



Dezentrale, modulare Stromspeicher zur Eigenstromsteigerung in EffizienzhausPLUS Gebäuden

Gesamtleitung

Technische Universität Braunschweig
Institut für Gebäude- und Solartechnik – IGS,
Prof. Dr.-Ing. M. N. Fisch (Institutsleiter)
Dipl.-Ing. Franziska Bockelmann (Projektleitung)

Bundesförderung

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit



Bundesinstitut
für Bau-, Stadt- und
Raumforschung
im Bundesamt für Bauwesen
und Raumordnung



FORSCHUNGSINITIATIVE
ZukunftBAU

Förderkennzeichen

SWD – 10.08.18.7-16.34

Laufzeit

01.09.2016 – 31.12.2018

Stand

Mai 2019

Der Forschungsbericht wurde mit Mitteln der Forschungsinitiative Zukunft Bau des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung gefördert (Aktenzeichen: SWD-10.08.18.7-16.34). Die Verantwortung für den Inhalt des Berichtes liegt bei den Autoren. Die Autoren danken für die Unterstützung.

durchgeführt von

Technische Universität Braunschweig
Institut für Gebäude- und Solartechnik
Mühlenpfordtstr. 23
D - 38106 Braunschweig
Tel: 0531 / 391 3555
Fax: 0531 / 391 8125
Internet: www.tu-braunschweig.de/igs
e-mail: igs@tu-bs.de

Bearbeitung: Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Norbert Fisch
Dipl.-Ing. Architekt Thomas Wilken
Dipl.-Ing. Franziska Bockelmann
Industriemeister Elt. Daniel Houschka

Kooperationspartner

(keine)

Unteraufträge

mondayVision UG
Gropiusplatz 10
D – 70563 Stuttgart
Tel: 0711 / 21727470
Fax: 0711 / 21727479

KURZFASSUNG

Der Schwerpunkt im Forschungsprojekt liegt auf der Einbindung und Nutzung von Stromspeichern in Wohngebäuden. Durch Gebäudesimulationen und Parameterstudien wird für Einfamilienhäuser die Steigerung des Eigenstromnutzungsanteils sowie des solarer Deckungsanteils untersucht. Mit Bezug zum Strombedarf für den Gebäudebetrieb und die Nutzerausstattung werden Kenngrößen für die PV-Leistung und die Speichergröße abgeleitet. Ein weiterer Fokus liegt auf der Analyse der Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern unter der Berücksichtigung verschiedener Speichertypologien sowie deren Einsatzbereiche. Ziel ist es, die solare Deckung des Energiebedarfs von Wohngebäuden durch den Einsatz von PV-Anlagen und Batteriespeichern für Neubauprojekte, wie für Bestandsgebäude, darzustellen und die Übertragbarkeit zu bewerten. Die Ergebnisse des Forschungsprojekts belegen, dass sowohl die Nutzung von Photovoltaikanlagen als auch die Einbindung von elektrischen Speichern wesentliche Bausteine darstellen, um das durch die Bundesregierung definierte Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Die Gebäude sind nicht mehr ausschließlich als Verbraucher zu sehen, sondern als Akteur in einem intelligenten Netz aus regenerativer Energiebereitstellung, -Speicherung sowie Netzdienstleistung. Mit einer Wärmepumpe als Wärmeerzeuger in Kombination mit einer PV-Anlage und einem elektrischen Speicher lassen sich sowohl der Wärme- als auch der (Nutzer-) Strombedarf zu signifikanten Anteilen regenerativ decken. So werden fossilen Energieträger substituiert und CO₂-Emission reduziert. Wohngebäude als untersuchter und evaluierter Typus im Projekt können über eine lokale Erzeugung und Speicherung einen solaren Deckungsanteil von bis zu 50 % erreichen. Voraussetzung ist eine Abstimmung der Komponenten dezentrale Erzeugung, elektrische Speicherung und Verbraucher aufeinander. Aus ökologischer Sicht sowie unter Berücksichtigung der derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sollte regenerativer Strom aus Photovoltaik primär für die Deckung des Haushalts- und Betriebsstrombedarfs der Gebäude genutzt werden. Um die solaren Deckungsanteile zu steigern, können elektrische Energiespeicher eingesetzt werden.

ABSTRACT

The focus of the research project is on the integration and use of electrical energy storage systems in buildings. Based on simulations and parametric studies both the increase of self-use of PV and the increase of the solar fraction are investigated. The aim is to generate benchmarks and recommendations for the installed PV-power and battery size with regard to the total electricity consumption (building services and household electricity). A further focus of the project is on the economic viability and investment costs of energy storage systems by taking into account different types of energy storage and their application in a building. The aim is to assess and evaluate the reproducibility of systems for future construction projects or existing buildings with PV systems already installed. The results of the research project show that PV and electricity storage systems in buildings are essential steps to achieve a nearly climate-neutral building stock by 2050 as defined by the federal government. The buildings are no longer only consumers of energy, but act as producers along with storage and network service providers on the electricity grid. With the use of a heat pump in combination with a PV system, the majority of heating and electricity needs in a building can be met while providing a reduction in CO₂ emissions and lowering the consumption of fossil fuels. A building which consumes 50% of its electricity production by PV requires the coordinated operation of decentralized producers and storage devices to work together to achieve a higher degree of self-sufficiency. Individual components must be properly dimensioned and designed to achieve this level. Batteries play a pivotal role, which is difficult to quantify economically. From an ecological point of view and under the current economic conditions, PV electricity should be used to cover the household and operating electricity needs of buildings. However, energy storage is needed in order to increase the self-sufficiency of a building.

INHALTSVERZEICHNIS

1. ZUSAMMENFASSUNG	6
1.1. FORSCHUNGSERGEBNISSE.....	6
1.2. FAZIT	9
1.3. AUSBLICK.....	10
1.4. HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN.....	11
2. PROJEKTbeschreibung	14
2.1. MOTIVATION UND ZIELE	14
2.2. AUFBAU UND METHODIK.....	15
3. STAND DES WISSENS UND DER TECHNIK.....	19
3.1. EFFIZIENZHAUSPLUS STANDARD.....	19
3.2. PV-EIGENNUTZUNGSANTEIL UND PV-DECKUNGSANTEIL	20
4. DAS GEBÄUDE – ARCHITEKTUR UND ENERGIEKONZEPT	22
5. WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITUNG IM BETRIEB - EVALUIERUNG DER MESSDATEN, BETRIEBSOPTIMIERUNG (AP1)	25
5.1. PERFORMANCE DER PV-ANLAGE	25
5.2. BETRIEBSERGEBNISSE 2015 BIS 2018	26
5.2.1. <i>Eigenstromnutzungsanteil und EffizienzhausPLUS-Standard</i>	<i>27</i>
5.2.2. <i>Strombilanz für 2015 bis 2018</i>	<i>31</i>
5.2.3. <i>Wärmebilanz für 2015 bis 2018</i>	<i>34</i>
5.2.4. <i>Wärmepumpe</i>	<i>36</i>
6. IMPLEMENTIERUNG VON STROMSPEICHERN IN EFFIZIENZHAUSPLUS GEBÄUDEN (AP2) 38	38
6.1. MARKTENTWICKLUNG	38
6.1.1. <i>Implementierung von Batterien.....</i>	<i>38</i>
6.1.2. <i>Marktanteile der verschiedenen Batterietechnologien.....</i>	<i>40</i>
6.1.3. <i>Investitionskosten von Stromspeichern</i>	<i>41</i>
6.1.4. <i>Entwicklung der Batterietechnologien.....</i>	<i>42</i>
6.2. EINBINDUNG VON BATTERIEN IN DAS STROMNETZ – AC- ODER DC-SEITIG.....	44
6.2.1. <i>Wirkungsgrad und Wandlungsverluste.....</i>	<i>46</i>
6.2.2. <i>Marktrelevanz der Kopplungsart</i>	<i>48</i>
6.3. NETZDIENLICHKEIT	49
6.3.1. <i>Betriebsstrategien zur Beladung des elektrischen Speichers</i>	<i>51</i>
6.3.2. <i>Vergleich der Betriebsstrategien.....</i>	<i>52</i>
6.3.3. <i>Netzdienlichkeit vs. Deckungsanteil.....</i>	<i>53</i>
7. PROGRAMME UND TOOLS ZUR DIMENSIONIERUNG VON STROMSPEICHERN UND ERMITTLUNG DER DECKUNGSANTEILE	56
7.1. DIMENSIONIERUNGSTOOLS UND -PROGRAMME	56
7.2. TOOLVERGLEICH - HANDLING.....	64
7.3. TOOLVERGLEICH - AUSWERTUNGSERGEBNISSE	65
8. LABORTESTSTAND (AP3).....	68
8.1. TESTAUFBAU - TESTSTAND	68
8.2. LASTPROFILE.....	70
8.3. LABORERGEBNISSE.....	73
9. STEIGERUNG DES EIGENSTROMDECKUNGSANTEILS MITTELS STROMSPEICHER (AP4) 80	80
9.1. GRENZBETRACHTUNG ZUR EIGENSTROMNUTZUNG	80
9.2. DECKUNGSANTEILE IM EINFAMILIENHAUS.....	82
9.3. STEIGERUNG DES EIGENSTROMDECKUNGSANTEILS: MFH VS. EFH	84

10.	VALIDIERUNG UND EVALUATION (FELDTTEST AM GEBÄUDE) (AP5)	86
10.1.	BATTERIEEINBINDUNG	86
10.2.	DECKUNGSANTEILE	88
10.3.	BATTERIEWIRKUNGSGRAD / SYSTEMWIRKUNGSGRAD UND BATTERIEVERLUSTE	90
11.	KOSTENANALYSE ZU STROMSPEICHERN IN EFFIZIENZHAUSPLUS HÄUSERN (AP6) ..	93
11.1.	WIRTSCHAFTLICHKEITSENTWICKLUNG	93
11.2.	STROMGESTEHUNGSKOSTEN - STROMSPEICHERPREIS	99
12.	POWER-TO-HEAT VS. STROMSPEICHER (AP7)	102
12.1.	POWER-TO-HEAT: WASSERSPEICHER	102
12.2.	STROMSPEICHER.....	103
12.3.	WASSERSPEICHER GEGENÜBER STROMSPEICHER	104
12.4.	ÖKOLOGISCHE BETRACHTUNG.....	105
13.	BATTERIEN IN BESTANDSANLAGEN (AP8)	109
13.1.	KONZEPTVARIANTEN FÜR BESTANDSANLAGEN	111
13.2.	KONZEPTVERGLEICH	114
13.2.1.	<i>End- und Primärenergie</i>	114
13.2.2.	<i>Deckungsanteile Strom</i>	116
13.2.3.	<i>Ökologische Bewertung</i>	117
13.2.4.	<i>Wirtschaftliche Bewertung</i>	118
13.3.	AUSBLICK: BATTERIENUTZUNG IM QUARTIER	120
14.	ANHANG	122
14.1.	VERÖFFENTLICHUNGEN	122
14.2.	ECK- UND KENNDATEN ZUM EFFIZIENZHAUSPLUS GEBÄUDE BERGHALDE.....	123
14.3.	QUELLEN UND LITERATUR ZUM PROJEKT	124
15.	ANHANG II – PROGRAMM UND TOOL BEWERTUNG	126

1. ZUSAMMENFASSUNG

Das im Forschungsprojekt untersuchte zweigeschossige Wohnhaus Berghalde wurde im Oktober 2010 im EffizienzhausPLUS-Standard fertiggestellt. Neben einem bilanziellen Jahresüberschuss wird die Steigerung des Eigenstromanteils durch ein Lastmanagement bzw. die Nutzung der thermischen Masse verfolgt. Im vorliegenden Forschungsprojekt liegt nun der Schwerpunkt auf der Einbindung und Nutzung von Stromspeichern, um den Eigenstromanteil von rund 30 % (im Mittel der ersten Betriebsjahre) weiter zu steigern. Im Kontext der Speichereinbindung werden die Kosten analysiert und die verschiedenen Speichertypologien und deren Anwendung im Ein- und Mehrfamilienhaus mit dem Ziel bewertet, die Übertragbarkeit auf zukünftige Bauprojekte, auch Bestandsgebäude mit PV-Anlagen, besser beurteilen zu können.

1.1. Forschungsergebnisse

Die Ergebnisse des Forschungsprojektes belegen, dass sowohl die Nutzung von Photovoltaikstrom als auch die Einbindung von elektrischen Speichern wesentliche Bausteine darstellen, um das durch die Bundesregierung definierte Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Das Energiekonzeptes mit Wärmepumpe als Wärmeerzeuger in Kombination mit einer dachintegrierten PV-Anlage ermöglicht die lokale Deckung von Wärme- und Strombedarf. In der Jahresbilanz wird mehr erneuerbare Energie bereitgestellt als verbraucht, der solare Deckungsanteil, also der direkt vor Ort genutzte Strom für die Gebäudekonditionierung und die Nutzerausstattung liegt zwischen 30 und 45 %.

Aus ökologischer Sicht sowie unter Berücksichtigung der derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sollte regenerativer Strom aus Photovoltaik primär für die Deckung des Haushalts- und Betriebsstrombedarfs der Gebäude genutzt werden. Um die solaren Deckungsanteile zu steigern, können elektrische Energiespeicher eingesetzt werden.

Darüber hinaus zur Verfügung stehender Strom kann -wenn möglich- in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Der Ansatz Wärmepumpe – PV – Batterie entlastet die Umwelt, spart fossile Energieressourcen und reduziert die Emission von Treibhausgasen - vornehmlich von CO₂.

Das Ziel der Umsetzung von klimaneutralen Gebäuden kann über eine lokale Erzeugung und Speicherung zu 50 % erreicht werden. Die andere Hälfte muss weiterhin über eine öffentliche Versorgung gedeckt werden. Die öffentliche Versorgung spielt somit auch weiterhin eine wesentliche Rolle in der Klimawende und muss daher genauso klimaneutral ausgebaut werden wie die einzelnen Gebäude.

Monitoring

Das Einfamilienhaus Berghalde wurde in den letzten vier Jahren in der Fortführung des F+E Projekts wissenschaftlich begleitet und die Betriebsdaten evaluiert. Bezogen auf die Jahre 2015 bis 2018 ergibt sich ein Eigenstromnutzungsanteil an der Stromproduktion von 27 – 34 % und ein solarer Deckungsanteil am Gesamtstromverbrauch von 38 – 49 %. Unterschiede in den Deckungsanteilen lassen sich auf volatile PV-Erträge, schwankende Stromverbräuche sowie auf die konzeptionell unterschiedlichen Varianten der Einbindung bzw. der Speicherkapazitäten von Batterien zurückführen. Der jährliche Gesamtstromverbrauch (inkl. Mobilität und MSR) beträgt rund 11.000 kWh/a (42 kWh/(m²_{WFl} a)). 1/3 des Stromverbrauchs ist auf die Konditionierung des Gebäudes mittels einer Wärmepumpe und der Lüftungsanlage zurückzuführen. Die Wärmepumpe erzielt eine über den Betrachtungszeitraum gemittelte Jahresarbeitszahl von 4,7 [-]. Mit den beiden Elektroautos können im Jahresdurchschnitt rund 6.000 km (für beide Fahrzeuge) mit dem am Haus bezogenen Strom zurückgelegt werden.

Das primäre Ziel, den EnergiePLUS Standard im Kontext der End- und Primärenergiejahresbilanz bei gleichzeitig hoher Nutzerzufriedenheit als auch einen hohen Deckungsanteil umzusetzen, wird nachgewiesen. Es kann gezeigt werden: Das „PLUS“ an Energie funktioniert und kann mit einem hohen solaren Deckungsanteil umgesetzt werden!

Implementierung von Stromspeichern in Wohngebäude

Anhand der im Projekt betrachteten Studien ist festzustellen, dass in den letzten Jahren ein deutlicher Ausbau an Stromspeichern in Wohngebäuden stattgefunden hat. In den letzten fünf Jahren ist die Installation von Stromspeichern um den Faktor 7 gestiegen [17]. 2013 wurden noch 5.000 Speicher pro Jahr neu installiert, 2018 sind es schon 35.000 Speicher pro Jahr. Dies beruht zum einen auf die sinkenden Investitionskosten, aber auch auf der Weiterentwicklung der Batterietechnologien hinsichtlich Zyklfestigkeit, Lebensdauer, Wirkungsgraden, etc..

Bei der Anschlussart von Batteriespeichern für PV-Anlagen zeigt sich, dass sowohl für Lithium-Ionen- als auch für Blei-Säure-Batterien zunehmend Systeme am Markt erhältlich sind, die AC- als auch DC-seitig im Stromkreis des Hauses integriert werden können und somit zur Flexibilität der Einsatzmöglichkeiten beitragen. Generell kann festgehalten werden, dass Wandlungsverluste so gering wie möglich gehalten werden sollten und bereits in der Planung darauf geachtet werden muss, welche Nutzung und Umsetzung für die Batterie vorgesehen wird. Die DC-gekoppelten Systeme sind verlustärmer und günstiger bei einer Neuinstallation. Dem gegenüber sind AC-gekoppelte Systeme flexibler und bei der Nachrüstung in Bestandsanlagen die bessere Wahl.

Zur Maximierung der PV-Eigenstromnutzung und Entlastung des öffentlichen Stromnetzes werden unterschiedlichen Ladestrategien für den Stromspeicher betrachtet. Es zeigt sich, dass sich die Netzdienlichkeit im Wesentlichen nachteilig auf die Eigennutzung und den Netzstrombezug innerhalb des Gebäudes auswirkt.

Auslegung von Stromspeichern und Steigerung des Deckungsanteils

Auf dem Markt sind gegenwärtig diverse Studien, Tools und Programme zur Auslegung, Dimensionierung sowie zur Bestimmung des Deckungs- und Eigennutzungsanteils von Batterien verfügbar. Ein Vergleich zeigt, dass alle Anwendungen ähnliche Ergebnisse ausgeben und keine großen Abweichungen aufzeigen. Somit kann unterstellt werden, dass zur ersten Auslegung und Dimensionierung der Anlagen die verfügbaren Tools und Programme genutzt werden können.

Zur Auslegung und Dimensionierung von Stromspeichern kann gesagt werden, dass

- ein Richtwert von ungefähr 1 kWh Nutzspeicherkapazität zu 1kWp installierter Leistung bei der Auslegung angewendet werden kann (jährlichen PV-Ertrag von 900 bis 1.100 kWh/kWp).
- eine Maximierung des PV-Eigenstromnutzungsanteils im Widerspruch zu einem möglichst hohen solaren PV-Deckungsanteil am Strombedarf und umgekehrt steht. Durch den gegensätzlichen Verlauf müssen immer beide Anteile betrachtet und gegenübergestellt werden.
- eine Vergrößerung des Stromspeichers keinen nennenswerten Einfluss mehr auf den Deckungsanteil hat, wenn das Verhältnis Speicherkapazität zu Strombedarf größer wird als das Verhältnis PV-Ertrag zu Strombedarf (siehe Kapitel 9.2).
- ab einem Verhältnis von 1,25 von Speicherkapazität zum Strombedarf keine relevanten Steigerungen des Eigenstromnutzungsanteils erzielt werden können.
- Autarkie durch den Einsatz von Stromspeichern für Gebäude in Deutschland weder energiepolitisch, noch wirtschaftlich sinnvoll ist.
- durch die Einbindung einer Batterie mit wirtschaftlich ausgelegter Speicherkapazität der solare Deckungsanteil von 30 % auf rund 50 bis 60 % gesteigert werden kann.
- der Wirkungsgrad der Batterien in Abhängigkeit der Auslastung und Nutzung steht. Überdimensionierte Stromspeicher weisen hohe Verluste auf, die nicht kompensiert werden können.

Wirtschaftliche und ökologische Betrachtung

Bereits in unmittelbarer Zukunft wird die Integration eines solaren Stromspeichers neben der Erhöhung des solaren Deckungsanteils ebenfalls wirtschaftliche Vorteile erzielen können. Bei den gegenwärtigen Investitionskosten ist eine PV-Anlage ohne Speicher für den Endkunden wirtschaftlich darstellbar, weil die annuisierten Kosten pro regenerativ bereitgestellter Kilowattstunde deutlich unter dem Bezugspreis für Strom liegt. Unterstellt ist bei der Betrachtung eine Lebensdauer der Module von mindestens 20 Jahren. Mit der Einbindung eines Stromspeichers werden gegenwärtig Mehrkosten in Höhe von ~240 €/a fällig (Betrachtungszeitraum von 20 a). Unter Berücksichtigung der erwarteten weiteren Kostensenkung für Stromspeicher, einer Erhöhung der Strombezugskosten und einer weiteren Senkung der Einspeisevergütung zeigt sich, dass schon in den nächsten Jahren die Implementierung einer Batterie wirtschaftlich dargestellt werden kann.

Weiterhin ist an den gewählten Varianten / Prognosen hinsichtlich der Preisentwicklungen festzustellen (siehe Kapitel 11.1), dass grundsätzlich die Situation der Eigenstromdeckung bzw. der Mehr- / Minderkosten unverändert bleiben wird. Die Einbindung von Speichern würde mit den angenommenen Prognosen noch an Relevanz gewinnen.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit ist festzuhalten:

- PV-Anlagen sind wirtschaftlich in die Energiekonzepte zu integrieren.
- Unter Berücksichtigung einer Lebens- / Betriebsdauer von 20 Jahren, liegt der annuisierte Preis pro kWh-Strom aus der PV-Anlage ca. 50 % unter den Bezugskosten aus dem Stromnetz. Mit einer Zwischenspeicherung in einer Batterie steigen die Kosten je kWh-Strom, die aus der PV-Anlage genutzt werden, auf das Dreifache an.
- Investitionskosten von Batterien müssen um ca. 2/3 zurückgehen, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Investitionskosten von < 300 €/kWh müssen erreicht werden. Derzeit liegen die Investitionskosten bei rund 600 €/kWh für Blei und bei 1.250 €/kWh bei Lithium.

Eine Alternative zur Nutzung von Stromüberschüssen aus PV Anlage in Batterien ist die Umwandlung in Wärme (Power to Heat) und die thermische Speicherung. Bei der Auslegung der thermischen Speicher ist folgendes zu beachten:

- Eine Erhöhung des Eigenstromnutzungsanteils in Einfamilienhäusern kann durch eine Vergrößerung des thermischen Speichers erreicht werden. Bei dem Einsatz einer PV-Überschussregelung zeigt sich, dass eine signifikante Steigerung der Eigenstromnutzung und der solaren Deckung nur bis zu einem Gesamtvolumen von ca. 2.000 l sinnvoll ist.
- Um den Eigenstromnutzungsanteil zu erhöhen, lässt sich das Pufferspeichervolumen vereinfacht zu 100 - 130 l/kWp installierter PV-Leistung bzw. 110 - 140 l pro MWh_{PV-Ertrag} ermitteln.

Der Vergleich zeigt in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit und Ökologie, dass

- die Jahres- als auch Kapitalkosten unter den aktuellen Randbedingungen bei der thermischen Speichervariante rund 10 bzw. 30 % geringer sind als bei einem elektrischen Speicher. Der elektrische Speicher kostet bei gleichem Deckungsanteil rund 360 €/a (1,38 €/(m²_{Wfl} a)) mehr als der thermische Speicher.
- die ökologischen Auswirkungen bei der Herstellung der Speicherkapazitäten beim therm. Speicher bei 4 kg_{CO2}/l und beim elektr. Speicher bei 268 kg_{CO2}/kWh liegen.
- die ökologische Amortisation bei beiden Speichertypen sehr gering ist (Angaben des Beispielgebäudes und -anlage; Batterie ohne Entsorgung und Recycling)).
- die CO₂-Vermeidungskosten beim therm. Speicher 5,40 €/(kg_{CO2} a) und beim elektr. Speicher ca. 6,00 €/(kg_{CO2} a) betragen.

Bestandsanlagen

Derzeit laufen für die ersten PV-Anlagen die Verträge zur Einspeisevergütung nach 20 Jahren aus und eine staatliche Förderung wird nicht mehr zur Verfügung stehen. Da die Lebenserwartung der PV-Module in der Regel aber noch nicht erreicht ist, besteht ein Bedarf, neue Konzepte auszuarbeiten und den Eigenverbrauch ins Spiel zu bringen, um die Anlagen auch zukünftig wirtschaftlich betreiben zu können. Die Konzepte müssen einen Weiterbetrieb gewährleisten als auch Möglichkeiten der Implementierung von Batterien vorsehen. Insbesondere die Anschlusssituation muss angepasst werden, da die Anlagen von einer ausschließlichen Netzeinspeisung (gesetzliche Regelung bis 2009) auf ein Konzept zur Eigenstromnutzung umgestellt werden müssen.

Poly- und monokristalline Module haben laut Herstellerangaben (heutzutage wie auch schon vor 20 Jahren) eine Mindestlebensdauer von 20 – 25 Jahren. Aktuelle Produkte werden mit Nutzungsdauer von 30 und mehr Jahren beworben. Experten vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme erwähnen sogar, dass es keine physikalischen Gründe gibt, warum eine Solarzelle nicht auch 40 Jahre oder noch länger funktionieren sollte. Hinsichtlich der Degradation der solaren Erträge wird von einer relativen Abnahme von maximal 0,1% der Wirkungsgrade pro Jahr für die gesamte Anlage inklusiv der Module ausgegangen. Vorausgesetzt, die Anlagen sind in einem tadellosen Zustand und weisen keine Produktmängel auf.

Im Rahmen des Projekts wurden die Gebäudekonzepte ganzheitlich betrachtet und die Wärmeversorgung sowie die Eigenstromnutzung einbezogen. Einfamilienhäuser mit einer bestehenden PV Anlage sollten aus ökologischer Perspektive die Potentiale nutzen, die Wärmebereitstellung auf Strom als Energieträger umzustellen, um den Einsatz fossiler Brennstoffe zu substituieren. Durch die Anpassung der Einbindung von PV Anlagen hin zur selbstgenutzten Eigenerzeugung, wird die regenerative Versorgung auf dem Weg zu einem klimaneutralen Gebäudebestand zunehmen. Es kann festgestellt werden, dass

- die Nutzung der Bestandsanlagen in jedem Fall auf das Konzept zur Eigenstromdeckung umzustellen ist. Die Kosten für die Umbaumaßnahmen am Hausanschluss sind zu vernachlässigen, weil die PV-Anlagen den regenerativen Strom für die Betreiber, mit Ausnahme der Wartungs- und Betriebskosten, umsonst bereitstellen.
- abhängig vom gewählten Konzept zur Eigenstromnutzung der End- als auch Primärenergieverbrauch gegenüber einer Volleinspeisung um bis zu 50 % reduziert werden kann.
- ein Eigenstromnutzungsanteil von 25 bis 40 % und ein solarer Deckungsanteil von 35 bis 50 % erzielt werden kann.
- durch die Integration von Stromspeichern in das Versorgungskonzept eine Verringerung von CO₂-Emissionen und Primärenergiebezug um bis zu 50 % erreicht werden kann.
- die Jahresgesamtkosten nur durch die Umstellung von einer Anlage mit Volleinspeisung auf das Konzept der Eigenstromnutzung um rund 50 % reduziert werden können.

1.2. Fazit

Integrale Gebäudekonzepte vereinen das Zusammenspiel von architektonischen Überlegungen zur Ausrichtung und Gebäudeform, einer hochwertigen und luftdichten Gebäudehülle mit niedrigen Wärmedurchgangskoeffizienten sowie einer energieeffizienten Gebäudetechnik zur Wärme- und Stromversorgung. Hinzukommt nun neben einer regenerativen Energieerzeugung über Wärmepumpen und PV-Anlagen das Batteriesystem. Gemeinsam bilden sie die Grundlage für zukunftsfähige Energiekonzepte und einer Steigerung des Eigenstromdeckungsanteils. Die Ergebnisse des Forschungsprojektes unterstreichen, dass Gebäude zunehmend nicht mehr nur als Verbraucher, sondern auch als Energieerzeuger und -speicher sowie Netzdienstleister

agieren. Die Gebäude werden in Zukunft aktive Komponenten in intelligenten Versorgungsnetzen darstellen. Dazu ist es jedoch notwendig, dass dezentrale Erzeuger sowie elektrische Speicher als auch Verbraucher optimal zusammenarbeiten und aufeinander abgestimmt sind. Einzelne Komponenten müssen entsprechend den Anforderungen dimensioniert und ausgelegt sein.

Batterien spielen dabei eine übergeordnete Rolle. Sie steigern den Eigenstromnutzungs- und solaren Deckungsanteil und können zur Netzentlastung / Netzdienlichkeit beitragen. Unter den 2018 geltenden Randbedingungen ist eine wirtschaftliche Nutzung nur eingeschränkt erreichbar.

Die untersuchten Konzepte für Einfamilienhäuser, die die Nutzung von Wärmepumpen in Verbindung mit regenerativ erzeugtem Strom aus eigener PV-Anlage vorsehen, bieten ein hohes Potential für mehr Ressourceneffizienz und Klimaschutz. Gegenüber dem Betrieb der Gebäude mit fossilen Energieträgern kann eine solare Deckung von bis zu 50% erreicht werden. Darüber hinausgehende Zielvorstellungen auf dem Weg zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand, mit einer um 80% reduzierten Kohlenstoffdioxidemission, sind jedoch wirtschaftlich nicht erreichbar und technisch nicht sinnvoll. Ohne eine deutliche Steigerung der regenerativen Anteile im öffentlichen Versorgungsnetz sind die Klimaschutzziele nicht umsetzbar, um die verbleibenden 50% dekarbonisiert für den Gebäudebetrieb bereitstellen zu können. Gebäude können und werden einen integrierten Beitrag zur Umsetzung des Klimaschutzplans leisten. Weder energetisch, noch ökologisch bzw. wirtschaftlich sinnvoll werden Wohngebäude sich zukünftig autark verhalten.

1.3. Ausblick

Ganzheitliche Energiekonzepte spielen beim energieeffizienten Bauen eine immer größere Rolle. Mit der EU-politischen und bundesweiten Zielsetzung bis 2019 bzw. 2020 nur noch Gebäude zu bauen, die „nearly zero energy“ – kaum bzw. keine Energie – benötigen, werden effiziente Versorgungskonzepte unumgänglich. In diesem Zusammenhang bildet das EffizienzhausPLUS, in Kombination mit einem elektrischen Speicher, mit einer hohen solaren Eigenstromnutzung einen Standard ab, der eine Lösung für die Herausforderungen zukünftiger Energieversorgungskonzepte darstellt.

Schon heute ist der elektrische Strom unverzichtbar und bereits kurzfristige Engpässe können in der Versorgung verheerende Folgen haben. Die Abhängigkeit der Gesellschaft von Strom wird aber in Zukunft weiter zunehmen. Der geplante Ausbau der Elektromobilität, eine steigende Zahl von Wärmepumpen und die weitere Elektrifizierung vormals aus fossilen Energiequellen gespeister Prozesse resultieren in einem Mehrbedarf der auch durch eine sogenannte „Sektorenkopplung“ oder weitere Steigerung der Energieeffizienz nicht einfach zu kompensieren ist. Auf der Grundlage der Erfahrungen aus dem Forschungsprojekt sollten zukünftig im Wesentlichen die Themen und Schwerpunkte behandelt werden, die insbesondere mit Blick auf den Ausbau und die erweiterte Nutzung von elektrischen Speichern, aber auch zur ganzheitlichen Betrachtung von Quartieren und der Vernetzung dienlich sind. Zentrale Arbeitspunkte müssen sein:

- Kostenentwicklung und Reduzierung der Investitionskosten von Batterien
- Ökologische Produkte und Recycling von Batterien
- Strombereitstellung aus dem öffentlichen Versorgungsnetz muss „grüner“ werden; Restbezug der Gebäude muss klimaneutral darstellbar sein.
- „Stromaustausch“ - Vernetzung von Gebäude
- Regularien und Gesetze zur Vereinfachung von Vernetzungen
- Netzdienlichkeit vs. Eigenstromnutzung

Durch die zukünftig notwendigen Prognosewerkzeuge, Messungen und Steuerungsprozesse von Gebäuden, Batterien und Speicherkomponenten im Netzverbund ist ein hohes Datenaufkommen zu erwarten, zu dessen Management leistungsfähige und standardisierte IKT-Infrastruktur, Protokolle und Schnittstellen entwickelt werden müssen, damit die unterschiedlichen Anlagen störungsfrei zusammenarbeiten können.

1.4. Handlungsempfehlungen

Es kann erwartet werden, dass in Zukunft unterschiedliche regenerative Energien die Versorgung diverser Bereiche und Anteile am gesamten Energiebedarf abdecken. Unter der Berücksichtigung einer auch politisch geforderten Kopplung bisher weitgehend isolierter Erzeugungs- und Verbrauchssektoren müssen typische Anwendungsfälle der vorhandenen Energieversorgungstechnologien in ihren wesentlichen Grundzügen und Kopplungsmöglichkeiten verstanden und in den Anwendungsmustern standardisiert werden.

Die im Folgenden aufgeführten Handlungsempfehlungen sollen dazu beitragen, dass neben einer wirtschaftlichen und ökologischen Verbesserung der Stromspeicher auch die Akzeptanz und Umsetzung von Konzepten mit Stromspeichern vorangetrieben werden.

Die Handlungsempfehlungen sind in ihren Schwerpunkten nicht immer einzelnen Akteuren und Verantwortlichen zuzuordnen, sondern betreffen alle Mitwirkenden von der Politik, über die Unternehmen und Verbraucher bis hin zur Forschung und Entwicklung.

Untersuchung der volkswirtschaftlichen Kosten und Auswirkungen

Die im Forschungsprojekt untersuchten Energieversorgungskonzepte mit elektrischem Speicher als auch mit der Variante „Power2Heat“ haben gezeigt, dass bei den Stromspeichern sowohl ökonomische als auch ökologische Aspekte einen Einfluss auf die Umsetzung haben. Allerdings erfolgte die Betrachtung ausschließlich aus Sicht der Bauherren.

Es wird erwartet, dass durch eine detaillierte volkswirtschaftliche Betrachtung neue Erkenntnisse gewonnen werden, da insbesondere PV basierte Gebäudeenergiekonzepte ohne oder mit elektrischen Energiespeichern weiterführende Einflüsse auf das vorhandene Stromnetz haben können.

Um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zumindest näherungsweise erreichen zu können, müssen neben Solarenergie auch alternative Quellen regenerativer Energien, wie z. B. Wind, Geothermie oder die Nutzung von Biomasse in die Energieversorgung, nicht nur von Gebäuden, integriert werden. Detaillierte Untersuchungen und die Gegenüberstellung der Nutzung unterschiedlicher regenerativer Energien in Bezug auf deren volkswirtschaftliche Kosten ermöglichen es, die für eine bestimmte Anwendung an einem bestimmten Ort geeignetste regenerative Energie zu identifizieren.

Vernetzung und Quartiere - Identifizierung von ressourcen- und umweltschonenden Lösungen

Mit Blick auf zukunftsfähige Energieversorgungskonzepte für Wohngebäude und unter besonderer Berücksichtigung der Schwerpunkte Ressourcenverbrauch und Minimierung der Umwelteinflüsse (Emissionen) muss es das Ziel sein, einen möglichst „klimaneutralen“ Gebäudebestand zu etablieren. Mit gleicher Notwendigkeit sind entsprechende Maßgaben und Ansätze sowohl für Neubauten als auch für den Gebäudebestand zu entwickeln. Die Entwicklung und Anwendung in diesem Sinn zukunftsfähiger Energieversorgungskonzepte sollte durch staatliche Maßnahmen gefördert und begünstigt werden.

Die Betrachtung im Forschungsprojekt bezog sich vorrangig auf die Gebäudeebene. Im Weiteren muss der Fokus auf die Quartiers- und Arealebene gelegt werden. Die Betrachtungen und Analysen müssen variieren und von dezentralen zu zentralen Energiespeichern sowie einer möglichen Vernetzung der dezentralen Speicher ausgeweitet werden. Fragestellungen zu Einsatzmöglichkeiten von elektrischen Speichern im Gesamtkontext der Vielzahl an Gebäuden, deren Bedarf und der Produktion müssen erörtert werden.

Wirtschaftlichkeit

Die Senkung der Investitionskosten im Segment der elektrischen Kleinspeicher ist u. a. die Voraussetzung zur Steigerung der Verkaufszahlen und deren Einbindung in den Energiekonzepten. Durch die Struktur vernetzter Gebäude wird ein intelligentes Netz mit Erzeuger- und Speicherkapazitäten entstehen. Gebäude werden bei entsprechender Ausstattung Energiedienstleistungen anbieten können, für die noch Geschäftsmodelle entwickelt werden müssen. Der Ausbau der erneuerbaren Energie steht damit im Gesamtkontext eines dezentralen Energiemarkts. Ohne wirtschaftliche Rahmenbedingungen wird eine Übertragbarkeit nicht erreicht werden.

Ökologie

Im Forschungsprojekt zeigt sich mit den angenommenen Randdaten und dem gewählten Beispiel, dass ein Stromspeicher niedrige ökologische Amortisationszeiten aufzeigt. Dennoch sind bisher kaum verwertbare Unterlagen und Informationen auf dem Markt, die wissenschaftlich belegen, welche ökologischen Auswirkungen die elektrischen Speicher aufweisen

Der Forschungsbedarf wird unter anderem darin gesehen den gesamten Lebenszyklus von Batteriespeichersystemen inkl. der gesamten Prozesskette und unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Ressourcen zu analysieren. Die Bewertung sollte im Kontext zur Strategie für eine klimaneutralen Gebäudebestand erfolgen.

Netzdienlichkeit vs. Eigennutzung

Die Ergebnisse des Forschungsprojekts zeigen, dass ein netzdienlicher Betrieb der Batterien bzw. eine netzdienliche Beladung erfolgen kann, dies aber auch zu Lasten der Eigennutzung und der Deckungsanteile geht. Es ist für beide Seiten erforderlich intelligente Regelungen zu entwickeln und umzusetzen, so dass sowohl eine Netzdienlichkeit erreicht als auch ein Konzept zur Eigenstromnutzung sinnvoll umgesetzt werden kann. In einem ersten Ansatz kann damit begonnen werden, dass über eine Zeitsteuerung die Batterien erst zu den Mittagsstunden geladen werden, wenn solare Ertragsspitzen zu erwarten sind. Die Standardumsetzung, die eine Beladung mit Beginn eines Überschusses (in den Morgenstunden) vorsieht, führt zu einer vollgeladenen Batterie zu den Spitzen, was die Netzdienlichkeit reduziert.

Energiekonzept - Planung und Auslegung der Komponenten

Die Steigerung des Eigenstromnutzungs- und solaren Deckungsanteils sind grundlegende Schwerpunkte der Konzeptionierung und Umsetzung. Die Herangehensweise sollte nicht mit der Planung von autarken Häusern verwechselt werden. Im Forschungsprojekt wird nachgewiesen, dass es weder wirtschaftlich noch effizient ist eine 100 %-ige Deckung des Strombedarfs durch regenerative Energien in Verbindung mit Speicherkapazitäten zu erreichen.

Frühzeitig ist in der Planung das Ziel der Integration eines Batteriespeichers zu definieren. Der gewünschte Einsatz hat sowohl Einfluss auf den Anschluss (AC- oder DC-seitig) als auch auf die Dimensionierung.

Bauherren sollten sich rechtzeitig über rechtliche Rahmenbedingungen und Fördermaßnahmen informieren. Eine übersichtliche Bereitstellung von Informationen durch Politik, Wissenschaft, aber auch durch Beratungseinrichtungen muss ausgebaut werden.

Rechtliches und Regularien

Ein energetisches und ökologisches Interesse für den Ausbau dezentraler Speicher liegt vor, wird jedoch aus wirtschaftlicher Sicht unterbunden. Entstehende Mehrkosten müssen durch Förderungen und Zuschüsse von Bund und/oder Ländern gedeckt werden. Bei Neubauten als auch insbesondere bei den Bestandsgebäuden müssen wirtschaftliche Differenzen über Fördermaßnahmen kompensiert werden können, so dass diese Konzepte auch interessant für den Bauherrn werden.

Bestehende, aber auch zukünftige Förderprogramme, müssen die geforderten Rahmenbedingungen so gestalten, dass diese auch in der Praxis umsetzbar sind. Geforderte Deckungsanteile und/oder begrenzte Einspeisespitzen sollten logisch und realitätsnah gewählt werden.

Des Weiteren sollten für die gewünschte vernetzte Struktur von Quartieren oder sonstigen räumlich fassbaren Einheiten verlässliche gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Die Entstehung von Arealnetzen oder sogenannten Kundenanlagen muss im Kontext der Wirtschaftlichkeit bewertet werden. Der Aufbau von Parallelstrukturen erscheint vor dem Hintergrund der Investitions- und Betriebskosten wenig zielführend.

In diesem Zusammenhang ist zwingend die Frage zur Zahlungspflicht der EEG-Umlage und weiterer Abgaben für private Endverbraucher zu klären. Wissenschaft und Politik müssen plausibel darlegen, welche Kosten mit der Umstellung auf eine erneuerbare Energieversorgung verbunden sind und welche Anteile insbesondere der Versorgungssicherheit durch wen zu tragen sein werden. Der Eindruck einer Bestrafung bei der Investition in erneuerbare Energien muss vermieden werden, weil sie der (notwendige) Investitionsbereitschaft entgegenwirkt und die Umsetzung der Energiewende entgegen allen Erfordernissen verlangsamt.

2. PROJEKTBESCHREIBUNG

Das zweigeschossige Wohnhaus Berghalde wurde im Oktober 2010 im EffizienzhausPLUS-Standard fertiggestellt. Neben einem bilanziellen Jahresüberschuss wurde die Steigerung des Eigenstromanteils durch ein Lastmanagement und die Nutzung der thermischen Masse verfolgt. Der messtechnische Nachweis wurde in zahlreichen Publikationen veröffentlicht. Im Weiteren wird nun der Schwerpunkt auf der Einbindung und Nutzung von Stromspeichern liegen, um den Eigenstromdeckungs- und Nutzungsanteil von rund 30 % (im Mittel der ersten vier Betriebsjahre) weiter zu steigern. Der Fokus liegt auf der Fortsetzung des wissenschaftlichen Monitorings- und Optimierungsprogramms im Hinblick auf eine Erhöhung des Eigenstromnutzungs- / Deckungsanteils auf über 50 %. Dazu sollen die elektrischen Speicherkapazitäten wirtschaftlich und energetisch optimiert, erweitert und mit hoher Effizienz eingebunden werden. In diesem Kontext werden die Kostenanteile der Einbindung von Stromspeichern analysiert und die verschiedenen Speichertypologien und deren Anwendung im Einfamilienhaus (EFH) und Mehrfamilienhaus (MFH) mit dem Ziel bewertet, die Multiplizierbarkeit für zukünftige Bauprojekte, auch Bestandsgebäude mit PV-Anlagen, beurteilen zu können.

Das energetische Gesamtkonzept des Forschungsgebäudes „Berghalde“ basiert auf der konsequenten Reduzierung des Energie- und Leistungsbedarfs für Strom und Wärme, dem Einsatz innovativer Gebäudetechnik, der passiven und aktiven Nutzung von Sonnenenergie, dem Stromlastmanagement und der Integration von E-Mobilität, sodass die Voraussetzungen für eine Erweiterung und Integration zusätzlicher Speicherkapazitäten in idealer Weise gegeben sind.

2.1. Motivation und Ziele

Zukünftig wird es im Gebäudesektor nicht nur um die Reduzierung des Heizenergiebedarfs (durch einen hohen Dämmstandard bereits ausgereizt), sondern auch um die ganzheitliche Betrachtung der Energieflüsse unter Berücksichtigung des gesamten Strombedarfs sowie des Energieeinsatzes für die private Mobilität gehen. Dabei spielt das Zusammenwirken von Gebäuden und dem bestehenden Stromnetz eine entscheidende Rolle.

Eine unumstrittene Tatsache ist, dass Energiespeicher und speziell auch Stromspeicher eine immer größere Rolle in der Energiewende spielen werden. Es besteht jedoch die Frage, in welchem Umfang über einen notwendigen Bedarf, über Konkurrenzlösungen und über Einsatzszenarien diskutiert werden sollte. Batterien bzw. Stromspeicher sind letztendlich maßgebende Komponenten, wie der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage gedeckt und / oder entkoppelt werden kann. Mit Stromspeichern lassen sich Stromlastspitzen aus gebäudeintegrierten PV-Anlagen mit einem entsprechenden Lastmanagement reduzieren und sind damit ein wichtiger Baustein zum Smart Grid.

Das Wohngebäude Berghalde ist als Forschungs- und Demonstrationsobjekt für nachhaltiges Bauen als Baustein der Energiewende entstanden und wird seit 2011 intensiv wissenschaftlich begleitet. Die bisherigen Ergebnisse zeigen, dass eine erfolgreiche Umsetzung und ein effizienter Betrieb möglich sind und bieten damit eine hervorragende Grundlage zu weiteren Forschungstätigkeiten für das Konzept EffizienzhausPLUS. Die Ergebnisse zeigen darüber hinaus, dass weiteres Potential für Forschung und Entwicklung im Sinne einer Erhöhung der Eigenstromnutzung für einen Anteil von über 50 % in EffizienzhausPLUS-Gebäuden besteht.

Durch Simulationen und die Umsetzung im Demonstrationsgebäude konnte in den bisherigen Projektphasen nachgewiesen werden, dass die Nutzung der vorhandenen thermischen Masse, im Sinne von Power-to-Heat (P2H) (Pufferspeicher, Gebäudemasse), deutlich zur Steigerung des Eigennutzungsanteils beiträgt. Es hat sich aber auch gezeigt, dass diese Maßnahmen nicht für alle Einsatzgebiete und Zeitperioden im Jahr anwendbar sind. Die Steigerung des Eigenstromanteils ist jedoch in Hinblick auf die Einbindung und Umsetzung von chemischen Speichern (Batterien) weiter ausbaufähig. Stromspeicher als kleine dezentrale Einheiten können

daher eine wichtige Rolle für EffizienzhausPLUS Gebäude spielen, um den Eigenstromverbrauch aus der PV weiter zu erhöhen. Wie bisherige Ansätze zeigen, können hier theoretisch bis zu 80 % der PV-Produktion genutzt werden.

Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse und der Einsatz von Stromspeichern unter realen Nutzungsbedingungen im Gebäude sollen genutzt werden, um die Einbindung elektrischer Speicher in das Konzept jenseits einer wissenschaftlichen Betrachtung marktfähig und anwendbar zu machen. Ziel ist es, die Einbindung von chemischen Speichern auch im Vergleich zu thermischen Varianten für das EffizienzhausPLUS-Konzept technisch und ökonomisch als Baustein weiterzuentwickeln.

Im Zuge der genannten Forschungsschwerpunkte stellt das Demonstrationsgebäude „Berghalde“ eine ausgezeichnete Monitoring-Plattform dar. Zum einen können hier unter realen Bedingungen die Strategien und Erkenntnisse umgesetzt werden, zum anderen ist das Versuchsgebäude bereits sehr gut in der Presse und den Medien vertreten sowie bekannt und ist in diesem Sinne ein Leuchtturmprojekt für den Betrieb von Effizienzhaus Plus Gebäuden.

Ein zweiter Themenschwerpunkt ist der Weiterbetrieb von PV-Bestandsanlagen nach Auslaufen der Einspeisevergütung nach 20 Jahren. Der überwiegende Teil dieser Anlagen speist den regenerativ erzeugten Strom in das öffentliche Netz ein. Mittelfristig wird es erforderlich sein, Konzepte ggf. inkl. der Einbindung von Stromspeichern zu entwickeln, um Bestandsanlagen sinnvoll weiter betreiben zu können. Für (Klein-) Anlagenbetreiber müssen Potentiale und Möglichkeiten aufgezeigt werden den regenerativ erzeugten Strom wirtschaftlich und zugleich netzdienlich zu nutzen. Die nachträgliche Umsetzung von Eigenstromkonzepten und der nachträgliche Einsatz von Batteriekapazitäten ist dabei eine Maßnahme, die untersucht und bewertet werden soll. Als Ergebnis des Forschungsprojekts soll dargestellt werden, wie nachträglich Eigenstromkonzepte umgesetzt und / oder Batterien in Bestandsanlagen eingebunden werden können.

Folgende Maßnahmen und Fragestellungen sollen u.a. zur Erreichung des Ziels im Rahmen des wissenschaftlichen Vorgehens umgesetzt, adressiert und analysiert werden:

- Ausbau der Stromspeicherkapazität und Bewertung des resultierenden Einflusses auf den Eigenstromanteil
- Analyse und Anwendung der Batterietechnologien in Ein- und Mehrfamilienhäusern
- erweitertes Monitoring zur Erfolgskontrolle, Plausibilisierung und Darstellung in der Anwendung (Umsetzung im Demonstrationsprojekt)
- Wirtschaftliche Darstellung von Stromspeichern in EffizienzhausPLUS Gebäuden; Klärung der Notwendigkeit von Förderrichtlinien
- Bewertung der Relevanz von dezentralen elektrischen Speichern als Netzdienstleister in einem Smart Grid
- Randbedingungen und Umgestaltungskonzepte für Bestandsanlagen zur Einbindung von Batterien

2.2. Aufbau und Methodik

Der Forschungsansatz adressiert sich an die Einbindung von Stromspeichern in EffizienzhausPLUS Gebäuden. Zudem sollen die bisherigen Erfahrungen am Neubau genutzt werden, um Konzepte für eine Batterieeinbindung in Bestandsanlagen zu erarbeiten und Umsetzungsleitfäden zu erstellen.

Im Rahmen des F+E-Projektes wird die Fortsetzung des Monitorings und die erweiterte Betriebsoptimierung für das EffizienzhausPLUS Gebäude Berghalde mit dem Ziel durchgeführt, den Eigenstromnutzungsanteil aus der Photovoltaik nochmals erheblich zu steigern und auf

einen Deckungsanteil von über 50 % in der praktischen Umsetzung zu gelangen. Durch das wissenschaftliche Monitoring werden der Betrieb und die Effizienz aller für die Erreichung des Standards relevanten Anlagen- und Teilkomponenten erfasst. Aufbauend auf den Ergebnissen der letzten Betriebsjahre werden Optimierungen systematisch vorgenommen und evaluiert, um den Einfluss und die Auswirkung z.B. auf die Steigerung des Eigenstromanteils aus der PV-Anlage bewerten zu können.

Der Arbeitsplan (Abbildung 1) sieht die Bearbeitung des Forschungsprojektes in acht Arbeitspunkten vor.



Abbildung 1: Arbeitspunkte

Die einzelnen Arbeitspunkte gliedern sich im Detail wie folgt:

Arbeitspunkt 1: Fortführung der wissenschaftlichen Begleitung im Betrieb

Durch das Monitoring sollen Teilenergiekennwerte sowie die Gesamtpformance des Gebäudes ermittelt und in Richtung üblicher Zielwerte (Jahresprimärenergiebedarf, Höhe des Eigenstromnutzungsanteils, etc.) definiert werden. Dazu werden die signifikanten Wärme- und Strommengen sowie Temperaturen, Betriebszustände, etc. und die lokalen Wetterdaten erfasst.

- Erfassen und sammeln von Messdaten,
- Betriebsoptimierung und Überwachung des bisher erfolgreichen Betriebes,
- Auswertung und Kontrolle der Maßnahmen und
- Einbindung von Stromspeichern im Anlagensystem.

Arbeitspunkt 2: Implementierung von Stromspeichern in EffizienzhausPLUS Gebäuden

Die Anforderungen an Stromspeicher für Ein- und Mehrfamilienhäuser sind vielseitig. Zum einen sollten sie eine hohe Zyklenfestigkeit und damit eine hohe Lebensdauer aufweisen. Zum anderen sollten sie kompakt und klein sein, um den Platzbedarf im Gebäude zu begrenzen. Die Einhaltung von Sicherheitsvorschriften muss überschaubar bleiben, gleichzeitig muss die Wirtschaftlichkeit einer Integration erreicht werden können.

Im Arbeitspunkt werden im Rahmen von Vorstudien und Marktrecherchen die Nutzung und Umsetzung von verschiedenen Batterietechnologien in Ein- und Mehrfamilienhäuser betrachtet und ausgewertet. In diesem Zuge soll auch auf die Erkenntnisse und Erfahrungen aus anderen Netzwerk-Gebäuden zurückgegriffen werden.

Die Auswertungen sollen die Anwendungsgebiete und Eigenschaften der unterschiedlichen Batterietypen (Ladezyklen, Entladungstiefe, Sicherheitsaspekte, ...) und deren Zusatzkomponenten (Wechselrichter (WR), etc., kompatible WR für DC-Batterien) darstellen. Im Weiteren erfolgt eine Ermittlung und Grenz Betrachtung zu Systemgrenzen und relevanten Batteriegrößen (Kapazität, Leistung, etc.) für die Umsetzung in Ein- und Mehrfamilienhäusern.

Arbeitspunkt 3: Laborteststand

In einem Laborteststand am IGS mit einem weiteren vorhandenen PV-Referenz-System sollen unterschiedliche Batterietechnologien getestet werden. Zudem sollen die im Projekt angewendeten Simulationsmodelle mit den Ergebnissen aus dem Teststand validiert und abgeglichen werden.

Arbeitspunkt 4: Steigerung des Eigenstromanteils mittels Stromspeicher

Im Zuge von dynamischen Simulationen (TRNSYS – ganzheitliches Gebäude- und Anlagenmodell) und Parameterstudien soll die zur Umsetzung (z. B. Größe) und Implementierung (Lastmanagement) von Stromspeichern in EffizienzhausPLUS Gebäuden erarbeitet werden. Hierbei liegt der Fokus auf der Dimensionierung der Speicherkapazität als auch der Platzierung der Batterie (Gleichstrom- / Wechselstromseitig).

Zudem soll untersucht werden, inwieweit die Regelung und Einbindung von Stromspeichern im Einfamilienhaus nützlich für die Entlastung des Netzes sein kann. Wo liegen hier die Einflüsse und Stellgrößen für einen netzdienlichen Betrieb mit einem gleichzeitig hohen Eigenstromanteil.

Arbeitspunkt 5: Validierung und Evaluation (Feldtest)

Zur Beurteilung und Darstellung von Stromspeichern in der Praxis soll neben den vorhandenen Blei-Gel-Batterien ein weiterer Batterietyp im Gebäude Berghalde implementiert werden.

Die Einbindung und Umsetzung einer weiteren Batterie in das Referenzobjekt soll zudem aufzeigen, welche Randbedingungen und welcher Aufwand betrieben werden muss, um in Bestandsanlagen Stromspeicher nachträglich zu integrieren.

Arbeitspunkt 6: Kostenanalyse zu Stromspeichern in EffizienzhausPLUS Häusern

Erarbeitung einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Stromspeichern in EffizienzhausPLUS Gebäuden.

Arbeitspunkt 7: P2H vs. Stromspeicher

Die bisherigen Ergebnisse und Erkenntnisse zur Steigerung des Eigenstromanteils durch Power-to-Heat (P2H) sollen aufgegriffen und im Vergleich zum Betrieb und dem Einsatz von Batterien betrachtet bzw. bewertet werden. Maßstab sind dabei die Effizienz, die Kosten und die Netzdienlichkeit der möglichen Konzepte.

