff am 30. Mai 2015].
- [39] Energie-Control Austria, „E-Control - Zusammensetzung des Strompreises,“
[Online]. Available: http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2411826. [Zugriff am 30. Mai 2015].
- [40] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2012.
- [41] H. Stigler, *Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsorganisation der Elektrizitätswirtschaft*, Graz: Dissertation, 1999.

13. ANHANG

Anhang zu Kapitel 3

Speichernutzungspotential der Bezugsgruppe Gewerbe:

Kalenderwoche	Überschussenergie (kWh)	Netzbezug in kWh	ÜS bezogen auf kWp	Netzbezug bezogen auf kWp
1	45,3585	2336,51625	1,262764477	65,04777979
2	49,79325	2341,53075	1,386226336	65,18738168
3	24,1855	2588,18025	0,673315702	72,05401587
4	4,06125	2731,62825	0,113063753	76,04755707
5	9,62275	2495,794	0,267893931	69,48201559
6	125,15525	2074,29625	3,484277561	57,74766843
7	89,073	2114,87675	2,479760579	58,87741509
8	182,5045	1799,87425	5,080860245	50,10785774
9	241,15175	2226,74475	6,713578786	61,99178035
10	215,44325	2205,8875	5,997863307	61,41112194
11	263,50175	1970,04875	7,335794822	54,84545518
12	249,2355	2051,65175	6,938627506	57,11725362
13	409,865	2051,9795	11,41049555	57,12637806
14	222,822	2208,25225	6,203285078	61,47695573
15	269,9535	2049,89225	7,515409243	57,06826977
16	213,20475	2168,85225	5,935544265	60,38007378
17	416,43175	2003,87175	11,59331153	55,78707545
18	295,094	2050,82925	8,215311804	57,09435551
19	337,53025	2168,01725	9,396721882	60,35682767
20	161,8675	2492,82725	4,506333519	69,39942233
21	524,06025	2002,82975	14,58965061	55,75806654
22	222,1855	2300,98225	6,185565145	64,05852589
23	518,37225	1908,0365	14,43129872	53,11905624
24	543,737	2138,1865	15,13744432	59,52635022
25	459,388	1785,365	12,78919822	49,70392539
26	388,92375	2266,0405	10,82749861	63,08576002
27	349,318	2640,819	9,724888641	73,51945991
28	241,95625	2357,8325	6,73597578	65,64121659
29	439,88875	1972,06975	12,24634605	54,9017191
30	336,75425	2106,09675	9,375118318	58,63298302
31	290,267	2391,285	8,080929844	66,57252227
32	340,45825	1524,67775	9,478236359	42,44648524
33	234,3625	2139,30025	6,524568486	59,55735663
34	226,07375	2165,83	6,293812639	60,29593541
35	236,2095	2372,57625	6,575988307	66,05167734
36	170,28575	2845,08475	4,740694599	79,2061456
37	129,74075	2478,1695	3,611936247	68,99135579
38	295,11325	2446,1835	8,215847717	68,10087695
39	215,42675	2439,6795	5,997403953	67,91980791
40	143,60275	2411,4735	3,997849388	67,13456292
41	179,55475	2499,4685	4,998740256	69,58431236
42	136,617	2549,7	3,803368597	70,98273942
43	26,2065	2754,82125	0,729579621	76,69324193
44	50,03425	2594,19725	1,39293569	72,221527
45	14,42675	3013,8645	0,401635579	83,9049137
46	57,41525	2649,135	1,5984201	73,75097439
47	20,58725	2917,741	0,573141704	81,22886971
48	0,56725	3034,97725	0,015792038	84,49268513
49	0,3715	2986,99775	0,010342428	83,15695295
50	60,1185	2722,9665	1,673677617	75,80641704
51	15,604	2941,67025	0,4344098	81,8950515
52	35,15275	2413,301	0,978640033	67,18543987
SUMME	10728,635	121902,91	298,6813753	3393,733575

Diese Daten liegen Abbildung 30 auf Seite 41 zugrunde.

Speichernutzungspotential der Bezugsgruppe Haushalt:

