

Masterarbeit

Dimensionierung und Netzintegration von PV-Speichersystemen

Johannes Weniger

12.04.2013

HTW Berlin

Fachbereich 1

Regenerative Energien

Betreuung

Prof. Dr. Volker Quaschnig

Prof. Dr. Bert Stegemann



Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG	5
ABSTRACT	6
1 EINLEITUNG	7
1.1 Motivation	7
1.2 Zielsetzung	8
1.3 Vorgehensweise	8
2 SYSTEMBESCHREIBUNG	9
2.1 Systemtopologie	9
2.1.1 PV-Batteriesystem mit DC-Kopplung	9
2.1.2 PV-Batteriesystem mit AC-Kopplung	10
2.2 Systemkomponenten	11
2.2.1 PV-System	11
2.2.2 Batteriespeicher	12
2.3 Systemkosten	16
2.3.1 PV-System	16
2.3.2 Batteriespeicher	17
3 SYSTEMMODELLIERUNG	18
3.1 Programmiersprache INSEL	18
3.2 Eingangsdaten	19
3.2.1 Meteorologische Eingangsdaten	19
3.2.2 Lastprofile	21
3.3 Systemkomponenten	24
3.3.1 PV-System	24
3.3.2 Batteriespeicher	28
4 SYSTEMSIMULATION	30
4.1 Energetische Bewertungsgrößen	30
4.2 Sensitivitätsanalyse	32
4.2.1 PV-Leistung	33
4.2.2 Speicherkapazität	37
4.2.3 Speicherleistung	40
4.2.4 Jahresstromverbrauch	42
4.2.5 Haushaltstyp	45
4.2.6 Jährliche Bestrahlung	48
4.2.7 Neigung und Ausrichtung des PV-Generators	49
4.2.8 Simulationszeitschrittweite	51
4.3 Schlussfolgerungen	55

5	SYSTEMDIMENSIONIERUNG	57
5.1	Ökonomische Bewertungsgrößen	57
5.2	Sensitivitätsanalyse	58
5.2.1	PV-Systemkosten	60
5.2.2	Batteriespeicherkosten	63
5.2.3	Strombezugskosten	65
5.2.4	Einspeisevergütung	67
5.2.5	Kapitalverzinsung	69
5.2.6	Zukünftige Kostenentwicklung	71
5.3	Schlussfolgerungen	76
6	SYSTEMINTEGRATION	79
6.1	Betriebsstrategien	79
6.1.1	Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils	79
6.1.2	Feste Begrenzung der Einspeiseleistung	81
6.1.3	Tagesvariable Begrenzung der Einspeiseleistung	85
6.1.4	Dynamische Begrenzung der Einspeiseleistung	86
6.2	Schlussfolgerungen	90
7	ZUSAMMENFASSUNG	92
	ABKÜRZUNGS- UND SYMBOLVERZEICHNIS	95
	LITERATURVERZEICHNIS	97

Kurzfassung

Für den weiteren Ausbau der Photovoltaik (PV) ist die Kombination von PV-Systemen mit Batteriespeichern zur Erschließung des gesamten PV-Potenzials von entscheidender Bedeutung. Diese Arbeit untersucht den Einsatz von PV-Batteriesystemen in Privathaushalten, um Erkenntnisse zur Dimensionierung und Netzintegration von PV-Batteriesystemen zu gewinnen. Zunächst wird hierzu ein Simulationsmodell für netzgekoppelte PV-Batteriesysteme entwickelt. Durch Simulationsrechnungen wird das Betriebsverhalten verschiedener Systemkonfigurationen analysiert. Auf Grundlage der Simulationsergebnisse erfolgt anschließend eine ökonomische Bewertung von PV-Batteriesystemen. Hierzu werden neue Bewertungsgrößen vorgestellt, mit denen die kostenoptimale Systemdimensionierung ermittelt werden kann. Durch Sensitivitätsanalysen werden die Auswirkungen der Änderung verschiedener Einflussfaktoren auf die kostenoptimale Systemdimensionierung von PV-Batteriesystemen untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass das Kostenoptimum der Systemdimensionierung entscheidend von der Kostensituation beeinflusst wird.

Einen weiteren Schwerpunkt dieser Arbeit bilden Untersuchungen zur Systemintegration von PV-Batteriesystemen. Durch Simulationsrechnungen wird der Einfluss verschiedener Betriebsstrategien für PV-Batteriesysteme auf die Netzeinspeisung aufgezeigt. Damit Batteriespeicher auch zur Netzintegration von PV-Systemen beitragen, werden neu entwickelte prognosebasierte Betriebsstrategien vorgestellt. Durch diese eigenverbrauchs- und netzoptimierten Betriebsstrategien können Netzeinspeisespitzen reduziert werden. Die Implementierung von prognosebasierten Betriebsstrategien in PV-Batteriesystemen ermöglicht die Erhöhung der installierbaren PV-Leistung im Netz und somit die Steigerung des PV-Anteils an der Stromversorgung.

Abstract

For the future PV expansion and for the deployment of the whole PV potential the combination of PV systems with electrical storage devices is of decisive importance. The combination of PV systems with electrical storage devices is for the future PV expansion and for the deployment of the whole PV potential of decisive importance. This thesis analyzes residential PV battery systems in order to gain experiences for the sizing and grid integration of those systems. For this purpose a simulation model of a grid-connected PV battery system is developed. With these simulation calculations are done to investigate the system behavior on different system configurations. Furthermore, an economical assessment of PV battery systems is conducted, based on the simulation results. In order to find the cost optimal system configuration of PV battery systems, new assessment criteria's are presented. A sensitivity analysis is performed to determine the influence of different parameters on the cost optimal system sizing. The results reveal, that the cost efficient sizing of PV battery systems strongly depends on the cost situation.

A further focus of this thesis is the grid integration of PV battery systems. Based on simulations the influences of different operation strategies for PV battery systems on the grid feed-in are shown. Novel forecast-based operation strategies for PV battery systems are presented. In this way batteries can support the grid integration of PV systems into the power grid, since feed-in peaks can be reduced. The implementation of forecast-based operation strategies in PV battery systems can increase the hosting capacity of PV in the grid and thereby the share of PV in the electricity production.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen durch die Verbrennung von fossilen Energien und zur Reduzierung der Folgeschäden des Klimawandels ist eine vollständige Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien unabdingbar. In Deutschland werden Wind- und Solarenergie aufgrund ihrer hohen Verfügbarkeit den Großteil zur Stromversorgung beitragen. Die Wetterabhängigkeit beider Ressourcen hat eine stark fluktuierende Charakteristik der Stromerzeugung von PV-Systemen und Windkraftanlagen zur Folge. Sowohl die Wind- als auch die Solarenergie unterliegen saisonalen Schwankungen, die bei der PV jedoch stärker ausgeprägt sind [Sai11]. Hinzu kommt, dass die Netzeinspeisung von PV-Systemen an sonnenreichen Tagen von einer hohen Gleichzeitigkeit geprägt ist [Wir11]. Dies führt dazu, dass bereits heute in Niederspannungsnetzgebieten mit einer hohen Dichte an PV-Systemen die erzeugte PV-Leistung die Last übersteigt, und eine Rückspeisung in übergeladene Netze erfolgt [Spr13]. Es kann davon ausgegangen werden, dass die für den weiteren PV-Ausbau netzbedingten Einschränkungen deutlich vor der Erschließung aller verfügbaren Dachflächen auftreten werden [Bau10]. Um den weiteren PV-Ausbau daher nicht aus Gründen der Netzkapazität zu verzögern, müssen dringend Maßnahmen entwickelt und umgesetzt werden, die zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit der Netze für PV-Systeme beitragen. Eine wichtige Maßnahme zur Netzintegration von PV-Systemen kann die Begrenzung der Einspeiseleistung mit dezentralen Batteriespeichern darstellen. Dies kann eine entscheidende Voraussetzung sein, um das gesamte PV-Potenzial in Deutschland von etwa 200 GWp [Qua00] zu erschließen.

Durch den weltweiten Ausbau der PV und das derzeitige Überangebot an Produktionskapazitäten für PV-Module sind die Preise für PV-Systeme in den vergangenen Jahren stark gesunken. Dadurch liegen bereits heute in Deutschland die PV-Stromgestehungskosten unter den Strombezugskosten für Haushalte [Qua12]. Dies macht es zunehmend attraktiv, einen möglichst hohen Anteil des Strombedarfs vor Ort durch Solarstrom zu decken. Mit dem weiteren PV-Ausbau wird aufgrund von Lernkurven und Skaleneffekten eine weitere Senkung der Produktionskosten und somit der PV-Stromgestehungskosten erwartet [Ger12]. Die zunehmende Spreizung zwischen den Kosten für den Strombezug aus dem Netz und den PV-Stromgestehungskosten wird in absehbarer Zeit dazu führen, dass der Einsatz von Batteriespeichern in Privathaushalten zur Steigerung der lokalen PV-Energienutzung wirtschaftlich wird. In den Batteriespeichern kann tagsüber überschüssige PV-Energie zwischengespeichert werden, die am Abend und in der Nacht genutzt wird. Die zukünftige Entwicklung der PV wird daher durch die Kombination von PV-Systemen und Batteriespeichern geprägt sein. Dies erfordert Empfehlungen zur optimalen Auslegung von PV-Batteriesystemen. Mit der Verbreitung von PV-Batteriesystemen rücken zunehmend auch Fragen der Netzintegration dieser Systeme in den Vordergrund. Damit dezentrale Batteriespeicher nicht nur die Nutzung der PV-Energie vor Ort steigern, sondern auch zur Netzintegration von PV-Systemen beitragen, müssen dringend geeignete Betriebsstrategien entwickelt werden, die diesen beiden Anforderungen gerecht werden.

1.2 Zielsetzung

Im Rahmen dieser Arbeit soll der Einsatz von PV-Batteriesystemen in Privathaushalten durch Simulationsrechnungen untersucht werden, um Empfehlungen zur Dimensionierung und Systemintegration von PV-Batteriesystemen zu entwickeln. Hierzu werden typische PV-Batteriesysteme in einer Simulationsumgebung modelliert und deren Systemverhalten durch Simulationsrechnungen analysiert. Im Fokus stehen dabei Sensitivitätsanalysen, die den Einfluss verschiedener Parameter auf die Simulationsergebnisse aufzeigen. Die energetische Bewertung verschiedener Systemkonfigurationen erlaubt bereits erste Aussagen zu den Grenzen der optimalen Systemdimensionierung. Auf Basis der Simulationsergebnisse sollen ökonomische Bewertungen der Systemkonfigurationen erfolgen. Daraus lassen sich Empfehlungen zur kostenoptimalen Dimensionierung von PV-Batteriesystem in Privathaushalten ableiten.

Ein weiterer Schwerpunkt dieser Arbeit ist die Entwicklung von Betriebsstrategien für PV-Batteriesysteme, die zur Netzintegration beitragen. Ziel hierbei ist es, durch prognosebasierte Regelstrategien sowohl die lokale Nutzung der PV-Energie zu maximieren als auch die Einspeiseleistung in das Netz zu minimieren. Unter Berücksichtigung von idealen Last- und PV-Erzeugungsprognosen soll das Potenzial dieser Betriebsstrategien zur Systemintegration dargestellt werden. Die Zielsetzung der Arbeit lässt sich mit folgenden Fragestellungen zusammenfassen:

- Wie werden PV-Batteriesysteme in Privathaushalten optimal dimensioniert und welche Faktoren beeinflussen die optimale Systemdimensionierung?
- Inwieweit können Batteriespeicher einen Beitrag zur Netzintegration von PV-Systemen leisten?

1.3 Vorgehensweise

Nach der Einleitung folgt zunächst eine grundlegende Beschreibung von PV-Batteriesystemen und deren wesentlichen Systemkomponenten. Im Anschluss werden die zur Simulation verwendeten Modelle der Systemkomponenten sowie die verwendeten Eingangsdaten der Simulationsrechnungen erläutert. Im Kapitel 4 zur Systemsimulation werden zunächst energetische Bewertungsgrößen definiert und im Anschluss die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen dargestellt. Darauf aufbauend erfolgt eine ökonomische Bewertung von PV-Batteriesystemen zur Ermittlung von kostenoptimalen Systemkonfigurationen. Dabei werden maßgebliche Einflussfaktoren auf die kostenoptimale Systemdimensionierung von PV-Batteriesystemen aufgezeigt. Anschließend werden Betriebsstrategien zur Systemintegration vorgestellt und deren Einfluss auf die Netzeinspeisung analysiert. Die Kapitel zur Simulation, Dimensionierung und Netzintegration von PV-Batteriesystemen schließen mit Schlussfolgerungen ab. Die Zusammenfassung bildet den Abschluss der Arbeit.

2 Systembeschreibung

PV-Batteriesysteme bestehen aus verschiedenen Komponenten, die sich unterschiedlich zusammensetzen lassen. In diesem Kapitel werden die wesentlichen Systemkomponenten und Systemtopologien beschrieben. Des Weiteren werden die Kosten von PV-Batteriesystemen analysiert.

2.1 Systemtopologie

PV-Batteriesysteme können nach der Art der Einbindung des Batteriespeichers in das System unterschieden werden. Nachfolgend werden die verschiedenen Systemtopologien näher erläutert.

2.1.1 PV-Batteriesystem mit DC-Kopplung

Unabhängig von der Systemtopologie setzt sich ein PV-Batteriesystem aus PV-Modulen, Wechselrichter, Batterieladeregler und Batteriespeicher zusammen (Bild 2.1). Wird der Batteriespeicher in den DC-Zwischenkreis (DC, direct current, engl. Gleichstrom) des Wechselrichters eingebunden, spricht man von DC-gekoppelten Systemen [Sch12]. Die wesentlichen Komponenten von DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen sind in Bild 2.1 dargestellt. Durch einen MPP-Tracker (MPP, Maximum Power Point) werden die PV-Module im optimalen Betriebspunkt betrieben. Die Be- und Entladung des Batteriespeichers wird über einen Batterieladeregler (DC/DC-Steller) gesteuert. Durch den PV-Wechselrichter wird der Gleichstrom der PV-Module und des Batteriespeichers in Wechselstrom gewandelt. Dadurch können die Haushaltsverbraucher versorgt werden. Bei Netzausfall kann das Hausnetz vom öffentlichen Stromnetz getrennt und die Verbraucher durch das PV-Batteriesystem versorgt werden. Ist das öffentliche Netz wieder verfügbar, wird das Hausnetz wieder dem Stromnetz zugeschaltet.

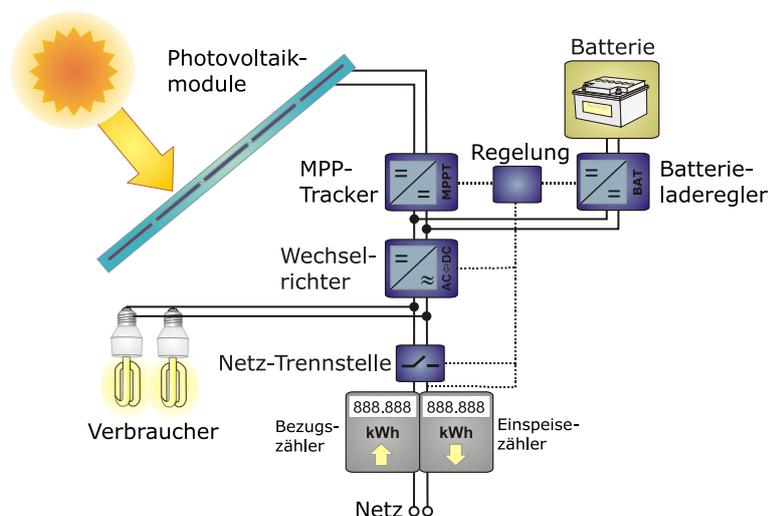


Bild 2.1 Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit DC-gekoppeltem Batteriespeicher [Qua13]

Da durch die DC-seitige Einbindung des Batteriespeichers nur ein Wechselrichter benötigt wird [App12a], lassen sich die Umwandlungsverluste minimieren. Allerdings ist dadurch das Batteriesystem

direkt an das PV-System gekoppelt, was zu einer geringeren Flexibilität bei der Systemdimensionierung und bei einem späteren Batterieaustausch führen kann. Hinzu kommt, dass heute ausschließlich PV-Energie in der Batterie zwischengespeichert werden kann, da transformatorlose PV-Wechselrichter in der Regel unidirektional sind [Sab11]. Dadurch besteht bei DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen derzeit nicht die Möglichkeit, elektrische Energie von anderen Erzeugungseinheiten oder aus dem Netz einzuspeichern [Vet11]. Des Weiteren begrenzt die PV-Wechselrichterleistung die maximale Leistungsabgabe des Batteriespeichers [Bra08]. Tabelle 2.1 fasst die Vor- und Nachteile von DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen zusammen.

Tabelle 2.1 Merkmale von DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • hohe Effizienz möglich • hohes Kostensenkungspotenzial • Integration in Wechselrichter möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • geringe Flexibilität • nur PV-Speicherung möglich • Batterieleistung durch PV-Wechselrichter begrenzt

DC-gekoppelte PV-Batteriesysteme sind in der Regel einphasig ausgeführt und somit nur an einer Phase des Hausnetzes angeschlossen. Allerdings können die DC-gekoppelten Batteriespeicher die drei Phasen des Hausnetzes versorgen, wenn die Leistungsflüsse aller Phasen am Netzverknüpfungspunkt gemessen werden. Dadurch wird genau so viel Leistung auf einer Phase durch den Batteriespeicher eingespeist, wie in der Summe auf allen Phasen verbraucht wird. Am Netzverknüpfungspunkt wird daher die Summenleistung über die drei Phasen auf null geregelt.

2.1.2 PV-Batteriesystem mit AC-Kopplung

Im Gegensatz zum DC-gekoppelten System können PV-System und Batteriespeicher auch über das Hausnetz verbunden werden, wie Bild 2.2 veranschaulicht. Diese Konfiguration bezeichnet man als AC-gekoppeltes System (AC, alternating current, engl. Wechselstrom). Voraussetzung hierfür ist, dass der Batteriewechselrichter bidirektional ist, damit der Batteriespeicher über das Hausnetz sowohl be- und entladen werden kann. Dies ermöglichen Wechselrichter mit Transformator, die allerdings auch einen geringeren Wirkungsgrad als unidirektionale Wechselrichter ohne Transformator haben.

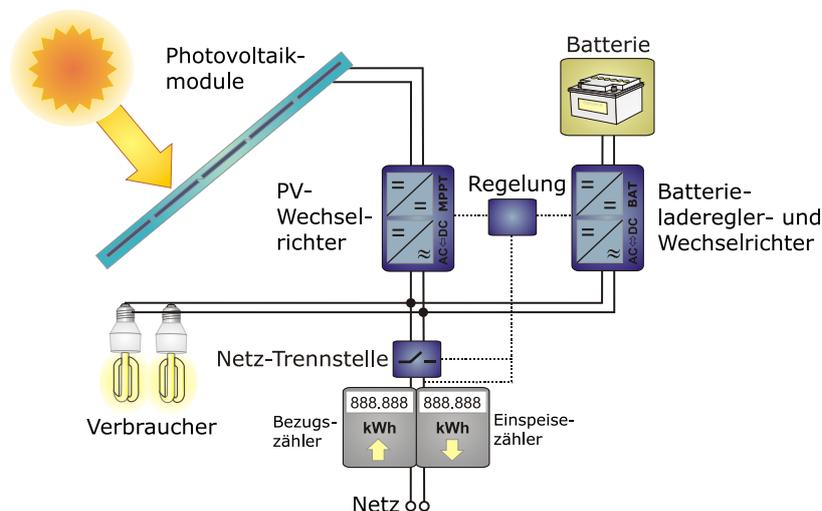


Bild 2.2 Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit AC-gekoppeltem Batteriespeicher [Qua13]

Durch die AC-seitige Einbindung des Batteriesystems entstehen bei der Speicherbeladung allerdings höhere Umwandlungsverluste als bei DC-gekoppelten Systemen, da die Gleichspannung auf der PV-Seite zunächst durch den PV-Wechselrichter in Wechselspannung und anschließend durch den Batteriewechselrichter wieder in Gleichspannung gewandelt wird. Da das PV-System und der Batteriespeicher nicht direkt miteinander gekoppelt sind, können beide Komponenten weitgehend unabhängig voneinander dimensioniert und ausgetauscht werden. Bestehende PV-Systeme können daher durch AC-gekoppelte Batteriespeicher ohne Austausch des PV-Wechselrichters nachgerüstet werden. Die Vor- und Nachteile von AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen sind in Tabelle 2.2 zusammengefasst.

Tabelle 2.2 Merkmale von AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • hohe Flexibilität • Nachrüstung möglich • Batteriedimensionierung unabhängig von der PV-Systemgröße • Speicherung von Strom aus dem Netz oder anderen Erzeugungseinheiten 	<ul style="list-style-type: none"> • zusätzlicher Wechselrichter • höhere Verluste • höhere Kosten

AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme können über eine Phase oder über drei Phasen mit dem Hausnetz verbunden sein. Je nach Typ lässt sich entweder die Summenleistung aller drei Phasen oder nur die Phase versorgen, an dem das System angeschlossen ist. Alternativ gibt es auch AC-gekoppelte Systeme, die sich bei Batterieentladung automatisch vom öffentlichen Netz trennen. Während der Batterieentladung wird das Hausnetz dann im Inselbetrieb unabhängig vom Stromnetz versorgt.

2.2 Systemkomponenten

Nachdem zuvor die verschiedenen Systemtopologien beschrieben wurden, stehen in diesem Abschnitt die wesentlichen Komponenten der PV-Batteriesysteme im Fokus.

2.2.1 PV-System

Ein PV-System besteht aus einem oder mehreren PV-Generatoren und Wechselrichtern. Der PV-Generator setzt sich aus den PV-Modulen zusammen, die miteinander seriell oder parallel verschaltet sind. Der im Wechselrichter integrierte MPP-Tracker stellt zu jedem Zeitpunkt den optimalen Betriebspunkt des PV-Generators ein. Der Gleichstrom des PV-Generators wird im Wechselrichter in Wechselstrom gewandelt, der anschließend in das Hausnetz oder öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann.

Zur Charakterisierung von PV-Systemen wird in der Regel die installierte Gesamtleistung der PV-Module in kWp (Kilowatt-peak) und die AC-Nennleistung der Wechselrichter in kW angegeben. Die Nennleistung der PV-Module wird unter Standardtestbedingungen (STC, engl. standard test conditions) bei einer Bestrahlungsstärke von 1000 W/m², einer Modultemperatur von 25 °C und dem Sonnenspektrum AM 1,5 (engl. air mass) ermittelt. Das Verhältnis von PV-Generatorleistung $P_{PV,STC}$ zu

AC-Nennleistung des Wechselrichters $P_{WR,AC}$ wird als Dimensionierungsverhältnis SR (engl. sizing ratio) bezeichnet [DGS13]

$$SR = \frac{P_{PV,STC}}{P_{WR,AC}}. \quad (2.1)$$

Der absolute Ertrag E_{PV} eines PV-Systems über einen bestimmten Zeitraum wird zur Vergleichbarkeit auf die Nennleistung des PV-Generators normiert und als spezifischen Ertrag e_{PV} in der Einheit kWh/kWp angegeben. Eine weitere Bewertungsgröße von PV-Systemen ist die sogenannte Performance Ratio PR , die aus dem spezifischen PV-Ertrag e_{PV} und der Bestrahlung auf der PV-Generatorebene H_{PV} bestimmt werden kann [DGS13]

$$PR = \frac{e_{PV}}{H_{PV}}. \quad (2.2)$$

Die Performance Ratio ist ein Maß für den Systemwirkungsgrad, der die Systemverluste, die technische Anlagenqualität und das Betriebsverhalten eines PV-Systems berücksichtigt.

2.2.2 Batteriespeicher

Die elektrochemische Speicherung von Energie kann in Sekundärbatterien erfolgen, die nachfolgend als Batterien oder Batteriespeicher bezeichnet werden. Bisher wurden Batteriespeicher in Kombination mit PV-Systemen überwiegend in netzunabhängigen Inselnssystemen eingesetzt, um zeitliche Unterschiede zwischen dem PV-Angebot und der Stromnachfrage auszugleichen. Weit verbreitet sind hierfür Blei-Batterien. Je nachdem ob der Elektrolyt flüssig oder gelförmig ist, unterscheidet man zwischen Blei-Säure- und Blei-Gel-Batterien. Neben Blei-Batterien werden in netzgekoppelten PV-Batteriesystemen auch Lithium-Ionen-Batterien eingesetzt. Die wesentliche Vergleichsgröße zwischen Batteriespeichern ist die Kapazität, welche die entnehmbare Ladungsmenge einer vollgeladenen Batterie angibt. Die Nennkapazität C_N ergibt sich aus dem Produkt des konstanten Entladestroms I_N und der Entladezeit t_N unter Nennbedingungen [DGS13]

$$C_N = I_N \cdot t_N. \quad (2.3)$$

Als Nennbedingung gilt für stationäre Batterien eine Entladezeit von 10 h bei einer Temperatur von 25 °C [Jos06]. Die Nennkapazität von Batteriespeichern für netzunabhängige PV-Anwendungen wird dagegen bei einer Entladezeit von 100 h angegeben [DGS13]. Die Nennspannung einer Batterie entspricht etwa der mittleren Entladungsspannung unter Nennbedingungen [Jos06]. Das Produkt aus Nennspannung U_N und Nennkapazität C_N entspricht dem Energieinhalt E_B der Batterie

$$E_B = C_N \cdot U_N. \quad (2.4)$$

Zur Vereinfachung wird nachfolgend der Energieinhalt der Batterie als Speicherkapazität oder Nennkapazität bezeichnet. Um die Batteriealterung zu reduzieren, wird der nutzbare Anteil der Speicherkapazität auf einen festgelegten Ladezustandsbereich eingeschränkt. Der Ladezustand SOC (engl. state of charge) zu einen Zeitpunkt gibt das Verhältnis von verfügbarer Speicherkapazität E_V zur Nennkapazität E_B wieder

$$SOC = \frac{E_V}{E_B}. \quad (2.5)$$

Die nutzbare Speicherkapazität E_{NB} ergibt sich aus der Nennkapazität E_B und der Differenz zwischen dem minimal und maximal zulässigen Ladezustand SOC

$$E_{NB} = E_B \cdot (SOC_{MAX} - SOC_{MIN}) = E_B \cdot \Delta SOC = E_B \cdot \Delta DOD. \quad (2.6)$$

Das Verhältnis aus der bereits entnommenen Speicherkapazität E_{BE} zur Nennkapazität E_B zu einem Zeitpunkt wird als Entladetiefe DOD (engl. depth of discharge) bezeichnet und kann auch aus dem Ladezustand bestimmt werden

$$DOD = \frac{E_{BE}}{E_B} = 1 - SOC. \quad (2.7)$$

Einen Überblick über die Zusammenhänge zwischen den Definitionen zur Speicherkapazität und zum Batteriezustand gibt Bild 2.3.

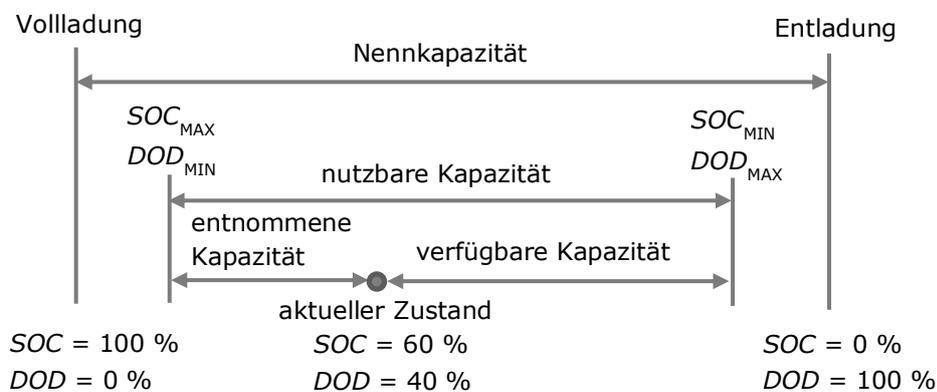


Bild 2.3 Zusammenhang zwischen Nennkapazität E_B , nutzbarer Kapazität E_{NB} , Ladezustand SOC und Entladetiefe DOD nach [Jos06, Bir12]

Aus einer idealen Batterie würde unabhängig vom Entladestrom die gleiche Kapazität entnommen werden können. Jedoch nimmt mit zunehmendem Entladestrom der Spannungsabfall am Innenwiderstand einer realen Batterie zu. Dies führt dazu, dass die entnehmbare Kapazität mit steigendem Entladestrom durch höhere Verluste abnimmt. Da die Batteriekapazität somit von der Entladezeit abhängig ist, wird die Kapazität oft mit dem Index der Entladezeit angegeben. Dieser Zusammenhang zwischen der Entladezeit t_E und dem Entladestrom I_E kann mit der Peukert Gleichung beschrieben werden [Jos06]

$$t_E = \frac{I_N^n \cdot t_N}{I_E^n} \quad (2.8)$$

wobei I_N der Nennentladestrom, t_N die Entladezeit unter Nennbedingung und n der Peukert-Exponent sind. Je nach Batterietechnologie liegt der Peukert-Exponent zwischen $n = 1,01 \dots 1,4$ [Jos06]. Durch Umformung der Peukert Gleichung kann das Verhältnis der entnehmbaren Kapazität C zur Nennkapazität C_N der Batterie in Abhängigkeit von der Entladezeit t_E ermittelt werden

$$\frac{C}{C_N} = \left(\frac{I_N^n \cdot t_N}{t_E} \right)^{\frac{1}{n}} \cdot \frac{t_E}{C_N} \quad (2.9)$$

Um den Einfluss der Entladezeit auf die entnehmbare Kapazität für verschiedene Batterietechnologien aufzuzeigen, wurden die zur Berechnung erforderlichen Peukert-Exponenten aus Datenblattangaben bestimmt. Für eine Lithium-Ionen-Batterie wurde ein Peukert-Exponent von $n = 1,04$ und für eine Blei-Gel-Batterie von $n = 1,3$ ermittelt. Bild 2.4 zeigt die Abhängigkeit der entnehmbaren Kapazität von der Entladezeit gegenüber der Entladung unter Nennbedingungen für Batterien mit Lithium-Ionen- und Blei-Gel-Technologie. Während die entnehmbare Kapazität bei Lithium-Ionen-Batterien weitgehend unabhängig von der Dauer der Entladung ist, sinkt bei Blei-Gel-Batterien die entnehmbare Kapazität umso stärker, je kürzer die Entladezeit ist. Wird die Blei-Gel-Batterie in nur 1 h entladen, können gegenüber der 10-h-Entladung unter Nennbedingung nur etwa 60 % der Batteriekapazität entnommen werden. Bei Lithium-Ionen-Batterien lassen sich bei gleicher Entladezeit noch über 90 % der Nennkapazität entnehmen. Es zeigt sich somit, dass je nach Batterietechnologie die Entladedauer einen entscheidenden Einfluss auf die entnehmbare Batteriekapazität hat.

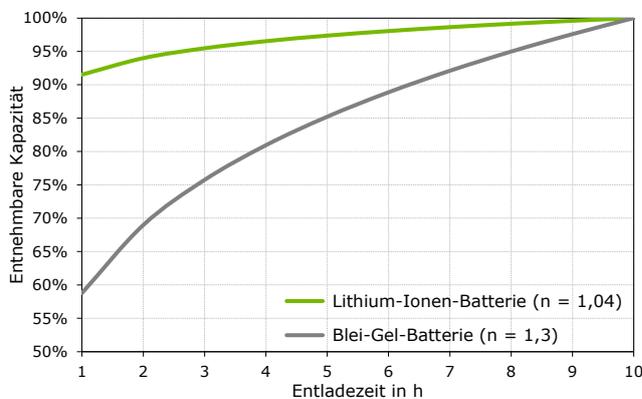


Bild 2.4 Entnehmbare Batteriekapazität in Abhängigkeit der Entladezeit gegenüber der Kapazität unter Nennbedingungen (Entladezeit 10 h) für verschiedene Batterietechnologien (Ermittlung des Peukert-Exponenten aus Datenblattangaben: BAE PVV block solar (Blei-Gel) und Saft Synerion 48 E (Lithium-Ionen))

Neben der Entladezeit beeinflusst auch die Temperatur die entnehmbare Batteriekapazität. So führt die Temperaturabnahme unterhalb der Nenntemperatur von 25 °C zur Abnahme der entnehmbaren Kapazität [Jos06]. Je nach Technologie steigt die entnehmbare Kapazität bis zu einer Temperatur von 40 °C an. Hierbei muss allerdings berücksichtigt werden, dass bei hohen Temperaturen die Batteriealterung beschleunigt wird [Lip10]. Daher sollten hohe Betriebstemperaturen der Batterien vermieden werden. Grundsätzlich gilt, dass während der Nutzungsdauer der Batterie die tatsächliche Kapazität durch Alterungsprozesse abnimmt. Die Batteriealterung kann in einen kalendarischen Einfluss und einen Einfluss durch die Anzahl der Lade- und Entladezyklen unterteilt werden [Bra09]. Als Zyklenlebensdauer von Batterien ist die Zyklenanzahl definiert, nach der die Batteriekapazität auf 80 % der Anfangskapazität gesunken ist [Häb10]. Je nach Batterietechnologie kann die Batterie auch noch bei 60 bis 70 % der Anfangskapazität genutzt werden. Daher beziehen sich die Lebensdauerangaben einiger Batteriehersteller auf die Anzahl der Zyklen, nachdem die Batteriekapazität auf 70 % der Anfangskapazität gefallen ist [Uml13]. Die Anzahl der Zyklen n_z lässt sich aus der Batterie entnommenen Energie E_{BE} und der nutzbaren Batteriekapazität E_{NB} bestimmen [Wer12]

$$n_z = \frac{E_{BE}}{E_{NB}}. \quad (2.10)$$

In Bild 2.5 ist die Zyklenlebensdauer als Funktion der Entladetiefe für eine Lithium-Ionen- und eine Blei-Gel-Batterie dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die erreichbare Zyklenanzahl entscheidend von der Zyklientiefe und Batterietechnologie abhängt. Wird die Entladetiefe auf 60 % beschränkt, können Lithium-Ionen-Batterien durchaus eine Zyklenanzahl von 4000 erreichen. Die Lebensdauer von Blei-Gel-Batterien liegt bei gleicher Entladetiefe bei etwa 2000 Zyklen. Grundsätzlich sinkt die Zyklenlebensdauer je tiefer die Batterie entladen wird.

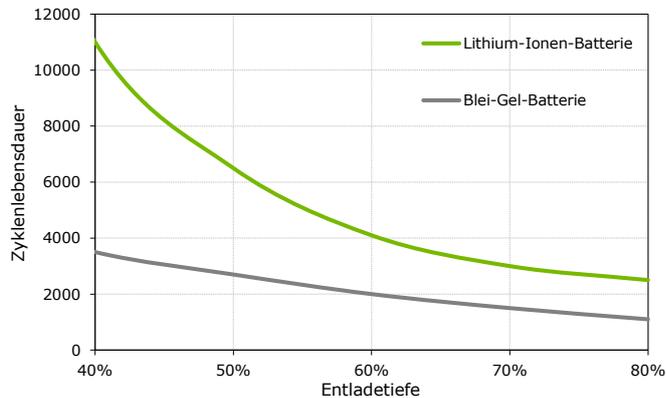


Bild 2.5 Zyklenlebensdauer in Abhängigkeit der Entladetiefe für verschiedene Batterietechnologien (Datenblattangaben: BAE PVV block solar (Blei-Gel) und Saft Synerion 48 E (Lithium-Ionen))

Neben der Entladetiefe hat auch der Ladezustandsbereich einen Einfluss auf die Alterung und somit auf die Lebensdauer. Im Gegensatz zu Blei-Gel-Batterien sollten Lithium-Ionen-Batterien möglichst nicht vollständig geladen werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei hohem Ladezustand das erhöhte Elektrodenpotential zu einem beschleunigten Abbau des Elektrodenmaterials führt [Bin12]. Für viele Lithium-Ionen-Batterien ist daher der vollgeladene Zustand der Ladezustand mit dem größten Verschleiß [Lin11]. Ein mittlerer Ladezustand von 30 bis 70 % erhöht daher die Lebensdauer der Lithium-Ionen-Batterien [Jos06]. Bei Blei-Gel-Batterien sollten Tiefentladungen vermieden und hohe Ladezustände bevorzugt werden. Bild 2.6 zeigt den optimalen Ladezustandsbereich der verschiedenen Batterietechnologien, um Alterungsprozesse zu minimieren.



Bild 2.6 Einfluss des Ladezustandsbereichs auf die Alterung von Lithium-Ionen-Batterien nach [Bir12] und Blei-Gel-Batterien (rot: hohe Alterung, grün: geringe Alterung)

Ein weiteres Kriterium zur Bewertung verschiedener Batterietechnologien ist der Energiewirkungsgrad, der die Verluste der elektrochemischen Speicherung angibt. Der Energiewirkungsgrad η_{Wh} entspricht dem Quotienten aus entnommener Energie E_{BE} während der Batterieentladung und zugeführter Energie E_{BL} während der Batterieladung [Jos06]

$$\eta_{Wh} = \frac{E_{BE}}{E_{BL}} \quad (2.11)$$

Neben den Ladungsverlusten berücksichtigt der Energiewirkungsgrad auch Spannungsverluste durch ohmsche Innenwiderstände und Polarisierungseffekte [Jos06]. Der Energiewirkungsgrad von Blei-Batterien kann mit 85 % [Bla10] und der von Lithium-Ionen-Batterien mit 95 % [Sta12] angegeben

werden. Zusammenfassend sind die Vor- und Nachteile von Blei-Gel- und Lithium-Ionen-Batterien in Tabelle 2.3 aufgeführt.

Tabelle 2.3 Merkmale von Blei-Gel- und Lithium-Ionen-Batterien

Technologie	Vorteile	Nachteile
• Blei-Gel	<ul style="list-style-type: none"> • geringe Anschaffungskosten • viele Langzeiterfahrungen 	<ul style="list-style-type: none"> • geringer Energiewirkungsgrad • geringe Zyklenlebensdauer • niedriges Kostensenkungspotenzial • regelmäßige Vollladungen erforderlich
• Lithium-Ionen	<ul style="list-style-type: none"> • hohe kalendarische Lebensdauer • hohe Zyklenlebensdauer • hohe Energie- und Leistungsdichte • hohes Kostensenkungspotenzial • hoher Energiewirkungsgrad • wartungsfrei 	<ul style="list-style-type: none"> • hohe Anschaffungskosten • hohe Sicherheitsanforderungen • aufwendiges Batteriemangement

2.3 Systemkosten

Nach dem zuvor die Komponenten von PV-Batteriesystemen technisch beschrieben wurden, soll nun auf die Kosten von PV-Systemen und Batteriespeichern eingegangen werden.

2.3.1 PV-System

Durch den weltweiten PV-Ausbau sind die Preise für PV-Systeme in den vergangenen Jahren stark gesunken. In Bild 2.7 (links) ist die Entwicklung der durchschnittlichen Kosten für netzgekoppelte PV-Systeme in Deutschland bis 10 kWp dargestellt. Während die Kosten Anfang 2007 durchschnittlich noch bei 4681 €/kWp lagen, konnte man im ersten Quartal 2013 fertig installierte PV-Systeme im Mittel bereits für 1684 €/kWp erwerben [BSW13]. Dies verdeutlicht die drastische Kostenreduktion in den vergangenen fünf Jahren.

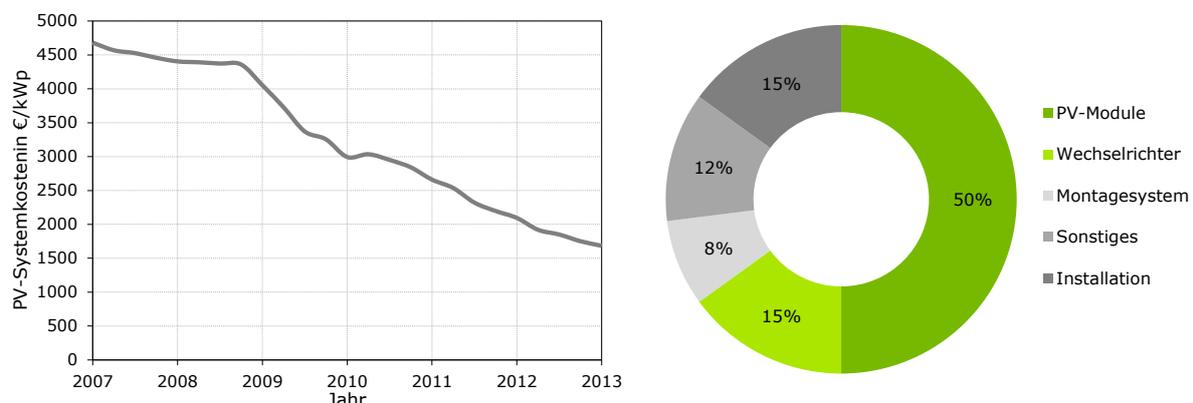


Bild 2.7 Links: Entwicklung der durchschnittlichen Gesamtkosten (netto) für PV-Systeme bis 10 kWp. (Daten: [BSW13]) Rechts: Aufteilung der Gesamtkosten für PV-Systeme zwischen 5 und 10 kWp (Daten: [DGS13])

Bild 2.7 (rechts) stellt den Anteil der verschiedenen Systemkomponenten an den Gesamtkosten dar. Den größten Anteil an den PV-Systemkosten haben die PV-Module mit durchschnittlich 50 %. Jeweils

15 % machen die Kosten für die Wechselrichter und Installation des PV-Systems aus. Weitere Kosten fallen für das Montagesystem und anderen Systemkomponenten an.

2.3.2 Batteriespeicher

Im Gegensatz zu PV-Systemen sind stationäre Batteriespeicher noch am Anfang ihrer technologischen Entwicklung. Dadurch konnten aufgrund fehlender Skaleneffekte die Kosten insbesondere für Lithium-Ionen-Speicher in den vergangenen Jahren nur wenig gesenkt werden. Die Kosten für Batteriespeicher zur Speicherung von PV-Energie in Privathaushalten sind daher heute noch vergleichsweise hoch. Bild 2.8 (links) stellt die starke Streuung der Kosten für verschiedene Batteriespeichersysteme in Abhängigkeit der Größe des Batteriespeichers dar. Wie zu ersehen ist, sind Blei-Batteriespeicher derzeit mit durchschnittlichen Kosten von 1850 €/kWh tendenziell günstiger als Lithium-Ionen-Speicher, deren Kosten im Mittel bei 3050 €/kWh liegen [Fuh12]. Durch Verbesserungen der Produktionsprozesse und der Materialeffizienz wird mittel- und langfristig eine deutliche Reduktion der Produktionskosten für Lithium-Batteriespeicher erwartet [Kru13].

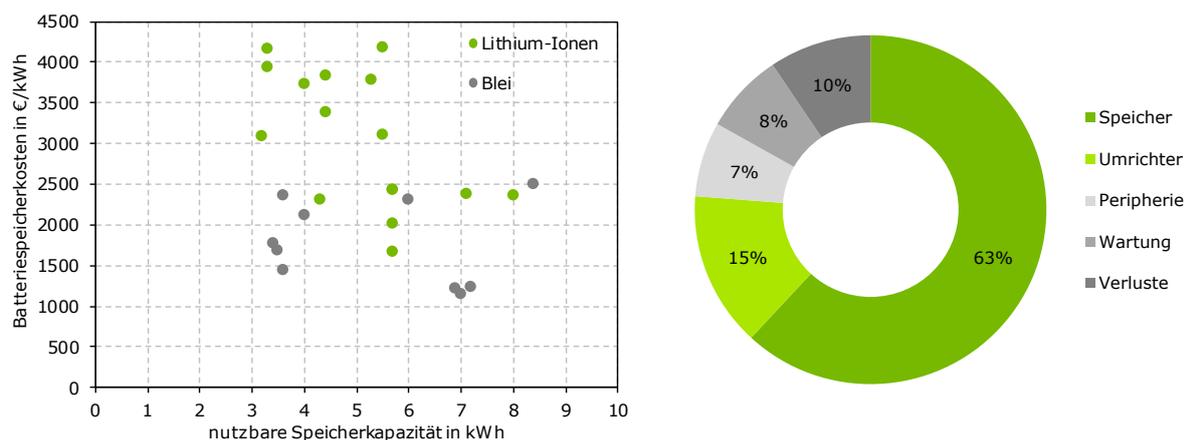


Bild 2.8 Spezifische Batteriespeicherkosten (netto) in Abhängigkeit der nutzbaren Batteriekapazität und Batterietechnologie. (Daten: Photovoltaik 10/2012 [Fuh12]) Rechts: Aufteilung der Gesamtkosten für ein Lithium-Ionen-Batteriespeichersystem während der Nutzungsdauer inkl. der Kosten durch Wandlungsverluste (Daten: [Sau11])

Die Aufteilung der Gesamtkosten für ein Lithium-Ionen-Batteriespeichersystem ist in Bild 2.8 (rechts) dargestellt. Wie zu erkennen ist, macht der Großteil der Kosten der Lithium-Ionen-Speicher aus. Weitere Kosten fallen für den erforderlichen Umrichter und die Peripherie an. Während des Nutzungszeitraums entstehen zusätzlich Kosten durch Wartung und Speicherverluste.

3 Systemmodellierung

Nachdem zuvor PV-Batteriesysteme und deren Komponenten beschrieben wurden, soll in diesem Kapitel auf die Modellierung des Referenzsystems eingegangen werden. Hierzu wird zunächst die Programmiersprache INSEL vorgestellt, in der die Modellierung und Simulation des Systems erfolgt. Anschließend werden die zur Simulation erforderlichen meteorologischen Eingangsdaten und Lastprofile dargestellt. Darauf folgend werden die verwendeten Modelle der Systemkomponenten näher erläutert. Bild 3.1 fasst die zur Simulation von PV-Batteriesystemen erforderlichen Eingangsdaten zusammen.

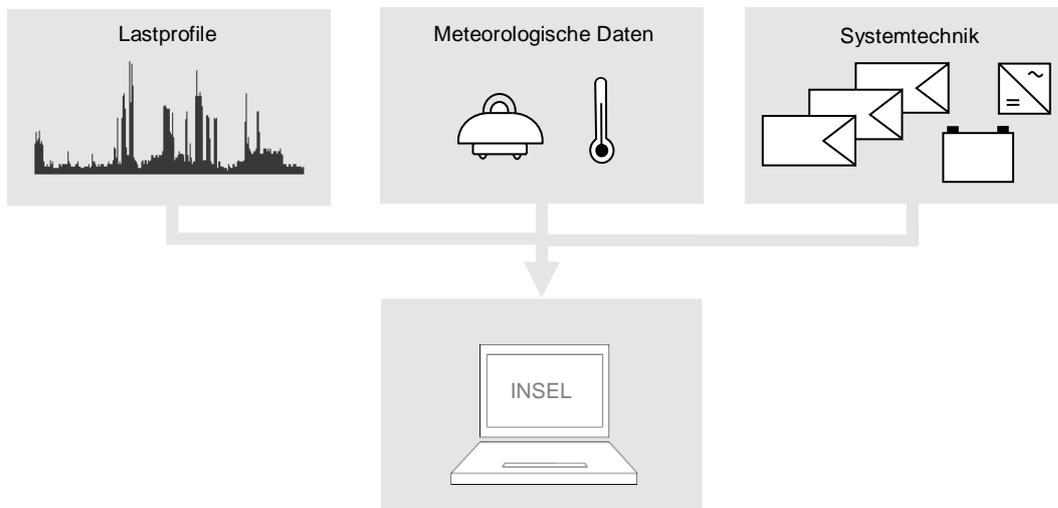


Bild 3.1 Eingangsdaten der Modellierung und Simulation

3.1 Programmiersprache INSEL

Zur Modellierung und Simulation wurde die Programmiersprache INSEL herangezogen. INSEL steht für Integrated Simulation Environment Language und ist eine blockschaltorientierte Simulationssprache zur Zeitschrittsimulation regenerativer Energiesysteme [Sch91]. Mit INSEL können Komponenten regenerativer Energiesysteme modelliert und deren zeitabhängiges Systemverhalten simuliert werden. Das Grundprinzip der Simulationsumgebung basiert auf der Verknüpfung von Ein- und Ausgängen verschiedener Blöcke zu einem Blockschaltbild. Blöcke können Funktionen oder Komponentenmodelle abbilden und werden durch Parameter definiert. In INSEL sind bereits verschiedene Blöcke zur Simulation von Komponenten regenerativer Energiesysteme hinterlegt. Neben Komponentenmodellen sind auch mathematische und statistische Blöcke verfügbar. Es können aber auch eigene Modelle und Blöcke implementiert werden. Durch die Variation von Eingangsgrößen können umfangreiche Sensitivitätsanalysen umgesetzt werden. Das Einlesen von Zeitreihen aus externen Text-Dateien ermöglicht es, meteorologische Eingangsdaten und Lastprofile zu importieren, die Grundlage für die Simulationsrechnungen sind. Die Simulationsergebnisse können in Text-Dateien geschrieben und in Tabellenkalkulationsprogrammen ausgewertet werden.

3.2 Eingangsdaten

3.2.1 Meteorologische Eingangsdaten

Die Simulation des Betriebsverhaltens von PV-Systemen erfordert Zeitreihen meteorologischer Daten. Hierbei ist die wesentliche Eingangsgröße die Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene des PV-Generators. In meteorologischen Messstationen wird die Globalbestrahlungsstärke in der Regel horizontal gemessen. Die Globalbestrahlung, die sich aus einem Direkt- und Diffusanteil zusammensetzt, muss daher für die geneigte Ebene bestimmt werden. Die Berechnung der Bestrahlungsstärke von der Horizontalen auf die geneigte Ebene wird für die Direkt- und Diffusbestrahlungsstärke getrennt durchgeführt. Daher sind Messwerte der Global- und Diffusbestrahlungsstärke auf der horizontalen Ebene erforderlich. Messwerte der Lufttemperatur sind notwendig, um das thermische und elektrische Verhalten des PV-Generators präzise abzubilden.

Als Datengrundlage stehen Messwerte des meteorologischen Observatoriums Lindenberg (Brandenburg) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) zur Verfügung, die im Rahmen des Baseline Surface Radiation Network (BSRN) aufgezeichnet wurden. Die Messwerte der Global- und Diffusbestrahlungsstärke wurden jede Sekunde erfasst und über einen Zeitraum von einer Minute gemittelt. Am Standort Lindenberg wird die Globalbestrahlungsstärke mit dem Pyranometer Kipp & Zonen CM 22 gemessen. Die Messung der Diffusbestrahlungsstärke erfolgt mit einem weiteren Pyranometer Kipp & Zonen CM 22, das durch einen Schattenball beschattet wird. Der Schattenball hat einen Öffnungswinkel von 5° und wird kontinuierlich dem Sonnenstand nachgeführt. Neben Messwerten der Global- und Diffusbestrahlungsstärke liegen auch Messwerte der Lufttemperatur in minütlicher Auflösung vor, die mit einem Thermometer in 2 m Höhe erfasst wurden. Für die Untersuchungen wurden die Messdaten der Kalenderjahre 2002 bis 2006 des Standorts Lindenberg herangezogen. Tabelle 3.1 fasst die Messwerte der einzelnen Kalenderjahre zusammen. In dem Zeitraum lag die Jahressumme der Globalbestrahlung am Standort zwischen 1025 und 1191 kWh/m² und die jährliche Diffusbestrahlung zwischen 556 und 581 kWh/m². Die mittlere Lufttemperatur betrug in dem Zeitraum 9,6 °C.

Tabelle 3.1 Jahressummen der Global- und Diffusbestrahlung sowie Jahresmittelwerte der Lufttemperatur von 2002 bis 2006 (Daten: BSRN/DWD Lindenberg)

Kalenderjahr	Globalbestrahlung in kWh/m ²	Diffusbestrahlung in kWh/m ²	Lufttemperatur in °C
2002	1025	565	9,5
2003	1191	562	9,7
2004	1073	579	9,6
2005	1143	556	9,0
2006	1149	581	10,0

Als Referenzjahr für die Simulationsrechnungen wurden die Messdaten des Kalenderjahres 2004 ausgewählt, da die Jahressumme der Globalbestrahlung von 1073 kWh/m² gut mit der mittleren Bestrahlung in Deutschland übereinstimmt. Das deutschlandweite Flächenmittel der Globalbestrahlung lag zwischen 2001 und 2010 bei 1086 kWh/m² [Rie11]. Die Monatssummen der Diffus- und Direktbestrahlung des Jahres 2004 sind in Bild 3.2 (links) dargestellt. Es sind deutlich die saisonalen Unterschiede in der Verfügbarkeit der solaren Bestrahlung zu erkennen. Im Winter ist der prozentuale Anteil

der Diffusbestrahlung an der Globalbestrahlung größer als im Sommer. Im Jahresmittel betrug 2004 der Diffusanteil 54 %. Bild 3.2 (rechts) veranschaulicht die Verteilung der Bestrahlung in Abhängigkeit der Bestrahlungsstärke. Während die Diffusstrahlung insbesondere bei geringer Bestrahlungsstärke zur Globalbestrahlung beiträgt, trifft dies für die Direktstrahlung bei höheren Bestrahlungsstärkeklassen zu.