Arbeitspunkt 8: Batterien in Bestandsanlagen

Durch das Auslaufen der ersten Netzeinspeisevergütungsverträge in naher Zukunft werden nach 20 Jahren für Betreiber von PV-Anlagen neue Modelle zum Einsatz des regenerativen Stroms erforderlich. Im AP 8 sollen Strategien und Konzepte erarbeitet werden, welche Potentiale sich durch die Erweiterung und den Umbau dieser Anlagen erzielen lassen.

Die Einbindung von Batterien spielt dabei eine übergeordnete Rolle, u.a. um den Strom größtenteils selber nutzen zu können. Die Ausarbeitung soll die ökologischen und wirtschaftlichen sowie technischen Randbedingungen und Aufwendungen aufzeigen.

3. STAND DES WISSENS UND DER TECHNIK

In Deutschland werden über die Energieeinsparverordnung (EnEV) die Anforderungen an den Heizwärmebedarf von Gebäuden festgehalten und definiert. Seit der Einführung der EnEV 2002 wird neben der Bilanzierung des Heizwärmebedarfs auch die Anlagentechnik zur Bereitstellung von Heizung, Trinkwarmwasser und mechanische Lüftung inkl. der notwendigen Hilfsenergie bewertet und die Anrechnung von Strom aus erneuerbaren Energien findet erstmals in der EnEV 2009 Beachtung. Zusätzlich zur EnEV muss im Bauwesen noch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) berücksichtigt werden. Das Gesetz verlangt seit 2009 eine Nutzungspflicht für erneuerbare Energien zur Wärmeversorgung von Neubauten, lässt aber auch Ausgleichsmaßnahmen zu.

In Zusammenhang mit der durch die EU-Gebäuderichtlinie geforderte Festlegung des energetischen Standards eines Niedrigstenergiegebäudes für Neubauten sollen das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EnEG), die EnEV und das EEWärmeG zusammengelegt werden. Des Weiteren sollen durch die Zusammenlegung von EnEV und EEWärmeG die bisherigen Diskrepanzen der alten Regelungen behoben und dadurch die Anwendung und der Vollzug des Energieeinsparrechts erleichtert werden. Seit 2017 werden Entwürfe für ein Gebäudeenergiegesetz (GEG) erarbeitet und bewertet.

Ein über die gesetzlichen Verordnungen hinausgehender Standard ist das EffizienzhausPLUS Gebäude des BMUBs. Im Rahmen des Forschungsprojektes wird dieser aufgegriffen, um das Konzept und die Umsetzung von energieeffizienten Gebäuden und dem Konzept des Gebäudes als Kraftwerk zu realisieren.

Neben den Anforderungen an den Gebäudestandard spielt im Konzept des Gebäudes als Kraftwerk auch die fortführende Reduzierung der Einspeisevergütung sowie fallende Systemkosten für PV-Anlagen eine wichtige Rolle. Heutzutage ist es wirtschaftlicher, den dezentral erzeugten PV-Strom direkt im Gebäude zu nutzen. Die Netzeinspeisung des Solarstroms ist aus ökonomischer Sichtweise zweitrangig. Ziel ist es daher, einen hohen direkten PV-Eigenstromanteil zu erreichen. PV-Überschüsse werden ins Netz eingespeist und zum saisonalen Ausgleich der Bilanz eingesetzt.

3.1. EffizienzhausPLUS Standard

Die angewendete Definition und das Berechnungsverfahren für den EffizienzhausPLUS-Standard beruhen auf den Vorgaben und der Definition des BMVBS (jetzt BMUB). [02] [03]

Für die Berechnung des EffizienzhausPLUS-Standards gelten die Gebäudehülle bzw. die Grundstücksgrenzen als Bezugsgrenze. Die Bilanz des Stromverbrauchs beinhaltet die gesamte Energie, die zur Konditionierung und zum Betrieb des Gebäudes sowie zum Betrieb der Nutzerausstattung benötigt wird. Dies schließt neben der Heizung und Kühlung der Gebäude die Lüftung, Hilfsenergie sowie den kompletten Haushaltsstrom und die E-Mobilität mit ein. Über die Jahresbilanz wird der Gesamtenergieverbrauch des Gebäudes mit der innerhalb der Bilanzgrenze erzeugten erneuerbaren Energie verglichen. Die Differenz muss für die Jahresend- und für die Jahresprimärenergiebilanz kleiner als Null ergeben. (Abbildung 2)

Dies bedeutet, dass ein EffizienzhausPLUS Gebäude den definierten Standard erfüllt, wenn die End- und Primärenergie inkl. des Haushaltsstroms in der Jahresbilanz zu mehr als 100 % durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann.

In Ergänzung zur Definition für ein EffizienzhausPLUS wurde durch das Institut die Bedingung hinzugefügt, dass mehr als 30 % des erzeugten PV-Stroms selber genutzt sowie mehr als 30 % des Gesamtstromverbrauchs über die PV-Anlage gedeckt werden müssen.

In der Bedarfsberechnung wird neben den Bedarfswerten aus dem EnEV-Nachweis für Heizung, Lüftung und Hilfsenergie für den Haushaltsstrom für Einfamilienhäuser 20 kWh/m²a, jedoch maximal 2.500 kWh/a je Wohneinheit, angesetzt. [02] [03]

Im Monitoring werden alle Verbraucher im Haushalt messtechnisch erfasst.

Die im Rahmen des Forschungsprojektes angewendeten Definitionen werden im Folgenden vorgestellt.

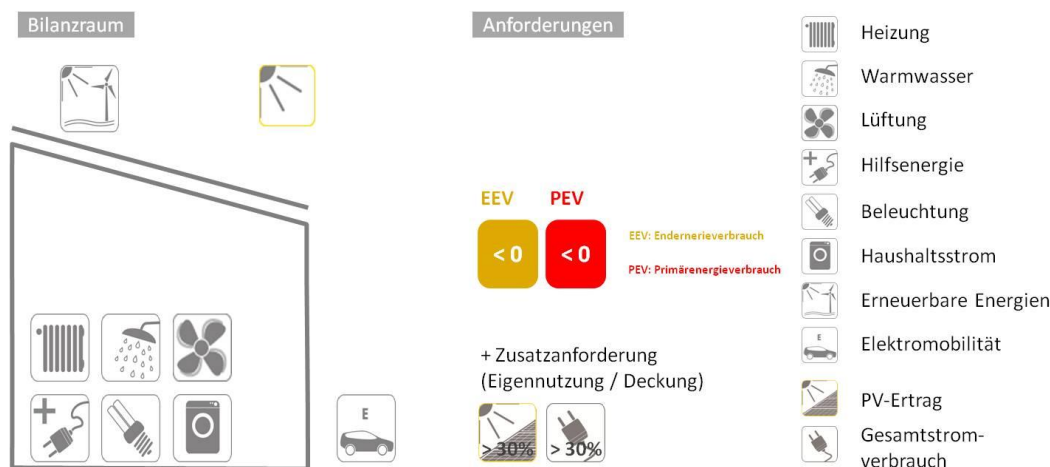


Abbildung 2: Definition Plus-Energie-Standard

3.2. PV-Eigennutzungsanteil und PV-Deckungsanteil

Durch eine vorhandene Netzkopplung des Gebäudes kann die dezentral erzeugte Energie über die PV-Anlage in einem EffizienzhausPLUS Gebäude anteilig zur Senkung des Netzbezuges und zur Netzeinspeisung eingesetzt werden. Ziel ist es jedoch, einen möglichst hohen Eigenstromanteil durch Solarstrom zu erreichen.

Zur einheitlichen Begriffsdefinition und Bewertung des Eigenstromanteils werden im Rahmen des Forschungsvorhabens die Begriffe „PV-Eigennutzungsanteil (ENA)“ und „PV-Deckungsanteil (DA)“ definiert.

Die Eigenstromanteile werden berechnet aus (siehe auch Abbildung 3):

PV-Eigennutzungsanteil (ENA)

Der PV-Eigennutzungsanteil berechnet sich für einen definierten Betrachtungszeitraum (t) (Monat, Jahr, ...). Ermittelt wird er aus dem Verhältnis von Eigennutzung des selbst erzeugten PV-Stroms zum Gesamtertrag der PV-Anlage.

$$ENA_t = \frac{PV_Eigennutzung_t}{PV_Ertrag_t}$$

PV-Deckungsanteil (DA)

Der PV-Deckungsanteil berechnet sich ebenfalls für einen abgesteckten Betrachtungszeitraum (t) (Jahr, Monat, ...). Er wird definiert aus dem Verhältnis von der Bedarfsdeckung aus selbst erzeugtem PV-Strom zum Gesamtstromverbrauch des Gebäudes innerhalb der Bilanzgrenze. Der Stromverbrauch umfasst dabei gemäß Definition von EffizienzhausPLUS Gebäuden den Anlagenbetrieb (Heizung, TWW und Lüftung, ...) und den Nutzerstromverbrauch (Haushaltsstrom, etc.).

$$DA_t = \frac{PV_Eigennutzung_t}{Gesamtstromverbrauch_t}$$

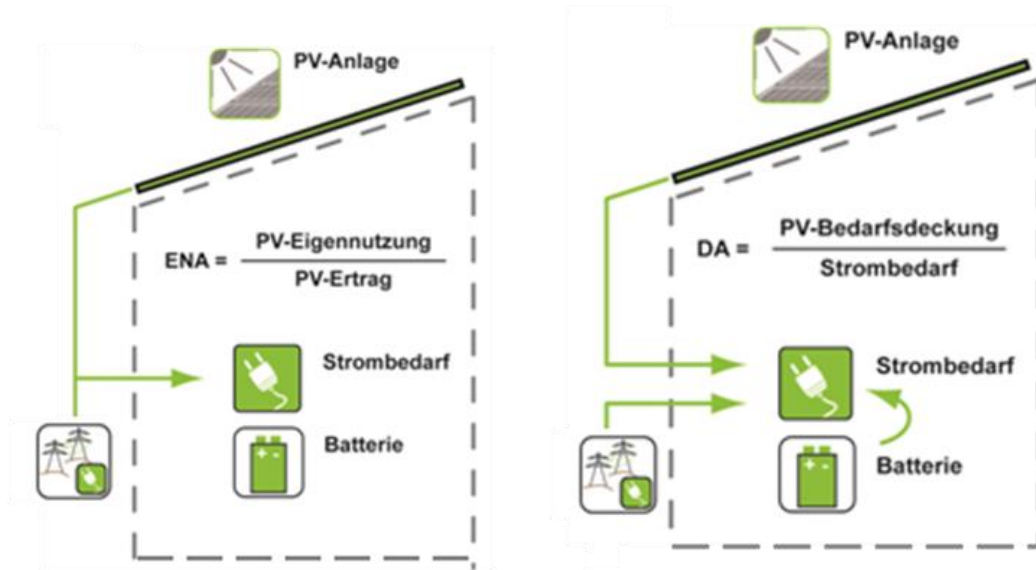


Abbildung 3: Definition von PV-Eigennutzungsanteil (ENA) (links) und PV-Deckungsanteil (DA) (rechts)

4. DAS GEBÄUDE – ARCHITEKTUR UND ENERGIEKONZEPT

Eine ausführliche Beschreibung des Gebäudes, des Energie- und Monitoringkonzepts ist dem Forschungsbericht der ersten Monitoringphase („Netto-Plusenergie-Gebäude mit Stromlastmanagement und Elektro-Mobilität“, FKZ SF-10.08.18.7-11.32 [01]) zu entnehmen. Die Eck- und Kenndaten zum Gebäude befinden sich im Anhang im Kapitel 14.2.

Architektur

Das Ende 2010 fertiggestellte Einfamilienhaus fügt sich auf einem knapp 900 m² großen Südhanggrundstück in die bestehende Bebauungsstruktur ein. Der Baukörper mit einer Wohnfläche von ~ 260 m² gräbt sich mit dem Untergeschoss nördlich in den Hang ein und öffnet sich mit einer großzügigen Fensterfront zur Talseite. Die Nord-, Ost- und Westfassade sind dagegen deutlich opaker gehalten. Durch die Hanglage orientieren sich alle Wohnräume nach Süden. Im EG befinden sich die raumhoch verglasten Kinder- und Gästezimmer und im 1. OG der großzügige zusammenhängende Koch-, Ess- und Wohnbereich. Die zueinander versetzten Geschossebenen bilden durch die Auskragung einen baulichen Sonnenschutz für das Erdgeschoss (Abbildung 4). Nebenräume, wie Badezimmer, Wirtschafts- und Haustechnikraum befinden sich auf der Nordseite. Erschlossen wird das Gebäude von der tiefer liegenden Straße über eine im Hang integrierte Steintreppe, bzw. unterirdisch durch die Garage (Abbildung 6).



Abbildung 4: Süd-Ostansicht (links) und Nord-Westansicht (rechts)



Abbildung 5: Vogelperspektive (links) und Terrassenbereich (rechts)

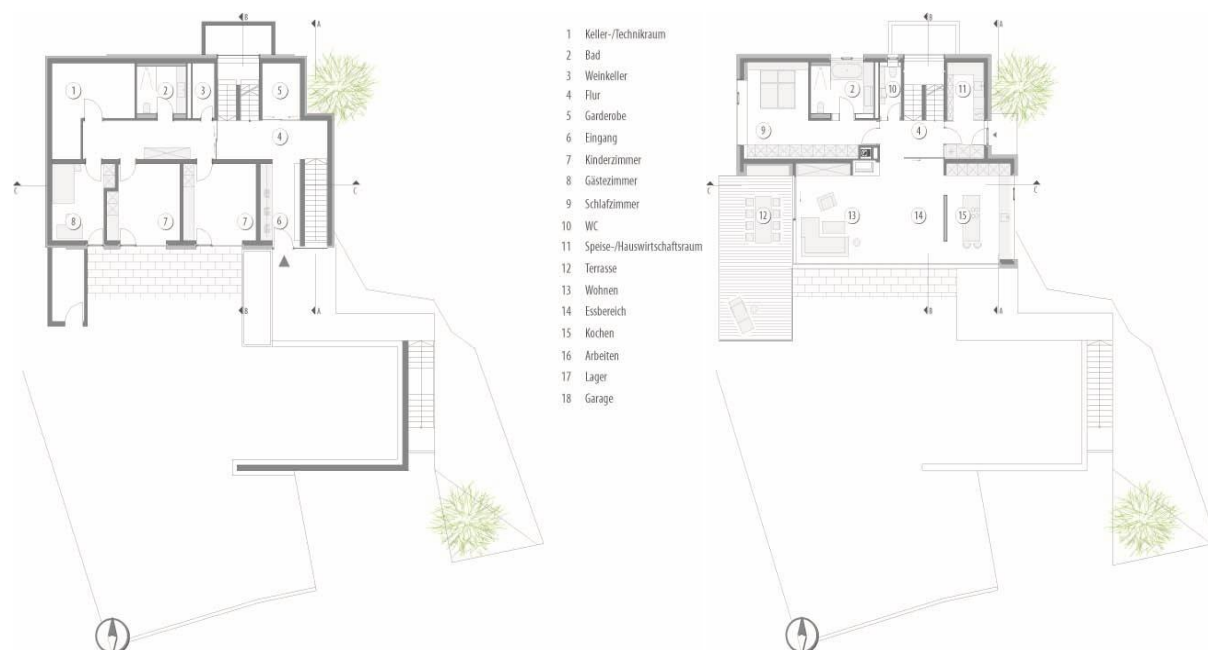


Abbildung 6: Grundriss Erdgeschoss (links) und 1. Obergeschoss (rechts) (Architekt: Berschneider und Berschneider, Pilsach)

Energiekonzept

Da am Standort weder Erdgas noch Fernwärme zur Verfügung stehen, wird Strom als Energieträger gewählt. Die Grundidee des Energiekonzeptes ist somit das „Stromhaus“, das zu 100 % auf den elektrischen Strom als Energieträger setzt. Der Strom wird entweder von der auf dem 17° geneigten Pultdach installierten PV-Anlage (15 kWp, 120 m²) geliefert, aus der Batterie oder dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogen. Der regenerativ erzeugte Strom deckt tagsüber den Gebäudebedarf und wird im Falle von Überschüssen zusätzlich in einer Batterie gespeichert (siehe Feldtest Kapitel 10). In den Abend- und Nachtstunden kann der Akkumulator entladen werden und anteilig den Strombedarf decken. Als Komponente der Direktstromnutzung wird der solar erzeugte Strom zusätzlich für das Elektroauto genutzt. Sollte die Erzeugung den aktuellen Strombedarf übersteigen, wird der Überschuss in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Die Wärmeversorgung erfolgt über eine erdgekoppelte elektrische Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 10 kW_{th}. Als Wärmequelle stehen drei Erdsonden mit einer Tiefe von jeweils 100 m Tiefe zur Verfügung. Die Wärmeübergabe im Gebäude erfolgt über eine Flächenheizung. In den Bädern sind zusätzlich Heizkörper installiert. Die Fußbodenheizung kann im Sommer zur Kühlung genutzt werden. Die abgeführten Wärmelasten tragen bei der Verbesserung des Komforts zur Regenerierung der Erdsonden bei. Die Trinkwassererwärmung erfolgt zentral im Durchflussprinzip über einen externen Wärmetauscher, zusätzlich sind zur dezentralen Nacherwärmung elektronische Durchlauferhitzer an den Zapfstellen vorhanden. Der hygienische Luftwechsel wird durch eine mechanische Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung sichergestellt. Angesaugt und vorkonditioniert wird die Außenluft über einen Erdreichwärmeübertrager. (siehe Abbildung 7 und Tabelle 1)

Tabelle 1: Technische Daten Gebäudetechnik

Wärmeerzeugung	Elektr. erdgekoppelte Wärmepumpe	max. 2,2 kW _{el} , 10 kW _{th}
Kälteerzeugung	Regenerative Kühlung über Erdreich-Wärmeübertrager bzw. Erdwärmesonden	ca. 1 bis 1,5 kW (Erdreich-WÜ) ca. 6 bis 9 kW (Sonden)
Stromerzeugung	dachintegrierte Photovoltaik	15,3 kW _p (installierte Leistung)
Lüftung	kontrollierte Zu- und Abluftanlage mit WRG	Volumenstrom max. 250 m ³ /h

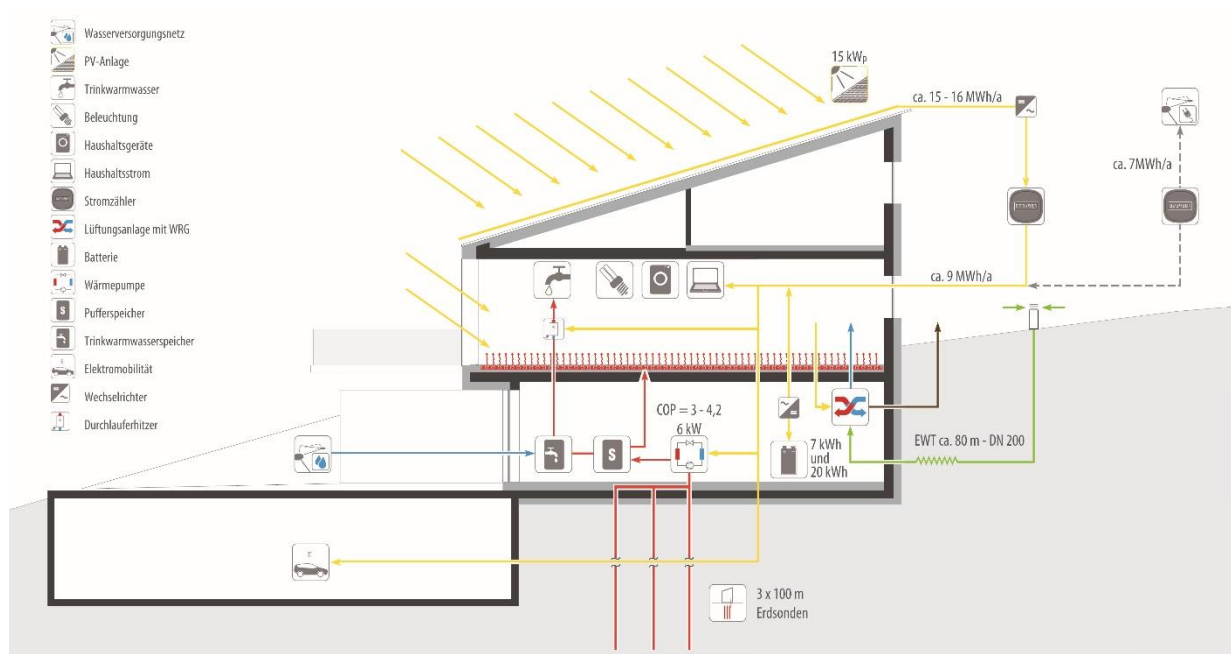


Abbildung 7: Energiekonzept „Nur-Stromhaus“ Berghalde

5. WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITUNG IM BETRIEB - EVALUIERUNG DER MESSDATEN, BETRIEBSOPTIMIERUNG (AP1)

Um eine detaillierte Auswertung der Energiebilanzen im EffizienzhausPLUS Gebäude zu ermöglichen, ist eine hohe Anzahl an Messinstrumenten im Gebäude installiert.

Neben den Zählern zur Bestimmung aller relevanten Energiemengen sind weitere Messinstrumente zur Aufnahme von Temperaturen, Betriebszuständen, Leistungen, Ventilstellungen, etc. installiert. Das Messintervall der aufgezeichneten Messdaten liegt mit 2-Minuten in einer sehr detaillierten Auflösung vor. Die feine Auflösung der Daten beruht darauf, dass im Forschungsvorhaben regenerative Erträge und Lasten aus dem Gebäude im Betrieb aufeinander abgestimmt und Optimierungsansätze identifiziert und analysiert werden sollen.

An dieser Stelle werden die Energieflüsse und Bilanzen im Gebäude dargestellt sowie die Performance und Effizienz der Anlagenkomponenten. Die Batterie wird gesondert in Kapitel 10 betrachtet, analysiert und bewertet.

5.1. Performance der PV-Anlage

Abbildung 8 verdeutlicht durch eine monatliche Darstellung von solarer Stromerzeugung und Gesamtstromverbrauch zum einen die großen Überschüsse im Sommer (Netzeinspeisung) und die Unterdeckung (Netzbezug) in den Wintermonaten. Die monatlichen Ertragsschwankungen zwischen den einzelnen Betriebsjahren veranschaulichen die vorhandenen Unregelmäßigkeiten der Globalstrahlung und somit der Wetterverhältnisse.

Die Summe der regenerativen Erträge schwankt zwischen den Betriebsjahren von 15.164 bis 16.590 kWh/a. Pro kWp wird durchschnittlich ein Wert von 1.011 – 1.106 kWh/kWp erzeugt. Im Vergleich zu Anlagen im südwestlichen Raum sind die Werte plausibel und spiegeln die Durchschnittserträge wieder (Tabelle 2).

Tabelle 2: Vergleich der PV-Erträge am Gebäude Berghalde zu weiteren Anlagen im südwestlichen Raum (aus [06])

Standort	Gebäude Berghalde Leonberg - Warmbronn	Regionaler Durchschnitt der erfassten Anlagen
Ertrag 2015 [kWh/kW _p]	1.068	1.042
Ertrag 2016 [kWh/kW _p]	1.011	960
Ertrag 2017 [kWh/kW _p]	1.079	1.008
Ertrag 2018 [kWh/kW _p]	1.106	1.049

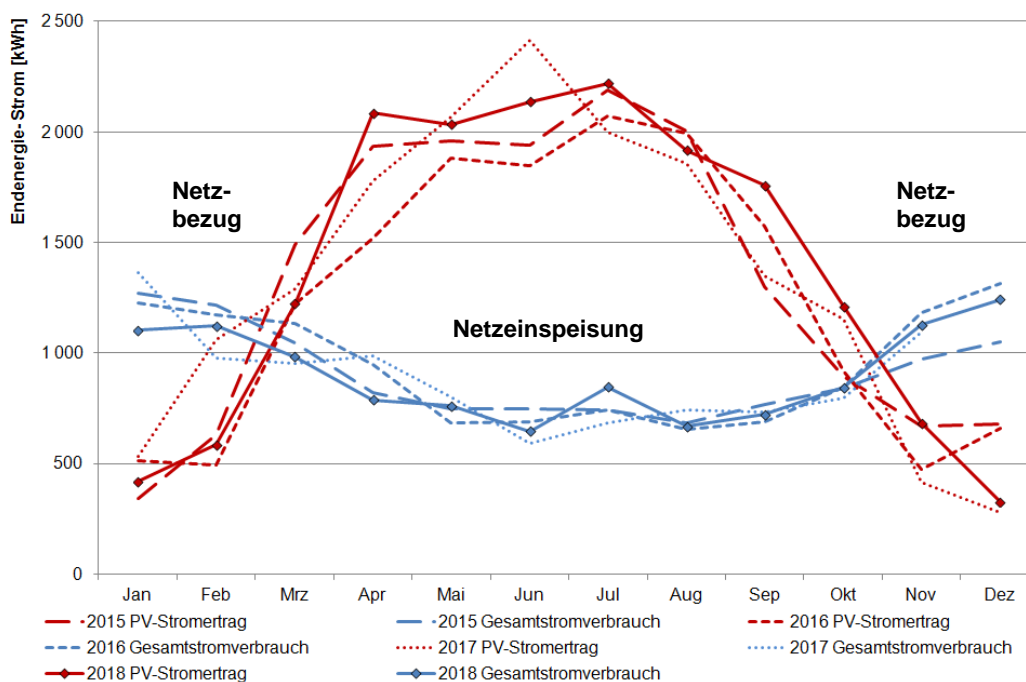


Abbildung 8: Monatlicher PV-Stromertrag und Gesamt-Stromverbrauch (2015 bis 2018)

5.2. Betriebsergebnisse 2015 bis 2018

Im vorliegenden Abschlussbericht werden die Ergebnisse für die Betriebsjahre 2015 – 2018 dargestellt.

Im beschriebenen Betrachtungszeitraum wurden folgende Änderungen an dem System und den Komponenten vorgenommen (siehe auch Abbildung 9):

- Zwischen Mai und Juli 2016 wurde der Fiat 500e durch einen Renault Zoe ausgetauscht. In diesem Zeitraum stand nur der BMW i3 zur Verfügung.
- Der Blei-Gel Stromspeicher mit einer Nennspeicherkapazität von 20 kWh wurde im Zeitraum von Ende Oktober 2016 bis Mitte Oktober 2017 erneut in den Elektrizitätskreislauf des Gebäudes integriert.
- Seit 2018 werden Lithium-Ionen Speicher zur Speicherung des Überschussstromes verwendet.

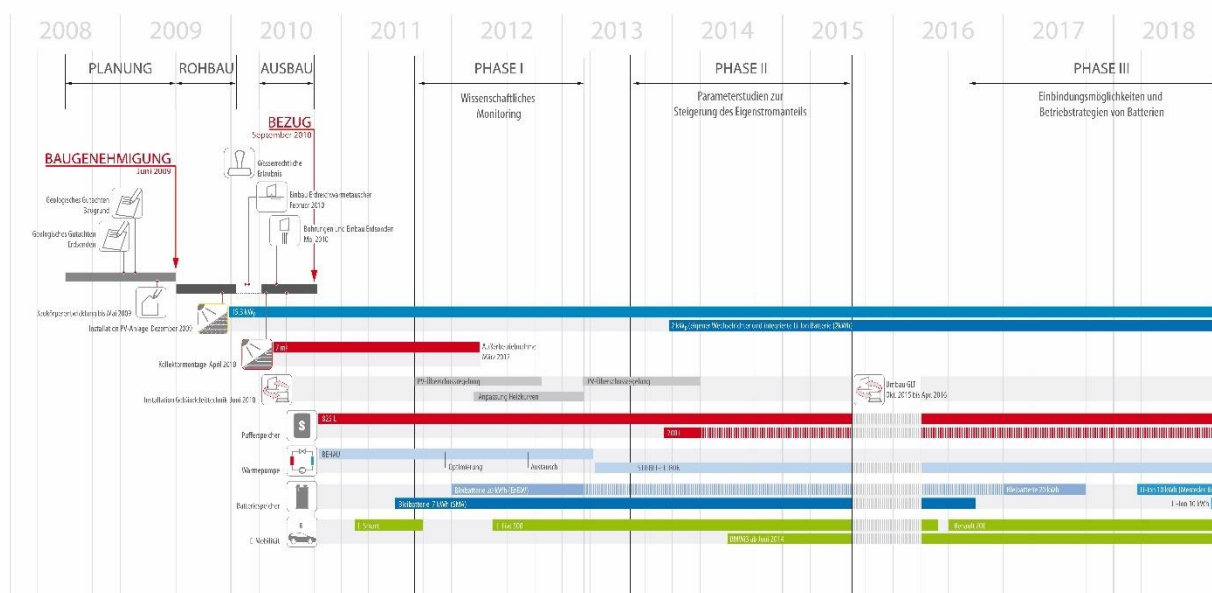


Abbildung 9: Zeitlicher Verlauf der Maßnahmen und Änderungen am Anlagenkonzept und den Komponenten

5.2.1. Eigenstromnutzungsanteil und EffizienzhausPLUS-Standard

Der Gesamtenergieverbrauch des EffizienzhausPLUS Gebäudes setzt sich, gemäß der Definition des EffizienzhausPLUS Standards, aus dem Verbrauch von Wärmepumpe, Lüftung, MSR-Technik, Nutzer- und Haushaltsstrom sowie Elektromobilität zusammen (siehe Kapitel 3.1).

Die Gebäudetechnik sieht vorrangig die direkte Nutzung der solaren Erträge aus der Photovoltaik vor. Nur Überschüsse, die nicht gespeichert werden können, werden in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. In Abbildung 10 ist der über die PV-Anlage erzeugte und im Haus genutzte, sowie der vom Netz bezogene Strom im Betrachtungszeitraum der letzten vier Betriebsjahre dargestellt. Aus der Differenz von Stromproduktion und Eigenstromnutzung ergibt sich die Stromeinspeisung (dunkelblau). Für die drei Betriebsjahre 2015, 2017 und 2018 liegt die EffizienzhausPLUS Bilanz im Bereich zwischen 46 und 53 %. Die reduzierte Bilanz im Jahr 2016 erklärt sich durch einen erhöhten Stromverbrauch sowieso durch einen verringerten PV-Ertrag. Der PV-Eigennutzungsanteil der Jahre 2015, 2016 und 2018 liegt zwischen 27 und 29 %. Für den PV-Deckungsanteil konnten während dieser Betrachtungszeit Werte zwischen 38 und 45 % erzielt werden. Die Erhöhung der beiden Kennzahlen für das Jahr 2017 auf 34 % für den PV-Eigennutzungsanteil sowie 49 % für den PV-Deckungsanteil lassen sich durch die Implementierung des oben erwähnten 20 kWh_{Nenn} Solarstromspeichers (Blei-Gel) begründen.

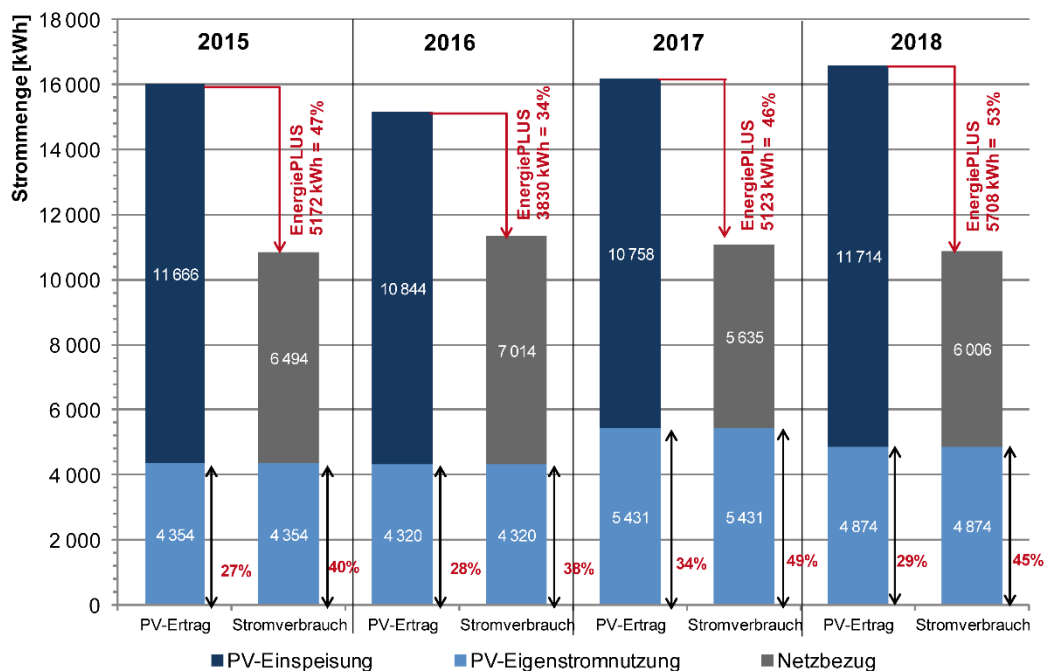


Abbildung 10: Jahresbilanz Endenergie und Eigenstromnutzungsanteile im Vergleich (2015 bis 2018)

Abbildung 11 zeigt die monatlichen Werte zum Solarertrag des direkt im Haus genutzten Solarstroms sowie zum Eigenstromnutzungsanteil und den solaren Deckungsanteil. Der Deckungsanteil bezieht sich auf den Gesamtstromverbrauch aus Anlagenbetrieb und Nutzerstrom sowie E-Mobilität. Die Deckungsanteile liegen für die Jahre 2015 - 2018 auf ungefähr gleichem Niveau. Eine deutliche Abweichung ist für den solaren Deckungsanteil in den Monaten des Sommers im Jahr 2017 zu erkennen. Die Begründung ist u. a. darauf zurückzuführen, dass durch den hohen PV-Ertrag neben der Direktversorgung der Haushaltsgeräte ebenfalls die kontinuierliche Beladung des Stromspeichers (20 kWh_{Nenn} Blei-Gel-Batterie) am Tag gewährleistet werden kann. Dieser kann effizient nahezu den vollständigen Bedarf in den Abendstunden decken. In den Sommermonaten wird deutlich weniger Strom für die Wärmepumpe benötigt, im Vergleich zu den Wintermonaten, und somit verringert sich auch der monatliche Gesamtstromverbrauch, was den Deckungsanteil erhöht.

Der direkte PV-Eigennutzungsanteil ist umso größer, je geringer die Dimensionierung der PV-Anlage im Verhältnis zum Strombedarf ausfällt. Umgekehrt verhält es sich mit den solaren Deckungsanteilen am Gesamtstromverbrauch. Hier kann eine höhere Deckung erzielt werden, wenn die PV-Anlage größer ausgelegt ist.

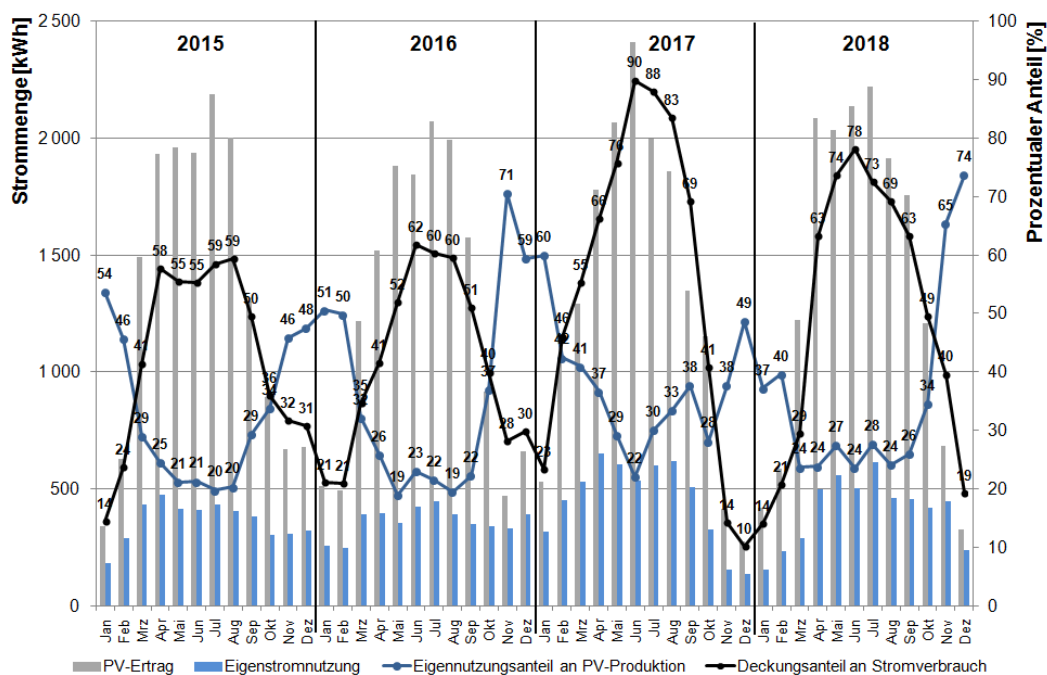


Abbildung 11: Monatlicher Stromertrag aus PV-Ertrag, Eigenstromnutzung sowie Eigenstromnutzungs- und solarer Deckungsanteil (2015 bis 2018)

In einer kumulierten Betrachtung in Abbildung 12 ist dargestellt, dass sich seit Beginn des Monitorings von 2011 bis Ende 2018 ein bilanzieller Überschuss (Differenz zwischen Verbrauch und Erzeugung) von rd. 34.269 kWh ergeben hat. In der jährlichen Betrachtung der kumulierten Werte (Abbildung 13) ist zu erkennen, dass der Stromertrag der PV-Anlage (15 kWp) in den Jahren 2015, 2017 sowie 2018 mit ca. 16.000 kWh/a (> 1.000 kWh/kWp) über dem prognostizierten Stromertrag von 15.000 kWh/a liegt. 2016 bricht der Stromertrag aufgrund geringerer Solareinstrahlung auf 15.000 kWh/a (1.011 kWh/kWp) ein. Es ist festzustellen, dass der kumulierte Verlauf des PV-Ertrags 2015 und 2018 bis zu den Sommermonaten annähernd deckungsgleich ist. Der kumulierte Gesamtstromverbrauch ist darüber hinaus nahezu identisch.

Ursachen für die differierenden Werte sind Schwankungen des Stromverbrauchs und des Eigennutzungsanteils, sowie, insbesondere für das Jahr 2017, die Implementierung des in der Nutzkapazität erhöhten Solarstromspeichers.

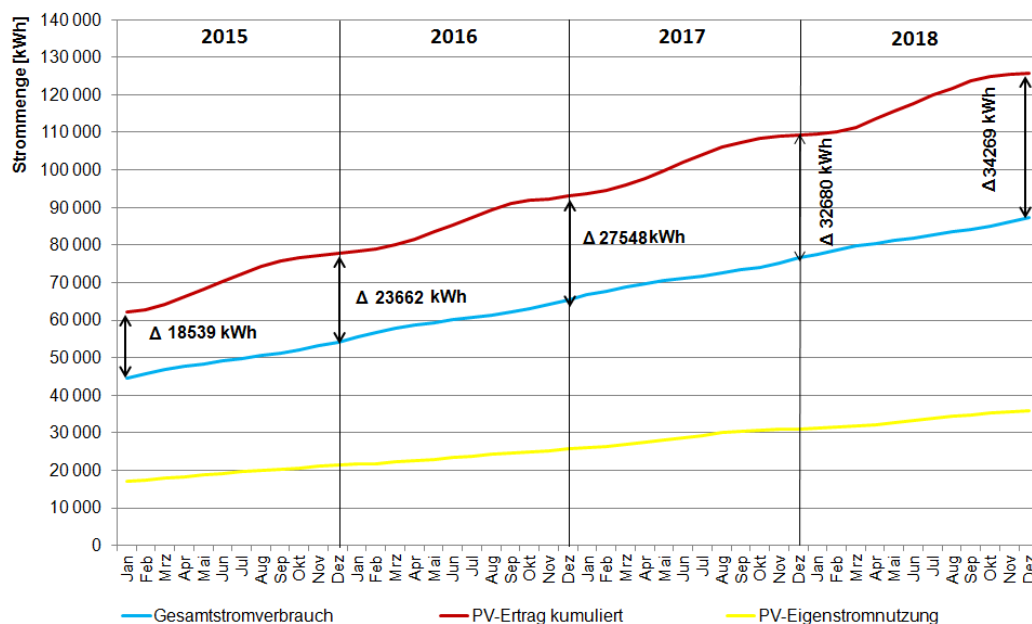


Abbildung 12: Kumulierter Gesamtstromverbrauch, PV- Stomertrag und Eigenstromnutzung (2015 bis 2018)

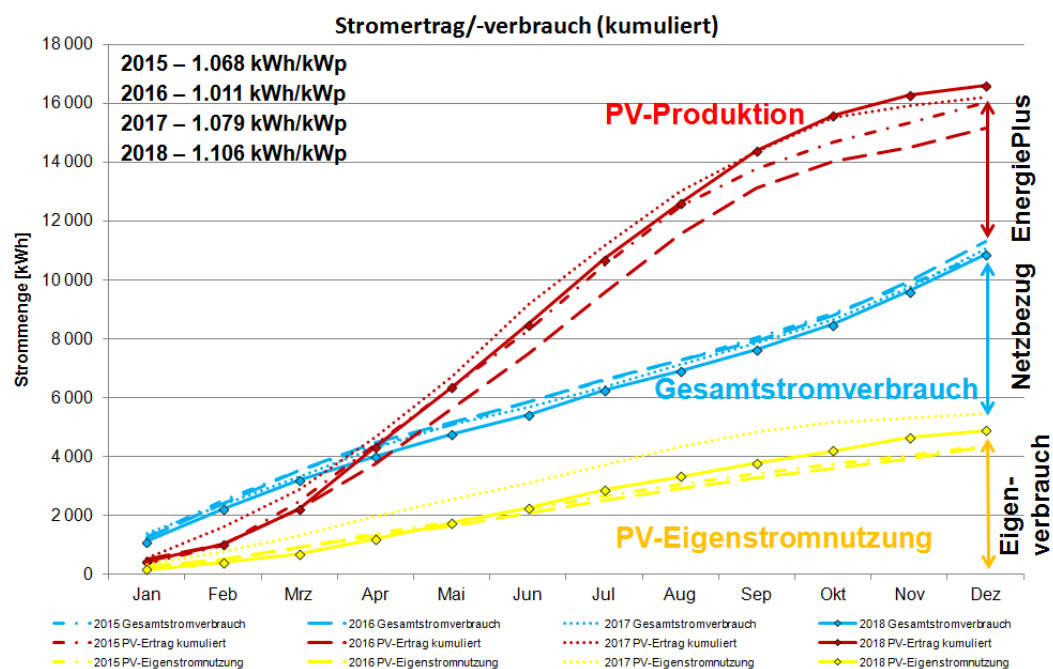


Abbildung 13: Kumulierter Gesamtstromverbrauch, PV-Stromertrag und Eigenstromnutzung (2015 bis 2018)

Die Jahresbilanz der End- und Primärenergie für die Jahre 2015 bis 2018 ist in Abbildung 14 dargestellt. Für die Stromeinspeisung und den Strombezug wird abweichend zu den aktuellen Festlegungen in den Normen DIN V 18599-1 und DIN 4701-10/A1 ein Primärenergie-Faktor von 2,8 bzw. 2,6 angesetzt. Die Annahme beruht darauf, dass das Haus 2011 in den Betrieb ge-

gangen ist und auf dieses Jahr die Auswertungen beruhen. 2015 bis 2018 konnte ein primär-energetischer Überschuss von ~ 12.200 – 17.200 kWh/a erzielt werden. Bezüglich des End-energieüberschusses können Werte in Höhe von 3.800 bis 5.700 kWh/a erreicht werden.

Das primäre Ziel, den EffizienzhausPLUS-Standard end- und primärenergetisch in der Jahresbilanz bei gleichzeitig hoher Nutzerzufriedenheit umzusetzen, wird damit für alle vier betrachteten Betriebsjahre nachgewiesen.

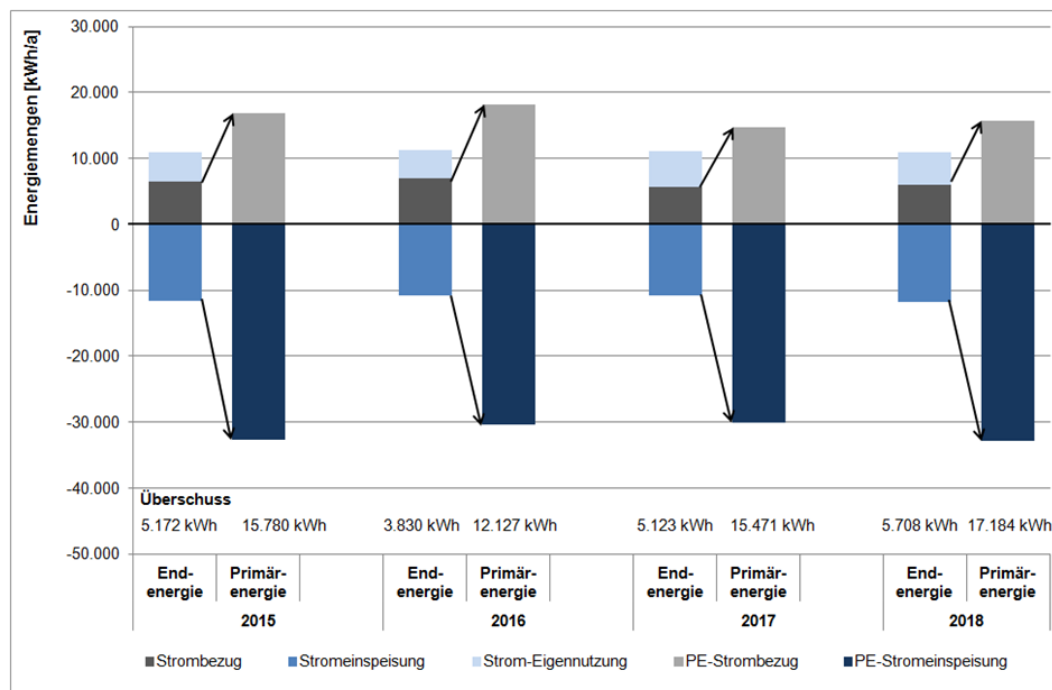


Abbildung 14: Jahresbilanz End- und Primärenergie (2015 bis 2018)

5.2.2. Strombilanz für 2015 bis 2018

Der Gesamtstromverbrauch in den betrachteten Betriebsjahren schwankt maximal um 400 kWh (Tabelle 3). Diese sind auf mögliche Änderungen im Nutzerverhalten zwischen den Jahren sowie auf die verschiedenen Witterungsbedingungen und den damit einhergehenden schwankenden Stromverbräuchen für die Komponenten der Gebäudekonditionierung zurückzuführen.

Auf die Wohnfläche bezogen ergibt sich ein minimaler Stromverbrauch von 41,7 kWh/(m²_{Wfl}·a) in 2018 bzw. ein maximaler Stromverbrauch von 43,4 kWh/(m²_{Wfl}·a) in 2016. In Abbildung 15 bis Abbildung 18 ist der Stromverbrauch mit monatlichen bzw. jährlichen Werten, differenziert nach den einzelnen Verbrauchern / Verbrauchsbereichen, wie Wärmepumpe, MSR, Lüftung E-Mobilität, etc. dargestellt.

Tabelle 3: Gesamt-Stromverbrauch 2015 bis 2018

	2015	2016	2017	2018
Gesamtstromverbrauch	10.897 kWh/a	11.278 kWh/a	11.057 kWh/a	10.847 kWh/a
spez. Gesamtstromverbrauch	41,9 kWh/(m ² _{Wfl} ·a)	43,4 kWh/(m ² _{Wfl} ·a)	42,5 kWh/(m ² _{Wfl} ·a)	41,7 kWh/(m ² _{Wfl} ·a)

Die Wärmepumpe ist systembedingt der mit Abstand größte Stromverbraucher im Gebäude. Die Systemauslegung und der optimale Betrieb der Wärmepumpe (möglichst hohe Jahresarbeitszahl) sind entscheidend für den EffizienzhausPLUS-Standard.

Unter dem Aspekt Sonstiges wird der Stromverbrauch aller Geräte aufgezeichnet, die nicht separat erfasst werden können, wie Kleinverbraucher (Staubsauger, Kaffeemaschine, etc.), IKT, Computer, Drucker sowie sämtlicher Stromverbrauch über Steckdosen.

Der Stromverbrauch der Wärmepumpe zur Bereitstellung der Raumheizung und Trinkwarmwasser hat dennoch nur einen Anteil von rund 1/3 am Gesamtstromverbrauch. Für die Gebäudekonditionierung (Beheizung, Kühlung und Lüftung sowie Trinkwarmwasserbereitung) ergibt sich ein Gesamtstromverbrauchsanteil von 32 %. Ein weiterer großer Anteil von 40,9 % entfällt auf den Haushaltsstrom (Haushalt, Beleuchtung, Sonstiges).

Die umfangreiche Ausstattung mit Messtechnik und die rechnerunterstützte GLT führen in diesem Bereich zu einem Stromverbrauch von über 1.000 kWh/a (11,3%), die im Wesentlichen dem wissenschaftlichen Begleitprogramm geschuldet sind und nicht repräsentativ für Einfamilienhäuser ist.

Für die Beladung des Elektrofahrzeugs wurde in den letzten vier Betriebsjahren 11,9 % (1.023 – 1.933 kWh/a) des Gesamtstromverbrauchs eingesetzt. Dies entspricht einer Reichweite von ungefähr 6.000 bis 11.500 km bei einem Durchschnittsverbrauch von 0,17 kWh/km.

Die verbleibenden 3,8 % sind auf Batterieverluste durch die Be- und Endladung sowie den Standby-Betrieb zurückzuführen.

Für die Haushaltsgeräte (Haushalt, Beleuchtung und Sonstiges) werden 17,6 bis 20,1 kWh/(m²_{Wfl} a) (4.576 bis 5.226 kWh/a) gemessen, auf den Gebäudebetrieb (Wärmepumpe, Lüftung, Umwälzpumpen, MSR) entfallen 17 bis 20,3 kWh/(m²_{Wfl} a) (4.420 bis 5.278 kWh/a), siehe Abbildung 17. Der jeweilige prozentuale Anteil am Gesamtstromverbrauch ist in Abbildung 18 dargestellt.