Kalenderwoche	Überschussenergie (kWh)	Netzbezug in kWh	ÜS bezogen auf kWp	Netzbezug bezogen auf kWp
1	497,2715	3413,449	3,261438316	22,38767626
2	557,3005	3240,18925	3,655148554	21,25132321
3	345,30325	3328,18125	2,264729127	21,82843346
4	110,56175	3358,82625	0,725137732	22,02942382
5	106,195	3676,07	0,696497672	24,11012002
6	1245,9425	2945,6655	8,171722306	19,31963993
7	1003,30775	2912,4	6,580361711	19,10146258
8	1431,155	2652,65825	9,386469469	17,39790287
9	2203,464	2349,9695	14,45178724	15,41266807
10	1676,026	2357,27725	10,99249688	15,46059717
11	2723,10125	2260,89925	17,85991507	14,82848593
12	2542,783	1895,91825	16,67726766	12,43469699
13	3309,933	1863,256	21,70874926	12,22047616
14	2337,69975	1781,902	15,33219486	11,68690234
15	2320,2095	1893,06175	15,21748213	12,41596216
16	1904,5525	2050,763	12,49132616	13,45027218
17	3300,62375	1594,00675	21,64769299	10,45455991
18	2369,23875	1705,86	15,53904867	11,18816816
19	2905,51225	1518,35225	19,05628812	9,95836722
20	1568,552	2076,21325	10,28761068	13,61719191
21	4542,99325	1137,5675	29,79598118	7,46092674
22	1974,22275	1647,9495	12,94827015	10,80835246
23	4071,13325	1307,6775	26,70120843	8,57662163
24	4059,2995	1249,1295	26,62359481	8,192624779
25	3473,12225	1251,3625	22,77905326	8,207270283
26	3338,101	1532,30825	21,8934938	10,04989998
27	3379,54725	1768,6175	22,16532597	11,59977373
28	2211,7065	2032,765	14,50584705	13,33222929
29	3698,44475	1483,94575	24,25686856	9,732706434
30	2907,92675	1629,16325	19,07212402	10,6851397
31	2297,21675	1758,64075	15,06668033	11,53433954
32	2687,64175	1680,09075	17,627348	11,01915623
33	1732,339	1960,05975	11,36183512	12,85537975
34	1980,8295	2006,807	12,99160163	13,16197941
35	2166,01675	1981,9695	14,20618318	12,99907851
36	1322,60725	2229,63275	8,674540893	14,62341936
37	1363,49625	2277,099	8,94271824	14,9347347
38	2418,5005	1746,07575	15,86214009	11,45192989
39	1651,9865	2206,141	10,8348298	14,46934479
40	1354,93125	2225,231	8,886543254	14,59454975
41	1650,4355	2533,1895	10,82465731	16,61434708
42	1219,12625	2858,60875	7,995843445	18,74866367
43	357,42375	3552,56675	2,344223454	23,3001033
44	530,89975	2867,13	3,481994819	18,80455172
45	259,3395	2976,67475	1,700921493	19,52301928
46	580,68625	2819,90625	3,808527907	18,49482685
47	355,5925	2817,2155	2,332212894	18,47717912
48	26,08625	3142,68925	0,171091034	20,61185315
49	18,3315	3709,75775	0,120230209	24,33106677
50	745,6295	3045,81125	4,890335804	19,97646258
51	325,6045	3162,35325	2,13553158	20,74082278
52	429,23225	3580,8695	2,815191513	23,48573162
SUMME	93589,18325	121053,9248	613,8203138	793,9524152

Diese Daten liegen Abbildung 28 auf Seite 40 zugrunde.

Speichernutzungspotential der Bezugsgruppe Landwirtschaft:

Kalenderwoche	Überschussenergie (kWh)	Netzbezug in kWh	ÜS bezogen auf kWp	Netzbezug bezogen auf kWp
1	346,81125	3613,081	3,429360724	35,72709384
2	319,61225	3705,41075	3,160409868	36,64007466
3	190,18325	3666,59275	1,880581924	36,25623208
4	62,63075	4047,838	0,619309305	40,02608524
5	53,17075	3961,24525	0,52576634	39,16983338
6	858,08575	3106,91725	8,484977257	30,72201374
7	565,801	3309,5055	5,594788886	32,72525957
8	895,53825	2978,325	8,855317413	29,4504598
9	1383,7665	2708,7175	13,68304657	26,78451004
10	982,7855	2864,04425	9,718041135	28,32042173
11	1667,751	2468,21725	16,49115989	24,4063804
12	1588,29875	2540,76275	15,70551518	25,12372936
13	1973,979	2264,92025	19,51922278	22,39612627
14	1302,48225	2367,24375	12,87928656	23,40792791
15	1311,9665	2446,672	12,97306932	24,19333531
16	1085,11375	2521,60925	10,72988975	24,93433452
17	1981,31675	2185,49	19,59178038	21,6106991
18	1402,24825	2372,7115	13,86579897	23,46199446
19	1670,85875	2453,1415	16,52189014	24,25730743
20	788,63275	2924,6765	7,798207752	28,91996935
21	2460,128	2295,751	24,32639177	22,70098883
22	1010,81175	2617,7845	9,995172056	25,88534065
23	2396,05325	2060,81325	23,69280382	20,37786265
24	2253,28	2224,91425	22,28102442	22,00053644
25	2065,19925	2041,91525	20,42123257	20,19099426
26	1883,486	2172,9435	18,62440423	21,48663601
27	1894,698	2809,87925	18,73527143	27,78482399
28	1191,95875	3131,50525	11,78640117	30,96514635
29	2069,07175	2360,41175	20,45952487	23,3403713
30	1584,03575	2839,968	15,66336151	28,08234945
31	1245,4855	2910,73225	12,31568773	28,78208494
32	1541,38925	2922,4095	15,24166172	28,89755265
33	1023,08575	3090,15625	10,11654059	30,55627657
34	1184,23825	2782,19725	11,71005884	27,5110971
35	1287,70475	2592,98425	12,73316276	25,64010927
36	731,19025	2937,7515	7,230201226	29,04925838
37	795,685	2987,39125	7,867942253	29,54010927
38	1484,03	2654,1805	14,67447839	26,24523386
39	990,033	2953,733	9,789706319	29,20728765
40	709,61925	3315,34475	7,016901513	32,7829996
41	974,1175	3144,7605	9,632329675	31,09621774
42	682,75675	3160,957	6,751278058	31,25637299
43	178,27525	3689,75625	1,762832493	36,48527885
44	271,594	3553,827	2,685592801	35,14117473
45	114,99	3653,519	1,13705132	36,1269554
46	349,46775	3563,62775	3,455628894	35,23808712
47	227,334	3514,0195	2,247938297	34,74754771
48	16,23525	3765,044	0,160538416	37,22974389
49	9,581	3768,568	0,094739444	37,26459013
50	416,7655	3537,99475	4,12108672	34,98462128
51	183,12625	3796,69025	1,810800455	37,54267033
52	279,98075	3725,217	2,768523188	36,83592406
SUMME	53936,4405	155083,8695	533,3376891	1533,510032