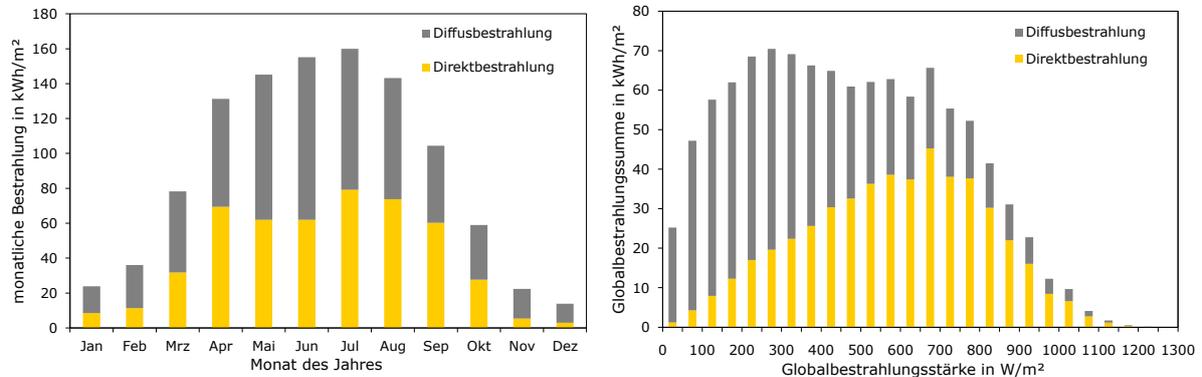


Bild 3.2 Monatlicher Verlauf der Globalbestrahlung (links) und Histogramm der Globalbestrahlungsstärke (rechts) im Jahr 2004 (Daten: BSRN/DWD Lindenberg)

Der Tagesverlauf der meteorologischen Daten ist für einen klaren sowie für einen wechselnd bewölkten Tag in Bild 3.3 zu sehen. An dem klaren Tag (Bild 3.3 links) verläuft sowohl die Global- als auch die Diffusbestrahlungsstärke sehr kontinuierlich. Der Maximalwert der Globalbestrahlungsstärke liegt an dem Tag bei 784 W/m^2 . Aufgrund von Wolkendurchzug unterliegt die Globalbestrahlungsstärke an dem wechselnd bewölkten Tag starken Schwankungen und erreicht Werte über 1000 W/m^2 (Bild 3.3 rechts). Diese kurzzeitigen Spitzen bei der Globalbestrahlungsstärke lassen sich auf Strahlungsreflexionen an den Wolkenrändern zurückführen [Zeh11]. Auffällig ist auch, dass die Diffusbestrahlungsstärke an dem bewölkten Tag durch Streuung in der Atmosphäre deutlich größer als an dem unbewölkten Tag ist. Die Spreizung zwischen der minimalen und maximalen Tagestemperatur ist an dem teilweise bewölkten Tag geringer als an dem klaren Tag.

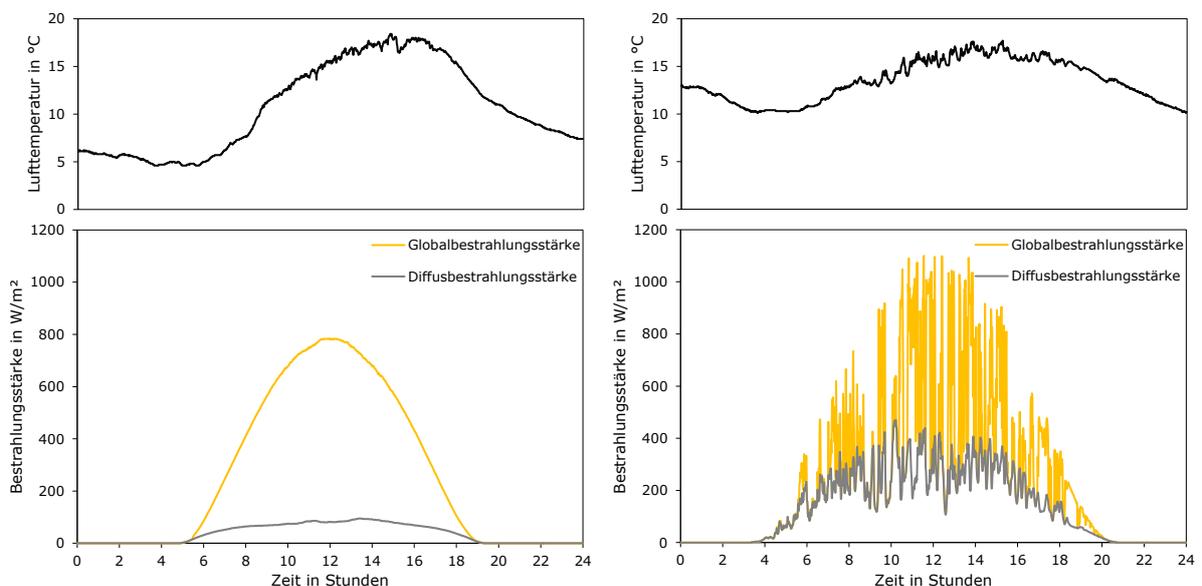


Bild 3.3 Tagesverlauf der meteorologischen Messwerte an einem klaren Tag (links) und an einem wechselnd bewölkten Tag (rechts) (Daten: BSRN/DWD Lindenberg)

3.2.2 Lastprofile

Lastprofile beschreiben den zeitlichen Verlauf des Bedarfs an elektrischer Energie, der im Folgenden als Stromverbrauch oder Strombedarf bezeichnet werden soll. Lastprofile geben die Höhe der mittleren Last in einen Zeitschritt über einen definierten Zeitraum an. Je nach Haushalt können die Lastprofile voneinander abweichen. Das Verbrauchsverhalten einer großen Anzahl von Haushalten wird gut durch sogenannte Standardlastprofile beschrieben. Zur Abbildung des typischen Verlaufs eines einzelnen Haushalts sind Standardlastprofile allerdings nicht geeignet, da diese nur die durchschnittliche Last vieler Haushalte wiedergeben. Um kurzzeitige Verbrauchsspitzen und Schwankungen der Last abzubilden, sind individuelle Lastprofile eines Haushalts in möglichst hoher zeitlicher Auflösung erforderlich [Wen12]. Zeitlich hochaufgelöste Lastprofile können real gemessen oder synthetisch generiert werden.

Als Datengrundlage für die verwendeten Lastprofile dient die Richtlinie VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen [VDI08]. Für Einfamilienhäuser sind in der Richtlinie typische Tageslastprofile des Strom-, Trinkwarmwasser- und Heizwärmebedarfs als Minutenmittelwerte hinterlegt. Insgesamt wurden für die Norm zehn exemplarische Tageslastprofile aus gemessenen Lastgängen von fünf Einfamilienhäusern bestimmt [Dul07]. Die typischen Tageslastprofile werden nach der Jahreszeit (Sommer, Winter, Frühling/Herbst), dem Wochentag (Werktag, Sonntag/Feiertag) und der Bewölkung (heiter, bewölkt) unterschieden. Zur Erstellung der Jahreszeitreihen der Verbräuche sind Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes erforderlich. Testreferenzjahre geben den charakteristischen Witterungsverlauf eines Jahres je nach Klimaregion in Deutschland durch verschiedene meteorologische Daten in stündlicher Auflösung an.

Zur Erstellung des Lastprofils nach der VDI 4655 wurde auf das Testreferenzjahr der Klimaregion 4 (Nordostdeutsches Tiefland) des Zeitraums 1988 bis 2007 zurückgegriffen, das aus meteorologischen Daten der Messstation Potsdam bestimmt wurde. Hierzu wurden zunächst die Tagesmittelwerte der Bewölkung und Lufttemperatur des Testreferenzjahres ermittelt, die für die Unterscheidung zwischen der Jahreszeit und Bewölkung der jeweiligen Tage notwendig sind. Unter Berücksichtigung der Tagesmittelwerte der Lufttemperatur und Bewölkung des Testreferenzjahres sowie der Wochen- und Feiertage des Jahres 2010 wurde nach der VDI 4655 ein Lastprofil des Stromverbrauchs für ein Einfamilienhaus erstellt [Tja13]. Der Jahresstromverbrauch wurde mit 4000 kWh angenommen. Der Wert entspricht etwa dem durchschnittlichen Jahresverbrauch von Einfamilienhaushalten, der in [Sch04] mit 4063 kWh angegeben ist. Die durchschnittliche Haushaltsgröße von Einfamilienhäusern beträgt 2,7 Personen [Qua12].

Bild 3.4 (links) zeigt anhand des monatlichen Stromverbrauchs den jahreszeitlichen Verlauf des erstellten Lastprofils. Das Monatsmittel des Stromverbrauchs beträgt 333 kWh bei einem minimalen Verbrauch im August von 284 kWh und einem maximalen Verbrauch im Dezember von 377 kWh. Somit berücksichtigt die Norm saisonale Unterschiede im Strombedarf. Im Jahresdurchschnitt beträgt der mittlere Tagesstromverbrauch 11 kWh. Bild 3.4 (rechts) stellt sortiert nach der Höhe die Last als Jahresdauerlinie dar. Auffällig ist, dass die Last nur an knapp 100 h im Jahr den Wert von 2 kW übersteigt. Den Großteil der Zeit wird eine Last von unter 1 kW benötigt.

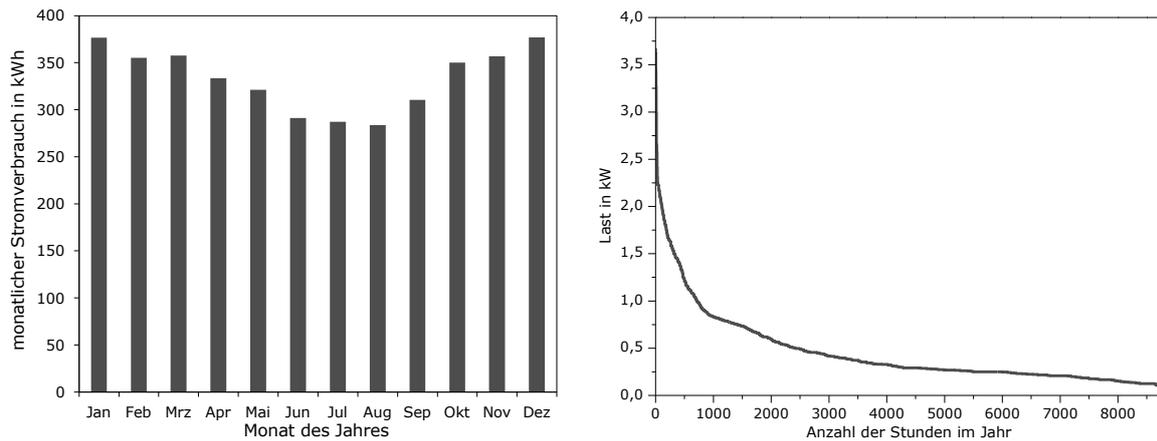


Bild 3.4 Links: Monatlicher Verlauf des Stromverbrauchs. Rechts: Jahresdauerlinie der Last (Jahresstrombedarf von 4000 kWh, Datenbasis VDI 4655)

Der zeitliche Verlauf des erstellten Lastprofils ist für zwei Tage in Bild 3.5 dargestellt. Neben einer kontinuierlichen Grundlast durch Standby-Verluste sind im Tagesverlauf stärkere Schwankungen der Last durch die Nutzung verschiedener Haushaltsgeräte ersichtlich. Das taktende Verhalten der Last zur Mittagszeit wird beim Kochen durch den Herd hervorgerufen [Rot11]. Spül- und Waschmaschine sind Lasten, die über einen längeren Zeitraum hohe Leistungen beziehen.

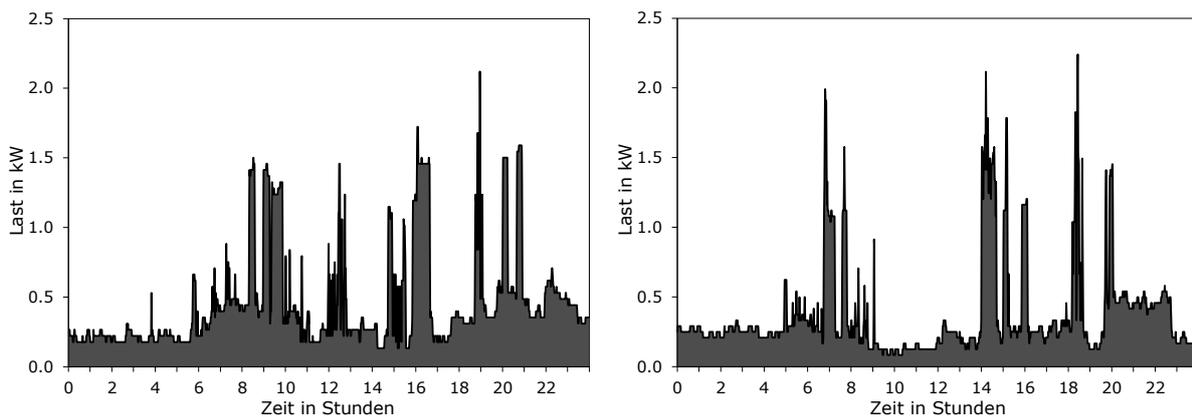


Bild 3.5 Verlauf des nach der VDI 4655 erstellten Lastprofils an zwei verschiedenen Tagen

Bild 3.5 macht auch deutlich, dass der zeitliche Verlauf der Last entscheidend von dem Verhalten der Bewohner und der Geräteausstattung des Haushalts beeinflusst wird. Um Lastprofile verschiedener Haushaltstypen zu untersuchen, wird als weitere Datenbasis der verhaltensbasierte Lastprofilgenerator der TU Chemnitz [Pfl12a] genutzt, um Lastprofile synthetisch zu generieren. Hierbei handelt es sich um eine Softwareanwendung, die das menschliche Verhalten der Bewohner eines Haushalts und deren Interaktion mit den Haushaltsgeräten simuliert [Pfl12b]. Der Ansatz basiert auf der Modellierung und Simulation menschlicher Bedürfnisse und den daraus resultierenden Tätigkeiten. Aus dem Nutzerverhalten wird der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs ermittelt. In der Softwareanwendung sind bereits verschiedene Haushalte hinterlegt. Es besteht aber auch die Möglichkeit, eigene Haushalte zu definieren und für diese Lastprofile zu generieren. Hierzu müssen zunächst die Bewohner und deren Bedürfnisse festgelegt werden. Anschließend werden die vorhandenen Haushaltsgeräte in den verschiedenen Wohnräumen und deren zugehörige Lastprofile definiert. In einem weiteren Schritt werden die Tätigkeiten der Bewohner mit den Gerätelastprofilen verknüpft und daraus das Lastprofil des ge-

samten Haushalts erstellt. Durch die Eingabe des Längen- und Breitengrades des Standorts kann der Sonnenstand berechnet und somit berücksichtigt werden, ob die Beleuchtung der momentan genutzten Wohnräume erforderlich ist. Auch der Einfluss von Urlaubszeiten und Krankheitstagen auf das Nutzerverhalten und das resultierende Lastprofil kann dabei berücksichtigt werden. Das ermittelte Lastprofil kann in beliebigen Zeitschritten bis zu einer Auflösung von einer Sekunde ausgegeben werden.

Für die nachfolgenden Untersuchungen wird auf bereits in der Software vordefinierte Haushalte und deren Geräteausstattung zurückgegriffen. Im zeitlichen Verlauf und in der Höhe weichen die hinterlegten Gerätelastprofile zum Teil deutlich von gemessenen Gerätelastprofilen ab. Daher wurden die Lastprofile verschiedener Haushaltsgeräte (Kühlschrank, Gefriertruhe, Herd, Waschmaschine und Spülmaschine) qualitativ an gemessene Gerätelastprofile angepasst. Es wurden verschiedene Haushaltstypen ausgewählt und deren Lastprofile über ein gesamtes Jahr in minütlicher Auflösung erstellt (Tabelle 3.2). Durchschnittlich ergibt sich eine Haushaltsgröße von 2,7 Personen bei einem mittleren Jahresstrombedarf von 3715 kWh.

Tabelle 3.2 Größe und Jahresstrombedarf der verschiedenen Haushalte

Nr.	Haushaltstyp	Haushaltsgröße in Personen	Jahresstrombedarf in kWh
1	Familie (VDI 4655)	2,7	4000
2	Rentner	1	1738
3	Mann	1	2215
4	Frau	1	2329
5	Ehepaar	2	3424
6	Frau und Mann	2	3485
7	Familie mit drei Kindern	5	3965
8	Ehepaar mit Haushaltshilfe	3	4444
9	Familie mit drei Kindern und einem Heimarbeitsplatz	5	4587
10	Ehepaar mit Großmutter	3	4595
11	Familie mit einem Kind	3	4529
12	Familie (erwerbslos)	4	5252

Der Zusammenhang zwischen der Haushaltsgröße und dem Jahresstromverbrauch der ausgewählten Haushaltstypen ist in Bild 3.6 dargestellt. Es geht hervor, dass die erstellten Lastprofile gut mit dem mittleren Verbrauch nach [Bür09] übereinstimmen. Lediglich die Haushalte mit 5 Personen weichen stärker von dem typischen Verbrauch ab.

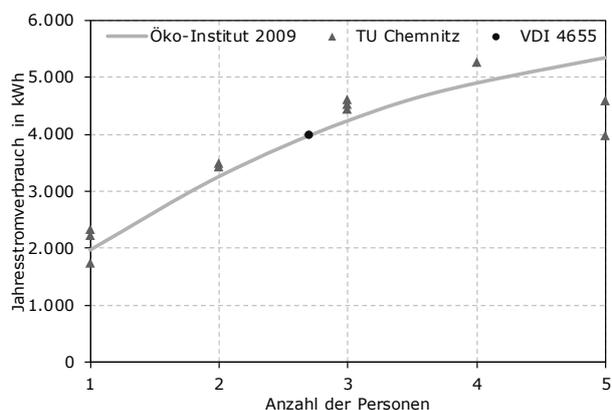


Bild 3.6 Einfluss der Haushaltsgröße auf den Jahresstromverbrauch der erstellten Lastprofile im Vergleich zum mittleren Jahresstromverbrauch nach [Bür09].

Das Lastprofil des Haushalts Nr. 9 (Familie mit drei Kindern und einem Heimarbeitsplatz) ist für zwei Werktage im Sommer in Bild 3.7 dargestellt. Im Vergleich zum Lastprofil der VDI 4655 (vgl. Bild 3.5) weist das mit dem Lastprofilgenerator der TU Chemnitz erstellte Lastprofil eine deutlich geringere Grundlast auf. Die Gefriertruhe ist in Bild 3.7 als Verbraucher zu erkennen, der periodisch über den Tag Strom bezieht. Es wird auch deutlich, dass bei Abwesenheit tagsüber die Last deutlich geringer ist. Am Abend steigt die Last durch die verschiedenen Tätigkeiten der Bewohner an.

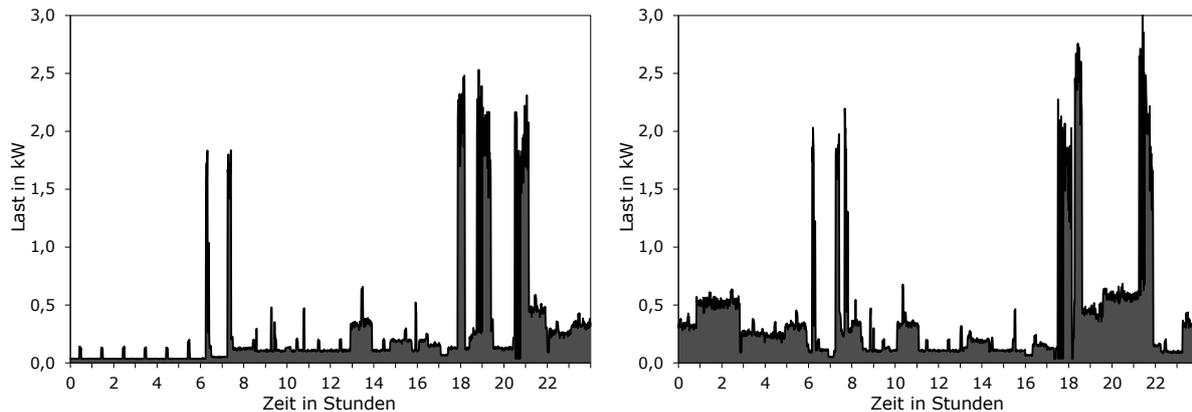


Bild 3.7 Lastprofil des Haushalts Nr. 9 an zwei verschiedenen Tagen.

3.3 Systemkomponenten

Nachdem zuvor die zur Simulation erforderlichen Eingangsdaten beschrieben wurden, soll in diesem Abschnitt auf die Modellierung der Systemkomponenten eingegangen werden.

3.3.1 PV-System

PV-Systeme werden in der Regel auf Dächern geneigt montiert. Typische Neigungswinkel für Dächer in Norddeutschland sind 45° , während in Süddeutschland Dachneigungen von 20 bis 30° vorherrschen [Sai12]. Für das Referenzsystem wird daher angenommen, dass der PV-Generator um 35° geneigt und südlich ausgerichtet ist. Da die vorliegende Globalbestrahlungsstärke auf der horizontalen Ebene gemessen wurde, ist es erforderlich, diese zunächst auf die geneigte Ebene des PV-Generators umzurechnen. Die Umrechnung der horizontalen Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Ebene erfolgt für den direkten und diffusen Anteil der Bestrahlungsstärke separat. Die Direktbestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene kann über geometrische Zusammenhänge und dem Sonnenstand bestimmt werden. Für die Umrechnung der Diffusbestrahlungsstärke von der horizontalen auf eine geneigte Ebene existieren verschiedene Modelle. Einige Modelle berücksichtigen neben der isotrop verteilten Himmelstrahlung auch die Aufhellung um die Sonne (Zirkumsolarstrahlung) und die durch Streuung verursachte Horizontaufhellung [Eic12]. Diese anisotrope Verteilung der Diffusstrahlung kann mit dem Modell von Klucher [Klu79] berücksichtigt werden, dass für die nachfolgenden Simulationsrechnungen verwendet wird. Neben der Direkt- und Diffusbestrahlungsstärke trägt auch die Bodenreflexion zur Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene bei. Ist die Reflektivität der Umge-

bung nicht bekannt, kann zur Bestimmung der Bodenreflexion ein Albedo-Wert von 0,2 angenommen werden [Qua13].

Die Ergebnisse der Umrechnung der horizontalen Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene sind für einen bewölkten Wintertag in Bild 3.8 dargestellt. Da ausschließlich Diffusstrahlung an dem Tag vorlag, ist die Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene etwas geringer als die Globalbestrahlungsstärke auf der horizontalen Ebene. Auffällig ist, dass unter Verwendung der Rohdaten (links) nach Sonnenaufgang und vor Sonnenuntergang Artefakte bei der Berechnung der Globalbestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene entstehen. Ursache hierfür sind Messwertabweichungen zwischen der Global- und Diffusbestrahlungsstärke, die bei geringen Sonnenhöhenwinkeln zu Grenzwertproblemen bei der Berechnung der Direktbestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene führen. Um dies zu vermeiden wurde daher angenommen, dass die Direktstrahlung erst zur Bestrahlung auf der geneigten Ebene beiträgt, sobald die Differenz zwischen Global- und Diffusbestrahlungsstärke größer 1 W/m^2 ist. Bild 3.8 (rechts) zeigt die Berechnungsergebnisse für die Bestrahlungsstärke auf der geneigten PV-Generatorebene unter Berücksichtigung der zuvor beschriebenen Korrektur. Es wird ersichtlich, dass die Artefakte am Morgen und Abend dadurch vermieden werden.

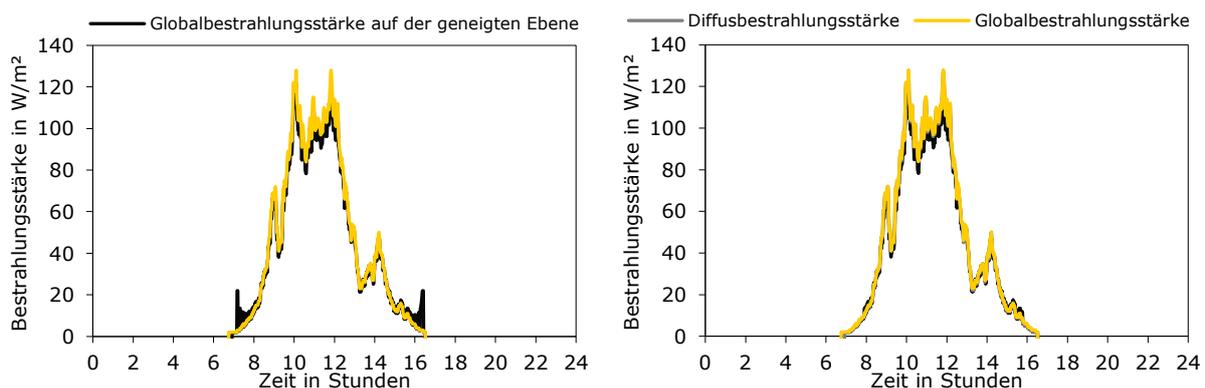


Bild 3.8 Tagesverlauf der horizontalen Global- und Diffusbestrahlungsstärke sowie der berechneten Globalbestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene bei Verwendung der Rohdaten (links) und unter Berücksichtigung der Korrektur (rechts) (Neigung: 35° , Ausrichtung: Süd)

Neben der Bestrahlungsstärke auf der PV-Generatorebene hat auch die Temperatur Einfluss auf das elektrische Verhalten der PV-Module. Die PV-Modultemperatur ϑ_{PV} lässt sich aus der Lufttemperatur ϑ_L und der Globalbestrahlungsstärke auf der PV-Generatorebene G_{PV} wie folgt bestimmen [Qua13]

$$\vartheta_{PV} = \vartheta_L + c \cdot \frac{G_{PV}}{1000 \text{ W/m}^2}. \quad (3.1)$$

Der Faktor c beschreibt die Erhöhung der PV-Modultemperatur gegenüber der Lufttemperatur und ist abhängig von der Montageart. Bei einer typischen Schrägdachmontage mit guter Hinterlüftung hat c einen Wert von $29 \text{ }^\circ\text{C}$ [DGS13]. Ebenfalls wird der zeitliche Verlauf der Modultemperatur von der thermischen Trägheit des PV-Moduls beeinflusst. Das thermische Modulverhalten kann mit einem PT1-Glied und einer thermischen Zeitkonstante von 10 Minuten beschrieben werden [Bur05]. Über folgenden Zusammenhang lässt sich das dynamische Verhalten der PV-Modultemperatur $\vartheta_{PV}(t)$ aus der thermischen Zeitkonstante τ , der Zeitschrittweite Δt und der Modultemperatur ϑ_{PV} berechnen

$$\vartheta_{PV}(t) = \vartheta_{PV} \cdot \left(\frac{\Delta t}{\tau} \right) + \vartheta_{PV}(t - \Delta t) \cdot \left(1 - \frac{\Delta t}{\tau} \right). \quad (3.2)$$

Der zeitliche Verlauf der Modultemperatur ist für einen wechselnd bewölkten Tag in Bild 3.9 dargestellt. Berechnet wurde sowohl die statische Modultemperatur ϑ_{PV} mit $c = 29 \text{ °C}$ als auch die dynamische Modultemperatur $\vartheta_{PV}(t)$ unter Berücksichtigung einer Zeitkonstante von $\tau = 10$ Minuten und einer Zeitschrittweite von $\Delta t = 1$ Minute. In der ersten Hälfte des Tages - bei klarem Himmel und stetig steigender Bestrahlungsstärke - liegen die berechneten Modultemperaturen nahe beieinander. Durch wechselnde Bewölkung in der zweiten Tageshälfte kommt es zu starken Schwankungen in der Bestrahlungsstärke und zu größeren Abweichungen zwischen der statisch und dynamisch berechneten Modultemperatur. Insbesondere bei großen Bestrahlungsänderungen in kurzer Zeit wird der Einfluss der thermischen Trägheit auf die dynamisch berechnete PV-Modultemperatur sichtbar.

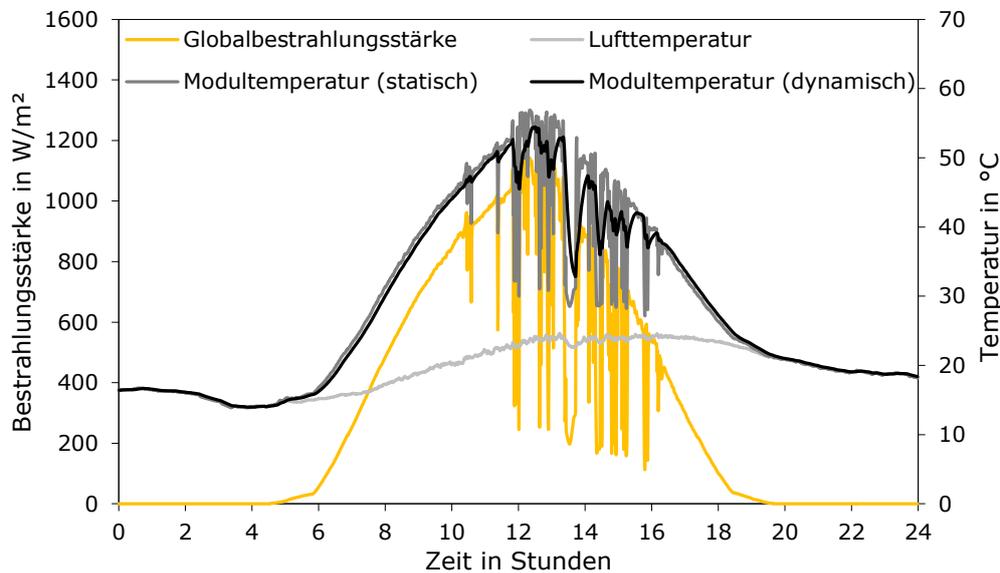


Bild 3.9 Tagesverlauf der Lufttemperatur, Globalbestrahlungsstärke auf der geeigneten PV-Generatorebene sowie der statisch berechneten Modultemperatur ϑ_{PV} und dynamisch berechneten Modultemperatur $\vartheta_{PV}(t)$ unter Berücksichtigung der thermischen Trägheit

Das elektrische Verhalten eines multikristallinen PV-Moduls wurde zunächst mit dem Zwei-Dioden-Modell [Qua13] bestimmt. Die Nennleistung des betrachteten Moduls $P_{PV,STC}$ beträgt 240 W bei einer Modulfläche A_{PV} von 1,64 m² und einem Modulwirkungsgrad $\eta_{MPP,STC}$ von 14,6 %. Die für das Zwei-Dioden-Modell erforderlichen Modulparameter wurden aus Labormessungen bestimmt und von dem Modulhersteller bereitgestellt. Die MPP-Leistung des PV-Moduls wird in INSEL iterativ mit dem MPP-Block bestimmt. Aus der MPP-Leistung kann der Modulwirkungsgrad $\eta_{MPP}(G_{PV}, \vartheta_{PV,STC})$ im MPP-Punkt in Abhängigkeit der Bestrahlungsstärke G_{PV} ermittelt werden

$$\eta_{MPP}(G_{PV}, \vartheta_{PV,STC}) = \frac{P_{PV}(G_{PV}, \vartheta_{PV,STC})}{A_{PV} \cdot G_{PV}}. \quad (3.3)$$

Für die Modultemperatur $\vartheta_{PV,STC}$ von 25 °C ist in Bild 3.10 (links) der Verlauf des Modulwirkungsgrades $\eta_{MPP}(G_{PV}, \vartheta_{PV,STC})$ dargestellt. Deutlich sichtbar wird die Abnahme des Modulwirkungsgrades bei geringeren Bestrahlungsstärken, da die relativen Verluste am Parallelwiderstand zunehmen [Zin10].

Für die Simulationsrechnungen wurde die Wirkungsgradkennlinie des PV-Moduls als Wertetabelle zwischen 0 und 1600 W/m² in einem Intervall von 1 W/m² hinterlegt.

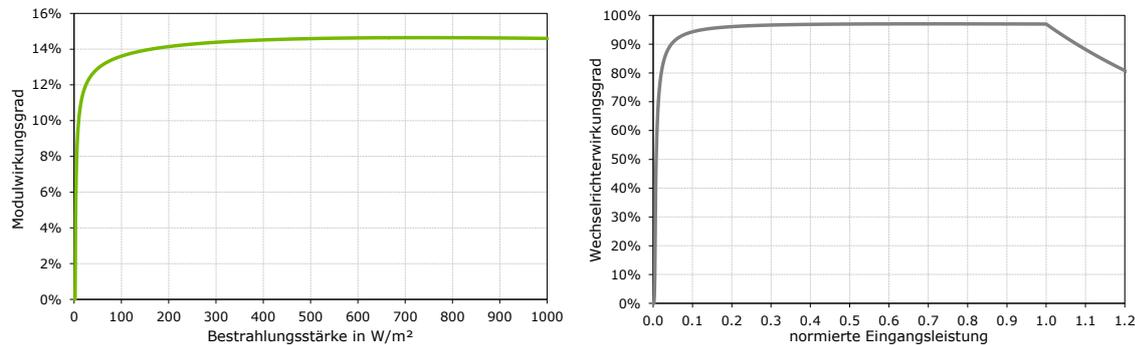


Bild 3.10 Wirkungsgradkennlinie des PV-Moduls (links) und des Wechselrichters (rechts)

Der Einfluss der Modultemperatur auf den Modulwirkungsgrad kann mit dem Temperaturkoeffizienten α_{MPP} der MPP-Leistung wie folgt berücksichtigt werden [Bey04]

$$\eta_{MPP}(G_{PV}, \vartheta_{PV}(t)) = \eta_{MPP}(G_{PV, STC}, \vartheta_{PV, STC}) \cdot (1 + \alpha_{MPP} \cdot (\vartheta_{PV}(t) - 25 \text{ °C})). \quad (3.4)$$

Für kristalline PV-Module liegt der Temperaturkoeffizient α_{MPP} der MPP-Leistung typischerweise bei -0,4 %/°C [Qua13]. Bei einer Temperaturerhöhung um 25 °C nimmt die MPP-Leistung somit um 10 % ab. Weitere Wirkungsgradverluste entstehen durch Reflexionen bei nicht senkrechtem Einfall der Bestrahlungsstärke sowie durch Verschmutzungen auf der Moduloberfläche. Auch die Abweichung der spektralen Zusammensetzung der Solarstrahlung vom Standardspektrum kann Leistungseinbußen zufolge haben. Durch die Verschaltung von PV-Modulen entstehen ohmsche Leitungsverluste sowie bei abweichenden Modulkennlinien sogenannte Mismatch-Verluste. Diese zusätzlichen Verluste des PV-Generators können empirisch berücksichtigt werden und liegen bei typischen PV-Systemen in der Größenordnung von 8 % [Lor10]. Darüber hinaus wurde eine jährliche Leistungsdegradation der multi-kristallinen PV-Module mit 0,25 % angenommen [DGS10]. Daraus ergeben sich im Mittel über 20 Jahre Alterungsverluste in Höhe von 2,5 %. Die aktuelle PV-Generatorleistung P_{PVG} reduziert sich daher um den empirischen Verlustfaktor $\eta_{PVG} = 0,9$ und kann wie folgt bestimmt werden

$$P_{PVG} = \frac{G_{PV} \cdot P_{PV, STC} \cdot \eta_{MPP}(G_{PV}, \vartheta_{PV}(t)) \cdot \eta_{PVG}}{\eta_{MPP, STC} \cdot 1000 \text{ W/m}^2}. \quad (3.5)$$

Durch die Umformung der Gleichspannung in Wechselspannung entstehen im Wechselrichter zusätzliche Umwandlungsverluste, die von der Eingangsleistung und Eingangsspannung abhängen. Die Abhängigkeit des Wechselrichterwirkungsgrades von der Leistung kann mit dem analytischen Modell nach Schmidt und Sauer beschrieben werden [Sch96]. Die hierzu erforderlichen Parameter wurden aus Datenblattangaben eines transformatorlosen Wechselrichters bestimmt. Der maximale Wirkungsgrad des betrachteten Wechselrichters beträgt 97 %. Bild 3.10 (rechts) zeigt den Wechselrichterwirkungsgrad als Funktion der auf die Nennleistung normierten DC-Eingangsleistung. Bei kleineren Leistungen wird der Wirkungsgrad von Leerlaufverlusten bestimmt, wohingegen bei höheren Leistungen die lastabhängigen Verluste überwiegen [Sch96]. Übersteigt die PV-Generatorleistung die maximale Wechselrichter-Eingangsleistung, wird die Leistung begrenzt, wodurch die Wirkungsgradkennlinie

hyperbolisch abfällt. Aus dem Wirkungsgrad des Wechselrichters η_{WR} und der PV-Generatorleistung P_{PVG} ergibt sich somit die Leistung des PV-Systems P_{PV}

$$P_{PV} = P_{PVG} \cdot \eta_{WR}. \quad (3.6)$$

Die AC-Nennleistung des PV-Wechselrichters wurde mit 1 kW pro kWp PV-Leistung angesetzt. In der Praxis wird die Wechselrichterleistung gegenüber der PV-Nennleistung meist unterdimensioniert. Für PV-Systeme kleiner 10 kWp ergibt sich daher durchschnittlich eine Wechselrichterleistung von 0,88 kW/kWp [Wir11].

3.3.2 Batteriespeicher

Nachdem zuvor die Modellierung des PV-Systems beschrieben wurde, soll in diesem Abschnitt auf die Batteriemodellierung eingegangen werden. Um das zeitliche Verhalten der Batteriespeicher zu simulieren, sind Modelle erforderlich. Diese können sich in der Genauigkeit der Berechnungsergebnisse und in dem Berechnungsaufwand unterscheiden [Han07]. In erster Näherung kann das elektrische Verhalten des Batteriespeichers rein bilanziell betrachtet werden. Diese idealen Batteriemodelle lassen sich gut parametrisieren, jedoch bilden sie das reale Verhalten der Batteriespeicher auch nur grob ab. Detaillierter sind auf mathematische Gleichungen basierende empirische Modelle, die aus experimentellen Daten durch Näherungsformeln hergeleitet werden [Her10]. Zu den empirischen Batteriemodellen zählt auch die Peukert-Gleichung (vgl. 2.2.2), die das stromabhängige Entladeverhalten der Batterien berücksichtigt. Ersatzschaltbild-Modelle versuchen die physikalischen und chemischen Vorgänge in der Batterie durch elektrotechnische Bauteile abzubilden [Her10]. Die Ersatzschaltbilder bestehen meist aus einer Spannungsquelle, einem Widerstand und zwei Zeitgliedern, um das dynamische Batterieverhalten durch Diffusionsvorgänge abzubilden. Dadurch erreichen Ersatzschaltbild-Modelle eine gute Genauigkeit, was allerdings mit einem höheren Berechnungsaufwand verbunden ist. Weitaus komplexer sind orts aufgelöste physikalisch-chemische Modelle zur Beschreibung der physikalisch-chemischen Vorgänge und räumlichen Diffusionsprozessen. Diese Modelle sind mit sehr hohem Aufwand für die Parametrierung, Modellierung und Berechnung verbunden. Darüber hinaus existieren Alterungsmodelle, die versuchen, die kalendarische und zyklische Alterung der Batterie abzubilden.

In der vorliegenden Arbeit wird ein AC-gekoppeltes Batteriesystem als Referenzsystem betrachtet. Als Batterietechnologie wurden Lithium-Ionen-Speicher gewählt, da diese im Vergleich zu Blei-Gel-Batterien eine höhere Zyklenlebensdauer und geringere Wandlungsverluste aufweisen (vgl. 2.2.2). Der Energiewirkungsgrad η_{Wh} des Lithium-Ionen-Batteriespeichers kann mit 95 % angenommen werden [Sta12]. Für den Batteriewechselrichter des AC-gekoppelten Systems wird ein Wirkungsgrad von 94 % über dem gesamten Teillastbereich unterstellt. Es muss erwähnt werden, dass hierbei die Verluste des Wechselrichters im unteren Teillastbereich unzureichend berücksichtigt werden. Zur Vereinfachung soll in dieser Arbeit der Batteriespeicher mit einem bilanziellen Modell abgebildet werden. Zu beachten ist, dass die entnehmbare Kapazität in der Praxis jedoch von dem Alterungszustand, von der Temperatur und dem Entladestrom abhängt [Jos99]. Diese Effekte werden durch das bilanzielle

Modell des Batteriespeichers nicht berücksichtigt. Ist der Batteriespeicher nicht vollständig be- oder entladen, entspricht die Batterieleistung P_B der Differenz zwischen der PV-Erzeugung P_{PV} und dem Verbrauch P_{VB}

$$P_B = P_{PV} - P_{VB}. \quad (3.7)$$

Übersteigt die PV-Leistung die Last, wird die Batterie mit der Ladeleistung P_{BL} geladen

$$P_{BL} = \max(0, P_B). \quad (3.8)$$

Ist der Verbrauch größer als die PV-Erzeugung, so nimmt die Batterieleistung einen negativen Wert an. Die Batterie wird dann mit der Entladeleistung P_{BE} entladen

$$P_{BE} = |\min(0, P_B)|. \quad (3.9)$$

Um hohe Batterieleistungen zu vermeiden, ist sowohl die Ladeleistung P_{BL} als auch Entladeleistung P_{BE} auf 1 kW pro kWh nutzbarer Speicherkapazität begrenzt. Während der Ladephase lässt sich der Energieinhalt des Batteriespeichers $E_B(t)$ aus der Speicherkapazität $E_B(t - \Delta t)$ des vorherigen Zeitschritts, der Batterieladeleistung P_{BL} , dem Batteriewechselrichterwirkungsgrad η_{BWR} , dem Energiewirkungsgrad η_{Wh} und der Zeitschrittweite Δt ermitteln

$$E_B(t) = E_B(t - \Delta t) + P_{BL} \cdot \eta_{BWR} \cdot \eta_{Wh} \cdot \Delta t. \quad (3.10)$$

Während der Entladung wird die verfügbare Speicherkapazität $E_B(t)$ über die Entladeleistung P_{BE} bestimmt

$$E_B(t) = E_B(t - \Delta t) - \frac{P_{BE} \cdot \Delta t}{\eta_{BWR}}. \quad (3.11)$$

Der aktuelle Ladezustand $SOC(t)$ kann aus der verfügbaren Speicherkapazität der Batterie $E_B(t)$ und der Nennkapazität E_B berechnet werden

$$SOC(t) = \frac{E_B(t)}{E_B}. \quad (3.12)$$

Der zulässige Ladezustandsbereich des Lithium-Ionen-Speichers wurde auf minimal $SOC_{MIN} = 20\%$ und maximal $SOC_{MAX} = 80\%$ beschränkt

$$SOC_{MIN} \leq SOC(t) \leq SOC_{MAX}. \quad (3.13)$$

Somit entspricht die nutzbare Speicherkapazität 60 % der installierten Nennkapazität. Alle Angaben zur Speicherkapazität beziehen sich nachfolgend auf den nutzbaren Anteil. Aufgrund der zyklischen und kalendarischen Alterung des Batteriespeichers nimmt die Kapazität während der Nutzungsdauer ab [Bra09]. Ist die Speicherkapazität auf 80 % der ursprünglichen Kapazität gesunken, ist meist das Ende der Nutzungsdauer erreicht. Daher wurde angenommen, dass im Mittel während der Nutzungsdauer 90 % der ursprünglichen Speicherkapazität genutzt werden können. Durch die täglichen Ladezyklen kann die Selbstentladung vernachlässigt werden, da diese bei Lithium-Ionen-Batterien in einer Größenordnung von 1 % im Monat liegt [Div09]. Des Weiteren wurde angenommen, dass kein Energieaustausch zwischen dem Netz und der Batterie stattfindet. Somit wird der Batteriespeicher ausschließlich mit überschüssiger PV-Energie beladen und durch die Last entladen.

4 Systemsimulation

Nachdem zuvor die Modellierung des PV-Batteriesystems beschrieben wurde, sollen in diesem Kapitel die Einflüsse verschiedener Parameter auf die Simulationsergebnisse untersucht werden. Zunächst werden die zur Bewertung der Simulationsergebnisse erforderlichen Vergleichsgrößen definiert.

4.1 Energetische Bewertungsgrößen

Eine wichtige Größe zur Bewertung von PV-Batteriesystemen ist der erzielte Eigenverbrauchsanteil. Der Eigenverbrauchsanteil gibt den Anteil der erzeugten PV-Energie an, der zeitgleich genutzt werden kann. Ist kein Batteriesystem vorhanden, kann die erzeugte PV-Leistung nur durch die zeitgleiche Last genutzt werden. Aus der Gleichzeitigkeit der momentanen PV-Erzeugungsleistung P_{PV} und Last (Verbrauchsleistung) P_{VB} ergibt sich die direkt verbrauchte PV-Leistung P_{DV}

$$P_{DV} = \min(P_{PV}, P_{VB}) \quad (4.1)$$

Die Leistungsangaben beziehen sich hierbei auf die mittleren Leistungswerte in einem Zeitschritt Δt . Wird ein Batteriespeicher installiert, kann die PV-Leistung auch zur Ladung der Batterie P_{BL} genutzt werden. Der Eigenverbrauchsanteil e berechnet sich dann aus der direkt verbrauchten PV-Energie E_{DV} , der Energie zur Batterieladung E_{BL} sowie der erzeugten PV-Energie E_{PV} . Werden die Energien über ein Jahr aufsummiert, lässt sich der jahresmittlere Eigenverbrauchsanteil e bestimmen

$$e = \frac{E_{DV} + E_{BL}}{E_{PV}} = \frac{\sum P_{DV} \cdot \Delta t + \sum P_{BL} \cdot \Delta t}{\sum P_{PV} \cdot \Delta t} \quad (4.2)$$

Eine weitere Bewertungsgröße ist der sogenannte Autarkiegrad (Deckungsgrad). Er beschreibt den Anteil des Strombedarfs, der durch das PV-Batteriesystem zeitgleich versorgt wird. Der Autarkiegrad a berechnet sich aus der direkt verbrauchten PV-Energie E_{DV} , der aus der Batterie entladenen Energie E_{BE} und dem Stromverbrauch E_{VB}

$$a = \frac{E_{DV} + E_{BE}}{E_{VB}} = \frac{\sum P_{DV} \cdot \Delta t + \sum P_{BE} \cdot \Delta t}{\sum P_{VB} \cdot \Delta t} \quad (4.3)$$

Kann die aktuelle PV-Leistung nicht vollständig verbraucht oder zur Batterieladung genutzt werden, wird überschüssige Leistung in das öffentliche Netz eingespeist. Die Netzeinspeiseleistung P_{NE} lässt sich aus der Differenz der PV-Erzeugungsleistung P_{PV} , der zeitgleich direkt verbrauchten PV-Leistung P_{DV} und der zu Ladung der Batterie genutzte Leistung P_{BL} berechnen

$$P_{NE} = P_{PV} - P_{DV} - P_{BL} \quad (4.4)$$

Wird die Netzeinspeiseleistung P_{NE} auf einen Maximalwert $P_{NE,MAX}$ begrenzt, kann es zur Abregelung der PV-Leistung kommen. Die daraus resultierenden Abregelungsverluste v lassen sich über folgenden Zusammenhang berechnen

$$v = \frac{E_{PV} - E_{DV} - E_{BL} - E_{NE}}{E_{PV}} \quad (4.5)$$

wobei E_{NE} der in das Netz eingespeisten Energiemenge entspricht. Kann das PV-Batteriesystem die aktuelle Last nicht decken, muss elektrische Energie aus dem Netz bezogen werden. Die Netzbezugsleistung P_{NB} berechnet sich aus der Last P_{VB} , der direktverbrauchten PV-Leistung P_{DV} sowie der Batterieentladeleistung P_{BE}

$$P_{NB} = P_{VB} - P_{DV} - P_{BE} \quad (4.6)$$

Um die Vergleichbarkeit der Simulationsergebnisse für Haushalte mit unterschiedlichen Lastprofilen zu erhöhen, wird die PV-Nennleistung und Speicherkapazität nachfolgend auch auf den Jahresstrombedarf normiert. Darüber hinaus sollen durch die Normierung der Speicherkapazität auf die PV-Leistung weitere Abhängigkeiten aufgezeigt werden.

Des Weiteren lassen sich aus den Simulationsergebnissen Aussagen zur Batterielebensdauer ableiten. Die Nutzungsdauer des Batteriespeichers n_B ist entweder durch das Erreichen der Zyklenlebensdauer t_Z oder durch die kalendarische Lebensdauer t_K begrenzt [Wer12]

$$n_B = \min(t_Z, t_K) \quad (4.7)$$

Die Zyklenlebensdauer t_Z ergibt sich aus dem Verhältnis von der maximalen Zyklenanzahl n_Z zur jährlichen Zyklenanzahl n_a

$$t_Z = \frac{n_Z}{n_a} \quad (4.8)$$

Die jährliche Zyklenanzahl lässt sich aus der nutzbaren Speicherkapazität E_{NB} und der Energiemenge $E_{BE,DC}$ bestimmen, die aus dem Batteriespeicher DC-seitig entladen wurde. Ist die auf der AC-Seite des Batteriespeichers entladene Energie E_{BE} bekannt, kann die jährliche Zyklenanzahl über dem Wirkungsgrad des Batteriewechselrichters η_{BWR} bestimmt werden

$$n_a = \frac{E_{BE,DC}}{E_{NB}} = \frac{E_{BE}}{E_{NB} \cdot \eta_{BWR}} \quad (4.9)$$

Aus der Zyklenlebensdauer und kalendarischen Lebensdauer kann somit die Nutzungsdauer des Batteriespeichers abgeschätzt werden.

4.2 Sensitivitätsanalyse

Im Folgenden sollen nun verschiedene Einflüsse auf die Simulationsergebnisse untersucht werden. Sofern nichts Abweichendes angegeben ist, beziehen sich die Simulationsergebnisse auf die in Tabelle 4.1 angegebenen Annahmen, die in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben wurden.

Tabelle 4.1 Übersicht der Eingangsdaten und Annahmen der Simulationsrechnungen

Lastprofil	Datenbasis	VDI-Richtlinie 4655
	Haushaltstyp	Einfamilienhaushalt
	Jahresstrombedarf	4000 kWh
	Haushaltsgröße	2,7 Personen
Meteorologische Daten	Standort	Lindenberg (Brandenburg)
	Datenbasis	DWD/BSRN
	Jahr	2004
	Jahressumme der Bestrahlung	1073 kWh/m ²
Simulation	Zeitschrittweite	1 min
	Diffusstrahlungsmodell	Klucher
	Elektrisches PV-Modell	Kennlinienmodell
	Thermisches PV-Modell	PT1-Glied
	PV-Wechselrichtermodell	Analytisches Modell [Sch96]
	Batteriespeichermodell	Bilanzielles Modell
	Batteriewechselrichter	Empirischer Verlustfaktor
	PV-Generatorausrichtung	Süd
	PV-Generatorneigung	35°
	Jahressumme der Bestrahlung auf der PV-Generatorebene	1233 kWh/m ²
	PV-Jahresertrag	1024 kWh/kWp
Performance Ratio	83 %	
Systemtechnik	PV-Leistung	4 kWp
	PV-Modultechnologie	Multikristalline PV-Module
	Wechselrichterleistung	4 kW
	PV-Wechselrichtertopologie	Wechselrichter ohne Transformator
	Nutzbare Speicherkapazität	4 kWh
	Max. Be- und Entladeleistung	1 kW/kWh
	Batterietechnologie	Lithium-Ionen-Speicher
	Energiewirkungsgrad	95 %
	Kalendarische Lebensdauer	20 a
	Zykluslebensdauer	5000 Zyklen
	Systemtopologie	AC-Kopplung
Bilanzierung	phasenunabhängig	

Bild 4.1 fasst die wesentlichen Faktoren zusammen, die Einfluss auf die Höhe des erreichbaren Eigenverbrauchsanteils haben. Der Eigenverbrauchsanteil wird maßgeblich von den verwendeten Systemkomponenten bestimmt, insbesondere von der Größe des PV-Systems und des Batteriespeichers. Entscheidend sind auch die Höhe und der zeitliche Verlauf der Last, die vom Haushaltstyp aber auch vom Nutzerverhalten und der Geräteausrüstung abhängen. Darüber hinaus wird der Eigenverbrauchsanteil vom PV-Erzeugungsprofil bestimmt, dass von der Orientierung des PV-Generators und vom Anlagenstandort beeinflusst wird. Wird der Eigenverbrauchsanteil durch Simulationsrechnungen ermittelt, werden die Ergebnisse auch von den verwendeten Simulationsmodellen sowie von der Simulationszeitschrittweite beeinflusst. Durch Sensitivitätsanalysen soll im Folgenden der Einfluss der wichtigsten Faktoren auf die Simulationsergebnisse näher untersucht werden.