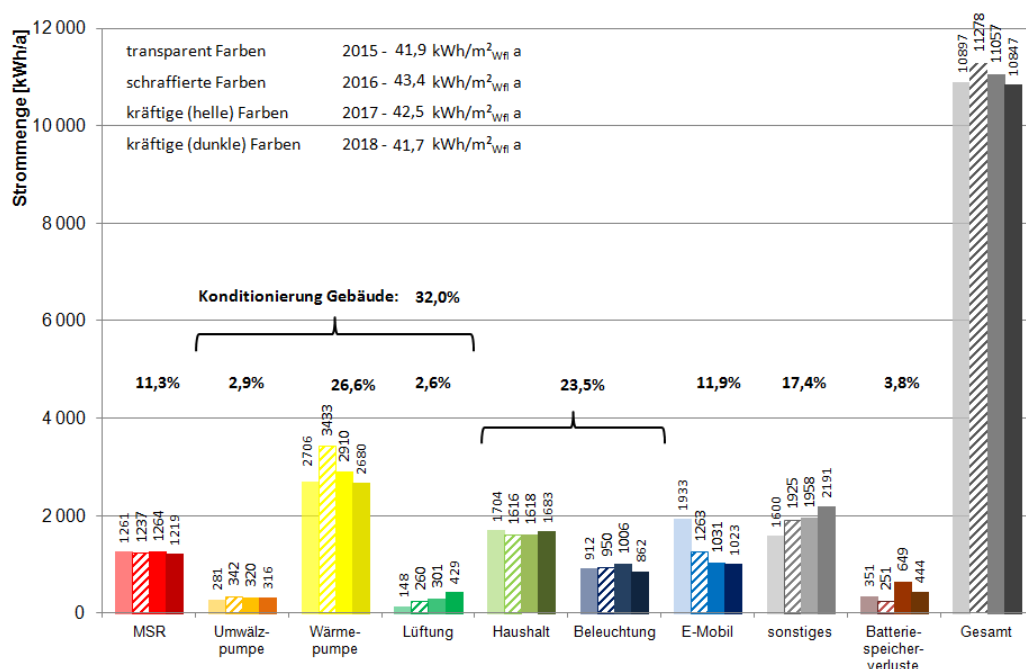


Abbildung 15: Jahres-Stromverbrauch nach Verbrauchern (2015 bis 2018)

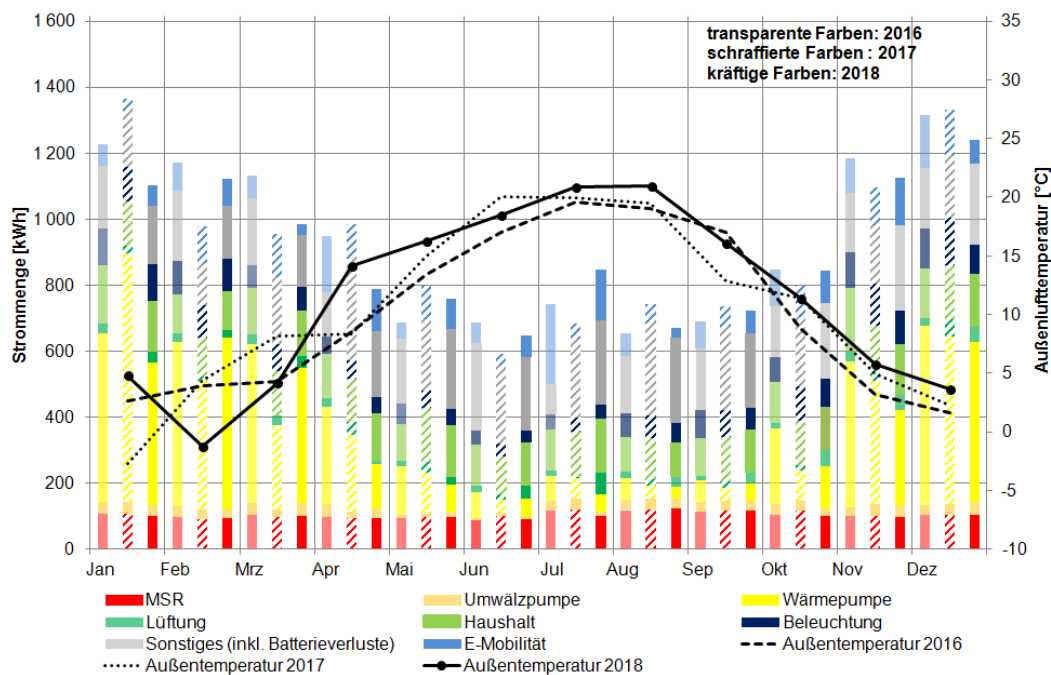


Abbildung 16: Differenzierter, kumulierter monatlicher Stromverbrauch und mittlere monatliche Außen-Lufttemperatur (2016 bis 2018)

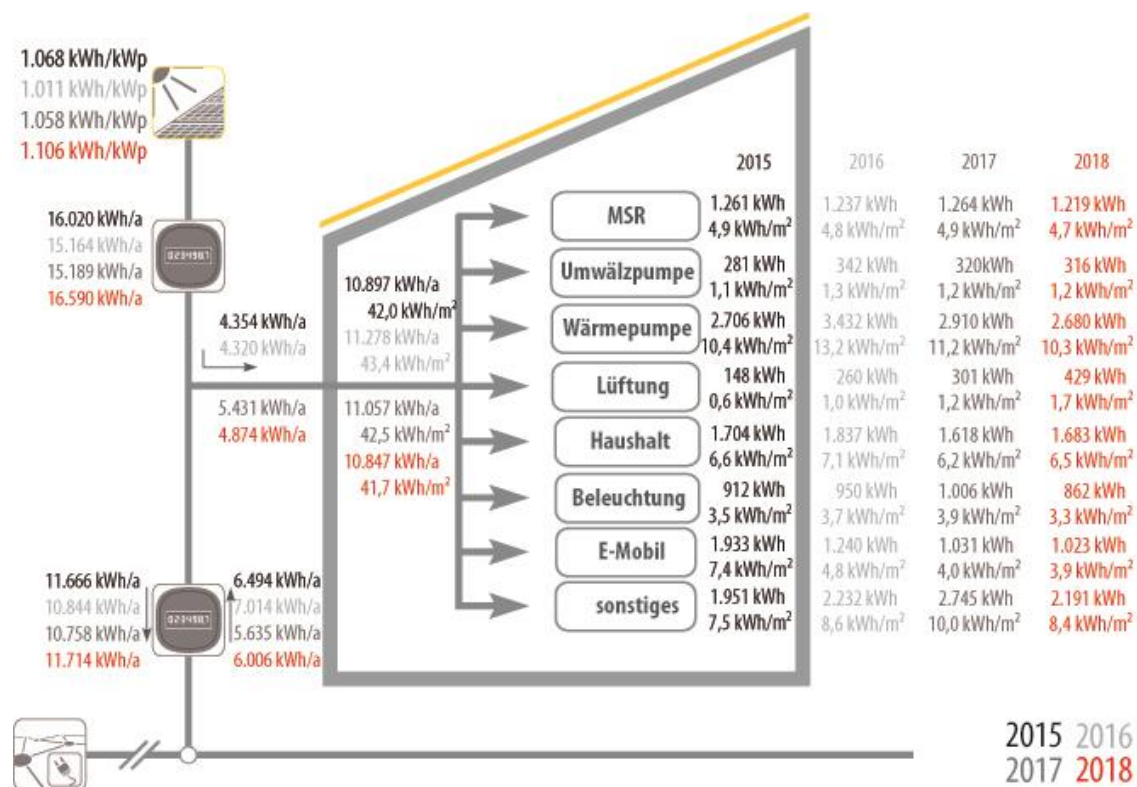


Abbildung 17: Stromverbrauch nach Verbrauchern, 2015 - 2018 (absolut und auf die Wohnfläche bezogen)

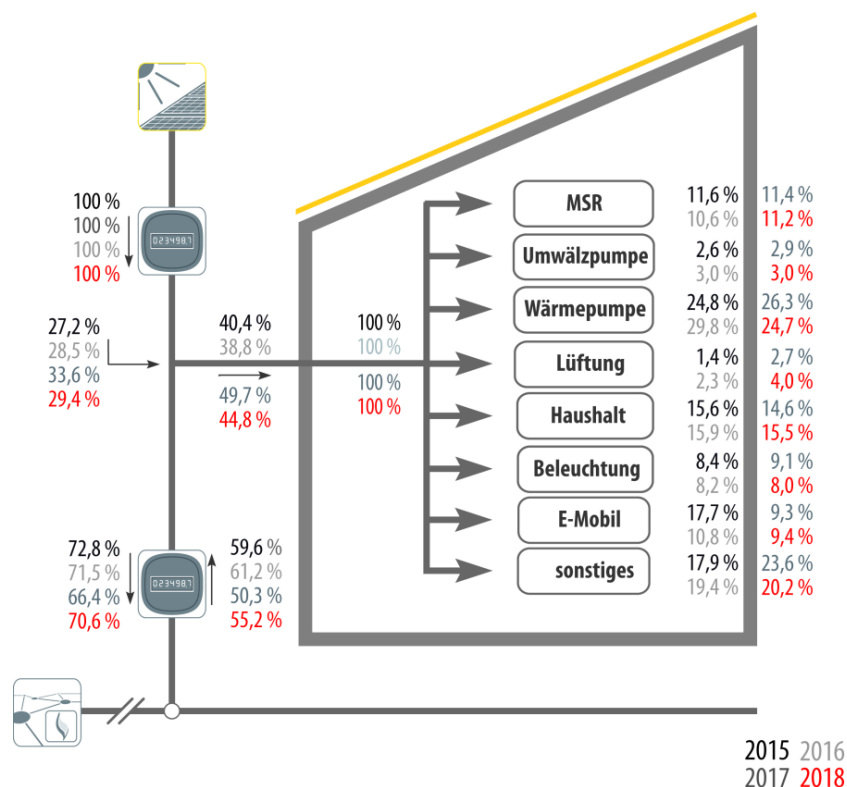


Abbildung 18: Stromverbrauch nach Verbrauchern, 2015 - 2018 (prozentuale Verteilung)

5.2.3. Wärmebilanz für 2015 bis 2018

Tabelle 4 zeigt die Anteile von Wärmebereitstellung und Wärmeverbrauch für das Gebäude, aufgeschlüsselt nach Wärmeerzeuger (Wärmepumpe), nach Wärmeverteilung (Pufferspeicher/Verteilung) und nach Wärmeübergabe (Heizung und Trinkwarmwasser). Der im Pufferspeicher integrierte elektr. Heizstab wurde kurz nach Inbetriebnahme abgeklemmt, so dass eine direkte Stromheizung nicht erfolgen kann.

Insgesamt werden in den Jahren 2015 - 2018 13.023 - 16.054 kWh/a Wärme erzeugt. Der spezifische Wert für die Erzeugung liegt zwischen 50,1 bis 61,7 kWh/(m²_{Wfl}·a). Ein Anteil von 8 bis 14 % der Wärmebereitstellung entfällt auf die Trinkwarmwasserbereitung. Zur Raumheizung werden ~ 80 - 82 % benötigt. Die Verluste durch Speicherung und Zirkulationsverluste liegen in den vier Betriebsjahren zwischen 6 % und 11 % (Abbildung 19 und Tabelle 5). Bezogen auf die Wohnfläche ergibt sich ein Heizwärmeverbrauch von 41,0 bis 50,2 kWh/(m²_{Wfl}·a) und ein Wärmeverbrauch von 4,9 bis 7,0 kWh/(m²_{Wfl}·a) für die Trinkwarmwasserbereitung (ohne Speicher- und Zirkulationsverluste).

Tabelle 4: Wärmeverbrauch Heizung (absolut und witterungsbereinigt) 2015 bis 2018

	2015	2016	2017	2018
	[kWh/(m ² _{Wfl} ·a)]	[kWh/(m ² _{Wfl} ·a)]	[kWh/(m ² _{Wfl} ·a)]	[kWh/(m ² _{Wfl} ·a)]
Wärmeverbrauch Heizung	41,0	50,2	47,2	41,3
Wärmeverbrauch (witterungsbereinigt)	45,8	53,6	50,1	49,5

Tabelle 5: Verteilung der Wärmemengen in 2015 bis 2018 (bezogen auf Wärmeerzeugung)

	2015		2016		2017		2018	
	[kWh/a]	[%]	[kWh/a]	[%]	[kWh/a]	[%]	[kWh/a]	[%]
Wärmeerzeugung / -bereitstellung								
Wärmepumpe	13.023	100	16.054	100	14.969	100	13.417	100
[kWh/(m ² _{WFl} ·a)]	50,1		61,7		57,6		51,6	
Wärmeverteilung/ Wärmespeicherung								
Verteilverluste	1.094	8	1.718	11	1.405	9	855	6
Nutzwärme								
Trinkwarmwasser	1.265	10	1.286	8	1.291	9	1.834	14
Heizung	10.663	82	13.050	81	12.273	82	10.728	80

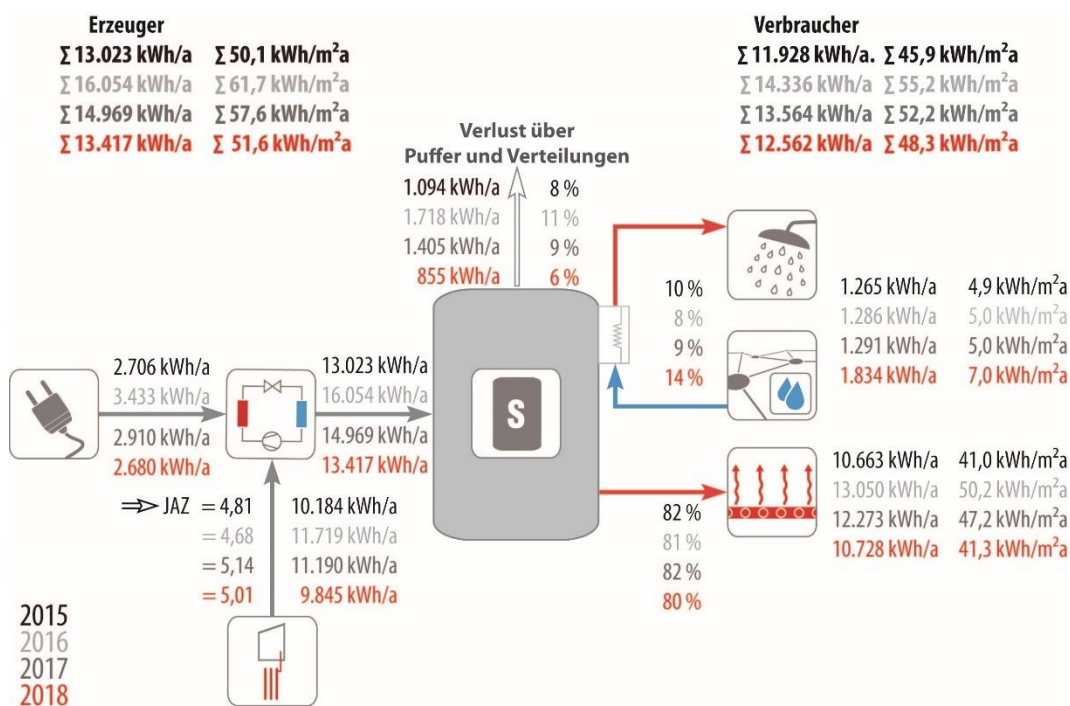


Abbildung 19: Jährliche Wärmemengen aufgeteilt in Erzeugung, Verteilung und Übergabe von 2015 bis 2018

5.2.4. Wärmepumpe

Die Wärmepumpe ist im Nur-Stromkonzept der größte Einzelverbraucher. Eine Anpassung von Erzeugung und Verbrauch bietet daher die größte Möglichkeit für eine Erhöhung des Eigenstromanteils. Um einen möglichst großen Anteil des PV-Ertrags vor Ort zu nutzen und damit zur Erhöhung der Eigenstromnutzung beizutragen, wird durch die Implementierung abgestimmter Regelstrategien die Laufzeit der Wärmepumpe erhöht.

Während der Sommermonate wird die Wärmepumpe ausschließlich zur Warmwasserbereitung genutzt. Die Wärmepumpe läuft in dieser Zeit nur mit jeweils kurzer Betriebsdauer, jedoch auf einem relativ hohen Temperaturniveau. Dieser Betriebszustand ist für die Wärmepumpe energetisch ineffizienter als der Heizbetrieb, dennoch werden Arbeitszahlen von bis zu 4,5 erzielt (Abbildung 20 bis Abbildung 22). In der Heizperiode steigt die Arbeitszahl in den betrachteten Jahren bis auf 6,0. Die Jahresarbeitszahl liegt in den letzten vier Jahren zwischen 4,7 und 5,1.

Hinweis: Der Pufferspeicher wird im Regelbetrieb auf ein oberes Temperaturniveau von 60 °C gefahren, um die Trinkwassererwärmung im Durchflussprinzip zu gewährleisten. Die Vorlauf-temperatur der Fußbodenheizung ist Außentemperaturgeführt und beträgt maximal 35 °C bei – 20 °C Außentemperatur.

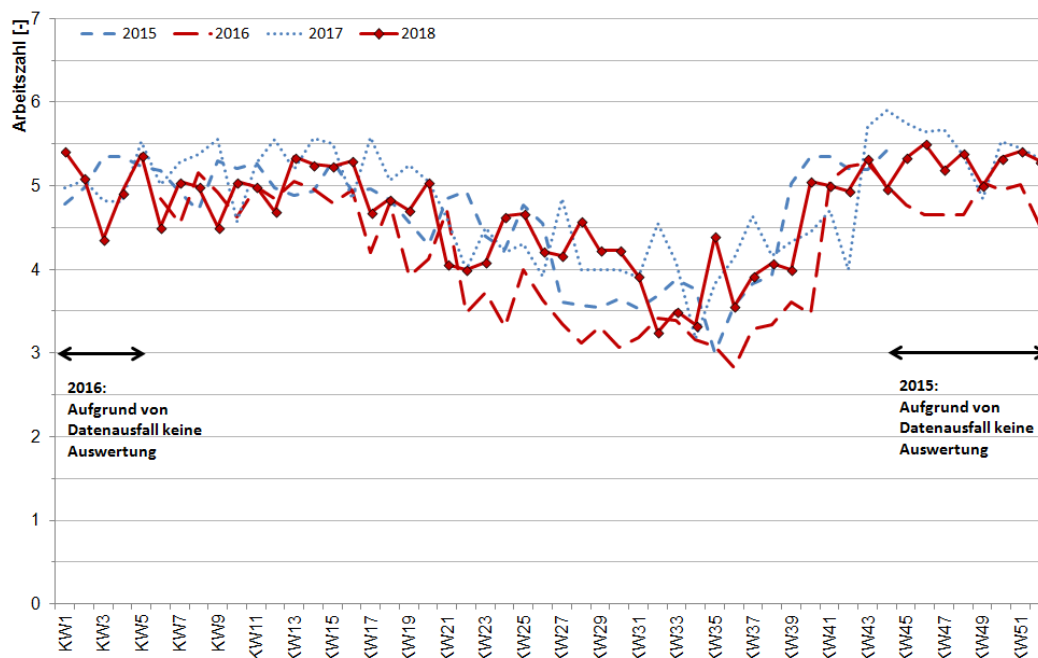


Abbildung 20: Wöchentliche Arbeitszahl der Wärmepumpe seit Januar 2015

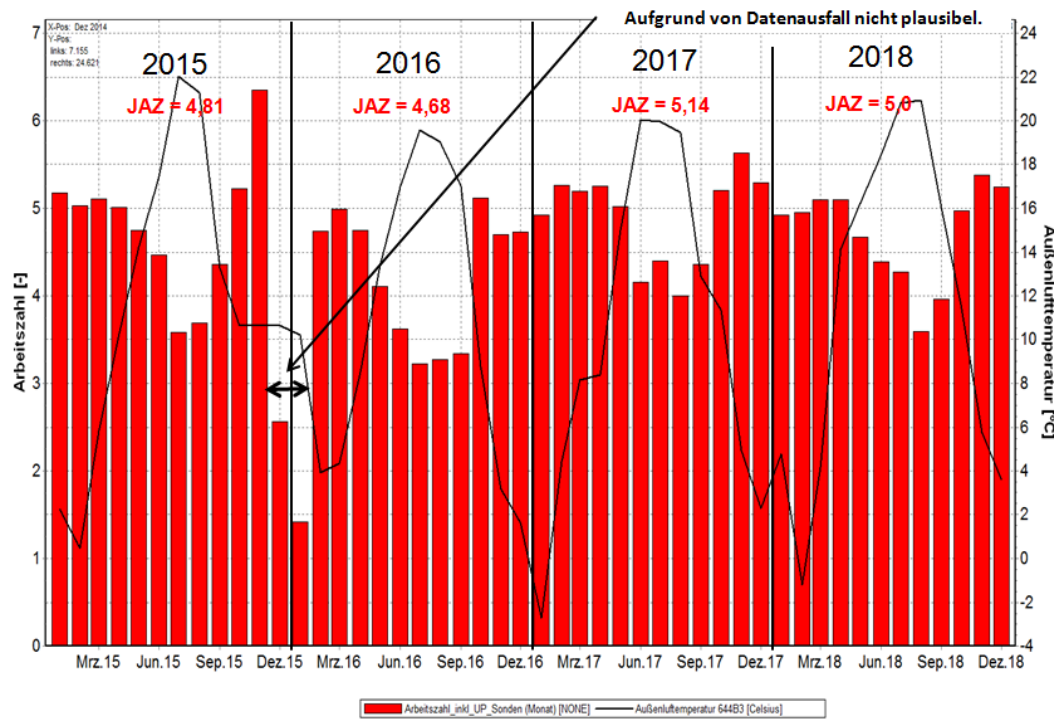


Abbildung 21: Monatliche Arbeitszahl der Wärmepumpe seit Januar 2015

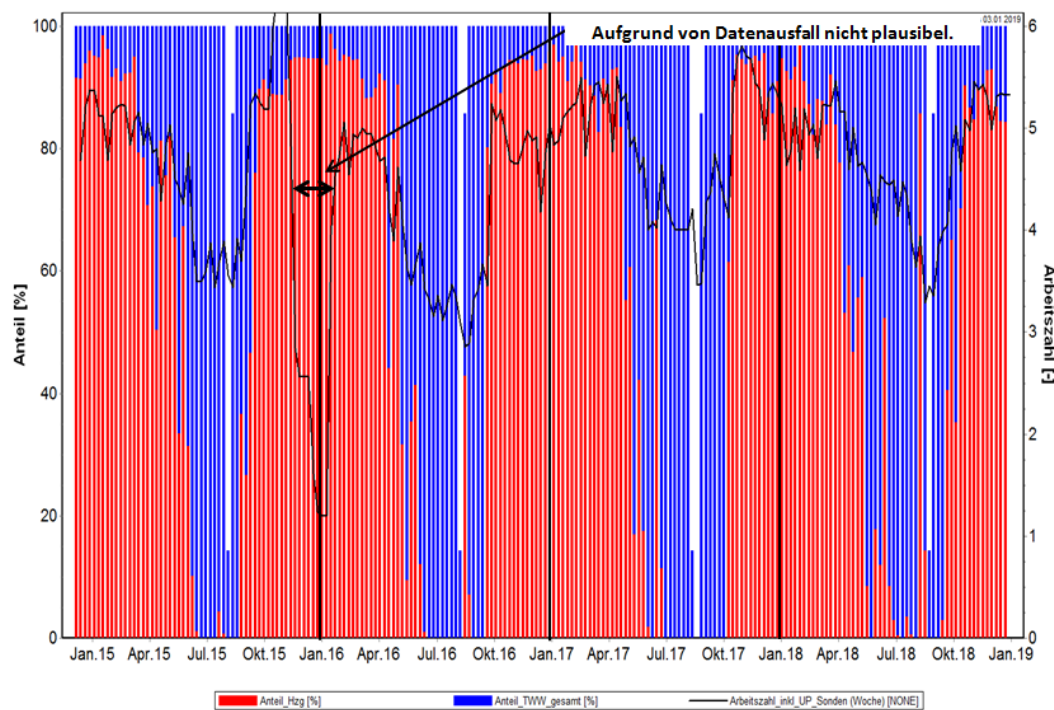


Abbildung 22: Wöchentliche prozentuale Wärmebereitstellungverteilung für Heizung und Trinkwarmwasser seit Januar 2015

6. IMPLEMENTIERUNG VON STROMSPEICHERN IN EFFIZIENZHAUSPLUS GEBÄUDEN (AP2)

Eine Recherche und Analyse zur Entwicklung, Implementierung und Umsetzung von Stromspeichern in Wohngebäuden soll aufzeigen, welche Marktrelevanz und somit welche Akzeptanz Stromspeicher in den letzten Jahren vollzogen haben.

Des Weiteren soll in diesem Kapitel auf die Einbindung und Umsetzung von Stromspeichern in das Energie- als auch Gebäudekonzept eingegangen werden, um so Hinweise für zukünftige Planungen zu geben als auch eine Implementierung zu vereinfachen.

6.1. Marktentwicklung

Die aufgeführten Gegenüberstellungen und Auswertungen von Lithium-Ionen- und Blei-Säure-Batterien beruhen, wenn nicht anderweitig vermerkt, auf folgenden Studien

- Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk: „Marktübersicht Batteriespeicher“ [21]
- PV-Magazine: „Produktdatenbank Batteriespeichersysteme für Photovoltaikanlagen“ [22]
- „Evaluierung der Weiterverwendung gebrauchter Lithium-Ionen-Zellen aus der Elektromobilität und Marktübersicht Hausbatterien - Marktübersicht Hausbatterien, EKF - Energie- und Klimafonds“ [13]
- „Evaluierung der Weiterverwendung gebrauchter Lithium-Ionen-Zellen aus der Elektromobilität und Marktübersicht Hausbatterien - Evaluation der Batterien“ [14]
- „Evaluierung der Weiterverwendung gebrauchter Lithium-Ionen-Zellen aus der Elektromobilität und Marktübersicht Hausbatterien - Evaluation des Stromspeichersystems“ [15]

und umfassen Batterien bis zu einer Nutzkapazität von 100 kWh.

Als Nutzkapazität wird der Teil der Batteriekapazität beschrieben, der für die Anwendung im Betrieb tatsächlich zur Verfügung steht. Im Unterschied zur Nennkapazität ist es der Anteil, der nach Berücksichtigung der Entladetiefe zur Verfügung steht.

6.1.1. Implementierung von Batterien

Die Auswertung der Wohngebäude aus der Forschungsinitiative EffizienzhausPLUS [03] (36 Gebäude) und dem KfW-Programm - Erneuerbare Energien "Speicher" [07] vermittelt einen guten Einblick, in welchem Umfang mittlerweile elektrische Speicher in Wohngebäuden eingesetzt werden.

Es zeigt sich, dass 51 % der 36 Forschungshäuser im EffizienzhausPLUS-Netzwerk mit einem Solarstromspeicher ausgestattet sind. Dabei wurden am häufigsten Lithium-Batterien eingesetzt (Abbildung 23).

Die installierte Nennspeicherkapazität der Batterien liegt bei den betrachteten Einfamilienhäusern zwischen 3,5 und 24 kWh_{Nenn} und bei den Mehrfamilienhäusern zwischen 60 und 250 kWh_{Nenn}. Dabei bezieht sich die Nennspeicherkapazität auf das gesamte Strom-Fassungsvermögen der Batterie.

Bezogen auf die kW_p-Leistung der zugehörigen PV-Anlagen ergeben sich Kennwerte zu 0,46 bis 2,6 kWh_{Nenn}/kW_p. Der Mittelwert des Verhältnisses Batterie zu PV-Anlage liegt bei 0,85 kWh_{Nenn}/kW_p.

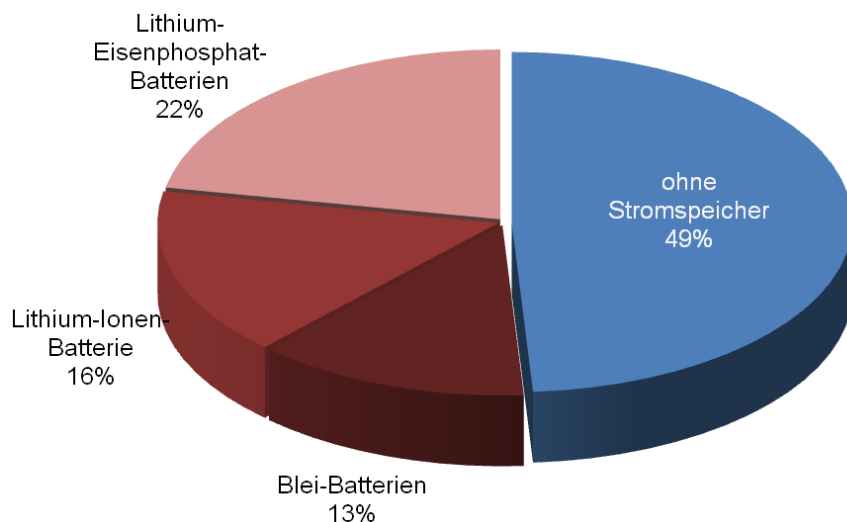


Abbildung 23: Übersicht der Anteile verbauter Solarstromspeicher in Einfamilienhäusern der EffizienzhausPLUS Gebäude (Stand 2016)

Auf Basis der Förderberichte der KfW-Bank sind in Abbildung 24 die Anzahl der geförderten Stromspeicher für PV-Bestands- und Neubauanlagen abgebildet. Ein Hochpunkt der Implementierung von Stromspeichern als Ergänzung bzw. als Komplettsystem (PV + Batterie) ist im Jahr 2015 festzustellen. Es wurden rund 7.500 neue PV-Anlagen mit Batterien gekoppelt und rund 1.200 Bestandsanlagen mit einem Solarstromspeicher ergänzt.

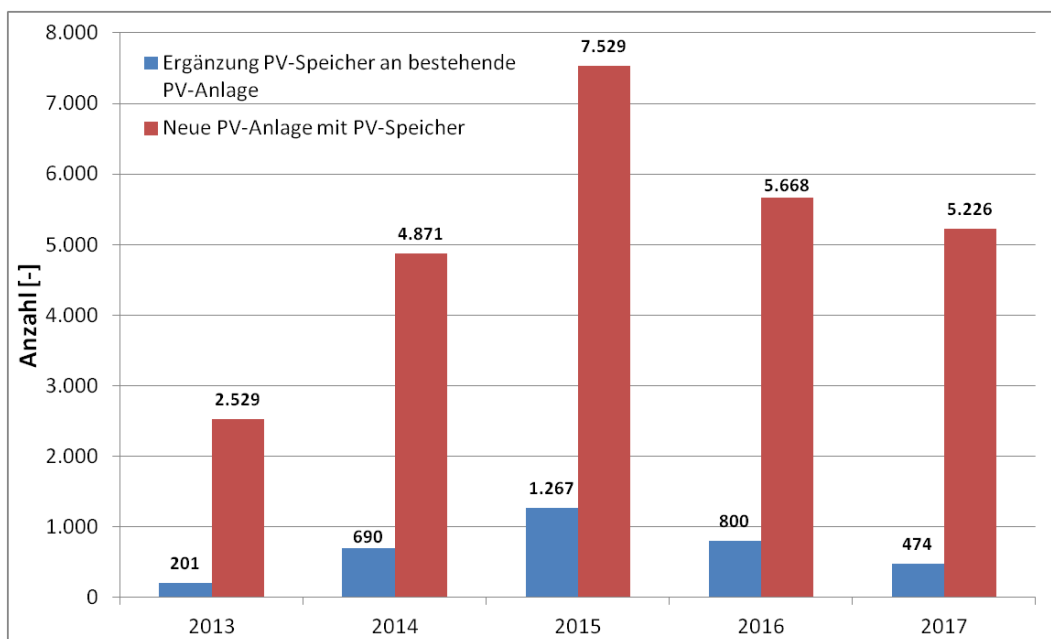


Abbildung 24: Anzahl der geförderten Solarstromspeicher für Bestands- und Neubauanlagen der KfW; 2013 – 2017

Die Verkaufszahlen aus dem Jahresbericht „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0“ der RWTH Aachen [04] zeigen für den Zeitraum 2013 bis 2017, dass die Neuinstallationen von Stromspeichern in den letzten fünf Jahren deutlich zugenommen haben, Abbildung 25. Seit 2013 konnten die Neuinstallationen von 5.000 Stück/a auf 37.000 Stück/a gesteigert werden. Allein von 2016 auf 2017 konnten die Installationen um ca. 50 % erhöht werden.

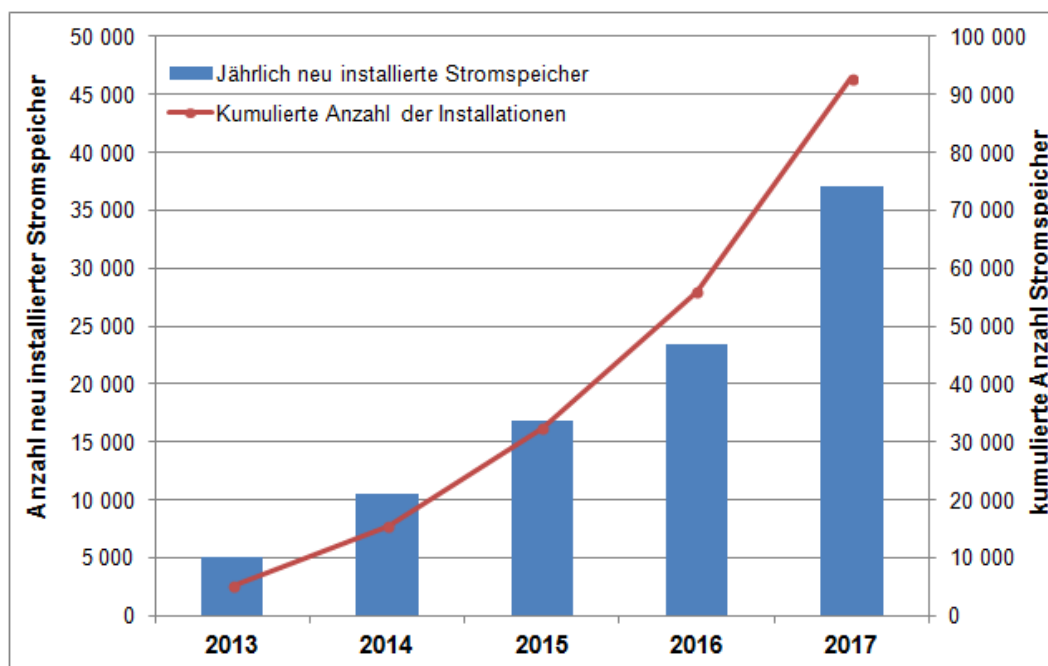


Abbildung 25: Jährliche Zubaurate an Batteriespeichern für PV-Anlagen in Deutschland von 2013 bis 2017, nach [04] [17]

6.1.2. Marktanteile der verschiedenen Batterietechnologien

Unter Verwendung diverser Marktübersichten und -zusammenstellungen kann über die Jahre 2013 bis 2017 ein Vergleich der Marktanteile der unterschiedlichen Batterietechnologien erstellt werden.

Während im Jahr 2013 nur 63 % der auf dem Markt angebotenen Batteriespeicher bis 100 kWh Nutzkapazität Lithium-Ionen-Batterien waren, betrug deren Anteil 2015 bereits 80 % und steigt bis 2017 auf 86 % an. Für die Marktanteile von Blei-Säure-Batterien ist für diesen Zeitraum dementsprechend ein Rückgang zu beobachten, von 37 % im Jahr 2013 auf nur noch 12 % im Jahr 2017. Für Redox-Flow- und AHI (Aqueous Hybrid Ion)-Batterien, welche im Jahr 2017 einen Marktanteil von jeweils ~ 1 % einnehmen, sind in den Marktübersichten von 2013 und 2015 noch keine Anteile aufgeführt (siehe Abbildung 26).

Die zunehmende Verdrängung von Blei-Säure-Batterien durch Lithium-Ionen-Batterien ist insbesondere auf die höhere Effizienz sowie längere Lebensdauer dieser Technologie zurückzuführen. Ein weiterer Grund ist die Preissenkung für Lithium-Ionen-Speicher in den letzten Jahren sowie die kompaktere Bauweise des Batterietyps. [10]

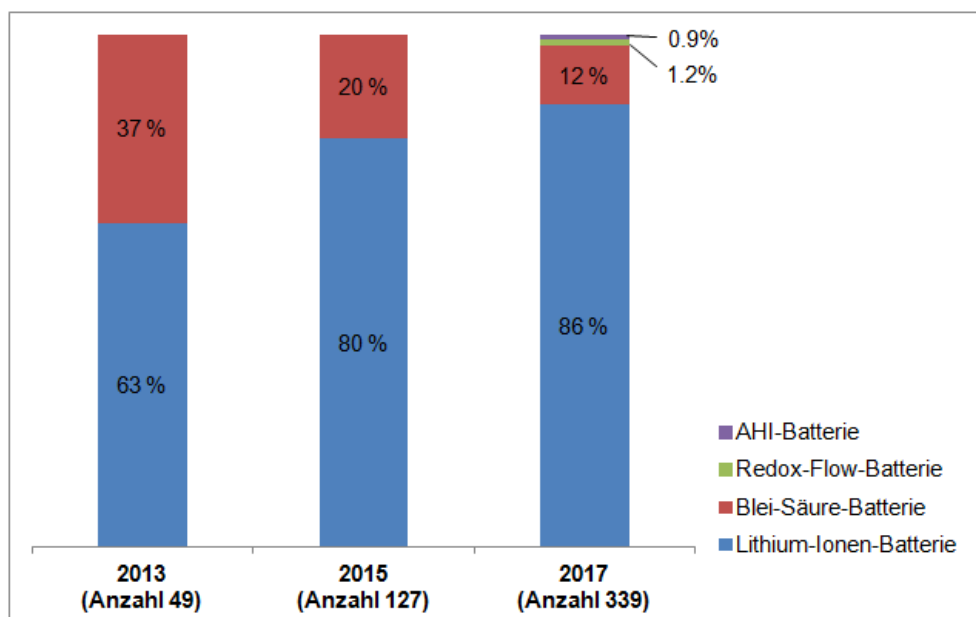


Abbildung 26: Marktanteile der Batterietechnologien (bis 100 kWh Nutzkapazität); 2013 bis 2017

6.1.3. Investitionskosten von Stromspeichern

Aus den oben genannten Quellen kann ermittelt werden, dass bezogen auf die maximale Nutzkapazität des Speichers sich sowohl für Lithium-Ionen- als auch für Blei-Säure-Batterien bis zu 100 kWh Nutzkapazität eine kontinuierliche Abnahme der spezifischen Investitionskosten (netto) für den Zeitraum von 2013 bis 2017 ergibt. Die mittleren spezifischen Investitionskosten für Lithium-Ionen-Batterien sind von ~2.500 €/kWh_{Nutz} im Jahr 2013 auf 1.300 €/kWh_{Nutz} im Jahr 2017 gesunken und haben sich somit nahezu halbiert. Für Blei-Säure-Batterien liegt in diesem Zeitraum ein Rückgang der mittleren spezifischen Investitionskosten von rund 65 % vor, von 1.600 €/kWh_{Nutz} auf 570 €/kWh_{Nutz} (siehe Abbildung 27).

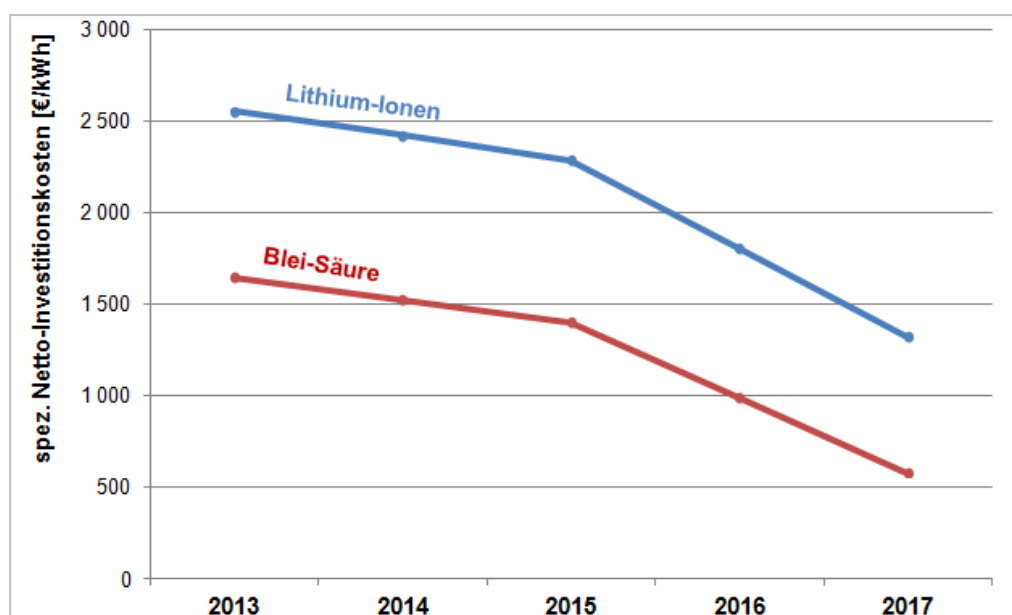


Abbildung 27: Spezifische Investitionskosten von Lithium-Ionen- und Blei-Säure-Batteriespeicher (bis 100 kWh Nutzkapazität); 2013 bis 2017

6.1.4. Entwicklung der Batterietechnologien

Im Rahmen des Forschungsprojektes werden die Batterietechnologien Lithium-Ionen und Blei-Säure betrachtet und im Weiteren analysiert. Darüber hinaus werden in diesem Kapitel die Eigenschaften sowie Potentiale der beiden Batterietechnologien den Technologien Natrium-Schwefel und Redox-Flow gegenübergestellt. Eine Übersicht und Gegenüberstellung der betrachteten Stromspeichertechnologien zeigt die Tabelle 6.

Bezüglich der Eigenschaften und Potentiale ist anzumerken, dass die Standby-Verluste bzw. die Selbstentladung / -erhaltung einen großen Einflussfaktor darstellt, der nicht zu vernachlässigen ist. In anderen Projekten hat sich gezeigt, dass hier hohe Energieflüsse stattfinden und somit auch zusätzliche Kosten entstehen können, die bei der Planung größtenteils vernachlässigt werden.

Tabelle 6: Batterietechnologienvergleich [11], [12], [10]

Stromspeicher	Lithium-Ionen	Blei-Säure	Natrium-Schwefel (NaS)	Redox-Flow
Wirkungsgrad gesamt	80 – 90 %	70 – 80 %	70 – 85 %	70 – 85 %
Energiedichte	200 – 500 Wh/l	50 – 100 Wh/l	150 – 250 Wh/l	20 – 70 Wh/l
Vollzyklen	1.000 - 10.000	500 - 4.000	5.000 - 10.000	> 10.000
Lebensdauer	5 – 25 a	5 – 20 a	15 – 25 a	10 – 20 a
Entladetiefe	bis 100 %	50 – 80 %	100 %	bis 100 %
Selbst-entladung	< 3 - 5 % / Monat	2 – 5 % / Monat	5 – 15 % / Tag	Sehr gering
Investitions- kosten (Netto)	600 – 1.200 €/kWh	300 – 1.000 €/kWh	k. A.	600 – 1.200 €/kWh
Vorteile	Lebensdauer, Energiedichte, Wartung	Etablierte Technologie, Wartung, Kosten	Verhältnis Lebensdauer zu Investitions- kosten	Selbstentladung, Standzeiten, Vollzyklen, Sicherheit
Nachteile	Reifegrad, Kosten, Brandgefahr	Energiedichte, Belüftung	Selbstentladung, Erfahrung, Brandgefahr	Reifegrad, Wartung; hohe Erhaltungs- ladung bei Nicht- nutzung

Wirkungsgrad

Ein Vergleich der Systemwirkungsgrade der derzeit am Markt verfügbaren Stromspeicher ist nur bedingt möglich, da in den Herstellerangaben der einzelnen Systeme häufig Informationen

über die Ermittlung des jeweiligen Wirkungsgrades fehlen. Dazu zählen in erster Linie die zugrundeliegende Entnahmeleistung sowie etwaige elektronische Zusatzkomponenten, welche zur Verringerung des Systemwirkungsgrades beitragen.

Im Jahr 2013 lag der angegebene Systemwirkungsgrad bei Lithium-Ionen-Batterien zwischen 70 und 97 %, bei Blei-Säure-Batterien zwischen 89 und 98 %. 2015 wurde für Lithium-Ionen-Batterien ein Spektrum von 85 bis 98 % genannt, bei Blei-Säure-Batterien bewegte sich der Systemwirkungsgrad zwischen 80 und 96 % [13] [14][15].

Der Ladewirkungsgrad liegt bei modernen Blei-Säure-Batterien bei maximal 85 %. Lithium-Ionen-Batterien erreichen mittlerweile hingegen Ladewirkungsgrade von annähernd 100 %, so dass die in den Bestandsstudien aufgeführten Systemwirkungsgrade von maximal 98 % als durchaus realistisch einzuschätzen sind [16].

Nutzkapazität

Die durchschnittliche maximale Nutzkapazität der auf dem Markt erhältlichen Batteriespeicher bis 100 kWh hat im Zeitraum von 2013 bis 2017 bei Lithium-Ionen- und Blei-Säure-Batterien nur leicht zugenommen. Bei Lithium-Ionen-Speichern stieg die durchschnittliche Nutzkapazität von etwa 8 kWh auf 12 kWh, während bei Blei-Säure-Speichern eine Zunahme von ca. 7 kWh auf 14 kWh vorliegt. Gleichzeitig besitzen die im Jahr 2017 betrachteten Batteriespeicher ein wesentlich größeres Kapazitätsspektrum im Vergleich zu den Vorjahren. So betrug im Jahr 2013 die maximale Nutzkapazität von Lithium-Ionen-Batterien 29 kWh und erreicht im Jahr 2017 einen Wert von 86 kWh. Bei Blei-Säure-Batterien ist ein Anstieg von 36 kWh auf 96 kWh zu verzeichnen (siehe Abbildung 28).

Es ist anzumerken, dass in den analysierten Marktübersichten der jeweiligen Jahre ausschließlich Einzelsysteme von Stromspeichern betrachtet wurden. Häufig werden mehrere Einzelspeicher zur Erhöhung der verfügbaren Kapazität modular zusammengeschaltet und erreichen so eine deutlich höhere Kapazität.

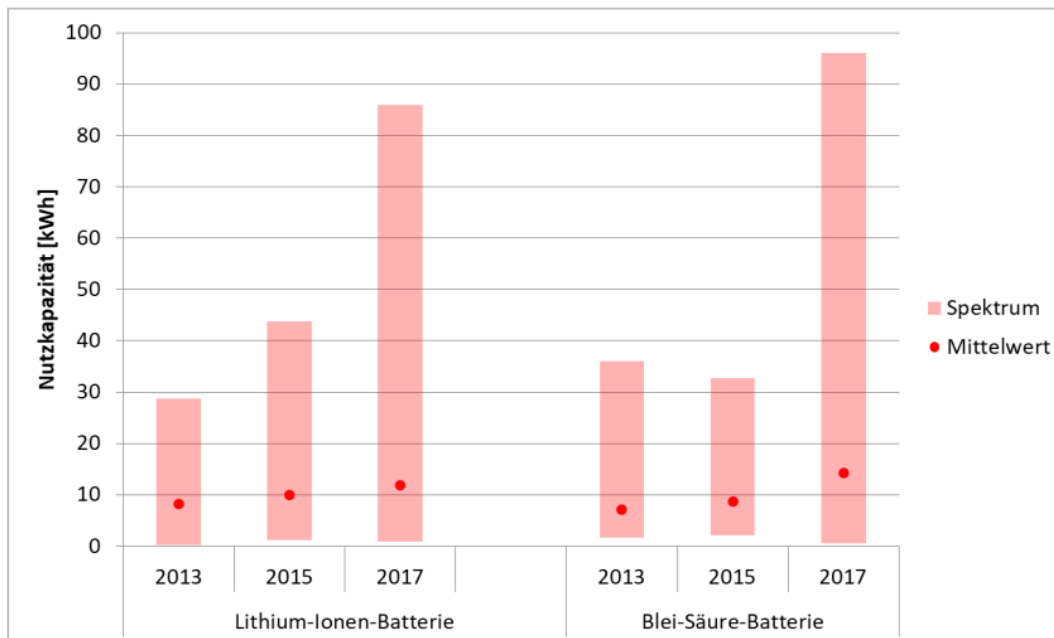


Abbildung 28: Nutzkapazitäten von Lithium-Ionen- und Blei-Säure-Batteriespeichern (bis 100 kWh Nutzkapazität, Einzelmodul); 2013 bis 2017 (nach Angaben aus oben genannten Studien)

Entladeleistung

Bei den erreichbaren Entladeleistungen von Lithium-Ionen- und Blei-Säure-Batterien zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei der zuvor dargestellten Entwicklung der Nutzkapazität im Verlauf der letzten vier Jahre. Für beide Batterietypen sind mittlerweile Systeme mit einer höheren Bandbreite bezüglich der verfügbaren Entladeleistung am Markt erhältlich als zu Beginn des Betrachtungszeitraums. So lagen bei der Lithium-Ionen-Technologie 2013 noch Batterien mit einer Entladeleistung von maximal 30 kW vor, während 2017 bereits Entladeleistungen von 72 kW realisiert werden können. Bei Blei-Säure-Batterien ist ein Anstieg von 28 kW auf maximal 42 kW zu beobachten. Die durchschnittlichen Entladeleistungen der Batterien haben sich in dem Zeitraum hingegen kaum verändert. Diese liegen bei Lithium-Ionen-Batterien bei ca. 7 kW und bei Blei-Säure-Batterien in etwa zwischen 5 kW und 7 kW (siehe Abbildung 29).

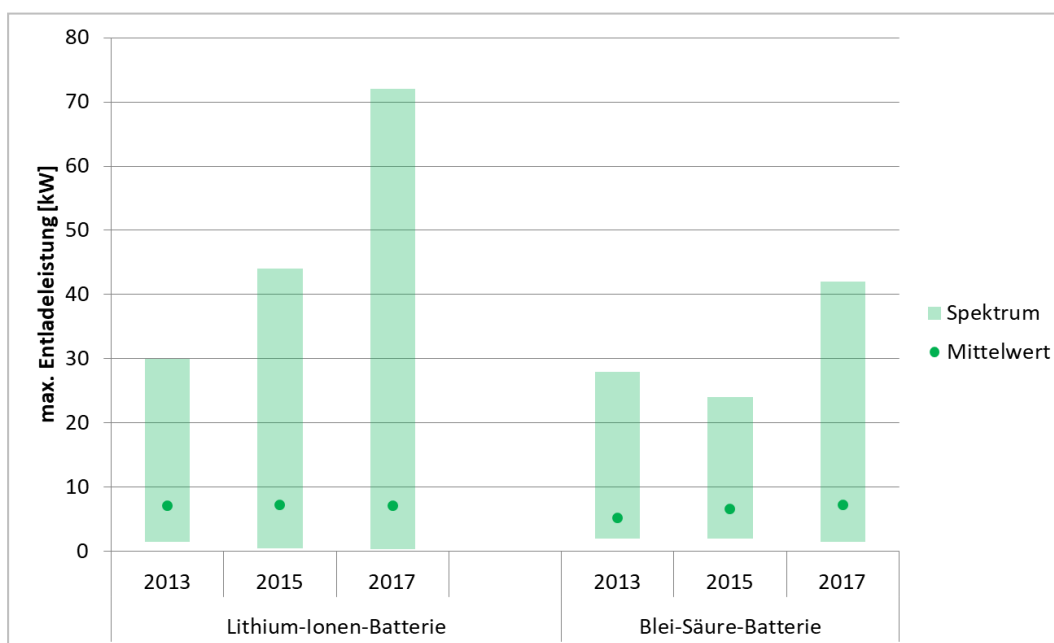


Abbildung 29: Maximale Entladeleistungen von Lithium-Ionen- und Blei-Säure-Batteriespeicher (bis 100 kWh Nutzkapazität); 2013 bis 2017 (nach Angaben aus oben genannten Studien)

6.2. Einbindung von Batterien in das Stromnetz – AC- oder DC-seitig

Im Rahmen des Forschungsprojektes werden die gegenwärtig marktüblichen Systemvarianten zur Einbindung von Solarstromspeichern in das Hausstromnetz dargestellt und zwischen DC-Generator-gekoppelten, DC- und AC-gekoppelten Systemen unterschieden (Abbildung 30). Die Betrachtung bezieht sich nur auf Hochvoltbatterien, sodass etwaige Spannungsdifferenzen zwischen AC/DC Wandlern nicht durch Transformatoren ausgeglichen werden müssen.

Im Folgenden sollen u. a. die Anforderungen, welche bei der Implementierung von DC- sowie AC-Einbindungen zu berücksichtigen sind, sowie welche Vor- und Nachteile der einzelnen Einbindungen zuzuweisen sind, aufgeführt werden.

Der Wirkungsgrad der Stromspeicherung minimiert sich je mehr Wandlungen von Gleichstrom in Wechselstrom und umgekehrt vollzogen werden müssen. Daher ist generell festzuhalten, dass Wandlungsverluste so gering wie möglich gehalten werden sollten und bereits in der Planung darauf geachtet werden muss, dass Batterien heutzutage eher auf der DC-Seite eingebunden werden.

K1 - DC-Generatorkopplung

Bei der Generatorkopplung handelt es sich um eine eher unkonventionelle Einbindung und Art der DC-Kopplung. Bei der Generatorkopplung wird der Stromspeicher direkt mit der Gleichstromleitung der PV-Anlage verbunden und über einen Laderegler an den Gleichstromkreis des PV-Wechselrichters angeschlossen. Die Beladung des Stromspeichers erfolgt somit direkt aus der PV-Anlage. Zum Energieaustausch mit dem Gebäude wird der vorhandene PV-Wechselrichter verwendet.

K2 - DC-Zwischenkreiskopplung

Der Anschluss des Stromspeichers erfolgt im Gleichstromzwischenkreis der PV-Anlage und somit bevor die erzeugte Energie der Photovoltaikanlage zu Wechselstrom umgerichtet wird. Zur Verknüpfung mit dem Wechselrichter benötigt die Batterie einen Laderegler.

K3 - AC-Kopplung

Der Stromspeicher wird hinter dem PV-Wechselrichter über einen eigenen Wechselrichter ans Hausstromnetz angebunden. Der Stromspeicher ist somit unabhängig vom PV-Kreis und wechselstromseitig eingebunden. Die PV-Anlage kann unverändert bleiben und bedarf keiner weiteren Betrachtung.

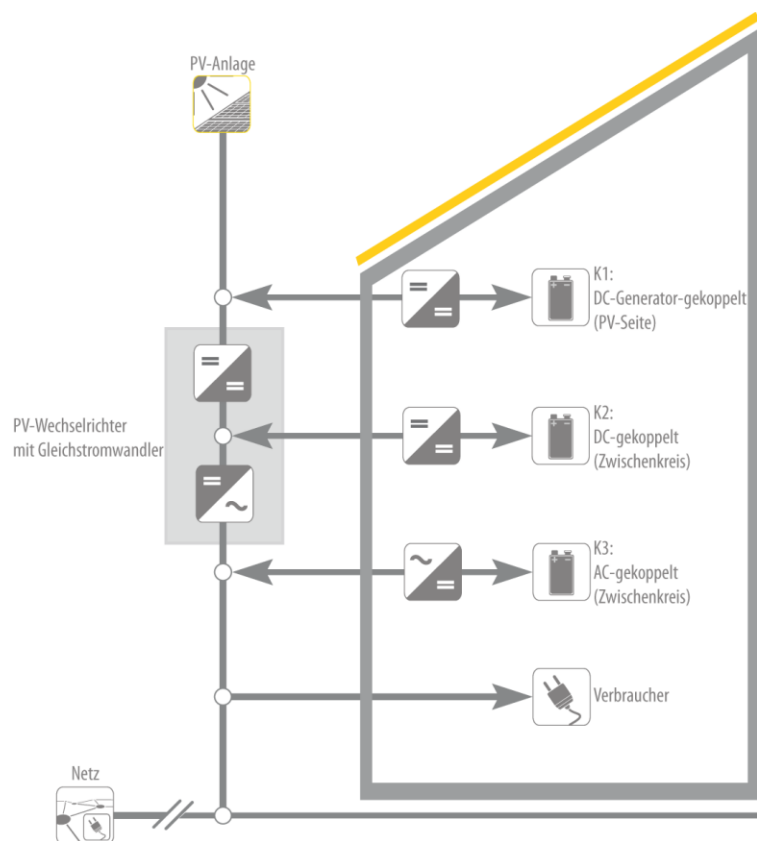


Abbildung 30: Einbindungsmöglichkeiten eines Solarstromspeichers

Tabelle 7: Vor- und Nachteile der Kopplungsarten von Stromspeichern [17][18]

Kopplungsart	K1 - DC	K2 - DC	K3 - AC
PV-Anlage vs. Batterie		PV-Anlage und Batterie müssen aufeinander abgestimmt werden; Wechselrichter als Kopplungsglied	zwei unabhängige Systeme, die nur während des Beladungsvorgangs gemeinsam betrieben werden
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> nachrüstbar wenige Anbieter 	<ul style="list-style-type: none"> kostengünstig bei Neuanlagen, da optimale Komponentenabstimmung realisiert werden kann geringere Umwandlungsverluste geringer Platzbedarf 	<ul style="list-style-type: none"> Flexibilität unabhängig von PV-Anlage freie Skalierung und Wahl des Batteriesystems einfache Nachrüstung
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> Abhängigkeit vom PV-Wechselrichter hinsichtlich Betriebsspannung und Entladeleistung bei Ausfall des PV-Wechselrichters ist keine Nutzung des Speichers möglich 	<ul style="list-style-type: none"> geringe Flexibilität; Vorgabe von z.B. Eingangsleistungen und Spannungen aufwendige Nachrüstung (ggf. Tausch des Wechselrichters) Erweiterungsmöglichkeiten eingeschränkt Sicherheitsmaßnahmen 	<ul style="list-style-type: none"> Kosten durch zusätzlichen Wechselrichter höhere Umwandlungsverluste höhere Leistungsverluste, da Wechselstrom; Leitungslängen kurz wählen höherer Platzbedarf

6.2.1. Wirkungsgrad und Wandlungsverluste

Für die Berechnung des Gesamtwirkungsgrads eines PV-Batteriespeichersystems müssen Verluste an verschiedenen Stellen des Systems berücksichtigt werden. In jeder Komponente, von der Photovoltaikanlage über die Wechselrichter bis zum Batteriesystem, treten während des Energietransportes elektrische (Wandlungs-)Verluste auf. Wird jede Komponente allein betrachtet, erscheinen die Verluste marginal, jedoch bestimmen sie als Summe den Gesamtwirkungsgrad deutlich mit. Zu den Einflussfaktoren des Wirkungsgrades gehören neben der Architektur der Leistungselektronik und die Anschlussart des Speichers auch weitere systeminterne und externe Faktoren. Der Wirkungsgrad kann sich u. a. durch den Einsatz ergänzender Technik, durch Parameteränderung im System oder auch durch die verbrauchsorientierte Dimensionierung der Komponenten ändern. Die Wahl der Kopplungsart entscheidet somit nicht allein über die Effizienz des Systems, ist aber ein wichtiger Dimensionierungspunkt im Gesamtsystem. Bei der Systemauslegung oder Wahl der Kopplungsart der Stromspeicher ist daher unbedingt darauf zu achten, dass die Systemverluste mitberücksichtigt werden. Eine individuelle Betrachtung des Gebäudes, der möglichen Anlage als auch des privaten Verbrauches muss erfolgen, um die energieeffizienteste Kopplung zwischen den Komponenten zu ermöglichen. Der Wirkungsgrad stellt ein Maß für die Effizienz eines Systems dar. Er ergibt sich aus dem Verhältnis der zugeführten Leistung zur abgeführten Leistung. Der Gesamtwirkungsgrad setzt sich dann aus dem jeweiligen Wirkungsgrad der einzelnen Komponenten zusammen. Über den Gesamtwirkungsgrad des Systems kann auch auf die Verluste geschlossen werden. Je größer die Verluste, desto weniger Energie kann im Haushalt genutzt werden.