Diese Daten liegen Abbildung 29 auf Seite 40 zugrunde.

Detailbetrachtung von Anlage 52:

Kalenderwoche	Netzbezug	Überschussenergie	Residuallast
1	56,368	13,207	43,161
2	54,04175	16,86175	37,18
3	57,75675	13,272	44,48475
4	57,54475	4,49625	53,0485
5	62,906	4,4255	58,4805
6	51,55575	42,02425	9,5315
7	54,87375	30,21725	24,6565
8	53,52125	38,13525	15,386
9	42,10825	65,76	-23,65175
10	36,9905	48,03125	-11,04075
11	41,93975	74,62475	-32,685
12	28,2605	62,274	-34,0135
13	32,606	92,7165	-60,1105
14	36,975	74,309	-37,334
15	30,51875	72,93275	-42,414
16	37,81225	65,949	-28,13675
17	37,60975	100,64475	-63,035
18	30,44825	80,84125	-50,393
19	34,1805	95,96325	-61,78275
20	34,315	56,51425	-22,19925
21	22,2545	145,29225	-123,03775
22	47,29525	59,73425	-12,439
23	29,06125	120,435	-91,37375
24	33,3005	118,36225	-85,06175
25	23,571	102,9695	-79,3985
26	29,24975	106,13875	-76,889
27	32,38825	110,47075	-78,0825
28	47,18225	67,40125	-20,219
29	36,1595	105,88425	-69,72475
30	45,797	80,78325	-34,98625
31	55,63825	57,62225	-1,984
32	47,298	72,674	-25,376
33	57,78275	45,96775	11,815
34	51,72325	56,6715	-4,94825
35	44,0965	71,638	-27,5415
36	41,9465	43,47925	-1,53275
37	43,39175	45,41825	-2,0265
38	40,5785	73,24975	-32,67125
39	39,81425	50,712	-10,89775
40	40,396	43,66025	-3,26425
41	44,0215	44,14675	-0,12525
42	45,425	32,59375	12,83125
43	62,51025	10,125	52,38525
44	50,706	16,63925	34,06675
45	56,176	10,04675	46,12925
46	58,95025	15,9375	43,01275
47	59,52125	11,88325	47,638
48	53,10425	2,418	50,68625
49	75,97125	1,37275	74,5985
50	53,60125	18,40375	35,1975
51	43,191	11,58875	31,60225
52	64,7665	11,6225	53,144
SUMME	2349,202	2818,5425	

Positive Residuallast:
779,0355

Diese Daten liegen Abbildung 32 auf Seite 42 zugrunde.

Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung bei Einsatz verschiedener Speichersysteme:

Eigenverbrauchsanteil PV-Erzeugung in %	ohne Speicher	Battery 7.5	Battery 12.0	P09B20-HC08	ViZn Z20-3	ViZn Z20-5
Anlage 54 - 4,8 kWp	38,93	50,79	55,60	64,01	83,60	84,41
Anlage 55 - 7,2 kWp	54,80	66,12	69,57	75,57	99,99	100,00
Anlage 25 - 9,66 kWp	59,01	66,24	68,70	72,46	93,92	96,61
Anlage 16 - 4,6 kWp	83,04	89,97	92,04	94,84	100,00	100,00
Anlage 19 - 9,66 kWp	97,35	99,29	99,67	99,86	100,00	100,00
Anlage 61 - 4,8 kWp	14,40	26,98	30,20	32,92	39,68	39,92
Anlage 63 - 3,36 kWp	18,22	32,93	37,49	42,43	53,50	53,90
Anlage 40 - 4,6 kWp	22,40	35,23	40,14	45,67	58,77	59,01
Anlage 1 - 3,22 kWp	22,81	43,20	49,40	56,40	72,42	72,93
Anlage 22 - 4,6 kWp	23,72	35,64	40,94	48,41	62,89	63,14
Anlage 65 - 4,6 kWp	26,12	39,44	44,57	52,46	72,03	72,64
Anlage 43 - 4,6 kWp	26,93	39,94	44,83	50,37	62,64	63,01
Anlage 31 - 4,6 kWp	28,09	40,54	45,82	51,55	62,05	62,31
Anlage 58 - 3,6 kWp	28,15	44,30	49,98	55,30	68,36	68,98
Anlage 44 - 4,6 kWp	29,17	42,83	48,13	56,82	83,29	84,77
Anlage 21 - 4,7 kWp	30,73	46,36	51,79	60,14	85,56	87,28
Anlage 47 - 4,8 kWp	32,80	50,53	56,36	63,13	76,09	76,44
Anlage 52 - 5,28 kWp	33,25	49,69	55,38	63,33	81,30	81,61
Anlage 4 - 4,6 kWp	33,32	47,77	53,10	61,41	84,13	85,45
Anlage 39 - 3,6 kWp	34,66	50,95	56,77	65,38	88,76	90,09
Anlage 6 - 4,6 kWp	35,26	50,33	55,61	63,61	84,01	85,32
Anlage 51 - 4,32 kWp	36,34	52,36	58,05	67,17	89,04	89,93
Anlage 5 - 3,22 kWp	36,56	59,04	65,15	71,69	89,03	89,90
Anlage 57 - 4,8 kWp	37,60	51,64	56,80	65,24	91,39	93,00
Anlage 64 - 4,6 kWp	37,74	50,00	54,78	61,31	80,47	81,38
Anlage 49 - 4,32 kWp	37,78	51,75	57,39	66,84	95,19	96,53
Anlage 7 - 4,14 kWp	38,90	55,28	61,00	67,32	84,98	85,81
Anlage 17 - 4,8 kWp	39,19	52,76	57,86	66,24	84,46	85,02
Anlage 11 - 4,7 kWp	39,34	52,57	57,68	65,88	89,59	90,70
Anlage 48 - 4,8 kWp	39,35	52,63	57,65	66,18	93,42	94,66
Anlage 8 - 7,2 kWp	42,97	52,01	55,50	61,54	90,51	92,24
Anlage 46 - 7,2 kWp	47,46	56,83	60,00	65,43	85,62	86,52
Anlage 42 - 4,6 kWp	51,56	63,56	67,83	74,69	93,38	94,17
Anlage 27 - 9,89 kWp	51,62	58,98	61,54	65,90	92,00	93,81
Anlage 9 - 4,8 kWp	54,24	67,84	72,71	80,14	99,64	100,00
Anlage 50 - 4,32 kWp	60,49	76,55	81,08	87,80	100,00	100,00
Anlage 26 - 4,6 kWp	63,67	76,51	80,32	86,14	100,00	100,00
Anlage 34 - 3,22 kWp	16,34	30,93	36,21	41,83	55,71	56,49
Anlage 32 - 14,26 kWp	20,64	25,74	27,94	31,86	51,29	52,23
Anlage 33 - 4,7 kWp	34,46	51,26	56,78	65,40	96,87	97,53
Anlage 13 - 9,87 kWp	34,86	42,25	44,86	49,54	72,73	74,67
Anlage 30 - 4,6 kWp	40,80	54,64	59,51	68,05	96,49	97,36
Anlage 15 - 11,5 kWp	43,80	50,02	52,36	56,32	84,03	87,31
Anlage 14 - 4,8 kWp	43,87	55,85	60,54	68,75	96,73	97,90
Anlage 28 - 9,66 kWp	55,05	61,34	63,77	67,76	97,25	99,77
Anlage 38 - 9,6 kWp	56,32	62,90	65,49	69,66	97,80	99,16
Anlage 36 - 9,6 kWp	70,74	77,43	79,71	82,97	99,78	100,00
Anlage 37 - 9,66 kWp	72,33	80,25	82,78	85,60	97,70	99,47
Anlage 29 - 9,66 kWp	80,30	86,57	88,67	91,22	99,91	100,00

Diese Daten liegen Abbildung 36 auf Seite 48 zugrunde.

Anzahl der Leistungsüberschreitungen bei Beschränkung der Überschusseinspeisung auf 70 % der installierten PV-Leistung:

	ohne Speicher	Battery 7.5	Battery 12.0	P09B20-HC08	ViZn Z20-3	ViZn Z20-5
Anlage 16 - 4,6 kWp	0	0	0	0	0	0
Anlage 19 - 9,66 kWp	0	0	0	0	0	0
Anlage 25 - 9,66 kWp	121	116	116	115	42	37
Anlage 54 - 4,8 kWp	95	91	87	77	35	34
Anlage 55 - 7,2 kWp	0	0	0	0	0	0
Anlage 1 - 3,22 kWp	398	374	366	336	232	232
Anlage 4 - 4,6 kWp	132	129	129	121	64	60
Anlage 5 - 3,22 kWp	372	322	314	294	141	139
Anlage 6 - 4,6 kWp	255	246	242	235	123	107
Anlage 7 - 4,14 kWp	329	296	281	245	104	94
Anlage 8 - 7,2 kWp	87	85	84	75	13	11
Anlage 9 - 4,8 kWp	38	37	37	33	0	0
Anlage 11 - 4,7 kWp	292	284	281	252	104	81
Anlage 17 - 4,8 kWp	44	44	44	41	23	23
Anlage 21 - 4,7 kWp	458	443	437	403	156	141
Anlage 22 - 4,6 kWp	795	770	752	697	574	569
Anlage 26 - 4,6 kWp	5	5	5	5	0	0
Anlage 27 - 9,89 kWp	115	114	112	108	31	33
Anlage 31 - 4,6 kWp	546	538	533	508	444	442
Anlage 39 - 3,6 kWp	478	458	451	406	199	179
Anlage 40 - 4,6 kWp	851	824	814	774	630	623
Anlage 42 - 4,6 kWp	137	128	122	111	55	48
Anlage 43 - 4,6 kWp	584	577	573	558	500	498
Anlage 44 - 4,6 kWp	532	516	508	466	216	191
Anlage 46 - 7,2 kWp	121	119	119	117	91	88
Anlage 47 - 4,8 kWp	0	0	0	0	0	0
Anlage 48 - 4,8 kWp	77	73	73	67	14	11
Anlage 49 - 4,32 kWp	305	281	276	227	36	32
Anlage 50 - 4,32 kWp	18	12	11	11	0	0
Anlage 51 - 4,32 kWp	105	98	96	84	24	20
Anlage 52 - 5,28 kWp	0	0	0	0	0	0
Anlage 57 - 4,8 kWp	192	177	171	153	58	50
Anlage 58 - 3,6 kWp	623	594	587	572	470	469
Anlage 61 - 4,8 kWp	629	624	624	625	615	615
Anlage 63 - 3,36 kWp	373	370	370	368	357	357
Anlage 64 - 4,6 kWp	329	313	305	291	128	117
Anlage 65 - 4,6 kWp	601	590	582	553	378	366
Anlage 13 - 9,87 kWp	250	246	246	237	148	154
Anlage 14 - 4,8 kWp	75	71	71	66	5	5
Anlage 15 - 11,5 kWp	234	233	232	225	98	123
Anlage 28 - 9,66 kWp	82	76	76	68	0	0
Anlage 29 - 9,66 kWp	0	0	0	0	0	0
Anlage 30 - 4,6 kWp	301	287	285	257	24	13
Anlage 32 - 14,26 kWp	163	163	163	162	144	151
Anlage 33 - 4,7 kWp	543	500	489	409	25	25
Anlage 34 - 3,22 kWp	1337	1307	1287	1223	991	973
Anlage 36 - 9,6 kWp	2	1	1	1	0	0
Anlage 37 - 9,66 kWp	177	97	80	42	1	1
Anlage 38 - 9,6 kWp	3	1	1	1	0	0

Diese Daten liegen Abbildung 40 auf Seite 50 zugrunde.

Erzeugungsentgang bei Beschränkung der Überschusseinspeisung auf 70 % der installierten PV-Leistung:

	Erzeugungsentgang	Statistik
Anlage 25 - 9,66 kWp	10,155	Medianwert: 0,00
Anlage 54 - 4,8 kWp	2,0415	Mittelwert: 2,44
Anlage 16 - 4,6 kWp	0	
Anlage 19 - 9,66 kWp	0	
Anlage 55 - 7,2 kWp	0	
Anlage 40 - 4,6 kWp	47,34575	Medianwert: 11,73
Anlage 22 - 4,6 kWp	44,6185	Mittelwert: 14,05
Anlage 61 - 4,8 kWp	30,28725	
Anlage 65 - 4,6 kWp	28,579	
Anlage 43 - 4,6 kWp	28,2055	
Anlage 58 - 3,6 kWp	27,39275	
Anlage 44 - 4,6 kWp	25,73825	
Anlage 31 - 4,6 kWp	25,3535	
Anlage 39 - 3,6 kWp	21,55775	
Anlage 21 - 4,7 kWp	18,62625	
Anlage 64 - 4,6 kWp	17,985	
Anlage 5 - 3,22 kWp	15,265	
Anlage 7 - 4,14 kWp	14,2845	
Anlage 1 - 3,22 kWp	13,66775	
Anlage 49 - 4,32 kWp	12,20325	
Anlage 11 - 4,7 kWp	12,0595	
Anlage 63 - 3,36 kWp	11,3995	
Anlage 6 - 4,6 kWp	11,02225	
Anlage 27 - 9,89 kWp	10,08675	
Anlage 46 - 7,2 kWp	7,187	
Anlage 57 - 4,8 kWp	5,64625	
Anlage 42 - 4,6 kWp	5,62625	
Anlage 4 - 4,6 kWp	4,23975	
Anlage 51 - 4,32 kWp	3,6235	
Anlage 8 - 7,2 kWp	3,5725	
Anlage 48 - 4,8 kWp	1,63125	
Anlage 9 - 4,8 kWp	1,22425	
Anlage 17 - 4,8 kWp	0,59975	
Anlage 50 - 4,32 kWp	0,532	
Anlage 26 - 4,6 kWp	0,06225	
Anlage 47 - 4,8 kWp	0	
Anlage 52 - 5,28 kWp	0	
Anlage 37 - 9,66 kWp	84,4385	Medianwert: 15,47
Anlage 34 - 3,22 kWp	78,5195	Mittelwert: 22,49
Anlage 33 - 4,7 kWp	28,44925	
Anlage 32 - 14,26 kWp	20,28325	
Anlage 15 - 11,5 kWp	20,04025	
Anlage 13 - 9,87 kWp	18,37875	
Anlage 30 - 4,6 kWp	12,555	
Anlage 28 - 9,66 kWp	4,759	
Anlage 14 - 4,8 kWp	2,189	
Anlage 38 - 9,6 kWp	0,26025	
Anlage 36 - 9,6 kWp	0,0065	
Anlage 29 - 9,66 kWp	0	