Bild 4.1 Einflussfaktoren auf den gemessenen und berechneten Eigenverbrauchsanteil

4.2.1 PV-Leistung

Einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe des erreichbaren Eigenverbrauchsanteils hat die Nennleistung des PV-Systems. Die PV-Systemgröße bestimmt das PV-Erzeugungsprofil und somit die Höhe der anfallenden Überschüsse. Um diesen Zusammenhang aufzuzeigen, ist der zeitliche Verlauf der PV-Erzeugung für unterschiedliche PV-Systemgrößen an einem Tag in Bild 4.2 dargestellt. Des Weiteren zeigt die Darstellung den Verlauf des Lastprofils sowie den Anteil der erzeugten PV-Leistung, der zeitgleich direkt genutzt werden kann. Nach Sonnenaufgang kann die erzeugte PV-Leistung zunächst vollständig durch die Last verbraucht werden. Erst nachdem die PV-Erzeugung die Last überschreitet, wird überschüssige PV-Energie in das Stromnetz eingespeist. Die Abbildung macht deutlich, dass bei der Erhöhung der PV-Nennleistung von 1 auf 4 kWp ein höherer Anteil der Last direkt durch PV-Energie versorgt werden kann. Allerdings entstehen dadurch zur Mittagszeit auch höhere Überschüsse, die nicht genutzt werden können und daher in das Netz eingespeist werden. Der Eigenverbrauchsanteil sinkt an dem betrachteten Tag daher von 43 % bei dem 1-kWp-PV-System auf 17 % bei dem PV-System mit 4 kWp. Durch den zeitgleichen Direktverbrauch der erzeugten PV-Leistung kann mit dem 1-kWp-PV-System ein Drittel sowie mit dem 4-kWp-PV-System die Hälfte des Tagesstrombedarfs gedeckt werden. Am Abend und in der Nacht wird die verbleibende Last durch Strombezug aus dem Netz gedeckt.

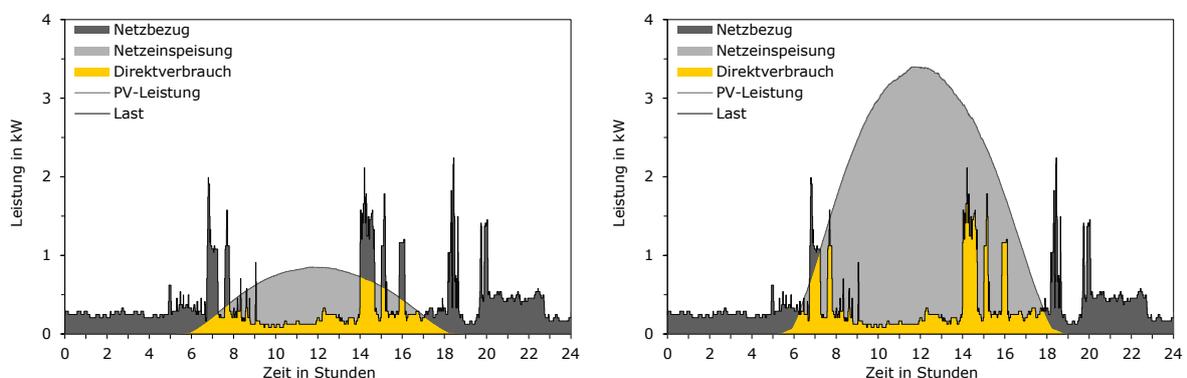


Bild 4.2 Tagesverlauf des Strombedarfs und der PV-Erzeugung bei einer PV-Leistung von 1 kWp (links) und 4 kWp (rechts)

Um den Anteil der eingespeisten PV-Energie sowie den Strombezug aus dem Netz zu reduzieren, kann die überschüssige PV-Energie in Batteriesystemen zwischengespeichert und bei Bedarf genutzt werden. Das Systemverhalten von PV-Batteriesystemen zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils kann anhand des Verlaufs der Leistungsflüsse und des Batterieladezustands in Bild 4.3 erläutert werden. Die Abbildung zeigt die Nutzung der erzeugten PV-Energie sowie die Versorgung der Last an einem sonnigen Tag für unterschiedliche PV-Systemgrößen. Zu Beginn des sonnigen Tages ist der Batteriespeicher vollständig entladen, weshalb der Verbrauch durch Strombezug aus dem Netz gedeckt wird. Erst nachdem die PV-Erzeugung die Last überschreitet, wird der Batteriespeicher geladen. Bei dem System mit 1 kWp PV-Leistung und 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität kann der Batteriespeicher nicht vollständig geladen werden, da nicht ausreichend PV-Überschüsse anfallen. Werden 4 kWp PV-Leistung installiert, erreicht der Batterieladezustand gegen 9:30 Uhr seinen Maximalwert. Überschüssige PV-Leistung wird anschließend in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Der Stromverbrauch am Mittag und Nachmittag kann mit dem 4-kWp-PV-System an dem Tag vollständig durch die zeitgleiche Nutzung der PV-Leistung gedeckt werden. Erst nachdem die PV-Leistung am Abend die Last unterschreitet, wird der Batteriespeicher entladen. Durch einen 4-kWh-Batteriespeicher kann der Eigenverbrauchsanteil an diesem klaren Tag von 17 auf 33 % bei dem System mit einer PV-Leistung von 4 kWp gesteigert werden. Der Autarkiegrad steigt dadurch um 29 Prozentpunkte von 51 auf 80 % an.

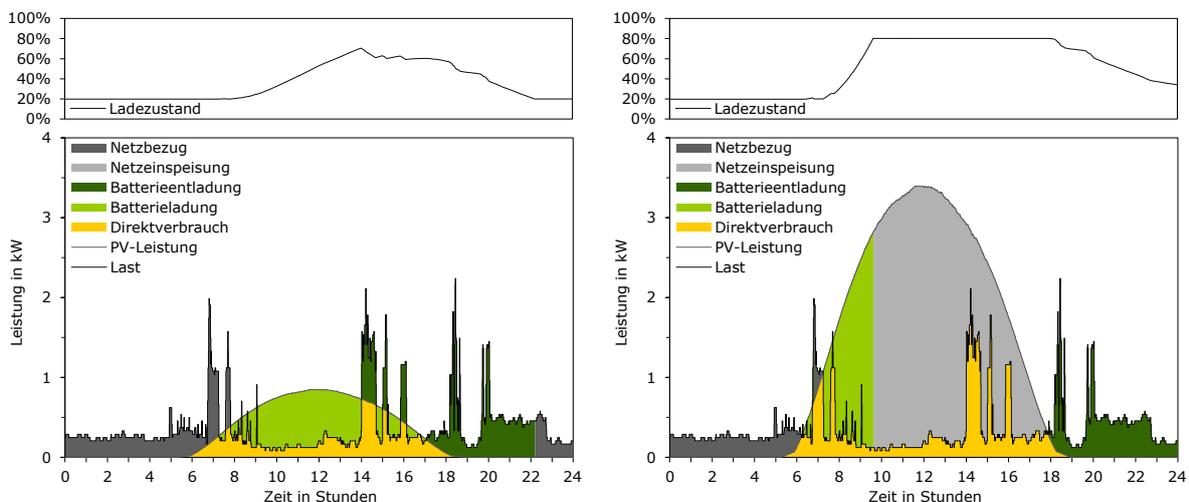


Bild 4.3 Systemverhalten eines PV-Batteriesystems an einem klaren Tag bei einer PV-Leistung von 1 kWp (links) und 4 kWp (rechts)

Bild 4.4 vergleicht das Systemverhalten eines PV-Batteriesystems an einem wechselnd bewölkten Tag bei unterschiedlicher Größe des PV-Systems. Grundsätzlich verhält sich die PV-Erzeugung mit hohen Leistungsgradienten und kurzzeitigen Leistungsspitzen an wechselnd bewölkten Tagen sehr dynamisch. Dadurch übersteigt die Last tagsüber zeitweise die PV-Leistung, sodass der Batteriespeicher bereits am Tage entladen wird. Im Anschluss darauf wird der Speicher mit überschüssiger PV-Energie wieder geladen. Das PV-Batteriesystem mit 1 kWp PV-Leistung trägt an dem wechselnd bewölkten Tag nur wenig zur Deckung des Strombedarfs bei. Durch die geringen PV-Überschüsse lässt sich der Autarkiegrad durch den Batteriespeicher an diesem Tag nur wenig steigern. Bei dem PV-

Batteriesystem mit 4 kWp PV-Leistung können hohe Anteile der erzeugten PV-Energie genutzt und der Großteil des Strombedarfs gedeckt werden.

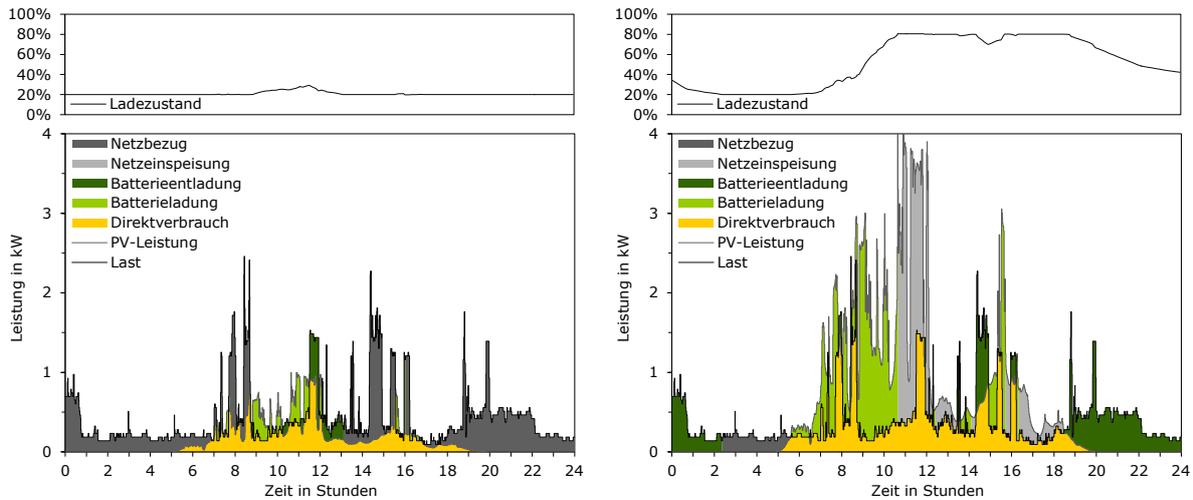


Bild 4.4 Systemverhalten eines PV-Batteriesystems an einem wechselnd bewölkten Tag bei einer PV-Leistung von 1 kWp (links) und 4 kWp (rechts)

Die Tagesenergiebilanz des PV-Batteriesystems in einem Einfamilienhaushalt geht für eine Woche im April aus Bild 4.5 hervor. Der tägliche PV-Ertrag schwankt in der Woche zwischen 2,5 und 6,7 kWh/kWp bei einem täglichen Strombedarf zwischen 9,0 und 12,4 kWh. Bei dem PV-Batteriesystem mit 1 kWp PV-Leistung werden in der gesamten Woche die PV-Überschüsse in dem Batteriespeicher zwischengespeichert. Dadurch wird keine PV-Energie in das Netz eingespeist. Aufgrund der Wandlungsverluste des Speichersystems ist die aus der Batterie entladene Energiemenge geringer als die Energiemenge, mit der die Batterie geladen wurde. Da der tägliche PV-Ertrag an jedem Tag geringer als der Verbrauch ist, müssen die Defizite durch Netzstrombezug gedeckt werden. Im Gegensatz dazu wird bei dem System mit 4 kWp PV-Leistung nur an einem Tag weniger PV-Energie erzeugt als Energie verbraucht wird. An Tagen mit hohem PV-Ertrag wird der Großteil der erzeugten Energie in das Netz eingespeist. Auch bei dem PV-Batteriesystem mit 4 kWp PV-Leistung und 4 kWh Speicherkapazität kann auf den Strombezug aus dem Netz nicht verzichtet werden, da die gespeicherte Energie nicht ausreichend ist, um den Strombedarf in der Nacht vollständig zu decken. Für die vollständige Deckung des Strombedarfs an ertragsstarken Tagen ist somit die Batteriegröße das begrenzen Kriterium. Ist die Speicherkapazität größer als der Strombedarf in der Nacht, kann an Tagen mit hohem PV-Ertrag der Strombedarf vollständig durch das PV-Batteriesystem gedeckt werden.

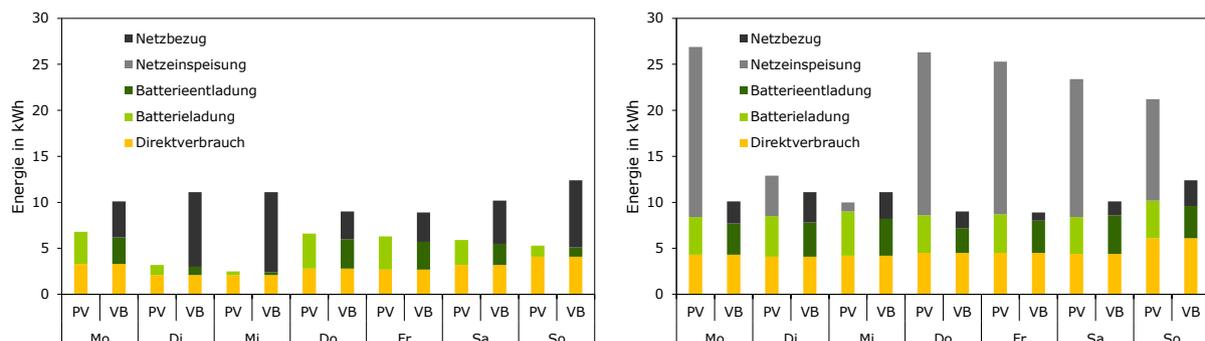


Bild 4.5 Täglicher Verlauf der Nutzung der PV-Energie (PV) und der Deckung des Stromverbrauchs (VB) für ein PV-Batteriesystem mit einer PV-Leistung von 1 kWp (links) und 4 kWp (rechts) in einer Aprilwoche

Der saisonale Verlauf der Energiebilanz eines Einfamilienhaushalts mit einem PV-Batteriesystem ist in Bild 4.6 dargestellt. Während der Stromverbrauch im Juli nur um 25 % geringer als im Dezember ist, unterscheidet sich der monatliche PV-Ertrag im selben Zeitraum um den Faktor 7,3. Die Verfügbarkeit der Solarenergie im Winter ist somit der limitierende Faktor für eine Vollversorgung mit Solarstrom. Ist in der Jahresbilanz die erzeugte PV-Energie jedoch geringer als der Strombedarf, wird der Autarkiegrad auch wesentlich von der Größe des PV-Systems bestimmt. Bei dem System mit 4 kWp PV-Leistung werden zwar insgesamt 56 % des Strombedarfs durch PV-Energie gedeckt, jedoch werden dadurch im Sommer auch Überschüsse in das Netz eingespeist. Der Eigenverbrauchsanteil liegt daher bei knapp 60 % bei dem PV-Batteriesystem mit 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität und 4 kWp PV-Leistung.

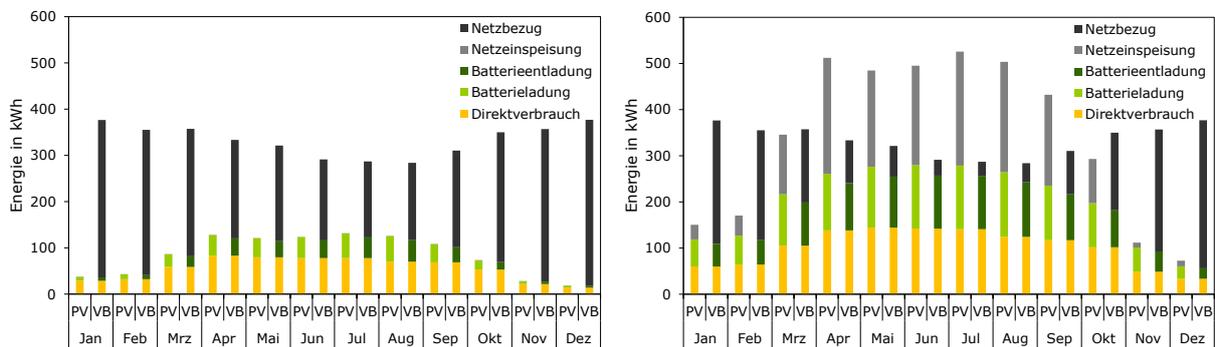


Bild 4.6 Monatlicher Verlauf der Nutzung der PV-Energie (PV) und der Deckung des Stromverbrauchs (VB) für ein PV-Batteriesystem mit einer PV-Leistung von 1 kWp (links) und 4 kWp (rechts)

Der Einfluss der PV-Leistung auf die Energiebilanz im Jahresmittel geht aus Bild 4.7 hervor. Bis zu einer Leistung von 0,1 kWp kann die gesamte PV-Energie bei dem betrachteten Lastprofil rein rechnerisch zeitgleich verbraucht werden. Durch die Vergrößerung des PV-Systems nehmen die Überschüsse zu, sodass der Anteil der direkt verbrauchten PV-Energie sinkt. In einem zusätzlichen Batteriespeicher können die PV-Überschüsse zwischengespeichert werden. Auch der Anteil der zwischengespeicherten PV-Energie an der erzeugten PV-Energie ist von der PV-Nennleistung abhängig und sinkt mit zunehmender PV-Systemgröße. Dies führt dazu, dass ein hoher Anteil der PV-Energie bei größeren PV-Systemen in das Netz eingespeist wird. Der Anteil des Direktverbrauchs und der Anteil der Batterieentladung an der Nutzung der PV-Energie ergeben zusammen den Eigenverbrauchsanteil. Bei dem untersuchten Haushalt mit einem Jahresstrombedarf von 4 MWh lässt sich durch ein PV-Batteriesystem mit 4 kWp PV-Leistung und 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität ein Eigenverbrauchsanteil von knapp 60 % erzielen. Ohne Batteriespeicher ergibt sich bei der gleichen PV-Leistung ein jahresmittlerer Eigenverbrauchsanteil von 30 %.

Bild 4.7 (rechts) zeigt den Einfluss der PV-Systemgröße auf die prozentuale Deckung des Strombedarfs. Zunächst nimmt der Anteil des Direktverbrauchs an der Lastdeckung mit steigender PV-Nennleistung zu. Mit einem 4-kWp-System lassen sich hier 30 % der Last zeitgleich versorgen. Durch eine zusätzliche Speicherkapazität von 4 kWh können etwa 55 % des Strombedarfs mit dem PV-Batteriesystem gedeckt werden. Bei Vergrößerung der PV-Leistung auf 10 kWp kann der Autarkiegrad nur noch um 10 Prozentpunkte gesteigert werden. Der Autarkiegrad entspricht der Summe aus dem Anteil des Direktverbrauchs und dem Anteil der Batterieentladung an der Deckung des Strombedarfs.

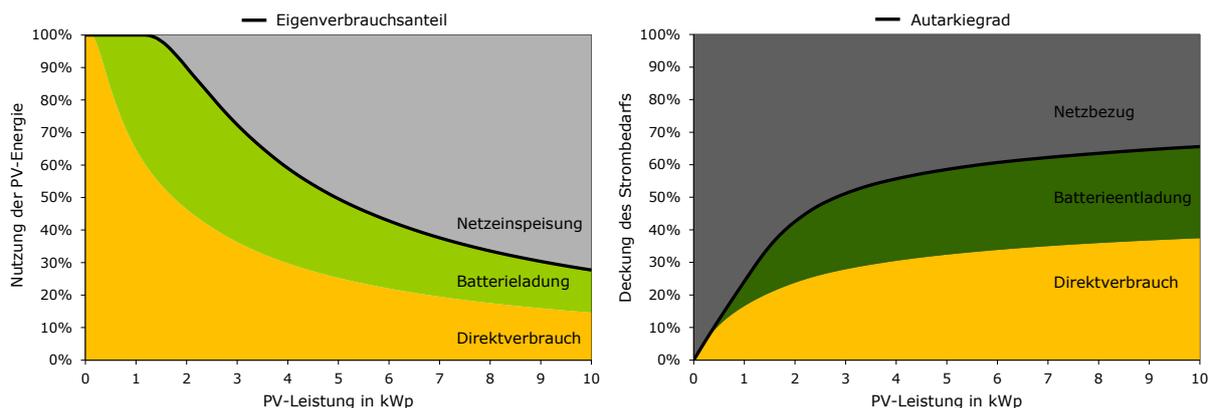


Bild 4.7 Nutzung der PV-Erzeugung (links) und Deckung des Strombedarfs (rechts) in einem Einfamilienhaus im Jahresmittel in Abhängigkeit der PV-Leistung

Die dargestellten Ergebnisse wurden unter der Annahme ermittelt, dass keine Anpassung der Last an die PV-Erzeugung erfolgt. Durch die Änderung des Nutzerverhaltens oder durch die automatische Lastverschiebung in Zeiten hoher PV-Erzeugung kann eine weitere Steigerung des Autarkiegrades und Eigenverbrauchsanteils erzielt werden [Cas10].

4.2.2 Speicherkapazität

Neben der PV-Leistung beeinflusst auch die Größe des Batteriespeichers den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad. In Bild 4.8 ist das Systemverhalten für ein PV-Batteriesystem mit unterschiedlichen Speichergößen an einem klaren Tag beispielhaft dargestellt. Bei dem System mit 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität wird der Batteriespeicher in der Nacht vollständig entladen, sodass im Anschluss die Last durch Strombezug aus dem Netz gedeckt wird. Im Vergleich dazu erreicht der 8-kWh-Batteriespeicher nicht den minimalen Ladezustand. Dadurch kann anschließend nur so viel gespeichert werden, wie zuvor entnommen wurde. Dies führt dazu, dass sowohl der Batteriespeicher mit 4 kWh als auch der mit 8 kWh nutzbarer Speicherkapazität gegen 10:00 Uhr vollständig geladen ist. Durch das PV-Batteriesystem mit 8 kWh nutzbarer Speicherkapazität lässt sich der gesamte Strombedarf an dem Tag vollständig decken. Allerdings ist durch die Verdopplung der Speicherkapazität nicht eine Verdopplung des Autarkiegrades möglich.

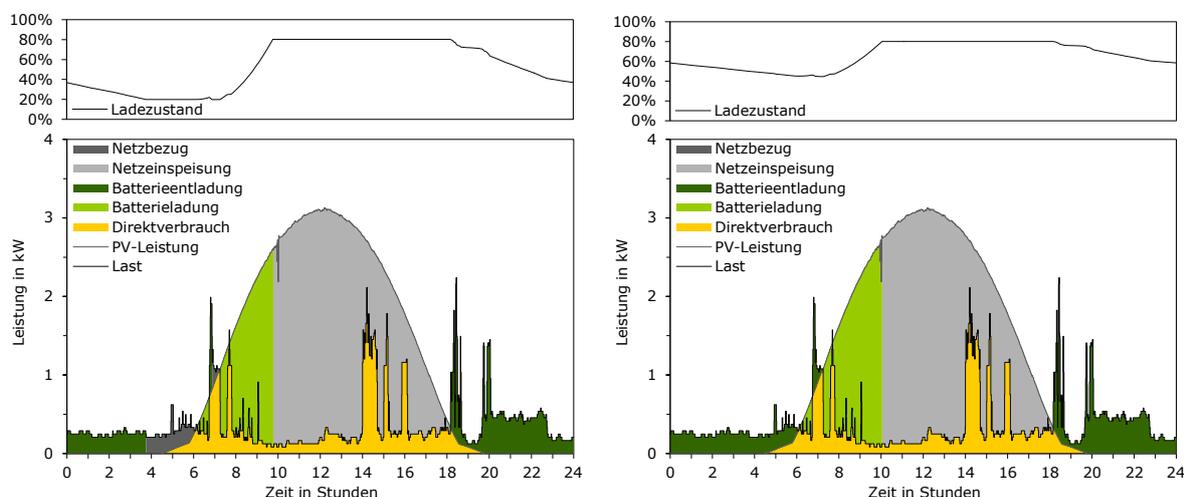


Bild 4.8 Systemverhalten eines PV-Batteriesystems an einem klaren Tag bei einer nutzbaren Speicherkapazität von 4 kWh (links) und 8 kWh (rechts)

Für die beiden Speichergrößen ist der Verlauf der Leistungsflüsse an einem bewölkten Wintertag in Bild 4.9 veranschaulicht. Zu Beginn des Tages sind beide Speicher vollständig entladen. Die PV-Überschüsse sind nicht ausreichend, um den Batteriespeicher mit 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität vollzuladen. Folglich erreicht auch der 8-kWh-Speicher nicht den maximalen Ladezustand. Beide Batteriespeicher sind daher zum selben Zeitpunkt am Abend entladen.

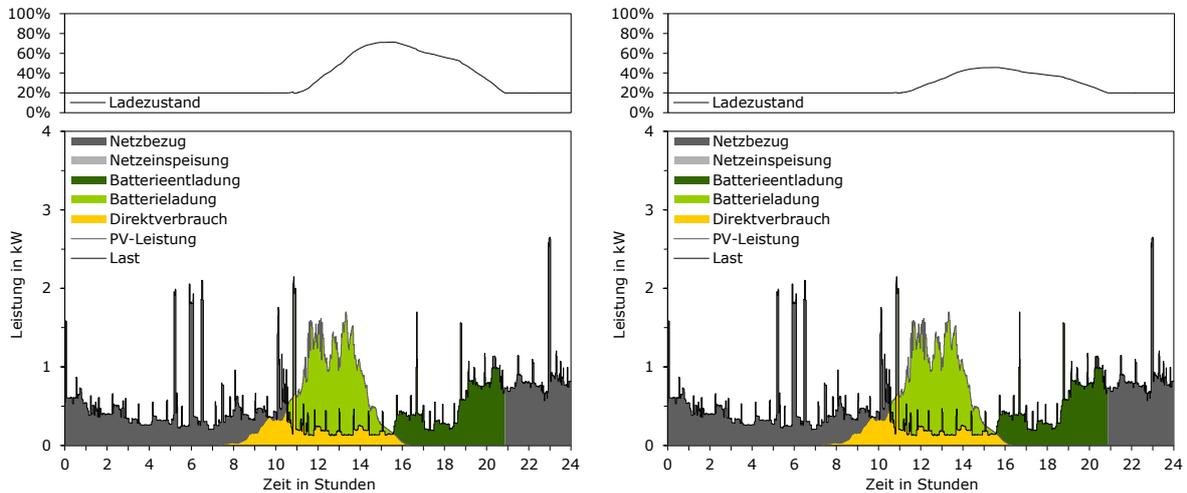


Bild 4.9 Systemverhalten eines PV-Batteriesystems an einem bewölkten Tag bei einer nutzbaren Speicherkapazität von 4 kWh (links) und 8 kWh (rechts)

Die zuvor dargestellten Tagesverläufe machen deutlich, dass eine Vergrößerung der Speicherkapazität nicht an jedem Tag zur Verringerung des Strombezugs aus dem Netz beiträgt. Welchen Einfluss die Speichergröße auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad im Jahresmittel hat, wurde durch Simulationsrechnungen über ein gesamtes Jahr ermittelt. Die Simulationsergebnisse in Bild 4.10 zeigen, dass bereits kleine Batteriespeicher den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad deutlich steigern. Mit zunehmender Speicherkapazität lassen sich beide Größen erhöhen, jedoch mit abnehmender Tendenz. Bei dem betrachteten Einfamilienhaushalt lässt sich der Eigenverbrauchsanteil oberhalb einer nutzbaren Speicherkapazität von 8 kWh nur noch geringfügig erhöhen (Bild 4.10 links). Selbst eine Verdopplung der Kapazität von 10 auf 20 kWh steigert den Eigenverbrauchsanteil nur um wenige Prozentpunkte. Aus Bild 4.10 lässt sich ableiten, dass bei kleinen PV-Systemen ein Batteriespeicher einen geringen Nutzen hat. Daher ist die Batteriegröße nicht nur auf den Stromverbrauch in der Nacht, sondern auch auf die PV-Nennleistung abzustimmen.

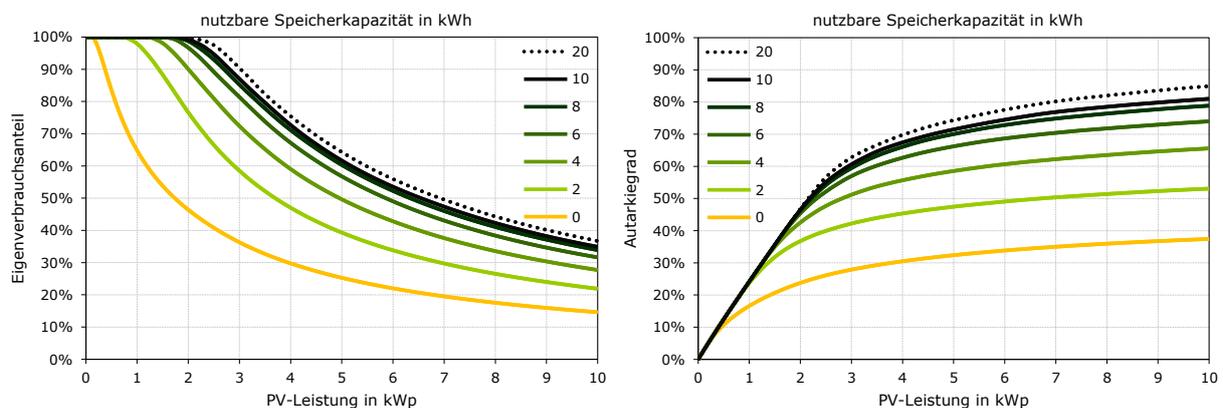


Bild 4.10 Einfluss der PV-Leistung und Speicherkapazität auf den Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) im Jahresmittel

Aus energetischer Sicht kann es daher sinnvoll sein, die Batteriespeichergöße so zu wählen, dass die nutzbare Speicherkapazität nicht deutlich größer als der mittlere Strombedarf in der Nacht ist. Der nächtliche Stromverbrauch beschreibt hierbei den Verbrauch, der zu der Zeit erfolgt, in der das PV-System keine Leistung bereitstellt. Für den betrachteten Haushalt liegt im Mittel der Stromverbrauch in der Nacht bei 5,8 kWh und der Stromverbrauch pro Tag bei 10,9 kWh. Somit wird etwa die Hälfte des Bedarfs in der Nacht benötigt.

Darüber hinaus hat die Speichergöße auch Einfluss auf die Anzahl der Zyklen pro Jahr und somit auf die Batterielebensdauer. Die Zyklenanzahl entspricht dem Verhältnis von der aus der Batterie entladenen Energiemenge zur nutzbaren Speicherkapazität (vgl. 4.1). Bild 4.11 (links) veranschaulicht den Zusammenhang zwischen der Größe des PV-Batteriesystems und der jährlichen Zyklenanzahl. Grundsätzlich zeigt sich, dass kleine Speicher einer höheren Zyklenanzahl als große Speicher ausgesetzt sind. In Kombination mit einem 4-kWp-PV-System erzielt ein Batteriespeicher bei einer nutzbaren Speicherkapazität von 2 kWh insgesamt 316 Zyklen und bei 6 kWh nur noch 228 Zyklen pro Jahr. Mit zunehmender PV-Leistung steigt die Zyklenanzahl nur noch wenig an. Für kleine PV-Systeme ergibt sich eine geringere Zyklenanzahl, da die Batteriespeicher aufgrund von geringeren PV-Überschüssen seltener vollständig geladen werden. Berücksichtigt man eine maximale Zyklenanzahl von 5000 bei einer Entladetiefe von 60 % sowie eine kalendarische Lebensdauer von 20 Jahren (vgl. Tabelle 4.1), wird die Nutzungsdauer des Batteriespeichers durch die zyklische Alterung für Systemkonfigurationen mit mehr als 250 Zyklen pro Jahr bestimmt (vgl. Bild 4.11 rechts). Hier zeigt sich, dass bei kleinen Batteriespeichern die zyklische Alterung das begrenzende Kriterium für die Batterielebensdauer ist. Bei dem PV-System mit 4 kWp PV-Leistung kann ein 2 kWh Speicher etwa 16 Jahre und ein 6 kWh rund 20 Jahre genutzt werden. Für einen Batteriespeicher mit 10 kWh nutzbarer Speicherkapazität begrenzt unabhängig von der Größe des PV-Systems die kalendarische Lebensdauer die Nutzung. Dies verdeutlicht, dass die Systemdimensionierung auch Einfluss auf die Nutzungsdauer des Batteriespeichers hat.

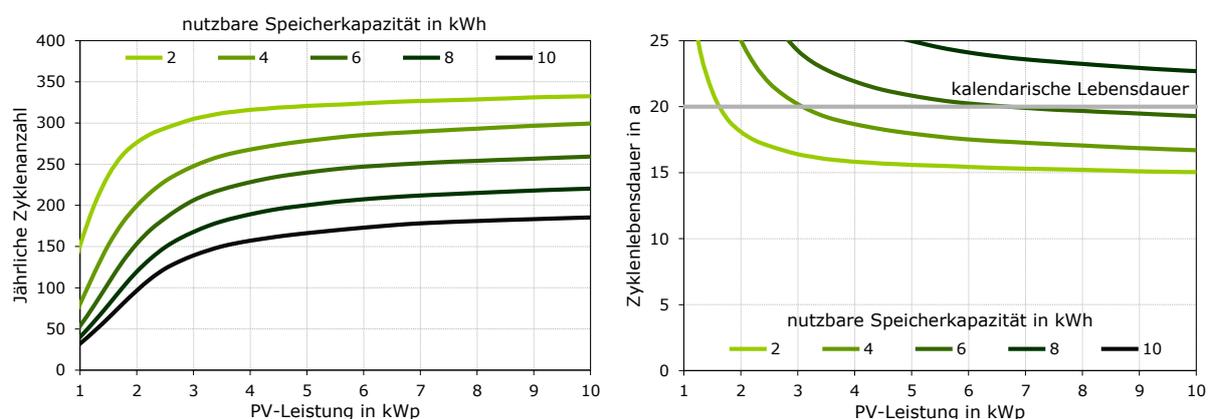


Bild 4.11 Einfluss der Größe des PV-Batteriesystems auf die jährliche Anzahl der Zyklen (links) und Zyklenlebensdauer (rechts) unter Annahme einer maximalen Zyklenanzahl von 5000 und einer kalendarischen Lebensdauer von 20 Jahren

4.2.3 Speicherleistung

Nachdem im Kapitel 4.2.2 der Einfluss der Speicherkapazität auf die Simulationsergebnisse aufgezeigt wurde, soll in diesem Abschnitt der Einfluss der Speicherleistung auf die Simulationsergebnisse dargestellt werden. Für AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme wird die Leistung des Batteriespeichers durch die Batteriewechselrichterleistung vorgegeben [Hey07]. In Bild 4.12 ist der Verlauf der Leistungsflüsse für ein PV-Batteriesystem mit einer Speicherleistung von 4 kW und 1 kW dargestellt. Um den Einfluss der Speicherleistung aufzuzeigen, sind im Gegensatz zu den Abbildungen zuvor in Bild 4.12 die Leistungsflüsse auf die Differenz zwischen der PV-Leistung und Last bezogen. Erst dadurch wird die Höhe der zur Batterieladung genutzten Leistung ersichtlich. Für das PV-Batteriesystem mit einer Speicherleistung von 4 kW ergeben sich bei der Batterieladung und -entladung keine Einschränkungen durch die Batteriewechselrichterleistung. Es können sowohl die Defizite vollständig gedeckt als auch die Überschüsse komplett genutzt werden. Wird die Speicherleistung auf 1 kW reduziert, wird das Lade- und Entladeverhalten des Batteriespeichers beeinflusst (Bild 4.12 rechts). An dem betrachteten Tag kommt es daher gleichzeitig zur Batterieladung und Netzeinspeisung. Der maximale Ladezustand wird dennoch erreicht, im Vergleich zu dem System mit 4 kW Speicherleistung allerdings zu einem späteren Zeitpunkt. Der Eigenverbrauchsanteil wird an diesem Tag durch eine geringere Speicherleistung nicht verringert. Am späten Abend werden die Lastspitzen bei einer Speicherleistung von 1 kW jedoch nicht vollständig durch den Batteriespeicher gedeckt, was zu einem späteren Entladen der Batterie führt.

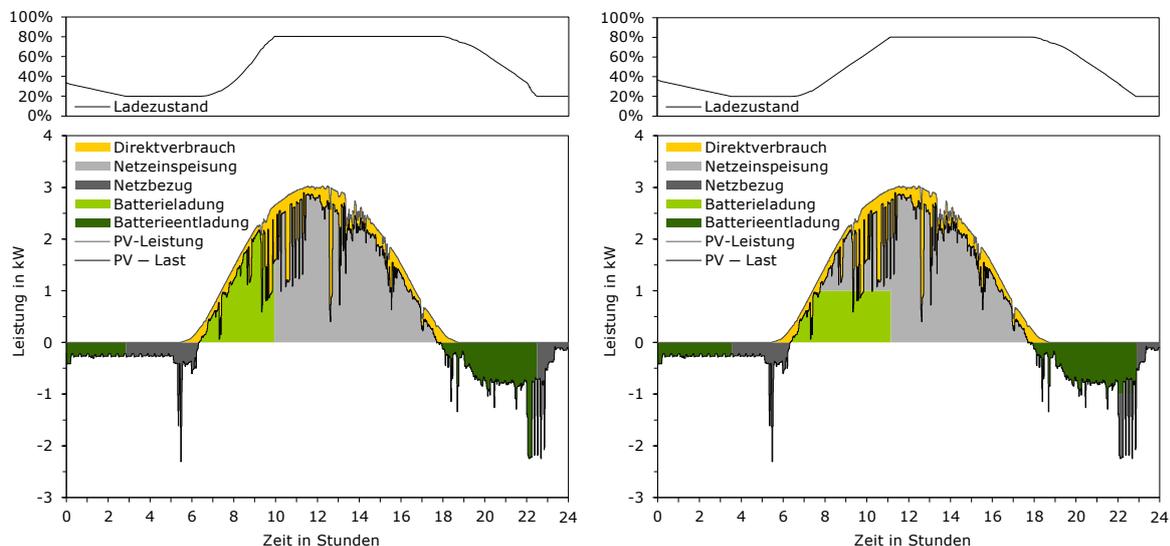


Bild 4.12 Systemverhalten eines PV-Batteriesystems an einem klaren Tag bei einer Speicherleistung von 4 kW (links) und 1 kW (rechts)

In Bild 4.13 ist der Einfluss der Speicherleistung und Speicherkapazität auf den jahresmittleren Autarkiegrad für ein PV-System mit einer PV-Leistung von 4 kWp (links) und 8 kWp (rechts) dargestellt. Des Weiteren sind in der Abbildung die Geraden mit einer Speicherleistung von 0,25, 0,5 und 1 kW je kWh nutzbare Speicherkapazität dargestellt. Es zeigt sich, dass unterhalb der 0,25-kW/kWh-Geraden der Speicherleistung die Höhe des Autarkiegrades entscheidend beeinflusst. Oberhalb der Geraden von 0,5 kW/kWh bleibt der Autarkiegrad durch eine Vergrößerung der Speicherleistung nahezu unverändert. Daher kann davon ausgegangen werden, dass die für das Referenzsystem gewähl-

te Speicherleistung von 1 kW/kWh die Höhe des Autarkiegrades nicht beeinflusst. Der Vergleich der Autarkiegrade für das System mit 4 kWp PV-Leistung (links) und 8 kWp PV-Leistung zeigt nur geringe Unterschiede. Dies deutet darauf hin, dass die installierte PV-Leistung die Größe der erforderlichen Speicherleistung nur wenig beeinflusst.

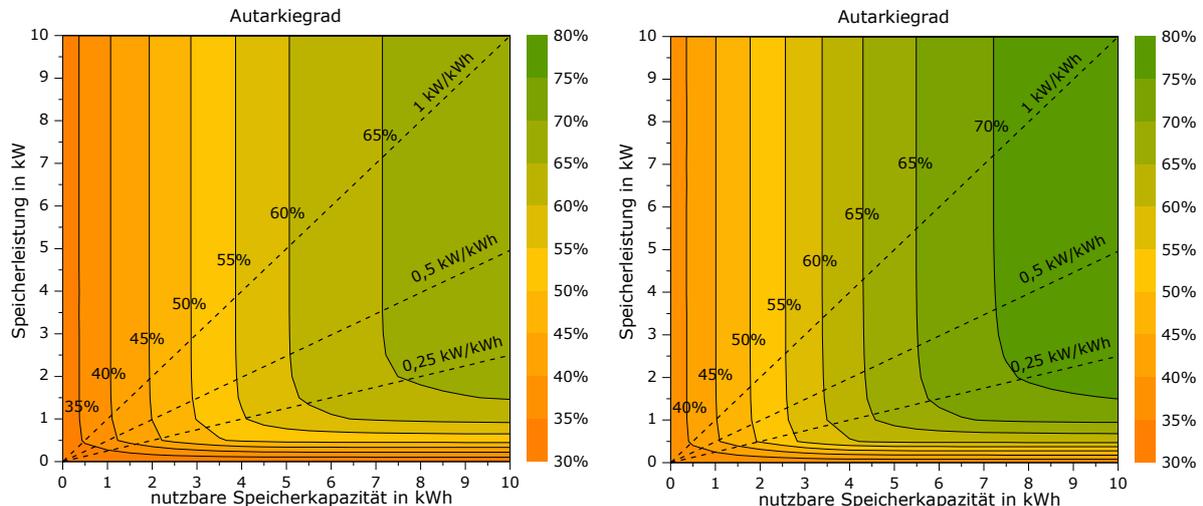


Bild 4.13 Einfluss der Speicherleistung und Speicherkapazität auf den Autarkiegrad für ein PV-Batteriesystem mit einer PV-Leistung von 4 kWp (links) und 8 kWp (rechts)

Um diesen Zusammenhang näher zu untersuchen, ist in Bild 4.14 der Einfluss der Speicher- und PV-Leistung auf den Autarkiegrad bei einer nutzbaren Speicherkapazität von 4 kWh (links) und 8 kWh (rechts) dargestellt. Der Vergleich der beiden Abbildungen zeigt auf, dass bei größeren Speicherkapazitäten tendenziell erst bei höheren Speicherleistungen die Isolinien des Autarkiegrades vertikal verlaufen. Grundsätzlich steigt oberhalb der Speicherleistung von 2 kW der Autarkiegrad durch eine weitere Vergrößerung der Speicherleistung nur wenig an. Dies lässt vermuten, dass die Höhe der Last die erforderliche Speicherleistung entscheidend beeinflusst. Betrachtet man die Jahresdauerlinie des Lastprofils (vgl. Bild 3.4 rechts), wird deutlich, dass die Last nur selten 2 kW überschreitet. Neben der PV-Leistung und Speicherkapazität beeinflusst somit auch das Lastprofil die erforderliche Speicherleistung.

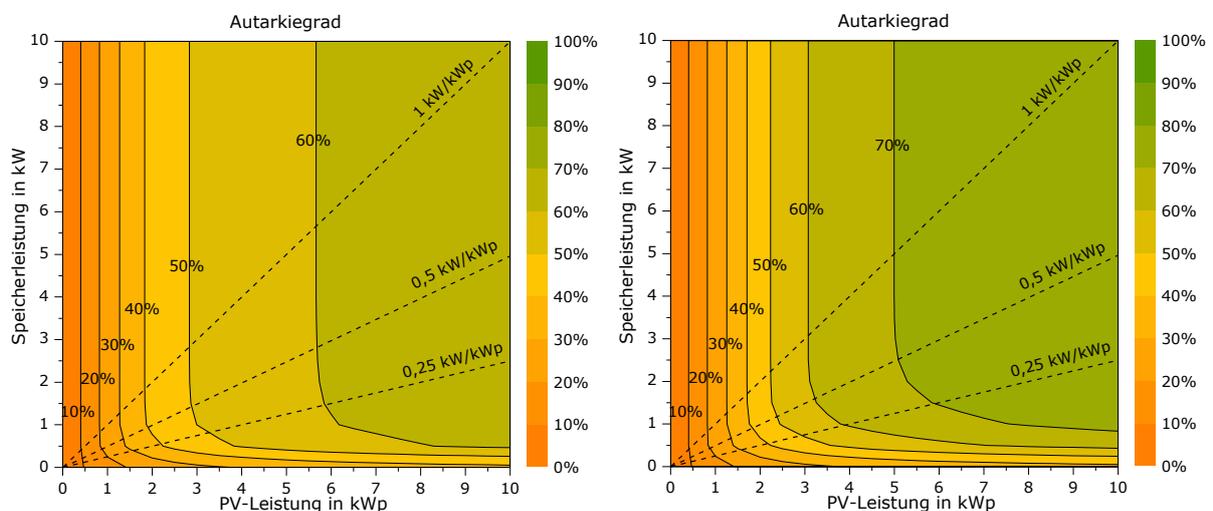


Bild 4.14 Einfluss der Speicherleistung und PV-Leistung auf den Autarkiegrad für ein PV-Batteriesystem mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 4 kWh (links) und 8 kWh (rechts)

4.2.4 Jahresstromverbrauch

Der Einfluss der PV-Leistung und Speicherkapazität auf die Simulationsergebnisse wurde zuvor für den Referenzhaushalt mit einem Jahresstrombedarf von 4000 kWh aufgezeigt. Um den Einfluss des Jahresstrombedarfs zu untersuchen, wird nachfolgend das vorliegende Lastprofil auf verschiedene Jahresstrombedarfe skaliert. Dabei ist anzumerken, dass dadurch sowohl die Grundlast als auch die Lastspitzen in ihrer Höhe verändert werden. Bild 4.15 veranschaulicht den Effekt der Skalierung des Lastprofils und deren Einfluss auf das Systemverhalten des PV-Batteriesystems. Während der Batteriespeicher bei dem Lastprofil mit einem Jahresstrombedarf von 4000 kWh bereits am Vortag vollständig entladen wurde, kann das PV-Batteriesystem die Last bei einem Jahresstrombedarf von 2000 kWh komplett versorgen. Durch die geringere Last ist auch der Direktverbrauch am Tag geringer, weshalb der Batteriespeicher früher vollgeladen ist.

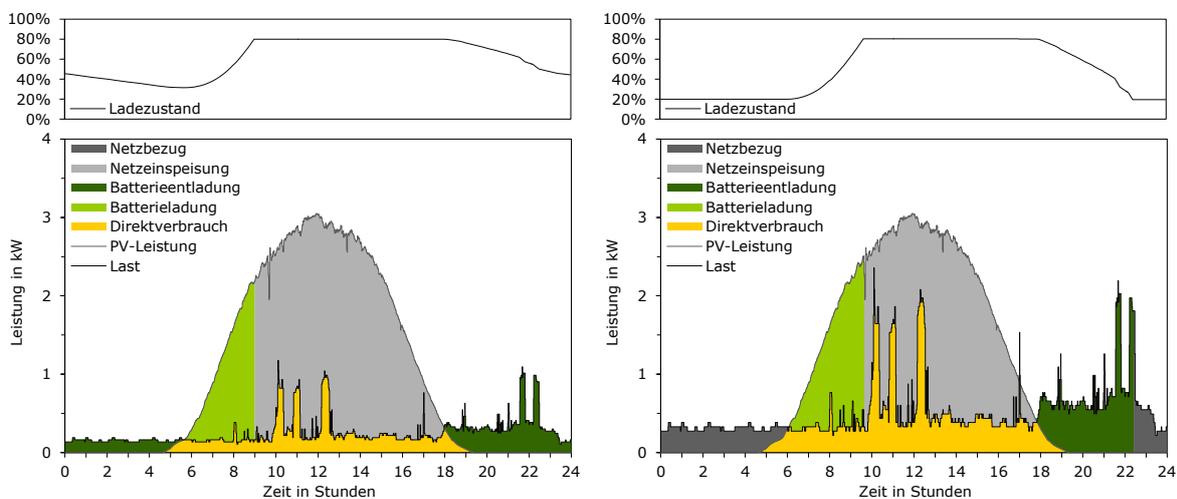


Bild 4.15 Systemverhalten eines PV-Batteriesystems an einem klaren Tag bei einem Jahresstrombedarf von 2000 kWh (links) und 4000 kWh (rechts)

Bild 4.16 zeigt für ein PV-System ohne Speicher den Einfluss der Höhe des Jahresstrombedarfs auf die Simulationsergebnisse. Im Vergleich zu dem Referenzhaushalt führt ein geringerer Verbrauch dazu, dass der Eigenverbrauchsanteil sinkt und der Autarkiegrad steigt. Bei einem Jahresstrombedarf von 3000 kWh ergibt sich ein Eigenverbrauchsanteil von 24 % bei einem Autarkiegrad von 33 %. Bei Stromverbräuchen über 4000 kWh ist dieser Zusammenhang genau entgegengesetzt. Hier steigt durch die höhere Last der Eigenverbrauchsanteil, wohingegen der Autarkiegrad sinkt. Bei dem Lastprofil mit 5000 kWh ergibt sich dadurch ein Eigenverbrauchsanteil von 35 % bei einem Autarkiegrad von 28 %.

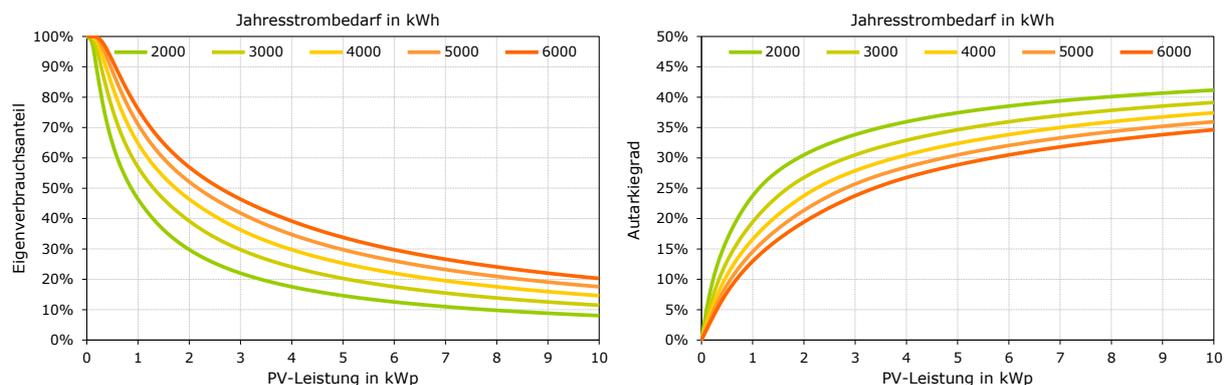


Bild 4.16 Einfluss der PV-Leistung und des Jahresstrombedarfs auf Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) im Jahresmittel für ein PV-System ohne Batteriespeicher

Die Höhe des Stromverbrauchs beeinflusst auch den Nutzen, den ein Batteriespeicher hat. Bild 4.17 zeigt den Autarkiegrad für ein PV-Batteriesystem bei einem Jahresstrombedarf von 3000 und 5000 kWh. Der Vergleich der beiden Abbildungen zeigt, dass sich bei gleicher Speicherkapazität und geringerem Strombedarf höhere Autarkiegrade erreichen lassen. Darüber hinaus wird bei einem geringeren Strombedarf eine Sättigung der Steigerung des Autarkiegrades bereits bei kleineren Batteriespeicher- und PV-Systemgrößen ersichtlich. Daraus kann geschlossen werden, dass die Größe des PV-Batteriesystems auf den Strombedarf abgestimmt werden muss.