Für Speichersysteme sind vier unterschiedliche Wirkungsgrade entscheidend:

Tabelle 8: Wirkungsgrade (Literaturwerte) unterschiedlicher Wandlungspfade

	Wandlungspfad		Wirkungsgrad
PV2AC		<p>Wirkungsgrad für die zeitgleich zur Erzeugung verbrauchte PV-Energie und die ins Netz eingespeiste Energie</p>	<p>90 – 96 %</p>
PV2BAT		<p>Wirkungsgrad für die Ladung der Batterie aus PV-Energie</p>	<p>AC-Kopplung > 85 % DC-Kopplung > 94 %</p>
BAT2AC		<p>Wirkungsgrad der Leistungselektronik beim Entladen der Batterie</p>	<p>AC-Kopplung > 93 % DC-Kopplung > 95 %</p>
BAT		<p>Wirkungsgrad für die Zwischenspeicherung in der Batterie</p>	<p>~ 95 %</p>

Werden die Wirkungsgrade sowie der Systemwirkungsgrad der beiden Kopplungsarten in Abbildung 31 betrachtet, kann festgestellt werden, dass unterschiedliche Wirkungsgrade vorliegen.

Der Systemwirkungsgrad für die AC-Kopplung ist im Vergleich zur DC-Kopplung geringer, da hier höhere Verluste aufgrund mehrerer Umwandlungsstufen und Komponenten auftreten. Die DC-Kopplung punktet durch die geringeren Verluste bei der einheitlichen Gleichstrom-Nutzung.

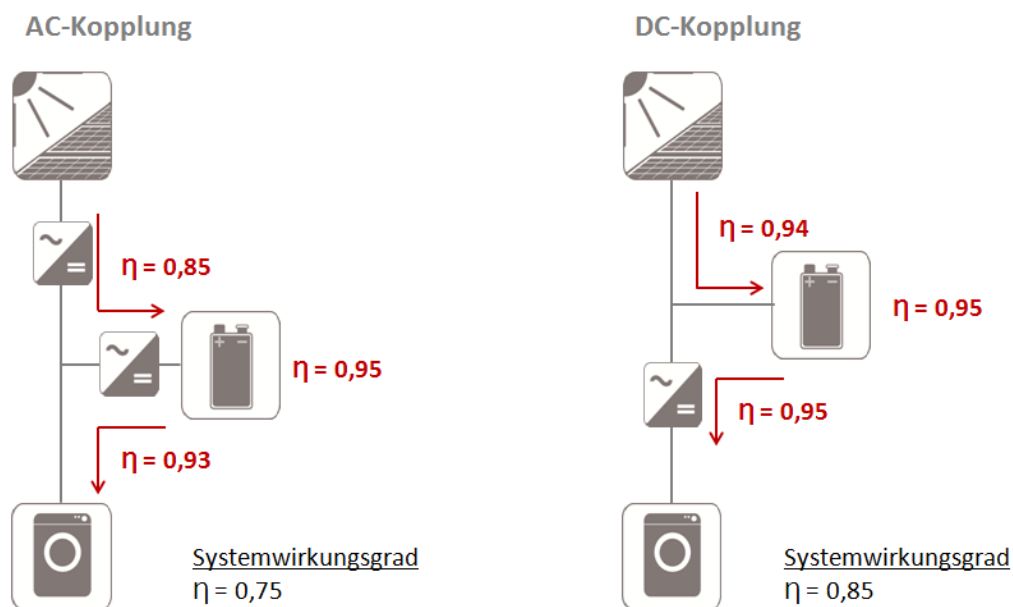


Abbildung 31: Wirkungsgrade (Literaturwerte) bei AC- und DC-seitiger Kopplung der Stromspeicher

6.2.2. Marktrelevanz der Kopplungsart

Bezüglich der Anschlussart von Batteriespeichern für PV-Anlagen zeigt sich, dass für Lithium-Ionen- und Blei-Säure-Batterien zunehmend Systeme am Markt erhältlich sind, welche sowohl AC- als auch DC-seitig im Stromkreis des Hauses integriert werden können und somit flexiblere Einsatzmöglichkeiten bieten.

2013 konnten lediglich 13 % der auf dem Markt zur Verfügung stehenden Lithium-Ionen-Speicher AC- und DC-seitig eingebunden werden, während es im Jahr 2017 bereits 43 % sind. Batterien auf Basis von Blei-Säure waren in den Jahren 2013 und 2015 nur für rein AC- oder rein DC-seitiger Einbindung ausgelegt. 2017 sind 37 % der auf dem Markt verfügbaren Blei-Säure-Batterien auch AC- und DC-seitig einzubinden. Entsprechend der Zunahme von AC- und DC-gekoppelten Batterien sind die Marktanteile der Speicher, welche nur eine der beiden Kopplungsarten zulassen, zurückgegangen. Es ist jedoch weiterhin festzustellen, dass bei beiden Batterietypen noch immer rein AC-gekoppelte Systeme den größten Marktanteil darstellen (siehe Abbildung 32).

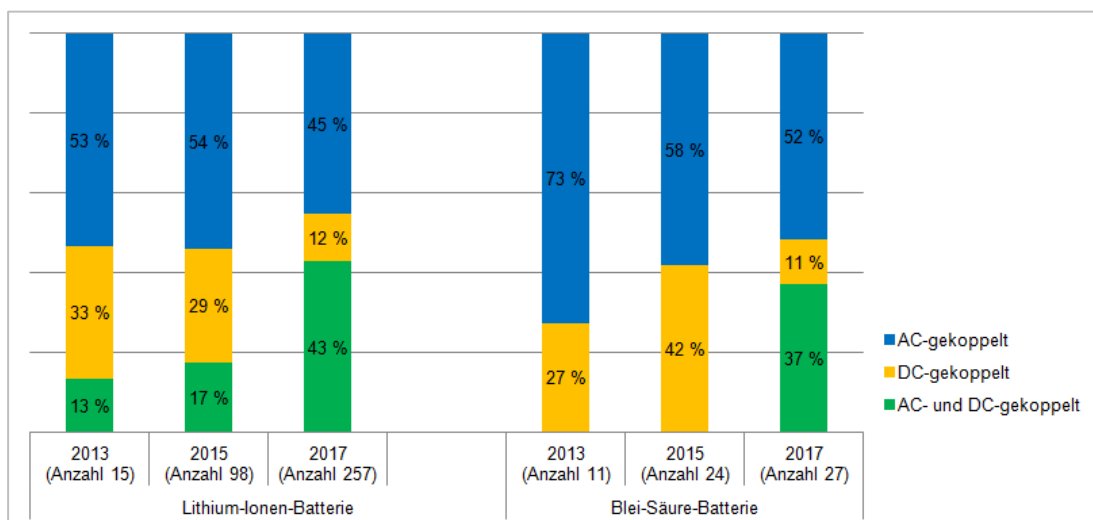


Abbildung 32: Anschlussarten von Lithium-Ionen- und Blei-Säure-Batteriespeichern (bis 100 kWh Nutzkapazität); 2013 bis 2017 (nach Angaben aus oben genannten Studien)

6.3. Netzdienlichkeit

Bei der Analyse und Bewertung der Einbindung von Stromspeichern in das Gesamtkonzept ist es wichtig zwischen den Begriffen Netzdienlichkeit, Netzverträglichkeit und Systemdienlichkeit zu unterscheiden. Abbildung 33 zeigt, dass der Begriff Netzdienlichkeit eine Steigerung gegenüber der Netzverträglichkeit darstellt. Ebenso verhält sich die Systemdienlichkeit zur Netzdienlichkeit.

Die Netzverträglichkeit einer Technologie ist dann gegeben, wenn sie den Mindestanforderungen des Netzbetreibers an Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit in den Netzen entspricht. Um dies zu überprüfen, werden durch die jeweiligen Netzbetreiber sogenannte Netzverträglichkeitsprüfungen durchgeführt.

Im Unterschied dazu beschreibt die Netzdienlichkeit ein über die Netzverträglichkeit hinausgehendes Verhalten im Stromnetz. Hier wird nicht nur den Mindestanforderungen der Netzbetreiber entsprochen, sondern aktiv dazu beigetragen, dass der Betrieb stabil und reibungslos abläuft. Hierzu zählen Systemdienstleistungen wie der Beitrag zu Spannungshaltung und -qualität, die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelenergie und der Versorgungswideraufbau (Schwarzstartfähigkeit).

Systemdienlichkeit beinhaltet die Netzdienlichkeit und verfolgt zusätzlich das übergeordnete Ziel der Flexibilisierung des Energiesystems mithilfe von Speichersystemen. Die Systemdienlichkeit bezieht sich anders als die ersten Begriffe nicht ausschließlich auf das Stromnetz, sondern auf die Eigenschaften eines Betriebsmittels (z. B. von Batterien) im gesamten Energiesystem.

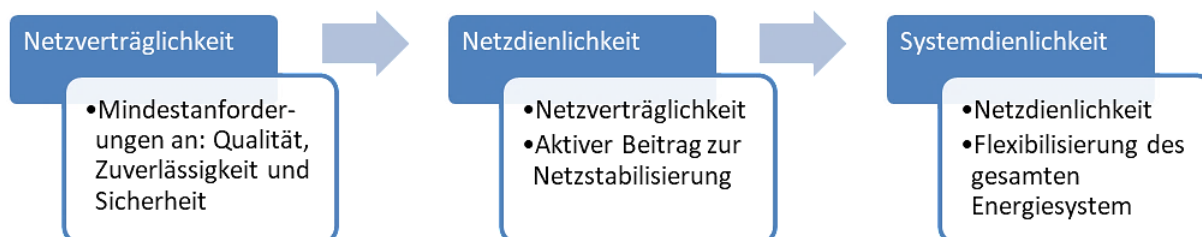


Abbildung 33: Zusammenhang von Netzverträglichkeit, Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit

Für das Forschungsprojekt, die Auswertungen und die Analyse der Auswirkungen auf den Eigenstromnutzungsanteil wird ein „netzdienlicher Betrieb“ dahingehend definiert, dass es sich dabei um die Einbindung des Gebäudes ins öffentliche Stromnetz handelt. Es findet ein Strom-austausch (Netzstrombezug und Einspeisung) im Verbund mit anderen Gebäuden statt. Die Netzdienlichkeit zeichnet sich im Rahmen des Projektes dadurch aus, dass ein gleichmäßiger Lastgang für den Netzstrombezug, aber auch durch die Einspeisung von Solarstrom mit wenigen Leistungsspitzen vorliegt. (Abbildung 34)

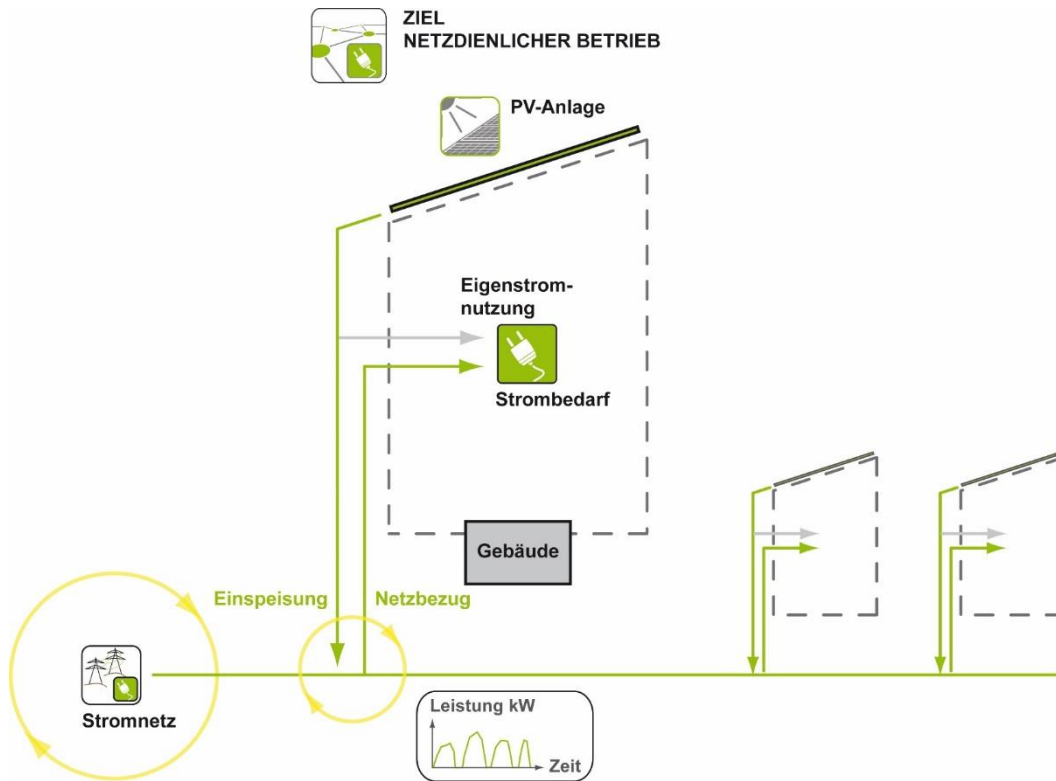


Abbildung 34: Einbindung der PV-Anlage im Sinne der Netzdienlichkeit [08]

6.3.1. Betriebsstrategien zur Beladung des elektrischen Speichers

Ziel der Analyse zu den unterschiedlichen Ladestrategien für den Stromspeicher ist eine Leistungsreduzierung der Netzeinspeisung. Des Weiteren werden die Auswirkungen eines netzdienlichen Betriebes auf die Eigenstromnutzung untersucht.

Im Rahmen des Forschungsprojektes und der Analyse der Ladestrategien werden drei Strategien herausgearbeitet und im Weiteren genauer ausgewertet.

Tabelle 9: Ladestrategien für Stromspeicher

Betriebsweise zur vorrangigen Steigerung der Eigenstromnutzung	
	<p>Die Betriebsstrategie hat zum Ziel, den lokal erzeugten und überschüssigen Solarstrom zu speichern, um dadurch die Eigenstromnutzung zu steigern. Hierzu wird die Batterie geladen, wenn Ertragsüberschüsse aus der PV-Anlage vorhanden sind und der maximale Ladezustand der Batterie noch nicht erreicht ist. Erst wenn der Stromspeicher vollgeladen ist, wird der erzeugte Überschuss an Solarstrom in das Netz eingespeist. Entscheidend für die Höhe der Netzeinspeisung ist hierbei die Differenz zwischen der momentanen PV-Erzeugungslleistung und der anliegenden Strombedarfslast.</p>
Statische Batterieladung - Betriebsweise mit Freigabe der Batterieladung nach Uhrzeit	
	<p>Zur Reduzierung von Einspeisespitzen in den Mittags- und Nachmittagsstunden wird eine statische Batterieladung herangezogen. Nach einer Sperrung der Beladung in den Morgenstunden wird die Batterieladung abhängig von der Uhrzeit freigegeben. Durch die morgendliche Sperrung der Beladung sollen Einspeisespitzen zur Mittags- und Nachmittagszeit durch eine noch größere vorhandene Speicherkapazität gedämpft werden. Die Ladestrategie beruht auf der vorherigen, nur, dass es eine feste Startzeit vorgegeben wird.</p>
Dynamische Ladestrategie – Betriebsweise mit wetterprognosegeführter Batterieladung	
	<p>Bei der dynamischen Ladestrategie erfolgt die Beladung der Batterie nach einer Wetterprognose. Die Betriebsweise regelt die Ladung der Batterie in Abhängigkeit der verfügbaren Speicherkapazität und der prognostizierten PV-Leistung in den kommenden 24 Stunden. Mit der dynamischen täglich angepassten Batterieladung sollen die Leistungsspitzen bei der Netzeinspeisung in den Mittags- und Nachmittagsstunden reduziert werden. Gleichzeitig soll eine vollständige Beladung der Batterie ermöglicht werden.</p>

6.3.2. Vergleich der Betriebsstrategien

Am Beispiel eines Tageslastgangs können durch die Gegenüberstellung der Ladestrategien hinsichtlich der PV-Netzeinspeisung die Reduzierung und Verschiebung der Einspeisespitzen durch die verschiedenen Betriebsstrategien verdeutlicht werden (Abbildung 35). Die rot gestrichelte Linie stellt die PV-Ertragsleistung dar, welche an dem Tag erzeugt wird. Bei der statischen und dynamischen Betriebsweise kommt es durch die Sperrung der Batterieladung zu einem Anstieg der Netzeinspeisung in den Morgenstunden. Gleichzeitig lassen sich die Einspeisespitzen zum Mittag und Nachmittag deutlich reduzieren. Im Zeitraum von 11:00 bis 17:00 Uhr resultiert die wetterprognosegeführte Betriebsweise der Batterieladung in eine deutliche Entlastung des Stromnetzes - die Netzbelastung wird gleichmäßiger und Tagesspitzen können deutlich gedämpft werden. Die morgendlich auftretenden Einspeisespitzen können durch eine wetterprognosegeführte Ladungsstrategie reduziert werden.

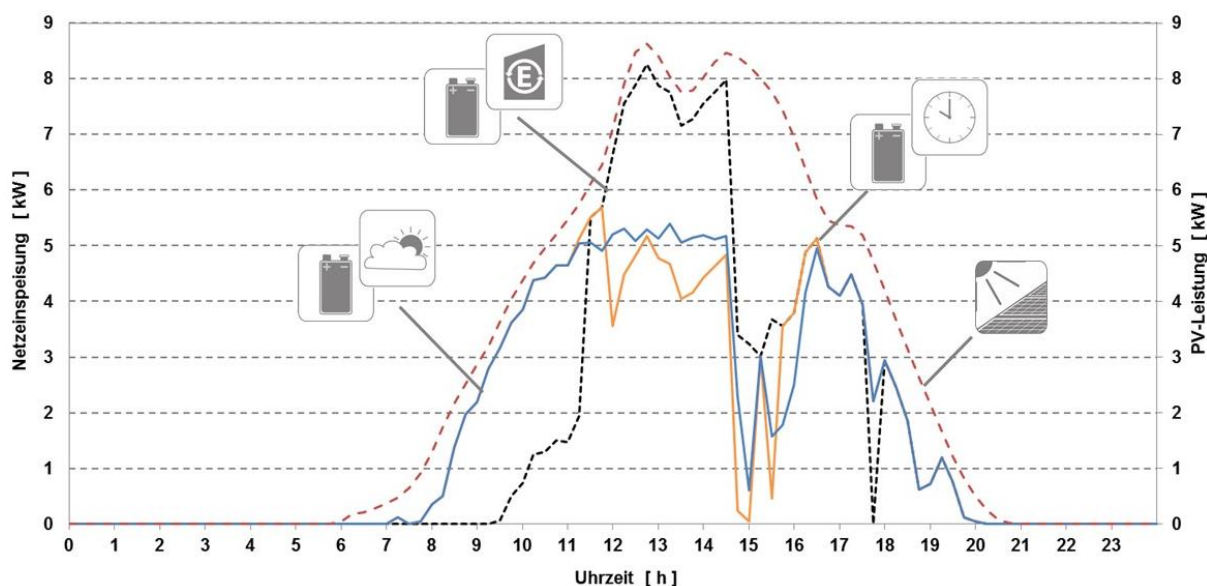

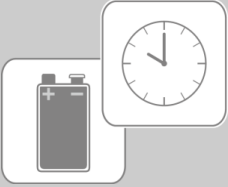
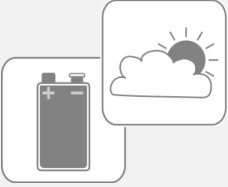


Abbildung 35: Einfluss der Ladestrategien auf den Lastgang der Einspeisung am 24. Juli [08]

Tabelle 10 stellt die drei Betriebsstrategie bezüglich ihrer Vor- und Nachteile dar. Es ist erkennbar, dass sich die Betriebsstrategien maßgeblich hinsichtlich ihrer Netzdienlichkeit unterscheiden lassen. Feste Einspeisegrenzen entlasten zwar durch die Reduzierung der Einspeisespitzen das Netz, adressieren jedoch die hohen Einspeisegradien nicht. Um ein PV-Speichersystem langfristig sowohl eigenverbrauchsmaximierend als auch netzdienlich betreiben zu können, und gleichzeitig Abregelungsverluste und steile Einspeisegradien zu minimieren, bedarf es prognosebasierter Betriebsweisen.

Tabelle 10: Bewertung der Betriebsstrategien

Betriebsstrategie	Vorteile	Nachteile
Eigenstromnutzung 	<ul style="list-style-type: none"> Abregelungsverluste werden auf einem Minimum gehalten Eigenstromversorgung optimiert 	<ul style="list-style-type: none"> hohe Einspeisespitzen steile Einspeisegradiënten
Statische Batterieladung 	<ul style="list-style-type: none"> Netzbelastung durch Kap-pung der Einspeisespitzen 	<ul style="list-style-type: none"> Gefahr, dass der Speicher am Ende des Tages nicht voll beladen ist Eigenverbrauchsoptimierung hat nicht mehr oberste Priorität Abregelungsverluste teilweise unvermeidlich
Dynamische Batterieladung 	<ul style="list-style-type: none"> Potential aller gewünschten Aspekte zu adressieren und zu erfüllen Abregelungsbedingte Er-tragsverluste können mithilfe eines prognosebasierten Energiemanagementsystems minimiert werden 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von der Qualität der Prognosedaten ggf. anfallende Kosten für Bereitstellung der Prognose-daten

6.3.3. Netzdienlichkeit vs. Deckungsanteil

Am Beispiel des Projektgebäudes Berghalde mit einer 15 kW_p PV-Anlage und einer Batterie mit 27 kWh_{Nenn} Speicherkapazität soll der Einfluss der Ladestrategien auf die Netzeinspeisung als auch auf die Eigennutzungsanteile untersucht werden.

Die Auswertungen der Anlagensimulationen mit TRNSYS 17 zeigen, dass im Vergleich zur konventionellen Beladung (Eigenstromnutzung) eine Dämpfung der Einspeisespitzen durch die statische Freigabe nach einer festgelegten Uhrzeit oder die dynamische Batterieladung generell möglich ist.

Die maximalen Einspeisespitzen zur Mittags- und Nachmittagszeit können deutlich reduziert werden (Abbildung 36 und Tabelle 11). Bei der statischen Beladung kann die Netzbelastung durch Einspeisespitzen größer 8 kW mehr als halbiert und Spitzen größer 9 kW um etwa 64 % gesenkt werden. Einspeisespitzen größer 10 kW können nahezu kompensiert werden.

Bei der dynamischen Betriebsweise der Batterieladung ist eine weitere Senkung der Einspeisespitzen möglich. Durch die dynamische Ladestrategie können Einspeisespitzen größer 8 kW um 66 % und Spitzen größer 9 kW um 88 % reduziert werden. Einspeisespitzen größer 10 kW können vollständig vermieden werden.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass sowohl mit der statischen als auch mit der dynamischen Betriebsweise zur Batterieladung sich Reduzierungen von Einspeisespitzen und damit eine Steigerung der Netzdienlichkeit der Gesamtanlage erreichen lassen [08].

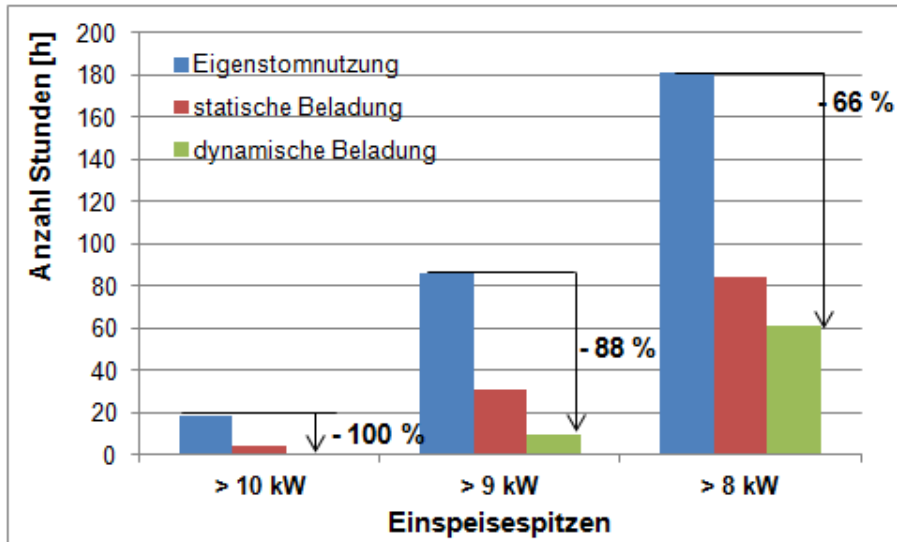


Abbildung 36: Einfluss der Ladestrategie auf die Anzahl der Einspeisespitzen / Einspeiseleistung (nach [08])

Tabelle 11: Bewertung der Betriebsstrategien zur Batterieladung bezüglich der PV-Netzeinspeisung (nach [08])















PV-Anlage mit 15 kWp und elektrischen Speicher mit 27 kWh _{Nenn}	Eigenstromnutzung	statische Beladung	dynamische Beladung
Einspeisespitzen > 10 kW	19 h	4 h - 79% ▼	0 h - 100% ▼
Einspeisespitzen > 9 kW	86 h	31 h - 64% ▼	10 h - 88% ▼
Einspeisespitzen > 8 kW	181 h	84 h - 54% ▼	61 h - 66% ▼

Wird die Einspeisung in das Stromnetz betrachtet, so ist festzustellen, dass verglichen mit einer ausschließlich auf die Eigenstromnutzung ausgerichteten Ladestrategie, bei der es zu Einspeisespitzen (Netzeinspeisung) von etwa 70 bis 80 % der Nennleistung des PV-Generators kommt, eine statische Betriebsweise die Einspeisespitzen um etwa 5 %-Punkte senkt. Bei der dynamischen Betriebsweise der Batterieladung ist eine Senkung der Einspeisespitzen um etwa 10 %-Punkte auf ca. 60 % der Nennleistung der Photovoltaikanlage möglich (Tabelle 12).

Bei der statischen Beladung kommt es im Vergleich zur Beladestrategie gemäß Eigenstromnutzung zu einer Abnahme am PV-Eigennutzungs- und Deckungsanteil von jeweils rund 2 %, wodurch ein Anstieg am Netzstrombezug von bis zu 5 % resultiert.

Grund der Abnahmen sind u. a., dass der Stromspeicher bei der dynamischen Beladung an bewölkten Tagen oft nicht vollständig geladen werden kann und somit sowohl der Eigennutzungs- als auch der Deckungsanteil sinken. Für das Beispiel resultiert die auf einer Wettervorhersage basierende dynamische Batterieladung in einer Minderung des Eigennutzungs- und Deckungsanteils von jeweils etwa 6 %. Gleichzeitig erhöht sich der jährliche Netzstrombezug um rund 16 %. Voraussetzung für die Umsetzung der dynamischen Ladestrategie ist die Kenntnis über den zukünftigen Verlauf der PV-Erzeugung. Dieser lässt sich heutzutage über externe Anbieter für die kommenden Stunden mit guter Genauigkeit vorhersagen. (Tabelle 12) [08]

Tabelle 12: Einfluss der Batterieladestrategien auf den Eigennutzungs- und Deckungsanteil (nach [08])

PV-Anlage mit 15 kWp und elektrischen Speicher mit 27 kWh _{Nenn}	Eigenstrom- nutzung	statische Beladung	dynamische Beladung
			
Eigennutzungsanteil	54,4 %	52,5 % - 2 % 	47,8 % - 6 % 
Deckungsanteil	61,2 %	59,4 % - 2 % 	55,2 % - 6 % 
Netzeinspeisung / Einspeisespitzen	70 – 80 %	65 – 75 % 	60 – 70 % 
Netzbezug	4,41 MWh/a	4,61 MWh/a + 5 % 	5,10 MWh/a + 16 % 
Netzdienlichkeit			

Anhand des Beispiels kann gezeigt werden, dass sich die Netzdienlichkeit nachteilig auf die Performance innerhalb der Gebäude auswirkt. Je größer die Netzdienlichkeit, desto höher liegen die Einbußen bei der Eigenstromnutzung. Die Priorität insbesondere eines privaten Betreibers liegt üblicherweise auf der „inneren“ Performance, da diese direkt mit den Verbrauchskosten korreliert. Wird die wetterprognosegeführte, dynamische Betriebsstrategie einer statischen Beladung des Stromspeichers gegenübergestellt, zeigt sich in Bezug auf die Netzdienlichkeit kein signifikanter Mehrertrag. [08]

7. PROGRAMME UND TOOLS ZUR DIMENSIONIERUNG VON STROMSPEICHERN UND ERMITTLUNG DER DECKUNGSANTEILE

Diverse Studien sowie Tools und Programme zur Auslegung, Dimensionierung sowie zur Bestimmung des Deckungs- und Eigennutzungsanteils von Batterien sind bereits auf dem Markt. Im Rahmen des Forschungsprojektes werden diese miteinander verglichen und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile ausgewertet. Zudem wird erarbeitet, ob die Programme und Tools auf ähnlichen Grundlagen beruhen oder unterschiedliche Voraussetzungen annehmen.

Der Vergleich bezieht sich auf folgende Programme und Tools

- General Electric Global Research (AKD-Blatt), 2012
- Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin - „Unabhängigkeitsrechner“, 2013
- SMA - Software Sunny Design 3, 2017
- Valentin Software - PV*SOL Premium, 2016
- EnergieAgentur NRW – PV Rechner, 2013-2017
- Institut für Gebäude und Solartechnik – Kley'scher Ansatz, 2017
- Institut für Gebäude und Solartechnik – Witowski'scher Ansatz, 2017
- ENVISYS – EVEBI 9.1.5, 2017

7.1. Dimensionierungstools und -programme

Im folgenden Abschnitt erfolgt eine Beschreibung der wesentlichen Merkmale der einzelnen Dimensionierungstools hinsichtlich der Modellbetrachtung und ihrer Berechnungsgrundlage.

General Electric Research (AKD-Blatt)

Im Rahmen der Forschungsinitiative ZukunftBAU entwickelte General Electric Global Research ein frei zugängliches Excel-Tabellenwerkzeug zur Dimensionierung von Batterien für den häuslichen Gebrauch, insbesondere für den Einsatz in EffizienzhausPLUS Gebäuden.

Über verschiedene Parameter lassen sich Eigenschaften des Solarstromspeichers definieren, welche für Blei-, Nickel-Metallhydrid- und Lithium-Mangandioxid Batterien allgemein gültig sind. Es können Leistung und spezifische Erträge des PV-Generators eingepflegt sowie vier verschiedene Bedarfsprofile integriert werden (Abbildung 37 und Abbildung 38).

Als relevante Ausgabeparameter werden der Eigenstromnutzungsanteil, der PV-Deckungsanteil am Gesamtstrombedarf als auch die Verluste und Lebensdauer des Speichers ermittelt.

Das Dimensionierungstool wurde mit Hilfe von drei Beispielen (EffizienzhausPLUS Gebäude) und einer anschließenden Überprüfung der berechneten Daten mittels einer Monte-Carlo-Simulation sowie einer Robustheit-Analyse hinsichtlich der Plausibilität überprüft und validiert.

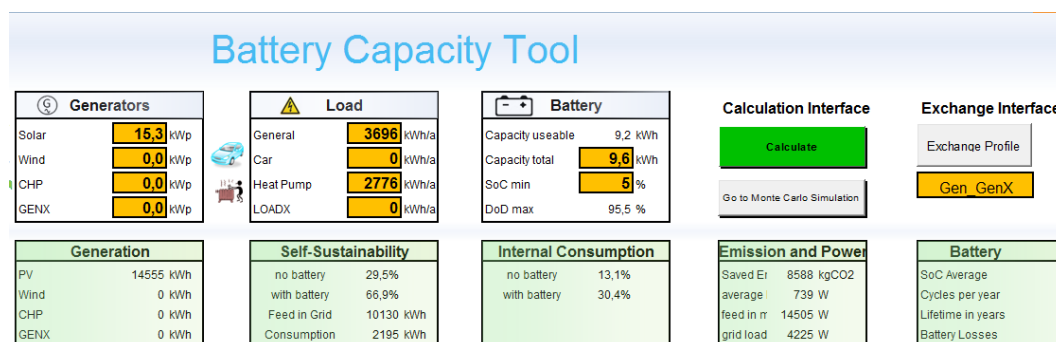


Abbildung 37: Screenshot des Hauptmenüs - Eingabe und Ausgabe [AKD Excel-Tool]

Generators		DATA		Cost and Subsidies		Abbreviations	
PV	15 kWp	70% cut of control installed?	True	Unit		PV exclusive Tax	2200,00 €/kWp
		Hours (specific Yield)	1000	kWh/kWp		grid in < 30 kWp	0,24 €/kWh
		Berlin 942 München 1050				SC < 30%	0,08 €/kWh
		PV to Inverter Ratio	2			SC > 30%	0,12 €/kWh
		Pmax	0,5 kW/kWp			Tax	418 €/kWp
Wind	0 kWp			/gen_data_pv_hours*1000		Wind	1500,00 €/kWp
CHP	0 kWp	Start date	10			CHP	2000 €/kWp
		Duration in month	6			CHP electric cos	0,28 €/kWhel
		CHP 1/η	4			KWK	0,055 €/kWh
GENX	0 kWp					GENX	€/kWp
						specific cost	€/kWhel
Load				Cost			
General	11000 kWh			EVU / ESC		0,24 €/kWh	
Heat Pump	0 kWh						
Electric Car	0 kWh						
LOADX	0 kWh						
load_data load	11000 kWh						
Battery Data		Lifetime Cycles		5000			
DODmax	0,92	Efficiency charge	0,985	Eff_total			
Capacity in Wh	10028 Wh	Efficiency discharge	0,985	0,97023			
Pmax	10028 Wh/15min	factor Wh/(Whbat*15min)	1				
Capacity Total Wh	10900 Wh	Maximum Charge	1				
Special Data							
Tax	19 Germany						

Abbildung 38: Screenshot der Eingabe der PV- und Speicherparameter [AKD Excel-Tool]

HTW Berlin – „Unabhängigkeitsrechner“

Die HTW Berlin stellt das Online Berechnungstool „Unabhängigkeitsrechner“ zur Verfügung. Das Tool basiert auf den in Abbildung 39 dargestellten Diagramme. Diese wurden am Lehrstuhl durch Simulationsrechnungen für verschiedene PV Systemgrößen (1-10 kW_p) unter Berücksichtigung von Netzeinspeisung/-bezug, Batterieladung/-entladung und Direktverbrauch sowie dem Energieaustausch mit dem Netz ermittelt und für ein gesamtes Jahr bilanziert. Weiterführend wurde das Simulationsmodell um die Integration von verschiedenen Speichervarianten (2-20 kWh) erweitert.

Aus den Diagrammen kann der PV-Eigennutzungsanteil und der PV-Deckungsanteil in Abhängigkeit der PV-Leistung und Speicherkapazität abgelesen sowie die Batterie- und PV-Systemgröße auf den Jahresstrombedarf normiert werden.

Die Eingabemaske sowie die Visualisierung der relevanten Ausgabeparameter im Tool beinhalten (Abbildung 40):

- Eingabeparameter: Jahresstromverbrauch, Photovoltaikleistung und nutzbare Speicherkapazität
- Ausgabeparameter: Eigenstromnutzungsanteil und PV-Deckungsanteil

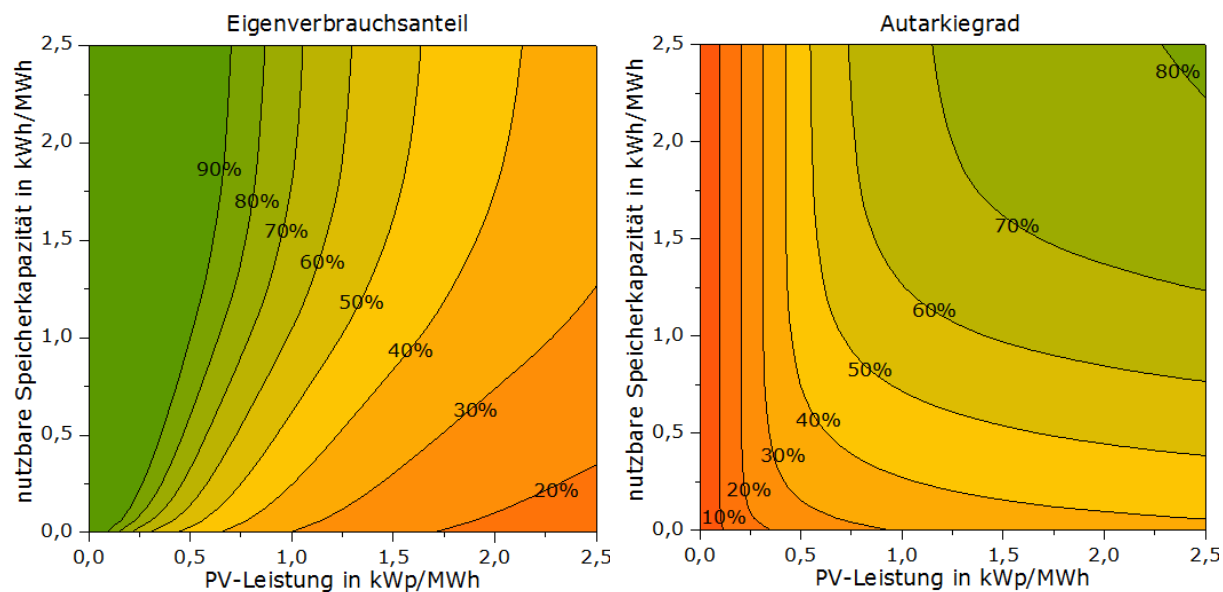


Abbildung 39: Auslegungsdiagramme [HTW Berlin]

Unabhängigkeitsrechner

Jahresstromverbrauch ⓘ

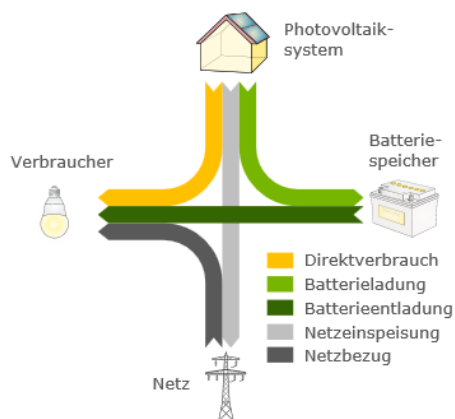
kWh

Photovoltaikleistung ⓘ

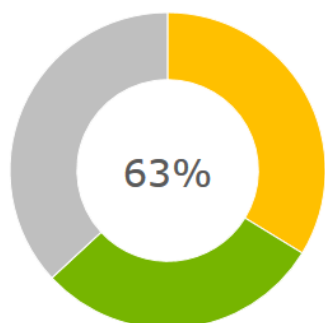
kWp

Nutzbare Speicherkapazität ⓘ

kWh



Eigenverbrauchsanteil ⓘ



Autarkiegrad ⓘ

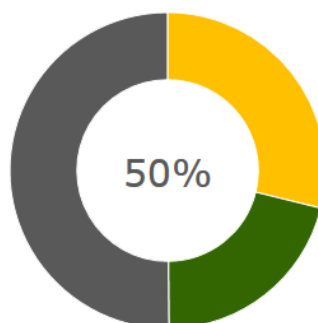


Abbildung 40: Unabhängigkeitsrechner der HTW Berlin

SMA - Sunny Design 3

Das Unternehmen SMA stellt zur Auslegung einer PV-Anlage die Software Sunny Design 3 zur Verfügung. Diese ist sowohl Offline auf einem PC als auch Online verfügbar. Es können zum einen benutzerdefinierte Lastprofile (Auflösung 5 - 60 Minuten-Schritte) in die Datenbank eingefügt oder zum anderen aus drei vordefinierten Bedarfsprofilen ausgewählt werden. Darüber hinaus kann der monatliche Bedarf einer Wärmepumpe unter Berücksichtigung der Gebäudehülle eingerichtet werden.

Das PV-Generatorprofil wird durch standortbezogene SMA Wetterdaten oder importierte Wetterdaten (z. B. EnergyPlus Weather Format (EPW), Meteonorm 6.1 (.dat) oder Sunny Design Importformat (.csv)) in einer Auflösung von einer Stunde erstellt.

Das Dimensionierungstool errechnet die elektrische Speicherung anhand der Batterie-Speicherkapazität, der zugelassenen Lade- und Entladeströme sowie der resultierenden Verluste [19].

Das Dimensionierungswerkzeug stellt im Rahmen der Ausarbeitung die Ausgabeparameter (Abbildung 41):

- PV-Eigennutzungsanteil mit/ ohne Eigenverbrauchsoptimierung,
- PV-Deckungsanteil mit/ ohne Eigenverbrauchsoptimierung,
- Jahreszyklen und
- Verbrauchs- und Lastganganalyse inklusive Leistungskarte mit/ ohne Eigenverbrauchsoptimierung

zur Verfügung.

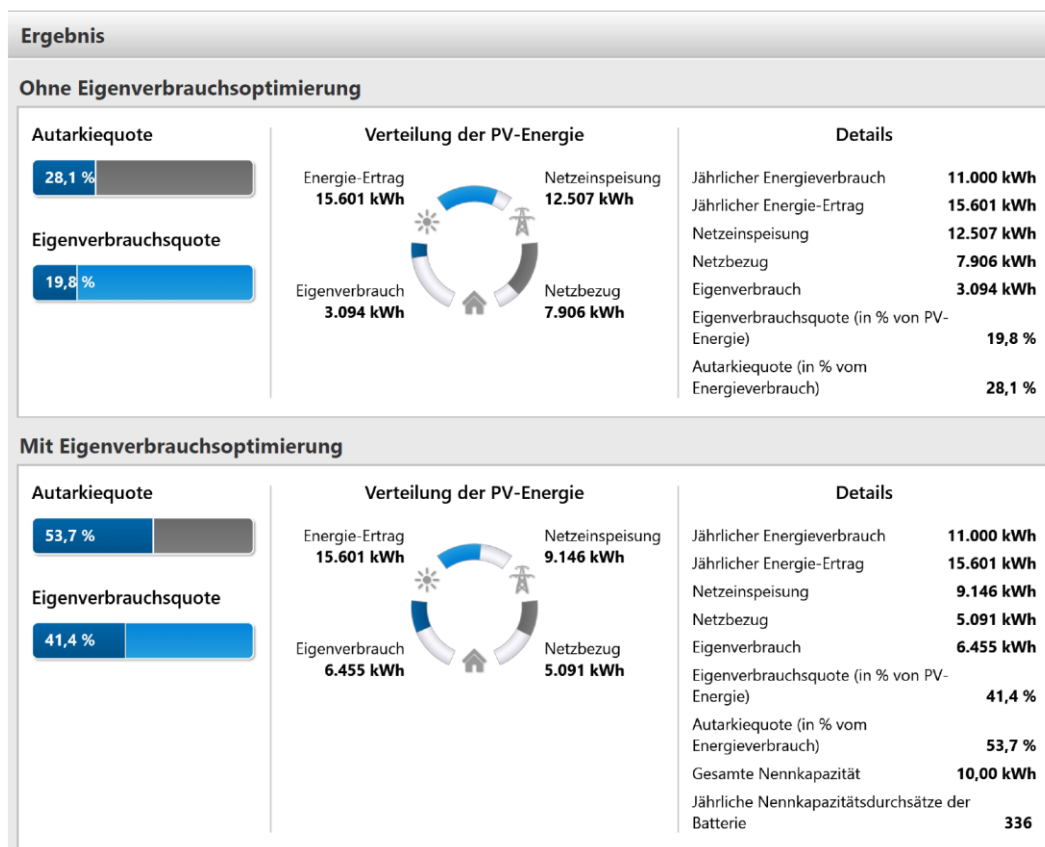


Abbildung 41: Auszug aus der Ergebnisdarstellung [SMA Ergebnisdatei]

Valentin Software - PV*Sol Premium 2016

Die Software PV*Sol Premium von Valentin dient zur vollständigen Auslegung von PV-Anlagen. Im Rahmen der Auslegung werden PV-Produktionsprofile aus vorgegebenen Klimadaten erstellt (z. B. Meteosyn, PVGIS, NASA oder selbst erzeugte Klimadaten) und mit einer Auflösung von einer Stunde berechnet.

Bezüglich der Lastprofile der Gebäude können vordefinierte als auch eigens erstellte Lastprofile mit einer Auflösung von bis zu einer Minute eingefügt werden. Darüber hinaus bietet das Tool die Möglichkeit über einen Editor Einzelverbraucher individuell zu definieren.

In Bezug auf die Auswertung bietet die Software bezüglich der elektrischen Speicher die Möglichkeit verschiedene Speicher vor der Simulation näherungsweise abzuschätzen (Abbildung 42). Für Blei-Säure-Batterien wurde ein eigenes Modell entwickelt, welches Teile der elektrischen Ersatzschaltbilder mit empirischen Elementen verbindet. Auf diese Weise wird die Parametrisierung für beliebige Batterietypen ermöglicht. Das Modell für die Lithium-Ionen-Batterien wurde über Entladekurvendiagrammen aus Hersteller-Datenblättern entwickelt. [20]

Als Ausgabeparameter der Simulation werden:

- PV-Eigenstromnutzungsanteil sowie PV-Deckungsanteil,
- Jahreszyklen sowie Lebensdauer der Speicher

berechnet.

Abbildung 42: Auszug aus der Eingabemaske für das Batteriesystem [Valentin Software]

Energieagentur NRW - PV Rechner

Die Energieagentur Nordrhein-Westfalen bietet das Online-Tool „PV-Rechner“ an. Mit dem Tool kann eine überschlägige Abschätzung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Planung einer PV-Anlage inklusive Solarstromspeicher durchgeführt werden. [23]

Zur Berechnung des Eigenverbrauchs wird dabei auf die Berechnungsgrundlagen der HTW Berlin zugegriffen (siehe HTW Berlin – „Unabhängigkeitsrechner“). Darüber hinaus sind im Tool Strahlungsdaten von 750 Wetterstationen vom Wetterdienst Meteogroup hinterlegt.

Die Speicherkapazität des Solarstromspeichers wird nach den PV-Anlagen- und den Nutzungsdaten eingegeben. Dadurch bekommt der Nutzer ein direktes Feedback, wie sich der Eigenverbrauchsanteil ändert. Je nach gewünschtem PV-Eigenstromnutzungsanteil lässt sich die Speicherkapazität anpassen. Eine Ausgabe des PV-Deckungsanteils erfolgt nicht.

Der Nutzer wird in der Eingabe durch folgende Eingabemasken geführt:

- Anlagendaten
- Nutzungsdaten

- Investitionskosten
- Finanzierung

In Abbildung 43 ist exemplarisch die Eingabemaske für die gewünschten Nutzungsdaten der zu planenden Photovoltaikanlage inklusive Solarstromspeicher abgebildet.

Abbildung 43: Eingabemaske und Darstellung eines Infotextes bezüglich der Eingabeparameter für die Batterie [http://www.energieagentur.nrw/tool/pv-rechner/]

IGS TU Braunschweig – Kley´scher Ansatz

Analog zum Modell der HTW Berlin, stellt der Kley´sche Ansatz eine grafische Oberfläche zur Ermittlung des Eigenstromnutzungs- (ENA) und Deckungsanteils (DA) zur Verfügung.

Die Datengrundlage und Erarbeitung der Diagramme basiert auf den Profilen des Effizienzhaus-PLUS Gebäudes Berghalde. Darüber hinaus können für weitere Systemvarianten wie Pufferspeichererweiterungen, Nachtabsenkung, verschiedene Batteriegrößen etc. und die entsprechenden PV-Ertragsszenarien die Bereiche der erzielbaren ENA und DA-Kennwerte ermittelt werden. Des Weiteren lässt sich eine prozentuale Effizienzsteigerung für verschiedene Speichergrößen abbilden.

In der grafischen Auswertung wird das Verhältnis aus PV-Ertrag und Strombedarf dem Verhältnis aus nutzbarer Batteriekapazität und PV-Produktion gegenübergestellt (Abbildung 44).

ERHÖHUNG DER EIGENSTROMNUTZUNG - BATTERIE

VERHÄLTNISS VON NUTZBARER SPEICHERKAPAZITÄT ZUM VEB

WP mit Pufferspeicher 825 l, E-Mobilität 1,5 MWh/a, Gesamtstrombedarf 11,2 MWh/a

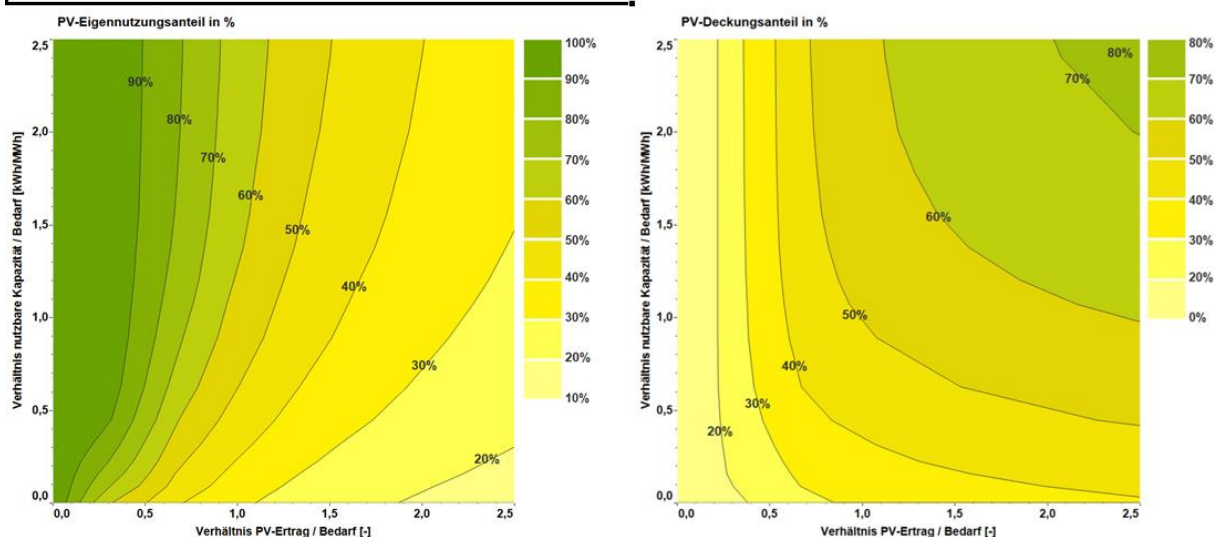


Abbildung 44: Screenshot der grafischen Ermittlung des PV-Eigennutzungsanteils und des PV-Deckungsanteils [08]

IGS TU Braunschweig - Witowski'sche Ansatz

Im Rahmen des Forschungsprojektes „Cubity“ der Technischen Universität Darmstadt wurde ein Solarspeicher-Vergleichstool vom Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS) der TU Braunschweig entwickelt.

Das (nicht öffentliche) einfache Berechnungstool basiert auf MS Excel-Vorlagen und bedarf der Eingabe des Strombedarfs und des PV-Ertrages in einer Auflösung von 15 Minuten.

Im Rahmen der Auswertung können bis zu 20 Speicherkapazitäten hinsichtlich ihrer Effizienz miteinander verglichen werden. Dabei wird eine Startkapazität als Referenz gesetzt, welche stetig je Speichervariante erhöht wird. Die Ausgabe ist eine tabellarische sowie grafische Übersicht der Varianten zum PV-Deckungsanteils (mit/ ohne Speichervariationen) und der Effizienzsteigerung.

Die Methodik der Auswertung basiert darauf, dass der Stromspeicher aufgeladen wird, sobald Überschuss durch die PV-Produktion vorhanden ist und Potential für eine Netzeinspeisung besteht. Die Entladung des Stromspeichers erfolgt, wenn kein PV-Ertrag vorhanden ist und das Gebäude einen Stromverbrauch aufweist.

In der Abbildung 45 ist beispielhaft die grafische Darstellung der Ausgabeparameter für verschiedene Speichergrößen dargestellt.

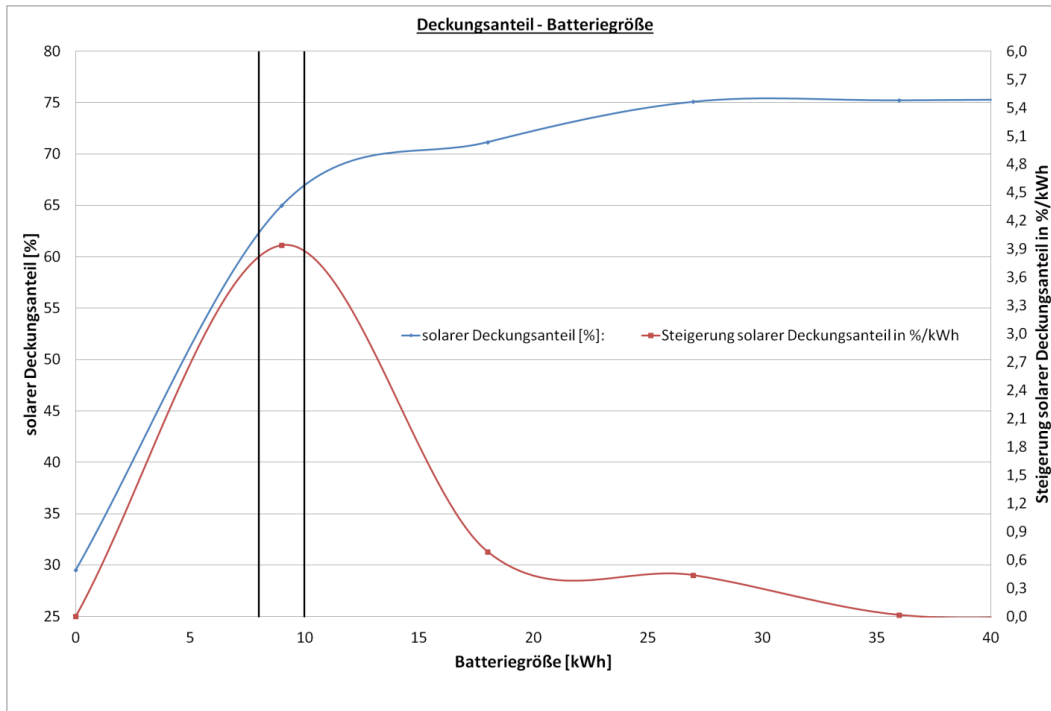


Abbildung 45: Beispiel zur Ermittlung der Deckungsanteile verschiedener Solarstromspeichergrößen

ENVISYS - EVIBI PRO 9.1.5

EVIBI Pro von ENVISYS [24] ist eine umfassende Energieberatersoftware, welche die Planung und Konzeptionierung von Solarstromspeichern in Neu- sowie Bestandsgebäude ermöglicht.

Die PV-Ertragsdaten werden im Programm über die Klimaregionen und Klimaprofile (Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes - DWD) ermittelt.