Diese Daten liegen Abbildung 41 auf Seite 51 zugrunde.

Prozentuale Reduktion des Erzeugungsentgangs beim Einsatz verschiedener Speicher, bei Beschränkung der Einspeiseleistung auf 70 % der installierten Leistung:

	Battery 4.5	Battery 7.5	Battery 12.0	P09B20-HC08	ViZn Z20-3	ViZn Z20-5
Anlage 16 - 4,6 kWp	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Anlage 19 - 9,66 kWp	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Anlage 25 - 9,66 kWp	84,19	94,61	98,92	100,00	100,00	100,00
Anlage 54 - 4,8 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 55 - 7,2 kWp	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Anlage 1 - 3,22 kWp	99,81	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 4 - 4,6 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 5 - 3,22 kWp	99,64	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 6 - 4,6 kWp	99,32	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 7 - 4,14 kWp	99,91	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 8 - 7,2 kWp	98,90	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 9 - 4,8 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 11 - 4,7 kWp	97,70	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 17 - 4,8 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 21 - 4,7 kWp	99,99	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 22 - 4,6 kWp	93,86	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 26 - 4,6 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 27 - 9,89 kWp	92,55	98,74	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 31 - 4,6 kWp	99,98	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 39 - 3,6 kWp	95,67	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 40 - 4,6 kWp	96,27	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 42 - 4,6 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 43 - 4,6 kWp	97,23	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 44 - 4,6 kWp	97,34	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 46 - 7,2 kWp	92,36	99,59	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 47 - 4,8 kWp	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Anlage 48 - 4,8 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 49 - 4,32 kWp	99,88	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 50 - 4,32 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 51 - 4,32 kWp	99,41	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 52 - 5,28 kWp	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Anlage 57 - 4,8 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 58 - 3,6 kWp	98,30	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 61 - 4,8 kWp	97,75	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 63 - 3,36 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 64 - 4,6 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 65 - 4,6 kWp	93,97	97,90	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 13 - 9,87 kWp	90,64	99,60	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 14 - 4,8 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 15 - 11,5 kWp	87,16	94,66	99,39	100,00	100,00	100,00
Anlage 28 - 9,66 kWp	95,01	99,96	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 29 - 9,66 kWp	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Anlage 30 - 4,6 kWp	99,06	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 32 - 14,26 kWp	77,30	92,67	99,08	99,70	100,00	100,00
Anlage 33 - 4,7 kWp	97,05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 34 - 3,22 kWp	89,87	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 36 - 9,6 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Anlage 37 - 9,66 kWp	23,27	31,18	37,04	38,39	39,47	40,44
Anlage 38 - 9,6 kWp	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Diese Daten liegen Abbildung 43 auf Seite 52 zugrunde.

Anhang zu Kapitel 4

Der Kapitalwertberechnung für Anlage 15 und Anlage 44 zugrunde liegende Werte, Kapitalwerte der verschiedenen Speicherkostenvarianten sowie Werte der Speicherkosten zum Erreichen von Netzparität:

	Szenario A Anlage 15 9,66 kWp	Szenario A Anlage 44 9,6 kWp	Szenario B Anlage 15 9,66 kWp	Szenario B Anlage 44 9,6 kWp	Szenario C Anlage 15 9,66 kWp	Szenario C Anlage 44 9,6 kWp	Szenario D Anlage 15 9,66 kWp	Szenario D Anlage 44 9,6 kWp	Szenario E Anlage 15 9,66 kWp	Szenario E Anlage 44 9,6 kWp
Gesamtbezug der Anlage (kWh)	14545,07925	5319,93175	14545,0792	5319,93175	14545,0792	5319,93175	14545,0792	5319,93175	14545,0792	5319,93175
Erzeugung der PV-Anlage (kWh)	12231,37775	4867,064	12231,3778	4867,064	12231,3778	4867,064	12231,3778	4867,064	12231,3778	4867,064
Erzeugung PV/Gesamtbezug	0,840928918	0,914873391	0,84092892	0,91487339	0,84092892	0,91487339	0,84092892	0,91487339	0,84092892	0,91487339
Ohne Speicher										
Netzbezug (kWh)	9187,6	3869,0	9187,6	3869,0	9187,6	3869,0	9187,6	3869,0	9187,6	3869,0
PV+WP+WWSPE+Auto Bezug (kWh)	1,9	3,3	1,9	3,3	1,9	3,3	1,9	3,3	1,9	3,3
Überschusseinspeisung ins Netz (kWh)	6873,9	3447,1	6873,9	3447,1	6873,9	3447,1	6873,9	3447,1	6873,9	3447,1
Eigenverbrauch PV-Strom (kWh)	5357,5	1420,0	5357,5	1420,0	5357,5	1420,0	5357,5	1420,0	5357,5	1420,0
Eigenverbrauch PV-Strom (%)	43,8	29,2	43,8	29,2	43,8	29,2	43,8	29,2	43,8	29,2
Mit Speicher										
Netzbezug (kWh)	7400,0	2397,9	7400,0	2397,9	7400,0	2397,9	7400,0	2397,9	7400,0	2397,9
Ladung Speicher (kWh)	1884,3	1550,7	1884,3	1550,7	1884,3	1550,7	1884,3	1550,7	1884,3	1550,7
Nutzbare Entladung Speicher (kWh)	1787,6	1471,1	1787,6	1471,1	1787,6	1471,1	1787,6	1471,1	1787,6	1471,1
Lade-/Entladeverluste Speicher (kWh)	198,6	163,5	198,6	163,5	198,6	163,5	198,6	163,5	198,6	163,5
Überschusseinspeisung ins Netz (kWh)	4887,6	1812,5	4887,6	1812,5	4887,6	1812,5	4887,6	1812,5	4887,6	1812,5
Eigenverbrauch PV-Strom (kWh)	7343,7	3054,5	7343,7	3054,5	7343,7	3054,5	7343,7	3054,5	7343,7	3054,5
Eigenverbrauch PV-Strom (%)	60,0	62,8	60,0	62,8	60,0	62,8	60,0	62,8	60,0	62,8
Kapitalwertberechnung										
ohne Speicher	7661,841592	4410,320218	7661,84159	4410,32022	4639,21147	2326,45947	7661,84159	4410,32022	7661,84159	4410,32022
200 (€/kWh)	10581,24783	5614,968467	16409,1132	10410,9156	7626,54669	4519,23907	11331,2478	6364,96847	8615,38697	3649,1076
400 (€/kWh)	9081,247829	4114,968467	14909,1132	8910,91561	6126,54669	3019,23907	10581,2478	5614,96847	7865,38697	2899,1076
600 (€/kWh)	7581,247829	2614,968467	13409,1132	7410,91561	4626,54669	1519,23907	9831,24783	4864,96847	7115,38697	2149,1076
800 (€/kWh)	6081,247829	1114,968467	11909,1132	5910,91561	3126,54669	19,2390685	9081,24783	4114,96847	6365,38697	1399,1076
1000 (€/kWh)	4581,247829	-385,0315332	10409,1132	4410,91561	1626,54669	-1480,76093	8331,24783	3364,96847	5615,38697	649,107603
1200 (€/kWh)	3081,247829	-1885,031533	8909,11324	2910,91561	126,546686	-2980,76093	7581,24783	2614,96847	4865,38697	-100,892397
1400 (€/kWh)	1581,247829	-3385,031533	7409,11324	1410,91561	-1373,45331	-4480,76093	6831,24783	1864,96847	4115,38697	-850,892397
1600 (€/kWh)	81,24782914	-4885,031533	5909,11324	-89,08439	-2873,45331	-5980,76093	6081,24783	1114,96847	3365,38697	-1600,8924
1800 (€/kWh)	-1418,752171	-6385,031533	4409,11324	-1589,08439	-4373,45331	-7480,76093	5331,24783	364,968467	2615,38697	-2350,8924
2000 (€/kWh)	-2918,752171	-7885,031533	2909,11324	-3089,08439	-5873,45331	-8980,76093	4581,24783	-385,031533	1865,38697	-3100,8924
Netzparität										
Speicherkosten (€/kWh)	589,254165	360,6197665	1366,30289	1000,07939	598,311362	492,370614	1178,50833	721,239533	454,278766	-2,99003076

Detailwerte der Kapitalwertberechnung von Szenario E für Anlage 44:

Kapitalwertberechnung ohne Speicher (Anlage 44, Szenario E)						Kapitalwertberechnung mit Speicher (Anlage 44, Szenario E)					
Jahr	Einzahlung	Auszahlung	Abzinsungsf	Überschuss	Barwert	Jahr	Einzahlung	Auszahlung	Abzinsungsf	Überschuss	Barwert
1	244,399284	0	0,99009901	244,399284	241,979489	1	394,278218	0	0,99009901	394,278218	390,374473
2	244,399284	0	0,98029605	244,399284	239,583652	2	394,278218	0	0,98029605	394,278218	386,509379
3	244,399284	0	0,97059015	244,399284	237,211537	3	394,278218	0	0,97059015	394,278218	382,682554
4	244,399284	0	0,96098034	244,399284	234,862908	4	394,278218	0	0,96098034	394,278218	378,893618
5	244,399284	0	0,95146569	244,399284	232,537532	5	394,278218	0	0,95146569	394,278218	375,142196
6	244,399284	0	0,94204524	244,399284	230,235181	6	394,278218	0	0,94204524	394,278218	371,427917
7	244,399284	0	0,93271805	244,399284	227,955624	7	394,278218	0	0,93271805	394,278218	367,750413
8	244,399284	0	0,92348322	244,399284	225,696638	8	394,278218	0	0,92348322	394,278218	364,109319
9	244,399284	0	0,91433982	244,399284	223,463998	9	394,278218	0	0,91433982	394,278218	360,504277
10	244,399284	0	0,90528695	244,399284	221,251483	10	394,278218	-3000	0,90528695	-2605,72178	-2358,92594
11	244,399284	0	0,89632372	244,399284	219,060874	11	394,278218	0	0,89632372	394,278218	353,400918
12	244,399284	0	0,88744923	244,399284	216,891955	12	394,278218	0	0,88744923	394,278218	349,901899
13	244,399284	0	0,87866626	244,399284	214,74451	13	394,278218	0	0,87866626	394,278218	346,437524
14	244,399284	0	0,86996297	244,399284	212,618327	14	394,278218	0	0,86996297	394,278218	343,007449
15	244,399284	0	0,86134947	244,399284	210,513195	15	394,278218	0	0,86134947	394,278218	339,611336
16	244,399284	0	0,85282126	244,399284	208,428906	16	394,278218	0	0,85282126	394,278218	336,248848
17	244,399284	0	0,84437749	244,399284	206,365253	17	394,278218	0	0,84437749	394,278218	332,919651
18	244,399284	0	0,83601731	244,399284	204,322033	18	394,278218	0	0,83601731	394,278218	329,623417
19	244,399284	0	0,82773992	244,399284	202,299042	19	394,278218	0	0,82773992	394,278218	326,359819
20	244,399284	0	0,81954447	244,399284	200,296081	20	394,278218	0	0,81954447	394,278218	323,128533
			SUMME Barwerte	4410,32022					SUMME Barwerte	4399,1076	
			- AK	0					- AK	0	
			+E0	0					+E0	0	
			Kapitalwert	4410,32022					- Speicherkosten	750	
									Kapitalwert	3649,1076	

Diese Werte liegen Abbildung 46 auf Seite 59 zugrunde.

Barwerte mit und ohne Speicher, Differenz der Barwerte und maximale Speicherkosten in €/kWh für Szenario A bis E von Anlage 15 und Anlage 44:

Anlage 15	A	B	C	D	E
Barwerte ohne Speicher (€)	7661,84159	7661,84159	4639,21147	7661,84159	7661,84159
Barwerte mit Speicher (€)	12081,2478	17909,1132	9126,54669	12081,2478	9365,38697
Differenz (€)	4419,40624	10247,2716	4487,33522	4419,40624	1703,54537
max. Speicherkosten (€/kWh)	589,3	1366,3	598,3	1178,5	454,3

Anlage 44	A	B	C	D	E
Barwerte ohne Speicher (€)	440,32022	4410,32022	2326,45947	4410,32022	4410,32022
Barwerte mit Speicher (€)	7114,96847	11910,9156	6019,23907	7114,96847	4399,1076
Differenz (€)	2704,64825	7500,59539	3692,7796	2704,64825	-11,2126153
max. Speicherkosten (€/kWh)	360,6	1000,1	492,4	721,2	-3,0

Anhang zu Kapitel 5

Kapitalwerte der untersuchten Anlagenvarianten für verschiedene Speicherkosten:

Speicherkosten in €/kWh	Bestehende PV-Anlage, 160 kWh Speicher	72 kWp PV-Anlage, 160 kWh Speicher	96 kWp PV-Anlage, 160 kWh Speicher	Bestehende PV-Anlage, 120 kWh Speicher	72 kWp PV-Anlage, 120 kWh Speicher	96 kWp PV-Anlage, 120 kWh Speicher	96 kWp PV-Anlage, 20 kWh Speicher	72 kWp PV-Anlage, 20 kWh Speicher	Bestehende Anlage, 20 kWh Speicher	Bestehende Anlage, kein Speicher (Referenz)
Referenz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82487
kein Speicher	-	84133	78940	-	84133	78940	78940	84133	-	-
100	74676	79355	79676	76674	81344	80182	81979	85703	82280	-
200	66676	71355	71676	70674	75344	74182	80979	84703	81280	-
400	50676	55355	55676	58674	63344	62182	78979	82703	79280	-
600	34676	39355	39676	46674	51344	50182	76979	80703	77280	-
800	18676	23355	23676	34674	39344	38182	74979	78703	75280	-
1000	2676	7355	7676	22674	27344	26182	72979	76703	73280	-
1200	-13324	-8645	-8324	10674	15344	14182	70979	74703	71280	-
1400	-29324	-24645	-24324	-1326	3344	2182	68979	72703	69280	-
1600	-45324	-40645	-40324	-13326	-8656	-9818	66979	70703	67280	-
1800	-61324	-56645	-56324	-25326	-20656	-21818	64979	68703	65280	-
2000	-77324	-72645	-72324	-37326	-32656	-33818	62979	66703	63280	-

Diese Werte liegen Abbildung 55 auf Seite 68 zugrunde.