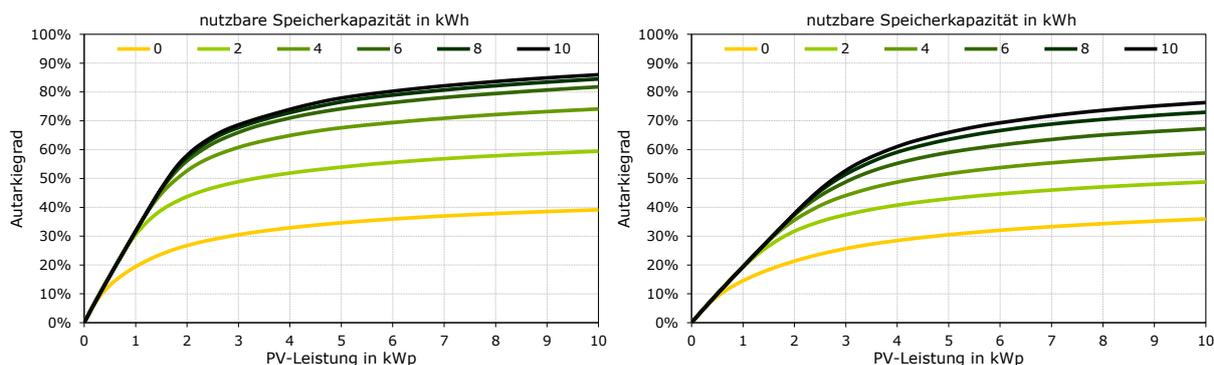


Bild 4.17 Einfluss der PV-Leistung und Speicherkapazität auf den Autarkiegrad bei einem Jahresstrombedarf von 3000 kWh (links) und 5000 kWh (rechts)

Um Aussagen unabhängig vom Jahresstromverbrauch zu treffen, soll nachfolgend der Ansatz gewählt werden, die PV-Leistung sowie die Speicherkapazität auf den Jahresverbrauch zu normieren [Mul11]. Bild 4.18 stellt den Verlauf der Isolinien des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrades in Abhängigkeit der PV-Leistung und Speicherkapazität dar. Folgt man den Linien gleichen Eigenverbrauchsanteils (Bild 4.18 links), zeigt sich ein steilerer Verlauf der Isolinien oberhalb der Diagonalen von 1 kWh/kWp. Dies deutet darauf hin, dass eine weitere Vergrößerung des Batteriespeichers einen geringen energetischen Nutzen hat. Noch deutlicher wird dieser Zusammenhang bei der Betrachtung der Isolinien des Autarkiegrades (Bild 4.18 rechts). Grundsätzlich steigt der Autarkiegrad bei Erhöhung der Speicherkapazität oberhalb der Diagonalen von 1 kWh/kWp nur wenig an. Bei PV-Systemgrößen von unter 0,5 kWp pro MWh Jahresstrombedarf zeigt sich, dass die Isolinien des Autarkiegrades bereits unterhalb der Diagonalen nahezu vertikal verlaufen. Somit können Batteriespeicher bei kleinen PV-Systemen nur einen geringen Beitrag zur Steigerung des Autarkiegrades leisten.

Wird eine PV-Leistung von etwa 1 kWp pro MWh Jahresstromverbrauch und kein Speicher installiert, lassen sich Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade von rund 30 % erzielen. Dieser Zusammenhang geht auch aus Bild 4.16 hervor und kann somit auch bei Jahresstrombedarfen zwischen 2000 und 6000 kWh angewandt werden. Durch einen zusätzlichen Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 1 kWh pro MWh Stromverbrauch kann der Eigenverbrauchsanteil auf knapp 60 % verdoppelt werden. Der Autarkiegrad liegt dann bei etwa 55 %. Werden pro MWh Jahresstrombedarf 1,5 kWp PV-Leistung und 1,5 kWh nutzbare Speicherkapazität installiert, lässt sich ein Autarkiegrad von knapp 70 % bei einem Eigenverbrauchsanteil von etwa 50 % erreichen. Um einen hohen Autarkiegrad zu erreichen, muss daher sowohl die Speicherkapazität als auch die PV-Leistung vergrößert werden. Es zeigt sich auch, dass mit zunehmender Größe des PV-Batteriesystems der zur

Steigerung des Autarkiegrades erforderliche Aufwand zunimmt. Mit Bild 4.18 lässt sich somit der Nutzen eines PV-Batteriesystems für Einfamilienhäuser in Abhängigkeit vom Strombedarf abschätzen.

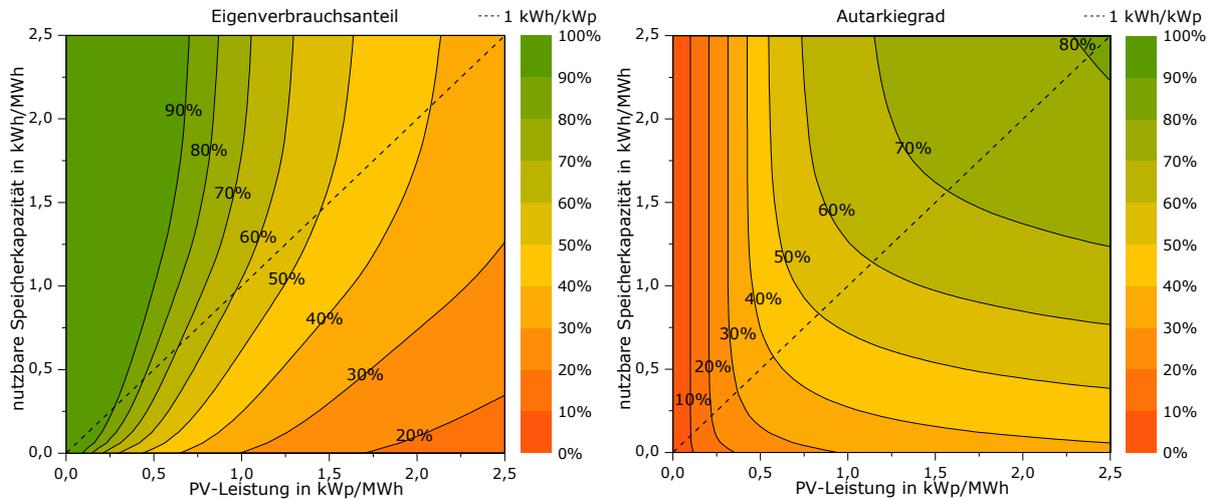


Bild 4.18 Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) in Abhängigkeit der Speicherkapazität und PV-Leistung, jeweils normiert auf den Jahresstrombedarf in MWh

Durch die Normierung der PV-Leistung und nutzbaren Speicherkapazität auf den Jahresstrombedarf können auch Aussagen zur Nutzungsdauer des Batteriespeichers unabhängig vom Jahresstrombedarf abgeleitet werden. Bild 4.19 (links) bildet die jährliche Zyklenanzahl in Abhängigkeit der Größe des PV-Batteriesystems ab. Grundsätzlich kommen Batteriespeicher bei kleinen PV-Systemen unter 0,25 kWp/MWh auf eine jährliche Zyklenanzahl von unter 100. Zu erklären ist dies damit, dass bereits durch den zeitgleichen Direktverbrauch ein hoher Eigenverbrauchsanteil erreicht wird und dadurch nur geringe PV-Überschüsse zur Zwischenspeicherung anfallen. Mit zunehmender PV-Systemgröße steigen die PV-Überschüsse und somit auch die Zyklen an. Bei einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh und einer Speicherkapazität von 1 kWh/MWh ergeben sich jährlich rund 270 Zyklen. Am meisten zyklisiert werden kleine Batteriespeicher bei größeren PV-Systemen. Hier ist eine Anzahl von über 300 Zyklen pro Jahr möglich.

Da die jährliche Zyklenanzahl einen direkten Einfluss auf die zyklische Alterung hat, ergeben sich je nach Systemkonfiguration unterschiedliche Zyklenlebensdauern für den Batteriespeicher. Das Ende des Nutzungszeitraums des Batteriespeichers wird entweder durch die Zyklenlebensdauer oder kalendarische Lebensdauer bestimmt (vgl. 4.1). Bild 4.19 (rechts) stellt die Nutzungsdauer in Abhängigkeit der Systemgröße dar. Unter der Annahme einer Zyklenlebensdauer von maximal 5000 Zyklen (vgl. 4.2), wird für Systemkonfigurationen mit weniger als 250 Zyklen pro Jahr das Ende der Batterienutzungsdauer durch die kalendarische Lebensdauer von 20 Jahren bestimmt. Werden jährlich mehr als 250 Zyklen erzielt, wird die Nutzungsdauer durch die zyklische Alterung bereits vor Erreichen der kalendarischen Lebensdauer begrenzt. Batteriespeicher mit einer Zyklenanzahl von 300 pro Jahr erreichen dadurch rein rechnerisch Nutzungsdauern von rund 17 Jahren. Für kleine Batteriespeicher mit einer hohen Zyklenanzahl von über 333 pro Jahr ist durchaus auch nur eine Nutzungsdauer von unter 15 Jahren möglich. Dies zeigt nochmals, dass die Systemkonfiguration auch einen direkten Einfluss auf die Lebensdauer des Batteriespeichers hat.

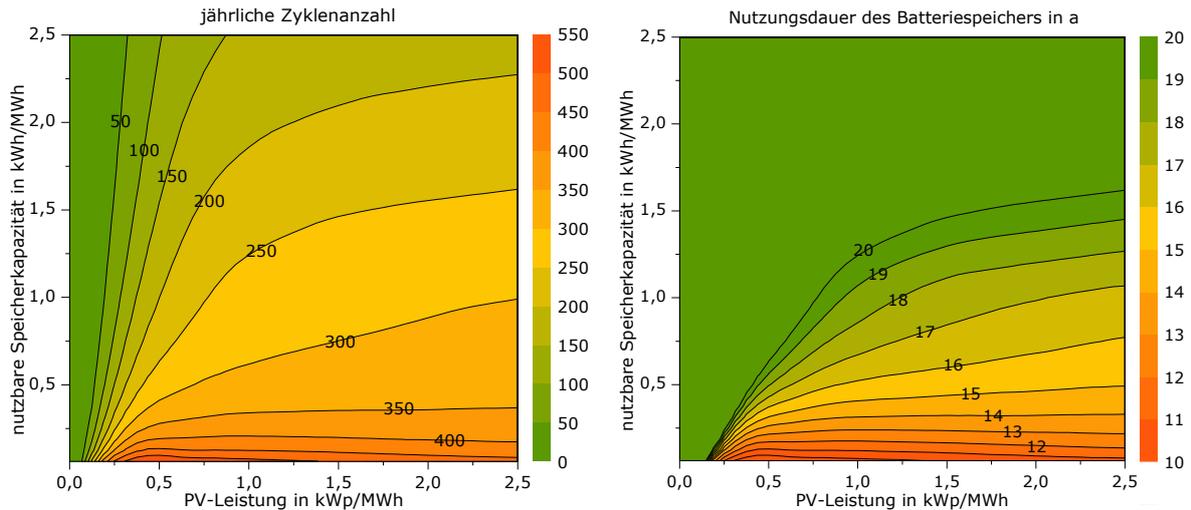


Bild 4.19 Jährliche Zyklenanzahl (links) und Nutzungsdauer des Batteriespeichers (rechts) in Abhängigkeit der Speicherkapazität und PV-Leistung, jeweils normiert auf den Jahresstrombedarf in MWh (kalendarische Lebensdauer 20 a, Zyklenlebensdauer 5000 Zyklen)

4.2.5 Haushaltstyp

Um den Einfluss verschiedener Haushalte auf die Simulationsergebnisse aufzuzeigen, sollen zusätzlich Lastprofile herangezogen werden, die mit dem Lastprofilgenerator der TU Chemnitz erstellt wurden (vgl. 3.2.2). Die 11 weiteren Haushalte haben einen Jahresstrombedarf zwischen 1738 und 5252 kWh (vgl. Tabelle 3.2). Bild 4.20 vergleicht an einem wechselnd bewölkten Tag die Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems für das Referenzlastprofil (VDI 4655) mit dem Lastprofil des Haushalts Nr. 7 (Familie mit drei Kindern). Auffällig ist hier bei dem Lastprofil des Lastprofilgenerators der TU Chemnitz, dass die Grundlast des Haushalts deutlich geringer als die des Referenzlastprofils ist. Dies führt dazu, dass auch die verbrauchte PV-Energie im Vergleich zu dem Lastprofil der VDI 4655 geringer ist.

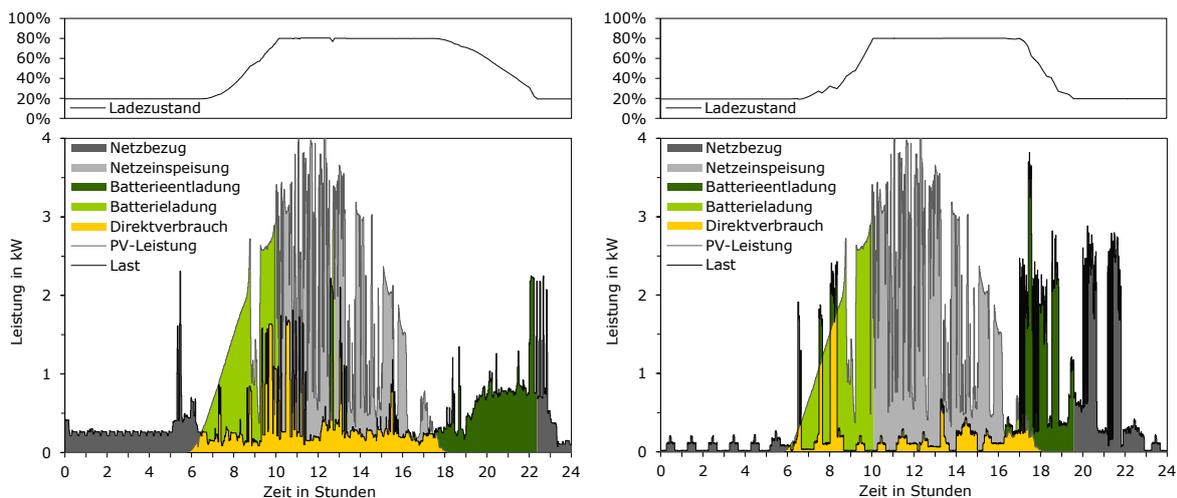


Bild 4.20 Systemverhalten eines PV-Batteriesystems an einem klaren Tag für den Haushalt Nr. 1 (VDI 4655) (links) und den Haushalt Nr. 7 (TU Chemnitz) (rechts)

Vergleicht man die durch das PV-Batteriesystem im Jahresdurchschnitt erreichten Autarkiegrade der beiden Haushalte in Bild 4.21, so zeigt sich eine gute Übereinstimmung in den Simulationsergebnissen. Für die unterschiedlichen Speicherkapazitäten weichen die Autarkiegrade der beiden Haushalte

nur wenig voneinander ab. Lediglich der Autarkiegrad, der sich ohne Speicher ergibt, ist bei Haushalt Nr. 7 durch den niedrigeren Direktverbrauch geringer. Bei einer PV-Leistung von 4 kWp liegt daher der Autarkiegrad für den Haushalt Nr. 7 gegenüber dem Referenzhaushalt um 6 Prozentpunkte niedriger. Dies zeigt somit den Einfluss der geringeren Grundlast und des Nutzerverhaltens auf, da der Jahresstrombedarf beider Haushalte nahezu identisch ist.

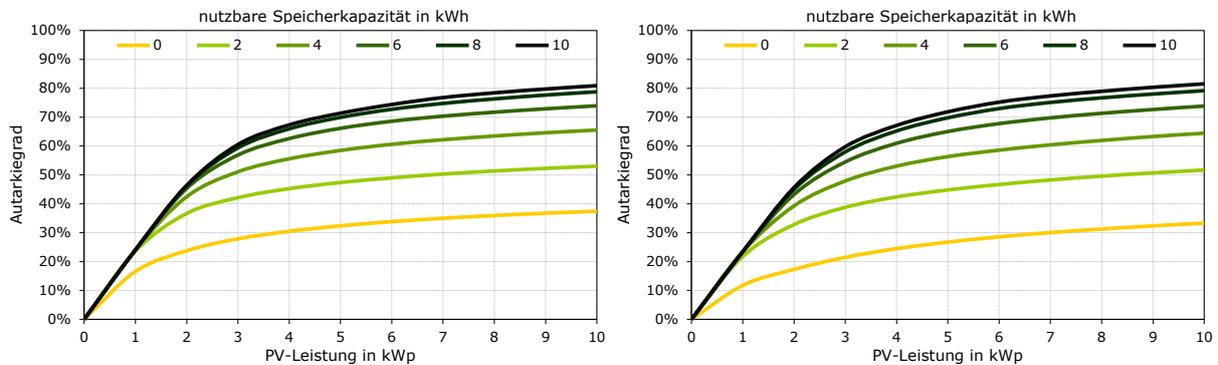


Bild 4.21 Einfluss der PV-Leistung und Speicherkapazität auf den Autarkiegrad für den Haushalt Nr. 1 (VDI 4655) mit einem Jahresstrombedarf von 4000 kWh (links) und für den Haushalt Nr. 7 (TU Chemnitz) mit einem Jahresstrombedarf von 3965 kWh (rechts)

Weitaus größer sind die Abweichungen der Simulationsergebnisse der anderen Lastprofile im Vergleich zu dem Referenzlastprofil (Bild 4.22). Die Abbildung zeigt die minimalen und maximalen Abweichungen der Simulationsergebnisse aller betrachteten Lastprofile zu den Ergebnissen des Referenzhaushalts. Für ein PV-System ohne Batteriespeicher zeigt sich bei kleinen PV-Leistungen eine größere Differenz zwischen minimalen und maximalen Eigenverbrauchsanteile als bei größeren PV-Systemen. Bei den ermittelten Autarkiegraden verhält sich dieser Zusammenhang umgekehrt. Auffällig ist, dass bei kleinen PV-Systemgrößen die für den Referenzhaushalt ermittelten Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade an der Obergrenze liegen. Wird zusätzlich ein 4-kWh-Batteriespeicher installiert, wird die Diskrepanz zwischen den ermittelten Simulationsergebnissen verstärkt. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass die Lastprofile sich im Jahresstrombedarf unterscheiden.

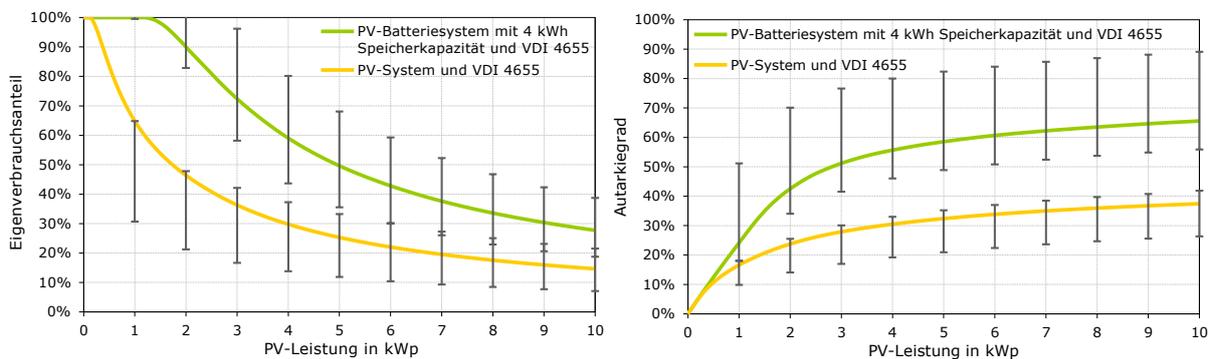


Bild 4.22 Einfluss der PV-Leistung auf die minimale und maximale Abweichung des Eigenverbrauchsanteils (links) und Autarkiegrades (rechts) vom Referenzlastprofil (VDI 4655) für die verschiedenen Lastprofile

Um den Einfluss des Jahresstrombedarfs der verschiedenen Haushalte auf die Simulationsergebnisse für die weitere Betrachtung weitgehend auszuschließen, sind in Bild 4.23 die ermittelten Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade in Abhängigkeit der auf den Jahresstrombedarf normierten PV-Leistung dargestellt. Im Vergleich zu Bild 4.22 sind die Abweichungen zwischen den ermittelten Ei-

genverbrauchsanteilen durch die Normierung der PV-Leistung geringer. Grundsätzlich zeigt sich auch, dass durch einen Batteriespeicher die Unterschiede in den Simulationsergebnissen zwischen den verschiedenen Haushalten reduziert werden. Für das PV-Batteriesystem mit 1 kWh/MWh Speicherkapazität liegen die für die VDI 4655 ermittelten Simulationsergebnisse nahezu mittig zwischen den Minimal- und Maximalwerten. Allerdings zeigt sich auch hier, dass der Anteil des Direktverbrauchs für den Referenzhaushalt insbesondere bei kleinen PV-Systemen an der Obergrenze liegt. Vermutlich kann dies auf die geringe Grundlast der synthetisch generierten Lastprofile zurückgeführt werden, wodurch bei diesen der Direktverbrauch geringer ausfällt.

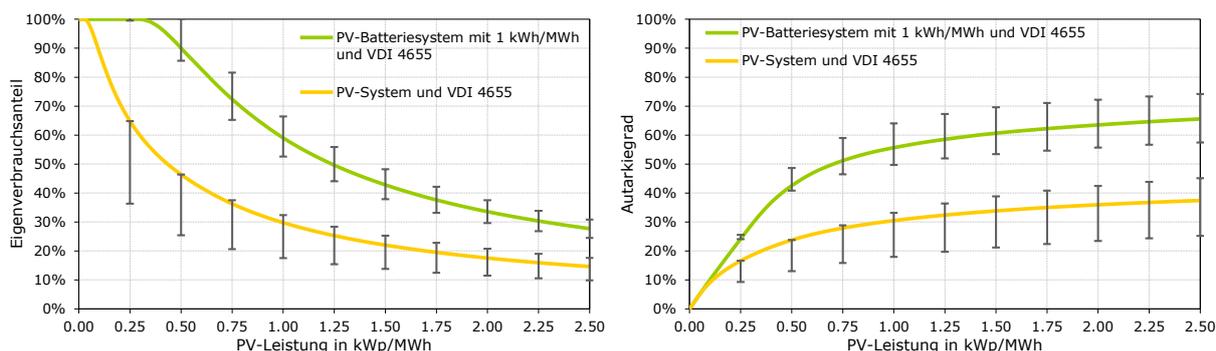


Bild 4.23 Einfluss der PV-Leistung (normiert auf den Jahresstrombedarf in MWh) auf die minimale und maximale Abweichung des Eigenverbrauchsanteils (links) und Autarkiegrades (rechts) für die verschiedenen Lastprofile vom Referenzlastprofil (VDI 4655)

Um die Ursachen für die Abweichungen zwischen den verschiedenen Haushalten näher aufzuzeigen, ist in Bild 4.24 (links) die Abhängigkeit der Autarkiegrade vom Haushaltstyp dargestellt. Wird in den Haushalten eine PV-Leistung von 1 kWp pro MWh Strombedarf installiert, ergeben sich je nach Haushaltstyp Autarkiegrade zwischen 18 und 33 %. Durch einen zusätzlichen Batteriespeicher von 1 kWh pro MWh Strombedarf kann der Autarkiegrad auf 47 bis 61 % gesteigert werden. Tendenziell zeigt sich, dass die höchsten Autarkiegrade in Haushalten erreicht werden, in denen nur ein geringer Anteil des Strombedarfs in der Nacht erfolgt (Bild 4.24 rechts). Je höher der Anteil des Strombedarfs in der Nacht ist, desto geringer ist der erreichbare Autarkiegrad. Dadurch lassen sich in Haushalten, bei denen der Strombedarf überwiegend tagsüber stattfindet, die größten Autarkiegrade erzielen.

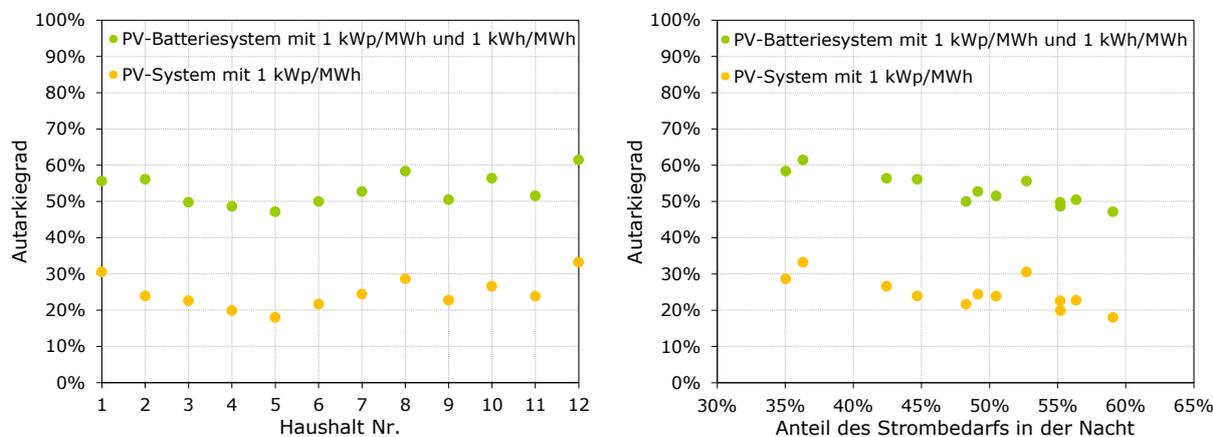


Bild 4.24 Links: Einfluss des Haushalts auf den Autarkiegrad für ein PV-System mit und ohne Batteriespeicher. Rechts: Autarkiegrade der verschiedenen Haushalte in Abhängigkeit vom Anteil des nächtlichen Strombedarfs an dem gesamten Strombedarf des Haushalts für ein PV-System mit und ohne Batteriespeicher.

4.2.6 Jährliche Bestrahlung

Neben dem Lastprofil beeinflusst auch das PV-Erzeugungsprofil die Höhe des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrades. Das Erzeugungsprofil wiederum wird von der jährlichen Bestrahlung und von der zeitlichen Verteilung der Bestrahlung bestimmt. In Bild 4.25 ist die jährliche Globalstrahlung und der jährliche PV-Ertrag für den Zeitraum zwischen 2002 und 2006 abgebildet. Die jährliche Globalstrahlungssumme auf der Horizontalebene schwankt in dem Zeitraum zwischen 1025 und 1191 kWh/m². Der Jahresertrag nimmt Werte zwischen 1005 und 1177 kWh/kWp ein.

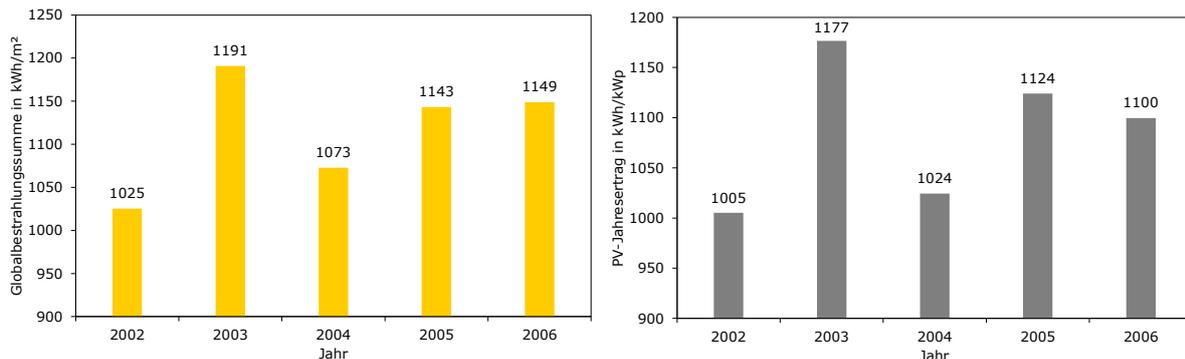


Bild 4.25 Variation der jährlichen Globalbestrahlung (links) und des PV-Ertrages (rechts) zwischen 2002 und 2006

Dass die jährlichen Schwankungen der Globalbestrahlung und des PV-Ertrags die Höhe des Eigenverbrauchsanteils beeinflussen, geht aus Bild 4.26 hervor. Für das PV-System mit 4 kWp PV-Leistung ergeben sich in dem betrachteten Zeitraum Eigenverbrauchsanteile zwischen 27 und 30 % (Bild 4.26 links). Wird zusätzlich ein 4-kWh-Batteriespeicher installiert, sind Eigenverbrauchsanteile zwischen 54 und 59 % erreichbar. In Bild 4.26 (rechts) ist zu erkennen, dass mit zunehmendem PV-Ertrag der Eigenverbrauchsanteil im Jahresmittel sinkt. Ein Grund hierfür sind die höheren PV-Überschüsse, die nicht zeitgleich genutzt werden können.

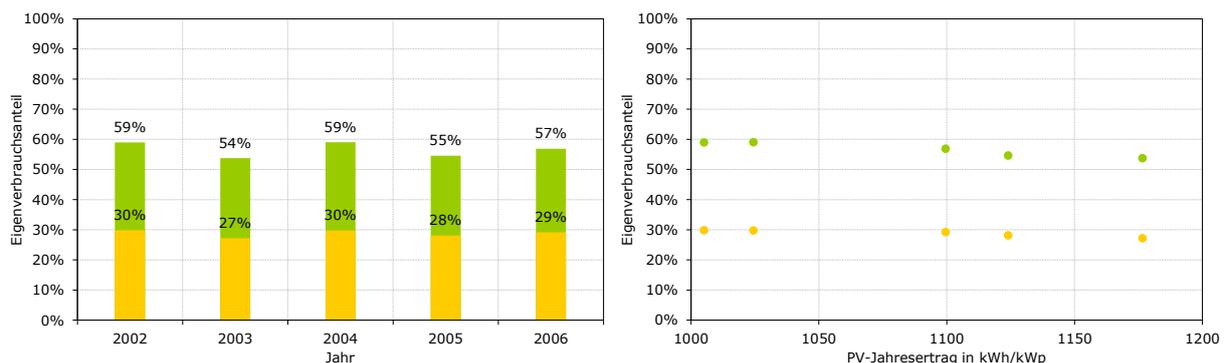


Bild 4.26 Variation des jahresmittleren Eigenverbrauchsanteils (links) und Einfluss des PV-Ertrags auf den Eigenverbrauchsanteil (rechts) zwischen 2002 und 2006 (Jahresstrombedarf 4 MWh, Gelb: PV-System mit 4 kWp PV-Leistung, Grün: PV-Batteriesystem mit 4 kWp PV-Leistung und 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität)

Analog zu Bild 4.26 stellt Bild 4.27 die jährliche Variation des Autarkiegrades dar. Wie zu ersehen ist, variiert der Autarkiegrad zwischen 30 und 32 % für ein PV-System mit 4 kWp PV-Leistung. Für das PV-Batteriesystem mit 4 kWp PV-Leistung und 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität werden Autarkiegrade zwischen 55 und 58 % erzielt. Im Gegensatz zum Eigenverbrauchsanteil steigt der Autarkiegrad mit zunehmendem PV-Ertrag geringfügig an (Bild 4.27 links).

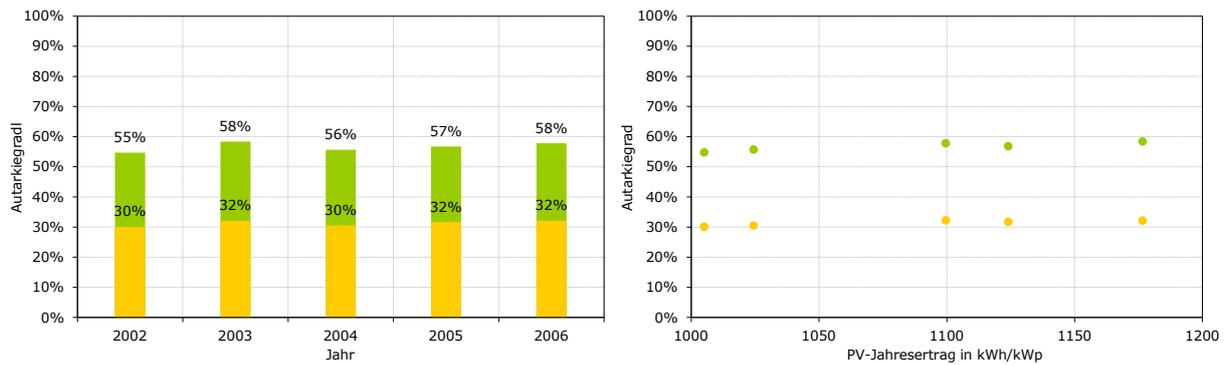


Bild 4.27 Variation des jahresmittleren Autarkiegrades (links) und Einfluss des PV-Ertrags auf den Autarkiegrad (rechts) zwischen 2002 und 2006 (Jahresstrombedarf 4 MWh, Gelb: PV-System mit 4 kWp PV-Leistung, Grün: PV-Batteriesystem mit 4 kWp PV-Leistung und 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität)

4.2.7 Neigung und Ausrichtung des PV-Generators

Des Weiteren werden die Simulationsergebnisse vom zeitlichen Verlauf des PV-Erzeugungsprofils und somit von der Orientierung des PV-Generators beeinflusst. Bild 4.28 zeigt den Einfluss der Ausrichtung und Neigung des PV-Generators auf die Bestrahlungssumme für das Jahr 2004 und 2005. Grundsätzlich nimmt die Bestrahlung bei Abweichung von der optimalen Orientierung ab. Für das Jahr 2005 (Bild 4.28 rechts) zeigt sich, dass die maximale Bestrahlungssumme bei südlicher Ausrichtung und einer Neigung um 35° erreicht wird. Für das Jahr 2004 ist sichtbar, dass das Maximum der Bestrahlung nicht direkt bei südlicher Ausrichtung liegt und leicht nach Osten versetzt ist. Ein Grund hierfür könnte die natürliche Variabilität der zeitlichen Verteilung der Bestrahlung sein. Im Jahr 2005 tritt dieser Effekt nicht auf und das Maximum der Bestrahlung liegt genau bei südlicher Ausrichtung. Daher soll im Folgenden der Einfluss der Orientierung des PV-Generators auf Basis der meteorologischen Daten für das Jahr 2005 untersucht werden.

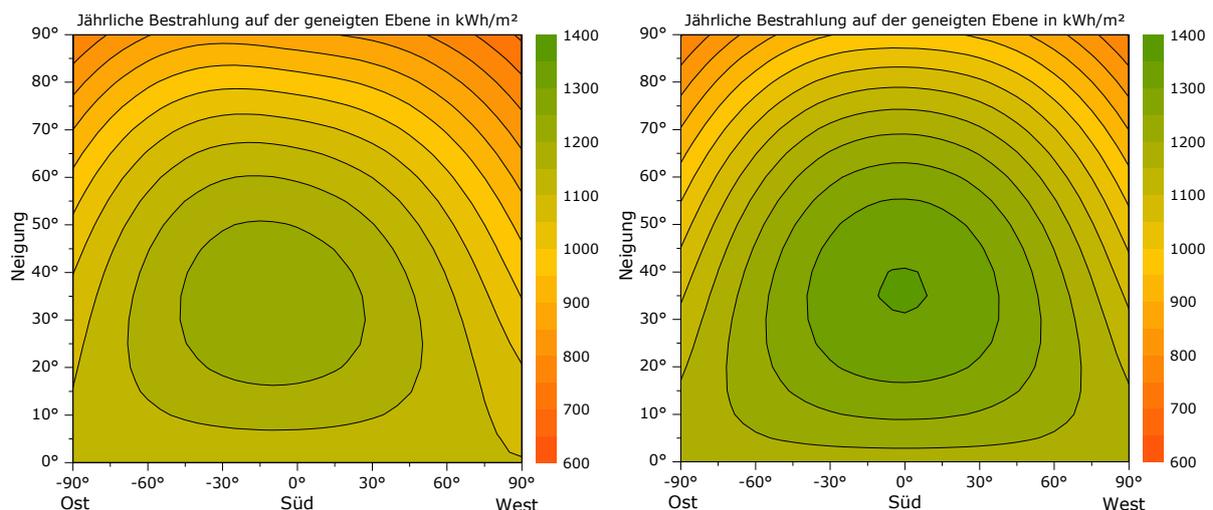


Bild 4.28 Einfluss der Ausrichtung und Neigung des PV-Generators auf die jährliche Bestrahlung für das Jahr 2004 (links) und 2005 (rechts)

Der Einfluss der Ausrichtung des PV-Generators auf das PV-Erzeugungsprofil geht für einen sonnigen Tag aus Bild 4.29 hervor. Während bei östlicher Ausrichtung ein höherer Anteil des Strombedarfs am Vormittag direkt durch die PV-Erzeugung gedeckt werden kann, ist dies bei westlicher Ausrichtung am Abend der Fall. Des Weiteren zeigt sich, dass bei dem östlich ausgerichteten PV-Generator der Batte-

riespeicher an dem Tag bereits gegen 8:00 Uhr vollgeladen ist, wohingegen der Batteriespeicher bei westlicher Ausrichtung des PV-Generators erst um 12:00 Uhr den maximalen Ladezustand erreicht.

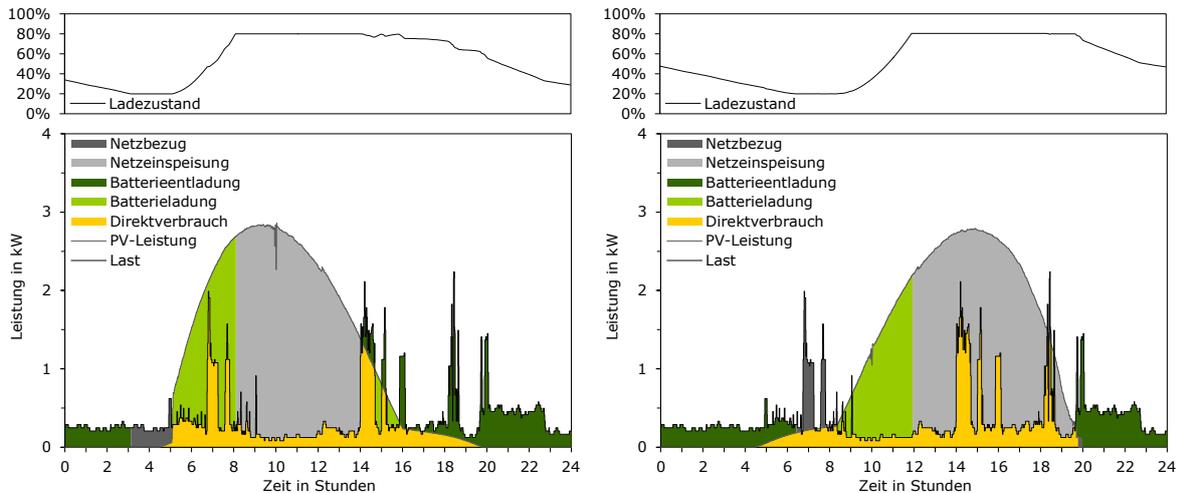


Bild 4.29 Systemverhalten eines PV-Batteriesystems an einem klaren Tag bei östlicher Ausrichtung (links) und westlicher Ausrichtung (rechts) des PV-Generators mit einem Neigungswinkel von 35°

Welchen Einfluss die Orientierung eines PV-Systems ohne Speicher im Jahresmittel auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad hat, geht aus Bild 4.30 hervor. Bild 4.30 (links) verdeutlicht, dass sich der geringste Eigenverbrauchsanteil bei südlicher Ausrichtung und einem Neigungswinkel von 40° ergibt. Der Grund hierfür ist die hohe Bestrahlung und somit der hohe Ertrag bei südlicher Ausrichtung. Der Eigenverbrauchsanteil verhält sich somit indirekt proportional zur jährlichen Bestrahlungssumme, wie bereits in Kapitel 4.2.6 aufgezeigt wurde. Andererseits kann festgehalten werden, dass bei südlicher Ausrichtung und einem Neigungswinkel von 15° der Autarkiegrad am höchsten ist (Bild 4.30 rechts). Dies wiederum kann darauf zurückgeführt werden, dass durch einen flacheren Neigungswinkel das PV-Erzeugungsprofil ausgeglichener ist. Absolut sind die Abweichungen des Autarkiegrades von der optimalen Orientierung über einen weiten Bereich sehr gering. Somit lassen sich auch bei Abweichung von der Südausrichtung hohe Autarkiegrade erzielen. Es muss angemerkt werden, dass der Einfluss der PV-Generatororientierung auf die Simulationsergebnisse auch vom zeitlichen Verlauf des Lastprofils bestimmt wird.

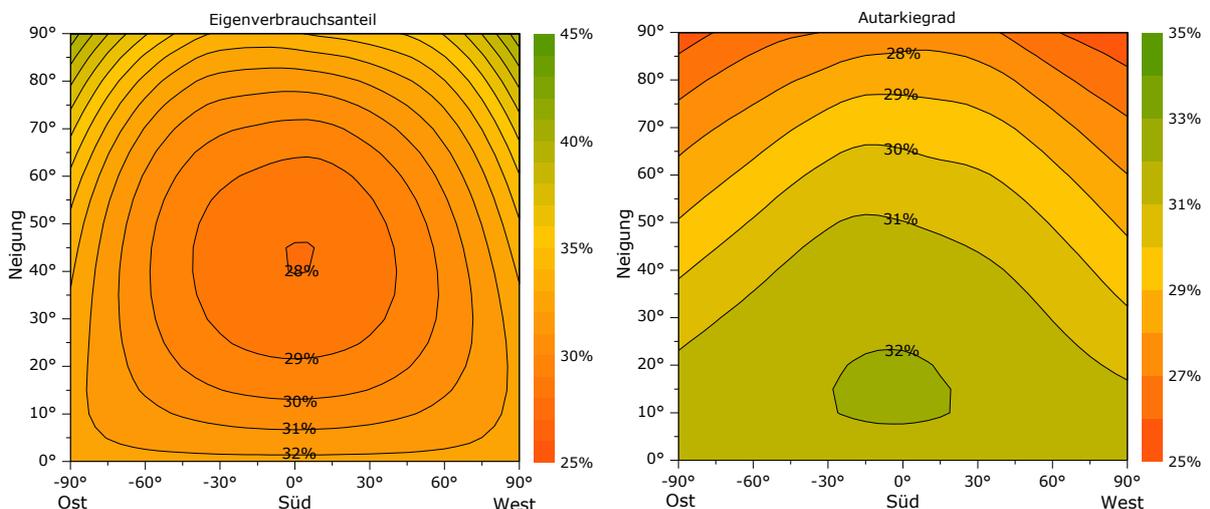


Bild 4.30 Einfluss der Ausrichtung und Neigung des PV-Generators auf den Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) für ein PV-System mit einer PV-Leistung von 4 kWp

Der Einfluss der PV-Generatororientierung auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad ist für ein PV-Batteriesystem mit 4 kWp Leistung und 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität in Bild 4.31 zu sehen. Auch hier steigt bei Abweichung von der Südausrichtung der Eigenverbrauchsanteil an. Es wird auch deutlich, dass bei einer Abweichung von der Südausrichtung der Autarkiegrad nur wenig sinkt. Dadurch lassen sich auch mit nicht südlich ausgerichteten PV-Generatoren hohe Autarkiegrade erzielen.

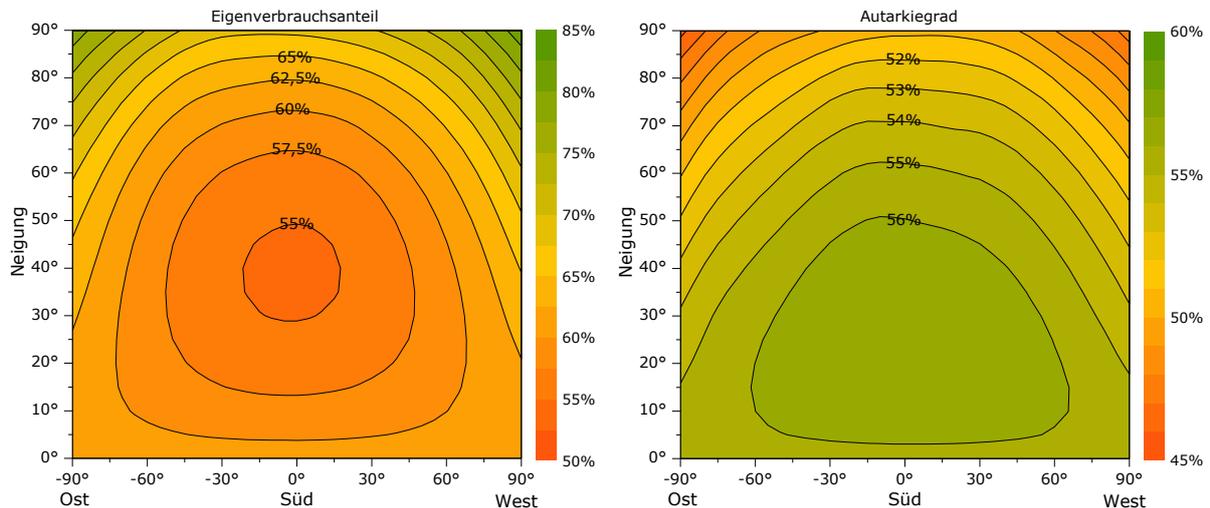


Bild 4.31 Einfluss der Ausrichtung und Neigung des PV-Generators auf den Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) für ein PV-Batteriesystem mit 4 kWp PV-Leistung und 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität

4.2.8 Simulationszeitschrittweite

Nachdem zuvor Einflussfaktoren untersucht wurden, die sowohl die Höhe des berechneten als auch des gemessenen Eigenverbrauchsanteils bestimmen, soll nachfolgend der Einfluss der zeitlichen Auflösung der Simulationsrechnungen untersucht werden. Um die Bedeutung der Simulationszeitschrittweite aufzuzeigen, stellt Bild 4.32 den Verlauf der PV-Leistung und Last an einem wechselnd bewölkten Tag für unterschiedliche Mittelungsintervalle dar. Der minütlich aufgelöste Tagesgang zeigt die kurzzeitigen Schwankungen und Spitzen der Last und PV-Erzeugung auf (Bild 4.32 oben links). Mit zunehmendem Mittelungsintervall wird diese Dynamik jedoch nicht mehr abgebildet, was bereits bei Mittelwerten von 5 min zu erkennen ist (Bild 4.32 oben rechts). Noch deutlicher wird dieser Zusammenhang bei einer Simulationszeitschrittweite von 15 min (Bild 4.32 unten links) und 60 min (Bild 4.32 unten rechts). Durch die Mittelwertbildung verringert sich die Höhe kurzzeitiger Last- und Erzeugungsspitzen, was zu einer Glättung des Tagesverlaufs führt. Der Vergleich des Tagesgangs bei einer Simulationszeitschrittweite von 1 min und 60 min zeigt, dass die Mittelwertbildung grundsätzlich zu einer Überschätzung der direkt verbrauchten PV-Energie führt (vgl. Bild 4.32). Während sich an dem betrachteten Tag auf Basis von minütlichen Simulationsrechnungen ein Eigenverbrauchsanteil von 36 % ergibt, liegt dieser bei einer Simulationszeitschrittweite von 60 min bei 45 %. Dadurch wird mit abnehmender zeitlicher Auflösung der Simulationsrechnungen der Direktverbrauch der PV-Energie überschätzt, was bereits in [Wil12] nachgewiesen wurde.

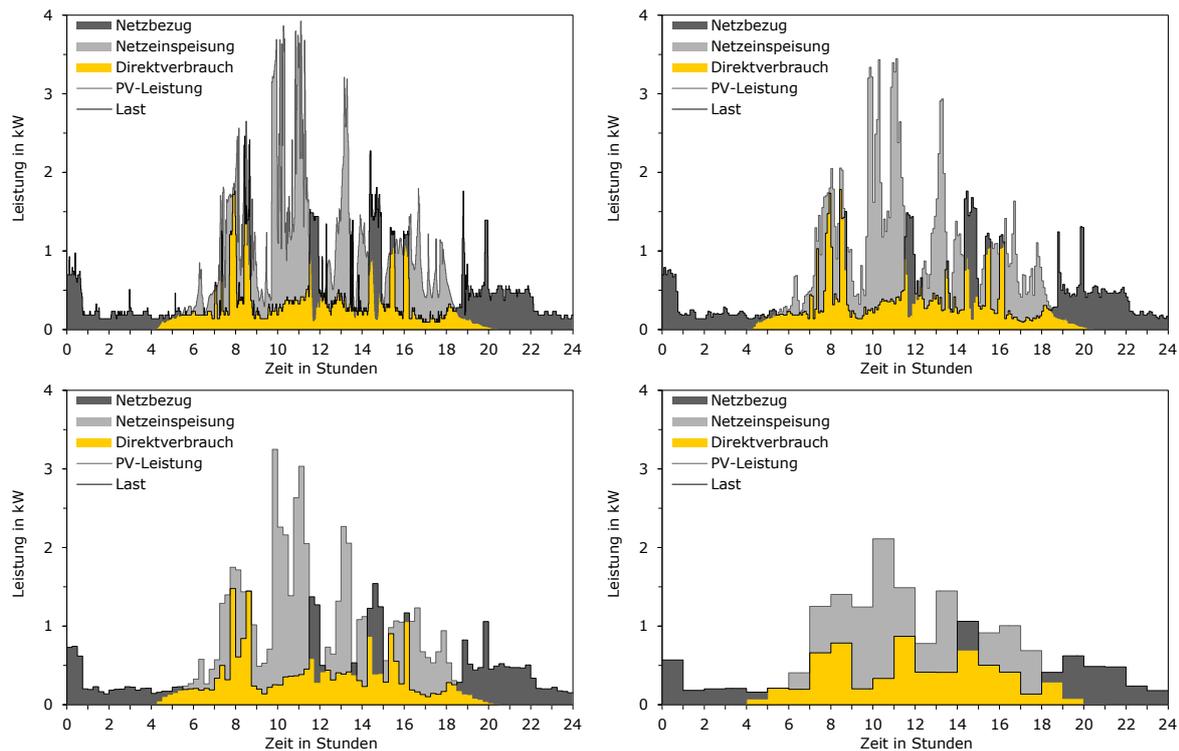


Bild 4.32 Tagesverlauf der Nutzung der PV-Leistung und Deckung der Last für ein PV-System mit 4 kWp PV-Leistung bei einer zeitlichen Auflösung der Simulationsrechnungen von 1 min (oben links), 5 min (oben rechts), 15 min (unten links) und 60 min (unten rechts)

Der Einfluss die Simulationszeitschrittweite auf die Simulationsergebnisse in der Jahresbilanz ist in Bild 4.33 dargestellt. Die Abbildung zeigt die Höhe des ermittelten Eigenverbrauchsanteils (links) und Autarkiegrades (rechts) in Abhängigkeit von der zeitlichen Auflösung der Simulationsrechnungen. Wie bereits zuvor beschrieben, wird deutlich, dass mit zunehmendem Mittelungsintervall die direkt verbrauchte Energiemenge und somit der Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad überschätzt wird. Grundsätzlich zeigt sich auch eine Abhängigkeit der Überschätzung von der Größe des PV-Systems. Für kleine PV-Systeme mit einer Nennleistung von 1 bis 2 kWp ergeben sich die größten Abweichungen für die verschiedenen Simulationszeitschrittweiten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich in diesem Leistungsbereich das Last- und das PV-Erzeugungsprofil oft überschneiden. Wird der Eigenverbrauchsanteil für das PV-System mit 1 kWp auf Basis von minütlichen Simulationsrechnungen bestimmt, ergibt sich ein Eigenverbrauchsanteil von 65 %. Bei einer Simulationsrechnung in stündlicher Auflösung wird ein um 10 Prozentpunkte höherer Eigenverbrauchsanteil ermittelt. Mit zunehmender PV-Systemgröße sinkt diese Spreizung. Bei einer PV-Leistung von 5 kWp beträgt der Unterschied nur noch 3 Prozentpunkte. Für den Autarkiegrad zeigt sich, dass die Differenz zwischen den verschiedenen Simulationszeitschrittweiten oberhalb von 2 kWp weitgehend unabhängig von der PV-Leistung ist. Dies kann damit begründet werden, dass der absolute Unterschied in der direkt verbrauchten Energiemenge für größere PV-Systeme nur wenig von der PV-Leistung abhängt. Es ist anzumerken, dass der Einfluss der Simulationszeitschrittweite auch von dem Lastprofil und dessen Dynamik beeinflusst wird. Je nach Haushalt können daher die Unterschiede zwischen den verschiedenen Simulationszeitschrittweiten höher oder niedriger ausfallen.