Gemäß den Vorgaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) können Standardlastprofile (SLP) oder benutzerdefinierte Profile ausgewählt bzw. hinterlegt werden.

Nach der Konfiguration des elektrischen Speichers erfolgt über das Tool „Strom-Simulation“ die dynamische Berechnung des PV-Deckungsanteils und die Zyklenanzahl des Speichers.

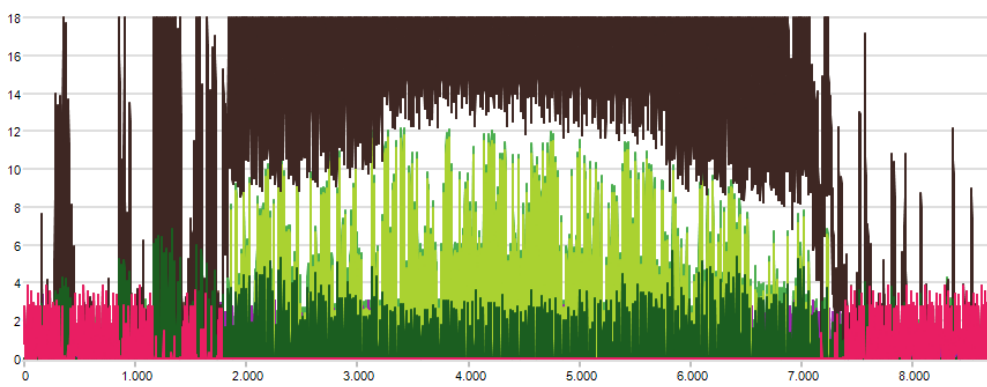
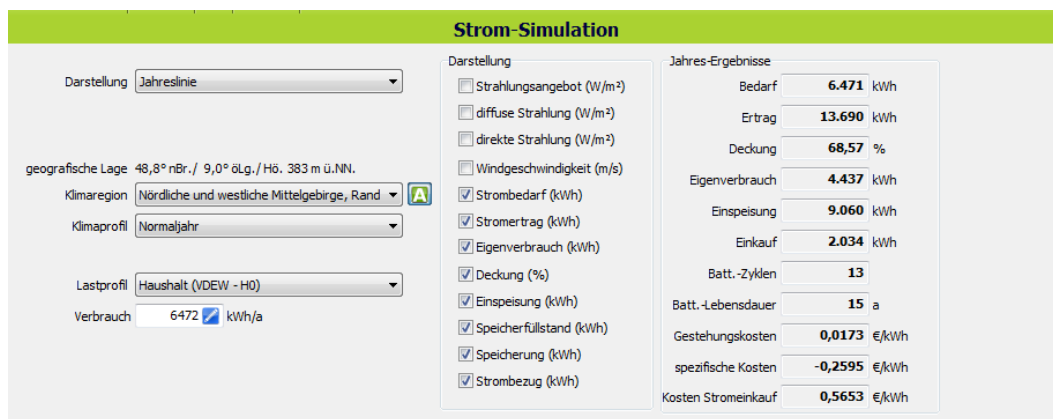


Abbildung 46: Auszug aus der Darstellung der Ausgabeparameter aus der Strom-Simulation [EVIBI Pro 9.1.5]

7.2. Toolvergleich - Handling

Eine Bewertung bezüglich der Handhabbarkeit sowie der Eingabemöglichkeiten als auch der Ausgaberesultate der betrachteten Dimensionierungsprogramme /-tools ist in Tabelle 13 aufgeführt. Im Anhang 15 ist der Gesamtvergleich mit allen Eingabemöglichkeiten und Randbedingungen sowie Ausgaben dargestellt.

Legende zur Bewertung:

- „gering“ Es werden Lastprofile mit einer groben zeitlichen Auflösung verwendet bzw. wenige Parameter zur Beschreibung des Speichersystems angeboten.
 - o „mittel“ Ausgewogene Betrachtung von Eingabe- sowie Ausgabeparametern des Speichersystems. Die zeitliche Auflösung der Lastprofile beträgt 15-minütige Schritte.
 - + „hoch“ Überdurchschnittliche Auswahl an Parametern sowie eine erhöhte Auflösung der Lastprofile (< 15 Minuten)
 - ++ „umfangreich“ Alle Parameter eines Solarstromspeichers können individuell definiert werden. Die zeitliche Auflösung liegt unter 5 Minuten.
- Detaillierungsgrad Angabe zur Anzahl der Ausgabeparameter bezogen auf das Speichersystem. In manchen Programmen werden neben dem PV-Deckungsanteil auch Ergebnisse zu Jahreszyklen, Lebensdauer sowie Speicherverluste ausgegeben. Darüber hinaus bieten einige Tools Zusatzoptionen, wie Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, Lastanganalysen oder Eigenverbrauchsoptimierungen an.

Tabelle 13: Bewertung der Ein- und Ausgabeoptionen der Dimensionierungsprogramme /-tools

	AKD General Electric	HTW Berlin	Sunny Web Design 3	PV*Sol Premium 2016	NRW PV Rechner	Kley- scher Ansatz	Witow- ski-scher Ansatz	EVEBI
Eingabegenauigkeit der Nutzungs- und Ertragsprofile	o	-	+	++	o	o	o	o
Varianz in den Speichertechnologien	o	o	+	++	o	o	o	+
Eingabeumfang Speicherparameter	+	-	+	++	-	o	o	o
Detaillierungsgrad	+	-	+	++	o	+	o	o
Zusatz Features	++	-	++	+	o	+	o	+
Fazit								
frei verfügbar	X	X	X		X			
intuitive Bedienung		X			X		X	X
für EffizienzhausPLUS Gebäude gut geeignet	X					X		
erweitertes Verständnis und Wissen erforderlich	X			X		X	X	X
Ergebnis = grobe Abschätzung		X	*)		X			
*) lediglich SMA Produkte in der Anlagenplanung verfügbar								

7.3. Toolvergleich - Auswertungsergebnisse

Um die Rechenweisen und Ergebnisse der unterschiedlichen Auslegungstools zu bewerten und zu analysieren, soll ein Vergleich der relevanten Ausgabekennwerte - PV-Eigenstromnutzungsanteil und PV-Deckungsanteil – zwischen den in Kapitel 7.1 aufgeführten Berechnungsprogrammen aufgestellt werden.

Für den Vergleich wurden exemplarisch die in Tabelle 14 aufgelisteten Randbedingungen als Grundlage für die Eingaben in alle Programme / Tools angewendet.

Es ist anzumerken, dass nicht alle Programme den PV-Eigenstromnutzungsanteil und den PV-Deckungsanteil ausgeben. Der NRW-PV-Rechner bezieht sich beispielsweise nur auf den PV-Eigenstromnutzungsanteil, während der Witowski'sche Ansatz und EVEBI Pro nur den PV-Deckungsanteil ausgeben.

Tabelle 14: Randbedingungen und Eingabedaten für den Vergleich der Dimensionierungstools

	Lithium-Ionen	Blei-Säure
Nutzkapazität	10 kWh _{Nutz}	
DoD	92 %	50 %
Wirkungsgrad (Round cycle)	97 %	76 %
Dauerlade- & Entladeleistung der Batterie	4 kW	
Lastprofile	Profil aus dem Gebäude Berghalde	
Jahresstromverbrauch	11.000 kWh/a	
Jahres-PV-Ertrag	15.000 kWh/a	
Leistung PV-Anlage	15 kW _p	

Aus Abbildung 47 gehen die errechneten PV-Eigenstromnutzungsanteile sowie die PV-Deckungsanteile der einzelnen Programme für die Variante mit einer Blei-Säure-Batterie hervor. In Bezug auf den Eigenstromnutzungsanteil ergeben sich Deckungsanteile von 42 bis 45 %. Die Ergebnisse der unterschiedlichen Programme weichen somit nur minimal voneinander ab. Die Betrachtung des PV-Deckungsanteils zeigt jedoch, dass sich die Ergebnisse hier in einem Bereich zwischen 47 und 58 % befinden. Die Abweichungen zwischen den Programmen belaufen sich auf ± 10 %. Die Unterschiede in den Ergebnissen ergeben sich u. a. durch die unterschiedlichen Eingabetiefen und möglichen Randbedingungen.

Abbildung 48 zeigt die Berechnungsergebnisse bei der Einbindung einer 10 kWh Lithium-Ionen Batterie. Im Vergleich zur Blei-Säure-Batterie werden hier bei den Programmen, welche zwischen den Speichertechnologien und ihren Wirkungsgraden unterscheiden, geringere PV-Eigenstromnutzungsanteile berechnet. Die Reduktion beruht auf den geringeren Speicherverlusten der Lithium-Batterien. Für den PV-Eigenstromnutzungsanteil ergeben sich Werte von 39 bis 45 %, deutlichere Unterschiede als bei der Blei-Säure-Batterie, die auf den Batterietechnologieansatz zurückzuführen sind. Die Betrachtung des PV-Deckungsanteils zeigt, dass sich die Ergebnisse hier in einem Bereich zwischen 52 - 58 % befinden. Hier liegen die maximalen Abweichungen bei ± 7 %.

Anhand der Auswertung ist festzustellen, dass alle betrachteten Programme / Tools innerhalb einer Toleranz von ± 10 % Ergebnisse erzielen. Somit liegen die Berechnungen sehr nah beieinander und können alle als „gleichwertig“ angesehen werden. Programme mit mehr Eingabemöglichkeiten und Auflösungsschärfe erzielen in Bezug auf den Mittelwert eine höhere Genauigkeit. Ein höherer Detaillierungsgrad in der Eingabe ist jedoch in Bezug auf eine Tendenz der Deckungsanteile gemäß der Auswertung nicht zwingend erforderlich.

- **Richtwert bei allen Auslegungsprogrammen und –tools für die Auslegung der Stromspeicher ergibt ungefähr 1 kWh/1kW_p**

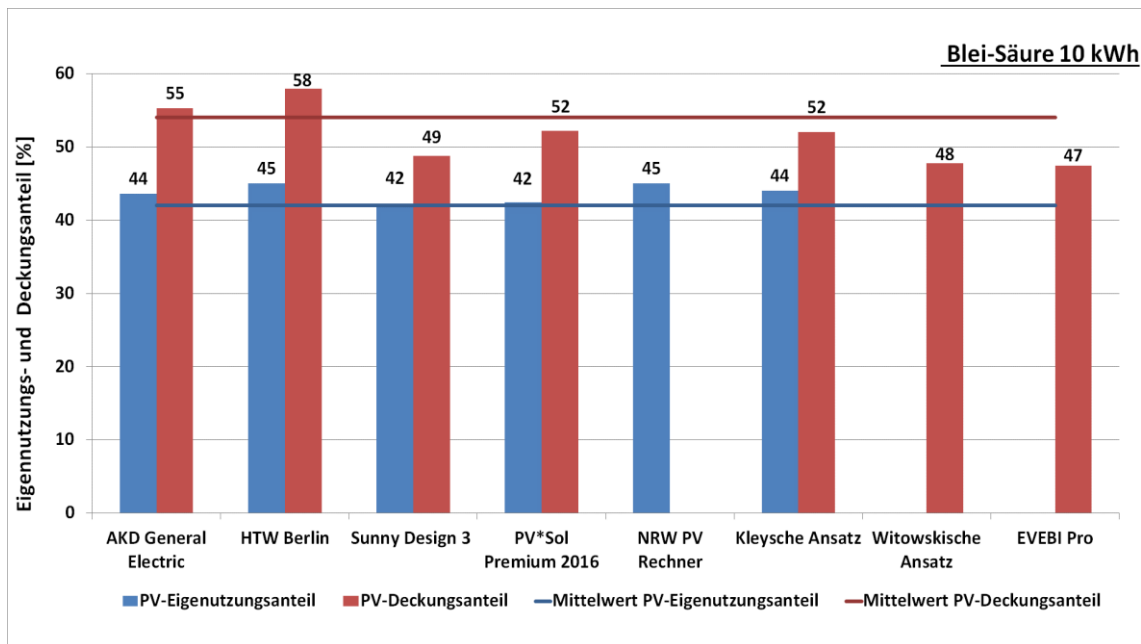


Abbildung 47: Vergleich der Ergebnisse der Dimensionierungstools unter der Annahme einer 10 kWh_{Nutz} Blei-Säure-Batterie

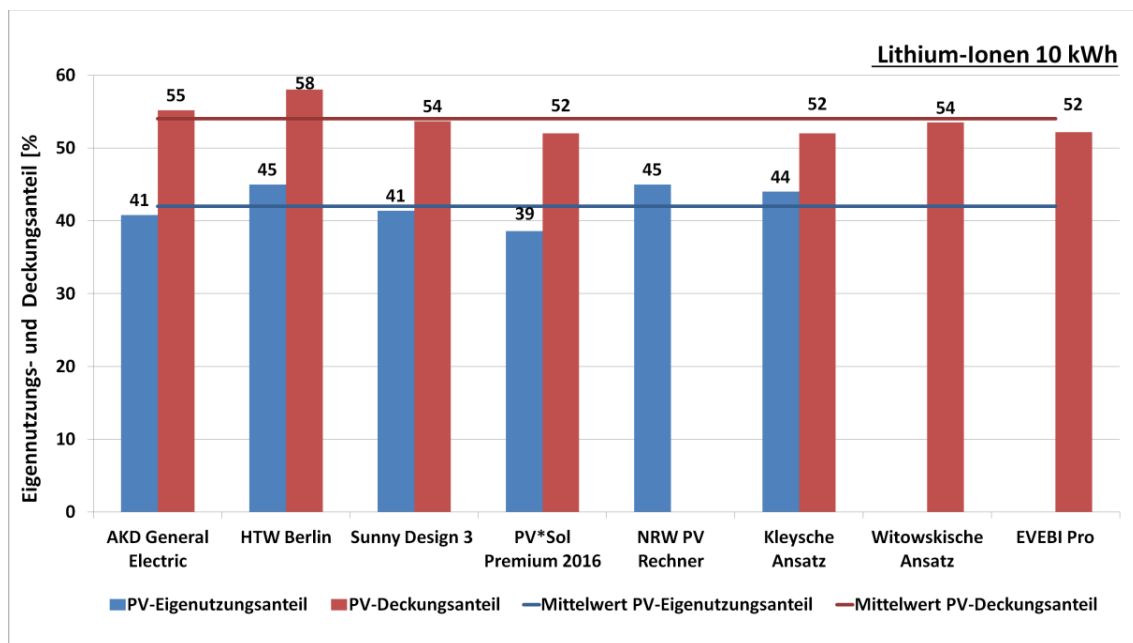


Abbildung 48: Vergleich der Ergebnisse der Dimensionierungstools unter der Annahme einer 10 kWh_{Nutz} Lithium-Ionen-Batterie

8. LABORTESTSTAND (AP3)

Im Rahmen des Forschungsprojektes werden im Laborversuch eine Lithium-Ionen und eine Blei-Gel Batterie mit einer nutzbaren Kapazität von je ca. 10 kWh unter gleichen Voraussetzungen untersucht, um die verschiedenen Speichertechnologie als auch die Analyse der Steigerung der Eigenverbrauchsquote und des Deckungsanteils zu bewerten.

8.1. Testaufbau - Teststand

Der Prüfstand zum Einzeltest der Batterietypen bedient sich des Hardware-in-the-Loop Konzeptes. Eine Batterie wird dabei über ihre Ein- und Ausgänge an den Prüfstand angeschlossen. Der Prüfstand selbst bildet dabei die typische elektrische Umgebung des Speichersystems ab. Dies beinhaltet die Stromerzeugung über eine PV-Anlage, die Stromlast des Gebäudes (Haushaltlast) und den Anschluss an das öffentliche Stromnetz. (Abbildung 49)

Die dazu verwendeten Komponenten umfassen:

- PV-Anlagen Simulation: das Betriebsverhalten der PV-Anlage wird über PV-Erzeugungsszenarien (Lastprofile) abgebildet
- Last-Simulator: Lastprofile Haushaltsstromverbrauch der Berghalde
- WP-Simulator: Abbildung Stromverbrauch und Betrieb der Wärmepumpe
- Speicher programmierbare Steuerung (SPS): Steuerung des Gesamtsystems und Simulation des Netzzugangszählers
- Batteriewechselrichter des Typs SMA SI 6.0H (Betrieb von AC-gekoppelte Batterien)
- Netzanschluss: Einspeisung als auch Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz

Die Umsetzung des Teststandes soll über die Eingabe von Lastprofilen für die PV-Produktion, den Wärmepumpenstrombedarf sowie dem Lastprofil des Nutzerstroms erfolgen. Im Labor werden die Profile auf die Batterie übertragen, auf Basis dieser Daten regelt der Batteriewechselrichter die Be- und Entladung der Batterie. Alle relevanten Eingaben und Ausgaben sowie die erfassten Datenpunkte sind in Tabelle 15 angegeben.

Im Rahmen des Arbeitspunktes erfolgt die Steuerung der Testläufe über PV-Erzeugung und der Stromlast aus dem Gebäude. Die Durchläufe erfolgen einzig durch Vorgabe der PV-Leistung und der elektrischen Last von Haushalt und Wärmepumpe.

Das Energiemanagementsystem des PV-Batteriespeichersystems regelt die Batterieleistung auf Basis der simulierten Netzaustauschleistung. Die Batterie wird zur Deckung des Lastverbrauchs entladen und mit überschüssiger PV-Energie geladen. Weitere Ladestrategien, wie prognosebasiertes Laden oder netzdienliche Ladung, werden nicht angewendet oder umgesetzt.

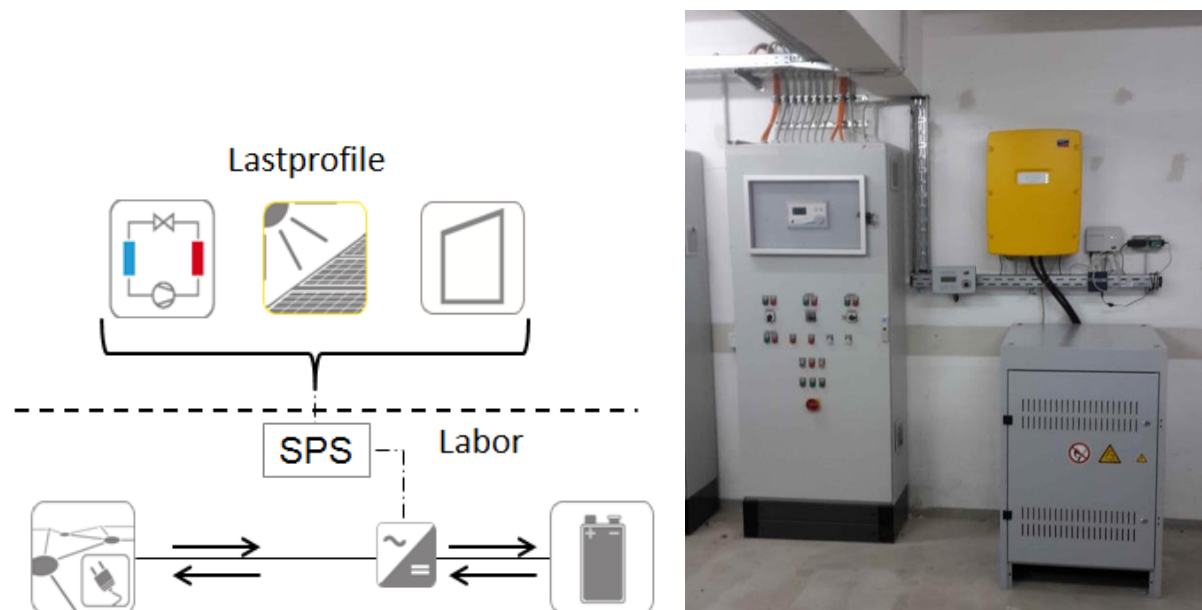


Abbildung 49: Versuchsaufbau des Laborteststandes schematisch (links) und als Hardware-in-the-Loop Teststand (rechts)

Tabelle 15: Datenpunkte, Lastprofile und berechnete Größen im Labortest

		Beschreibung
messtechnisch erfasste Datenpunkte	Batterieladezustand SOC [%]	Der vom Speichersystem ermittelte und dargestellte Ladezustand der Batterie.
	Be- und Entladeleistung [W]	Kontinuierlich erfasste Leistung der verwendeten Batterie bei Lade- und Entladebetrieb.
	Batteriebeladung [Wh]	Kontinuierlich erfasste Energiemenge, die in die Batterie geführt wird.
	Batterieentladung [Wh]	Kontinuierlich erfasste Energiemenge, die der Batterie entzogen wird.
Eingabedatenpunkte	PV-Produktion [W]	Kontrolldatenpunkt zur richtigen Erfassung / Eingabe des Lastprofils PV-Ertrag
	Stromverbrauch gesamt [W]	Kontrolldatenpunkt zur richtigen Erfassung / Eingabe des Lastprofils Haushalt und Wärmepumpe
	Be- und Entladeleistung [W]	Be- und Entladeleistung der Batterie über den Stromzähler zur Kontrolle der Messdaten
berechnete Datenpunkte	Netzbezug [kWh]	Erfassung des Netzbezuges am Stromzähler
	Netzeinspeisung [kWh]	Erfassung der Netzeinspeisung am Stromzähler
	PV-Produktion [kWh]	Erfassung der Produktionsmenge der PV-Anlage über das Integral der Leistung.
Lastprofile	PV-Ertragsleistung [W]	siehe Lastprofile Abbildung 50 bis Abbildung 52
	WP-Lastprofil [W]	
	Haushaltstromverbrauch [W]	

Berechnete Größen	Batteriewirkungsgrad [%]	Verhältnis der entladenen zur geladenen Energiemenge für einen definierten Zeitraum.
	Speicher- / Ladeverluste [kWh]	Differenz aus den Energiemengen, die in die Batterie eingespeist und wieder entzogen werden für einen definierten Zeitraum.
	Deckungsanteile	Prozentuale Anteile der Batterien an der PV-Stromerzeugung zur Speicherung als auch zur Deckung des Strombedarfs im Gebäude.

8.2. Lastprofile

Für die Umsetzung des Hardware-in-the-Loop Teststandes werden drei Stromlastprofile benötigt – PV-Produktion, Haushalts- und Wärmepumpenverbrauch. Die Wochen-Lastprofile für Sommer, Winter und Übergang werden aus den Messdaten der Berghalde aus dem Zeitraum 09/2014 bis 08/2015 abgeleitet. Dabei ist darauf zu achten, dass die Profile untereinander nicht vertauscht werden, da die Wetterverhältnisse äquivalent zum Betrieb der Wärmepumpe sind. Die Einbindung von Lastprofilen aus einer Gebäude- und Anlagensimulation wird nicht weiterverfolgt, da die gemessenen Profile realitätsnäher sind als synthetisch generierte Profile aus einer Simulation.

Für das Lastprofil Haushaltstrom werden die gemessenen Werte jeweils für einen Tag gemittelt über das Jahr abgebildet. Durch die Mittelung der Verbrauchswerte werden teilweise Lastspitzen z. B. durch den Betrieb der Waschmaschine oder des Herdes gekappt. Für den Teststand sollte dies keine Auswirkungen haben. Die Lastprofile Wärmepumpe und PV-Produktion beruhen auf jeweils eine komplette Messwoche in 2015.

Um für den Teststand 1-Minuten-Intervalle abzubilden, werden die 2-Minuten-Messwerte durch Mittelwerte ergänzt.

Jedes Lastprofil umfasst daher sieben Tage in einer Auflösung von 1-Minuten Intervallen und wird zusätzlich in Sommer, Winter und Übergangszeit unterteilt, um die jahreszeitlichen Schwankungen und Wettereinflüsse zu berücksichtigen (siehe Tabelle 16).

Tabelle 16: Varianten der Testphasen

PV-Produktion	Sommer	Winter	Übergang (Frühling / Herbst)
PV-Anlage	15 kW _p (Berghalde)		
Nutzer	4-Personen-Haushalt Berghalde (Lastprofile)		
Batterie	Lithium-Ionen und Blei-Gel (Kenndaten siehe Tabelle 21)		
Batteriekapazität (Nenn- / Nutzkapazität)	~ 10 kWh _{nutz} (Blei-Gel 20,0 / 10,0 kWh und Lithium-Ionen 10 / 9,2 kWh)		

PV-Stromerzeugung

Die gelbe Kurve in Abbildung 50, Abbildung 51 und Abbildung 52 stellt die AC-seitige Leistung am Ausgang der PV-Anlage dar. Die starken, kurzen Schwankungen zeigen einen wechselhaften Tagesverlauf der Einstrahlung. Es wird mit den Lastprofilen eine wechselhafte Woche abgebildet, innerhalb derer es sonnige als auch bewölkte Tage gibt.

Wärmepumpen-Verbrauch

Die grauen Lastprofile bilden die elektrische Leistung der Wärmepumpe ab. Gut zu erkennen an den verschiedenen Jahreszeiten ist der Wärmeverbrauch des Gebäudes und somit der Betrieb der Wärmepumpe. Die Lastspitzen zeigen deutlich die Zeitpunkte der Trinkwarmwasserbereitung auf.

Haushaltsverbrauch

Die rote Kurve zeigt den Haushaltsverbrauch im Verlauf des Tages. Auch hier sind deutlich die einzelnen Leistungspeaks über den Tag verteilt zu erkennen. Vor allem am Morgen und am späten Nachmittag ist ein erhöhter Leistungsbedarf im Haushalt festzustellen.

Im Haushaltstromverbrauch ist die Lüftungsanlage enthalten. Die E-Mobilität hingegen wird nicht berücksichtigt, da sie in diesem Rahmen als nicht allgemeingültig in den Einfamilienhäusern vorgesehen ist.

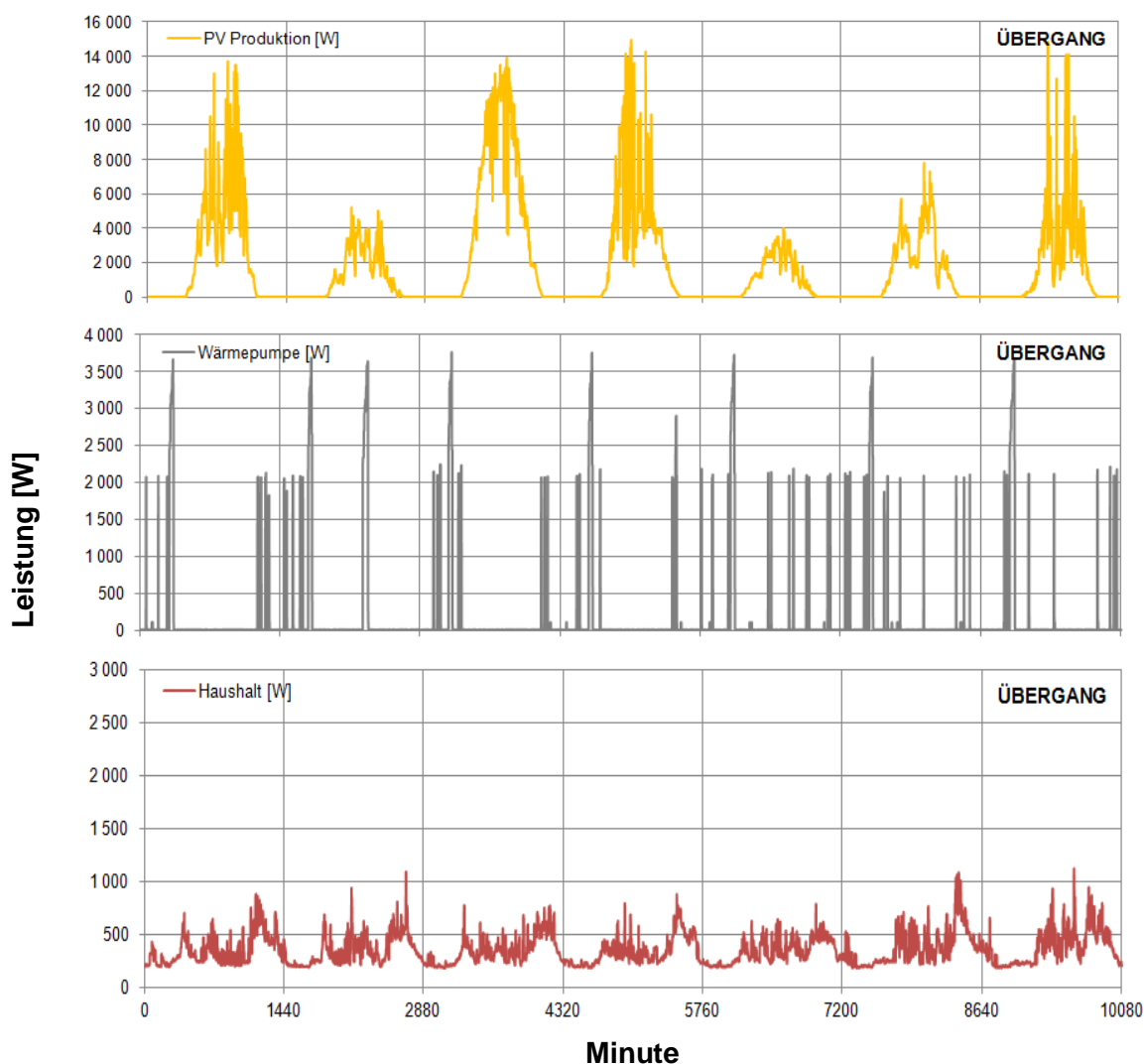


Abbildung 50: Lastprofile Übergang (Frühling / Herbst)

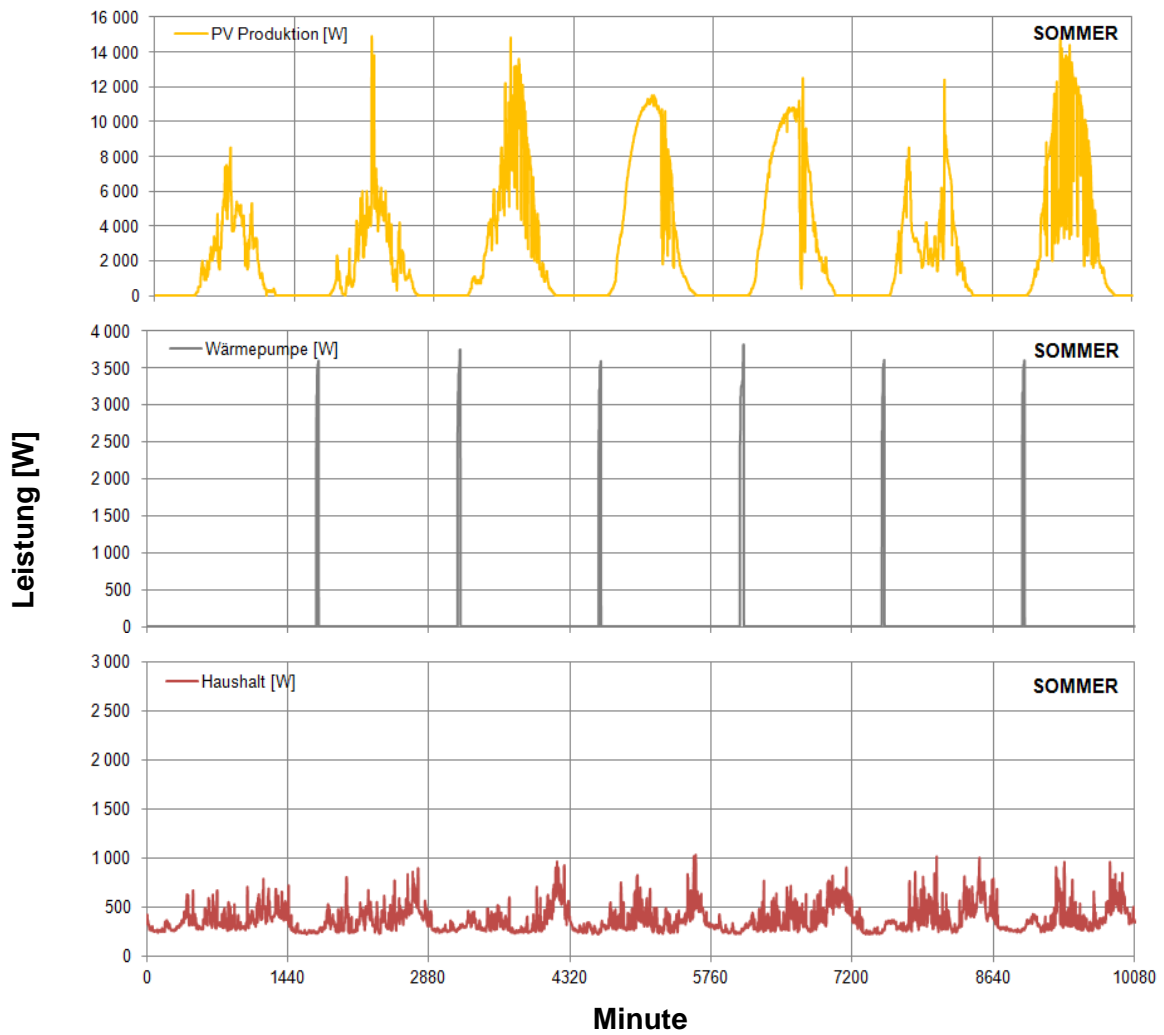


Abbildung 51: Lastprofile Sommer

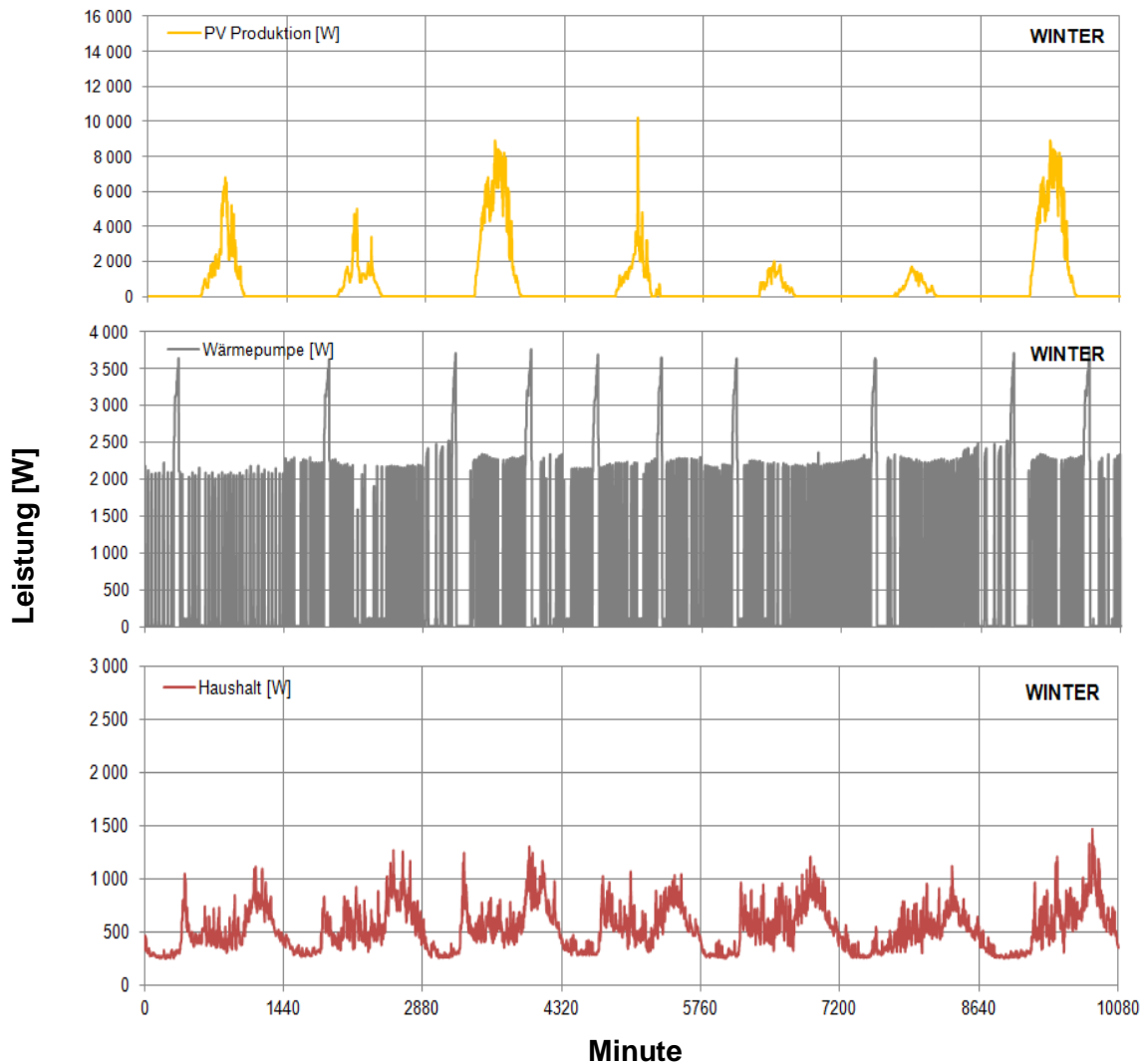


Abbildung 52: Lastprofile Winter

8.3. Laboreergebnisse

Im Rahmen des Prüfverfahrens werden den Batterien Lastprofile des Haushaltsstroms, der Wärmepumpe und der PV-Produktion aufgeprägt. Der Gesamtstromverbrauch, der sich im Versuchsstand ergibt, ist in Abbildung 53 dargestellt und beinhaltet neben dem Haushalts- und Wärmepumpenstrom auch die Speicherverluste der Batterien. Es ist zu erkennen, dass im Verlauf der Jahreszeiten, der Gesamtstromverbrauch im Konzept mit einer Lithium-Batterie geringer ist. In der Winterzeit sind die Verbrauchswerte relativ identisch.

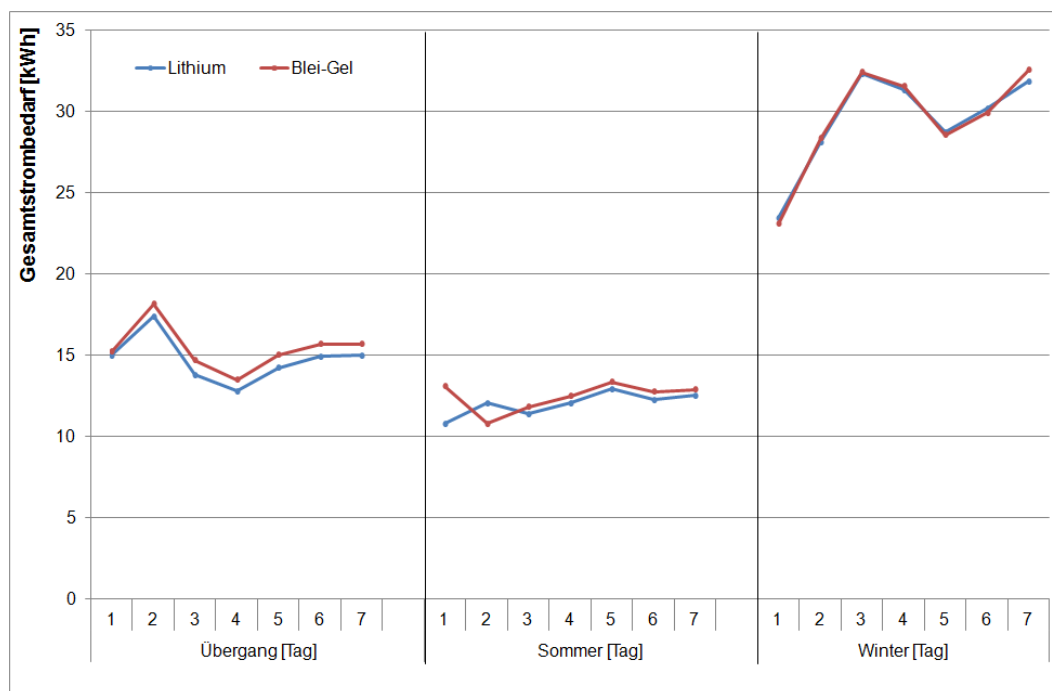


Abbildung 53: Tageswerte des Gesamtstromverbrauchs der Batterietypen inkl. Batterieverluste – Lithium-Ionen und Blei-Gel

Werden die erzielbaren Deckungsanteile bewertet, so ergeben sich mit einer Blei-Gel-Batterie im Labortest tägliche Deckungsanteile der Batterie am Gesamtstromverbrauch von 18 bis 55 %, je nachdem welche Jahreszeit betrachtet wird. Der Netzbezug beträgt in den einzelnen Phasen 17 bis 66 %, sodass die restlichen 16 bis 37 % über eine direkte PV-Deckung erfolgen. Mittels der Lithium-Ionen-Batterie können auf dem Teststand ähnliche Deckungsanteile erzielt werden (Abbildung 54). Große Unterschiede sind hinsichtlich der Deckung des Gesamtstromverbrauchs nicht zu verzeichnen. Auffällig ist jedoch, dass trotz identischer Randbedingungen die Blei-Gel-Batterie geringfügig bessere Deckungsanteile erzielt als die Lithium-Ionen-Batterie. Dies ist in der Übergangszeit besonders prägnant. Ursache hierfür ist die minimal geringere effektive Speicherkapazität der Lithium-Ionen-Batterie.

Im Durchschnitt ergeben sich Deckungsanteile am Gesamtstromverbrauch gemäß Tabelle 17 für die beiden Technologien.

Tabelle 17: Erzielbare Deckungsanteile der Batterietypen am Gesamtstromverbrauch

	Lithium-Ionen			Blei-Gel		
	Übergang	Sommer	Winter	Übergang	Sommer	Winter
Netzbezug	28,2 %	15,3 %	67,9 %	17,9 %	17,3 %	65,7 %
PV-Strom direkt	29,5 %	39,3 %	15,9 %	28,0 %	36,9 %	16,5 %
Batterienutzung	42,8 %	46,0 %	16,2 %	55,0 %	46,8 %	18,1 %

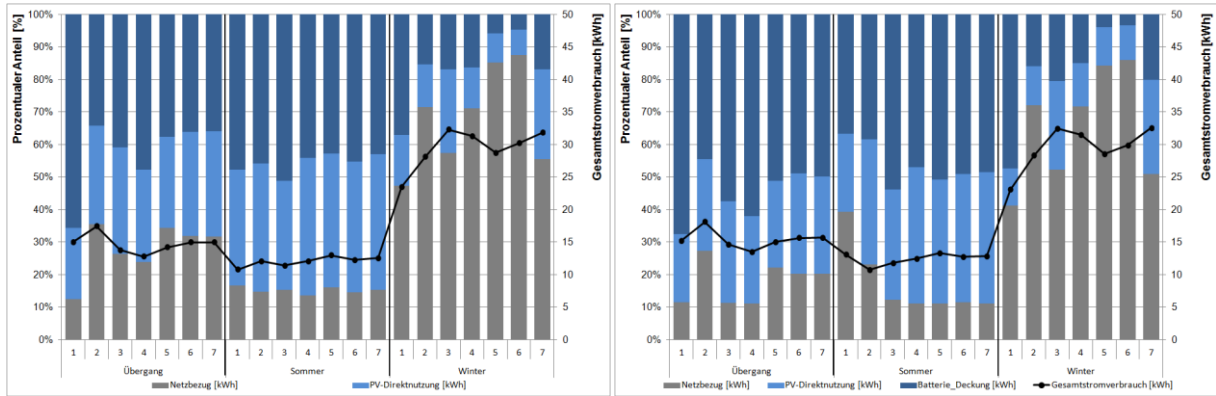


Abbildung 54: Deckungsanteile Stromverbrauch durch PV, Batterie und Netzbezug – Lithium-Ionen (links) und Blei-Gel (rechts)

Hinsichtlich der Anteile der PV-Produktion und Verteilung als Netzeinspeisung oder Direktnutzung sind anhand der Verläufe in Abbildung 55 ebenfalls keine gravierenden Unterschiede der Batterietechnologien zu erkennen. Durch die Batterienutzung werden rund 80 % der PV-Stromproduktion in den Sommermonaten und 25 % des PV-Ertrages in den Wintermonaten in das Stromnetz eingespeist.

Im Durchschnitt ergeben sich Deckungsanteile an der PV-Stromproduktion gemäß Tabelle 18 für die beiden Batterietechnologien.

Im Fall der Blei-Gel-Batterie ist eine geringere Netzeinspeisung zu verzeichnen. Die Ursache liegt im Ausgleich der Batteriespeicher- / Systemverluste. Daher muss mehr PV-Strom in die Batterie geladen werden als bei der Lithium-Ionen-Batterie.

Tabelle 18: Erzielbare Deckungsanteile der Batterietypen an der PV-Produktion

	Lithium-Ionen			Blei-Gel		
	Übergang	Sommer	Winter	Übergang	Sommer	Winter
Eigenstromnutzung	29,3 %	18,7 %	73,2 %	35,0 %	18,4 %	75,7 %
Netzeinspeisung	70,7 %	81,3 %	26,8 %	65,0 %	81,6 %	24,3 %

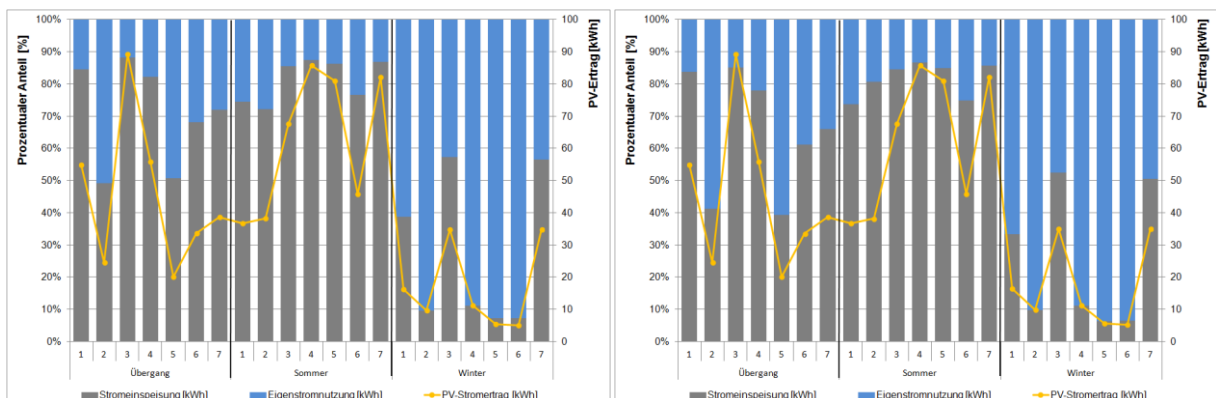


Abbildung 55: Tägliche Anteile der Netzeinspeisung und der Eigenstromnutzung am PV-Ertrag – Lithium-Ionen (links) und Blei-Gel (rechts)

Bei der Blei-Gel-Batterie mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 10 kWh (absolut 20 kWh) liegt der Systemwirkungsgrad zwischen 68 und 73 %. Die Lithium-Ionen-Batterie mit einer etwas geringeren nutzbaren Speicherkapazität von 9,2 kWh (absolut 10 kWh) erzielt einen mittleren Wirkungsgrad von 73 bis 77 %, siehe Tabelle 19.

Die Lithium-Batterie weist im Durchschnitt mit ~1,5 kWh pro Tag recht konstante Systemverluste auf. Die Blei-Batterie weist stärkere Schwankungen in den Systemverlusten auf. Es ergeben sich hier Verluste zwischen 0,7 bis 4 kWh/Tag. Im Durchschnitt belaufen sich die Systemverluste hier auf 1,4 bis 2,5 kWh/Tag.

Erst im Systemwirkungsgrad und bei den Speicherverlusten lassen sich die Unterschiede in den Technologien aufzeigen. Beide Batterietypen erzielen auf dem Teststand die in der Literatur angegebenen Werte für die Systeme (Batterie inkl. Wechselrichter und Peripherie).

Werden die Vollzyklen für die Testphase betrachtet, so ist festzustellen, dass innerhalb der jeweiligen 7 Tage-Phasen die Batterien 1,6 bis 2,9 Vollzyklen aufweisen. Die Blei-Batterie hat höhere Vollzyklenzahlen, aufgrund des geringeren Wirkungsgrades und der hohen Systemverluste. Hierdurch muss die Batterie häufiger beladen werden.

Tabelle 19: Systemwirkungsgrad, Speicherverluste und Vollzyklen der Batterietypen innerhalb der Testphasen

	Lithium-Ionen			Blei-Gel		
	Übergang	Sommer	Winter	Übergang	Sommer	Winter
Wirkungsgrad	75,7 %	76,5 %	73,5 %	74,2 %	68,0 %	72,6 %
Systemverluste	1,8 kWh/d	1,5 kWh/d	1,3 kWh/d	2,5 kWh/d	2,3 kWh/d	1,4 kWh/d
Vollzyklen je Woche / Testphase	2,6	2,9	1,6	3,7	2,4	2,5

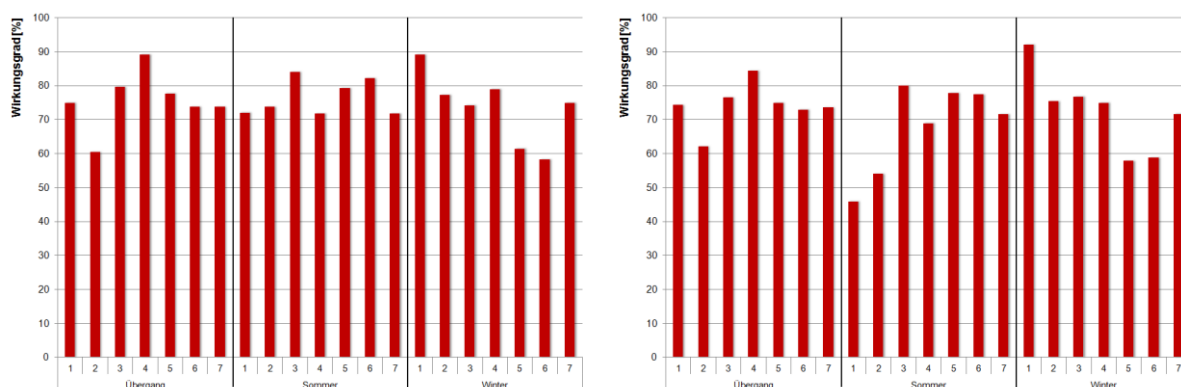


Abbildung 56: Systemwirkungsgrade – Lithium-Ionen (links) und Blei-Gel (rechts)

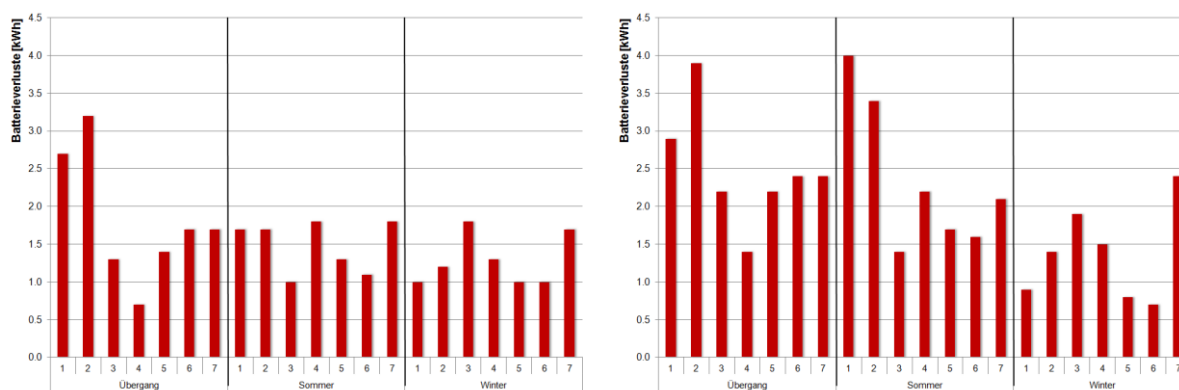


Abbildung 57: Systemverluste – Lithium-Ionen (links) und Blei-Gel (rechts)

Über den Ladezustand der beiden Batterietypen lassen sich auch der Unterschied zwischen der Nenn- und der Nutzkapazität ableiten (siehe Abbildung 58).

Die Lithium-Ionen-Batterie kann bis zu 20 % entladen und bis zu 100 % beladen werden. Im Gegensatz dazu wird die Blei-Gel-Batterie nur bis max. 62 % entladen, die 100 %-ige Beladung wird nicht erreicht. Diese Unterschiede spiegeln sich auch in den nutzbaren Speicherkapazitäten wieder.

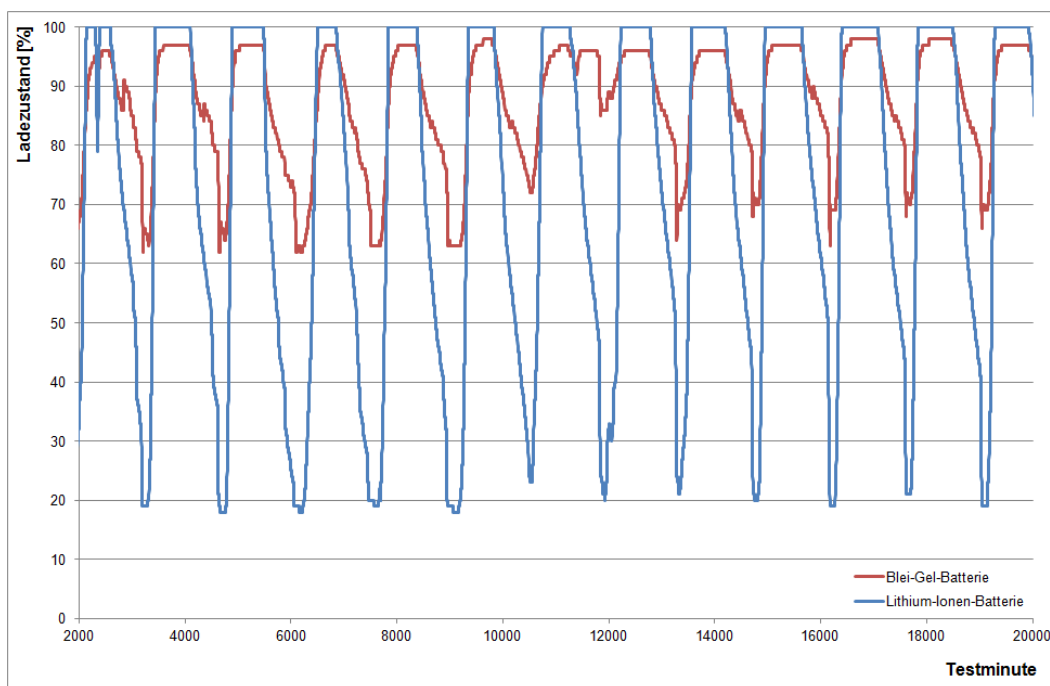


Abbildung 58: Ladezustand (SOC) der Batterietypen – Lithium-Ionen und Blei-Gel

Bei beiden Batterietechnologien sind im Lastprofil „Winter“ Erhaltungsladungen festzustellen. Dabei häufen sich die Erhaltungsladungen bei der Lithium-Ionen-Batterie. Beide Systeme benötigen im Winter in den Abendstunden Strom aus dem Netz, um ihren Mindestladezustand zu erhalten, zur Vermeidung von Schäden.

Bei der Lithium-Ionen-Batterie erfolgt eine Erhaltungsladung, wenn der Ladezustand unter ~ 17 % sinkt. Bei der Blei-Gel-Batterie bei ca. 58 %, siehe Abbildung 59.

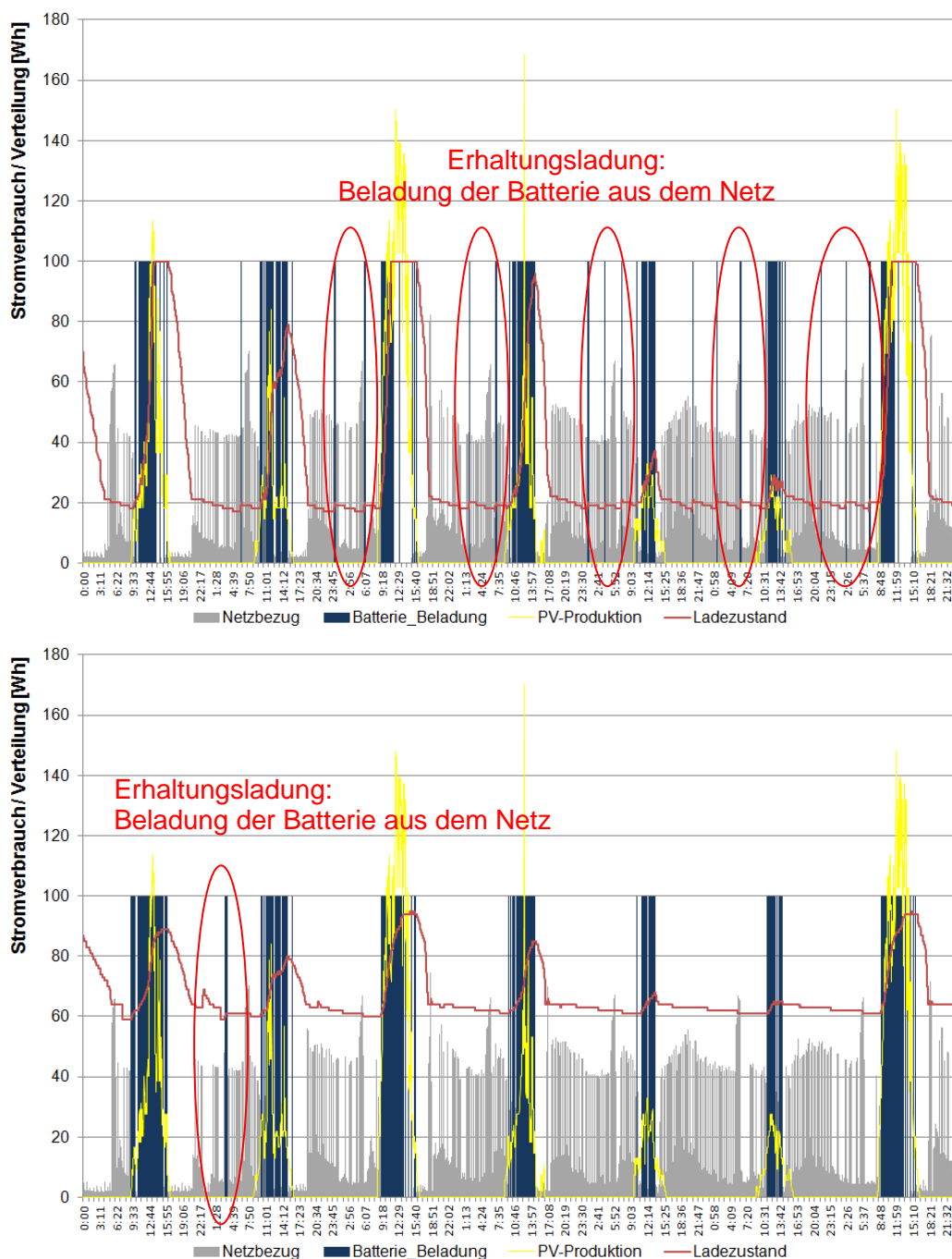


Abbildung 59: Erhaltungsladung in den Wintermonaten – Lithium-Ionen (oben) und Blei-Gel (unten)

Um die Laborergebnisse der 7-Tage Phasen auf ein Betrachtungsjahr hochzurechnen, werden folgende Annahmen getroffen:

- Übergangszeit: 16.03. - 18.05. und 01.09. - 06.11. des Jahres (18 Wochen)
- Sommerzeit: 18.05. - 01.09. des Jahres (16 Wochen)
- Winterzeit: 06.11. - 16.03. des Jahres (19 Wochen)

Aus den Wochenwerten ergeben sich die in Tabelle 20 hochgerechneten Jahreswerte. Auch an den hochgerechneten Jahreswerten zeigt sich, dass bei der Blei-Gel-Batterie eine geringere

Netzeinspeisung zu verzeichnen ist, da die Batteriespeicher- / Systemverluste ausgeglichen werden müssen.

Es ergeben sich in beiden Fällen höhere Eigendeckungsanteile am Stromverbrauch und geringere Eigennutzungsanteile am PV-Ertrag, gegenüber den gemessenen Jahreswerten am Monitoringgebäude (siehe Kapitel 10). Die Unterschiede ergeben sich aus der Hochrechnung der idealisierten Wochenwerte. Ein direkter Vergleich erfolgt nicht, da nicht alle Stromverbraucher (z. B. E-Mobilität) berücksichtigt werden.

Tabelle 20: Hochrechnung der Energieverbräuche und Verluste auf ein Betrachtungsjahr

	Lithium-Ionen	Blei-Gel
Eigenstromnutzung	3.785 kWh/a	4.163 kWh/a
Netzeinspeisung	11.141 kWh/a	10.779 kWh/a
Netzbezug	3.196 kWh/a	2.967 kWh/a
Systemverluste	570 kWh/a	758 kWh/a
	8 %	11 %

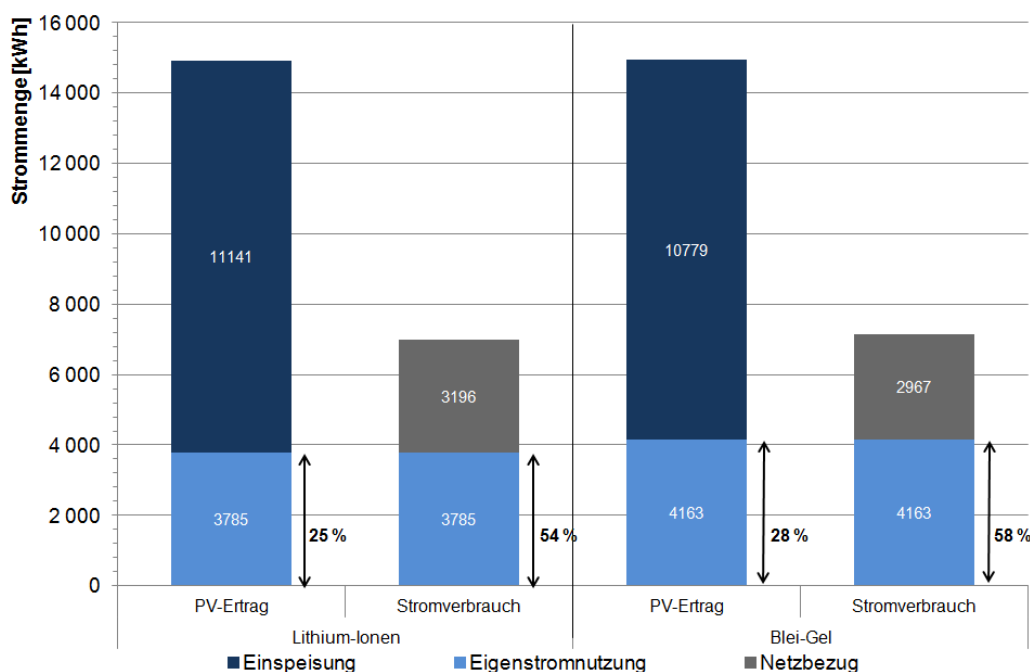


Abbildung 60: Eigenstrom- und Deckungsanteile Labortest – Hochrechnung auf ein Betriebsjahr

9. STEIGERUNG DES EIGENSTROMDECKUNGSANTEILS MITTELS STROMSPEICHER (AP4)

Die nachfolgende Auswertung und Analyse befasst sich mit der Steigerung des Eigenstromnutzungs- und Deckungsanteils durch die Einbindung eines Stromspeichers. Die Eigenstromsteigerung durch Nachtabsenkung oder Wärmepumpenregelung (Power-to-Heat), etc. werden bereits im Vorgängerprojekt „Betriebsstrategien für EffizienzhausPLUS Gebäude am Beispiel der Berghalde“ (SWD – 10.08.18.7-13.33) behandelt.

Es ist anzumerken, dass der Eigenstromnutzungs- als auch Deckungsanteil gemäß Abschnitt 3.2 den Anteil der gesamten elektrischen Energie im Gebäude beschreibt, der durch lokal erzeugten PV-Strom gedeckt werden kann. Eine Volleinspeisung der PV-Anlage würde bedeuten, dass der Deckungsanteil 0 % beträgt, während 100 % ausdrückt, dass das Gebäude komplett über den PV-Strom versorgt werden kann.

Ein 100-prozentiger Deckungsanteil könnte nur mit sehr großen Batterien (hoher Speicherkapazität) erreicht werden. Insbesondere in den Wintermonaten ist die Deckung mit PV-Strom für die meisten Haushalte in Deutschland nicht möglich.

Grundsätzlich gilt jedoch, dass der Deckungsanteil eines typischen Privathaushaltes umso größer wird, je größer die Nennleistung der installierten PV-Anlage ist.

9.1. Grenzbetrachtung zur Eigenstromnutzung

Hinsichtlich einer Grenzwertbetrachtung des Eigenstromnutzungs- und Deckungsanteils kann in einem Einfamilienhaus mit Wärmepumpe und ohne Stromspeicher folgendes festgehalten werden [08] (siehe auch Abbildung 61):

- Mit steigender PV-Leistung entwickeln sich der PV-Eigennutzungs- und Deckungsanteil gegensätzlich. Während der PV-Eigennutzungsanteil mit steigender PV-Leistung sinkt, steigt der PV-Deckungsanteil an. Mit größer werdenden Leistungen nehmen die Ab- bzw. Zunahme ab.
- Über den betrachteten Leistungsbereich wirkt sich eine Leistungszunahme der PV-Anlage stärker auf das Absinken des PV-Eigennutzungsanteils als auf die Zunahme des Deckungsanteils aus.
- Ein Deckungsanteil über 35 % bedarf einer PV-Leistung größer 18 kWp, was zeitgleich zu einem PV-Eigennutzungsanteil von unter 25 % führt. Eine Vergrößerung der PV-Leistung würde den Deckungsanteil weiter erhöhen, letztlich aber zu einem PV-Eigennutzungsanteil von unter 20 % führen.

- **Ohne Batterien sind Deckungsanteile im Einfamilienhaus bis 30 % realisierbar.**
- **Eine Maximierung des PV-Eigennutzungsanteils steht im Widerspruch zu einem möglichst hohen solaren PV-Deckungsanteil am Strombedarf und umgekehrt.**
- **Durch den gegensätzlichen Verlauf müssen immer beide Anteile betrachtet und gegenübergestellt werden.**

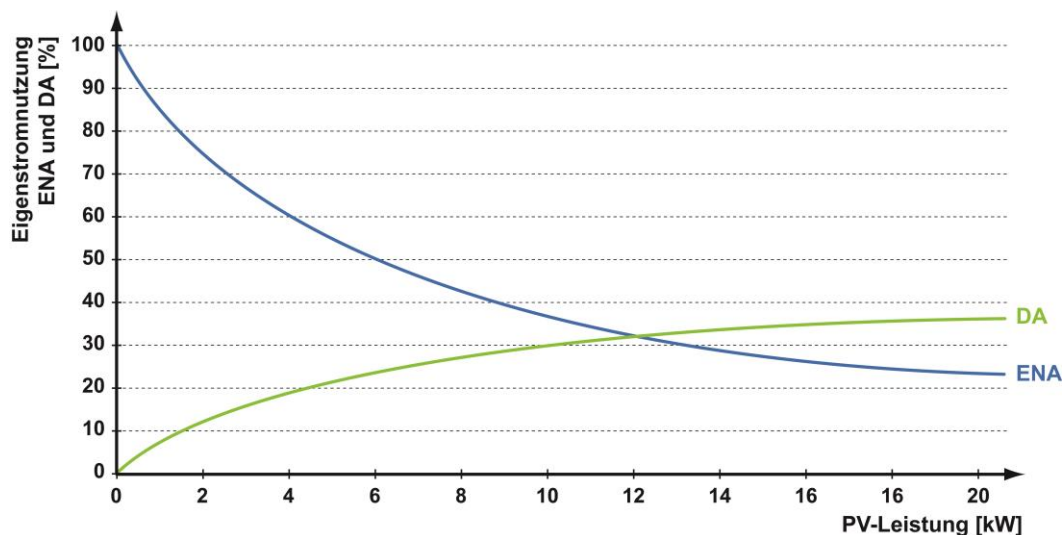


Abbildung 61: Einfluss der installierten PV-Leistung auf den PV-Eigennutzungs- (ENA) und Deckungsanteil (DA) ohne Stromspeicherung für ein Einfamilienhaus mit Wärmepumpe [08]

Als Grundlage bzw. Parameterstudie zur Ermittlung und Grenzbetrachtung der Batteriegröße zur Erreichung einer 100-prozentigen Deckung des ENA und DA, werden am Gebäude- und Anlagenmodell der Berghalde Simulationsstudien durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 62 dargestellt und zeigen, dass im Fall der Berghalde mit einer 15 kW_p-PV-Anlage zur Erreichung eines annähernd 100-prozentigen Deckungsanteils eine Nennspeicherkapazität von 6.000 kWh erforderlich wäre. Dabei liegt der Gesamtstromverbrauch des Gebäudes inkl. elektrische Wärmepumpe und E-Mobilität bei rund 11.000 kWh pro Jahr.

Die Ergebnisse der Analyse zur Erzielung eines autarken Gebäudes zeigen, dass die Größe weit entfernt jeder Realität ist. Eine Batterie mit einer Kapazität von 6.000 kWh erfordert einen bestimmten Platzbedarf, welcher im Einfamilienhaus nicht zur Verfügung steht. Zum anderen müsste die Ansteuerung bzw. die Beladung berücksichtigt werden, wobei die installierte Batterie mehrere Monate bis zur vollständigen Beladung benötigen würde. Zudem kommt hinzu, dass hohe Speicherverluste entstehen und eine hohe Erhaltungsladung in den Wintermonaten erforderlich ist.

Ziel der Umsetzung und Implementierung von Batterien in Einfamilienhäusern ist die Steigerung der Deckungsanteile unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und der Senkung der Energiekosten. Daher ist eine Autarkie nicht zielführend. Sinnvolle Kapazitäten von Batteriespeichern liegen deutlich unter 200 kWh bei Einfamilienhäusern. Ein Deckungsanteil von max. 50 bis 60 % ist damit zu erreichen. Anhand Abbildung 62 ist zu erkennen, dass sich bis zu einer Speicherkapazität von 30 kWh die Deckungsanteile verdoppeln (von 30 % auf 60 %). Eine weitere Steigerung um 30 % ist nur durch eine überdimensionale Erhöhung der Speicherkapazität möglich. Eine weitere Erhöhung und somit eine saisonale Speicherung hat keine Nennenswerten Steigerungen im Verhältnis von Deckungsanteil- zu Kapazität- zur Folge.

Das Ziel einer Autarkie und somit die Deckung des Stromverbrauchs zu 100 % ist in Deutschland ökonomisch gesehen nicht umsetzbar, aufgrund der geringen Sonneneinstrahlung in den Wintermonaten. Aufgrund der enormen Batteriegröße wäre das PV-Anlagensystem unwirtschaftlich. Grundsätzlich handelt es sich um eine theoretische Betrachtung, da die Autarkie von Gebäuden in Deutschland nicht sinnvoll ist.

- Ziel der Autarkie ist mittels Stromspeicher nicht wirtschaftlich und sinnvoll.
- Erzielbare Deckungsanteile durch die Einbindung von Batterien von 50 – 60 % realistisch.

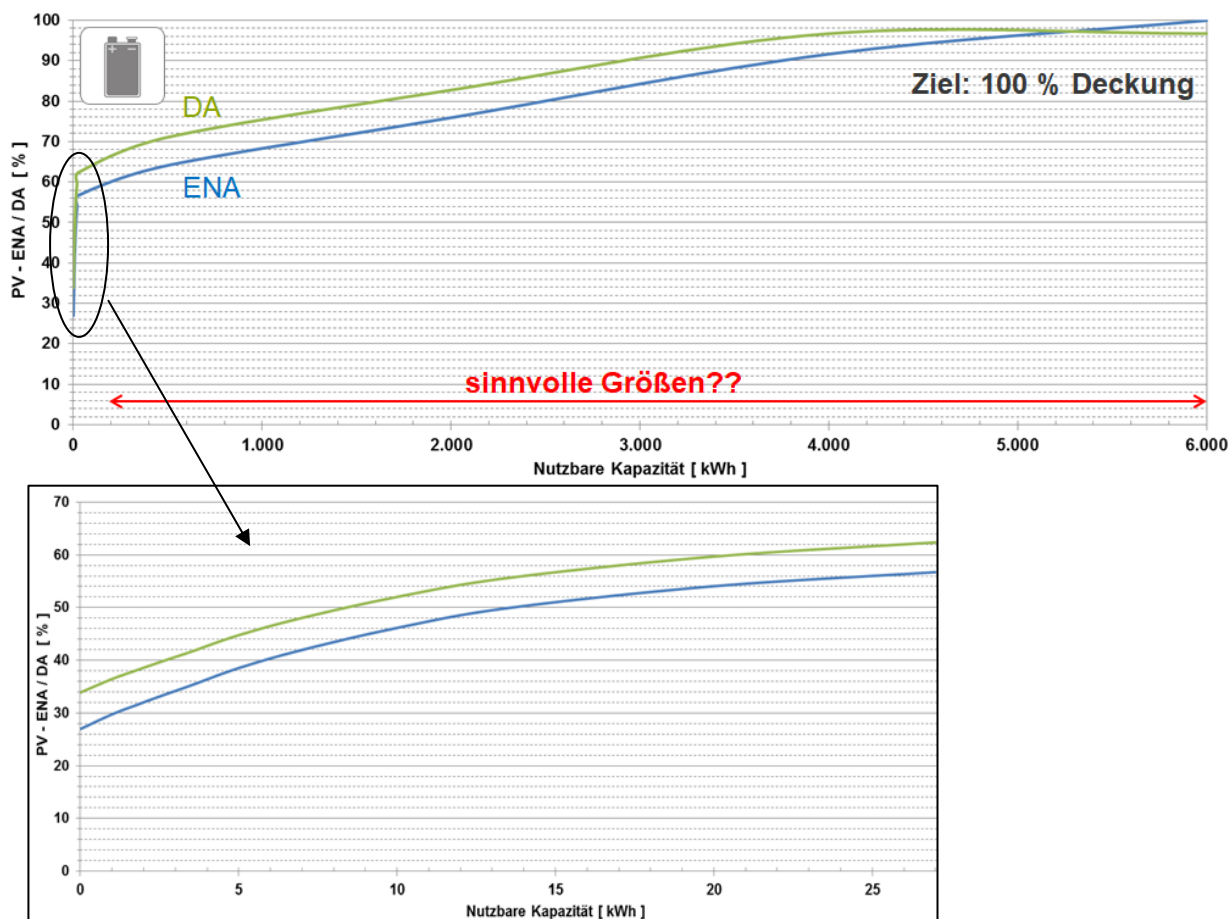


Abbildung 62: Grundlagenstudie einer sinnvollen Batteriegröße anhand des Einfamilienhauses „Berghalde“ (PV-Anlage 15 kW_p) (ENA = Eigennutzungsanteil und DA = Deckungsanteil)

9.2. Deckungsanteile im Einfamilienhaus

Mit einer Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss einzelner Anlagenkomponenten und Verbraucher auf die Eigenstromnutzung und den Deckungsanteil untersucht. Die im Rahmen der Dissertation von Herrn Kley [08] durchgeführten Simulationen am Gebäude „Berghalde“ betrachten die wesentlichen Auslegungsgrößen für die Energiebereitstellung zur Erzielung hoher solarer Deckungsanteile und eines hohen direkten Eigenstromanteils. Aus den Ergebnissen werden Auslegungsdiagramme entwickelt, die zur Planung von Stromspeichern und zur Maximierung der Eigenstromnutzung angewendet werden können.

Die Diagramme gelten für Standorte in Deutschland und können für Ein- und Zweifamilienhäuser mit monovalenter elektrischer Wärmepumpe angewendet werden. Unter Berücksichtigung der nutzbaren Stromspeicherkapazität, dem PV-Ertrag sowie dem Strombedarf des Gebäudes

(mit oder ohne E-Mobilität) ermöglichen die Diagramme eine Optimierung des PV-Eigennutzungs- (ENA) und des Deckungsanteils (DA).

Anhand Abbildung 63 ist zu erkennen, dass sich im Einfamilienhaus ohne Stromspeicher mit einem Verhältnis von PV-Ertrag zu Jahresstrombedarf von 1 MWh/MWh bereits über 30 % beim Eigenstromnutzungsanteil als auch beim Deckungsanteil erzielen lassen.

An den Verläufen des Eigenstromnutzungsanteils kann festgestellt werden, dass ab einem Verhältnis von Speicherkapazität zu Strombedarf von $> 1,25$ kWh/MWh eine weitere Vergrößerung des Stromspeichers nur einen geringen Nutzen aufzeigt und der Deckungsgrad nicht nennenswert steigt. Zur Erklärung dient die Speicherkapazität, da größere Stromspeicher in der Nacht nicht vollständig entladen werden können. Somit steht am Folgetag nicht die gesamte Speicherkapazität zur Verfügung.

Bei einer Speicherkapazität von 1 kWh/MWh und einem PV-Ertrag von 1 MWh/MWh, jeweils bezogen auf den Jahresstrombedarf, resultieren Deckungsanteile um 50 %. Durch eine Verdopplung der Speicherkapazität auf 2 kWh/MWh lassen sich die Deckungsanteile lediglich auf 55 % erhöhen.

Die Darstellungen zeigen, dass die Größe des Stromspeichers mit der installierten Leistung der Photovoltaikanlage abgestimmt werden muss. Mit Erreichen des EffizienzhausPLUS-Standards (PV-Ertrag zu Strombedarf = 1) und einem installierten Stromspeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 1 kWh pro MWh Strombedarf, kann der Eigennutzungsanteil auf etwa 60 % verdoppelt werden. Gleichzeitig lässt sich ein Deckungsanteil von etwa 50 % erreichen.

Die Dimensionierung eines Stromspeichers, der zur Erhöhung der Eigenstromnutzung in ein System integriert wird, kann auf Basis der installierten Leistung der PV-Anlage und des Strombedarfs erfolgen. Die Isolinien des PV-Eigennutzungsanteils zeigen einen steileren Verlauf oberhalb von 1,25 kWh nutzbarer Kapazität pro MWh PV-Ertrag. Mit einem spezifischen Solarertrag von 1.000 kWh/kW_p ergibt sich ein auf die PV-Leistung bezogener Kennwert von 1,25 kWh nutzbarer Kapazität pro kW_p PV-Leistung. Darüber hinaus hat eine Vergrößerung des Stromspeichers nur einen geringen Mehrwert.

Bei der Betrachtung der Isolinien des Deckungsanteils wird dieser Zusammenhang noch ersichtlicher. Eine Erweiterung der Speicherkapazität über die Diagonale hinaus, bewirkt generell nur einen geringen Anstieg des Deckungsanteils. Um einen hohen Deckungsanteil zu erreichen, muss demzufolge sowohl die Speicherkapazität als auch die PV-Leistung vergrößert werden.

- **Keine relevante Steigerung des Eigenstromnutzungsanteils mehr realisierbar, wenn nutzbare Speicherkapazität zu Strombedarf $> 1,25$.**
- **Keine relevante Steigerung des Deckungsanteils erzielbar bei Überschreitung der Diagonalen.**
- **Auslegungsregel: 1 kWh nutzbare Speicherkapazität pro kW_p PV-Leistung bei einem jährlichen PV-Ertrag von 900 bis 1 100 kWh/ kW_p .**

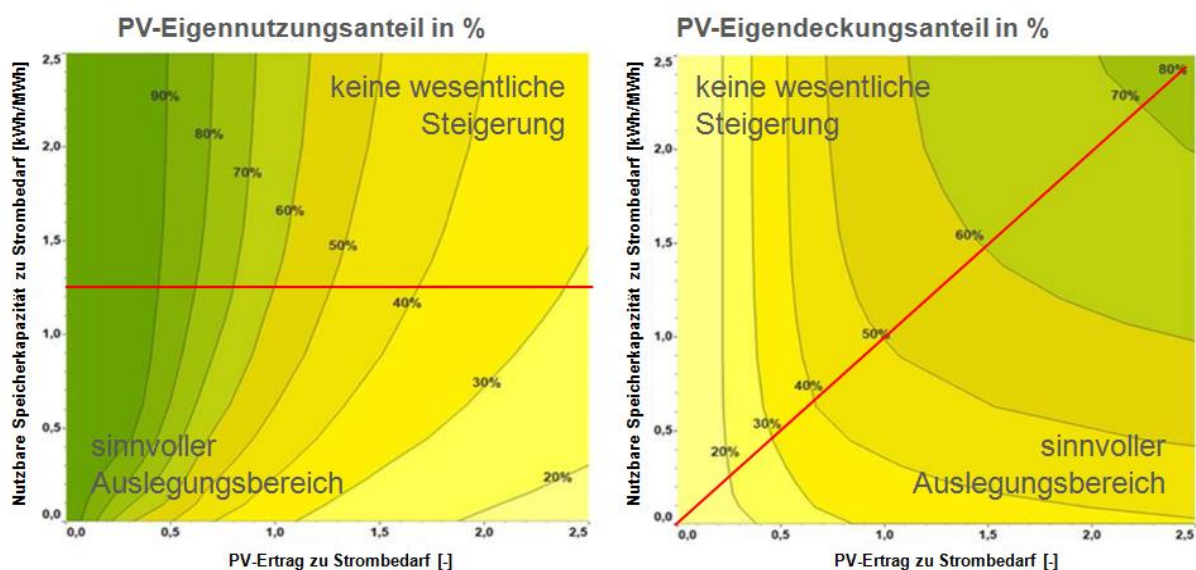


Abbildung 63: PV-Eigennutzungsanteil und -Deckungsanteil von Einfamilienhäusern (mit E-Mobilität) [08]

9.3. Steigerung des Eigenstromdeckungsanteils: MFH vs. EFH

Gegenwärtig existieren viele Studien inwieweit sich der PV-Eigennutzungs- und der PV-Deckungsanteil im Bereich von Einfamilienhäusern (EFH) mittels PV-Anlagen und der Integration von Solarstromspeichern erhöhen lassen. Eine Fortführung dieser Ausarbeitungen liegt in der Analyse des Potentials zur Steigerung des PV-Eigennutzungs- und des PV-Deckungsanteils im Bereich von Mehrfamilienhäusern (MFH).

Im Rahmen des Forschungsprojektes werden für Mehrfamilienhäuser ebenfalls Auslegungsdiagramme erarbeitet und ein Vergleich zu den Auslegungsdiagrammen des Einfamilienhauses (siehe Abschnitt 9.2) gezogen.

Für die Darstellung und Auswertung der Deckungsanteile für Mehrfamilienhäuser werden in diesem Fall keine Simulationen angewendet. Auf Basis von verschiedenen gemessenen und synthetisch erzeugten Nutzer- und PV-Profilen von unterschiedlichen Mehrfamilienhäusern und Standorten werden die PV-Eigennutzungsanteil und PV-Deckungsanteil zusammengetragen. Die angewendeten (gemessenen) Verbräuche und Erträge werden gemäß den Verhältnissen gegenübergestellt und die entsprechenden PV-Eigennutzungsanteil und PV-Deckungsanteil abgeleitet.

Die erarbeiteten Mittelwerte werden jeweils in einem Diagramm gemäß den Einfamilienhäusern zusammengefasst.

Analog zum Einfamilienhaus werden die Kennwerte gemäß Abbildung 64 für das Mehrfamilienhaus ermittelt. Bei einem Verhältnis von PV-Ertrag zu Jahresstrombedarf von 1 MWh/MWh und ohne Stromspeicher liegt der Eigenstromnutzungsanteil als auch der Deckungsanteil zwischen 35 und 40 %.

Auch bei den Mehrfamilienhäusern ist festzustellen, dass ab einem Verhältnis von Speicherkapazität zu Strombedarf von > 1,25 kWh/MWh eine weitere Vergrößerung des Stromspeichers nur einen geringen Nutzen aufzeigt. Der Deckungsgrad kann nicht nennenswert gesteigert werden.

Auch beim Deckungsanteil zeigt sich, dass eine signifikante Steigerung oberhalb der Diagonalen nicht mehr gegeben ist.

Der Vergleich zu den Auslegungsdiagrammen des Einfamilienhauses ergibt, dass beim PV-Eigennutzungsanteil

- ohne Batterie ~ 10 % mehr Anteile erzielt werden können, aufgrund der Nutzungsprofile und dem daraus resultierenden Mehrbedarf und
- sich mit einer Batterie annähernd gleiche Werte ergeben wie beim EFH.

Beim PV-Deckungsanteil zeigt sich dagegen, dass

- höhere Werte bei MFH erzielt werden können, da hier das Potential der gleichzeitigen Nutzung (Stromverbrauch Haushalt) vorliegt.

Der größte Unterschied zwischen den beiden Häusertypen ergibt sich aus dem Strombedarfsverlauf. Bei Einfamilienhäusern treten in der Regel höhere Strombedarfsunterschiede im tageszeitlichen Verlauf auf als beim Mehrfamilienhaus. Dies lässt sich mit der Wahrscheinlichkeit begründen, dass mehr Personen sich im tageszeitlichen Verlauf im Mehrfamilienhaus aufhalten. Vor allem in den Mittagsstunden, in denen die regenerative Stromerzeugung über PV am höchsten ist, wird statistisch gesehen ein höherer Grundumsatz im Mehrfamilienhaus erwartet.

- **Auswertungen sind identisch zu Einfamilienhäusern**
- **Tools für Einfamilienhäuser auch für Mehrfamilienhäuser anwendbar**

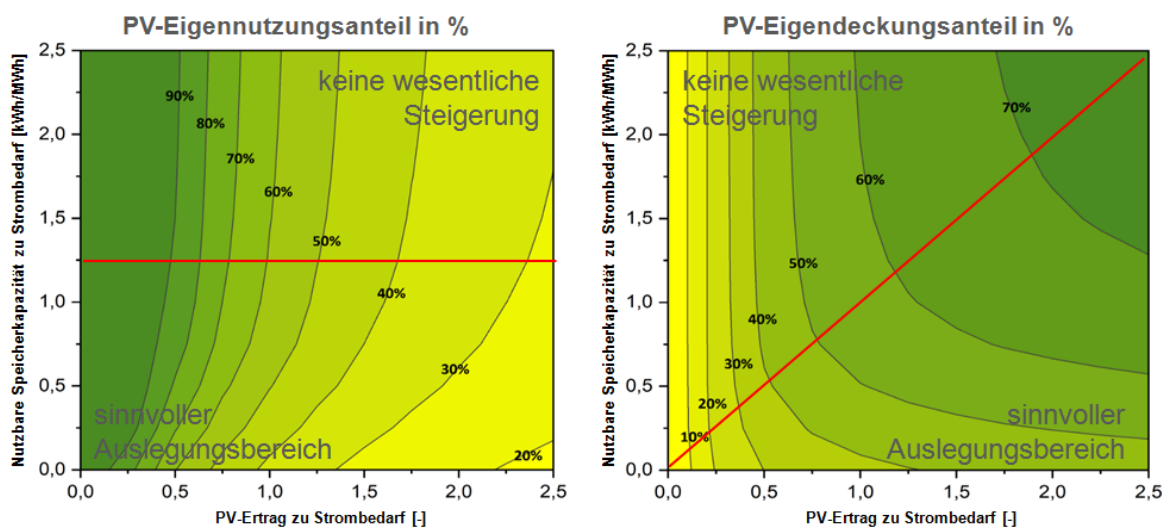


Abbildung 64: PV-Eigennutzungsanteil und -Deckungsanteil von Mehrfamilienhäusern

10. VALIDIERUNG UND EVALUATION (FELDTTEST AM GEBÄUDE) (AP5)

Der Feldtest am Gebäude Berghalde basiert auf vier Testphasen mit unterschiedlichen Speicherkapazitäten als auch Batterietypen.

10.1. Batterieeinbindung

Zur Erhöhung der solaren Eigenstromnutzung werden verschiedene Batterien im Einfamilienhaus Berghalde integriert, die wechselstromseitig eingebunden sind. Durch die Einbindung der Batterien im Gebäude ist ein elektrischer Speicher vorhanden, der es ermöglicht, den über die PV-Anlage erzeugten Strom in den Nachtstunden zu nutzen und damit den Anteil der Eigenstromnutzung als auch des Deckungsanteils zu steigern. Über einen Dreiphasen-Wechselrichter wird der von der PV-Anlage gelieferte Gleichstrom in Wechselstrom umgewandelt und entweder direkt im Gebäude genutzt, in einer Batterie zwischengespeichert oder ins öffentliche Stromnetz eingespeist, siehe Abbildung 66.

Im Rahmen des Forschungsprojektes sollen vier Batterievarianten umgesetzt und evaluiert werden:

1. ohne Batterie (grün)
2. 10 kWh_{Nutz} Blei-Gel-Batterie (blau)
3. 9,2 kWh_{Nutz} Lithium-Ionen-Batterie (hell rot)
4. 18 kWh_{Nutz} Lithium-Ionen-Batterie (dunkel rot)

Die angegebenen Werte beziehen sich auf die nutzbare Batteriekapazität. Abbildung 65 zeigt die oben beschriebenen Zeitintervalle der jeweiligen Batterieeinbindung.

2016			2017			2018		
Jan	Feb	Mrz	Jan	Feb	Mrz	Jan	Feb	Mrz
April	Mai	Jun	April	Mai	Jun	April	Mai	Jun
Jul	Aug	Sep	Jul	Aug	Sep	Jul	Aug	Sep
Okt	Nov	Dez	Okt	Nov	Dez	Okt	Nov	Dez

Abbildung 65: Zeitintervalle der Batterieeinbindung in der Berghalde

Die Eckdaten zu den Batterien sind in Tabelle 21 zusammengefasst dargestellt.

Gemäß den in Kapitel 6.2.1 und in Tabelle 8 aufgeführten Wandlungspfade werden die vier relevanten Pfade zur Ermittlung der Effizienz des elektrischen Speichersystems

- Batterieladung (PV2BAT),
- Batterieentladung (BAT2AC),
- PV-Direkt-Verbrauch (PV2AC) sowie
- Batteriespeicherung (BAT)

im Feldversuch betrachtet und ausgewertet.

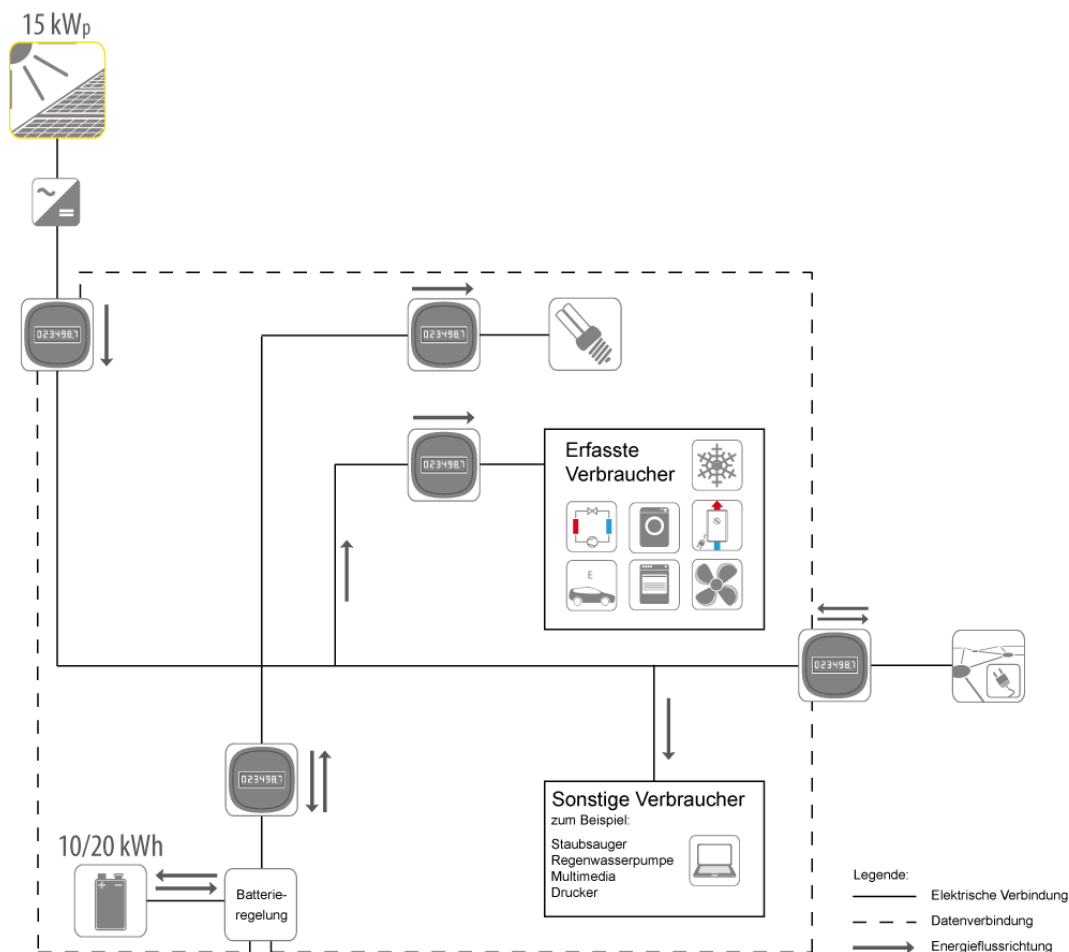


Abbildung 66: Einbindung der Batterien in das Energiekonzept der Berghalde

Tabelle 21: Kenndaten der in der Berghalde zu implementierenden Batterien

	10 kWh Blei-Batterie	10 / 20 kWh Lithium-Ionen-Batterie
Hersteller / Fabrikat	projektspezifisch erstellt, Batterien: Hoppecke, Wechselrichter: SMA	Batterien: Mercedes-Benz - Deutsche ACCUMOTIVE, Wechselrichter: SMA
Typ	16 Stück x solar bloc 6V250	4 x 2.5 / 8 x 2.5
Batterietyp	Blei-Gel	Lithium-Nickel-Kobalt-Mangan-Oxid
Speicherkapazität (absolut / effektiv)	20,0 kWh / 10,0 kWh	10 / 9,2 kWh bzw. 20 / 18,4 kWh
Lade - / Entladeleistung über Wechselrichter	4,0 kW Dauerleistung	

10.2. Deckungsanteile

Durch die Einbindung der 10 kWh-Blei-Gel-Batterie ergibt sich ein monatlicher Deckungsanteil der Batterie am Gesamtstromverbrauch in 2017 von bis zu 35 % (Abbildung 67). Der Netzbezug kann durch die Einbindung der Batterien in den Sommermonaten bis auf 10 % reduziert werden. Mit dem Wechsel auf eine 9,2 kWh-Lithium-Ionen-Batterie konnte der Netzbezug auf 33 % reduziert werden. Da die Blei-Gel- als auch die Lithium-Ionen-Batterie eine annähernd identische nutzbare Kapazität von ~ 10 kWh haben, sind die Deckungsanteile nicht sehr unterschiedlich. Eine größere Rolle spielen die Batterieverluste.

Mit der Erhöhung der nutzbaren Speicherkapazität auf 18 kWh kann bisher nicht nachgewiesen werden, dass eine Verdopplung der Kapazität auch eine höhere Eigendeckung mit sich führt. Durch die späte Umsetzung im November 2018 ist keine bedeutende Steigerung hinsichtlich der Deckungsanteile im Vergleich zur 10-kWh-Blei-Gel-Batterie im Zeitraum Nov./ Dez. 2016 bzw. Nov./ Dez. 2017 zu erkennen, siehe Abbildung 67.

Im Jahresdurchschnitt ergeben sich die unterschiedlichen Deckungsanteile am Gesamtstromverbrauch gemäß Tabelle 22. Dabei sind die entsprechenden Installations-zeiträume zu beachten.

Tabelle 22: Durchschnittlicher Deckungsanteil am Gesamtstromverbrauch für die jeweils gemessenen Zeiträume

	Ohne Batterie	10 kWh Blei	9,2 kWh-Lithium	18 kWh Lithium
Betrachtungszeitraum	01/16 – 12/16 sowie 10/17 – 03/18	01/17 – 09/17	04/18 – 10/18	11/18 – 12/18
Netzbezug	64 %	35 %	33 %	71 %
PV-Strom direkt	32 %	36 %	44 %	16 %
Stromanteil aus Batterie	0 %	25 %	23 %	13 %

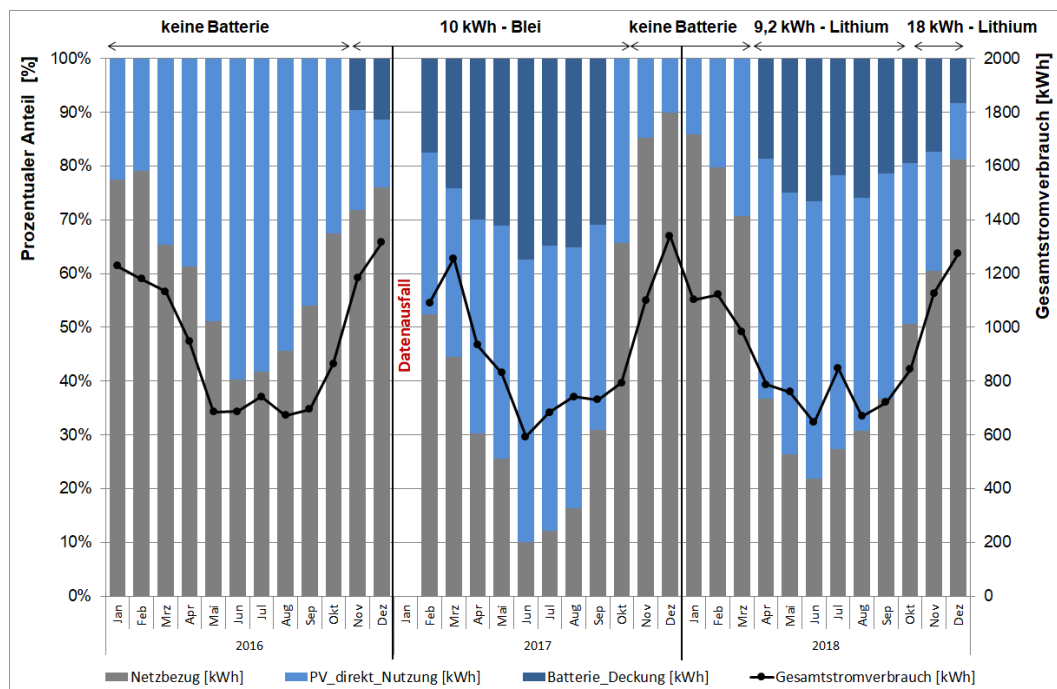


Abbildung 67: Monatliche Deckungsanteile Stromverbrauch durch PV, Batterie und Netzbezug, 2016 bis 2018

Resultierend aus der Einbindung der Batterie erfolgt eine Entlastung des Stromnetzes (Abbildung 68). Durch die Batterienutzung werden rund 75 % der PV-Stromproduktion in den Sommermonaten und 40 % des PV-Ertrages in den Wintermonaten in das Stromnetz eingespeist. Ohne einer Batterie liegt die Einspeisung zwischen 50 und 80 %.

Die 9,2 kWh-Lithium-Ionen-Batterie liefert nur einen geringen Deckungsanteil bei der Eigenutzung am PV-Ertrag, da die Batterie in den Sommermonaten betrachtet und dort die meiste Energie produziert wird und deutlich prozentual geringer selbst genutzt werden kann. Generell kann die Stromeinspeisung mit der Integration der Batterien deutlich gesenkt werden. Im Jahresdurchschnitt ergeben sich Deckungsanteile an der PV-Stromproduktion gemäß Tabelle 23. Dabei sind wiederum die entsprechenden Installationszeiträume zu beachten.

Tabelle 23: Erzielbare Deckungsanteile an der PV-Produktion für die jeweils gemessenen Zeiträume

	Ohne Batterie	10 kWh Blei	9,2 kWh-Lithium	18 kWh Lithium
Betrachtungszeitraum	01/16 – 12/16 sowie 10/17 – 03/18	01/17 – 09/17	04/18 – 10/18	11/18 – 12/18
Eigenstromnutzung	32 %	42 %	27 %	70 %
Netzeinspeisung	68 %	58 %	73 %	30 %

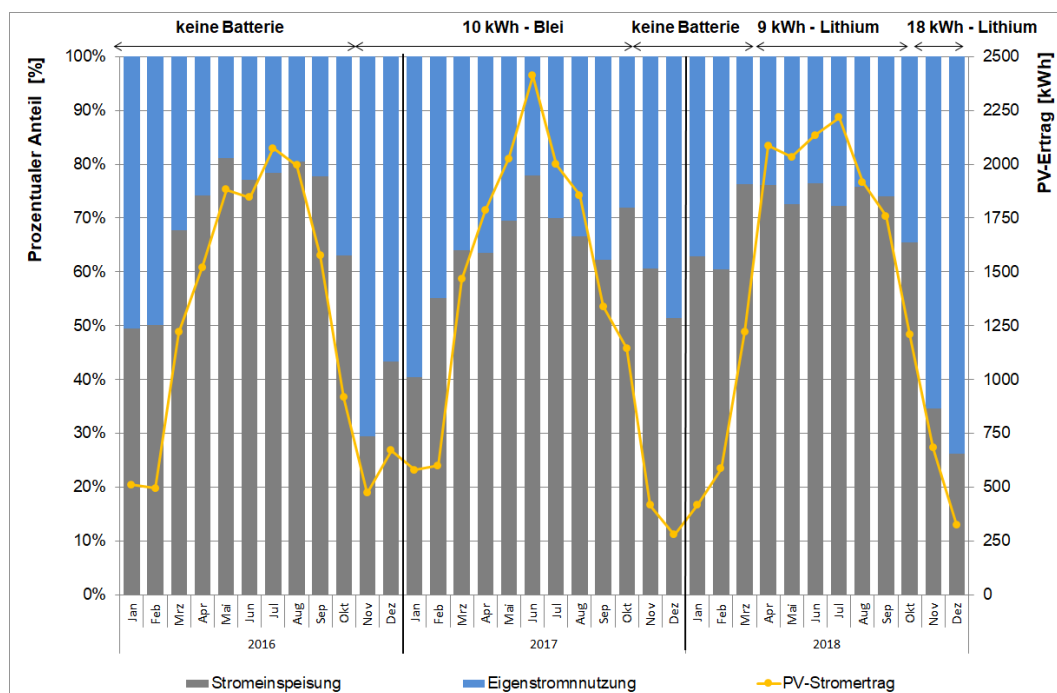
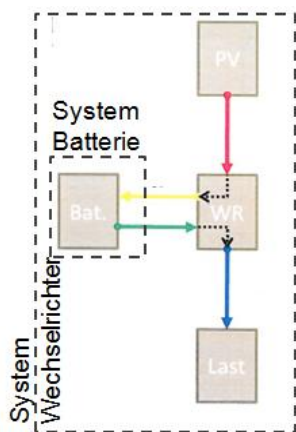


Abbildung 68: Monatliche Anteile der Netzeinspeisung und der Eigenstromnutzung am PV-Ertrag, 2016 bis 2018

10.3. Batteriewirkungsgrad / Systemwirkungsgrad und Batterieverluste

Der monatliche Wirkungsgrad der Batterie (des Systems) wird über das Verhältnis von Batterieentladung zu Batteriebeladung gebildet und beinhaltet auch die Verluste über die Wechselrichter (Bilanzgrenze System Wechselrichter):



$$\text{Wirkungsgrad } \eta = \frac{\text{Batterieentladung } E_{out}}{\text{Batteriebeladung } E_{in}}$$

Abbildung 69: Definition des Wirkungsgrades

Bei der Blei-Gel-Batterie mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 10 kWh liegt der Wirkungsgrad 2017 im Mittel bei 76,6 % (zwischen 70 bis 78 %) (Abbildung 70). Die Lithium-Ionen-Batterie mit einer annähernd identischen nutzbaren Speicherkapazität erzielt in 2018 einen mittleren Wirkungsgrad von 77,8 % (monatlich zwischen 77 und 78,5 %). Die mit 18 kWh-Nutzkapazität implementierte Lithium-Ionen-Batterie kann in den beiden Wintermonaten (November und Dezember 2018) nur einen Wirkungsgrad von 72,3 % erzielen und liegt damit noch unterhalb der Blei-Batterie. Der niedrige Wirkungsgrad ist darauf zurückzuführen, dass die Batterie für die Wintermonate eigentlich überdimensioniert ist und ihre Speicherkapazität nicht voll ausnutzen

kann. Es entstehen mehr Verluste und Standby-Zeiten, die den Wirkungsgrad deutlich reduzieren.

Tabelle 24: Wirkungsgrad der Batterietypen für die jeweils gemessenen Zeiträume

	Ohne Batterie	10 kWh Blei	9,2 kWh-Lithium	18 kWh Lithium
Betrachtungszeitraum	01/16 – 12/16 sowie 10/17 – 03/18	01/17 – 09/17	04/18 – 10/18	11/18 – 12/18
Wirkungsgrad	0 %	76,6 %	77,8 %	72,3 %

Lade- und Standby-Verluste

In Abbildung 71 sind die monatlichen Lade- und Standby-Verluste aufgeführt, die durch den Vorgang des Beladens- und Entladens der Batterie sowie durch den Standby-Betrieb der Batterie-Wechselrichter entstehen.

Die Batterieverluste ergeben sich aus der monatlichen Summe der Energie, die in der Batterie eingespeist und wieder entzogen wird.

$$\text{Batterieverluste (monat)} = \text{Batterieladung(monat)}E_{in} - \text{Batterieentladung(monat)}E_{out}$$

Die Lithium-Ionen-Batterie (9,2 kWh) weist mit ~48 kWh pro Monat recht konstante Ladeverluste auf. Die Batterie wird einmal pro Tag geladen und dann in der Nacht, je nach Bedarf, für den Stromverbrauch im Haus entladen. Die Blei-Gel-Batterie weist stärkere Schwankungen in den Speicherverlusten auf. Es ergeben sich hier Ladeverluste zwischen 20 bis 90 kWh/Monat. Im Mittel belaufen sich die Speicherverluste auf 62 kWh/Mo.

Tabelle 25: Speicherverluste der Batterietypen für die jeweils gemessenen Zeiträume

	Ohne Batterie	10 kWh Blei	10 kWh-Lithium	20 kWh Lithium
Betrachtungszeitraum	01/16 – 12/16 sowie 10/17 – 03/18	01/17 – 09/17	04/18 – 10/18	11/18 – 12/18
Speicherverluste	0 kWh/Mo	62 kWh/Mo	48 kWh/Mo	55 kWh/Mo

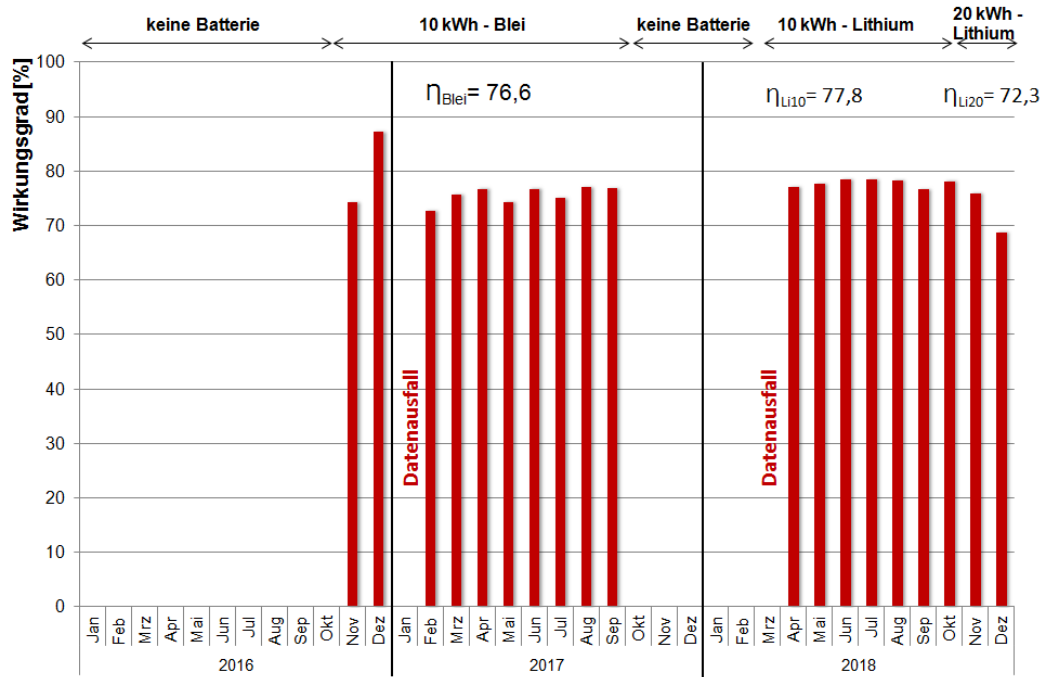


Abbildung 70: Monatliche Wirkungsgrade der Blei-Batterie, 2016 bis 2018

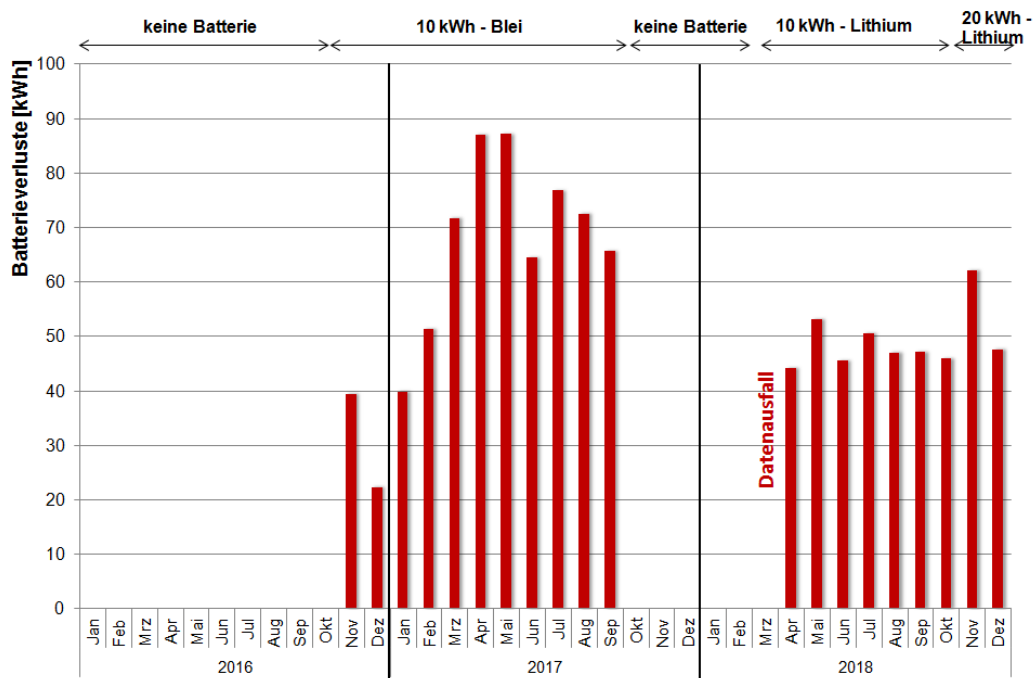


Abbildung 71: Monatliche Batterieverluste der Batterien, 2016 bis 2018

11. KOSTENANALYSE ZU STROMSPEICHERN IN EFFIZIENZHAUSPLUS HÄUSERN (AP6)

Mit den gegenwärtigen Rahmenbedingungen, wie z. B. den Investitionskosten, sind Stromspeicher nicht wirtschaftlich abzubilden. Der umsetzbaren deutlichen Steigerung des Eigenverbrauchs stehen die noch hohen Investitionskosten von elektrischen Speichern gegenüber. In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern liegt das Ziel darin, die gespeicherte elektrische Energie preiswerter zur Verfügung stellen zu können, als für die aus dem Netz zu beziehende kWh gezahlt werden muss.