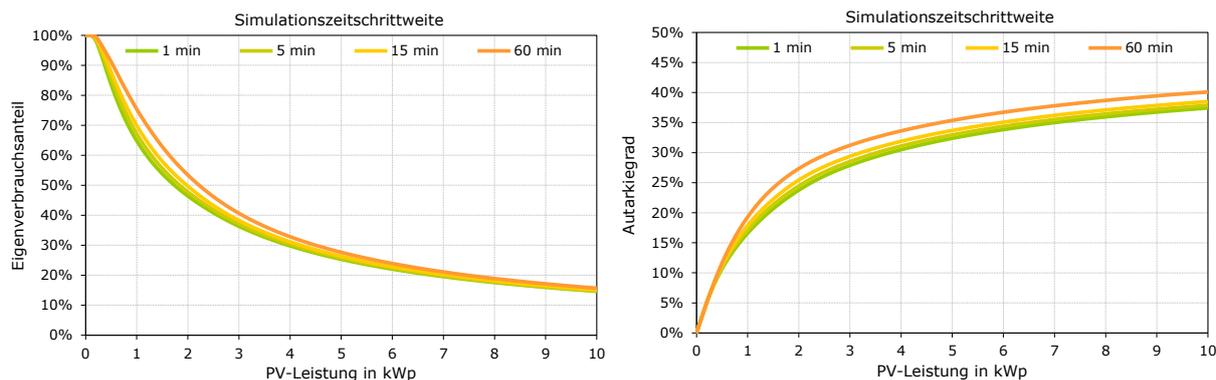


Bild 4.33 Einfluss der PV-Leistung auf den Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) im Jahresmittel für ein PV-System

Nachdem zuvor der Einfluss der Simulationszeitschrittweite für ein PV-System untersucht wurde, soll nachfolgend das Systemverhalten eines PV-Batteriesystems bei unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen der Simulationsrechnungen dargestellt werden. Um die Ladung und Entladung des Batteriespeichers bei größeren Simulationszeitschrittweiten korrekt abzubilden, wurde zusätzlich zu dem bestehenden Simulationsmodell eine iterative Lade- und Entladeregulung umgesetzt. Sollte die verfügbare PV-Leistung in einem Zeitschritt zu einem Überschreiten des maximalen Ladezustandes führen, wird nur so viel Energie zur Batterieladung genutzt, die zum Erreichen des maximalen Ladezustandes erforderlich ist. Analog hierzu wurde diese iterative Bestimmung auch für die Entladeregulung umgesetzt. Erst dadurch wird ein Unter- und Überschreiten des zulässigen Ladezustandsbereiches verhindert.

Der Einfluss der Simulationszeitschrittweite auf das Systemverhalten ist für ein PV-Batteriesystem an einem wechselnd bewölkten Tag in Bild 4.34 dargestellt. Der Tagesgang der Last und PV-Erzeugung in minütlicher Auflösung ist an dem betrachteten Tag von hohen Leistungsgradienten und kurzzeitigen Schwankungen geprägt (Bild 4.34 links oben). Wie bereits zuvor beschrieben, geht diese Charakteristik mit zunehmendem Mittelungsintervall verloren. Dies hat zur Folge, dass die direkt verbrauchte PV-Energie ansteigt und die Energie zur Batterieladung im gleichen Maße sinkt. Dadurch hat sowohl die minütliche als auch die stündliche Simulationsrechnung für den betrachteten Tag ein Eigenverbrauchsanteil von 70 % zum Ergebnis. Allerdings fällt im Vergleich zur minütlichen Simulationsrechnung bei einer Simulationszeitschrittweite von 60 min der Anteil der Batterieladung um 4 Prozentpunkte geringer und der Anteil des Direktverbrauchs um 4 Prozentpunkte höher aus. Die Ursache hierfür ist in den Lastspitzen am Vormittag zu suchen, die zu einer kurzzeitigen Entladung des Batteriespeichers führen. Durch die Mittelwertbildung werden die Spitzen geglättet, wodurch der Direktverbrauch höher ausfällt und gleichzeitig weniger Energie in den Batteriespeicher geladen wird. Deutlich wird dies auch durch den geringeren Einbruch des Ladezustandes am Vormittag bei der stündlichen Simulation im Vergleich zur minütlichen Simulation. In Bild 4.34 (unten rechts) wird im Zeitschritt zwischen 13:00 und 14:00 Uhr die iterative Laderegulung ersichtlich. In dem Zeitschritt wird nur der Anteil der Überschussleistung zur Batterieladung genutzt, der zum Erreichen des maximalen Ladezustandes erforderlich ist.

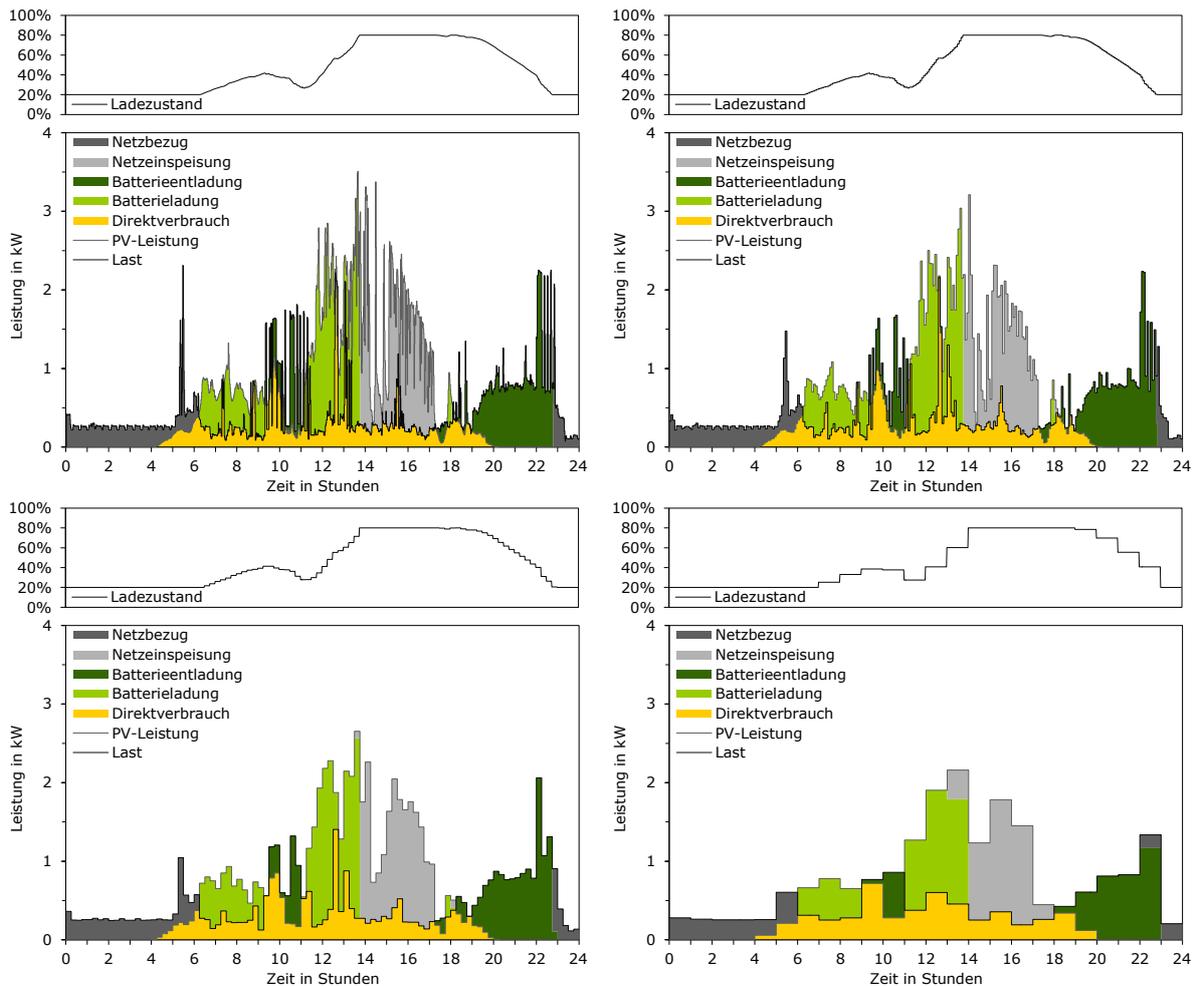


Bild 4.34 Systemverhalten eines PV-Batteriesystems bei einer zeitlichen Auflösung der Simulationsrechnungen von 1 min (oben links), 5 min (oben rechts), 15 min (unten links) und 60 min (unten rechts)

Bild 4.35 stellt dar, inwieweit ein 4-kWh-Batteriespeicher zur Steigerung des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrades in Abhängigkeit der zeitlichen Auflösung der Simulationsrechnungen beitragen kann. Auch hier wird deutlich, dass in stündlichen Simulationsrechnungen die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils im Vergleich zu minütlichen Simulationsrechnungen unterschätzt wird. Grundsätzlich zeigt sich auch bei dieser Betrachtung eine Abhängigkeit von der Größe des PV-Systems. Mit zunehmender PV-Systemgröße fallen die Unterschiede zwischen den durch unterschiedliche Simulationszeitschrittweiten berechneten Eigenverbrauchsanteilen geringer aus. Im Gegensatz zum Direktverbrauch sinkt daher die Energie zur Batterieladung mit zunehmender Simulationszeitschrittweite.

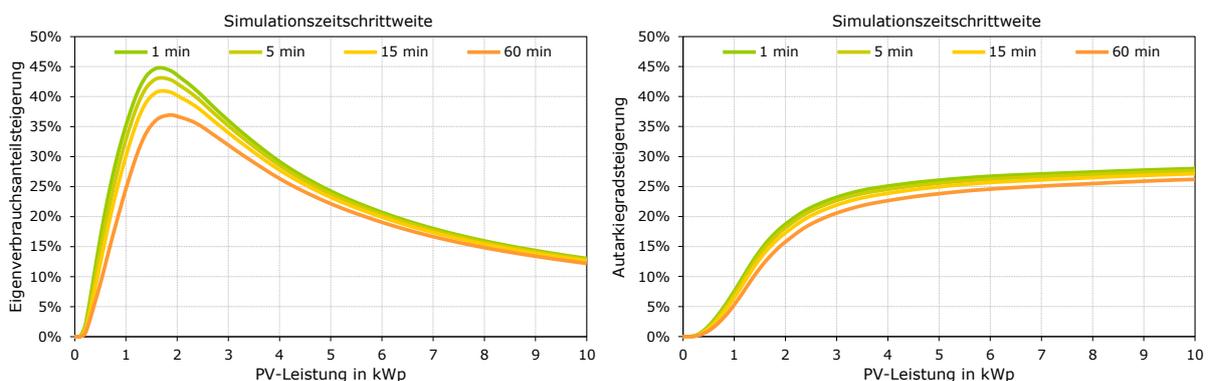


Bild 4.35 Einfluss der Simulationszeitschrittweite und PV-Leistung auf die Steigerung des Eigenverbrauchsanteils (links) und Autarkiegrades (rechts) im Jahresmittel durch eine nutzbare Speicherkapazität von 4 kWh

Da mit zunehmender Simulationszeitschrittweite die direkt verbrauchte PV-Energie steigt und die Energie zur Batterieladung im gleichen Maße sinkt, hat somit die zeitliche Auflösung der Simulationsrechnungen keinen bedeutenden Einfluss auf die Höhe der ermittelten Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade für PV-Batteriesysteme. Bild 4.36 veranschaulicht diesen Zusammenhang für ein PV-Batteriesystem mit 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität. Ob dieser Zusammenhang auch bei anderen Last- und PV-Erzeugungsprofilen sowie Simulationsmodellen gültig ist, muss in weitergehenden Untersuchungen nachgewiesen werden.

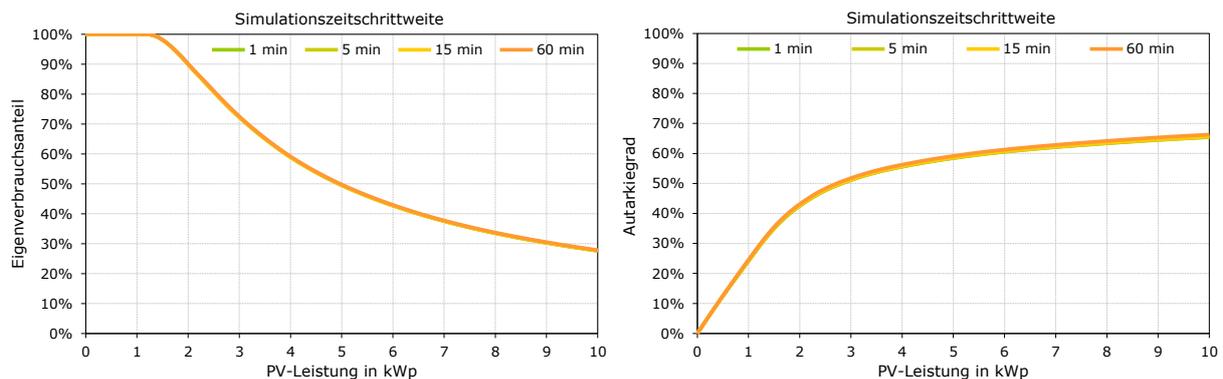


Bild 4.36 Einfluss der Simulationszeitschrittweite und PV-Leistung auf den Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) im Jahresmittel für ein PV-Batteriesystem mit 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität

4.3 Schlussfolgerungen

Im vorangegangenen Kapitel konnte durch Simulationsrechnungen gezeigt werden, inwieweit unterschiedliche Systemkonfigurationen und Parameter das Betriebsverhalten von PV-Batteriesystemen beeinflussen. Aus den Simulationsergebnissen lassen sich folgende Schlussfolgerungen zur Simulation und erste Aussagen zu den energetischen Grenzen der Dimensionierung von PV-Batteriesystemen ableiten:

- Zur energetischen Bewertung des Nutzens von PV-Batteriesystemen sollte sowohl der Eigenverbrauchsanteil als auch der Autarkiegrad angegeben werden.
- Als wesentliche Einflussfaktoren auf die Simulationsergebnisse sind die PV-Leistung und die Speicherkapazität zu nennen.
- Grundsätzlich führt die Vergrößerung der PV-Leistung zu einem Anstieg des Autarkiegrades und zu einer Verringerung des Eigenverbrauchsanteils.
- Sowohl der Autarkiegrad als auch der Eigenverbrauchsanteil lässt sich durch einen Batteriespeicher vergrößern. Mit zunehmender Speicherkapazität steigen beide Größen jedoch weniger stark an.
- Überschreitet die nutzbare Speicherkapazität den Wert des Strombedarfs in der Nacht, kann der Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad durch eine weitere Vergrößerung der Speicherkapazität nur noch geringfügig gesteigert werden. Dies kann damit begründet werden, dass größere Batteriespeicher in der Nacht nicht vollständig entladen werden.

- Als sinnvolle Obergrenze für die nutzbare Speicherkapazität kann daher der nächtliche Strombedarf angesetzt werden, der bei typischen Einfamilienhaushalten in der Größenordnung von 1,5 kWh pro MWh Jahresstrombedarf liegt.
- Die saisonale Verfügbarkeit der PV-Energie verhindert eine ganzjährige Versorgung von Haushalten durch PV-Batteriesysteme. Dadurch sind auch bei größeren Systemen Autarkiegrade deutlich über 80 % nur schwer realisierbar.
- Die Abhängigkeit der Simulationsergebnisse von der Batteriewechselrichterleistung ist über einen weiten Bereich nur sehr gering.
- Die Systemdimensionierung beeinflusst die jährliche Zyklenanzahl und somit die Lebensdauer des Batteriespeichers. Aufgrund einer höheren Zyklenanzahl ist die Lebensdauer von kleinen Speichern geringer als die von Speichern mit größeren Kapazitäten.
- Der Jahresbedarf an elektrischer Energie beeinflusst maßgeblich die Simulationsergebnisse. Mit steigendem Jahresstrombedarf steigt der Eigenverbrauchsanteil an, wohingegen der Autarkiegrad sinkt.
- Für Haushalte mit unterschiedlichem Lastprofil und Jahresstrombedarf ergeben sich bei gleicher PV-Batteriesystemgröße große Unterschiede im Betriebsverhalten.
- Durch die Normierung der PV-Leistung und Speicherkapazität auf den Jahresstrombedarf können Aussagen unabhängig vom Bedarf abgeleitet werden. Bei gleicher verbrauchsspezifischer PV-Batteriesystemgröße weichen die Simulationsergebnisse für unterschiedliche Haushaltstypen deutlich geringer voneinander ab.
- Unterschiedliche Lastprofile lassen sich durch den Anteil des Strombedarfs in der Nacht am Gesamtstrombedarf charakterisieren. Es zeigt sich eine deutliche Abhängigkeit des erzielten Autarkiegrades von dem nächtlichen Strombedarf bei unterschiedlichen Lastprofilen.
- Mit zunehmendem PV-Ertrag steigt der Autarkiegrad an, wohingegen der Eigenverbrauchsanteil sinkt.
- Die Orientierung des PV-Generators hat nur einen geringen Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad. Weicht der PV-Generator von der Südausrichtung ab, kommt es zu einem Anstieg des Eigenverbrauchsanteils und zu einer geringen Reduzierung des Autarkiegrades. Dadurch lassen sich auch mit nicht südlich ausgerichteten PV-Generatoren hohe Autarkiegrade erzielen. Bei sinkender Netzeinspeisevergütung lassen sich somit zukünftig auch Dachflächen zur Errichtung von PV-Systemen erschließen, die von der Südausrichtung stärker abweichen.
- Die zeitliche Auflösung der Simulationsrechnungen hat direkten Einfluss auf die Höhe des berechneten zeitgleichen Direktverbrauchs der PV-Energie. Je größer die Simulationszeitschrittweite ist, desto stärker wird die Höhe des Direktverbrauchs überschätzt. Jedoch konnte kein Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Höhe der berechneten Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade bei der Simulation von PV-Batteriesystemen festgestellt werden.

5 Systemdimensionierung

Auf Grundlage der zuvor dargestellten Simulationsergebnisse soll in diesem Kapitel eine ökonomische Bewertung von PV-Batteriesystemen folgen. Ziel hierbei ist es, die Systemkonfiguration mit den niedrigsten Stromkosten für einen Haushalt zu finden. Daraus sollen Empfehlungen zur kostenoptimalen Dimensionierung von PV-Batteriesystemen abgeleitet werden. Zunächst werden die zur ökonomischen Bewertung erforderlichen Vergleichsgrößen definiert.

5.1 Ökonomische Bewertungsgrößen

Eine wichtige Größe zum ökonomischen Vergleich von netzgekoppelten PV-Systemen stellen die Gesteungskosten der erzeugten PV-Energie dar. Die sogenannten Stromgestehungskosten ρ_{PVG} (LCOE, engl. levelized cost of electricity) lassen sich aus den jährlichen Gesamtkosten des PV-Systems K_{PV} und der jährlich erzeugten PV-Energie E_{PV} ermitteln [Bre10]

$$\rho_{\text{PVG}} = \frac{K_{\text{PV}}}{E_{\text{PV}}} \quad (5.1)$$

Die Jahreskosten setzen sich aus den Kapital- und Betriebskosten zusammen und lassen sich aus den Investitionskosten des PV-Systems I_{PV} , dem Annuitätsfaktor a_{PV} und den durchschnittlichen Betriebskosten b_{PV} pro Jahr berechnen [Sar12]

$$K_{\text{PV}} = I_{\text{PV}} \cdot (a_{\text{PV}} + b_{\text{PV}}) \quad (5.2)$$

Der Annuitätenfaktor beschreibt dabei die auf die Investition bezogenen jährlichen Aufwendungen für Kapitalzinsen und Tilgung zur Amortisation der Investition in einem festgelegten Zeitraum. Aus dem Zinssatz r und der Nutzungsdauer n lässt sich der Annuitätsfaktor a_i bestimmen [Qua13]

$$a_i = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad (5.3)$$

Bezieht sich der Annuitätsfaktor auf die PV-Investitionskosten I_{PV} unter Berücksichtigung der Nutzungsdauer des PV-Systems n_{PV} , wird dieser als a_{PV} bezeichnet. Da die Nutzungsdauer des Batteriespeichers von der Nutzungsdauer des PV-Systems abweichen kann, wird der auf die Investitionskosten des Batteriespeichers bezogene Annuitätsfaktor mit a_{B} angegeben. Aus der kalendarischen Lebensdauer und Zykluslebensdauer (vgl. 4.1) kann somit die für die Berechnung des Annuitätsfaktors a_{B} erforderliche Nutzungsdauer n_{B} bestimmt werden. Die jährlichen Gesamtkosten des Batteriespeichers lassen sich aus dem Annuitätsfaktor a_{B} , den Investitionskosten I_{B} und den jährlichen Betriebskosten b_{B} ermitteln

$$K_{\text{B}} = I_{\text{B}} \cdot (a_{\text{B}} + b_{\text{B}}) \quad (5.4)$$

Den Gesamtkosten für das PV-Batteriesystem stehen Einnahmen aus der Vergütung der in das Netz eingespeisten PV-Energie gegenüber. Die jährlichen Erlöse ER_{NE} können aus der Einspeisevergütung ρ_{NE} und der jährlich eingespeisten PV-Energie E_{NE} bestimmt werden

$$ER_{NE} = \rho_{NE} \cdot E_{NE} \quad (5.5)$$

Wird die Bilanz aus den jährlichen Gesamtkosten und Erlösen auf die vom PV-Batteriesystem zeitgleich bereitgestellte und genutzte Energie bezogen, können die PV-Stromnutzungskosten ρ_{PVN} ermittelt werden

$$\rho_{PVN} = \frac{K_{PV} + K_B - ER_{NE}}{E_{DV} + E_{BE}} = \frac{I_{PV} \cdot (a_{PV} + b_{PV}) + I_B \cdot (a_B + b_B) - \rho_{NE} \cdot E_{NE}}{E_{DV} + E_{BE}} \quad (5.6)$$

Die Stromnutzungskosten beziehen sich hierbei auf die zur Deckung des Strombedarfs genutzte PV-Energie. Diese setzt sich aus der Summe der direkt verbrauchten PV-Energie E_{DV} und der aus dem Batteriespeicher entladenen Energie E_{BE} zusammen. Wird die eingespeiste PV-Energie E_{NE} nicht mehr vergütet, entsprechen die PV-Stromnutzungskosten dem Verhältnis aus den jährlichen Gesamtkosten des PV-Batteriesystems zur jährlich genutzten PV-Energie. Da der Strombedarf meist nicht vollständig durch das PV-Batteriesystem gedeckt werden kann, muss zusätzlich elektrische Energie aus dem Stromnetz bezogen werden. Liegen die PV-Stromnutzungskosten unter den mittleren Kosten für den Strombezug aus dem Netz, ist die Investition in ein PV-Batteriesystem finanziell vorteilhaft. Es bietet sich an, als Vergleichsgröße die mittleren Strombezugskosten über dem Nutzungszeitraum des PV-Batteriesystems zu betrachten [Mul12]. Aus den mittleren Netzstrombezugskosten $\bar{\rho}_{NB}$ und den PV-Stromnutzungskosten ρ_{PVN} lassen sich über den Autarkiegrad a die mittleren Stromkosten $\bar{\rho}_{SK}$ bestimmen

$$\bar{\rho}_{SK} = \rho_{PVN} \cdot a + \bar{\rho}_{NB} \cdot (1 - a) \quad (5.7)$$

Alternativ können die mittleren Stromkosten $\bar{\rho}_{SK}$ auch aus der Bilanz der jährlichen Kosten für das PV-Batteriesystem und den Netzstrombezug K_{NB} sowie aus den Netzeinspeiserlösen ER_{NE} und dem Jahresstrombedarf E_{VB} ermittelt werden

$$\bar{\rho}_{SK} = \frac{K_{PV} + K_B + K_{NB} - ER_{NE}}{E_{VB}} = \frac{I_{PV} \cdot (a_{PV} + b_{PV}) + I_B \cdot (a_B + b_B) + \bar{\rho}_{NB} \cdot E_{NB} - \rho_{NE} \cdot E_{NE}}{E_{VB}} \quad (5.8)$$

Die mittleren Stromkosten entsprechen dem Preis, den der Haushalt für den gesamten Strombedarf während der Nutzung des PV-Batteriesystems durchschnittlich zahlen muss. Die Differenz zwischen den mittleren Stromkosten und mittleren Strombezugskosten entspricht somit dem Kostenvorteil. Das Minimum der mittleren Stromkosten $\bar{\rho}_{SK}$ stellt nachfolgend die Zielgröße zur Ermittlung der kostenoptimalen Dimensionierung eines PV-Batteriesystems dar. Daraus lässt sich die Systemkonfiguration mit den geringsten Gesamtkosten zur Deckung des Strombedarfs ermitteln.

5.2 Sensitivitätsanalyse

Im Folgenden sollen nun verschiedene Einflussfaktoren auf die wirtschaftlich optimierte Systemdimensionierung untersucht werden. Bild 5.1 fasst die wesentlichen Einflussfaktoren zusammen.

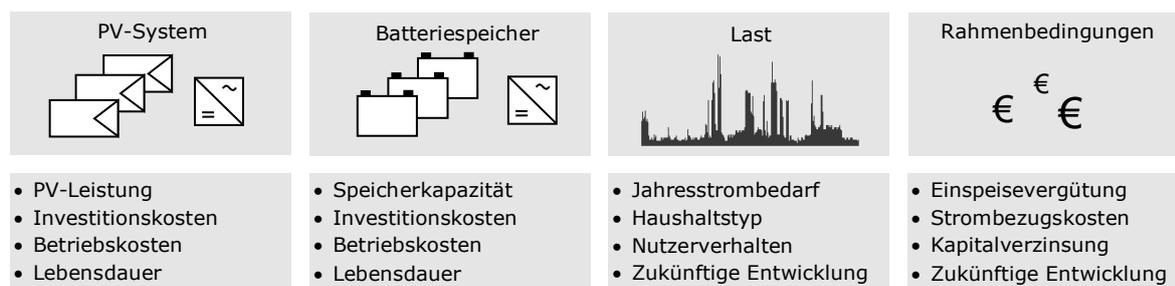


Bild 5.1 Einflussfaktoren auf die kostenoptimale Systemdimensionierung

Sofern nichts Abweichendes angegeben ist, beziehen sich die Berechnungsergebnisse auf die in Tabelle 4.1 und Tabelle 5.1 aufgeführten Annahmen. Die Annahmen des Grundszenarios sollen die Zielgrößen der langfristigen Kostenentwicklung darstellen. Hierzu wurden für das PV-System Investitionskosten in Höhe von 1000 €/kWp (brutto) bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren angesetzt. Im Folgenden soll angenommen werden, dass die Kosten proportional zur PV-Systemgröße sind. Die jährlichen Betriebskosten des PV-Systems und Batteriespeichers für Wartung, Reparaturen und Versicherungsprämien wurden mit durchschnittlich 1,5 % der jeweiligen Investitionskosten angenommen [Bos11, Bre12]. Für den Batteriespeicher wird langfristig von Investitionskosten pro nutzbare Speicherkapazität in Höhe von 600 €/kWh (brutto) ausgegangen. Eine Abhängigkeit der spezifischen Speicherkosten von der Größe des Batteriespeichers wird nicht unterstellt. Es ist zu berücksichtigen, dass in der Praxis die spezifischen Speicherkosten mit zunehmender Speichergröße sinken [Uml13]. Die kalendarische Lebensdauer des Batteriespeichers soll mit 20 Jahren und die Zyklenlebensdauer mit 5000 Zyklen berücksichtigt werden. In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurde ein Zinssatz von 4 % angenommen. In das Netz eingespeiste PV-Energie soll mit 2 ct/kWh vergütet werden. Die Netzstrombezugskosten (Arbeitspreis) für Privathaushalte liegen heute in der Größenordnung von 28 ct/kWh (brutto). Die Strompreissteigerung soll mit 2 % pro Jahr angenommen werden [Bos11], was etwa der durchschnittlichen Inflationsrate der vergangenen 20 Jahre entspricht. Bei einem Strompreisanstieg von 2 % pro Jahr ergeben sich in den kommenden 20 Jahren durchschnittliche Strombezugskosten in Höhe von 34 ct/kWh. Im Vergleich dazu lag der durchschnittliche Strompreisanstieg zwischen 2001 und 2010 bei 5,5 % pro Jahr [Bos11]. Somit kann die angenommene Strompreissteigerung als konservativ betrachtet werden. Tabelle 5.1 fasst die Annahmen zur ökonomischen Bewertung der PV-Batteriesysteme zusammen.

Tabelle 5.1 Übersicht der Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für das Grundszenario

PV-System	PV-Systemkosten (brutto)	1000 €/kWp
	Nutzungsdauer	20 a
	Jährliche Betriebskosten	1,5 %
Batteriespeicher	Batteriespeicherkosten (brutto)	600 €/kWh
	Jährliche Betriebskosten	1,5 %
	Zyklenlebensdauer	5000 Zyklen
	Kalendarische Lebensdauer	20 a
Rahmenbedingungen	Einspeisevergütung über 20 a	2 ct/kWh
	Mittlere Strombezugskosten (brutto) über 20 a	34 ct/kWh
	Zinssatz	4 %

5.2.1 PV-Systemkosten

Die Kosten des PV-Systems machen einen Großteil der Gesamtkosten eines PV-Batteriesystems aus und beeinflussen direkt die Stromgestehungskosten, wie Bild 5.2 (links) entnommen werden kann. Grundsätzlich sinken die Stromgestehungskosten mit abnehmenden Systemkosten. Auch ein höherer Ertrag ermöglicht niedrigere PV-Stromgestehungskosten. Liegen die PV-Systemkosten bei 1600 €/kWp, so können bei einem PV-Ertrag von 1000 kWh/kWp Stromgestehungskosten von 14 ct/kWh erreicht werden. Bei gleichem Ertrag und PV-Systemkosten von unter 1100 €/kWp sind PV-Stromgestehungskosten von 10 ct/kWh und darunter möglich.

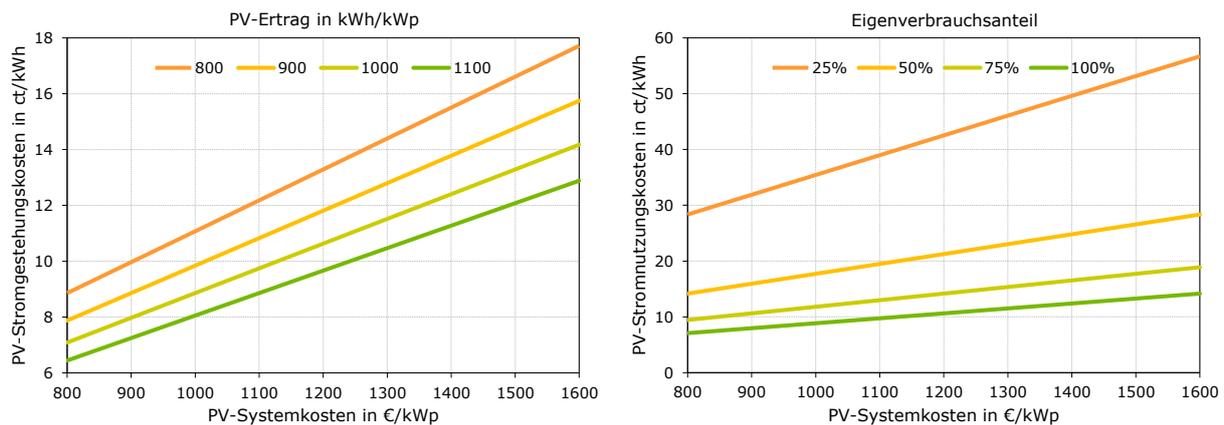


Bild 5.2 Links: Einfluss der PV-Systemkosten auf die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des jährlichen PV-Ertrags. Rechts: PV-Stromnutzungskosten in Abhängigkeit von den PV-Systemkosten und dem Eigenverbrauchsanteil für ein PV-System mit einem PV-Ertrag von 1000 kWh/kWp ohne Vergütung der PV-Einspeisung.

Darüber hinaus haben die PV-Systemkosten auch Einfluss auf die Höhe der PV-Stromnutzungskosten, wie Bild 5.2 (rechts) zeigt. Bei geringem Eigenverbrauchsanteil ist die absolute Änderung der Stromnutzungskosten in Abhängigkeit der PV-Systemkosten besonders groß. Mit zunehmendem Eigenverbrauchsanteil sinken die PV-Stromnutzungskosten, da die Kosten des PV-Systems auf einen größeren Anteil der erzeugten PV-Energie bezogen werden. Wird ein Eigenverbrauchsanteil von 100 % erreicht, entsprechen die Nutzungskosten den Gestehungskosten des PV-Stroms. Da der Eigenverbrauchsanteil von der PV-Systemgröße abhängt, beeinflusst auch die PV-Leistung die Höhe der PV-Stromnutzungskosten (Bild 5.3). Wird ein PV-System ohne Speicher installiert und die Netzeinspeisung mit 2 ct/kWh vergütet, steigen mit zunehmender PV-Leistung die Stromnutzungskosten an, da ein geringer Anteil der erzeugten PV-Energie zeitgleich genutzt wird. Folglich lassen sich bei kleinen PV-Systemen mit einem hohen Eigenverbrauchsanteil die geringsten PV-Stromnutzungskosten erzielen. Liegen die PV-Stromnutzungskosten unter den mittleren Strombezugskosten, so ist die Investition wirtschaftlich. Bei PV-Systemkosten von 1400 €/kWp liegt die Grenze der Wirtschaftlichkeit bei einer PV-Leistung von etwa 0,9 kWp/MWh (Bild 5.3 links). Für das Grundzenario mit Investitionskosten von 1000 €/kWp ist ein wirtschaftlicher Betrieb sogar für PV-Systeme mit einer Leistung von bis zu 1,6 kWp/MWh möglich (Bild 5.3 rechts).

Wird zusätzlich ein Batteriespeicher installiert, kann zwar meist ein höherer Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad erreicht werden, jedoch entstehen dadurch auch zusätzliche Kosten. Insbesondere bei kleinen PV-Systemen unter 0,25 kWp/MWh steigen die PV-Stromnutzungskosten durch größere Batteriespeicher stark an. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch die niedrige PV-Leistung bereits ein

hoher Eigenverbrauchsanteil durch den zeitgleichen Verbrauch der PV-Energie erreicht wird. Dadurch lässt sich der Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad in diesem Bereich durch größere Speicherkapazität nur wenig steigern (vgl. Bild 4.18). Bei größeren PV-Systemen und kleinen Batteriespeichern kommt der Effekt zum Tragen, dass ein hoher Anteil der erzeugten PV-Energie in das Netz eingespeist und nur gering vergütet wird. Auch dadurch steigen die PV-Stromnutzungskosten an. Daher gilt es die Größe des PV-Systems und Batteriespeichers so zu wählen, dass die PV-Stromnutzungskosten unter den Strombezugskosten liegen. Bei PV-Systemkosten von 1400 €/kWp kann dies mit PV-Systemen unter 1 kWp/MWh und Speicherkapazitäten von unter 2 kWh/MWh erreicht werden (Bild 5.3 links). Für das Grundszenario mit PV-Systemkosten von 1000 €/kWp liegt die Wirtschaftlichkeitsgrenze bei größeren PV-Leistungen und Speicherkapazitäten (Bild 5.3 rechts).

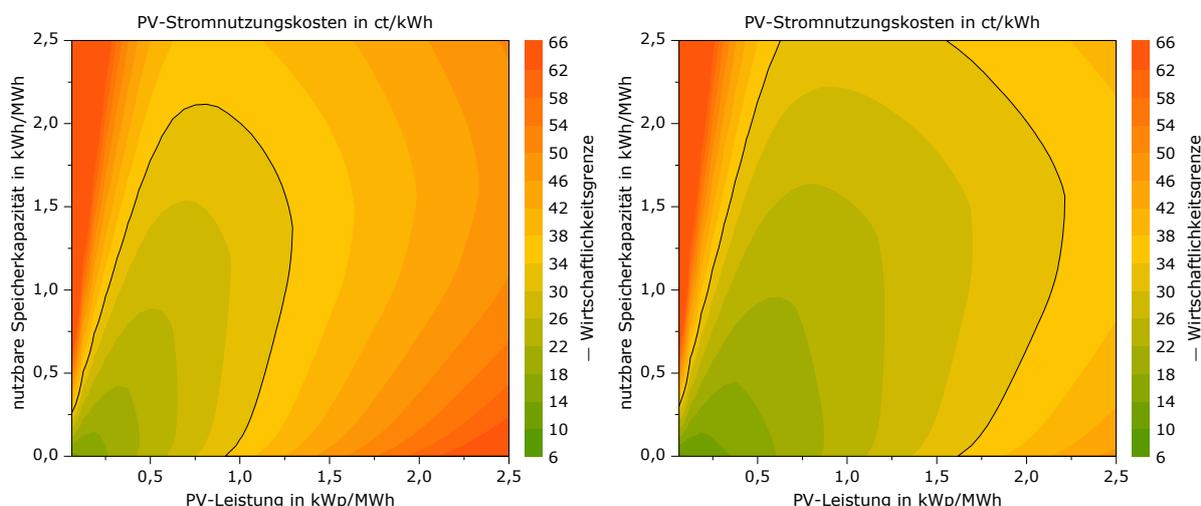


Bild 5.3 PV-Stromnutzungskosten in Abhängigkeit der PV-Leistung und Speicherkapazität bei PV-Systemkosten von 1400 €/kWp (links) und 1000 €/kWp (rechts)

Für die kostenoptimale Dimensionierung gilt es, die Systemkonfiguration mit den geringsten mittleren Stromkosten zu finden. Die mittleren Stromkosten ergeben sich aus dem Autarkiegrad sowie den PV-Stromnutzungs- und mittleren Strombezugskosten (vgl. 5.1). Wie zuvor in Bild 5.3 für die PV-Stromnutzungskosten, stellt Bild 5.4 die mittleren Stromkosten in Abhängigkeit der PV-Leistung und Speicherkapazität für das Grundszenario bei PV-Systemkosten von 1400 €/kWp (links) und 1000 €/kWp (rechts) dar. Es wird deutlich, dass die Wirtschaftlichkeitsgrenze den gleichen Verlauf hat, da auf dieser Isolinie die PV-Stromnutzungskosten gleich den Netzbezugskosten sind. Wird kein PV-System und kein Batteriespeicher installiert, entsprechen die mittleren Stromkosten den Bezugskosten aus dem Stromnetz. Im Gegensatz zu den PV-Stromnutzungskosten ergeben sich die geringsten mittleren Stromkosten nicht zwangsläufig bei der kleinsten PV-Leistung. Dies kann mit dem Einfluss des Autarkiegrades begründet werden, da sich mit größeren PV-Systemen höhere Autarkiegrade erreichen lassen.

Je nach Kostensituation ergibt sich eine Systemkonfiguration, mit der sich die mittleren Stromkosten minimieren lassen. Für das Grundszenario und PV-Systemkosten von 1400 €/kWp wird dies bei einer PV-Leistung von 0,4 kWp/MWh und einer nutzbaren Speicherkapazität von 0,5 kWh/MWh erreicht (Bild 5.4 links). Dadurch lassen sich im Mittel Stromkosten von 30,2 ct/kWh erzielen. Es zeigt sich,

dass durch eine Vergrößerung des Batteriespeichers und des PV-Systems die mittleren Stromkosten nur wenig ansteigen.

Durch die Verringerung der PV-Systemkosten von 1400 €/kWp auf 1000 €/kWp erhöht sich das Kostenoptimum auf eine PV-Leistung von 0,8 kWp/MWh und eine Speicherkapazität von 1,1 kWh/MWh. Die mittleren Stromkosten können dadurch auf 28,1 ct/kWh gesenkt werden. Dadurch ließen sich gegenüber einer ausschließlichen Netzversorgung die Kosten um durchschnittlich 5,9 ct/kWh reduzieren. Bei Systemkosten von 1000 €/kWp können auch deutlich größere PV-Systeme wirtschaftlich betrieben werden. Daraus kann geschlussfolgert werden, dass mit abnehmenden Systemkosten das Plateau mit den geringsten mittleren Stromkosten flacher ausfällt. Dadurch steigen die mittleren Stromkosten bei Systemkonfigurationen, die etwas vom ökonomischen Optimum abweichen, nur wenig an.

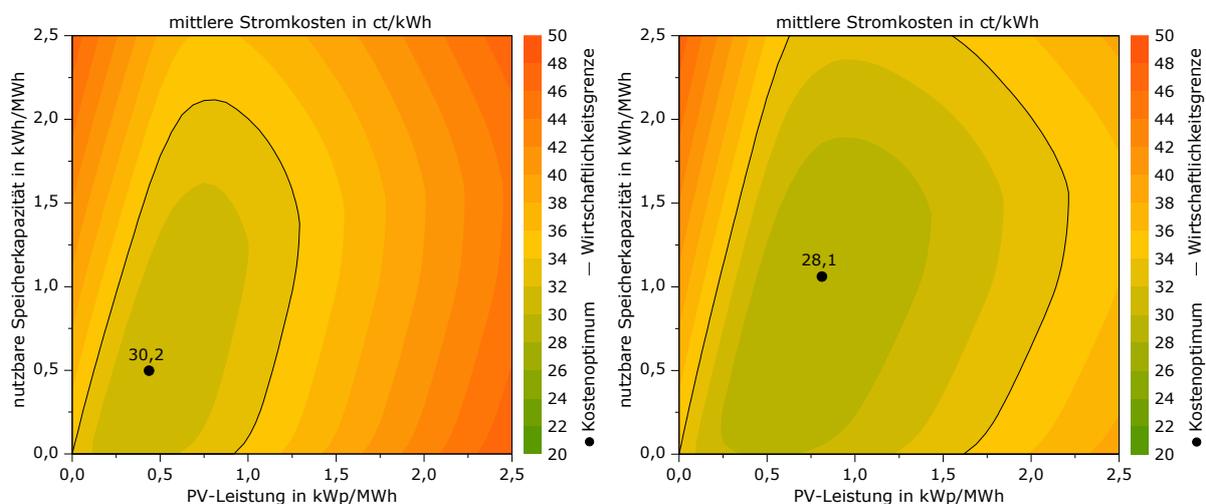


Bild 5.4 Mittlere Stromkosten in Abhängigkeit der PV-Leistung und Speicherkapazität bei PV-Systemkosten von 1400 €/kWp (links) und 1000 €/kWp (rechts)

Aus Bild 5.4 geht bereits hervor, dass die Lage des Kostenoptimums maßgeblich von den Investitionskosten des PV-Systems abhängig ist. Um diesen Zusammenhang systematisch aufzuzeigen, stellt Bild 5.5 den Einfluss der PV-Systemkosten auf die kostenoptimale Systemdimensionierung dar. Bei Batteriespeicherkosten von 800 €/kWh (Bild 5.5 links) ist deutlich zu erkennen, dass sich mit abnehmenden PV-Systemkosten die optimale PV-Systemgröße erhöht. Darüber hinaus ist eine Abhängigkeit der kostenoptimierten Speicherkapazität von den PV-Systemkosten zu erkennen. Liegen die Batteriespeicherkosten bei 600 €/kWh, so zeigt sich in Bild 5.5 (rechts), dass die Speicherkapazität des Kostenoptimums mit abnehmenden PV-Systemkosten stark ansteigt. Erstaunlicherweise ist dann die Sensitivität der PV-Leistung im ökonomischen Optimum von den PV-Systemkosten geringer als die der nutzbaren Speicherkapazität. Vermutlich ist dies auf die geringe Einspeisevergütung von 2 ct/kWh des Grund Szenarios zurückzuführen, weshalb die Zwischenspeicherung finanziell attraktiver als die Netzeinspeisung ist. Dies hat auch zur Folge, dass bei geringeren Batteriespeicherkosten die kostenoptimale PV-Leistung ansteigt. Bild 5.5 zeigt somit auf, dass die kostengünstigste Systemkonfiguration nicht nur von den PV-Systemkosten, sondern auch von den Kosten des Batteriespeichers beeinflusst wird.

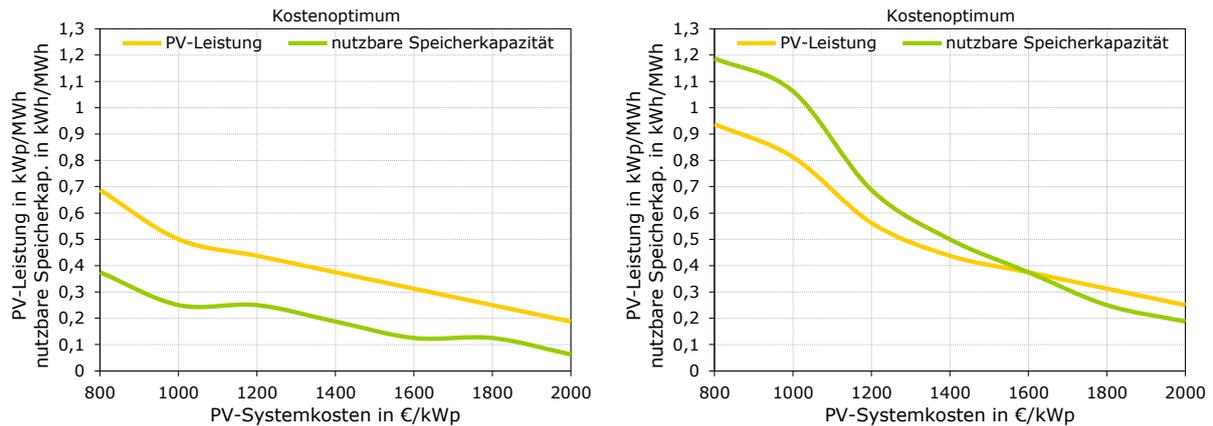


Bild 5.5 Einfluss der PV-Systemkosten auf die kostenoptimale Dimensionierung bei Batteriespeicherkosten von 800 €/kWh (links) und 600 €/kWh (rechts)

Für die zuvor ermittelten kostenoptimierten Systemkonfigurationen sind in Bild 5.6 die erzielten Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade zu sehen. Grundsätzlich wird deutlich, dass bei geringeren PV-Systemkosten auch Systemkonfigurationen mit niedrigeren Eigenverbrauchsanteilen und höheren Autarkiegraden kostenoptimal betrieben werden können.

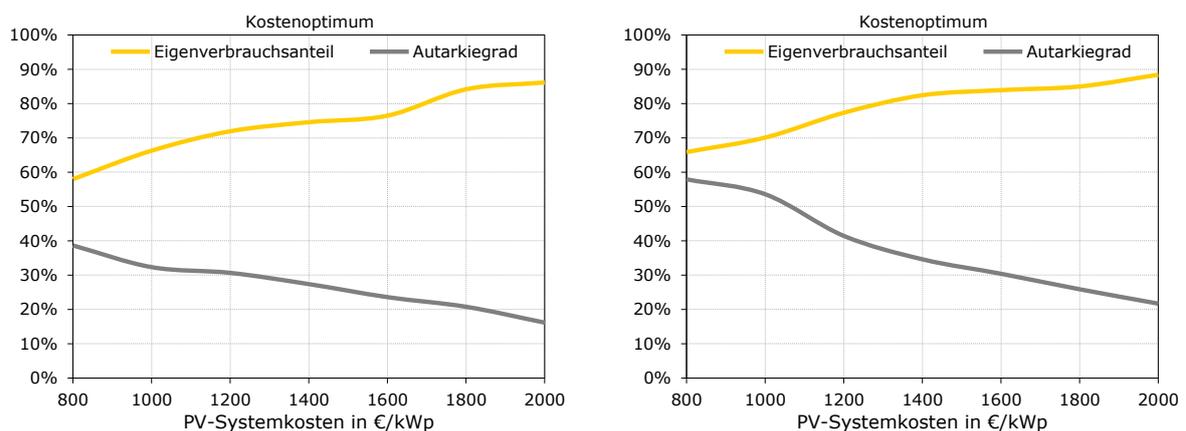


Bild 5.6 Einfluss der PV-Systemkosten auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der kostenoptimalen Dimensionierung bei Batteriespeicherkosten von 800 €/kWh (links) und 600 €/kWh (rechts)

5.2.2 Batteriespeicherkosten

Neben den PV-Systemkosten tragen die Kosten für den Batteriespeicher maßgeblich zu den Gesamtkosten des PV-Batteriesystems bei. Welchen Einfluss die Kosten des Batteriespeichers auf die mittleren Stromkosten bei verschiedenen Systemkonfigurationen haben, ist in Bild 5.7 für das Grundscenario dargestellt. Bei Batteriespeicherkosten von 800 €/kWh (Bild 5.7 links) wird deutlich, dass das Kostenoptimum bei vergleichsweise kleinen Batteriespeichern und PV-Systemen liegt. Allerdings kann auch der Betrieb von Batteriespeichern bis 2 kWh/MWh und PV-Systemen bis 1,6 kWp/MWh wirtschaftlich sein. Werden die Batteriespeicherkosten auf 400 €/kWh reduziert, verschiebt sich das ökonomische Optimum hin zu einer PV-Leistung von 0,9 kWp/MWh und einer Speicherkapazität von 1,3 kWh/MWh. Dadurch rechnen sich auch größere Batteriespeicher und PV-Systeme. Grundsätzlich zeigt sich, dass bei geringen Batteriespeicherkosten von 400 €/kWh der Einfluss der PV-Leistung und Speicherkapazität auf die Stromkosten gering ist. Dadurch weichen die mittleren Stromkosten bei einer Änderung der Größe des PV-Batteriesystems nur wenig vom Kostenoptimum ab.

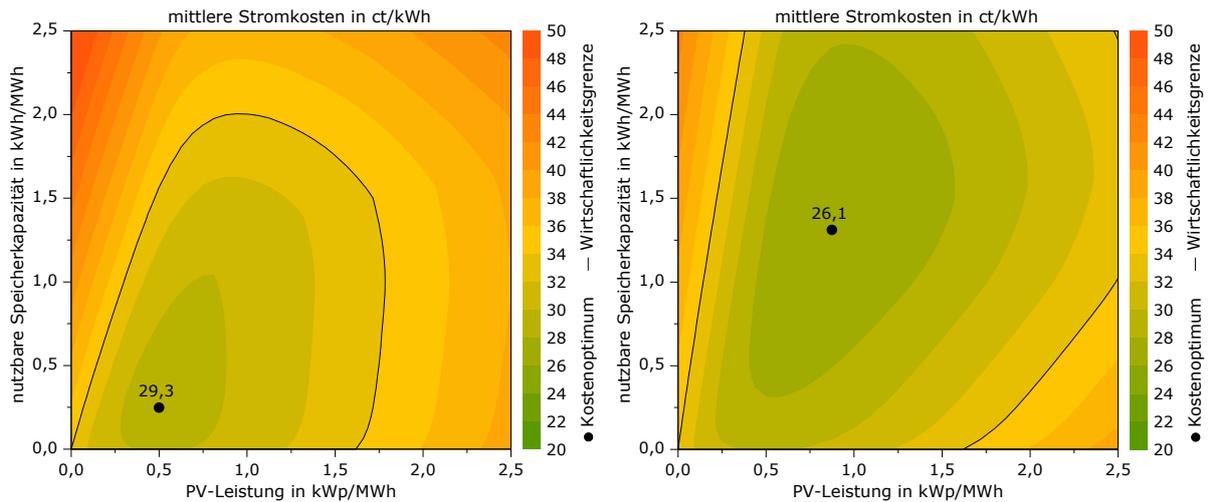


Bild 5.7 Mittlere Stromkosten in Abhängigkeit der PV-Leistung und Speicherkapazität bei Batteriespeicherkosten von 800 €/kWh (links) und 400 €/kWh (rechts)

Um den Einfluss der Batteriespeicherkosten auf die kostenoptimale Systemauslegung aufzuzeigen, sind in Bild 5.8 die kostengünstigsten Systemkonfigurationen in Abhängigkeit der Batteriespeicherkosten aufgetragen. Bild 5.8 (links) zeigt dies bei mittleren Strombezugskosten von 34 ct/kWh. Es ist deutlich erkennbar, dass bei Batteriespeicherkosten oberhalb von 800 €/kWh rechnerisch nur die Installation eines kleinen Batteriespeichers unter 0,2 kWh/MWh kostenoptimal ist. Sinken die Batteriespeicherkosten unter 800 €/kWh, steigt die wirtschaftlich optimierte Speichergröße deutlich an. Gleichzeitig liegt das Kostenoptimum dann auch bei größeren PV-Leistungen. Geringe Speicherkosten tragen dementsprechend auch zum wirtschaftlichen Betrieb von größeren PV-Systemen bei. Sinken die Batteriespeicherkosten auf 400 €/kWh, liegt das ökonomische Optimum bei einer PV-Leistung von 0,9 kWp/MWh und einer nutzbaren Speicherkapazität von 1,3 kWh/MWh. Ergeben sich während des Nutzungszeitraums mittlere Strombezugskosten von 42 ct/kWh (Bild 5.8 rechts), steigt die Speicherkapazität und PV-Leistung des Kostenoptimums bereits ab 1000 €/kWh deutlich an. In beiden Fällen liegt die kostenoptimale Speicherkapazität bei geringen Speicherkosten über der als energetisch sinnvoll erachteter Dimensionierung von 1 kWh/kWp.