Die Investition und Einbindung von Stromspeichern müssen sich rentieren. Neben den geringen Investitionskosten ist eine genaue Auslegung der Speicher erforderlich. Die Speichergröße muss dem Strombedarf, der Größe der PV-Anlage und dem Verbrauchsprofil angepasst sein.

Die Ergebnisse zu den Investitionskosten von Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien und die dazugehörigen Wechselrichter sind in Abbildung 72 dargestellt.

Für beide Systemausführungen zeigt sich, dass die spezifischen Netto-Investitionskosten mit zunehmender nutzbarer Kapazität sinken. Im Allgemeinen ist die Lithium-Ionen-Speichertechnologie kostenintensiver, aufgrund der höheren Rohstoffpreise im Vergleich zu Blei-Säure-Batterien. Für Lithium-Ionen-Batterien müssen derzeit 500 – 2.000 €/kWh und für Blei-Säure-Batterien 700 - 1.250 €/kWh veranschlagt werden (Stand: 2017, Angabe: netto). In den Auswertungen wird davon ausgegangen, dass der Wechselrichter nicht im Batteriesystem integriert ist. Die Nettopreise beziehen sich dabei auf die nutzbare Kapazität.



Abbildung 72: Netto-Investitionskosten von Stromspeichern (links) und Wechselrichtern für Stromspeicher (rechts) (Stand:2017)

11.1. Wirtschaftlichkeitsentwicklung

Um einen Einblick zu bekommen, in welche Richtung sich die Investitionen als auch die Randbedingungen, wie Strompreise und Einspeisevergütung, in den nächsten Jahren entwickeln müssen, werden Sensitivitätsanalysen bezüglich der Randbedingungen erstellt.

Die Auswertungen und Vergleiche erfolgen auf Basis des Verhältnisses der nutzbaren Speicherkapazität zum Gesamtstrombedarf in Korrelation zum Verhältnis PV-Ertrag zu Gesamtstrombedarf. Als Vergleichsgröße werden die Jahresgesamtkosten hinsichtlich gegenwärtiger, mittelfristiger und langfristiger Annahmen zur Veränderung der Kosten berechnet und analysiert.

Die Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung stellt dabei das Einfamilienhaus Berghalde dar. Mit einem Gesamtstromverbrauch von 11.200 kWh/a (inkl. E-Mobilität) und den im Kapitel 9.2 erarbeiteten PV-Deckungsanteilen für Einfamilienhäusern werden die Batteriekapazitäten und PV-Anlagengrößen ermittelt und auf die Investitions- und Betriebskosten umgelegt. Für die

Ermittlung der PV-Anlage wird von einem Ertrag von 1.000 kWh/kW_p ausgegangen, (siehe Abbildung 74).

In die vereinfachte statische Kostenanalyse und die Berechnung der Jahresgesamtkosten fließen folgende Randbedingungen ein:

- Betrachtungszeitraum 20 Jahre,
- Investitionskosten für die PV-Anlage (Module, Wechselrichter, Unterkonstruktion und Einbau inkl. Verkabelung); Reinvestitionskosten innerhalb des Betrachtungszeitraums werden nicht berücksichtigt,
- Investitionskosten für den elektrischen Speicher; Reinvestitionskosten innerhalb des Betrachtungszeitraums werden nicht berücksichtigt,
- Einspeisevergütung sowie
- Strompreis für den Netzbezug,
- keine Wartungs- und Instandhaltungskosten,
- keine Investitionskosten für Raum- und Platzbedarf.

Die angenommenen Kosten (netto) für die Betrachtungshorizonte gegenwärtig, mittelfristig (1 – 5 Jahre) und langfristig (> 5 Jahre) können Tabelle 26 entnommen werden.

Bei dieser Szenarienbetrachtung gilt es zu beachten, dass der Strompreis je Variante statisch angenommen wird und eine Strompreissteigerung oder Veränderung nicht in die Berechnung einfließt.

Tabelle 26: Angesetzte Netto-Kosten für die Betrachtung gegenwärtig, mittelfristig und langfristige

Kostenfaktor (brutto)	Gegenwärtig 2018	Mittelfristig (1 - 5 Jahre)	Langfristig (>5 Jahre)
spez. PV-Systemkosten [€/kW _p]	1.500	1.200	1.000
spez. Batteriespeicherkosten [€/kWh _{Nutz}]	1.000	600	300
Einspeisevergütung [€/kWh]	0,10	0,06	0,02
Strompreis [€/kWh]	0,24	0,29	0,31

Die Kostenanalyse soll gleichzeitig die Darstellung ermöglichen, einen Vergleich zu den realen bzw. umsetzbaren PV-Deckungsanteilen am Gesamtstrombedarf bei der Einbindung von Batterien in das Versorgungskonzept zu ermöglichen.

Um die Kosten mit den Deckungsanteilen zu korrelieren, sind in Abbildung 73 die berechneten PV-Deckungsanteile dargestellt. So ist beispielhaft bei einem Verhältnis von nutzbarer Speicherkapazität zu Strombedarf von 2,5 und ebenfalls einem Verhältnis von 2,5 zwischen PV-Ertrag und Strombedarf ein PV-Deckungsanteil von 75 % erzielbar.

Die Auswertungen zu den kumulierten Jahresgesamtkosten für die Beispielanlage basieren auf dem gleichen Darstellungsprinzip, wie die PV-Deckungsanteile. So kann für eine „gegenwärtige“ Auswertung und Berechnung der kumulierten Jahresgesamtkosten über 20 a festgestellt werden (Abbildung 75), dass die geringsten kumulierten Jahresgesamtkosten bei einem PV-

Ertrag/Gesamtstrombedarf von 2,25 und ohne Stromspeicher bei rund 38.500 € liegen und damit ein Deckungsanteil von ~ 39 % erzielt werden kann. Um einen Deckungsanteil von 50 % zu erzielen, wird ein Verhältnis von 1:1 erforderlich. Bei der gegenwärtigen Bewertung der kumulierten Jahresgesamtkosten ergeben sich Kosten in Höhe von rund 45.300 €, dies entspricht Mehrkosten in Höhe von 6.800 €.

Bei der Betrachtung der mittelfristigen Preisentwicklung zeigt sich (Abbildung 76) bereits, dass die kostengünstigste Variante im Bereich des Verhältnisses von 1:1 erzielt wird. Die Jahresgesamtkosten liegen dann bei rund 46.000 € sowie einem PV-Deckungsanteil von ~ 50 %.

Eine langfristige Betrachtung der Preisentwicklung verdeutlicht, dass die günstigste Variante immer mehr zur Integration und Steigerung der Stromspeicher geht und die PV-Anlage auf den Strombedarf abgestimmt werden sollte. Rund 46.000 € betragen die kumulierten Jahresgesamtkosten bei einem Verhältnis 2:1,25 von nutzbarer Speicherkapazität zu Strombedarf und PV-Ertrag zu Strombedarf (Abbildung 77). Bei dieser Variante ergibt sich ein PV-Deckungsanteil von 61 %. Tabelle 27 stellt die eben beschriebenen kumulierten Jahresgesamtkosten und PV-Deckungsanteile der betrachteten Varianten zusammen.

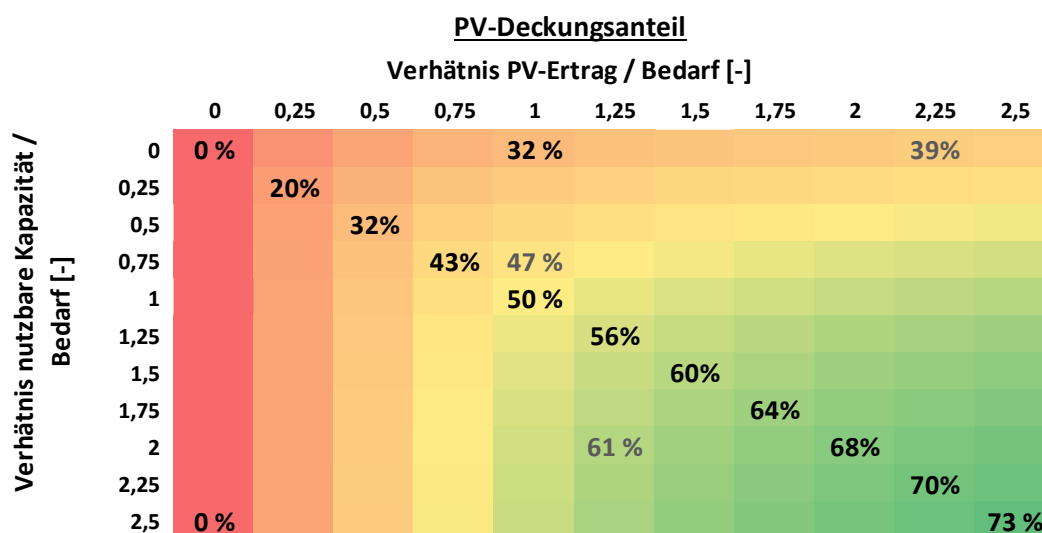


Abbildung 73: Erzielbare PV-Deckungsanteile bezüglich des Verhältnisses nutzbare Speicherkapazität zu Strombedarf zum Verhältnis PV-Ertrag zu Strombedarf

	Verhältnis PV-Ertrag / Bedarf [-]										
	0	0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75	2	2,25	2,5
PV-Anlage [kW _p]	0	2.8	5.6	8.4	11.2	14	16.8	19.6	22.4	25.2	28

	Verhältnis nutzbare Kapazität / Bedarf [kWh/MWh]										
	0	0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75	2	2,25	2,5
Batteriekapazität [kWh _{Nutz}]	0	2.8	5.6	8.4	11.2	14	16.8	19.6	22.4	25.2	28

Abbildung 74: PV-Anlagengröße und nutzbare Batteriekapazität der Beispielanlagen bezogen auf einen Gesamtstromverbrauch von 11.200 kWh/a

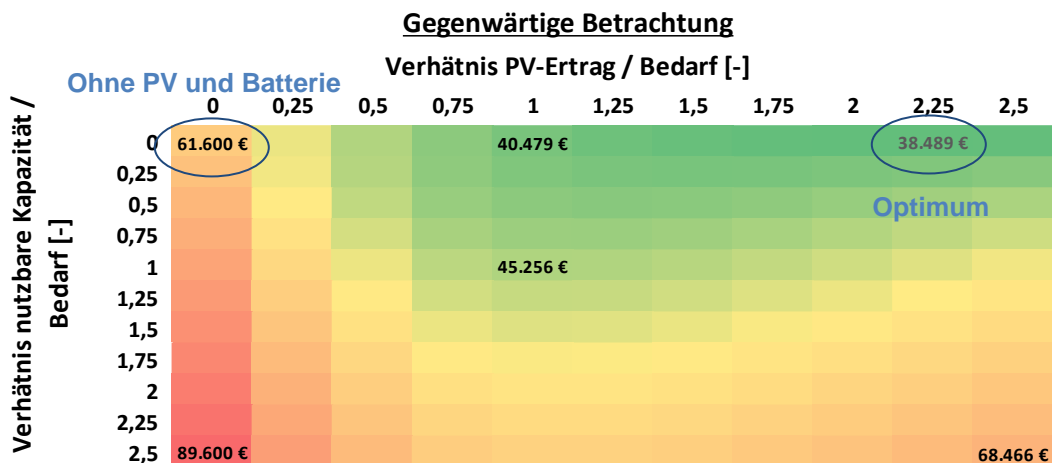


Abbildung 75: Kumulierte Jahresgesamtkosten „gegenwärtige Betrachtung“ über 20 Jahre

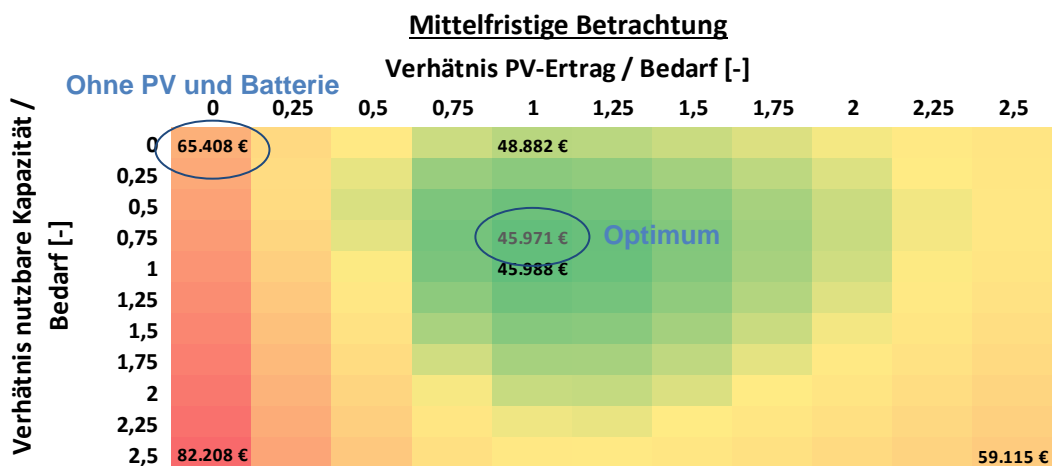


Abbildung 76: Kumulierte Jahresgesamtkosten „mittelfristige Betrachtung“ über 20 Jahre

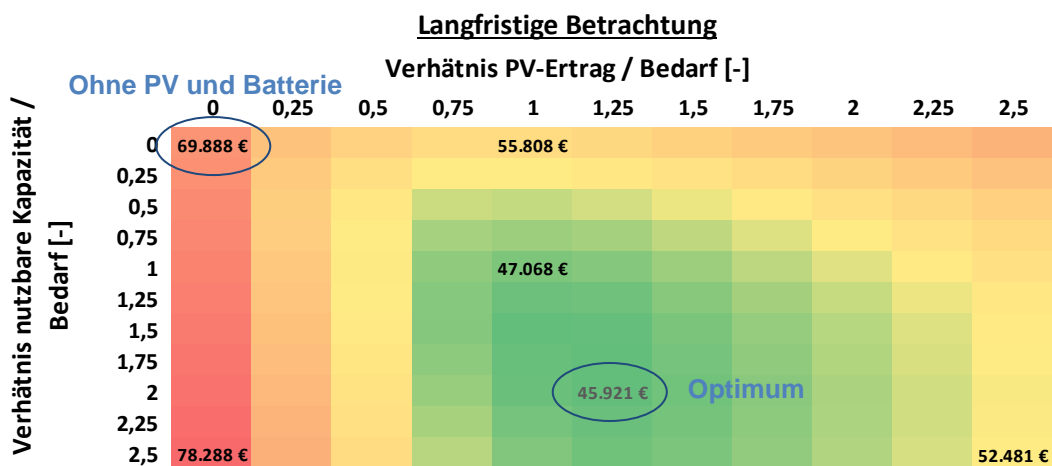


Abbildung 77: Kumulierte Jahresgesamtkosten „langfristige Betrachtung“ über 20 Jahre

Tabelle 27: Kumulierte Jahresgesamtkosten und PV-Deckungsanteile ausgewählter Beispiel-Varianten

	Verhältnis nutzbarer Kapazität/Strombedarf zu PV-Ertrag/Strombedarf	kumulierte Jahresgesamtkosten über 20 a	PV-Deckungsanteil
Gegenwärtig	günstigste Variante 0 : 2,25	38.500 €	~ 39 %
	1 : 1	45.300 €	~ 50 %
Mittelfristig	günstigste Variante 0,75 : 1	45.970 €	~ 47 %
	1 : 1	46.000 €	~ 50 %
Langfristig	günstigste Variante 2 : 1,25	46.000 €	~ 61 %
	1 : 1	47.000 €	~ 50 %

Der Variantenvergleich zeigt, dass bereits in unmittelbarer Zukunft die Integration eines solaren Stromspeichers neben der Erhöhung des Deckungsanteils wirtschaftliche Vorteile erzielen kann. Wenn mit den gegenwärtigen Kosten ein Vergleich zwischen einem System ohne PV-Anlage und Stromspeicher (System I) und den System PV-Anlage ohne Speicher (System II) und PV-Anlage mit Stromspeicher (System III) gezogen wird, so ist schon heute zu erkennen, dass das Beispielsystem mit PV-Anlage rund 1.056 €/a Minderkosten aufweist als das Beispielsystem ganz ohne PV und Speicher. Mit der Einbindung eines Stromspeichers werden gegenwärtig Mehrkosten in Höhe von ~240 €/a fällig. Die Prognosen zeigen, dass mit weiteren Kostensenkungen zeitnah elektrische Speicher wirtschaftlich darstellbar sind und sich Minderkosten von bis zu 1.140 €/a ergeben, wenn eine PV-Anlage und ein Stromspeicher in das Gebäudekonzept implementiert werden. Tabelle 28 und Abbildung 78 zeigen die Berechnungsergebnisse.

Beim Szenario - Abschaffung der Eispeisevergütung, Reduzierung der Preise für elektrische Speicher und Erhöhung der Strombezugspreis – wird sich an den Ergebnissen nichts Relevantes verändern. Die Konzepte werden ähnlich umgesetzt und erzielen ähnliche Minderkosten. Der Faktor Eispeisevergütung hat somit nur noch einen minimalen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und Umsetzung.

Tabelle 28: Kumulierte Jahresgesamtkosten und Mehr- / Minderkosten

		System I ohne PV, ohne Batterie	System II mit PV, ohne Bat- terie (Deckung 32 %)	System III mit PV und Batterie (Deckung 50 %)
Kumulierte Jahreskosten	Gegenwärtig	61.600 €	40.479 €	45.256 €
	Mittelfristig	65.408 €	48.882 €	45.988 €
	Langfristig	69.888 €	55.808 €	47.068 €
Mehr- (-)/ Minder- kosten (+) bezüg- lich System I	Gegenwärtig	-	1.056 €/a	817 €/a
	Mittelfristig	-	826 €/a	971 €/a
	Langfristig	-	704 €/a	1.141 €/a
Mehr- (-)/ Minder- kosten (+) bezüg- lich System II	Gegenwärtig	- 1.056 €/a	-	- 239 €/a
	Mittelfristig	-826 €/a	-	145 €/a
	Langfristig	- 704 €/a	-	437 €/a

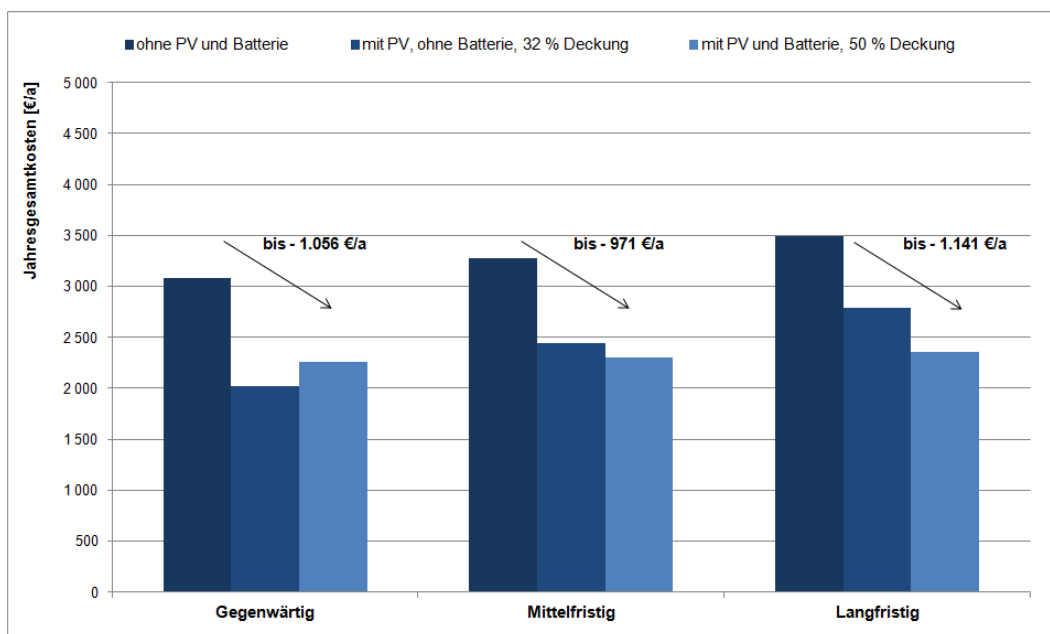


Abbildung 78: Beispielhafter Vergleich der kumulierten Jahresgesamtkosten sowie der entstehenden Mehr- / Minderkosten pro Jahr

11.2. Stromgestehungskosten - Stromspeicherpreis

In einem weiteren Schritt sollen auf Basis der Investitions- und Jahresgesamtkosten die Stromgestehungskosten der einzelnen Energieflüsse ermittelt werden, siehe Abbildung 79. Im Fokus steht dabei die Reduzierung der Investitionskosten von Batteriespeichern zur Erhöhung des Deckungsanteils durch den selbst produzierten PV-Strom zur Senkung der Jahresgesamtkosten.

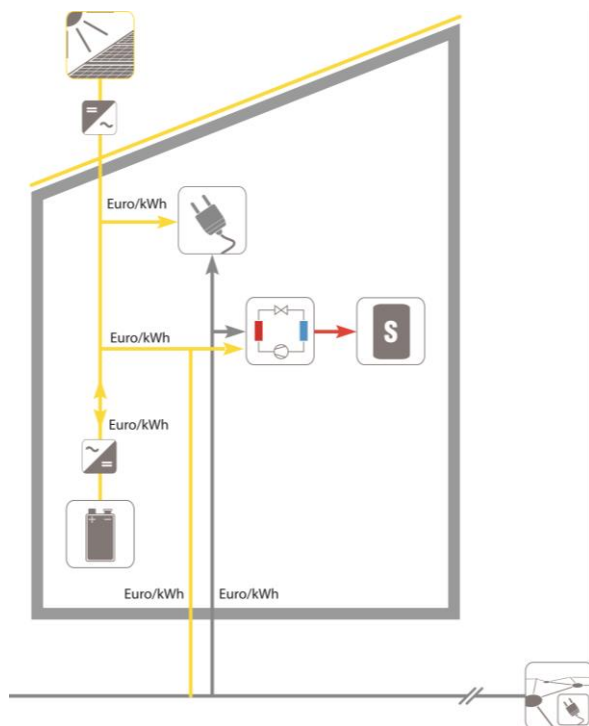


Abbildung 79: Stromflüsse und zu ermittelnde Kosten

Für die Ermittlung der Gestehungskosten werden folgende Annahmen getroffen:

- Alle Kostenangaben in netto (ohne Mehrwertsteuer)
- Strompreis: 0,24 €/ kWh (zur vereinfachten Rechnung wird der Strompreis als konstant angenommen)
- Investitionskosten PV-Anlage: 1.500 €/kWp
- Investitionskosten Batterie: 1.000 bis 400 €/kWh
- Betriebs- und Wartungskosten Batterie und PV-Anlage: jeweils 1 % der Investitionskosten
- Betrachtungszeitraum: 20 a
- Kapitalzins: 2%
- Vollzyklen: Annahme 200 Zyklen/a (variiert je nach Batterietyp und -größe)
- Wirkungsgrad PV2AC: 0,95 [-]
- Wirkungsgrad PV2Batterie2AC: 0,75 [-] (AC Kopplung)
- Wirkungsgrad PV2Batterie2AC: 0,85 [-] (DC Kopplung)

Es ist anzumerken, dass die Ermittlung der Stromgestehungskosten und der Wirtschaftlichkeitsvergleich auf Annahmen und Prognosen beruhen. Insbesondere die in der Untersuchung getroffenen Randbedingungen zur Nutzungsdauer von Batterien sind mit Unsicherheiten behaftet und können die Ergebnisse beeinflussen und verändern.

Die Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit zeigen, dass in einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren der Einsatz eines Batteriesystems zur Speicherung des eigens produzierten Stroms mit den gewählten Randbedingungen nicht wirtschaftlich ist. Um elektrische Speicher wirtschaftlich sinnvoll in die Versorgungskonzepte der Wohngebäude zu integrieren, ist es erforderlich, die Investitionskosten deutlich auf unter 300 €/kWh (netto) zu reduzieren. Ausgangspunkt dabei sind Netzbezugskosten von rund 0,24 €/kWh, siehe Abbildung 80.

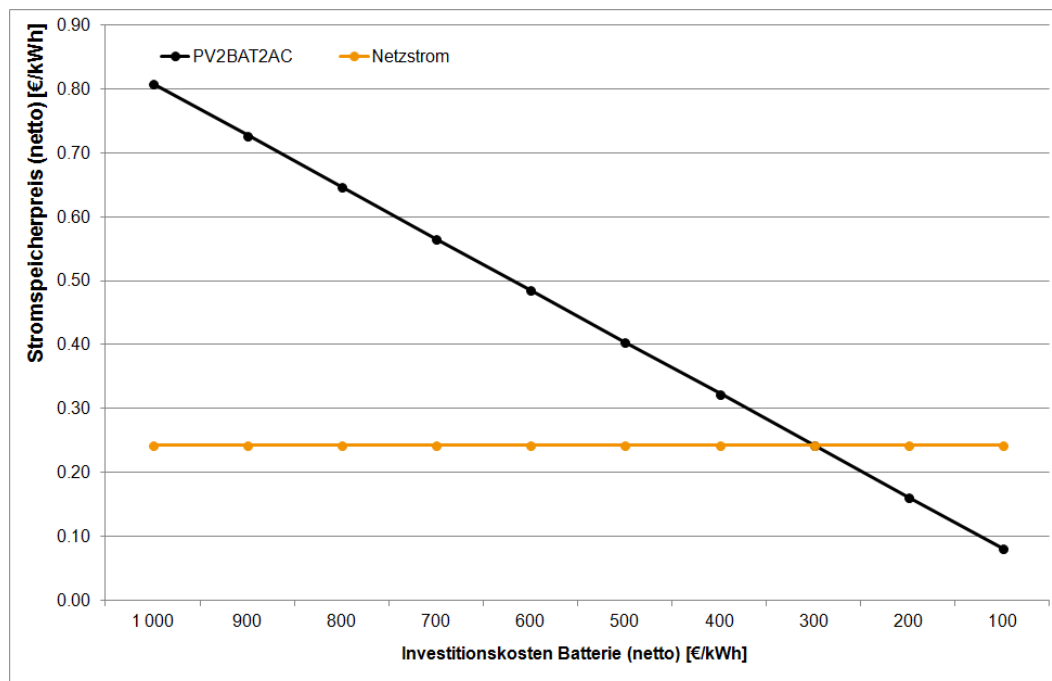


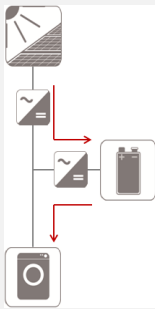
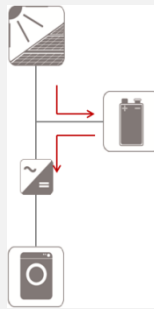
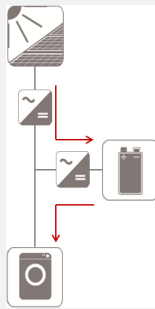


Abbildung 80: Spezifische Kosten für die kWh-Strom bezogen aus dem Stromnetz oder in der Batterie zwischengespeichert

Werden die unterschiedlichen Energieflüsse der jeweiligen Systeme noch einmal betrachtet, so zeigen die Auswertungen der Stromkosten deutliche Unterschiede auf. Die Kilowattstunde Strom, die durch die eigene PV-Anlage bereitgestellt wird, kostet dabei nur rund die Hälfte gegenüber dem Netzstrom. Hingegen wird die Kilowattstunde Strom deutlich teurer, wenn eine Batterie zur Zwischenspeicherung eingebunden wird. Der Strom kostet dann aus der Batterie ca. das Dreifache im Vergleich zum Netzstrom, siehe Tabelle 29.

Tabelle 29: Stromkosten (netto) verschiedener Energieflüsse bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren

	Netzstrom	PV-Anlage ohne Batterie	Zwischen- speicherung Batterie AC-Kopplung (1.000 €/kWh)	Zwischen- speicherung Batterie DC-Kopplung (1.000 €/kWh)	Reduktion der Investi- tionskosten auf 400 €/kWh
					
Investitions- kosten	0,00 €/kWh _{PV-Strom} 0,00 €/kWh _{Batterie}	1,60 €/kWh _{PV-Strom} 0,00 €/kWh _{Batterie}	1,60 €/kWh _{PV-Strom} 1.000,00 €/kWh _{Batterie}	1,60 €/kWh _{PV-Strom} 1.000,00 €/kWh _{Batterie}	1,60 €/kWh _{PV-Strom} 400,00 €/kWh _{Batterie}
Jahresge- samtkosten [€/kWh]	0,00	0,13	121,40	121,40	48,70
kWh-Strom*) [€/kWh]	0,24	0,14	0,81	0,71	0,29

*) betrachtet für einen Betrieb über 20 Jahre

- PV-Anlagen sind heutzutage wirtschaftlich in Energiekonzepte integrierbar.
- Die Investitionskosten von Batterien müssen deutlich reduziert werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Investitionskosten von < 300 €/kWh sind erforderlich.

12. POWER-TO-HEAT VS. STROMSPEICHER (AP7)

Im Rahmen des Forschungsprojektes werden durch eine Sensitivitätsanalyse die Einflüsse der thermischen und elektrischen Speichersysteme auf die Deckungsanteile als auch auf die Wirtschaftlichkeit analysiert und gegenübergestellt.

Im ersten Schritt wird ermittelt, inwieweit die Erhöhung der Eigenstromnutzung durch die Vergrößerung des Speichervolumens des thermischen Speichers wirtschaftlich sinnvoll ist. Im Anschluss werden die elektrischen Speicher bewertet und die Kosten für die Speicherung der elektrischen Energie ermittelt. Abschließend erfolgt ein Vergleich der beiden Speichersysteme.

12.1. Power-to-Heat: Wasserspeicher

Bei den Systemvarianten im Forschungsprojekt „Betriebsstrategien für EffizienzhausPLUS-Gebäude am Beispiel der Berghalde“ konnte bereits gezeigt werden, dass ein Zusammenspiel zwischen der PV-Überschussregelung und einer Vergrößerung des Pufferspeichers um 700 l auf insgesamt 1.525 l ein Deckungsanteil von 50 % im Projektgebäude erreicht werden kann (PV-Anlage 15 kW_p).

Inwieweit das Speichervolumen des Pufferspeichers einen Einfluss auf die Steigerung der Eigenstromnutzung hat, zeigt Abbildung 81. In den Berechnungen wird von einem spezifischen PV-Ertrag von 1.000 kWh/kW_p ausgegangen. Bis zu einer Pufferspeichergröße von 2.000 l steigen der PV-Deckungsanteil und der Eigenstromnutzungsanteil stetig an. Anschließend stellt sich ein Optimum bei einem Deckungsanteil von etwa 46 % ein. Eine weitere Vergrößerung führt zu einer marginalen Senkung des Deckungsanteils. Der Eigennutzungsanteil steigt mit Vergrößerung des Pufferspeichervolumens weiter stetig an. [08]

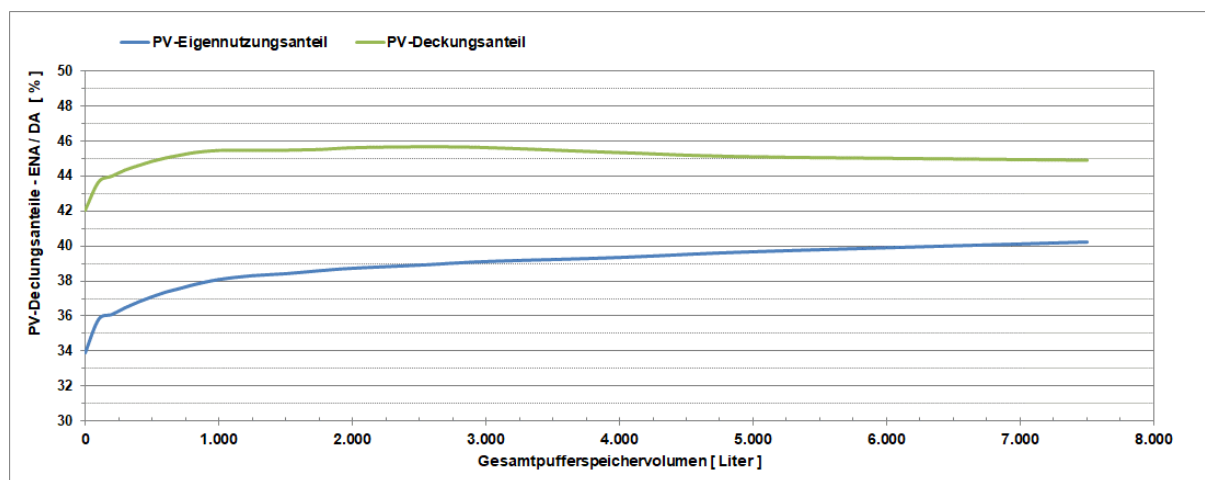


Abbildung 81: Einfluss des Speichervolumens auf die Eigenstromnutzung (PV-Ertrag 1.000 kWh/kW_p) [08]

Auf der Grundlage der Sensitivitätsanalyse zu den thermischen Speichern kombiniert mit einer PV-Überschussregelung ist in Bezug auf die Erhöhung des Deckungs- und des Eigenstromnutzungsanteils folgendes festzustellen (Vergleich Abbildung 82): [08]

- Die Vergrößerung des Pufferspeichervolumens in Kombination mit einer PV-Überschussregelung ist aus ökonomischer Sicht bis zu einem Gesamtvolumen von maximal 2.000 l sinnvoll.
- Zur Erhöhung der solaren Deckungsanteile sollte die Pufferspeichergröße bezogen auf die Größe der PV-Anlage und dessen Solarertrag 100 l/kW_p bis 130 l/kW_p bzw. 110 l/MWh_{PV-Ertrag} bis 140 l/MWh_{PV-Ertrag} betragen.

- Bei den in Deutschland üblichen Erträgen von PV-Anlagen im Bereich von 700 kWh/kW_p bis 1.200 kWh/kW_p sind PV-Eigennutzungsanteile von 32 % bis 45 % und Deckungsanteile zwischen 41 % und 49 % realisierbar.

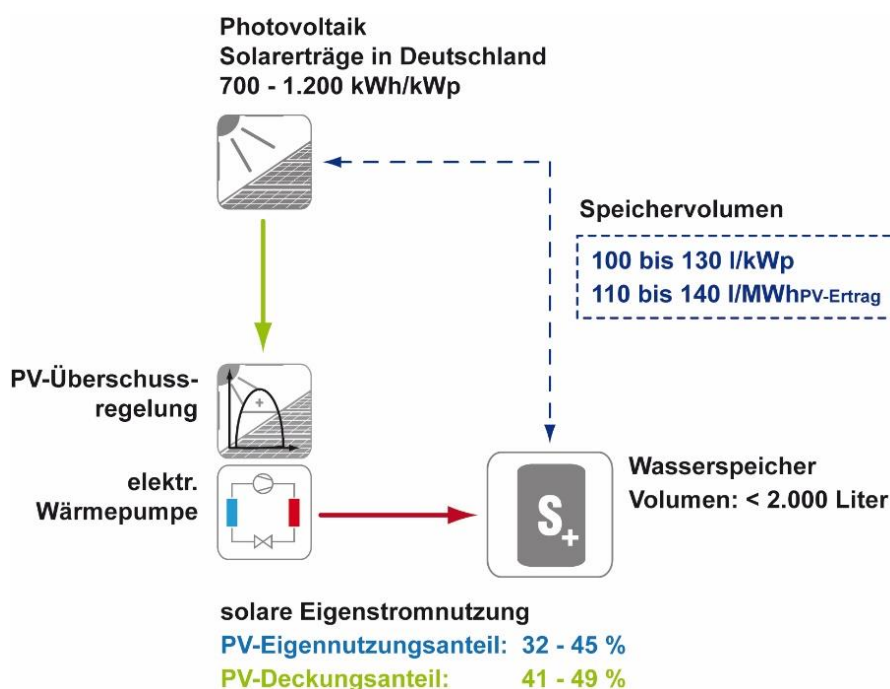


Abbildung 82: Vergrößerung des Wasserspeichers in Kombination mit einer PV-Überschussregelung [08]

- Vergrößerung des thermischen Speichers in Kombination mit einer PV-Überschussregelung bis zu einem Gesamtvolumen von maximal 2.000 l sinnvoll.
- Steigerung der Eigenstromnutzung: Pufferspeichervolumen sollte bezogen auf die Größe der PV-Anlage und den Solarertrag 100 l/kW_p bis 130 l/kW_p bzw. 110 l/MWh_{PV} Ertrag bis 140 l/MWh_{PV} Ertrag betragen.

12.2. Stromspeicher

In Bezug auf die Auswertung und Analyse der Deckungsanteile sowie die Wirtschaftlichkeit der Stromspeicher wird an dieser Stelle auf die Kapitel 9.2 und 11 verwiesen.

Zusammenfassend kann dabei festgehalten werden, dass die Implementierung eines elektrischen Speichers in die Energieversorgung eines Wohngebäudes den Eigennutzungs- und Deckungsanteil erhöht. Bei einem Ansatz von rund ~200 €/kWh für die Investitionskosten der elektrischen Speicher ergeben sich Kosten für das reine Speichern einer Kilowattstunde Strom von rund 20 Cent (netto). Mit den dazugehörigen Erzeugungskosten einer Photovoltaikanlage von 12 bis 14 Cent/kWh (netto) liegen die Stromgestehungskosten zwischen 32 und 54 Cent pro kWh gespeichertem Solarstrom, siehe Abbildung 83.

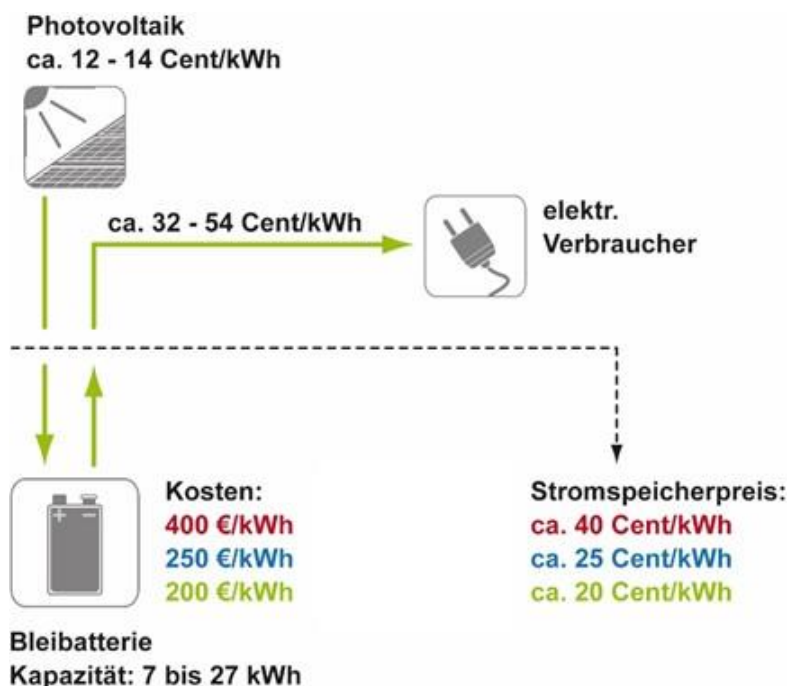


Abbildung 83: Ökonomische Bewertung eines Stromspeichers [08]

12.3. Wasserspeicher gegenüber Stromspeicher

Auf Basis der vorherigen Betrachtungen erfolgt nun der Vergleich der beiden Systeme in Bezug auf ihre Jahresgesamtkosten (Annuitätenmethode). Als Zielgröße wird der Deckungsanteil gewählt, der jeweils gleich groß ist. Hierzu werden beide Varianten, d. h. die PV-Überschussregelstrategie mit Vergrößerung des Pufferspeichervolumens sowie das Stromspeichersystem entsprechend ausgelegt. Innerhalb der Investitionskosten sind folgenden Kosten (netto) berücksichtigt:

- PV Anlage mit Wechselrichter (15 kW_p)
- Stromspeichersystem mit Blei-Gel-Batterien
- PV-Überschussregelung
- Pufferspeicher mit Dämmung nach EnEV (Grundgröße 825 l)

Zudem wird in die Kalkulation integriert:

- Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie
- Refinanzierung innerhalb der 20 Jahre.

Das Erreichen eines Deckungsanteils von 45 % setzt bei Variante 1 eine PV-Überschussregelung in Kombination mit einer Vergrößerung des Pufferspeichers um 700 Liter (Gesamtvolumen 1.525 l) voraus. Alternativ bedarf es bei Variante 2 dem Einsatz eines Stromspeichersystems mit 10 kWh Nennspeicherkapazität.

Beim Vergleich der Kapitalkosten ergeben sich zwischen Variante 1 und 2 Kostenunterschiede von rund 29 % über einen Zeitraum von 20 Jahren. Auch bei den Jahresgesamtkosten ist die Vergrößerung eines Wasserspeichers (V1) gegenüber einem Stromspeicher (V2) günstiger. Die Kosteneinsparung beträgt bis zu 10 %, siehe Abbildung 84. [08]

Die Auswertungen und Analysen zeigen, dass die PV-Überschussregelstrategie mit Vergrößerung des Pufferspeichervolumens (V1) im Vergleich deutlich besser abschneidet als der Einsatz eines Stromspeichers (V2). Dabei wird der überschüssige PV-Strom direkt über die Wärmepumpe in thermische Energie umgewandelt, im vergrößerten Pufferspeicher zwischengelagert und dann dem Gebäude zugeführt (Power-to-Heat). Zudem trägt diese Strategie zur Erhöhung des Eigenstromanteils bei. Thermische Speicher sind in Heizungskonzepten vielfach vorhanden. Eine Vergrößerung des Speichervolumens lässt sich in der Praxis zum großen Teil leicht realisieren, im Vergleich zur Energiespeicherung in einer Batterie auch wesentlich preisgünstiger. Stromspeicher sind bei den aktuellen Investitionskosten im Allgemeinen nicht wirtschaftlich. [08]

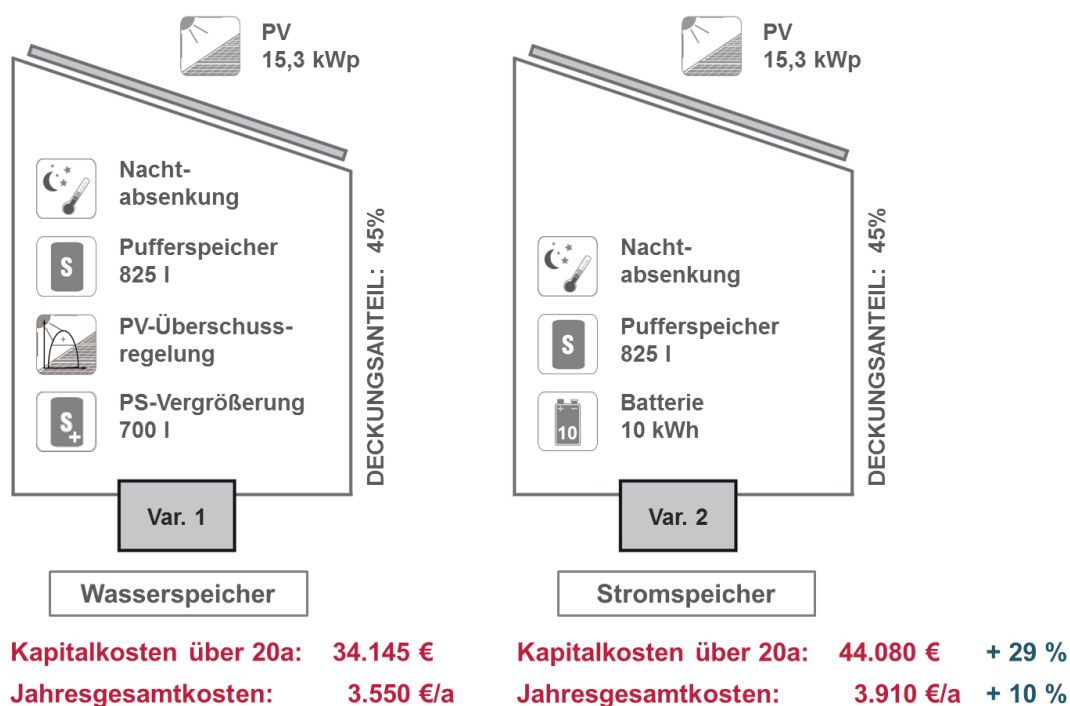


Abbildung 84: Kostenvergleich PV-Überschussregelung mit Pufferspeicher-Vergrößerung und Batterie [08]

12.4. Ökologische Betrachtung

Neben einer wirtschaftlichen soll auch eine ökologische Bewertung der beiden Speicher-Varianten hinsichtlich des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs sowie des globalen Erwärmungspotenzials (GWP, CO₂-Emissionen) erfolgen.

Beim ökologischen Vergleich der beiden Speichersysteme (V1 thermischer Speicher, V2 Batteriespeicher) wird neben dem Betrieb auch auf die Herstellungsphase (Phase A1 bis A3), die Beseitigung (Phase C4) und das Recyclingpotential (Phase D) eingegangen. Auf die Anlagenkomponenten PV-Anlage und Pufferspeicher (Grundvolumen 825 l) wird in der Betrachtung nicht eingegangen, da diese in beiden Varianten gleich sind.

Ausgangspunkt der ökologischen Betrachtung sind die Systeme gemäß Abbildung 84, die jeweils einen Deckungsanteil von 45 % erreichen. Gegenübergestellt werden an dieser Stelle die Pufferspeichererweiterung mit einem Volumen von 700 l und die Batterie mit einer Nennkapazität von 10 kWh.

In der Literatur wie auch bei den Herstellerangaben sind nur wenige bis keine Informationen für eine Ökobilanzierung von Batterien verfügbar. Die Berechnungen der ökologischen Auswirkungen der Batterie erfolgt daher unter Verwendung der hinterlegten Daten der Ökobaudatenbank des Bundesministeriums des Innern, für Bau und Heimat [09]. Für einen ersten Einblick in die ökologischen Auswirkungen der beiden Varianten sind die Daten hinreichend genug.

In Bezug auf die Lebensdauer werden in der Ökobau.dat für die Speicher

- Pufferspeicher (Stahl) (Gliederungsnummer 8.1.03) und
- Lithium Eisenphosphat (LFP) Batterie (Gliederungsnummer 8.4.05) – Abweichend zur Blei-Gel-Batterie, da nur diese Daten zur Verfügung stehen

jeweils 20 Jahre ausgegeben.

Für die Phasen C4 (Beseitigung) und D (Recycling) können der Ökobau.dat keine Werte für die Batterie entnommen werden. Gemäß der EU Batterierichtlinie 2006/66/EG kann jedoch ein Mindest-Recyclingeffizienz von 50 Prozent des durchschnittlichen Gewichts bezogen auf die Gesamtbatterie angenommen werden.

Das Gewicht für den 700 l Stahlpufferspeicher wird zu 140 kg angesetzt. Die Angaben für die Ökobilanz beziehen sich gemäß den Ökobau.dat-Datenblättern auf kg-Pufferspeicher bzw. kWh.Nennkapazität der Batterie.

Tabelle 30: Ausgangswerte des GWP und Primärenergiebedarfs (PE, nicht erneuerbare Anteil) gemäß Ökobau.dat

	Herstellung und Transport		Beseitigung		Recycling	
	GWP	PE	GWP	PE	GWP	PE
Pufferspeicher Stahl	3,03 kgco ₂ /kg	12,46 kWh/kg	0,67 kgco ₂ /kg	0,26 kWh/kg	-1,31 kgco ₂ /kg	-3,62 kWh/kg
Batterie (LFP)	268,0 kgco ₂ /kWh	1.037,5 kWh/kWh	134,0 kgco ₂ /kWh	518,75 kWh/kWh	-134,0 kgco ₂ /kWh	-518,75 kWh/kWh

Anhand des ökologischen Vergleiches in Abbildung 85 kann gezeigt werden, dass der thermische Speicher deutlich ökologischer als der elektrische Speicher ist. Der elektrische Speicher weist in der Herstellungsphase in beiden Bewertungspunkten – Primärenergie und GWP – um rund 800 % höhere Auswirkungen auf als der thermische Speicher.

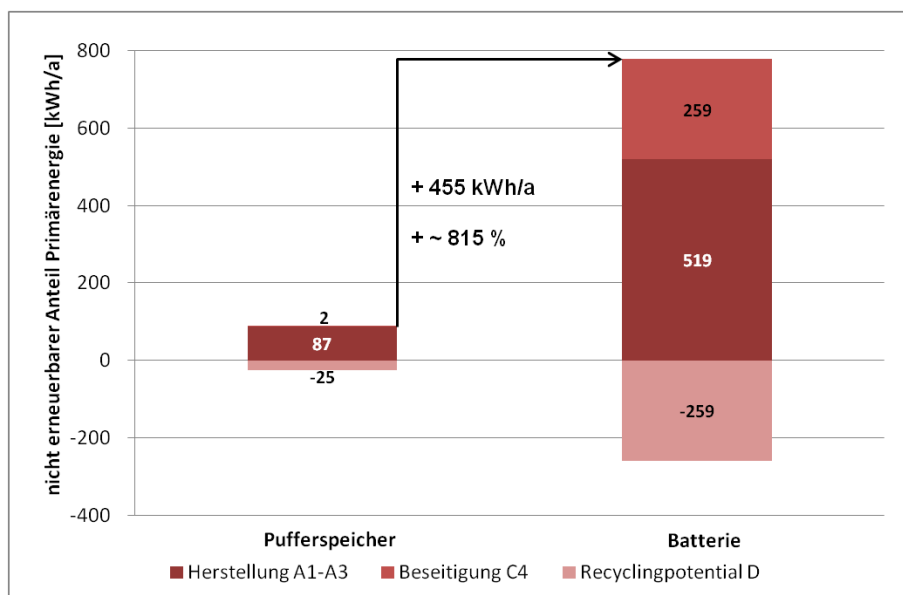


Abbildung 85: Pufferspeicher vs. Stromspeicher: Vergleich des nicht erneuerbaren spezifischen Primärenergiebedarfs

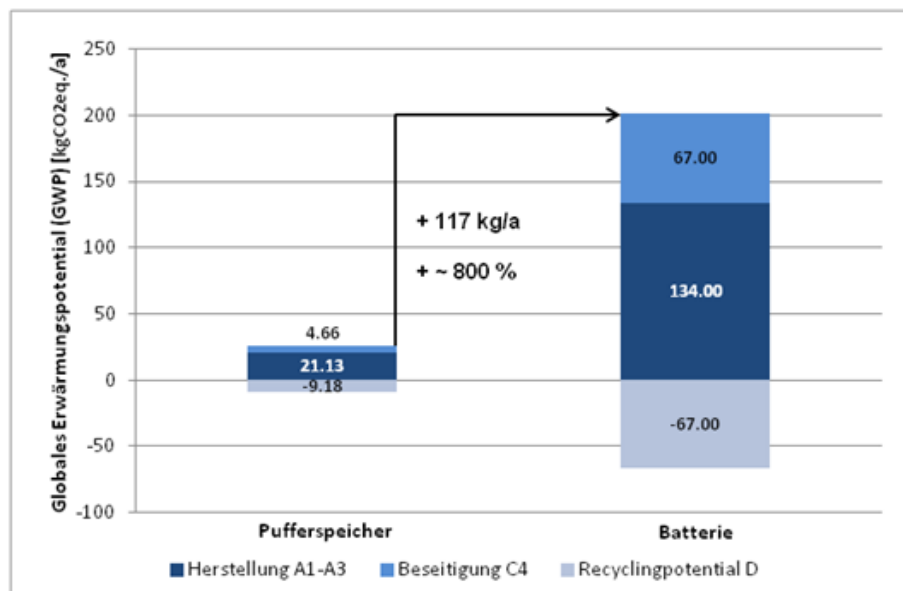


Abbildung 86: Pufferspeicher vs. Stromspeicher: Vergleich des globalen Erwärmungspotentials (GWP)

Die Betrachtung der Amortisation der in der Herstellung verursachten CO₂-Emissionen durch den thermischen und chemischen Speicher sind in Abbildung 87 dargestellt. Anzumerken bleibt, dass der elektrische Speicher ausschließlich mit erneuerbarem Strom aus der PV-Anlage betrieben wird. Ein Vergleich zu Elektrofahrzeugen kann an dieser Stelle daher nicht erfolgen.

Eine Kombination aus ökologischer und wirtschaftlicher Betrachtung (siehe Abschnitt 12.2) stellen die CO₂-Vermeidungskosten dar, siehe Abbildung 88. Diese werden ausgehend von den Jahresgesamtkosten der beiden Konzepte und den spezifischen CO₂-Emissionen berechnet. Die Kosten je vermiedenes Kilogramm CO₂ gegenüber dem System ohne Puffer- oder Stromspeicher belaufen sich für den Pufferspeicher auf 5,42 €/kg_{CO2} a). Die Vermeidungskosten für den elektrischen Speicher liegen rund 10 % höher bei 5,97 €/kg_{CO2} a).