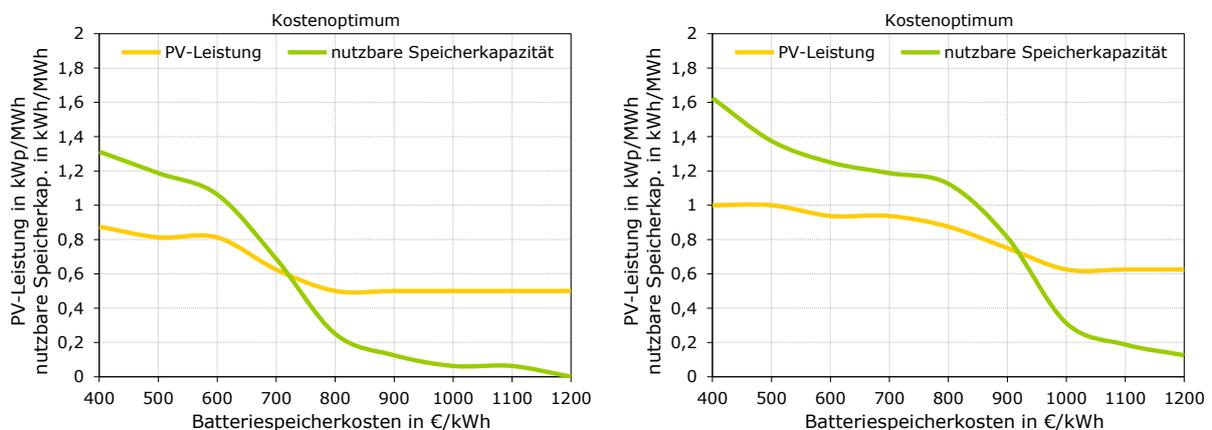


Bild 5.8 Einfluss der Batteriespeicherkosten auf die kostenoptimale Dimensionierung bei mittleren Strombezugskosten von 34 ct/kWh (links) und 42 ct/kWh (rechts)

Da bei abnehmenden Batteriespeicherkosten die kostenoptimale Speichergröße ansteigt, können dadurch auch höhere Autarkiegrade erzielt werden (Bild 5.9). Sinken die Batteriespeicherkosten unter

600 €/kWh, so lassen sich bei Strombezugskosten von 34 ct/kWh auch Autarkiegrade über 50 % durch kostenoptimierte Systemkonfigurationen erzielen (Bild 5.9 links). Bei höheren Strombezugskosten sind auch größere Speicherkapazitäten und somit höhere Autarkiegrade kostenoptimal. Gleichzeitig steigt der Eigenverbrauchsanteil der kostenoptimalen Systemdimensionierung bei sinkenden Batteriespeicherkosten an. Allerdings übersteigt der Eigenverbrauchsanteil nicht die Größenordnung von 70 %. Dies kann damit begründet werden, dass bei höheren Eigenverbrauchsanteilen die Speicherkapazität nur unzureichend ausgenutzt wird.

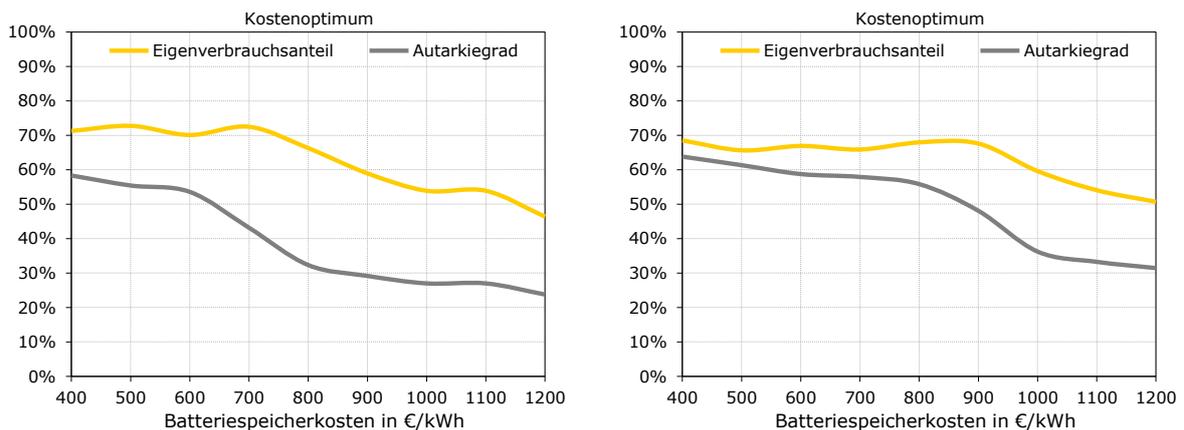


Bild 5.9 Einfluss der Batteriespeicherkosten auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der kostenoptimalen Dimensionierung bei mittleren Strombezugskosten von 34 ct/kWh (links) und 42 ct/kWh (rechts)

5.2.3 Strombezugskosten

Im Gegensatz zu den Kosten des PV-Batteriesystems sind die zukünftigen Kosten für den Strombezug aus dem Netz zum Zeitpunkt der Anlagenplanung nicht bekannt. Folglich müssen Annahmen getroffen werden, um die kostenoptimale Systemdimensionierung abzuschätzen. Bild 5.10 zeigt auf, inwieweit die Kostenannahmen für den Netzstrombezug die Berechnungsergebnisse beeinflussen. Bild 5.10 (links) stellt die mittleren Stromkosten für unterschiedliche Systemkonfigurationen unter der Annahme dar, dass die Strombezugskosten zukünftig nicht steigen und der Strompreis über die nächsten 20 Jahre bei 28 ct/kWh liegt. Dies hätte zur Folge, dass im Vergleich zum Grundscenario (vgl. Bild 5.4 rechts) sich sowohl die Wirtschaftlichkeitsgrenze als auch das Kostenoptimum hin zu kleineren PV-Batteriesystemen verschieben würde. Geht man allerdings von einer jährlichen Strompreissteigerung von 4 % über die nächsten 20 Jahre aus, ergeben sich im Mittel Strombezugskosten von 42 ct/kWh. Wird dieser Wert den Berechnungen der mittleren Stromkosten zu Grunde gelegt, so liegt das Optimum der Systemdimensionierung bei einer PV-Leistung von 0,9 kWp/MWh und einer Speicherkapazität von 1,3 kWh/MWh. Auch hier hat eine Abweichung der Systemkonfiguration vom ökonomischen Optimum nur einen geringen Anstieg der mittleren Stromkosten zur Folge. Dadurch lassen sich nahezu alle Systemkonfigurationen wirtschaftlich betreiben.

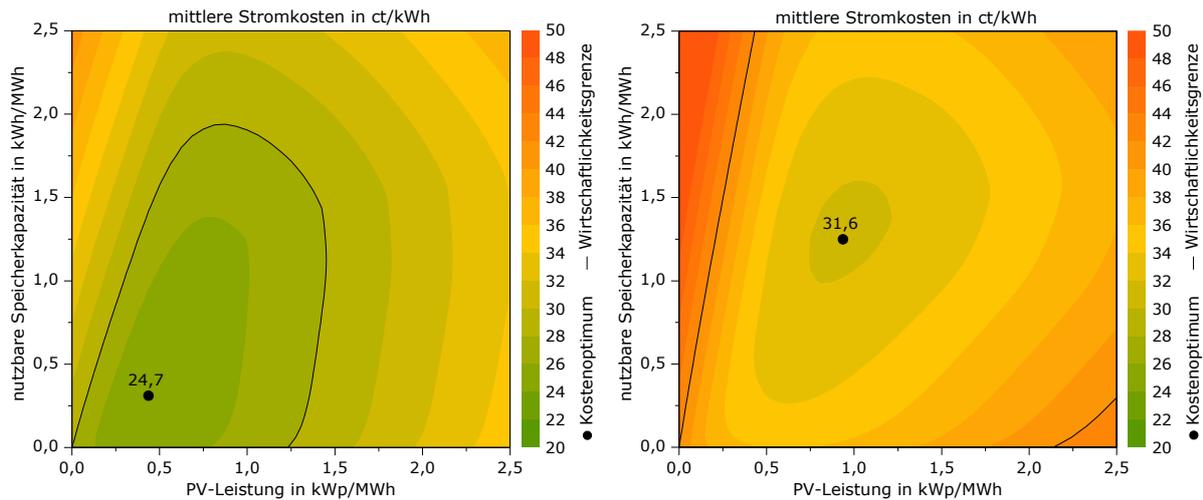


Bild 5.10 Mittlere Stromkosten in Abhängigkeit der PV-Leistung und Speicherkapazität bei mittleren Strombezugskosten von 28 ct/kWh (links) und 42 ct/kWh (rechts)

In Bild 5.11 ist die Abhängigkeit der kostengünstigsten Systemdimensionierung von den mittleren Strombezugskosten dargestellt. Tendenziell steigt mit zunehmenden Strombezugskosten die kostenoptimale Größe der PV-Batteriesysteme an. Für die PV-Leistung ist dieser Zusammenhang nahezu linear. Wird die Netzeinspeisung mit 6 ct/kWh vergütet (Bild 5.11 links), ist die Installation von kleinen Speicherkapazitäten ab mittleren Strombezugskosten von 26 ct/kWh kostenoptimal. Bei Strombezugskosten von über 30 ct/kWh steigt die Speichergöße der kostenoptimierten Systemkonfiguration deutlich an. Sobald die Speicherkapazität die Größenordnung des nächtlichen Strombedarfs von rund 1,5 kWh/MWh erreicht hat, steigt die optimale Speichergöße mit zunehmenden Strombezugskosten weniger stark an. Liegt die Einspeisevergütung bei nur 2 ct/kWh (Bild 5.11 rechts), ist die Installation eines Batteriespeichers bereits ab Strombezugskosten von 22 ct/kWh finanziell vorteilhaft. Darüber hinaus lässt sich aus Bild 5.11 bereits ableiten, dass die Höhe der Einspeisevergütung die kostenoptimale Größe des PV-Systems maßgeblich beeinflusst. Bei Strombezugskosten von 34 ct/kWh und einer Einspeisevergütung von 6 ct/kWh liegt diese bei 1,1 kWp/MWh. Beträgt die Vergütung nur 2 ct/kWh, so sinkt das Kostenoptimum auf 0,8 kWp/MWh.

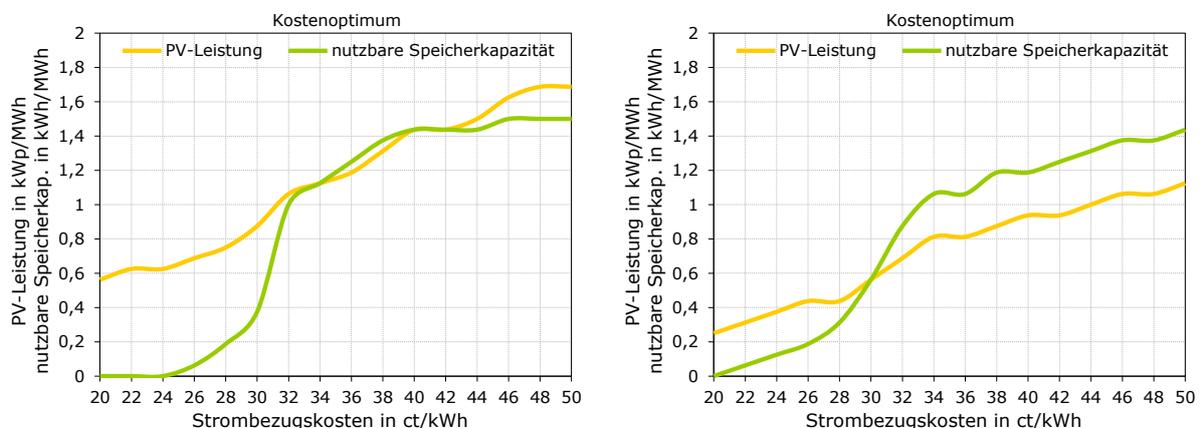


Bild 5.11 Einfluss der mittleren Strombezugskosten auf die kostenoptimale Dimensionierung bei einer Einspeisevergütung von 6 ct/kWh (links) und 2 ct/kWh (rechts)

Bild 5.12 verdeutlicht den Einfluss der Strombezugskosten auf die kostenoptimierte Systemdimensionierung. Dadurch, dass mit zunehmenden Strombezugskosten die kostenoptimale Speicherkapazität

ansteigt, lassen sich auch höhere Autarkiegrade erzielen. Bei einer geringeren Einspeisevergütung müssen höhere Eigenverbrauchsanteile angestrebt werden. Allerdings können bei höheren Strombezugskosten auch PV-Batteriesysteme mit geringeren Eigenverbrauchsanteilen die niedrigsten mittleren Stromkosten erzielen.

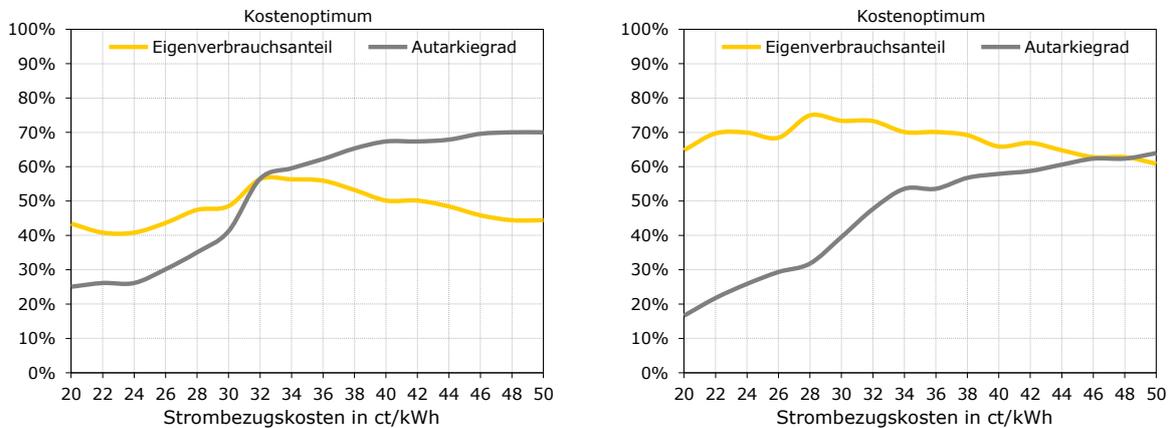


Bild 5.12 Einfluss der mittleren Strombezugskosten auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der kostenoptimalen Dimensionierung bei einer Einspeisevergütung von 6 ct/kWh (links) und 2 ct/kWh (rechts)

5.2.4 Einspeisevergütung

Wie bereits zuvor angedeutet, beeinflusst auch die Höhe der Netzeinspeisevergütung die PV-Stromnutzungskosten und somit die mittleren Stromkosten. Der Einfluss der Einspeisevergütung auf die PV-Stromnutzungskosten ist in Bild 5.13 (links) für ein PV-System ohne Batteriespeicher in Abhängigkeit des Eigenverbrauchsanteils dargestellt. Entspricht die Einspeisevergütung den PV-Stromgestehungskosten, so sind die PV-Stromnutzungskosten unabhängig vom Eigenverbrauchsanteil. Sinkt die Einspeisevergütung unter den Stromgestehungskosten, steigen die PV-Stromnutzungskosten in Abhängigkeit vom Eigenverbrauchsanteil an. Je geringer der Eigenverbrauchsanteil ist, desto stärker ist dann der Anstieg der Stromnutzungskosten. Wird die Netzeinspeisung nicht mehr vergütet, können die Kosten des PV-Systems nur noch auf die genutzte PV-Energie umgelegt werden. Liegt der Eigenverbrauchsanteil dann bei 50 %, entsprechen die PV-Stromnutzungskosten dem doppelten Wert der Stromgestehungskosten. Kann die gesamte erzeugte PV-Energie zeitgleich genutzt werden und ein Eigenverbrauchsanteil von 100 % erreicht werden, sind die PV-Stromnutzungskosten gleich den Stromgestehungskosten. Für PV-Systeme, bei denen ein Eigenverbrauchsanteil von 100 % nicht erreicht wird, hat die Einspeisevergütung somit einen Einfluss auf die PV-Stromnutzungskosten. Aus dem Autarkiegrad und den PV-Stromnutzungskosten lassen sich die mittleren Stromkosten bestimmen (Bild 5.13 rechts). Liegen die Stromnutzungskosten unter den Strombezugskosten, so können mit zunehmendem Autarkiegrad die mittleren Stromkosten reduziert werden. Die Einspeisevergütung hat daher einen Einfluss auf die Höhe der mittleren Stromkosten. Mit Bild 5.13 lassen sich somit für PV-Systeme die mittleren Stromkosten in Abhängigkeit des erzielten Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrades unter der Annahme abschätzen, dass die PV-Stromgestehungskosten 10 ct/kWh betragen und der Strombezug aus dem Netz durchschnittlich 34 ct/kWh kostet.

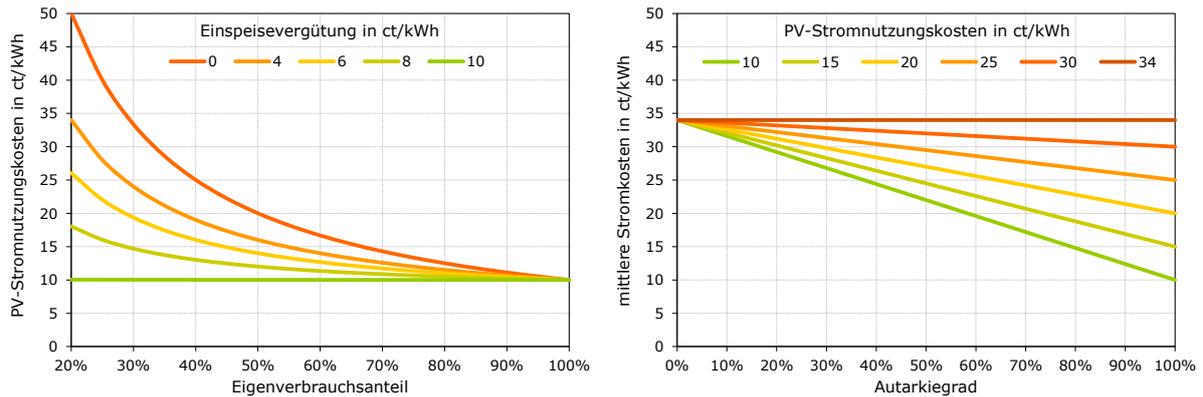


Bild 5.13 Links: Einfluss der Einspeisevergütung auf die Höhe der PV-Stromnutzungskosten in Abhängigkeit des Eigenverbrauchsanteils für ein PV-System ohne Speicher bei Stromgestehungskosten von 10 ct/kWh. Rechts: Einfluss der PV-Stromnutzungskosten auf die Höhe der mittleren Stromkosten in Abhängigkeit des Autarkiegrades für ein PV-System ohne Speicher bei mittleren Strombezugskosten von 34 ct/kWh

Für unterschiedliche PV-Batteriesystemkonfigurationen ist in Bild 5.14 der Einfluss der Einspeisevergütung auf die mittleren Stromkosten zu sehen. Für das Grundszenario zeigt sich bei einer Vergütung der Netzeinspeisung von 6 ct/kWh (Bild 5.14 links), dass die mittleren Stromkosten über einen weiten Bereich nur wenig von der Systemdimensionierung beeinflusst werden. Mit Ausnahme der Systemkombination von kleinen PV-Systemen und großen Speichern rechnen sich alle Systemkonfigurationen. Die geringsten mittleren Stromkosten werden bei 1,1 kWp/MWh und 1,1 kWh/MWh erzielt. Wird die Netzeinspeisung nicht mehr vergütet (Bild 5.14 rechts), verlagert sich das Kostenminimum hin zu kleineren PV-Systemen (0,6 kWp/MWh). Durch die fehlende Einspeisevergütung ist die Wirtschaftlichkeit von größeren PV-Systemen nicht mehr gegeben.

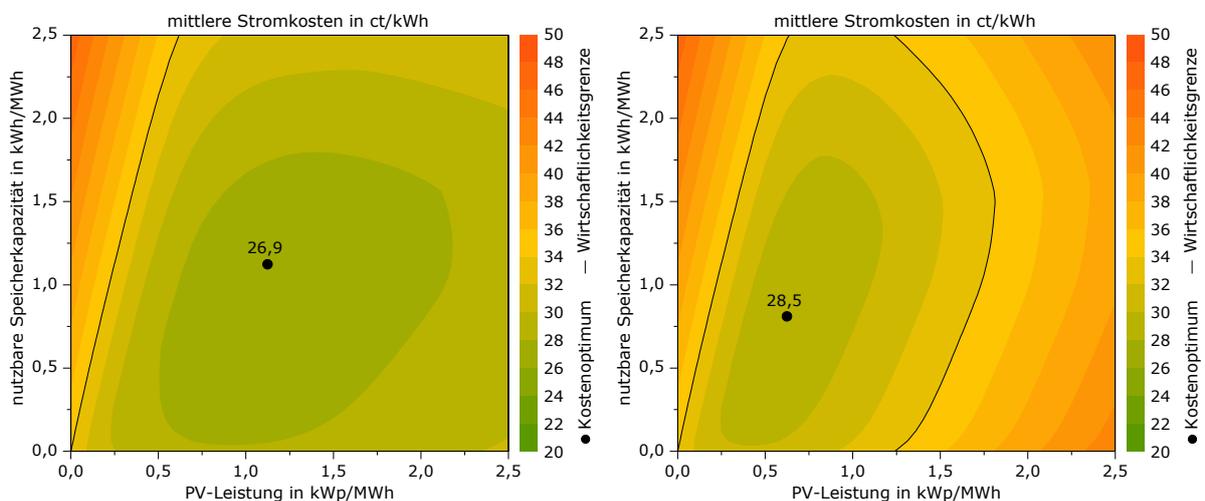


Bild 5.14 Mittlere Stromkosten in Abhängigkeit der PV-Leistung und Speicherkapazität bei einer Einspeisevergütung von 6 ct/kWh (links) und 0 ct/kWh (rechts)

Bild 5.15 verdeutlicht nochmals den Einfluss der Einspeisevergütung auf die kostenoptimale Systemdimensionierung. Grundsätzlich verschiebt sich das Kostenoptimum mit abnehmender Vergütungshöhe zu kleineren PV-Systemen mit höheren Eigenverbrauchsanteilen (vgl. Bild 5.16). Des Weiteren zeigt sich bei mittleren Strombezugskosten von 34 ct/kWh (Bild 5.15 links), dass die kostenoptimale Speicherkapazität nur wenig von der Einspeisevergütung bestimmt wird. Werden mittlere Strombezugskosten von 42 ct/kWh angenommen (Bild 5.15 rechts), liegt das ökonomische Optimum bei einer höheren nutzbaren Speicherkapazität.

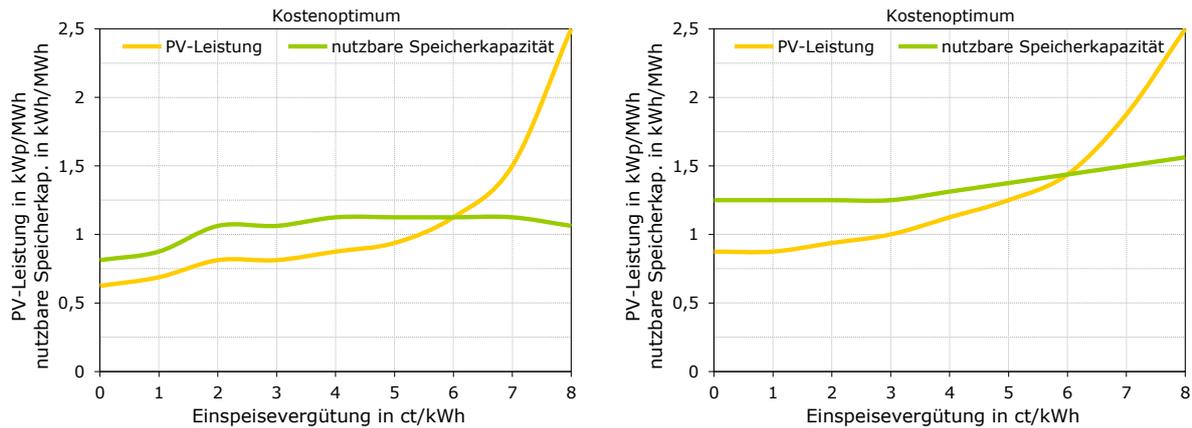


Bild 5.15 Einfluss der Einspeisevergütung auf die kostenoptimale Dimensionierung bei mittleren Strombezugskosten von 34 ct/kWh (links) und 42 ct/kWh (rechts)

Aus Bild 5.16 geht hervor, dass bei einer Verringerung der Einspeisevergütung der Eigenverbrauchsanteil der kostenoptimalen Systemdimensionierung ansteigt. Wird die Netzeinspeisung nicht mehr vergütet, ist bei mittleren Strombezugskosten von 34 ct/kWh ein Eigenverbrauchsanteil von 76 % kostenoptimal. Daher sollten auch bei fehlender Einspeisevergütung Eigenverbrauchsanteile von 100 % mit PV-Batteriesystemen nicht angestrebt werden. Eine geringere Vergütung führt auch zu einer Abnahme des Autarkiegrades, der durch die kostenoptimale Systemdimensionierung erzielt wird.

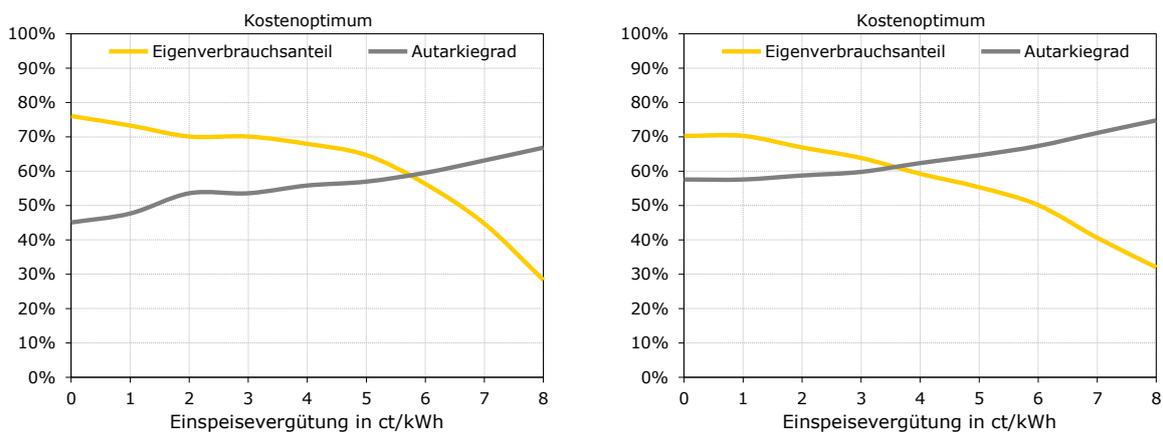


Bild 5.16 Einfluss der Einspeisevergütung auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der kostenoptimalen Dimensionierung bei mittleren Strombezugskosten von 34 ct/kWh (links) und 42 ct/kWh (rechts)

5.2.5 Kapitalverzinsung

Zusätzlich hat auch die gewünschte Kapitalverzinsung einen wesentlichen Einfluss auf die mittleren Stromkosten und somit auf das Kostenoptimum der Dimensionierung. Für das Grundszenario wurde ein Zinssatz von 4 % berücksichtigt (vgl. Tabelle 5.1). Bild 5.17 stellt die mittleren Stromkosten verschiedener Systemkonfigurationen bei einer Kapitalverzinsung von 6 % (links) und 2 % (rechts) dar. Deutlich wird, wie stark die Höhe des Zinssatzes die Berechnungsergebnisse bestimmt. Bei einer Renditeerwartung von 6 % liegt das ökonomische Optimum bei vergleichsweise kleinen PV-Batteriesystemen. Systeme mit einer Leistung von über 1,5 kWp/MWh wären dann nicht wirtschaftlich. Geht in den Berechnungen allerdings nur ein Zinssatz von 2 % ein, lassen sich auch größere PV-Batteriesysteme wirtschaftlich betreiben (Bild 5.17 rechts). Das Kostenoptimum liegt dann bei einer PV-Leistung von 0,9 kWp/MWh und einer Speicherkapazität von 1,2 kWh/MWh.

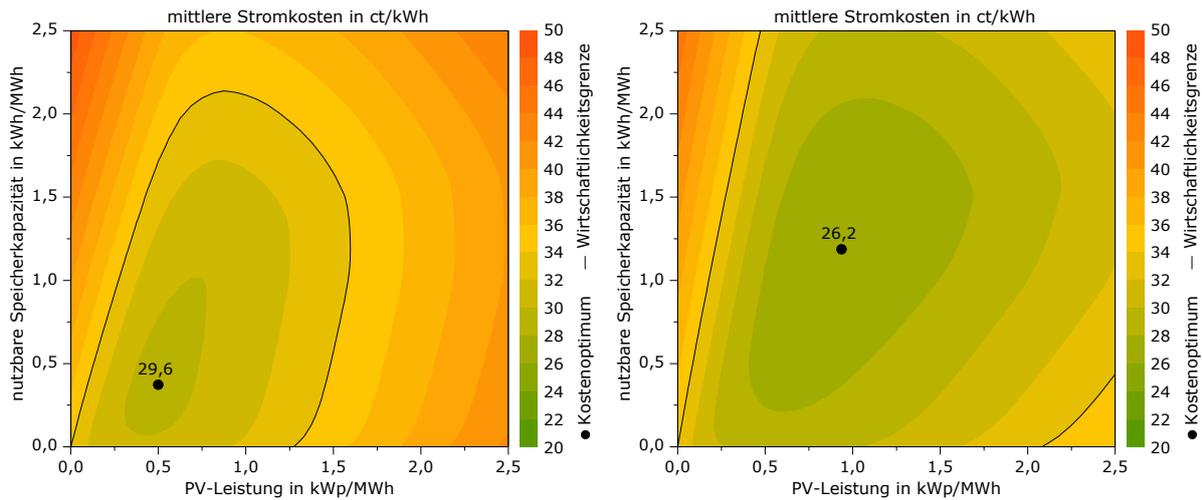


Bild 5.17 Mittlere Stromkosten in Abhängigkeit der PV-Leistung und Speicherkapazität bei einem Zinssatz von 6 % (links) und 2 % (rechts)

Wie zuvor für die anderen Einflussfaktoren soll auch für die Kapitalverzinsung der Einfluss auf die Berechnungsergebnisse aufgezeigt werden. Bild 5.18 verdeutlicht diesen Zusammenhang: Grundsätzlich steigt mit abnehmendem Zinssatz die kostenoptimierte PV-Batteriesystemgröße an. Bei einer Einspeisevergütung von 2 ct/kWh (Bild 5.18 links) beeinflusst der Zinssatz die kostenoptimale Speicherkapazität stärker als die kostenoptimale PV-Leistung. Bei einem Zinssatz von 2 % liegt das Optimum bei einer PV-Leistung von 0,9 kWp/MWh und einer Speicherkapazität von 1,2 kWh/MWh. Wird die Netzeinspeisung mit 6 ct/kWh vergütet (Bild 5.18 rechts), lassen sich besonders bei geringer Kapitalverzinsung deutlich größere PV-Systeme kosteffizient betreiben. Auch bei niedrigen Zinssätzen übersteigt die kostenoptimale nutzbare Speicherkapazität nicht die Größenordnung von 1,5 kWh/MWh. Es wird auch ersichtlich, dass die Einspeisevergütung einen größeren Einfluss auf die kostenoptimale PV-Leistung als auf die kostenoptimale Speicherkapazität hat.

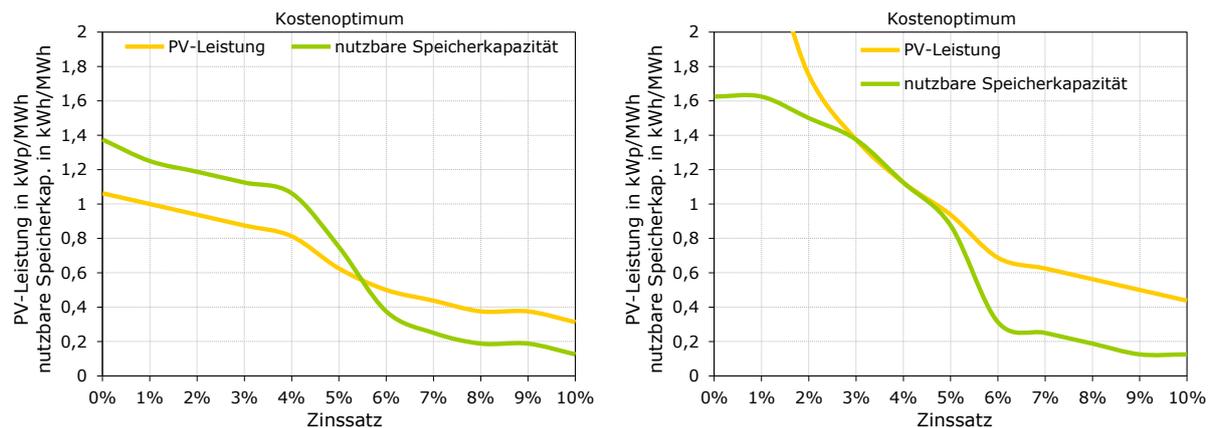


Bild 5.18 Einfluss der Kapitalverzinsung auf die kostenoptimale Dimensionierung bei einer Einspeisevergütung von 2 ct/kWh (links) und 6 ct/kWh (rechts)

Grundsätzlich geht aus Bild 5.19 hervor, dass bei einer geringeren Kapitalverzinsung ein höherer Autarkiegrad erzielt werden kann. Je geringer also die Renditeerwartung bei der Investition in ein PV-Batteriesystem ist, desto höhere Autarkiegrade können durch die kostenoptimale Dimensionierung erreicht werden. Da bei einer Vergütung von 6 ct/kWh (Bild 5.19 rechts) die optimale PV-Leistung bei geringen Zinssätzen stark ansteigt, sinkt auch der Eigenverbrauchsanteil im Kostenoptimum.

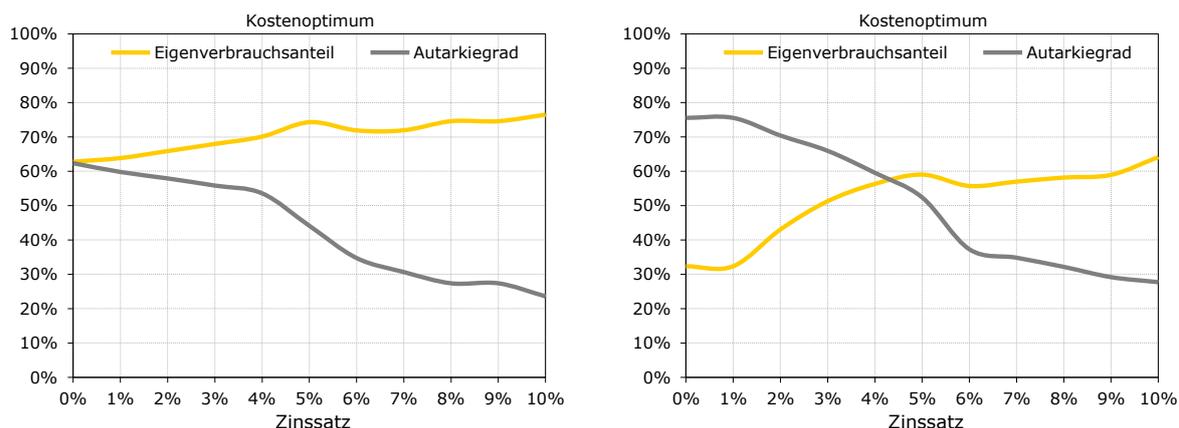


Bild 5.19 Einfluss der Kapitalverzinsung auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der kostenoptimalen Dimensionierung bei einer Einspeisevergütung von 2 ct/kWh (links) und 6 ct/kWh (rechts)

5.2.6 Zukünftige Kostenentwicklung

Zuvor wurde der Einfluss verschiedener Effekte auf die kostenoptimale Systemdimensionierung getrennt voneinander untersucht. Dabei wurde vorausgesetzt, dass sich andere Einflussgrößen nicht ändern. In der Zukunft werden sich jedoch mehrere Effekte zeitgleich überlagern und die kostenoptimierte Systemdimensionierung beeinflussen. Daher sollen nachfolgend die Auswirkungen der zeitgleichen Entwicklung verschiedener Einflussfaktoren untersucht werden. Hierzu ist es erforderlich, die zukünftige Kostenentwicklung durch Prognosen abzuschätzen. Ein Szenario der zukünftigen Entwicklung der Kosten für PV-Batteriesysteme sowie der Einspeisevergütung und der mittleren Strombezugskosten stellt Tabelle 5.2 dar. Für alle Zeithorizonte wurden mittlere Strombezugskosten von 34 ct/kWh angesetzt (vgl. 5.2). Alle anderen in Tabelle 5.2 aufgeführten Annahmen werden nachfolgend erläutert. Weitere Berechnungsgrundlagen sind in Tabelle 4.1 und Tabelle 5.1 dargestellt.

Tabelle 5.2 Mögliches Szenario der zukünftigen Kostenentwicklung

	heute	kurzfristig	mittelfristig	langfristig
PV-Systemkosten in €/kWp (brutto)	1800	1500	1200	1000
Batteriespeicherkosten in €/kWh (brutto)	3000	1500	1000	600
Einspeisevergütung in ct/kWh	15	11	6	2
Mittlere Strombezugskosten in ct/kWh (brutto)	34	34	34	34

Heute

Wie in Tabelle 5.2 angegeben, liegen typische Kosten für PV-Systeme unter 10 kWp gegenwärtig in der Größenordnung von 1800 €/kWp (brutto). Lithium-Batteriespeichersysteme sind momentan für 3000 € pro kWh nutzbarer Speicherkapazität zu erwerben, allerdings ist die Preisdifferenz zwischen den verschiedenen Systemen noch sehr hoch (vgl. 2.3.2). Bereits Mitte 2013 muss damit gerechnet werden, dass die Einspeisevergütung für PV-Systeme bis 10 kWp den Wert von 15 ct/kWh unterschreiten wird. Unter Berücksichtigung der heutigen Kosten ergibt sich die in Bild 5.20 (links) dargestellte Abhängigkeit der mittleren Stromkosten von der Größe des PV-Batteriesystems. Wird kein PV-Batteriesystem installiert und der gesamte Strombedarf durch Strombezug aus dem Netz gedeckt, entsprechen die mittleren Stromkosten den mittleren Strombezugskosten von 34 ct/kWh. Durch ein PV-System ohne Batteriespeicher lassen sich gegenwärtig die mittleren Stromkosten grundsätzlich senken, da die PV-Stromgestehungskosten unter den Strombezugskosten liegen. Begünstigt wird dies

auch dadurch, dass die Einspeisevergütung noch in der Größenordnung der Stromgestehungskosten liegt. Daher können heute die geringsten mittleren Stromkosten mit größeren PV-Systemen erzielt werden (Bild 5.20 links). Bei einer PV-Leistung von 2,2 kWp/MWh lassen sich dadurch mittlere Stromkosten von rund 28,3 ct/kWh bei einem Eigenverbrauchsanteil von 16 % und einem Autarkiegrad von 37 % erreichen (vgl. Bild 5.22). Dies entspricht einer Ersparnis von 5,7 ct/kWh gegenüber einer vollständigen Deckung des Strombedarfs durch Netzstrom. Daher lohnt es sich heute noch, einen möglichst großen Anteil der Dachfläche mit dem PV-Generator zu belegen. Wird zusätzlich zu dem PV-System ein Batteriespeicher installiert, steigen die mittleren Stromkosten bei den heutigen Batteriekosten stark an. Liegen die PV-Stromnutzungskosten unter den mittleren Strombezugskosten, ist ein wirtschaftlicher Betrieb der jeweiligen Systemkonfiguration möglich. Die mittleren Strombezugskosten von 34 ct/kWh entsprechen daher der Wirtschaftlichkeitsgrenze. Rein rechnerisch wäre unter den aktuellen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb von großen PV-Systemen in Kombination mit sehr kleinen Batteriespeichern möglich. In der Praxis kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich Batteriespeicher mit solch geringen Speicherkapazitäten nur schwer zu den angesetzten spezifischen Batteriekosten realisieren lassen. Liegt die Renditeerwartung allerdings deutlich unter 4 %, lassen sich trotz der derzeit hohen Batteriekosten auch Speicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von bis zu 0,5 kWh/MWh in Kombination mit größeren PV-Systemen wirtschaftlich betreiben. Der wirtschaftliche Betrieb dieser Systemkonfiguration kann damit begründet werden, dass die Einnahmen aus der Netzeinspeisung von großen PV-Systemen zur Refinanzierung der kleinen Speicher beitragen können. Ein wirtschaftlicher Betrieb von großen Speichern ist bei den derzeitigen Batteriekosten jedoch ökonomisch nicht darstellbar. Dadurch sind heute bei Speicherkapazitäten von über 0,75 kWh/MWh mittlere Stromkosten oberhalb von 50 ct/kWh nicht unrealistisch.

Kurzfristig

Die Einführung von industriell gefertigten Batteriespeichersystemen und ein zunehmender Preisdruck könnte eine deutliche Senkung der Speicherkosten hervorrufen. Kurzfristig sind daher Batteriespeicherkosten von 1500 €/kWh vorstellbar. Im Gegensatz zu den vergangenen Jahren wird die Reduktion der PV-Systemkosten zukünftig voraussichtlich deutlich geringer ausfallen. Daher ist kurzfristig nur eine moderate Senkung der PV-Systemkosten auf 1500 €/kWp zu erwarten. Gleichzeitig muss damit gerechnet werden, dass die Reduktion der Einspeisevergütung zukünftig deutlich stärker als die der PV-Systemkosten ausfallen wird. Daher wird bereits in absehbarer Zeit die Einspeisevergütung unter den PV-Stromgestehungskosten fallen. Unter der Annahme, dass kurzfristig die Netzeinspeisung nur noch mit 11 ct/kWh vergütet wird, kommt es dazu, dass große PV-Systeme nicht mehr die geringsten mittleren Stromkosten ermöglichen (Bild 5.20 rechts). Da die Netzeinspeisung nur noch unzureichend vergütet wird, rechnen sich nun kleinere PV-Systeme mit höherem Eigenverbrauchsanteil eher als größere PV-Systeme mit geringerem Eigenverbrauchsanteil. Bei der gegebenen Kostensituation liegt das ökonomische Optimum daher bei einer PV-Systemgröße von 1 kWp/MWh mit einem Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad von jeweils 30 %. Allerdings hat eine vom Kostenoptimum abweichende PV-Systemgröße nur einen geringfügigen Anstieg der mittleren Stromkosten zur Folge. Im

Vergleich zur heutigen Kostensituation wird sich die Wirtschaftlichkeitsgrenze kurzfristig zu höheren Speicherkapazitäten verschieben. Der wirtschaftliche Betrieb von PV-Batteriesystemen mit einer Leistung von 1 kWp/MWh und einer nutzbaren Speicherkapazität von 0,5 kWh/MWh sollte daher bereits in kurzer Zeit machbar sein.

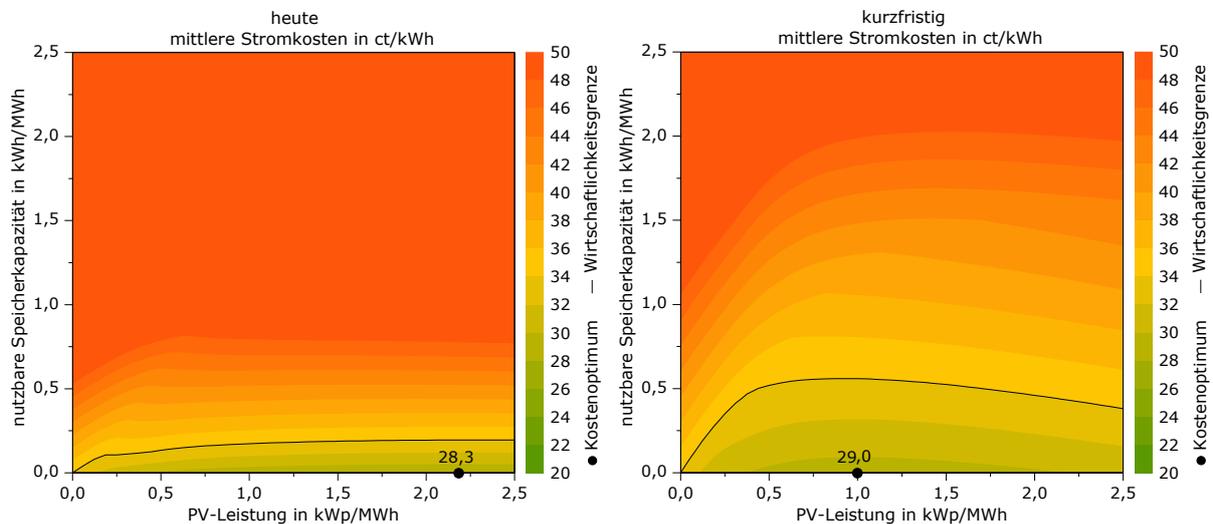


Bild 5.20 Einfluss der zukünftigen Entwicklung auf die kostenoptimale Dimensionierung von PV-Batteriesystemen heute (links) und kurzfristig (rechts)

Mittelfristig

Da bereits kurzfristig der wirtschaftliche Betrieb von kleinen Batteriespeichern möglich sein wird, ist durch die zunehmende Verbreitung von Speichern mittelfristig mit einer weiteren Reduktion der Batteriespeicherkosten auf 1000 €/kWh zu rechnen. Auch eine Reduktion der PV-Systemkosten auf 1200 €/kWp könnte mittelfristig erwartet werden. Die zunehmende Durchdringung der Photovoltaik in der Stromversorgung wird vermutlich zu einer stärkeren Senkung der Einspeisevergütung führen. Daher ist mittelfristig von einer Netzeinspeisevergütung von 6 ct/kWh auszugehen. Die zunehmende Diskrepanz zwischen der Einspeisevergütung und den PV-Stromgestehungskosten wird zu einer weiteren Verkleinerung der kostenoptimalen PV-Systemgröße mit höherem Eigenverbrauchsanteil führen. Auf Basis dieser Kostenannahmen ergeben sich mittelfristig die geringsten mittleren Stromkosten bei einer PV-Leistung von 0,6 kWp/MWh (Bild 5.21 links). Dadurch könnte ein Eigenverbrauchsanteil von 40 % und ein Autarkiegrad von 25 % erzielt werden. Allerdings ließe sich mittelfristig durch größere Batteriespeicher der Autarkiegrad zu geringen Mehrkosten deutlich steigern. Eine Verdopplung des Autarkiegrades auf 50 % wäre mit einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh und einer nutzbaren Speicherkapazität von 0,75 kWh/MWh möglich. Dadurch würden gegenüber dem Kostenoptimum lediglich um 2,2 ct/kWh höhere mittlere Stromkosten entstehen. Auch größere PV-Systeme hätten nur einen geringen Anstieg der Kosten zur Folge. Dies zeigt somit auf, dass mittelfristig die Systemkonfiguration die mittleren Stromkosten nur wenig beeinflusst. Daher lassen sich auch PV-Systeme mit größeren Batteriespeichern, die nicht kostenoptimal dimensioniert sind, bereits mittelfristig wirtschaftlich betreiben.

Langfristig

Als langfristig zu erzielende Grenzkosten sollen für die PV-Systeme 1000 €/kWp und für die Batteriespeicher 600 €/kWh angenommen werden. Nach Auslaufen der EEG-Förderung kann langfristig erwartet werden, dass die Netzeinspeisung von neuen PV-Systemen nur noch zu Marktpreisen vergütet wird. Im Mittel wäre hier eine Einspeisevergütung von nur 2 ct/kWh durchaus realistisch. Die Einnahmen aus der Netzeinspeisung können dadurch nur noch wenig zur Refinanzierung der PV-Batteriesysteme beitragen. Daher wird sich die Entwicklung zu Systemkonfigurationen mit hohen Eigenverbrauchsanteilen weiter verstärken, wie Bild 5.21 (rechts) veranschaulicht. Dies führt dazu, dass langfristig durch ein PV-Batteriesystem geringere mittlere Stromkosten als durch ein PV-System ohne Speicher erzielt werden können. Unter Berücksichtigung der langfristig zu erwartenden Kosten, ergibt sich die kostenoptimale Systemdimensionierung bei einer PV-Leistung von 0,8 kWp/MWh und einer nutzbaren Speicherkapazität von 1,1 kWh/MWh. Das ökonomische Optimum liegt dann bei einem Eigenverbrauchsanteil von 70 % und einem Autarkiegrad von 54 %. Allerdings weisen auch Systemkonfigurationen, die vom Kostenoptimum abweichen, nur unwesentlich höhere mittlere Stromkosten auf. Die Erhöhung der Speicherkapazität bei gleichzeitiger Vergrößerung der PV-Leistung hätte nur geringfügig höhere mittlere Stromkosten zur Folge. Gegenüber dem ökonomischen Optimum würde ein PV-Batteriesystem mit 1 kWp/MWh und 1,25 kWh/MWh bei einem Autarkiegrad von 60 % nur zu um 0,3 ct/kWh höhere Stromkosten führen. Selbst ein PV-Batteriesystem mit 1,5 kWp/MWh und 1,5 kWh/MWh bei einem Autarkiegrad von 70 % könne wirtschaftlich betrieben werden. Der höhere Autarkiegrad und somit die geringe Abhängigkeit von zukünftigen Strombezugskostensteigerungen können durchaus die Mehrkosten von knapp 2,2 ct/kWh gegenüber der kostenoptimierten Auslegung rechtfertigen. Demzufolge sind Systemkonfigurationen mit höherem Autarkiegrad und etwas höheren Kosten gegenüber dem Kostenoptimum zu bevorzugen.

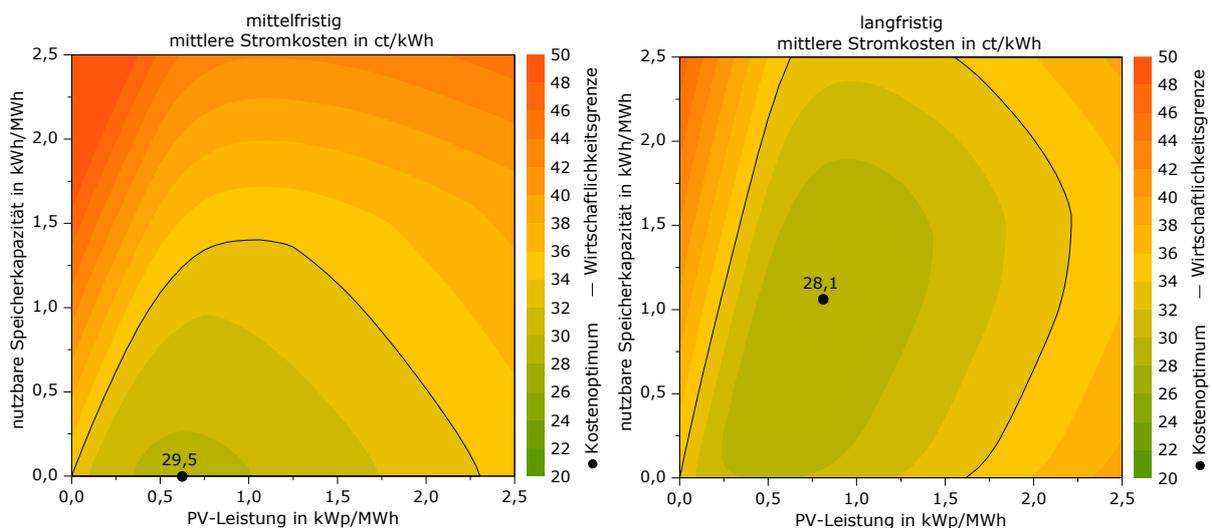


Bild 5.21 Einfluss der zukünftigen Entwicklung auf die kostenoptimale Dimensionierung von PV-Batteriesystemen mittelfristig (links) und langfristig (rechts)

Zusammenfassend stellt Bild 5.22 (links) nochmals den Einfluss der zukünftigen Entwicklung auf die kostenoptimierte Systemdimensionierung dar. Bild 5.22 (rechts) gibt den Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil für das ökonomische Optimum an. Tendenziell wird sich die kostenoptimale PV-

Systemgröße verkleinern (Bild 5.22 links), da aufgrund der abnehmenden Einspeisevergütung hohe Eigenverbrauchsanteile angestrebt werden müssen (Bild 5.22 rechts). Dadurch wird der durch die kostenoptimierte Systemdimensionierung erzielte Autarkiegrad zunächst sinken. Bereits kurzfristig ist ein wirtschaftlicher Betrieb von kleinen Batteriespeichern möglich. Allerdings ist es erst langfristig kostenoptimal, neben einem PV-System zusätzlich einen größeren Batteriespeicher zu installieren (Bild 5.22 links). Dadurch lässt sich der Autarkiegrad langfristig wieder steigern.

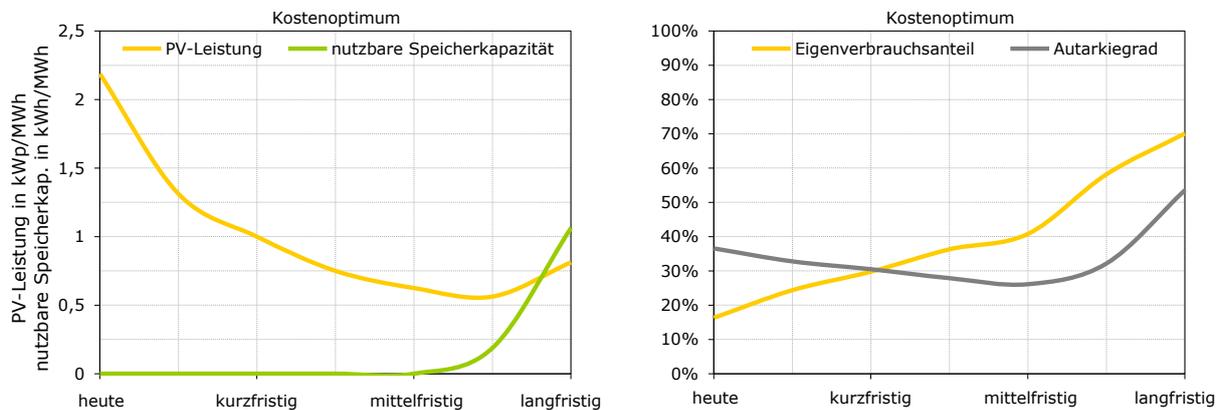


Bild 5.22 Einfluss der zukünftigen Entwicklung auf die kostenoptimale Dimensionierung von PV-Batteriesystemen (links) und auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad im Kostenoptimum (rechts)

Abschließend soll Bild 5.23 nochmals den zukünftigen Wandel bei den zur Refinanzierung zur Verfügung stehenden jährlichen Einnahmen aufzeigen. Heute tragen die Erlöse aus der Netzeinspeisung mit rund 70 % den größten Anteil zur Refinanzierung von kostenoptimal dimensionierten PV-Batteriesystemen bei. Die Einsparung von Strombezugskosten hat heute noch einen vergleichsweise geringen Anteil, der zukünftig jedoch deutlich zunehmen wird. Langfristig kann damit gerechnet werden, dass das PV-Batteriesystem überwiegend durch die vermiedenen Strombezugskosten refinanziert wird.

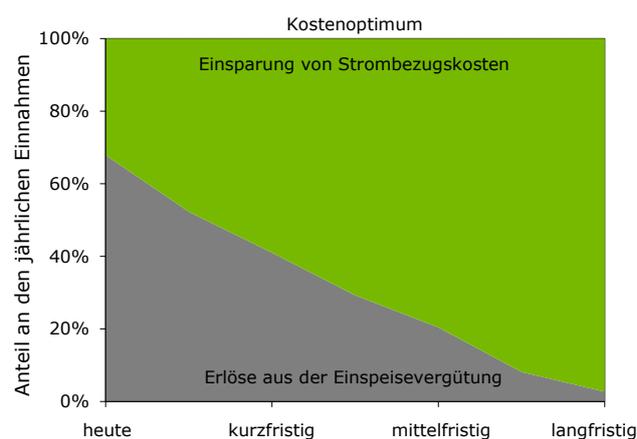


Bild 5.23 Einfluss der zukünftigen Entwicklung auf jährlichen Einnahmen bei kostenoptimaler Systemdimensionierung

Der Blick in die Vergangenheit zeigt, dass Prognosen oft die reale Entwicklung verfehlt haben. Daher stellt auch dieses Szenario nur eine mögliche Kostenentwicklung dar. Dennoch lässt sich qualitativ die zukünftige Entwicklung der kostenoptimalen Systemdimensionierung mit den zuvor dargestellten Ergebnissen abschätzen.

5.3 Schlussfolgerungen

Aus den vorangegangenen Untersuchungen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen und Empfehlungen ableiten:

- Zur ökonomischen Bewertung von PV-Batteriesystemen sollten immer die gesamten Kosten herangezogen werden. Eine getrennte finanzielle Bewertung des PV-Systems und Batteriespeichers ist zukünftig nur bedingt aussagekräftig, da sich diese gegenseitig ergänzen und dadurch Kostenvorteile entstehen können.
- Grundsätzlich empfiehlt es sich, alle Einnahmen (Einspeiseerlöse und Einsparungen von Strombezugskosten) sowie Ausgaben (Investitions- und Betriebskosten des PV-Batteriesystems sowie Strombezugskosten) in die ökonomische Bewertung von PV-Batteriesystemen einzubeziehen. Erst dadurch ist eine aussagekräftige ökonomische Bewertung des Gesamtsystems möglich.
- Als Bewertungsgrößen wurden hierzu die PV-Stromnutzungskosten sowie die mittleren Stromkosten vorgestellt. Mit diesen Bewertungsgrößen lassen sich verschiedene Systemkonfigurationen ökonomisch bewerten und die Auswirkungen der Änderung verschiedener Parameter untersuchen.
- Die Systemkonfiguration mit den geringsten mittleren Stromkosten kann dabei als kostenoptimale Systemdimensionierung bezeichnet werden. Mit der kostenoptimalen Systemkonfiguration lassen sich immer günstigere Stromkosten erzielen, als durch die vollständige Versorgung aus dem Netz. Ein auf minimale Stromkosten ausgelegtes PV-Batteriesystem ermöglicht die kostengünstigste Stromversorgung eines Haushalts.
- Als wesentliche Einflussfaktoren auf die kostenoptimale Systemdimensionierung sind die Batteriespeicher- und PV-Systemkosten zu nennen. Ebenfalls weist die optimale Auslegung von PV-Batteriesystemen eine starke Abhängigkeit von der Einspeisevergütung, der Annahme der zukünftigen Strombezugskosten und der Kapitalverzinsung auf.
- Auch der Jahresstrombedarf hat Einfluss auf die kostenoptimale Systemdimensionierung, der sich jedoch durch die Normierung der PV-Batteriesystemgröße auf den Jahresstrombedarf weitgehend vermeiden lässt.
- Da zum Zeitpunkt der Systemplanung die Kosten des Netzstrombezugs sowie der jährliche Strombedarf für die Zeit während der Nutzung des PV-Batteriesystems nur prognostiziert werden können, kann auch die kostenoptimale Systemdimensionierung nur abgeschätzt werden. Eine exakte Bestimmung der kostenoptimalen Systemdimensionierung ist daher nicht möglich. Dennoch empfiehlt es sich das ökonomische Optimum abzuschätzen.
- Neben der Nutzungsdauer des PV-Systems hat auch die Batterielebensdauer einen direkten Einfluss auf die PV-Stromnutzungskosten und somit auf die kostenoptimale Systemdimensionierung.
- Dies zeigt, dass das Kostenoptimum von einer Vielzahl von Einflussfaktoren bestimmt wird und daher stark in Abhängigkeit von der jeweiligen Kostensituation variiert. Aufgrund der

Überlagerung verschiedener Einflussfaktoren und deren Wechselwirkungen ist es schwierig, allgemeingültige Aussagen zur kostenoptimalen Systemdimensionierung abzuleiten. Daher ist es erforderlich, die kostenoptimale Größe eines PV-Batteriesystems in Abhängigkeit der Kostensituation individuell zu ermitteln.

- Daher ist es auch nur bedingt möglich, Batteriespeicherkosten anzugeben, ab denen sich Batteriespeicher rechnen. Unter den angenommenen Bedingungen des Grund Szenarios kann davon ausgegangen werden, dass die Installation eines Batteriespeichers bei Kosten von unter 700 €/kWh zu den geringsten mittleren Stromkosten führt.
- Systemkonfigurationen, die gegenüber dem Kostenoptimum geringfügig höhere Stromkosten verursachen, jedoch einen deutlich höheren Autarkiegrad ermöglichen, sind der aus heutiger Sicht kostengünstigsten Systemauslegung vorzuziehen. Durch den höheren Autarkiegrad lässt sich die Abhängigkeit von möglichen Strompreissteigerungen reduzieren. In der Praxis scheint daher ein Kompromiss zwischen der kostenoptimalen Systemdimensionierung und einer Systemkonfiguration mit hohem Autarkiegrad vorteilhaft zu sein.
- Die Wahl einer geeigneten Systemkonfiguration sollte daher nicht nur unter ökonomischen Aspekten, sondern auch unter der Berücksichtigung energetischer Zielsetzungen erfolgen.
- Zur ökonomischen Bewertung ist neben der Angabe des Kostenoptimums auch die Angabe der Wirtschaftlichkeitsgrenze von Interesse. Liegen die mittleren Stromkosten einer Systemkonfiguration unter den mittleren Strombezugskosten, so ist ein wirtschaftlicher Betrieb des PV-Batteriesystems möglich.
- Senkungen der PV-Systemkosten können dazu beitragen, dass sowohl die kostenoptimale PV-Leistung als auch die kostenoptimale Speicherkapazität gesteigert werden kann. Dieser Zusammenhang gilt auch für die Reduktion der Batteriespeicherkosten.
- Durch geringere Batteriespeicher- und PV-Systemkosten reduziert sich bei gleichen finanziellen Rahmenbedingungen die Abhängigkeit der mittleren Stromkosten von der Systemdimensionierung. Dadurch steigen die mittleren Stromkosten bei Systemkonfigurationen, die vom Kostenoptimum abweichen, nur geringfügig an.
- Liegt die Einspeisevergütung über den Stromgestehungskosten, so können die Einnahmen aus der Netzeinspeisung zur Refinanzierung von Batteriespeichern beitragen. Trotz der hohen Batteriespeicherkosten kann daher ein wirtschaftlicher Betrieb von großen PV-Systemen und kleinen Batteriespeichern bereits heute möglich sein.
- Sinken die Einspeisevergütungssätze zukünftig deutlich stärker als die PV-Stromgestehungskosten, wird sich die kostenoptimale Systemdimensionierung hin zu Systemen mit hohem Eigenverbrauchsanteil verschieben. Dies führt tendenziell zu einer Verkleinerung der kostenoptimalen PV-Systemgröße und einer Vergrößerung der kostenoptimalen Speicherkapazität. Daher sollte vor einer zu schnellen Absenkung der Einspeisevergütung gewarnt werden, um das vorhandene Dachflächenpotenzial möglichst vollständig auszunutzen.
- Langfristig werden Batteriespeicher zur Verbesserung des wirtschaftlichen Betriebs von größeren PV-Systemen beitragen, da die Netzeinspeisung nur noch unzureichend vergütet wird.

Dadurch lassen sich langfristig durch PV-Batteriesysteme geringe mittlere Stromkosten als durch PV-Systeme ohne Speicher erzielen.

- Wird keine Einspeisevergütung mehr gezahlt, so kann unter Umständen ein wirtschaftlicher Betrieb von größeren PV-Systemen mit geringem Eigenverbrauchsanteil nicht mehr gegeben sein.
- Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zeigen auch, dass bei fehlender Einspeisevergütung die kostenoptimalen Systemkonfigurationen bei Eigenverbrauchsanteilen zwischen 70 und 80 % liegen. Der Eigenverbrauchsanteil von 100 % sollte mit PV-Batteriesystemen grundsätzlich nicht angestrebt werden, da dies zu einer geringen Ausnutzung (jährliche Zyklenanzahl) des Batteriespeichers und somit zu hohen Stromkosten führen würde.
- Des Weiteren kann aufgrund sinkender Einspeisevergütungssätze erwartet werden, dass zukünftig die mittleren Stromkosten der kostenoptimalen Systemdimensionierung ansteigen werden. Daher kann die Investition in ein großes PV-System heute finanziell attraktiver sein, als die Investition später bei geringerer Einspeisevergütung zu tätigen.
- Hohe Strombezugskosten ermöglichen den wirtschaftlichen Betrieb von großen PV-Batteriesystemen mit hohem Autarkiegrad. Daher sind mit steigenden Strombezugskosten möglichst hohe Autarkiegrade anzustreben, was für die Verbreitung von PV-Batteriesystemen förderlich wäre.
- Grundsätzlich zeigt sich auch, dass sich die Einspeisevergütungssätze stärker auf die kostenoptimale PV-Systemgröße und die Strombezugskosten stärker auf die kostenoptimale Batteriespeichergröße auswirken.
- Wird eine geringere Kapitalverzinsung erwartet, verlagert sich die Wirtschaftlichkeitsgrenze sowie das Kostenoptimum zu größeren Systemkonfigurationen.
- Langfristig wird der Anteil der Erlöse aus der Netzeinspeisung an der Refinanzierung der PV-Batteriesysteme abnehmen, wohingegen der Anteil aus der Einsparung von Strombezugskosten ansteigen wird.
- Gelingt es die Batteriespeicher- und PV-Systemkosten weiter zu senken, ist ein wirtschaftlicher Betrieb von PV-Batteriesystemen in Privathaushalten langfristig auch ohne Einspeisevergütung möglich. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Nutzung der PV-Energie vor Ort nicht durch zusätzliche Abgaben, Umlagen und Steuern belastet wird. Dies könnte den PV-Ausbau in Deutschland völlig zum Erliegen bringen.
- Im Hinblick auf anstehende Änderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z.B. Einführung von zeitvariablen Stromtarifen) sind ökonomische Bewertungen von PV-Batteriesystemen kritisch zu hinterfragen. Auch eine Projektion der Strompreissteigerung der vergangenen Jahre auf die nächsten 20 Jahre muss in Frage gestellt werden, da mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien langfristig eine Reduktion der Stromkosten erwartet wird.

6 Systemintegration

Nachdem zuvor aufgezeigt wurde, welche Systemkonfigurationen energetisch und ökonomisch zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils geeignet sind, sollen nachfolgend verschiedene Regelstrategien zur Ladung der Batteriespeicher und deren Einfluss auf die Netzeinspeisung untersucht werden. Den Abschluss dieses Kapitels bilden Empfehlungen zur Systemintegration von PV-Batteriesystemen durch eigenverbrauchs- und netzoptimierte Betriebsstrategien.

6.1 Betriebsstrategien

Die vorangegangenen Untersuchungen haben aufgezeigt, wie Batteriespeicher zur Eigenverbrauchserhöhung dimensioniert werden können. Im Folgenden sollen Betriebsstrategien für PV-Batteriesysteme vorgestellt werden, die durch die Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auch zur Netzentlastung beitragen (Bild 6.1). Die Herausforderung besteht darin, mit geeigneten Regelstrategien nicht nur den Eigenverbrauch zu maximieren, sondern auch die Einspeiseleistung zu begrenzen. Hierzu werden die prognosebasierten Betriebsstrategien der tagesvariablen und dynamischen Begrenzung der Einspeiseleistung vorgestellt (Bild 6.1). Die Regelstrategie der dynamischen Einspeisebegrenzung hat zusätzlich zum Ziel, das Erzeugungsprofil bestehender PV-Systeme auszugleichen, um die kumulierte Einspeiseleistung aller PV-Systeme zu minimieren.



Bild 6.1 Schematische Darstellung der verschiedenen Betriebsstrategien und deren Eigenschaften

6.1.1 Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils

Die klassische Betriebsstrategie von PV-Batteriesystemen in Privathaushalten hat zum Ziel, PV-Überschüsse zu speichern, um dadurch den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad zu steigern. Hierzu wird der Batteriespeicher geladen, wenn der maximale Ladezustand nicht erreicht ist und die PV-Leistung die Last übersteigt (Bild 6.2). Je nach Speicherleistung und Ladeverfahren wird erst überschüssige PV-Leistung in das Netz eingespeist, nachdem der Speicher vollgeladen ist. Entscheidend für die Höhe der Netzeinspeisung ist dann die Differenz zwischen der momentanen PV-Erzeugungsleistung und Last. Im Folgenden sind daher die Leistungsflüsse auf diese resultierende Leistung (PV-Leistung abzüglich Last) bezogen. In Bild 6.2 ist der zeitliche Verlauf der Leistungsflüsse dieser Betriebsstrategie an zwei Tagen zu sehen. An dem klaren Tag (Bild 6.2 links) ist der Speicher

frühzeitig bereits vor Erreichen der PV-Leistungsspitze vollgeladen. Dadurch werden anschließend Überschüsse bei hoher PV-Leistung in das Netz eingespeist. Der Übergang zwischen der Batterieladung und Netzeinspeisung kann je nach Ladeverfahren auch kontinuierlich erfolgen, da Batterien oberhalb eines Ladezustands von 80 % oft nicht mehr mit der maximalen Leistung geladen werden können [Mul10]. An dem bewölkten Tag (Bild 6.2 rechts) wird keine PV-Energie in das Netz gespeist.

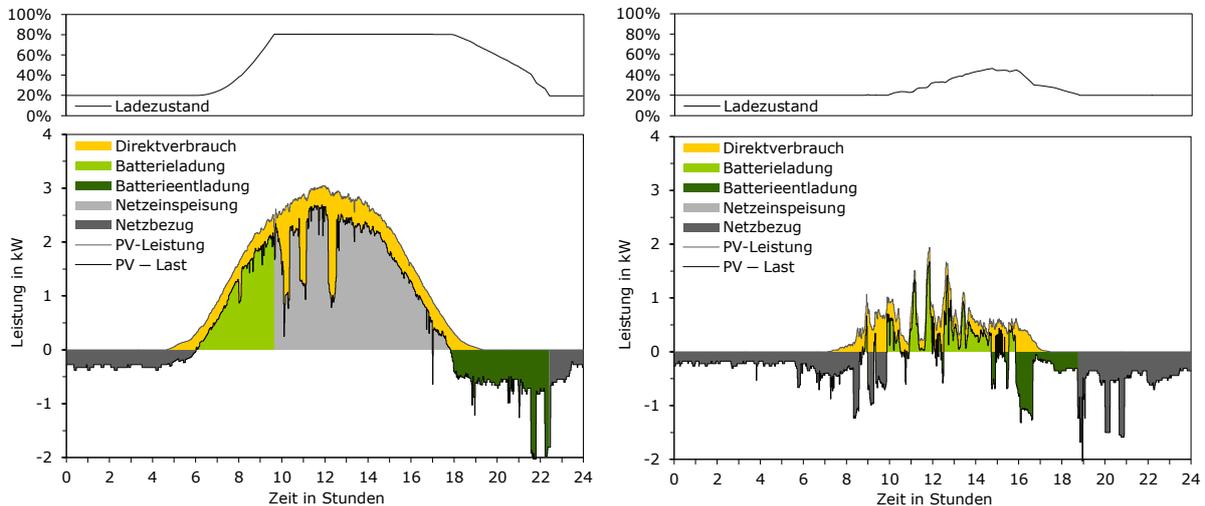


Bild 6.2 Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems zur Eigenverbrauchserhöhung an einem klaren Tag (links) und bewölkten Tag (rechts)

Die Höhe und der Tagesgang der Netzeinspeisung sind für ein PV-Batteriesystem zur Eigenverbrauchserhöhung über ein gesamtes Jahr in Bild 6.3 zu sehen. Bild 6.3 (links) stellt die auftretenden Einspeiseleistungen sortiert nach deren Höhe dar. Aus dieser Jahresdauerlinie der Netzeinspeiseleistung lässt sich die Dauer bestimmen, in der die Netzeinspeisung einen definierten Leistungswert überschreitet. Zusätzlich ist der direkt verbrauchte und zwischengespeicherte Anteil der erzeugten PV-Energie dargestellt. Grundsätzlich zeigt sich, dass der Direktverbrauch die Summenleistung aus Batterieladung und Netzeinspeisung über einen weiten Leistungsbereich reduziert. Allerdings können aufgrund der frühzeitigen Batterieladung durch diese Betriebsstrategie in das Netz eingespeiste Leistungsspitzen nicht vermieden werden (Bild 6.3 links).

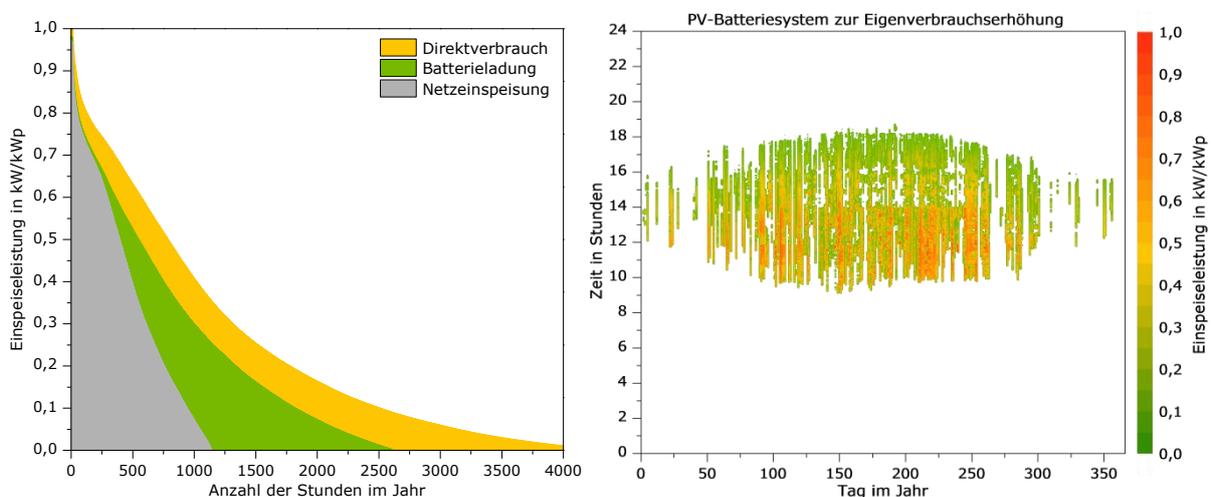


Bild 6.3 Links: Jahresdauerlinie der PV-Einspeisung normiert auf die installierte PV-Leistung für ein PV-Batteriesystem zur Eigenverbrauchserhöhung. Rechts: Tagesgang der Einspeiseleistung im Jahresverlauf für ein PV-Batteriesystem zur Eigenverbrauchserhöhung

Aus Bild 6.3 (rechts) lässt sich der Tages- und Jahresverlauf der Netzeinspeisung ablesen. Durch die saisonale Abhängigkeit der Verfügbarkeit der PV-Energie wird im Winterhalbjahr nur an wenigen Tagen Energie in das Netz eingespeist. Grundsätzlich zeigt sich auch, dass es aufgrund der frühzeitigen Batterieladung am Vormittag zunächst nicht zur Netzeinspeisung kommt. Im Sommerhalbjahr ist der Batteriespeicher an sonnigen Tagen bereits vor 10:00 Uhr vollständig geladen, sodass anschließend erst PV-Energie eingespeist wird. Es wird deutlich, dass die in das Netz eingespeisten Leistungsspitzen zur Mittagszeit durch diese Betriebsstrategie nicht vermieden werden. Somit tragen ausschließlich eigenverbrauchsoptimierte PV-Batteriesysteme nicht zur Netzentlastung bei.

6.1.2 Feste Begrenzung der Einspeiseleistung

Eine weitere Betriebsstrategie für PV-Batteriesysteme besteht darin, die Einspeiseleistung (Wirkleistung) in das Netz auf einen festgelegten Schwellwert zu begrenzen. Hierzu wird die PV-Leistung oberhalb einer definierten Leistungsgrenze zur Batterieladung genutzt, wodurch die Netzbelastung durch PV-Einspeisespitzen verringert werden kann. Bild 6.4 zeigt an zwei Tagen den Verlauf der Leistungsflüsse bei Begrenzung der Einspeisung auf die Hälfte der installierten PV-Nennleistung. Der Batteriespeicher wird geladen, sobald die Differenz zwischen der PV-Erzeugung und Last die maximale Einspeiseleistung übersteigt. Ist der Batteriespeicher voll, bevor die Überschussleistung den zulässigen Maximalwert der Einspeiseleistung unterschreitet, muss zur Einhaltung der Einspeisegrenze überschüssige PV-Leistung abgeregelt werden (Bild 6.4 links). An bewölkten Tagen hat die feste Einspeisebegrenzung zur Folge, dass der Batteriespeicher nicht vollgeladen wird (Bild 6.4 rechts). Dadurch sinkt der Eigenverbrauch der PV-Energie gegenüber einem PV-System mit Batteriespeicher zur vorrangigen Eigenverbrauchserhöhung.

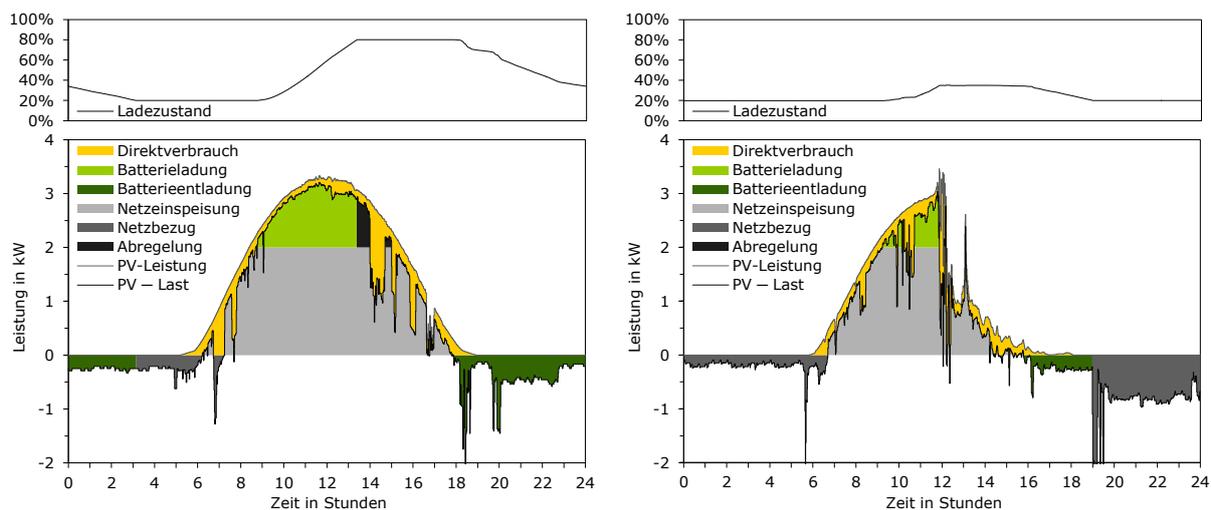


Bild 6.4 Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems bei fester Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp (2 kW) an einem unbewölkten Tag (links) und teilweise bewölkten Tag (rechts)

Des Weiteren kann Bild 6.4 (links) entnommen werden, dass die aus der Abregelung resultierenden Verluste entscheidend von der Last am Tag beeinflusst werden. Daher sollen zunächst Aussagen zur Abhängigkeit der Abregelungsverluste von der Einspeisegrenze unter der Annahme getroffen werden, dass die PV-Energie nicht zeitgleich verbraucht werden kann. Bild 6.5 (links) zeigt den Einfluss der

maximalen Einspeiseleistung auf die entstehenden Abregelungsverluste. Ist kein Batteriespeicher installiert, nehmen die Verluste durch Abregelung bei Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung erwartungsgemäß zu. Es zeigt sich, dass die Abregelungsverluste zunächst nur wenig ansteigen. Wird die Einspeisung auf 0,8 kW/kWp begrenzt, ergeben sich lediglich Abregelungsverluste von 1 % des PV-Jahresertrages. Wird die Einspeiseleistung auf 0,7 kW/kWp begrenzt, steigt dieser Wert auf 3 % an. Die Begrenzung der Einspeiseleistung auf die Hälfte der installierten PV-Nennleistung hat Abregelungsverluste in Höhe von 14 % für das Jahr 2004 zur Folge. In dem Zeitraum von 2002 bis 2006 variiert dieser Wert zwischen 13,6 und 15,2 %. Darüber hinaus beeinflussen Standort, Systemtechnik und Wechselrichterdimensionierung die abregelungsbedingten Verluste [App12a].

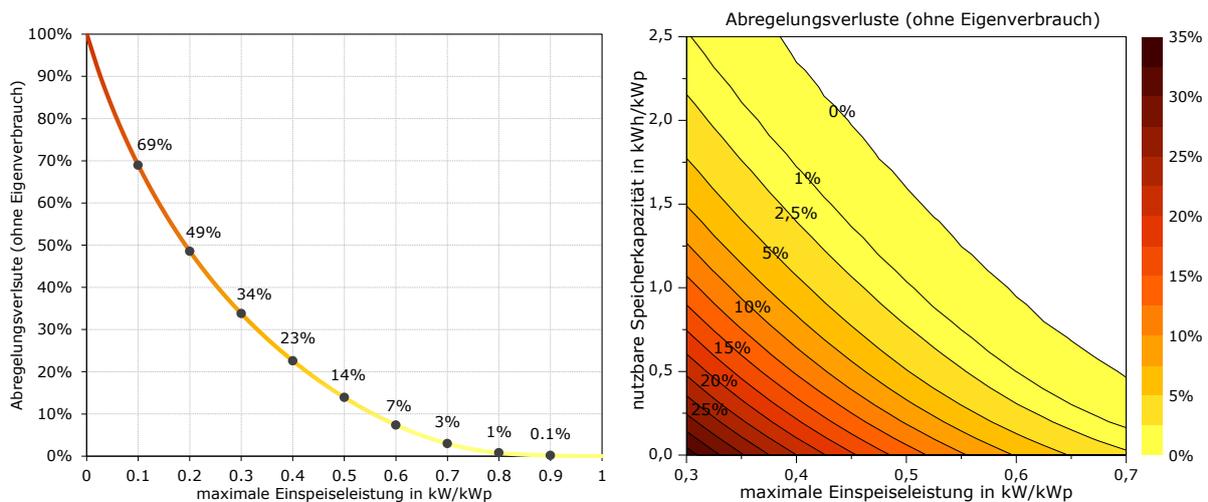


Bild 6.5 Links: Einfluss der Einspeisegrenze auf die jährlichen Abregelungsverluste für ein PV-System (ohne zeitgleichen Direktverbrauch). Rechts: Jährliche Abregelungsverluste in Abhängigkeit der festgelegten Einspeisegrenze und nutzbaren Speicherkapazität (ohne zeitgleichen Direktverbrauch, vollständige Entladung des Batteriespeichers in der Nacht)

Wird zusätzlich ein Batteriespeicher installiert, lassen sich die Abregelungsverluste je nach Speichergröße reduzieren (Bild 6.5 rechts). Bei Begrenzung der Einspeisung auf 0,5 kW/kWp können die Verluste durch eine nutzbare Speicherkapazität von 1 kWh pro kWp PV-Leistung von 14 auf 1 % reduziert werden [Wen13]. Sollen die Verluste vollständig vermieden werden, ist eine Erhöhung der Kapazität auf über 1,5 kWh/kWp notwendig. Eine weitere Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung auf unter 0,5 kW/kWp würde bei gleicher Batteriegröße zu höheren Verlusten führen. Soll die Einspeiseleistung auf maximal 0,4 kW/kWp begrenzt werden und die Abregelung 1 % des Jahresertrages nicht überschreiten, muss eine nutzbare Speicherkapazität von 1,7 kWh/kWp installiert werden.

Neben den zuvor genannten Einflussfaktoren bestimmt auch die Orientierung des PV-Generators die Höhe der Verluste, wie Bild 6.6 zeigt. Wird die Einspeiseleistung eines PV-Systems auf 0,5 kW/kWp begrenzt, ergeben sich je nach Neigung und Ausrichtung des PV-Generators die in Bild 6.6 (links) aufgeführten Verluste. Wie bereits die Untersuchungen zum Einfluss der Orientierung auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad in Kapitel 4.2.7 beziehen sich die Simulationsergebnisse auf die meteorologischen Daten des Jahres 2005. Die höchsten Abregelungsverluste in Höhe von 15,7 % entstehen für das Jahr 2005 bei einer Neigung der PV-Generatorebene um 45° und südlicher Ausrichtung. Wird der um 45° geneigte PV-Generator nach Osten ausgerichtet, sinken die Abregelungsverluste auf 9,1 %. Es fällt auf, dass bei gleicher Abweichung von der Südausrichtung die Verluste bei

westlich ausgerichteten PV-Generatoren etwas geringer als bei östlicher Ausrichtung sind. Die Ursache hierfür sind höhere Lufttemperaturen am Nachmittag, die zur Minderung der PV-Leistung und somit zu niedrigeren Abregelungsverlusten führen.

Wird zusätzlich zu dem PV-System ein Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 0,5 kWh/kWp installiert, lassen sich bei einem Neigungswinkel von 45° und Südausrichtung des PV-Generators die Abregelungsverluste von 15,7 auf 6,7 % verringern. Bei der betrachteten Orientierung können somit die Abregelungsverluste durch die nutzbare Speicherkapazität von 0,5 kWh/kWp um 9 % reduziert werden. Ist der PV-Generator östlich ausgerichtet, sinkt dieser Wert bei dem gleichen Neigungswinkel auf 6,9 %. Die Abregelungsverluste betragen dann 2,2 %.

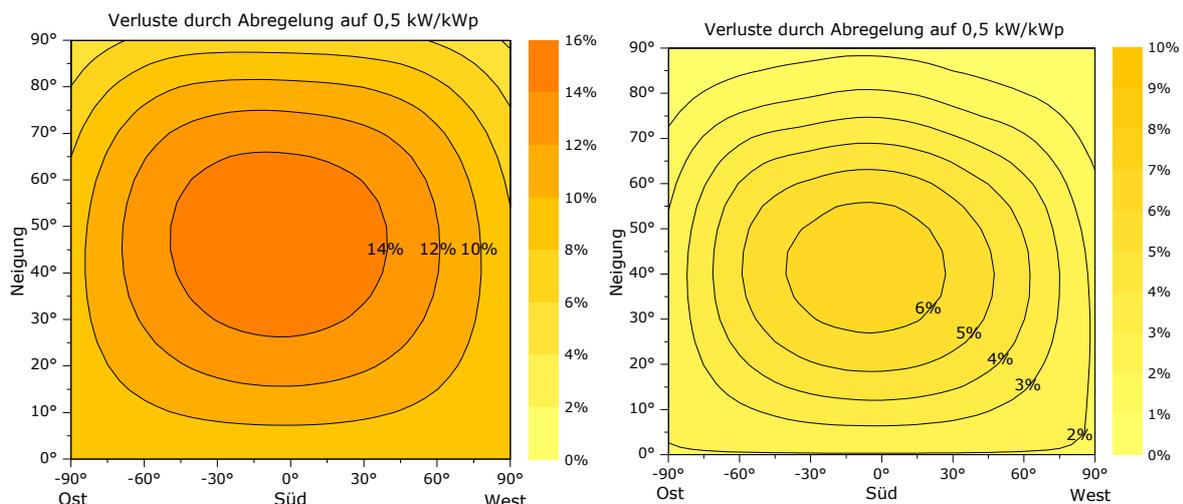


Bild 6.6 Einfluss der Neigung und Ausrichtung des PV-Generators auf die jährlichen Abregelungsverluste bei Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp für ein PV-System (links) und ein PV-Batteriesystem (rechts) mit 0,5 kWh/kWp nutzbarer Speicherkapazität (ohne Direktverbrauch, Meteorologische Daten 2005)

Die zuvor dargestellten Verluste wurden unter der Annahme ermittelt, dass der Batteriespeicher in der Nacht vollständig entladen wird und die PV-Leistung tagsüber nicht zeitgleich verbraucht werden kann. Die Abregelungsverluste lassen sich daher noch durch den Direktverbrauch der PV-Leistung reduzieren. Für das gegebene Lastprofil und dem System mit 4 kWp PV-Leistung sind in Bild 6.7 (links) die Abregelungsverluste in Abhängigkeit der maximalen Einspeiseleistung und nutzbaren Speicherkapazität dargestellt. Wird bei dem System ohne Batteriespeicher die Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp (2 kW) begrenzt, sinken die Abregelungsverluste durch den Direktverbrauch von 14 % (vgl. Bild 6.5) auf 8 % (vgl. Bild 6.7 links). Wird zusätzlich eine nutzbare Speicherkapazität von 1 kWh/kWp (4 kWh) installiert, lassen sich die Abregelungsverluste sogar auf 0,1 % reduzieren. Ohne Direktverbrauch der PV-Energie lagen die Verluste bei der gleichen Einspeisegrenze und Speichergröße noch bei 1 % (vgl. Bild 6.5 rechts). Durch die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,4 kW/kWp entstehen für das System mit 4 kWp PV-Leistung und einer Speicherkapazität von 1 kWh/kWp (4 kWh) bei gleichzeitiger PV-Nutzung Abregelungsverluste in Höhe von 1,5 % des PV-Ertrages. Wird die maximale Einspeiseleistung noch weiter herabgesetzt, lassen sich die Abregelungsverluste selbst bei Speicherkapazitäten über 1,5 kWh/kWp (6 kWh) nicht vollständig vermeiden. Dies kann damit begründet werden, dass der Batteriespeicher in der Nacht nicht vollständig entladen wird und somit nicht die gesamte Kapazität am Folgetag zu Speicherung zur Verfügung steht (vgl.

4.2.2). Noch deutlicher wird dieser Zusammenhang für ein PV-Batteriesystem mit 8 kWp PV-Leistung (Bild 6.7 rechts). Hier zeigt sich, dass weitgehend unabhängig von der Einspeisegrenze die Abregelungsverluste oberhalb einer nutzbaren Speicherkapazität von 0,75 kWh/kWp (6 kWh) nur noch wenig verringert werden können. Dies macht deutlich, dass die nächtliche Entladung des Batteriespeichers somit der limitierende Faktor für die Begrenzung der Einspeiseleistung von größeren PV-Systemen ist.

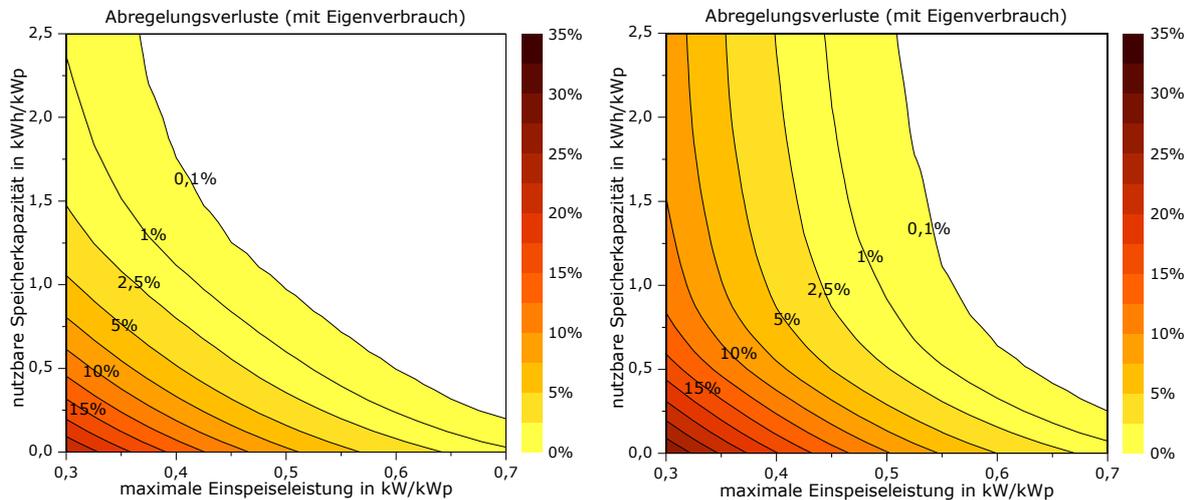


Bild 6.7 Einfluss der Speichergöße auf die jährlichen Abregelungsverluste in Abhängigkeit der festgelegten Einspeisegrenze mit zeitgleichem Direktverbrauch der PV-Energie für ein PV-Batteriesystem mit einer PV-Leistung von 4 kWp (links) und 8 kWp (rechts)

Analog zu Bild 6.3 ist in Bild 6.8 der Tagesgang der Netzeinspeisung für ein PV-Batteriesystem mit fester Einspeisebegrenzung über ein gesamtes Jahr zu sehen. Die Verringerung der eingespeisten Leistungsspitzen durch die feste Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp wird aus Bild 6.8 (links) deutlich. Da der Batteriespeicher nur oberhalb der Einspeisegrenze geladen wird, wird unter der Einspeisegrenze die Einspeiseleistung nicht durch den Batteriespeicher reduziert. Im Vergleich zu Bild 6.3 wird ersichtlich, dass weniger PV-Energie zur Batterieladung genutzt wird. Bild 6.8 (rechts) verdeutlicht die gleichmäßigere Einspeisung der PV-Energie im Tagesgang im Vergleich zur Betriebsstrategie der Eigenverbrauchserhöhung. An allen Tagen wird die maximale Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp begrenzt.

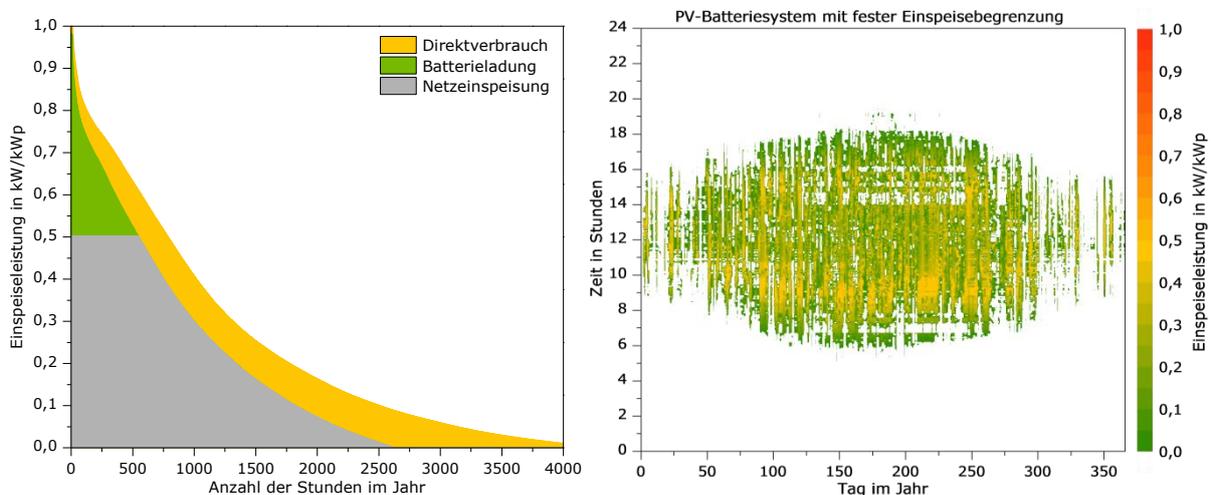


Bild 6.8 Links: Jahresdauerlinie der PV-Einspeisung normiert auf die installierte PV-Leistung für ein PV-Batteriesystem mit fester Einspeisebegrenzung auf 0,5 kW/kWp. Rechts: Tagesgang der Einspeiseleistung im Jahresverlauf bei fester Einspeisebegrenzung auf 0,5 kW/kWp

Somit kann mit dieser Betriebsweise die maximale Netzeinspeiseleistung deutlich reduziert werden. Allerdings wird der Batteriespeicher an bewölkten Tagen bei der festen Begrenzung der Einspeiseleistung oft nicht vollgeladen (vgl. Bild 6.4 rechts). Daher lässt sich mit dieser Betriebsstrategie gegenüber der Betriebsstrategie zur Eigenverbrauchserhöhung nur ein geringerer Eigenverbrauchsanteil erzielen. Bei dem PV-Batteriesystem mit 4 kWp PV-Leistung und 4 kWh Speicherkapazität sinkt durch die feste Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp der Eigenverbrauchsanteil von knapp 60 % auf 40 %.

6.1.3 Tagesvariable Begrenzung der Einspeiseleistung

Um sowohl den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen als auch die Netzeinspeiseleistung zu reduzieren, ist es erforderlich, die Einspeisegrenze an jedem Tag anzupassen. Die tägliche Festlegung der maximalen Einspeiseleistung hat zum Ziel, die Abregelung der PV-Leistung zu vermeiden und den Batteriespeicher tagsüber vollständig zu laden. Zur Umsetzung dieser Regelstrategie sind Prognosen der PV-Erzeugung und Last für den nächsten Tag erforderlich. Auf Grundlage der Vorhersagen kann die maximale Einspeiseleistung für den Folgetag iterativ ermittelt werden. Bild 6.9 stellt die Simulationsergebnisse für zwei Tage unter Berücksichtigung von idealen PV- und Lastprognosen dar. An dem weitgehend unbewölkten Tag (Bild 6.9 links) liegt die ermittelte Einspeisegrenze höher als an dem wechselnd bewölkten Tag (Bild 6.9 rechts). An beiden Tagen kann der Batteriespeicher vollgeladen und eine Leistungsabregelung vermieden werden.

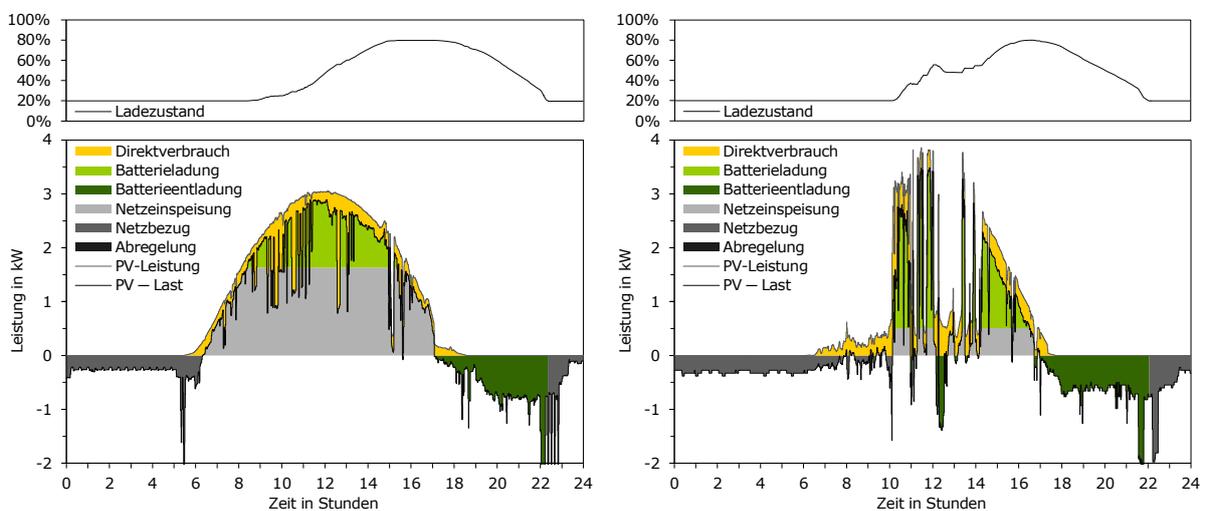


Bild 6.9 Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems bei variabler Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,41 kW/kWp (1,64 kW) an einem unbewölkten Tag (links) und auf 0,13 kW/kWp (0,52 kW) an einem wechselnd bewölkten Tag (rechts)

Es lässt sich mit dieser prognosebasierten Ladestrategie sowohl der Eigenverbrauchsanteil erhöhen als auch die Netzeinspeisespitze zur Mittagszeit reduzieren. Welchen Einfluss dies auf die Netzeinspeisung über das gesamte Jahr hat, geht aus Bild 6.10 hervor. Bild 6.10 (links) stellt die auftretenden Einspeiseleistungen sortiert nach deren Höhe dar. Bei gleicher Speicherkapazität wird durch die tägliche Anpassung der Einspeisegrenze eine deutliche Reduzierung der Einspeisespitzen gegenüber der eigenverbrauchsoptimierten Betriebsstrategie erzielt (vgl. Bild 6.3 links). Im Vergleich zur Eigenverbrauchserhöhung werden durch diese prognosebasierte Betriebsstrategie auch häufig geringere Leis-

tungen eingespeist. Bild 6.10 (rechts) veranschaulicht über ein gesamtes Jahr den Verlauf der PV-Einspeisung für ein PV-Batteriesystem mit variabler Einspeisebegrenzung. Der Tagesgang der Einspeiseleistung wird im Wesentlichen von dem Last- und PV-Erzeugungsprofil beeinflusst. In den Wintermonaten wird nur an wenigen Tagen PV-Energie in das Netz eingespeist. Auch in den Sommermonaten kann die Netzeinspeisung an jedem Tag auf 0,5 kW/kWp begrenzt werden.

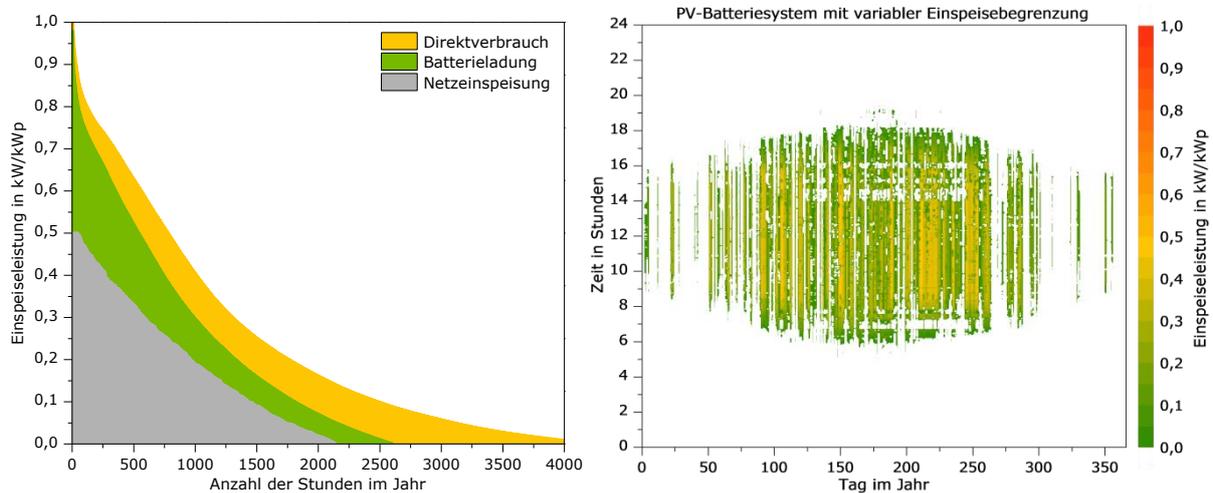


Bild 6.10 Links: Jahresdauerlinie der PV-Einspeisung normiert auf die installierte PV-Leistung für ein PV-Batteriesystem mit tagesvariabler Einspeisebegrenzung. Rechts: Tagesgang der Einspeiseleistung im Jahresverlauf bei tagesvariabler Einspeisebegrenzung

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass durch die variable Begrenzung der Einspeiseleistung, Batteriespeicher einen Beitrag zur Verringerung von PV-Einspeisespitzen leisten können. Zur Anwendung dieser Betriebsstrategie könnte die Einführung einer leistungsabhängigen Einspeisevergütung beitragen, bei der die Vergütungshöhe durch die maximale Einspeiseleistung am Tag bestimmt wird [Büd11]. Voraussetzung für die Umsetzung dieser Regelstrategie ist die Kenntnis über den zukünftigen Verlauf der PV-Erzeugung und Last. Die PV-Leistung lässt sich für den folgenden Tag und für die folgenden Stunden mit guter Genauigkeit vorhersagen. Prognosen der Last können durch selbstlernende Algorithmen erstellt werden. Hierzu wird auf Grundlage von Messdaten der Vergangenheit der zukünftige Verlauf der Last prognostiziert. Es ist anzumerken, dass auch die Genauigkeit der Prognosen die Qualität der Regelung bestimmt [Hey06]. Um Prognosefehler auszugleichen, kann eine dynamische Anpassung der Einspeisegrenze im Tagesverlauf vorteilhaft sein. Dadurch wird gewährleistet, dass auch bei Abweichungen zwischen den realen Leistungsverläufen und den Prognosen der Batteriespeicher vollgeladen wird und keine Abregelungsverluste entstehen. Eine weitere Möglichkeit zur Reduzierung von Abregelungsverlusten besteht in der Verschiebung von Lasten in Zeiten hoher PV-Erzeugung durch ein intelligentes Energiemanagement [Bei12].

6.1.4 Dynamische Begrenzung der Einspeiseleistung

Durch eine dynamische Begrenzung der Einspeiseleistung im Tagesverlauf ist es nicht nur möglich Prognosefehler auszugleichen, sondern auch die kumulierte Einspeiseleistung von PV-Batteriesystemen und bestehenden PV-Systemen im Netz zu minimieren. Durch diese prognosebasierte Betriebsstrategie soll somit sowohl der Eigenverbrauchsanteil maximiert werden als auch die Summe der Einspeise-

leistung aller PV-Systeme im Netz reduziert werden. Hierzu wird die Einspeiseleistung nicht auf einen konstanten Tageswert, sondern in Abhängigkeit von Last- und PV-Prognose sowie der Uhrzeit begrenzt. In erster Näherung kann die Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung $P_{NE,MAX}(t)$ im Tagesverlauf in Abhängigkeit der Uhrzeit (MEZ) t sinnvoll sein, wobei $P_{PV,STC}$ die PV-Nennleistung und $P_{NE,MAX}(t = 12)$ die maximale Einspeiseleistung um 12:00 Uhr ist:

$$P_{NE,MAX}(t) = P_{PV,STC} + \min\left(0, \cos\left(\frac{t}{12} \cdot \pi\right)\right) \cdot P_{PV,STC} + P_{NE,MAX}(t = 12) \quad (6.1)$$

Zur Umsetzung dieser Betriebsstrategie wird $P_{NE,MAX}(t = 12)$ für jeden Tag auf Basis der Last- und PV-Prognosen iterativ bestimmt, sodass der Speicher seinen maximalen Ladezustand erreicht und die Abregelung vermieden wird. Bild 6.11 stellt an zwei Tagen den Verlauf der Leistungsflüsse für ein PV-Batteriesystem mit dynamischer Einspeisebegrenzung, unter Berücksichtigung von idealen Prognosen der Last und PV-Erzeugung, dar. An dem klaren Tag (Bild 6.11 links) wird bis 9:30 Uhr die Einspeiseleistung nicht begrenzt. Im Anschluss sinkt mit zunehmender PV-Erzeugungsleistung die maximale Einspeiseleistung, bis diese um 12:00 Uhr den Minimalwert erreicht. Anschließend steigt die Einspeisegrenze wieder an. Dadurch wird die Einspeiseleistung zur Mittagszeit antizyklisch zur PV-Erzeugungsleistung begrenzt. An dem teilweise bewölkten Tag (Bild 6.11 rechts) ist die maximale Einspeiseleistung um 12:00 Uhr deutlich geringer als an dem klaren Tag. An beiden Tagen wird der Batteriespeicher vollständig geladen und eine Leistungsabregelung vermieden.

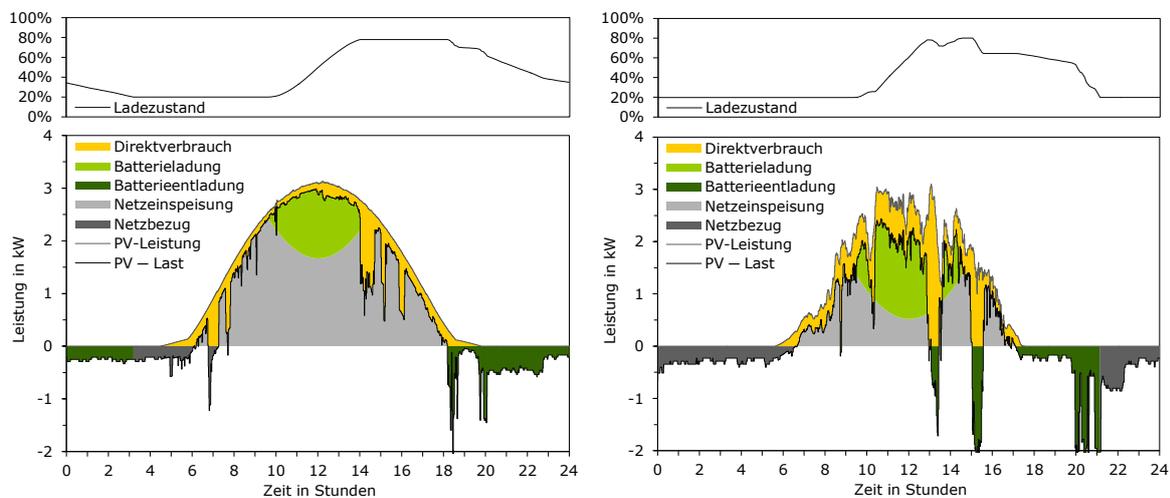


Bild 6.11 Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems bei dynamischer Begrenzung der Einspeiseleistung an einem unbewölkten Tag (links) und an einem wechselnd bewölkten Tag (rechts)

Der Einfluss der dynamischen Leistungsbegrenzung auf die Netzeinspeisung über das gesamte Jahr wird in Bild 6.12 ersichtlich. Die Jahresdauerlinie der Einspeiseleistung (Bild 6.12 links) zeigt, dass auch durch die dynamische Einspeisebegrenzung höhere Einspeisespitzen vermieden werden können. Der Tagesgang der Einspeiseleistung über das Jahr (Bild 6.12 rechts) verdeutlicht die Minimierung der Einspeiseleistung zur Mittagszeit. Die Abbildung zeigt auch die antizyklische Begrenzung der Einspeiseleistung im Tagesverlauf auf. Am Vor- und Nachmittag werden dadurch im Vergleich zur tagesvariablen Einspeisebegrenzung höhere PV-Leistungen eingespeist.

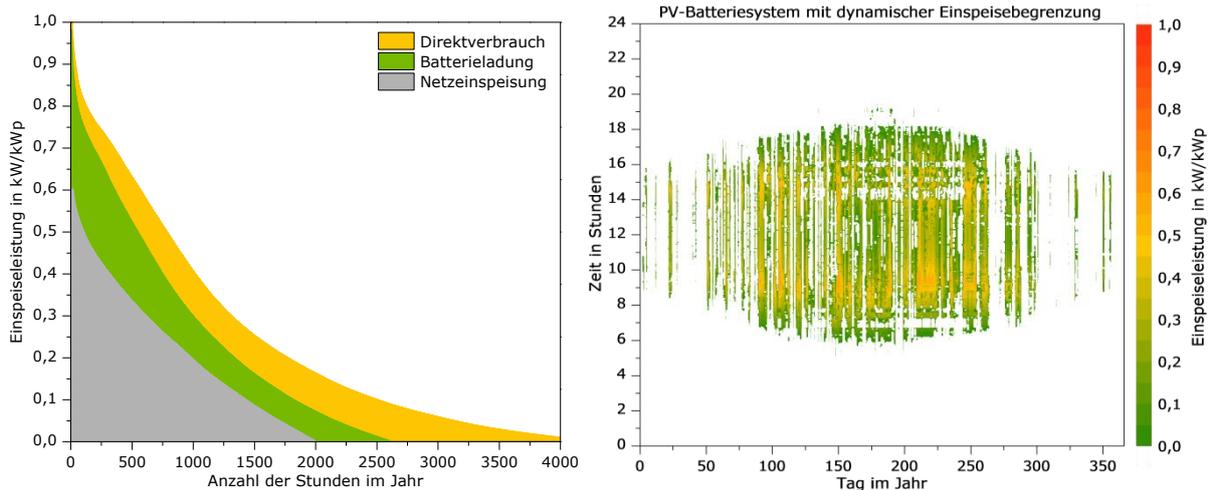


Bild 6.12 Links: Jahresdauerlinie der PV-Einspeisung normiert auf die installierte PV-Leistung für ein PV-Batteriesystem mit dynamischer Einspeisebegrenzung. Rechts: Tagesgang der Einspeiseleistung im Jahresverlauf bei dynamischer Einspeisebegrenzung

Zur besseren Vergleichbarkeit sind die Jahresdauerlinien der Netzeinspeiseleistung der verschiedenen Betriebsstrategien in Bild 6.13 (links) zusammengefasst. Ein netzgekoppeltes PV-System ohne Eigenverbrauch speist etwa die Hälfte des Jahres Energie in das Netz ein. Die maximale Einspeiseleistung wird durch die PV-Wechselrichterleistung bestimmt. Bei zeitgleicher Nutzung der PV-Energie kann im Mittel die eingespeiste Leistung reduziert werden. Durch die Kombination des PV-Systems mit einem Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs wird die Dauer der Einspeisung bei geringen Leistungen reduziert. Jedoch bleiben mit dieser Betriebsstrategie die hohen Einspeiseleistungen weitgehend unbeeinflusst. Eine Verringerung der Leistungsspitzen ist durch die feste Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp möglich. Da der Batteriespeicher nur oberhalb der Einspeisegrenze geladen wird, entspricht der Verlauf der Jahresdauerlinie dieser Regelstrategie bei Einspeiseleistungen unter 0,5 kW/kWp der Jahresdauerlinie für ein PV-System mit Eigenverbrauch. Der Nachteil des geringeren Eigenverbrauchsanteils bei fester Einspeisebegrenzung lässt sich durch prognosebasierte Betriebsstrategien verhindern. Bei gleicher Speicherkapazität wird durch die prognosebasierten Ladestrategien der tagesvariablen und dynamischen Einspeisebegrenzung eine deutliche Reduzierung der Einspeisespitzen gegenüber der ausschließlich eigenverbrauchsoptimierten Betriebsstrategie erzielt. Der Vergleich der beiden prognosebasierten Betriebsstrategien zeigt, dass im Jahresverlauf bei der dynamischen Einspeisebegrenzung höhere Leistungen eingespeist werden als bei der tagesvariablen Begrenzung. Dies ist darauf zurückzuführen, dass es durch die tageszeitabhängige Begrenzung der Einspeiseleistung zu höheren Einspeiseleistungen am Vor- und Nachmittag kommt.

Um den Vorteil der dynamischen Einspeisebegrenzung gegenüber der tagesvariablen Begrenzung aufzuzeigen, vergleicht Bild 6.13 (rechts) die Jahresdauerlinie der kumulierten Einspeiseleistung eines PV-Systems ohne Eigenverbrauch und eines PV-Batteriesystems mit unterschiedlichen Betriebsstrategien. Hierzu wurde angenommen, dass beide Systeme in räumlicher Nähe liegen und das gleiche PV-Erzeugungsprofil aufweisen. Wird die maximale Einspeiseleistung des PV-Batteriesystems auf 0,5 kW/kWp festgelegt und die maximale Einspeiseleistung des PV-Systems mit 1 kW/kWp angesetzt, so beträgt die Summeneinspeiseleistung beider Systeme zusammen maximal 0,75 kW/kWp (vgl. Bild

6.13 rechts). Auch hier wird nochmals deutlich, dass PV-Batteriesysteme zur Eigenverbrauchserhöhung Einspeisespitzen in das Netz nicht vermeiden. Im Vergleich dazu lässt sich die kumulierte Einspeiseleistung des PV-Systems und PV-Batteriesystems mit prognosebasierten Ladestrategien nochmals reduzieren. Die Unterschiede zwischen der tagesvariablen und dynamischen Einspeisebegrenzung sind allerdings nur gering.

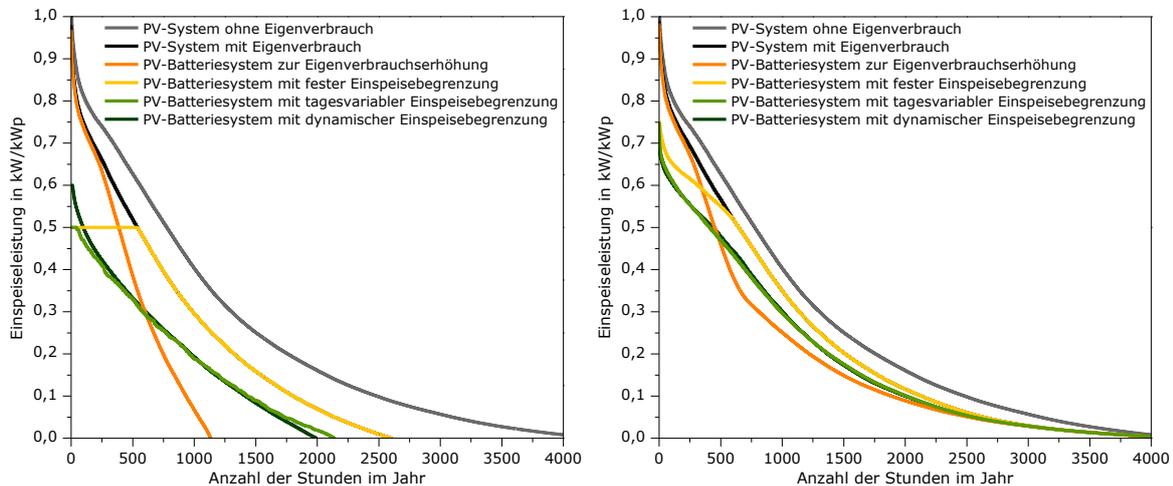


Bild 6.13 Links: Jahresdauerlinien der PV-Einspeisung normiert auf die installierte PV-Leistung für verschiedene Betriebsstrategien. Rechts: Jahresdauerlinien der Summeneinspeiseleistung normiert auf die installierte PV-Leistung für ein PV-Batteriesystem mit verschiedenen Betriebsstrategien und ein PV-System ohne Eigenverbrauch.

Bild 6.14 (links) stellt zusammenfassend für die verschiedenen Betriebsstrategien die erzielten Eigenverbrauchsanteile und Maximalwerte der Einspeiseleistung dar. Mit dieser Abbildung wird nochmals verdeutlicht, dass durch prognosebasierte Betriebsstrategien sowohl der Eigenverbrauchsanteil maximiert als auch die Einspeiseleistung minimiert werden kann. Im Vergleich dazu führt die feste Begrenzung der Einspeiseleistung zu einem geringeren Eigenverbrauchsanteil.

Zur Bestimmung der zulässigen PV-Anschlussleistung in einem Netzgebiet und für Netzberechnungen kann die maximale Netzeinspeiseleistung an sonnigen Tagen in Höhe von 0,85 kW/kWp angesetzt werden [Wir11]. Es kann daher angenommen werden, dass sich relativ zur Begrenzung der Einspeiseleistung eine höhere PV-Leistung in einem Netzgebiet installieren lässt [Kor12]. Im Vergleich zu PV-Systemen ohne Einspeisebegrenzung kann somit durch prognosebasierte Betriebsstrategien für PV-Batteriesysteme die installierbare PV-Leistung gesteigert werden (Bild 6.14 rechts). Sind in einem Netzgebiet bereits PV-Systeme ohne Speicher installiert, kann die dynamische Begrenzung der Einspeiseleistung zu einer Erhöhung der installierbaren PV-Kapazität beitragen. Wird berücksichtigt, dass sich dadurch die Summeneinspeiseleistung auf 0,65 kW/kWp reduzieren lässt (vgl. Bild 6.13 rechts), kann die installierbare PV-Leistung um rund ein Drittel gesteigert werden. Sind ausschließlich PV-Batteriesysteme in einem Netzgebiet installiert, könnte die Aufnahmekapazität durch die tagesvariable Einspeisebegrenzung um das Doppelte gesteigert werden, wenn die maximale Einspeiseleistung der Systeme auf unter 0,425 kW/kWp begrenzt wird. In den vorangegangenen Kapiteln konnte gezeigt werden, dass sich dies bei typischer Systemdimensionierung zu vertretbaren Abregelungsverlusten realisieren lässt. Somit kann durch die Implementierung von prognosebasierten Betriebsstrategien in PV-Batteriesystemen die maximal installierbare PV-Leistung in einem Netzgebiet gesteigert werden.

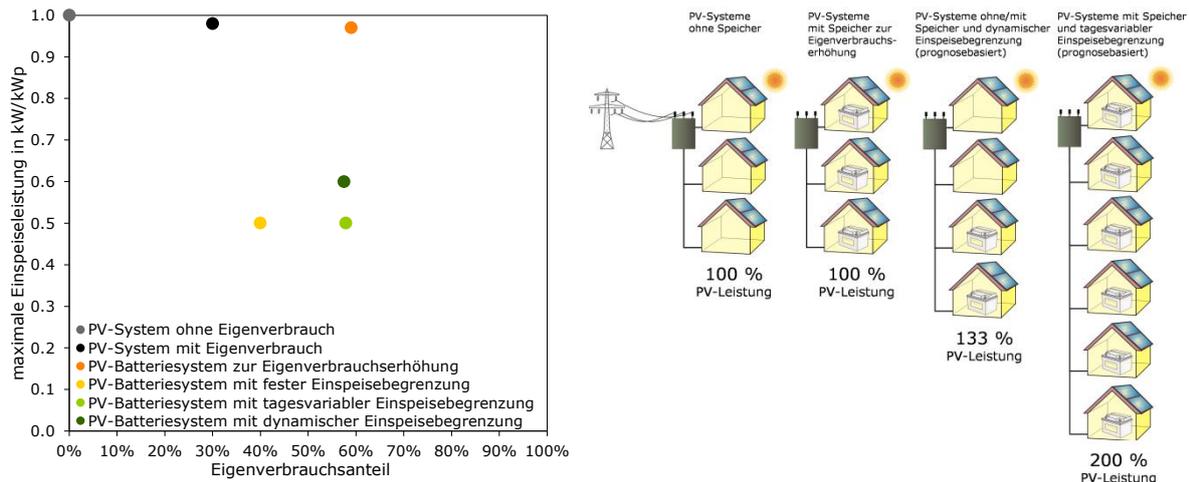


Bild 6.14 Links: Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die maximale Einspeiseleistung und den Eigenverbrauchsanteil. Rechts: Einfluss verschiedener Betriebsstrategien für PV-Batteriesysteme auf den maximalen PV-Ausbau (Grafik: Volker Quaschnig)

6.2 Schlussfolgerungen

Die zuvor dargestellten Untersuchungsergebnisse führen zu folgenden Erkenntnissen:

- Die Betriebsstrategie von PV-Batteriesystemen hat entscheidenden Einfluss auf den zeitlichen Verlauf und auf die Höhe der Netzeinspeiseleistung
- Steht nur die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils im Vordergrund und wird der Batteriespeicher frühzeitig geladen, lassen sich PV-Einspeisespitzen in das Netz nicht vermeiden.
- Durch die Begrenzung der Einspeiseleistung auf einen festgelegten Schwellwert können die Einspeisespitzen reduziert werden.
- Grundsätzlich steigen mit abnehmender Grenze der maximalen Einspeiseleistung die Abregelungsverluste an. Durch Batteriespeicher können die Verluste jedoch reduziert werden.
- Bei der Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp lassen sich durch eine nutzbare Speicherkapazität von 1 kWh/kWp die Abregelungsverluste auf eine vertretbare Größe reduzieren. Um die Abregelungsverluste vollständig zu vermeiden, müsste die nutzbare Speicherkapazität auf über 1,5 kWh/kWp vergrößert werden. Daher ist ein Kompromiss zwischen der Speichergöße und der Höhe der Abregelungsverluste erforderlich.
- Durch den zeitgleichen Direktverbrauch der PV-Leistung können die Abregelungsverluste zusätzlich reduziert werden.
- Auch bei Abweichung der Orientierung des PV-Generators von der Südausrichtung fallen die durch die Begrenzung der Einspeiseleistung bedingten Abregelungsverluste geringer aus.
- Übersteigt die Speicherkapazität den nächtlichen Strombedarf, lassen sich durch eine weitere Vergrößerung des Batteriespeichers die Abregelungsverluste nur noch wenig reduzieren, da der Speicher in der Nacht nicht vollständig entladen wird.
- Die feste Begrenzung der Einspeiseleistung reduziert zwar die Einspeisespitzen, jedoch sinkt durch diese Betriebsstrategie auch der Eigenverbrauchsanteil, da der Batteriespeicher an wechselnd bewölkten Tagen nicht vollständig geladen wird.

- Soll mit Batteriespeichern sowohl der Eigenverbrauch gesteigert als auch die Einspeiseleistung minimiert werden, sind eigenverbrauchs- und netzoptimierte Betriebsstrategien unter Einbeziehung von Last- und PV-Erzeugungsprognosen erforderlich.
- Durch die prognosebasierte Betriebsstrategie der tagesvariablen Einspeisebegrenzung ist es möglich, mit Batteriespeichern sowohl die maximale Einspeiseleistung zu reduzieren als auch den Eigenverbrauchsanteil zu steigern. Der in [Bos12] beschriebene Zielkonflikt zwischen der Eigenverbrauchserhöhung und der PV-Netzintegration kann somit vermieden werden.
- Wird die Einspeiseleistung nicht auf einen festgelegten Wert, sondern tageszeitabhängig begrenzt, kann durch diese dynamische Einspeisebegrenzung auch die Einspeisung von bestehenden PV-Systemen ausgeregelt werden. Dadurch lässt sich die kumulierte PV-Einspeiseleistung in einem Netzgebiet zusätzlich reduzieren.
- Mit prognosebasierten Betriebsstrategien für PV-Batteriesysteme kann somit die Einspeiseleistung begrenzt und die zulässige Anschlussleistung von PV-Systemen in einem Netzgebiet erhöht werden.
- Darüber hinaus lassen sich durch die prognosebasierten Betriebsstrategien auch die Gradienten der Netzeinspeiseleistung reduzieren. Bereits Batteriespeicher zu Eigenverbrauchserhöhung können zur Reduzierung von Fluktuationen der Einspeiseleistung beitragen [Rot12].
- Werden langfristig zeitvariable Einspeisevergütungssätze eingeführt, muss damit gerechnet werden, dass zu Zeiten hoher PV-Erzeugung die Netzeinspeisung nur noch gering vergütet wird. Hier könnten durch die dynamische Einspeisebegrenzung Kostenvorteile erzielt werden, da die Netzeinspeisung antizyklisch zur PV-Erzeugung erfolgt.
- Es muss angemerkt werden, dass die Implementierung von prognosebasierten Betriebsstrategien mit zusätzlichen Herausforderungen verbunden ist. Hierzu erforderlich sind hinreichend genaue Prognosen der PV-Erzeugung und Last. Negative Auswirkungen von Prognosefehlern auf das Betriebsverhalten und auf den erzielten Eigenverbrauchsanteil können daher nicht ausgeschlossen werden.
- Um Lastspitzen am frühen Morgen zu vermeiden, wäre es vorteilhaft, wenn die Speicher in der Nacht nicht vollständig entladen werden. Allerdings ist eine vollständige Entladung des Batteriespeichers erforderlich, damit am Folgetag möglichst viel Speicherkapazität zur Begrenzung der Einspeiseleistung zur Verfügung steht.
- Auch die Netzeinspeisung von zwischengespeicherter Energie kann einen Beitrag zur Systemintegration leisten. Dies würde jedoch eine separate Einspeisevergütung erfordern, damit die Batterieeinspeisung in das Netz finanziell attraktiv ist.
- Darüber hinaus bietet es sich an, Batteriespeicher auch zur Bereitstellung von Regelleistung und zur Spannungshaltung einzusetzen [Hol13].
- Neben der Begrenzung der Netzeinspeiseleistung ist mit Batteriespeichern auch eine Begrenzung der Netzbezugsleistung denkbar [Gre12]. Dies würde jedoch das Vorhalten einer Reserve erfordern [Hey07].

7 Zusammenfassung

Ziel dieser Arbeit war es, Empfehlungen zur Dimensionierung und Netzintegration von PV-Batteriesystemen zu entwickeln. Hierzu wurden zunächst die Eigenschaften der Systemkomponenten charakterisiert und der aktuelle Stand der Technik von PV-Batteriesystemen beschrieben. Basierend darauf folgte die Implementierung von geeigneten Modellen für die einzelnen Systemkomponenten eines PV-Batteriesystems in der Simulationsumgebung INSEL. Hierzu wurde ein typisches AC-gekoppeltes PV-Batteriesystem mit Lithium-Ionen-Batteriespeicher modelliert, dessen Betriebsverhalten durch Simulationsrechnungen analysiert wurde. Die Jahressimulation erfolgte auf Grundlage von minutlich aufgelösten meteorologischen Daten und elektrischen Lastprofilen verschiedener Haushaltstypen.

Mit dem erstellten Simulationsmodell wurden anschließend die Auswirkungen der Änderung verschiedener Eingangsparameter auf die Simulationsergebnisse analysiert. Zur Bewertung der Simulationsergebnisse wurde auf die Größen des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrades zurückgegriffen. Durch Sensitivitätsanalysen konnte gezeigt werden, dass die PV-Leistung und die Speicherkapazität den ermittelten Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad maßgeblich beeinflussen. Während der Eigenverbrauchsanteil mit zunehmender PV-Leistung sinkt, steigt der Autarkiegrad an. Beide Größen lassen sich mit zunehmender Speicherkapazität erhöhen, jedoch mit abnehmender Tendenz.

Aus den Simulationsuntersuchungen konnten wichtige Erkenntnisse zur Abstimmung der PV-Leistung und Speicherkapazität gewonnen werden. So lässt sich der Autarkiegrad durch eine Vergrößerung der Speicherkapazität nur wenig steigern, sobald die nutzbare Speicherkapazität den Wert von 1 kWh pro kWp PV-Leistung überschritten hat. Es wurde auch ermittelt, dass die Speicherleistung über einen weiten Bereich nur einen geringen Einfluss auf die Berechnungsergebnisse hat. Des Weiteren wurde die Abhängigkeit der Simulationsergebnisse von dem Jahresstrombedarf des Haushalts deutlich. Durch die Normierung der PV-Leistung und Speicherkapazität auf den Jahresstrombedarf kann diese Abhängigkeit reduziert werden. Aus den Simulationsrechnungen geht hervor, dass bei einer PV-Leistung von 1 kWh je MWh Jahresstrombedarf ein Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil von rund 30 % erzielt werden kann. Wird zusätzlich je MWh Jahresstrombedarf eine nutzbare Speicherkapazität von 1 kWh installiert, lässt sich der Eigenverbrauchsanteil auf 60 % verdoppeln und der Autarkiegrad auf rund 55 % steigern.

Die Untersuchungen mit verschiedenen Lastprofilen zeigen auch, dass die zeitliche Verteilung des Strombedarfs die Simulationsergebnisse beeinflusst. Hier konnte der Zusammenhang zwischen der Höhe des Autarkiegrades und dem Anteil des Strombedarfs in der Nacht am Gesamtbedarf aufgezeigt werden. Ein weiterer Einflussfaktor besteht in der Höhe der jährlichen Bestrahlung. Weiterhin wurde in dieser Arbeit der Einfluss der Simulationszeitschrittweite auf die Ergebnisse untersucht. Es konnte nachgewiesen werden, dass mit zunehmendem Mittelungsintervall die zeitgleich direkt verbrauchte PV-Energie überschätzt wird. Bei der Simulation von PV-Batteriesystemen zeigte sich jedoch keine Abhängigkeit des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrades von der Zeitschrittweite. Aus den Untersuchungen dieser Arbeit geht auch hervor, dass die Abhängigkeit der Simulationsergebnisse von der

Orientierung des PV-Generators weitaus geringer als zu erwarten ist. Bei Abweichung von der Südausrichtung steigt der Eigenverbrauchsanteil an, wohingegen der Autarkiegrad nur wenig sinkt.

Auf Basis der Simulationsergebnisse folgte eine ökonomische Bewertung von PV-Batteriesystemen. Hierzu wurden zunächst zwei neue Bewertungsgrößen vorgestellt. Mit den PV-Stromnutzungskosten steht nun eine Vergleichsgröße zur Verfügung, die die jährlichen Kosten eines PV-Batteriesystems auf die genutzte PV-Energie bezieht und einen direkten Vergleich mit den Strombezugskosten ermöglicht. Als weitere Bewertungsgröße wurden die mittleren Stromkosten definiert. Diese entsprechen dem Preis, den der Haushalt während der Nutzung des PV-Batteriesystems für den gesamten Strombedarf durchschnittlich zahlen muss. Da diese Größe alle Kosten berücksichtigt, stellt das Minimum der mittleren Stromkosten verschiedener Systemkonfigurationen die Zielgröße zur Ermittlung der kostenoptimalen Systemdimensionierung dar. Als wichtigste Einflussfaktoren auf die kostenoptimale Systemdimensionierung wurden die Batteriespeicher- und PV-Systemkosten identifiziert. Des Weiteren weist die optimale Auslegung von PV-Batteriesystemen eine starke Abhängigkeit von der Einspeisevergütung, der Annahme der zukünftigen Strombezugskosten und der Kapitalverzinsung auf. Da sowohl die Kosten des Netzstrombezugs als auch der jährliche Strombedarf für die Zeit der Nutzung des PV-Batteriesystems zum Zeitpunkt der Systemauslegung nur prognostiziert werden können, kann auch die kostenoptimale Systemdimensionierung nur abgeschätzt werden.

Diese Arbeit hat gezeigt, dass die kostenoptimale Systemdimensionierung stark von der Kostensituation und den finanziellen Rahmenbedingungen abhängig ist. Folglich können keine allgemeingültigen Aussagen zur kostenoptimalen Auslegung von PV-Batteriesystemen abgeleitet werden. Durch die entwickelte Methode besteht jedoch die Möglichkeit, die kostenoptimale Systemdimensionierung in Abhängigkeit der jeweiligen Kostensituation individuell zu ermitteln. Zur ökonomischen Bewertung ist neben der Angabe des Kostenoptimums auch die Angabe der Wirtschaftlichkeitsgrenze von Interesse. Liegen die mittleren Stromkosten einer Systemkonfiguration unter den mittleren Strombezugskosten, so ist ein wirtschaftlicher Betrieb des PV-Batteriesystems möglich. Es wurde festgestellt, dass die Erlöse aus der Netzeinspeisung bereits heute einen wirtschaftlichen Betrieb von großen PV-Systemen mit kleinen Speichern bei geringer Renditeerwartung ermöglichen können. Sinken die Einspeisevergütungssätze zukünftig deutlich stärker als die PV-Stromgestehungskosten, wird sich die kostenoptimale Systemdimensionierung hin zu Systemen mit höheren Eigenverbrauchsanteilen verschieben. Dies führt tendenziell zu einer Verkleinerung der kostenoptimalen PV-Leistung und einer Vergrößerung der kostenoptimalen Speicherkapazität. In Zukunft werden daher die Erlöse aus der Netzeinspeisung nur noch einen geringen Beitrag zur Refinanzierung von PV-Batteriesystemen leisten. Jedoch wurde auch ersichtlich, dass langfristig durch kostenoptimal dimensionierte PV-Batteriesysteme sogar der Großteil des elektrischen Energiebedarfs von Haushalten gedeckt und somit der Netzbezug deutlich reduziert werden kann.

Ein weiterer Schwerpunkt dieser Arbeit waren Untersuchungen zur Integration von PV-Batteriesystemen in das Energiesystem. Hierzu wurde das Einspeiseverhalten von PV-Batteriesystemen bei verschiedenen Betriebsstrategien durch Simulationsrechnungen untersucht. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass die Betriebsstrategie die Höhe und den zeitlichen Verlauf der Netzeinspeisung maßgeb-

lich beeinflusst. Die Netzeinspeisung von Leistungsspitzen kann nicht vermieden werden, wenn der Betrieb von PV-Batteriesystemen ausschließlich der Eigenverbrauchserhöhung dient. Durch die Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung können Netzeinspeisespitzen deutlich reduziert werden. Bei der Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp lassen sich durch eine nutzbare Speicherkapazität von 1 kWh/kWp die Abregelungsverluste auf eine vertretbare Größe reduzieren. Um sowohl den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen als auch die Netzeinspeiseleistung zu reduzieren, wurden im Rahmen dieser Arbeit die prognosebasierten Betriebsstrategien der tagesvariablen und dynamischen Einspeisebegrenzung entwickelt. Es konnte erstmals über ein gesamtes Jahr nachgewiesen werden, dass eine beträchtliche Reduktion der Einspeisespitzen durch prognosebasierte Betriebsstrategien erzielt werden kann. Somit ist es mit diesen eigenverbrauchs- und netzoptimierten Betriebsstrategien möglich, die maximale Einspeiseleistung zu reduzieren und dadurch die installierbare PV-Leistung in einem Netzgebiet zu erhöhen. Die Implementierung dieser Betriebsstrategien kann deutlich zur verbesserten Netzintegration von PV-Batteriesystemen und zur Erhöhung des PV-Anteils an der Stromversorgung beitragen. Die Kombination von PV-Systemen mit dezentralen Batteriespeichern ist daher zur Erschließung des gesamten PV-Potenzials von entscheidender Bedeutung. Dies könnte einen wichtigen Beitrag zur vollständigen Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien leisten.

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Symbol	Einheit	Bedeutung
a	-	Autarkiegrad
a_B	-	Annuitätsfaktor der Batteriespeicherkosten
a_i	-	Annuitätsfaktor
a_{PV}	-	Annuitätsfaktor der PV-Systemkosten
A_{PV}	m ²	PV-Modulfläche
AC	-	Wechselstrom (engl. alternating current)
AM	-	Luftmasse (engl. air mass)
b_B	-	Jährliche Kosten für den Betrieb des Batteriespeichers
b_{PV}	-	Jährliche Kosten für den Betrieb des PV-Systems
BSRN	-	Baseline Surface Radiation Network
c	°C	Erhöhung der PV-Modultemperatur gegenüber der Lufttemperatur
C	Ah	Entnehmbare Kapazität
C_N	Ah	Nennkapazität
DC	-	Gleichstrom (engl. direct current)
DOD	-	Entladetiefe (engl. depth of discharge)
DOD_{MAX}	-	Maximale Entladetiefe
DOD_{MIN}	-	Minimale Entladetiefe
DWD	-	Deutscher Wetterdienst
e	-	Eigenverbrauchsanteil
e_{PV}	Wh/Wp	Spezifischer PV-Ertrag
E_B	Wh	Speicherkapazität (Batterieenergieinhalt)
E_{BE}	Wh	Entnommene Energiemenge (AC-Batterieentladung)
$E_{BE,DC}$	Wh	Entnommene Energiemenge (DC-Batterieentladung)
E_{BL}	Wh	Zugeführte Energiemenge (Batterieladung)
E_{DV}	Wh	Direkt verbrauchte PV-Energiemenge
E_{NB}	Wh	Nutzbare Speicherkapazität
E_{NE}	Wh	Eingespeiste Energiemenge (Netzeinspeisung)
E_{PV}	Wh	PV-Ertrag
E_V	Wh	Verfügbare Speicherkapazität
E_{VB}	Wh	Verbrauchte Energiemenge (Stromverbrauch)
EEG	-	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ER_{NE}	€	Jährliche Erlöse aus der Vergütung der Netzeinspeisung
G_{PV}	W/m ²	Globalbestrahlungsstärke auf der PV-Generatorebene
H_{PV}	Wh/m ²	Bestrahlung auf der PV-Generatorebene
I_E	A	Entladestrom
I_B	€	Batteriespeicherkosten
I_N	A	Nennentladestrom
I_{PV}	€	PV-Systemkosten
K_B	€	Jährlichen Gesamtkosten des Batteriespeichers
K_{PV}	€	Jährlichen Gesamtkosten des PV-Systems
KWK	-	Kraft Wärme Kopplung
LCOE	-	Stromgestehungskosten (engl. levelized cost of electricity)
n	a	Nutzungsdauer
n	-	Peukert-Exponent
n_a	-	Jährliche Zyklenanzahl
n_B	a	Nutzungsdauer des Batteriespeichers
n_{PV}	a	Nutzungsdauer des PV-Systems
n_z	-	Maximale Zyklenanzahl

MEZ	-	Mitteleuropäische Zeit
MPP	-	Punkt maximaler Leistung (engl. maximum power point)
PV	-	Photovoltaik
\bar{p}	ct/kWh	Mittlere Stromkosten
\bar{p}_{NB}	ct/kWh	Mittlere Netzstrombezugskosten
p_{NE}	ct/kWh	Netzeinspeisevergütung
p_{PVG}	ct/kWh	PV-Stromgestehungskosten
p_{PVN}	ct/kWh	PV-Stromnutzungskosten
P_B	W	Batterieleistung
P_{BE}	W	Batterieentladeleistung
P_{BL}	W	Batterieladeleistung
P_{DV}	W	Direkt verbrauchte PV-Systemleistung
P_{NB}	W	Netzbezugsleistung
P_{NE}	W	Netzeinspeiseleistung
$P_{NE, MAX}$	W	Maximale Netzeinspeiseleistung
$P_{WR, AC}$	W	AC-Nennleistung des Wechselrichters
P_{PV}	W	Momentane PV-Systemleistung
P_{PVG}	W	Momentane PV-Generatorleistung
$P_{PV, STC}$	Wp	Nennleistung des PV-Generators (PV-Module)
P_{VB}	W	Verbrauchsleistung (Last)
PR	-	Performance Ratio
r	-	Zinssatz
SOC	-	Ladezustand (engl. state of charge)
SOC_{MAX}	-	Maximaler Ladezustand
SOC_{MIN}	-	Minimaler Ladezustand
SR	-	Dimensionierungsverhältnis (engl. sizing ratio)
STC	-	Standardtestbedingungen (engl. Standard test conditions)
t	h	Zeit
t_E	h	Entladezeit
t_k	a	Kalendarische Lebensdauer
t_N	h	Nennentladezeit
t_Z	a	Zyklische Lebensdauer
U_N	V	Nennspannung
v	-	Abregelungsverluste
VDI	-	Verein Deutscher Ingenieure
α_{MPP}	%/°C	Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung
ΔSOC	-	Differenz zwischen maximalen und minimalen Ladezustand
ΔDOD	-	Differenz zwischen maximaler und minimaler Entladetiefe
Δt	h	Simulationszeitschrittweite
η_{BWR}	-	Batteriewechselrichterwirkungsgrad
η_{MPP}	-	PV-Modulwirkungsgrad im MPP
$\eta_{MPP, STC}$	-	PV-Modulwirkungsgrad im MPP unter Nennbedingungen
η_{PVG}	-	PV-Generatorverlustfaktor
η_{Wh}	-	Energiewirkungsgrad
η_{WR}	-	Wechselrichterwirkungsgrad
ϑ_L	°C	Lufttemperatur
ϑ_{PV}	°C	PV-Modultemperatur
$\vartheta_{PV, STC}$	°C	PV-Modultemperatur unter Nennbedingungen
τ	h	Thermische Zeitkonstante

Literaturverzeichnis

- [App12a] Appen, J.; Braun, M.; Zinßer, B.; Stellenbogen, D.: Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen – Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte. 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2012
- [App12b] Appen, J.; Schmiegel, A.; Braun, M.: Impact of PV Storage Systems on Low Voltage Grids – A Study on the Influence of PV Storage Systems on the Voltage Symmetry of the Grid. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, 2012
- [Bau10] Baumgartner, F.P.; Achtnich, T.; Remund, J.; Gnos, S.; Nowak, S.; Wiese, F.: Steps Towards Integration of PV-Electricity into the Grid. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition EU PVSEC, Valencia, 2010
- [Bei12] Beister, D.: Sophisticated Energy Management for Optimizing the PV Grid Integration. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, 2012
- [Bey04] Beyer, H. G.; Betcke, J.; Drews, A.; Heinemann, D.; Lorenz, E.; Heilscher, G.; Bofinger, S.: Identification of a General Model for the MPP Performance of PV Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition EU PVSEC, Paris, 2004
- [Bin12] Binder, J.; Schmiegel, A.; Magnor, D.; Martin, N.; Williams, C.; Mohring, H.D.; Danzer, M.; Linhart, A.; Sauer, D.-U.; Landau, M.; Appen, J.; Braun, M.; Schuh, H.; Thomas, U.; Marcel, J.-C.; Jehoulet, C.: Sol-ion PV Storage System: Field Trial Results and Implications on Battery Lifetime Expectancy. 7th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES), Berlin, 2012
- [Bir12] Birke, P.: Elektrochemische Energiespeicher: Begriffe, Batterieparameter und Messtechnik. Vorlesungsunterlagen, Technische Universität Berlin, Wintersemester 2012/2013
- [Bla10] Blanz, J.; Rothert, M.; Wachenfeld, V.: Technische und wirtschaftliche Aspekte der Zwischenspeicherung von Solarenergie zur Steigerung des Direktverbrauchs. 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2010
- [Bos11] Bost, M.; Hirschl, B.; Aretz, A.: Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, 2011
- [Bos12] Bost, M.; Aretz, A.; Hirschl, B.: Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik. In: Solarzeitalter 3/2012, S.30-35
- [Bra08] Braun, M.; Stetz, T.: Multifunctional Photovoltaic Inverters – Economic Potential of Grid-Connected Multifunctional PV-Battery Systems in Industrial Environments. 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference EU PVSEC, Valencia, 2008
- [Bra09] Braun, M.; Büdenbender, K.; Magnor, D.; Jossen, A.: Photovoltaic self-consumption in Germany using Lithium-Ion storage to increase self-consumed photovoltaic energy. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition EU PVSEC, Hamburg, 2009
- [Bre10] Breyer, C.; Gerlach, A.: Global Overview on Grid-parity Event Dynamics. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition EU PVSEC, Valencia, 2010
- [Bre12] Breyer, C.; Gerlach, A.: Global Overview on Grid-parity. Progress in Photovoltaics: Research and Application. Vol. 21 (2012), S. 121-136
- [BSW13] Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Berlin, 2013
- [Büd11] Büdenbender, K.; Braun, M.; Stetz, T.; Strauss, P.: Multifunctional PV Systems Offering Additional Functionalities and Improving Grid Integration. In: International Journal of Distributed Energy Resources. Vol. 7 Nr. 2 (2011), S. 109-128

- [Bur05] Burger, B.: Auslegung und Dimensionierung von Wechselrichtern für netzgekoppelte PV-Anlagen. 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2005
- [Bür09] Bürger, V.: Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte. Transpose Working Paper No3, Öko-Institut e.V., Freiburg, 2009
- [Cas10] Castillo-Cagigal, M.; Caamano-Martin, E.; Gutiérrez, A.; Masa-Bote, D.; Monasterio, F.; Porro, J.; Matallanas, E.; Jiménez-Leube, J.: Self-Consumption of PV Electricity with Active Demand Side Management: The Gedelos-PV System. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition EU PVSEC, Valencia, 2010
- [DGS13] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS, Hrsg.): Leitfaden Photovoltaische Anlagen. Berlin: 2013
- [Div09] Divya, K.C.; Ostergaard, J.: Battery energy storage technology for power systems - an overview. In: Electric Power System Research, Vol. 79 (2009), S. 511-520
- [Dul07] Dubielzig, G.; Frey, H.; Heikrodt, K.; Ksinsik, K.; Nunn, A.; Scholz, W.-H.; Winkelmann, T.: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. VDI Fortschritt-Bericht Nr. 560, VDI Verlag, Düsseldorf, 2007
- [Eic12] Eicker, U.: Solare Technologien für Gebäude. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2012
- [Fuh12] Fuhs, M.: Die Speicher kommen, Marktübersicht. In: Photovoltaik 10/2012, S.40-49
- [Ger12] Gerlach, A.; Breyer, C.: Global Grid-Parity Dynamics on a National and Regional Level. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, 2012
- [Gre12] Grebe, R.; Keuer, F.: Dezentrale Batteriespeicher für die Stromversorgung der Zukunft. In: building & automation 5/2012, S.2-5
- [Häb10] Häberlin, H.: Photovoltaik - Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen. Electrosuisse Verlag, Fehraltorf, 2010
- [Han07] Handschuh, T.: Untersuchung des Betriebs- und Alterungsverhaltens von Blei-Säure-Akkumulatoren bei für Hybridantriebssysteme typischen Belastungen. Dissertation, Universität Ulm, 2007
- [Her10] Herb, F.: Alterungsmechanismen in Lithium-Ionen-Batterien und PEM-Brennstoffzellen und deren Einfluss auf die Eigenschaften von daraus bestehenden Hybrid-Systemen. Dissertation, Universität Ulm, 2010
- [Hey06] Heyde, C. O.; Musikowski, H.-D.; Styczynski, Z. A.: Energy Management for Grid Connected PV Plants Combined with Battery Storage Devices. 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, 2006
- [Hey07] Heyde, C. O.; Musikowski, H.-D.; Styczynski, Z. A.: Active Peak Shaving with a PV-Battery System. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Mailand, 2007
- [Hol13] Hollinger, R.; Wille-Hausmann, B.; Erge, T.; Sönnichsen, J.; Stillahn, T.; Kreifels, N.; Wittwer, C.: Speicherstudie 2013. Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern. Studie im Auftrag des Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar), Freiburg, 2013
- [Jos06] Jossen, A.; Weydanz, W.: Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen. Inge Reichardt Verlag, Untermeitingen, 2006
- [Klu79] Klucher, T.M.: Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. In: Solar Energy, Vol. 23 (1979), S. 111-114
- [Kor12] Korba, P.; Baumgartner, F.P.; Völlmin, B.; Manjunatha, A.P.: Integration and Management of PV Battery Systems into the Grid. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, 2012
- [Kru13] Kruger, F.: Market and Cost Drivers for Automotive and Stationary Batteries. Energy Storage – International Summit for the Storage of Renewable Energies, Düsseldorf, 2013
- [Lin11] Link, J.: Elektromobilität und erneuerbare Energien: Lokal optimierter Einsatz von netzgekoppelten Fahrzeugen. Dissertation. Technische Universität Dortmund. 2011

- [Lip10] Lippert, M.; Jeuffrain, C.; Lascaud, S.; Rioual, P.: Making the Sun Reliable with Li-Ion Energy Storage: Solar PV Energy Management for Large PV Power Plants on Isolated Islands. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition EU PVSEC, Valencia, 2010
- [Lor10] Lorenz, E.; Scheidsteger, T.; Hurka, J.: Regional PV power prediction for improved grid integration. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition EU PVSEC, Valencia, 2010
- [Mul10] Mulder, G.; De Ridder, F.; Six, D.: Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels. In: Solar Energy, Vol. 84 (2010), S. 1284-1293
- [Mul11] Mulder, G.; Claessens, B.: Insights in storage as a solution for local renewable electricity generation. In: e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, 4/2011, S. 116-121
- [Mul12] Mulder, G.; Claessens, B.; Broes, T.; Six, D.; Mantels, B.: The dimensioning of PV-battery systems depending on the incentive and sell price conditions. Innovation for Sustainable Production i-SUP 2012, Bruges, 2012
- [Pfl12a] Pflugradt, N.: Load profile generator. <http://www-user.tu-chemnitz.de/~noah/>
- [Pfl12b] Pflugradt, N.; Platzer, B.: Verhaltensbasierter Lastprofilgenerator für Strom- und Warmwasserprofile. 22. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2012
- [Qua00] Quaschnig, V.: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. VDI Verlag, Düsseldorf, 2000
- [Qua12] Quaschnig, V.; Weniger, J.; Tjaden, T.: Der unterschätzte Markt. In: BWK Bd. 64 (2012) Nr. 7/8, S. 25-28
- [Qua13] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme. Hanser Verlag, München, 2013
- [Rie11] Riecke, W.: Bereitstellung von historischen Globalstrahlungsdaten für die Photovoltaik. 2. Fachtagung Energiemeteorologie, Bremerhaven, 2011
- [Rot11] Rothert, M.; Wachenfeld, V.; Blanz, J.; Hauck, J.; Tebbe, H.: Intelligente und einfache Integration von dezentralen Speichersystemen ins Haus- bzw. Niederspannungsnetz. 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2011
- [Rot12] Rothert, M.; Bikvíc-Schäfer, A. S.; Kreutzer, N.; Lange, M.; Kever, F.; Wachenfeld, V.: Ein Jahr Felderfahrung: PV-Anlagen mit Speicherlösung zur Eigenverbrauchserhöhung. 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2012
- [Sab11] Sabo, A.: Future Local Energy Management Solutions for Households. Master Thesis, Universität Freiburg, 2011
- [Sai11] Saint-Drenan, Y.-M.; Spiekermann, R.; Bofinger, S.; Rohrig, K.: Requirements of the Power System for the Integration of a Large Share of Renewable Energy Sources. ISES Solar World Congress, Kassel, 2011
- [Sai12] Saint-Drenan, Y.-M.; Bofinger, S.; Ernst, B.; Rohrig, K.: Regionale PV-Leistungsprognosen mit PV-Anlagen-Messdaten und Satellitenbildern. 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2012
- [Sar12] Sark, W.; Muizebelt, P.; Cace, J.; Vries, A.; Rijk, P.: Grid Parity Reached in the Netherlands for Consumers. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, 2012
- [Sau11] Sauer, D. U.; Leuthold, M.; Magnor, D.; Lunz, B.: Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen. Studie im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW), Aachen, 2011
- [Sch91] Schumacher, J.: Digitale Simulation regenerativer elektrischer Energieversorgungssysteme. Dissertation, Universität Oldenburg, 1991
- [Sch96] Schmidt, H.; Sauer, D. U.: Wechselrichter-Wirkungsgrade Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung. In: Sonnenenergie 04/1996, S. 43-47
- [Sch04] Schlomann, B.; Gruber, E.; Eichhammer, W.; Kling, N.; Diekmann, J. Ziesing, H.-J.; Rieke, H.; Wittke, F.; Herzog, T.; Barbosa, M.; Lutz, S.; Broeske, W.; Merten, D.; Falkenberg, D.; Nill, M.; Kaltschmitt, M.; Geiger, B.; Kleeberger, H.; Eckl, R.: Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Abschlussbericht, Karlsruhe, 2004

- [Sch12] Schmiegel, A.: Der passende Speicher. In: Photovoltaik 03/2012, S. 71-73
- [Spr13] Spring, A; Wirth, G.; Becker, G.; Pardatscher, R.; Witzmann, R.; Brantl, J.; Schmidt, S.: Untersuchung der Korrelationen aus Tageslastgängen und PV-Einspeisung zur Bestimmung der maximalen Netzbelastung. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
- [Sta12] Staudacher, T.; Eller, S.: Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses. In: BWK, Bd. 64 (2012) Nr. 6, S. 38-45
- [Tja13] Tjaden, T.: Simulation und techno-ökonomischer Vergleich von solarthermischen Heizungskonzepten und Photovoltaik-Wärmepumpen-Kombinationen im Wohnungssektor. Masterarbeit, Hochschule für Technik und Wirtschaft, Berlin
- [Uml13] Umland, A.; Rothert, M.; Laschinski, J.; Kever, F.; Engel, B.: Kleine Speicher, große Wirkung. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
- [VDI08] Verein Deutscher Ingenieure VDI (Hrsg.): VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Beuth Verlag, Berlin, 2008
- [Vet11] Vetter, M.: Dezentrale netzgekoppelte PV-Batteriesysteme. Intersolar PV energy world, München, 2011
- [Wen12] Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V.: Solare Unabhängigkeitserklärung. In: Photovoltaik 10/2012, S. 50-54
- [Wen13] Weniger, J.; Quaschnig, V.: Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten PV-Systemen mit Batteriespeichern. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
- [Wer12] Werner, C.; Breyer, C.; Gerlach, A.; Beckel, O.: Photovoltaic With Energy Storage: An Overview On Economics, System Design And Politics. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, 2012
- [Wil12] Wille-Hausmann, B.; Link, J.; Sabo, A.: Photovoltaik Eigenstromnutzung - Fluktuation von Strahlung und Last. 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2012
- [Wir11] Wirth, G.; Spring, A.; Becker, G.; Pardatscher, R.; Witzmann, R.; Brantl, J.; Garhamer, M.: Field Study on Changing Grid Requirements due to High PV Penetration. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, 2011
- [Zeh11] Zehner, M.; Weigl, T.; Hartmann, M.; Mayer, B.; Betts, T.; Gottschalg, R.; Lößlein, H.; Giesler, B.; Becker, G.; Mayer, O.: Europaweite Untersuchung des Irradiance Enhancement Effects und erste Analysen der Bedeutung in PV-Systemen. 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2011
- [Zin10] Zinßer, B.: Jahresenergieerträge unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien bei verschiedenen klimatischen Bedingungen. Dissertation, Universität Stuttgart, 2010