- **Ökologische Auswirkungen (Herstellung) gemäß Ökobau.dat**
 therm. Speicher 4 kg_{CO2}/l elektr. Speicher (Lithium-Batterie) 268 kg_{CO2}/kWh
- **Ökologische Amortisation (Beispiel)**
 therm. Speicher und elektr. Speicher < 1 a
- **CO₂-Vermeidungskosten**
 therm. Speicher 5,40 €/(kg_{CO2} a) elektr. Speicher 6,00 €/(kg_{CO2} a)

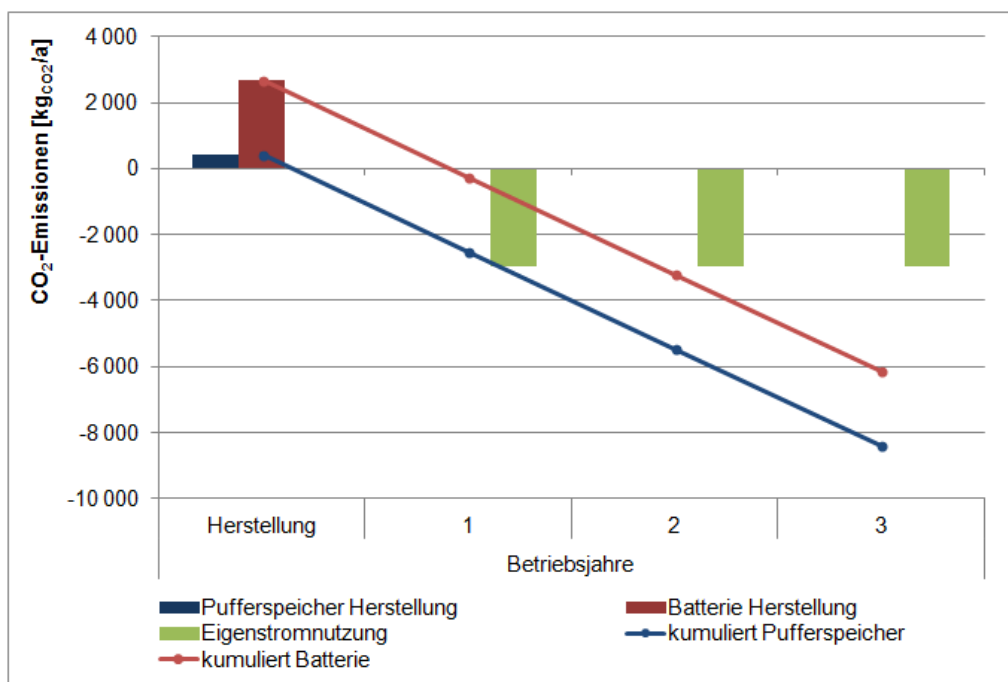


Abbildung 87: Pufferspeicher vs. Stromspeicher: Amortisation der in der Herstellung verursachten CO₂-Emissionen

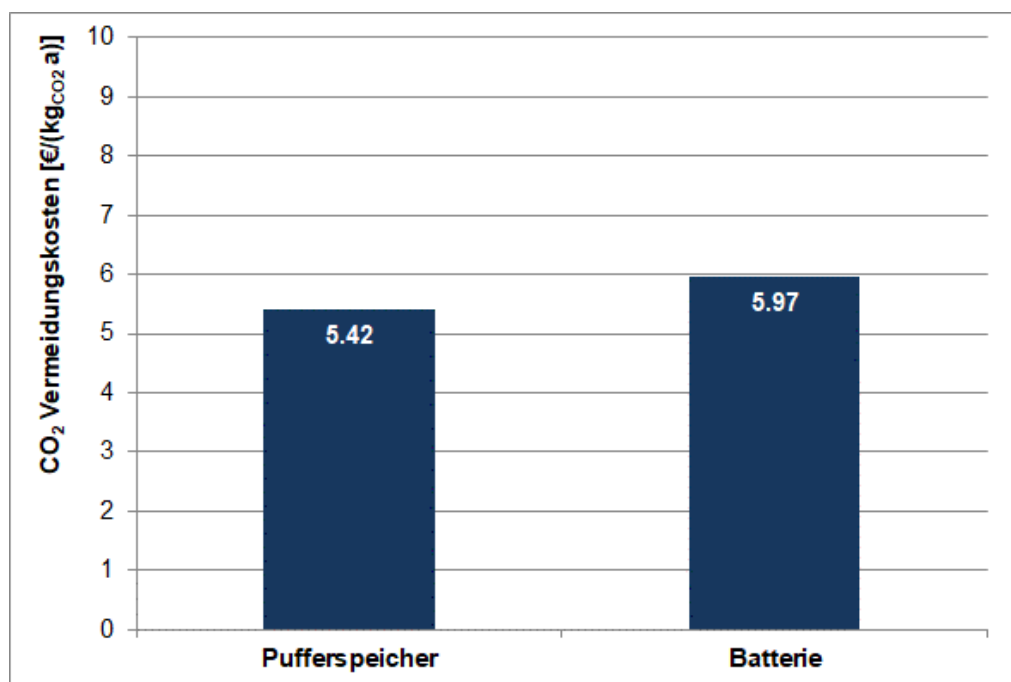


Abbildung 88: Pufferspeicher vs. Stromspeicher: CO₂-Vermeidungskosten

13. BATTERIEN IN BESTANDSANLAGEN (AP8)

In den vergangenen 25 Jahren hat sich die Nutzung der Photovoltaik als erneuerbare Energiequelle durchgesetzt. Subventioniert durch die Einspeisevergütung wurden der Bau und der Betrieb der Anlagen für den Endkunden wirtschaftlich attraktiv. Bis 2011 wurde der regenerativ erzeugte Strom grundsätzlich in das öffentliche Netz eingespeist. Der stetige Anstieg der installierten PV-Leistung in Deutschland, infolge der Degression bei den Investitionskosten, führte zu Novellierungen des EEG (Erneuerbare Energien Gesetz). Seit 2011 werden Eigenstromnutzungskonzepte gefördert, mit dem Ziel, dass der regenerativ erzeugte Strom vor Ort genutzt wird. Mit dem Erreichen der Netzparität für den Verbraucher, der selbst erzeugte PV-Strom ist günstiger als der Preis beim Versorger, wird die Förderung des Eigenstromverbrauchs in 2012 zurückgezogen. Seit diesem Zeitpunkt erfolgt nur noch eine Überschusseinspeisevergütung im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben. (Abbildung 89)

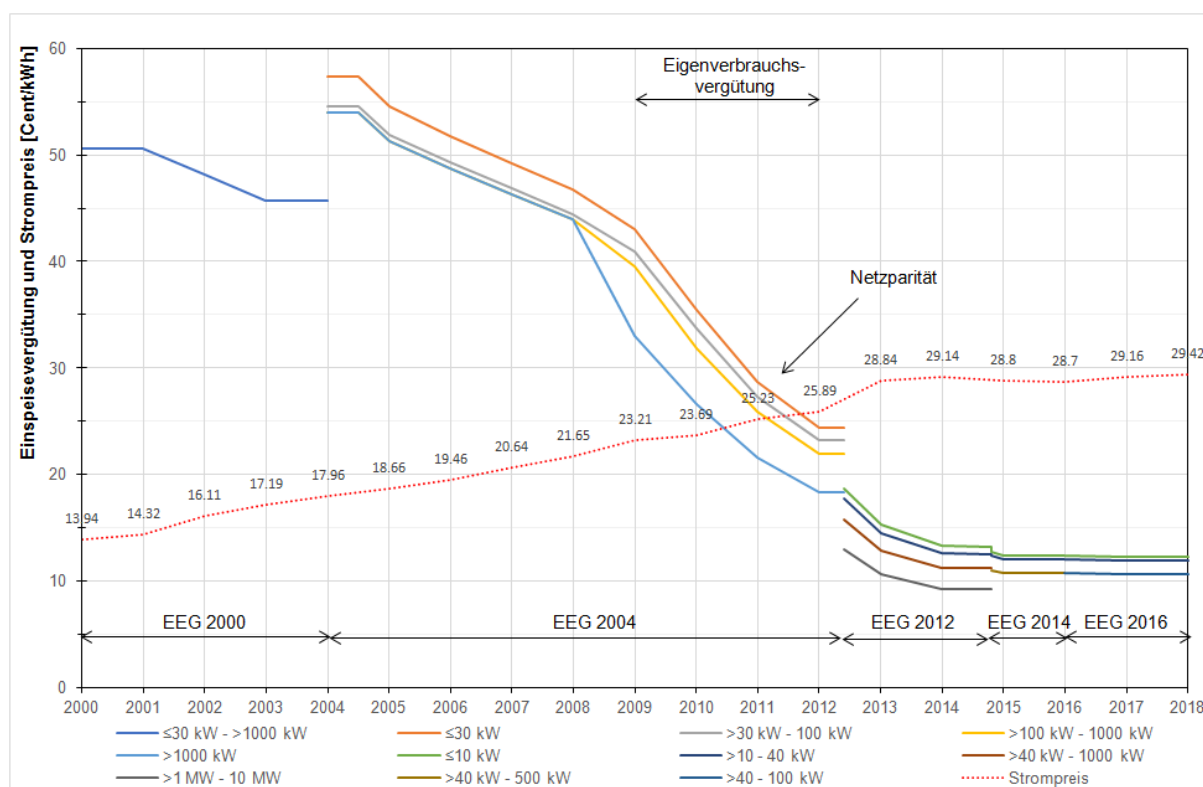


Abbildung 89: Einspeisevergütung und Strompreise von 2000 bis 2018

Mit Einführung des EEG wird die Einspeisevergütung für Anlagen bis zu einer Leistung von maximal 100 kW_p (> 100 kW_p Direktvermarktung) auf einen Zeitraum von 20 Jahren festgelegt. Investoren erhalten so die notwendige Planungssicherheit. In den kommenden Jahren werden die ersten Verträge zur Einspeisevergütung auslaufen. Eine staatliche Förderung steht voraussichtlich nicht mehr zur Verfügung. Bereits im Jahr 2020 werden in etwa 2.300 Bestandsanlagen im Privatsegment keine Einspeisevergütung mehr erhalten. (Abbildung 90)

Hinsichtlich der PV-Module ist anzumerken, dass poly- und monokristalline Module laut Herstellerangaben (heutzutage als auch schon vor 20 Jahren) eine Mindestlebensdauer von 20 – 25 Jahren haben, heutzutage werden die neuen Module auch schon mit Lebensdauern von 30 und mehr Jahren beworben. Experten vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme erwähnen sogar, dass es keine physikalischen Gründe gibt, warum eine Solarzelle nicht auch 40 Jahre oder noch länger funktionieren sollte. Hinsichtlich der Degradation der solaren Erträge

wird von einer relativen Abnahme von maximal 0,1% der Wirkungsgrade pro Jahr für die gesamte Anlage inklusiv der Module ausgegangen. Vorausgesetzt, die Anlagen sind in einem tadellosen Zustand und weisen keine Produktmängel auf.

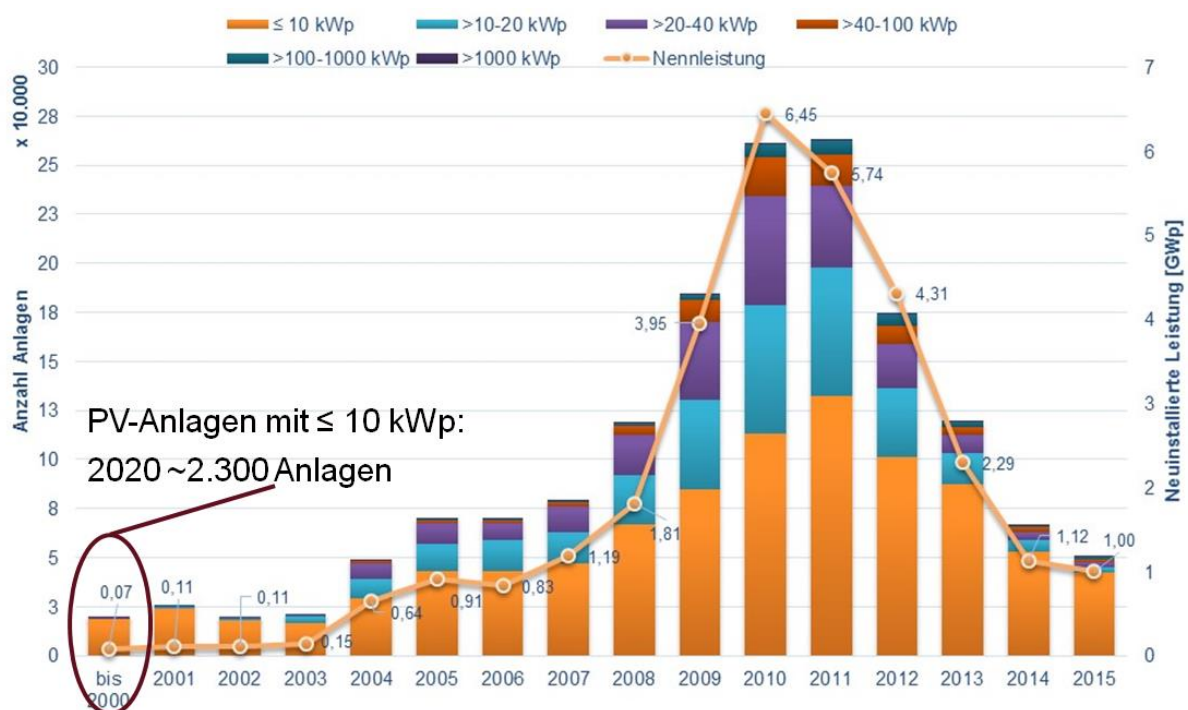


Abbildung 90: Anzahl neu installierter Photovoltaik Anlagen von 2000 bis 2015

Aufgrund der hohen Lebenserwartung von PV-Modulen und der geringen Degradation, besteht für die Anlagenbetreiber die Chance, die bestehenden Systeme auf eine Eigenstromnutzung umzurüsten. Zusätzlich haben sich die Bestimmungen für den Betrieb von PV-Anlagen geändert, die mit Auslaufen der gesetzlichen Vergütungsfrist greifen werden. So ist z. B. selbst für kleinere Anlagen ausgeschlossen, dass 100 % des Ertrags in das öffentliche Netz eingespeist werden können.

In diesem Kontext besteht daher ein Bedarf, neue Konzepte auszuarbeiten die einen Eigenverbrauch ermöglichen und damit den wirtschaftlichen Betrieb zukünftig gewährleisten. Die Implementierung von Batterien ist dabei vorzusehen.

Im Rahmen des Forschungsprojektes werden fünf Konzepte erarbeitet, wie von der Förderung auslaufende Bestandsanlagen weiter sinnvoll, ökologisch und wirtschaftlich betrieben werden können.

13.1. Konzeptvarianten für Bestandsanlagen

Im Folgenden werden die fünf oben erwähnten Konzepte vorgestellt (Abbildung 91) sowie die notwendigen Umbau- oder Investitionsmaßnahmen textlich beschrieben als auch die Vor- (+) und Nachteile (-) der Konzepte herausgearbeitet. Alle Konzepte beruhen darauf, dass die PV-Anlage und das verwendete Dach im Besitz des Bauherrn / Hausbesitzers sind.

Im Zuge des auslaufenden Vergütungsvertrages ist der PV-Strom-Erzeuger gezwungen in die freie Marktwirtschaft überzugehen. Dies bedeutet, dass der Erzeuger seinen Strom selber an der Strombörse handeln oder an einen Dienstleister (Direktvermarkter) veräußern kann. Dies trifft für alle folgenden Konzepte zu, in denen Strom ins öffentliche Netz eingespeist werden soll.

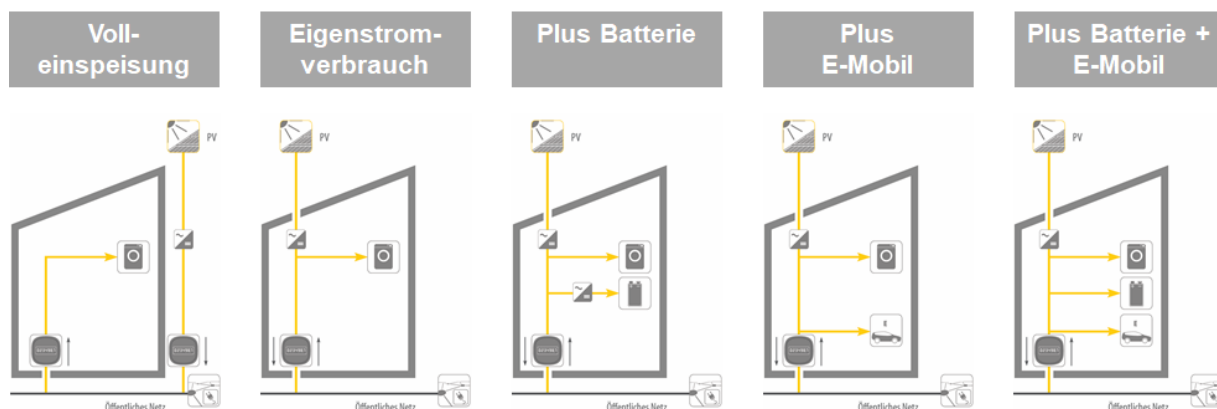


Abbildung 91: Konzeptvarianten für Bestandsanlagen

Volleinspeisung

Im Fall der weiterführenden Volleinspeisung würde sich bei einer PV-Bestandsanlage an der gegenwärtigen Betriebsweise, welche keine Eigenstromnutzung vorsieht, nichts ändern. Auch wenn die Einspeisevergütung ausläuft, so ist die Anlage weiterhin eine „EEG-Anlage“, die damit einen Anspruch auf Netzanbindung und vorrangige Abnahme des erzeugten PV-Stroms hat. Im Zuge dieses Konzeptes ergeben sich für den Betreiber nun die Möglichkeiten seinen Strom selber zu Vermarkten. Der produzierte PV-Strom kann an Dritte (z. B. an den Nachbarn) verkauft werden oder er wird selber oder über Direktvermarkter an der Strombörse gehandelt sowie über Dienstleister verkauft.

Für die Beibehaltung der Volleinspeisung fallen generell keine Umbauten oder Veränderungen des bestehenden Anlagensystems im Gebäude an.

Um die Möglichkeit des Verkaufs an Dritte oder den Direktverkauf zu realisieren, sind jedoch Vorbereitungen notwendig:

- Es müssen Stromlieferverträge zwischen dem Betreiber der Anlage und den Stromabnehmer (Verkauf an Dritte) aufgesetzt werden. Dies sollte aufgrund der Komplexität mit juristischer Hilfe geschehen und unter anderem die Kosten für den gelieferten PV-Strom festhalten.
- Sofern noch keine privaten Leitungen zwischen der PV-Anlage und dem Dritt-Stromverbraucher (z. B. Nachbarn) existieren, müssen diese verlegt werden. Das öffentliche Netz kann nicht genutzt werden.

Eine Einspeisevergütung gibt es direkt nicht mehr. Der Betreiber vermarktet seinen Strom selber bzw. muss aushandeln, wie der Strom weiterverwendet wird.

Direktvermarktung (Handel an der Strombörse oder Verkauf an Dienstleister)

- + kein Umbau von Bestandsanlage im Gebäude notwendig
- + kein finanzielles Risiko
- Börsenpreise sind variabel und offen
- Provision für einen Direktvermarkter / Dienstleister

Verkauf an Dritte (z. B. Nachbar)

- + Strompreis kann selber festgelegt werden
- Verlegung von Stromleitungen, da das öffentliche Netz nicht genutzt werden kann
- umfangreiche Vorbereitungen und Verwaltung

Eigenstromverbrauch

Bei der Eigenstromnutzung wird soweit möglich der selbst produzierte PV-Strom im Gebäude genutzt, bevor die PV-Überschüsse in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden.

Für die Umsetzung der Eigenstromnutzung werden Umbauarbeiten dahingehend erforderlich sein, dass die PV-Anlage in das Hausstromnetz integriert werden muss. Die Stromleitungsführung muss geändert sowie neue Zähler als auch ein Energiemanagementsystem (EMS) verbaut werden. Mit dem Überschussstrom wird gemäß Variante „Volleinspeisung“ verfahren.

- + weniger Strombezug aus dem öffentlichen Netz -> Kosteneinsparungen
- + Deckung des Bedarfs mit eigenem Strom
- zeitliche Verschiebung von Solarstromerzeugung und Stromverbrauch (der Strom wird produziert, wenn der Bewohner meist nicht zu Hause ist, Eigennutzungsanteil daher ggf. gering)

Eigenstromverbrauch mit Ergänzung einer Batterie

In Kombination mit dem Konzept „Eigenstromverbrauch“ soll ein Stromspeicher integriert werden. Durch den Stromspeicher kann noch mehr PV-Strom im Gebäude genutzt und weniger in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden.

Hinsichtlich der Umsetzungsmaßnahmen sind die Randbedingungen gemäß dem vorherigen Konzept „Eigenstromverbrauch“ vorzusehen. Zusätzlich bedarf es der Anschaffung und dem Einbau sowie den damit verbundenen Investitionskosten des Stromspeichers und deren Komponenten.

- + weniger Strombezug aus dem öffentlichen Netz -> weitere Kosteneinsparung
- + Erhöhung des Eigendeckungsanteils
- Anschaffungs- und Installationskosten für Speichersystem

Eigenstromverbrauch mit Ergänzung von Elektromobilität

Das Konzept „Elektromobilität“ basiert grundsätzlich auf dem Konzept der „Eigenstromnutzung“ plus der Nutzung von Elektrofahrzeugen. Durch die Integration der Elektromobilität wird der Strombedarf im Gebäude jedoch erhöht. Hinzu kommt, dass die Ladung eines Elektrofahrzeugs als Form der Speicherung betrachtet werden kann. Das Konzept sieht hier neben der Eigenstromnutzung im Haus auch die Beladung des Elektrofahrzeugs vor.

Die Infrastruktur im Haus muss gemäß dem Konzept „Eigenstromverbrauch“ umgestellt und eine Ladestation installiert werden.

- + Laden des Elektrofahrzeugs mit selbst produziertem Strom
- + Erhöhung des Eigennutzungsanteils
- + Verbrauch durch Elektromobilität wird zu 10 % über den PV-Strom gedeckt (Annahme)
- Erhöhung des Gesamtstromverbrauchs
- Anschaffungs- und Installationskosten einer Ladevorrichtung für E-Mobilität

Eigenstromverbrauch mit Ergänzung einer Batterie und Elektromobilität

Im letzten Konzept werden alle zuvor aufgeführten Konzepte vereint.

Die Infrastruktur im Haus muss gemäß den anderen Konzepten umgestellt und mit Stromspeicher und Ladestation ergänzt werden.

- + Laden des Elektrofahrzeugs mit selbst produziertem Strom
- + Erhöhung der Deckungsanteil durch Speicher
- + Erhöhung des Eigennutzungsanteils durch E-Mobil
- Anschaffungs- und Installationskosten für Speichersystem
- Anschaffungs- und Installationskosten einer Ladevorrichtung für E-Mobilität

13.2. Konzeptvergleich

Um einen Überblick über die ökologischen als auch wirtschaftlichen Einflüsse der vorgestellten Konzeptvarianten zur weiteren Nutzung und dem Betrieb von Bestandsanlagen zu erhalten, werden an einem Beispielgebäude die Konzepte analysiert.

Eckdaten und Randbedingungen für das Beispielgebäude Berghalde

- PV-Ertrag (15 kWp) 15.200 kWh/a
- Gesamtstrombedarf Haushalt 8.800 kWh/a
- Strombedarf Wärmepumpe (JAZ 4,0) 2.500 kWh/a bzw.
Gaskessel (Gasbezug) 10.530 kWh/a
- Elektromobilität 1.240 kWh/a
- Batterie (nutzbare Kapazität) 10 kWh
- Gebäude Wohnfläche 260 m²

13.2.1. End- und Primärenergie

In Abbildung 92 wird der Endenergiebedarf im Anlagenbetrieb für die zuvor erläuterten Konzepte dargestellt. Für die Umsetzung der Varianten wird zum einen von einem Gebäude mit Gaskessel (GK) als Wärmeerzeuger und zum anderen mit einer Wärmepumpe (WP) ausgegangen. Die Konzepte, welche als Wärmeerzeuger eine Wärmepumpe nutzen, haben einen Endenergiebedarf von 11,3 bis 12,5 MWh/a (43,5 bis 48,1 kWh/(m² a)). Die Konzepte mit Gasbrennwertkessel liegen bei einem Endenergiebedarf von 19,3 bis 20,6 MWh/a (74,2 bis 79,2 kWh/(m² a)).

Bezüglich des Primärenergiebedarfs ergeben sich unter Annahme der Eckdaten und Randbedingungen für die fünf Konzepte mit Wärmepumpe als Wärmeerzeuger und mit Gaskessel die Primärenergiebedarfswerte für den Anlagenbetrieb gemäß Abbildung 93.

Bei der Betrachtung des reinen Primärenergiebezugs ohne Berücksichtigung einer Gutschrift durch Stromeinspeisung (Primärenergiefaktor Strommix 1,8) reduziert sich der Energiebezug beim Wärmepumpen-Konzept in allen fünf Szenarien gegenüber dem Gaskessel (Primärenergiefaktor 1,1) um 7 bis 9 MWh/a (27 – 35 kWh/(m² a)).

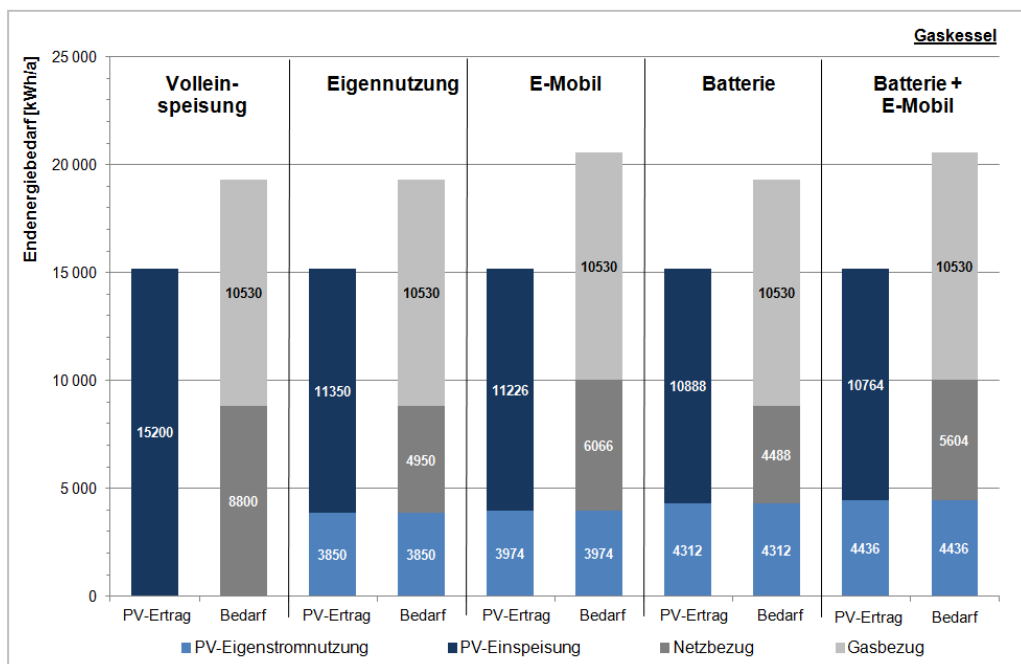
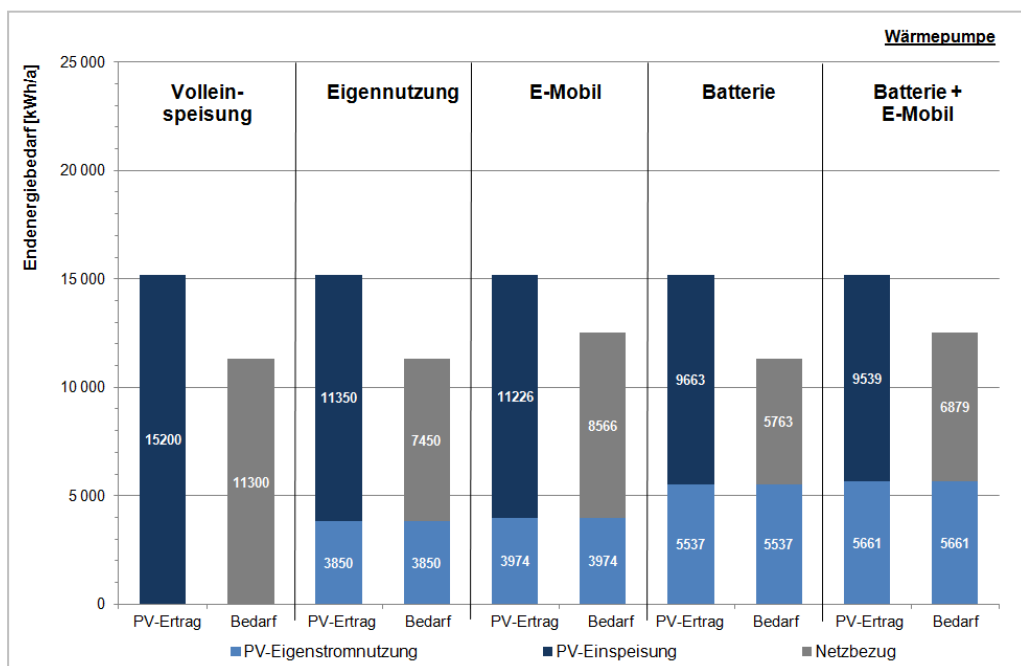


Abbildung 92: Endenergiebedarf im Anlagenbetrieb der verschiedenen Bestandskonzepte – mit Wärmepumpe (oben) und mit Gaskessel (unten)

Der reine Primärenergiebedarf für den Bezug liegt für die Konzepte mit einer Wärmepumpe zwischen 10 - 20 MWh/a (38 – 76 kWh/(m² a)) und für die Konzepte mit einem Gasbrennwertkessel zwischen 20 – 27 MWh/a (76 – 104 kWh/(m² a)). Durch die Eigennutzung sowie der Implementierung eines Stromspeichers können die Primärenergiebedarfswerte gegenüber dem Szenario Volleinspeisung deutlich reduziert werden. Die höheren Bedarfswerte bei der Integration des Elektrofahrzeuges sind auf den zusätzlichen Energiebedarf des E-Mobiles zurückzuführen.

Eine Betrachtung der Gesamtbilanz aus Einspeisung und Bezug zeigt, dass die Konzepte, welche als Wärmeerzeuger einen Gasbrennwertkessel verwenden, eine nahezu ausgeglichene

Primärenergiebilanz zwischen 0 und 2 MWh/a ($0 - 8 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$) hervorrufen. Bei der Verwendung einer Wärmepumpe kann die Gesamtbilanz je nach Konzept primärenergetische Gutschriften verzeichnen, die zwischen 5 und 7 MWh/a ($19 - 27 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$) liegen (Abbildung 93).

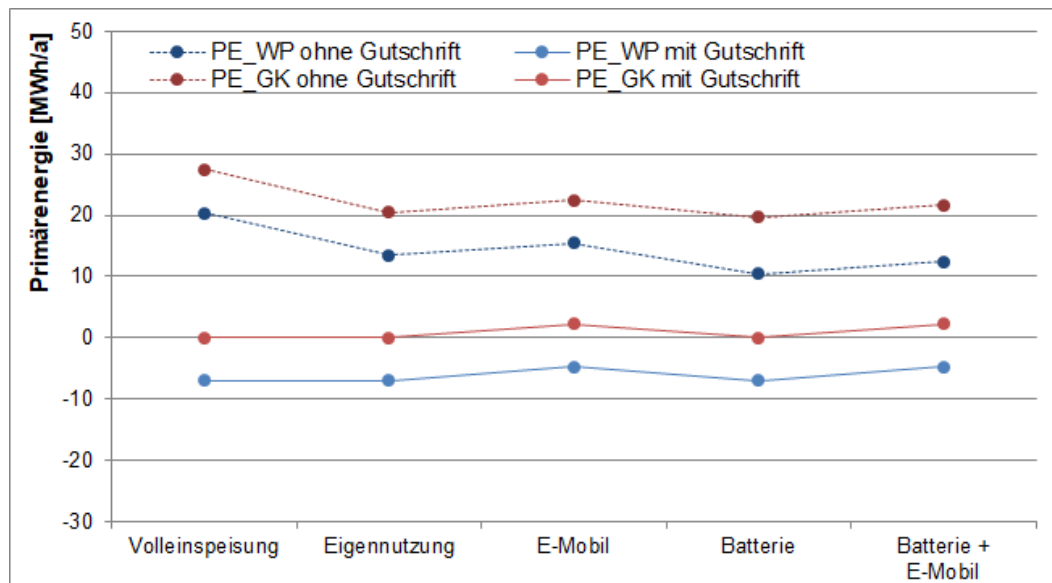


Abbildung 93: Primärenergiebedarf im Anlagenbetrieb der verschiedenen Bestandskonzepte (WP - Wärmepumpe, GK – Gaskessel) unter Berücksichtigung der primärenergetischen Gutschrift bei Netzeinspeisung und ohne Berücksichtigung der Gutschrift

- **Abhängig vom gewählten Konzept lässt sich der End- als auch Primärenergiebedarf durch die Nutzung einer Wärmepumpe statt eines Gaskessels um 25 – 50 % reduzieren.**
- **Abhängig vom gewählten Konzept kann der End- als auch Primärenergiebedarf gegenüber einer Volleinspeisung um bis zu 50 % reduziert werden.**

Hinweis: Physikalisch gesehen wird der Vor-Ort erzeugte Strom, unabhängig vom Einspeisekonzept, auch Vor-Ort verwendet.

13.2.2. Deckungsanteile Strom

Ein PV-Eigennutzungs- und Deckungsanteil kann verständlicherweise bei der Volleinspeisung nicht berechnet werden (Abbildung 94). Für die anderen Konzepte werden Deckungsanteile am Gesamtstrombedarf von 35 bis 50 % bei der Nutzung einer Wärmepumpe sowie 40 bis 50 % unter Verwendung eines Gaskessels erzielt. Die niedrigeren Werte beim Einsatz einer Wärmepumpe sind darauf zurückzuführen, dass eine Wärmepumpe Strom zur Wärmeerzeugung benötigt und sich somit der Gesamtstrombedarf erhöht, der bereitgestellte Eigenstrom aber unverändert bleibt.

Beim Eigennutzungsanteil an der PV-Produktion ergeben sich Werte von 25 bis 30 % für den Gaskessel sowie 28 bis 37 % für die Nutzung einer Wärmepumpe. Insbesondere bei dem Konzept mit Batterie ist ein Unterschied von acht Prozentpunkten zwischen Wärmepumpe und Gaskessel zu erkennen. Dies ist ebenfalls darauf zurückzuführen, dass die integrierte Wärmepumpe einen größeren Anteil aus dem Solarstromspeicher verwenden kann.

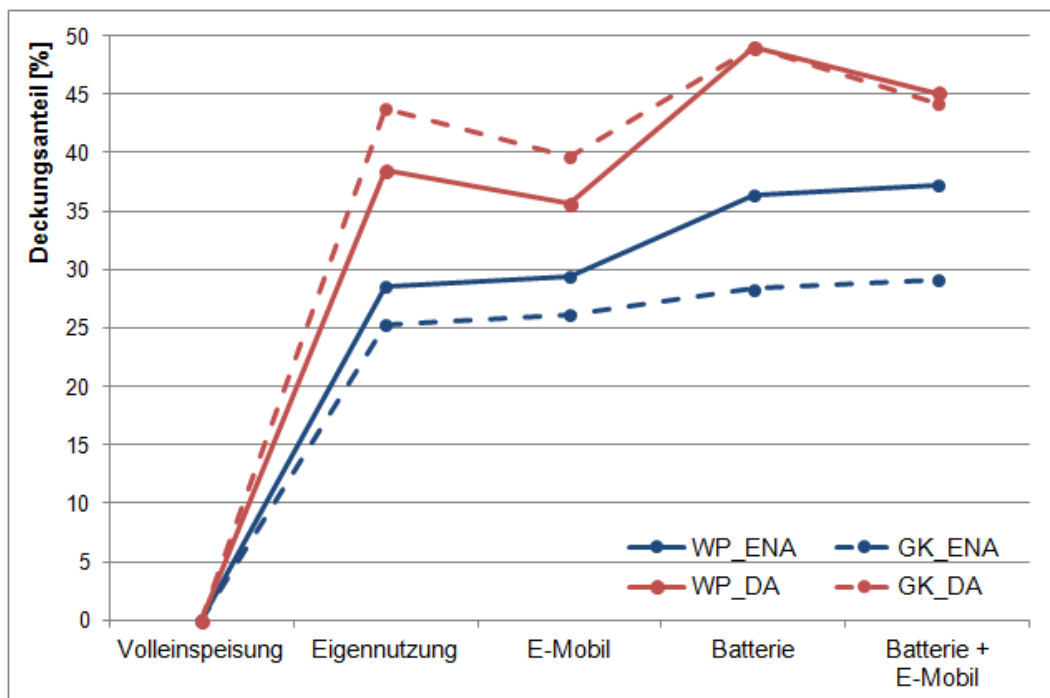


Abbildung 94: Deckungs- und Eigennutzungsanteile der verschiedenen Bestandskonzepte (WP - Wärmepumpe, GK – Gaskessel) am Strombedarf

13.2.3. Ökologische Bewertung

Für die ökologische Bewertung der Konzepte wird im Weiteren nur noch auf die Wärmepumpenkonzepte eingegangen. Die Wärmebereitstellung erfolgt in den Varianten ausschließlich über die elektrische Wärmepumpe. Zum Vergleich wird jedoch als Referenz eine Lösung aus Gasbrennwertkessel und PV-Anlage mit Volleinspeisung angegeben.

Die ökologische Betrachtung beruht auf den folgenden Randbedingungen:

- Berücksichtigung des Betriebes der Anlage (Netzbezug, aber keine Gutschrift der Einspeisung des erzeugten PV-Stroms)
- Herstellung der Batterie (ökologischer Einfluss der Herstellung, Ökobau.dat, Lithium-Batterie) wird mitberücksichtigt (Betrachtungszeitraum 20 a)
 - CO₂-Äquivalent pro kWh Batteriekapazität: 268 kg/kWh
 - Primärenergie pro kWh Batteriekapazität: 1,04 MWh/kWh
- Netzstrom
 - CO₂-Äquivalent pro kWh: 565 g/kWh (Gemis 04/2017, V4.95)
 - Primärenergiefaktor Strom-Mix: 1,8
- Strombedarf nach Angaben von oben

Die berechneten Einsparungen des Primärenergiebedarfs als auch der CO₂-Emissionen gegenüber einer Volleinspeisung sind in der Abbildung 95 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass durch die Nutzung des fossilen Brennstoffs Erdgas die CO₂-Emissionen zu 16 % als auch der Primärenergiebedarf zu 25 % größer ist im Vergleich zur elektrischen Wärmepumpe.

Ausgehend von der Volleinspeisung mit Wärmepumpe lassen sich je nach Konzept weitere Einsparpotentiale ermitteln. Insbesondere durch die Nutzung eines elektrischen Speichers und dem dadurch verringerten Netzbezug reduzieren sich die CO₂-Emissionen um 47 %. Mit dem

Konzept zur Integration eines Elektrofahrzeugs ist die niedrigste Einsparung von rund 24 % im Vergleich zu den anderen Konzepten zu erzielen. Dies ist u. a. durch den höheren Strombedarf und somit auch Netzbezug zu erklären.

Eine Betrachtung des Primärenergiebedarfs zeigt, dass die Einsparpotenziale gegenüber der Volleinspeisung mit Wärmepumpe zwischen 24 und 46 % variieren.

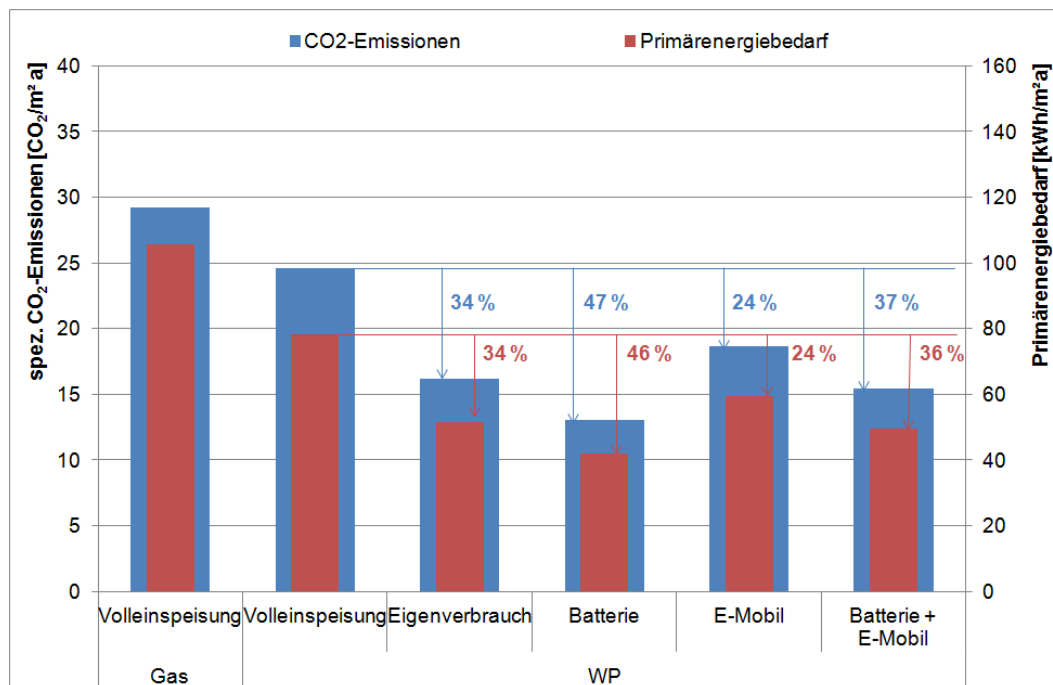


Abbildung 95: Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen der unterschiedlichen Bestandskonzepte

- Reduktion der CO₂-Emissionen als auch des Primärenergiebezuges von rund 47 % durch Integration eines Stromspeichers und bis zu 34 % durch die Eigenstromnutzung.

13.2.4. Wirtschaftliche Bewertung

Für die wirtschaftliche Bewertung der Konzepte wird im Weiteren ebenso wie in der ökologischen Betrachtung nur noch auf die Wärmepumpenkonzepte eingegangen.

Die wirtschaftliche Betrachtung beruht auf den folgenden Randbedingungen:

- Betrachtungszeitraum: weitere 20 a.
- PV-Anlage ist abgeschrieben und wird nicht weiter betrachtet (keine Reinvestitionen für Wechselrichter, etc.).
- In den Investitionskosten werden die Umbaumaßnahmen und Investitionskosten für den Speicher und die Ladestation für das Elektrofahrzeug kalkuliert.
- Investitionskosten für das E-Mobil werden nicht berücksichtigt.
- Eine weiterführende Vergütung (Börse oder Verkauf an Dritte) wird im Rahmen der Berechnung mit 9,87 ct/kWh angenommen

- EEG-Umlage auf eigen genutzten Strom wird mit 2,75 ct/kWh berücksichtigt; auch hier ist ungewiss, ob weiterführend eine EEG-Umlage gezahlt werden muss. ().
- Flächenbezug 260 m² (Wohnfläche)
- Strombedarf gemäß oberen Angaben

Aus der Aufstellung der Netto-Investitionskosten geht hervor, dass durch das Konzept des Eigenverbrauchs sich die geringsten Investitionskosten in Höhe von rund 3 €/m² ergeben, neben der reinen Volleinspeisung (Abbildung 96). Dem gegenüber sind mit 11 €/m² a die jährlichen Energiekosten im Konzept Batterie am niedrigsten. Die Investitionskosten liegen hier jedoch mit 70 €/m² deutlich höher im Vergleich zu den anderen Varianten.

Im Konzept E-Mobilität ohne Batterie belaufen sich die Investitionskosten auf ca. 13 €/m². Durch den erhöhten Strombedarf steigen die jährlichen Energiekosten im Vergleich zum Eigenverbrauch um 2 €/m² a). Wird hier zusätzlich eine Batterie installiert, erhöhen sich die Investitionskosten auf 80 €/m².

Bei einer reinen Volleinspeisung liegen die jährlichen Energiekosten bei rund 21 €/m² a).

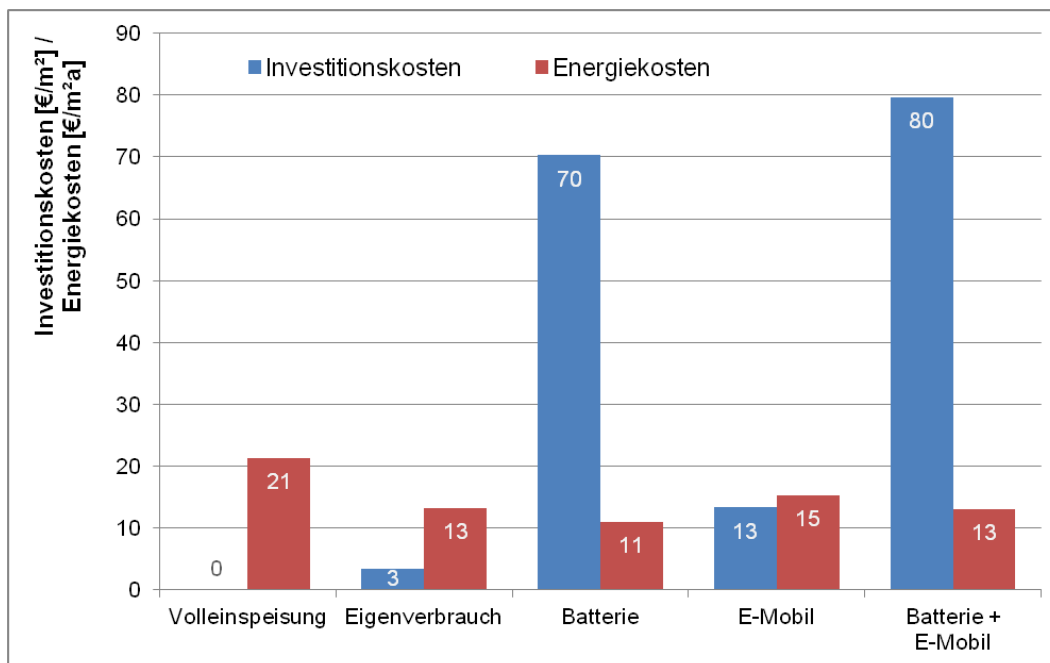


Abbildung 96: Netto-Investitionskosten und mittlere Energiekosten (Netzbezug)

Die Jahresgesamtkosten der einzelnen Konzepte sind in Abbildung 97 dargestellt. Diese variieren zwischen ~10 €/m² a) und 19 €/m² a). Interessant ist der wirtschaftliche Vergleich der Konzepte aus Volleinspeisung gegenüber Stromspeicher. Diese liegen in etwa auf gleichem Niveau bei rund 16 €/m² a).

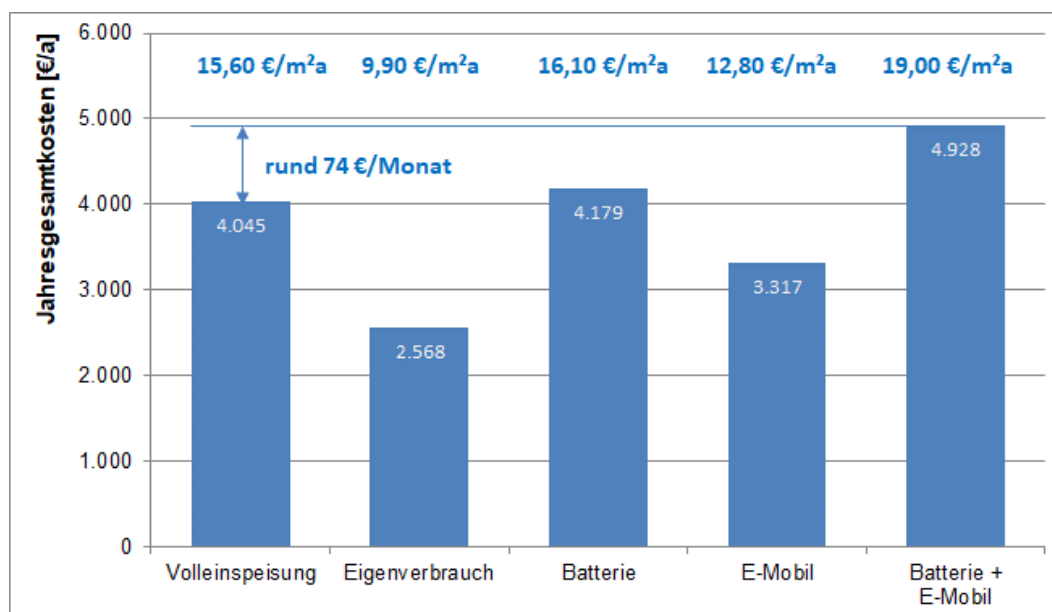


Abbildung 97: Jahresgesamtkosten der verschiedenen Bestandskonzepte

- Je nach Größe der Anlage können durch eine Eigennutzung die Jahresgesamtkosten halbiert werden.

13.3. Ausblick: Batterienutzung im Quartier

Hinsichtlich einer Betrachtung der Batterienutzung im Quartier werden verschiedene Strategien zur Steigerung des Eigennutzungsanteils und der Netzdienlichkeit im Zusammenhang mit dezentraler Erzeugung von PV-Strom untersucht. Die Untersuchungen erfolgen im Rahmen des Forschungsprojektes „EnEffStadt: Vernetzte Quartiere für den Zukunftsraum Wolfsburg“ (BMW i)

Beispielhaft wird an dem Haushalts- und Nutzerstrom (keine Wärmeenergie) eines Quartiers mit einem Arealnetz untersucht, welche Auswirkungen verschiedene Randbedingungen bewirken.

Das Quartier weist folgende Kennwerte auf:

- vier Mehrfamilienhäuser mit insgesamt 12.800 m²_{BGF} bzw. vier Gebäude mit 9.800 m²_{BGF} Wohnungen, 500 m²_{BGF} Einzelhandel, 1.700 m²_{BGF} Kaufhaus und 800 m²_{BGF} Bäckerei mit Backstube
- 100 %-ige Belegung der Dachflächen mit 400 kW_p PV
- mit und ohne Integration eines Batteriespeichers (Nennkapazität 400 kWh)
- Verlegung eines Arealstromnetzes
- keine Berücksichtigung der Wärmeenergie
- ohne Berücksichtigung Elektromobilität

Für die Analyse werden die ermittelten Last- bzw. Erzeugungsprofile (15-Minuten-Intervalle) herangezogen.

Bei den untersuchten Varianten handelt es sich um (siehe Abbildung 98)

1. Quartier ohne elektrischem Speicher und reiner Wohnungsnutzung
2. Quartier mit elektrischem Speicher (400 kWh Speicherkapazität) und reiner Wohnungsnutzung
3. Quartier ohne elektrischem Speicher und Wohnungs- und Geschäftsnutzung
4. Quartier mit elektrischem Speicher (400 kWh Speicherkapazität) und Wohnungs- und Geschäftsnutzung

Die Untersuchungen zeigen, dass bei ausschließlicher Wohnungsnutzung und ohne Integration einer Batterie annähernd 40 % des Bedarfs gedeckt werden können. Es werden in der Variante aber nur 26 % des vor Ort erzeugten Stroms direkt genutzt. Bei Integration einer Arealbatterie mit 400 kWh, kann der Eigenstromnutzungsanteil auf rund 60 % verdoppelt werden, die Eigendeckung sogar auf 80 %.

Durch die Ergänzung mit Nicht-Wohnfunktionen kann der Eigenstromnutzungsanteil ebenfalls auf ca. 60 % verdoppelt werden – ohne wirtschaftlichen Mehraufwand. Allerdings verringert sich die Eigendeckung durch den insgesamt höheren Energiebedarf auf 37 %.

Durch die Kombination beider Maßnahmen kann ein Eigennutzungsanteil von rund 80 % erreicht werden, bei einer Steigerung der Eigendeckung auf 48 % im Vergleich zur Ausgangssituation. Die E-Mobilität als zusätzlicher Verbraucher ist nicht berücksichtigt.

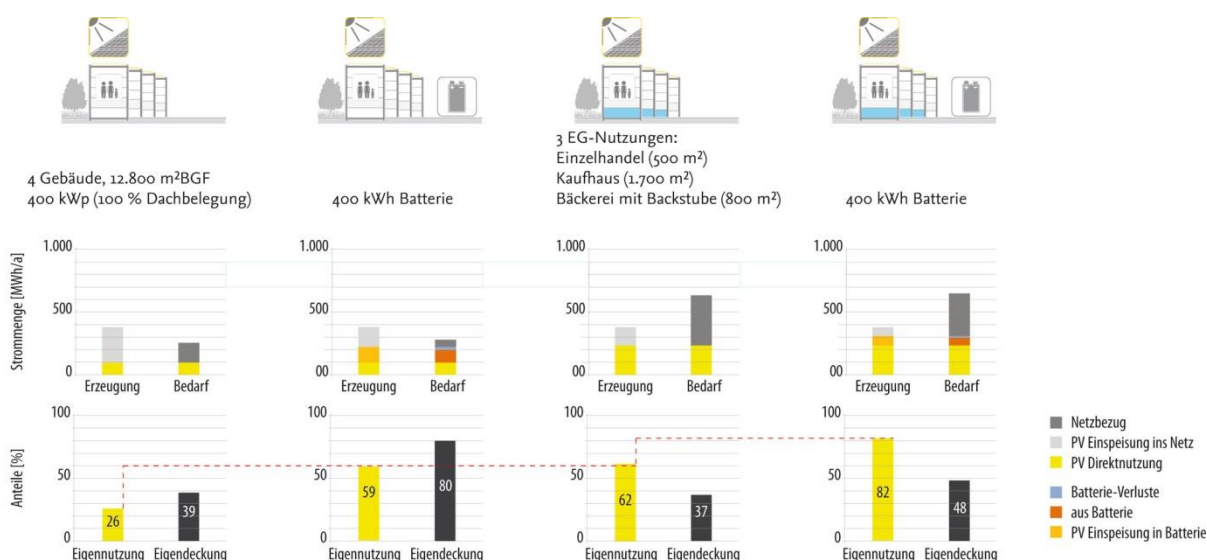


Abbildung 98: Möglichkeiten zur Steigerung der Eigennutzung in einem Arealnetz

Zu beachten ist in jedem Fall, dass verschiedene Maßnahmen zu gegenläufigen Auswirkungen bei Eigennutzung und Eigendeckung führen können.

Die Ergebnisse unterstreichen die Tendenz, dass Gebäude zunehmend nicht mehr nur als Verbraucher, sondern auch als Energieerzeuger und -speicher sowie Netzdienstleister funktionieren können.

Gebäude werden in Zukunft als aktive Komponenten in intelligenten Versorgungsnetzen funktionieren. Dazu ist es notwendig, dass dezentrale Erzeuger, Energiewandler, Speicher und Verbraucher optimal zusammenarbeiten.

14. ANHANG

14.1. Veröffentlichungen

Die Ergebnisse des Projekts wurden entsprechend dem Bearbeitungsfortschritt bereits veröffentlicht.

Erfolgte Veröffentlichungen / Präsentationen

Ausgabe		Titel	
Bonn, 07.03.2016	BBSR - Projektetage	Dezentrale, modulare Stromspeicher zur Eigenstromsteigerung in EffizienzhausPLUS Gebäuden	Vortrag
Freiberg, 14.09.2017	Workshop zum Wissenstransfer „Energieeffiziente Niedrigenergiegebäude“	Das EnergiePlus Konzept für Wohn- und Nichtwohngebäude	Vortrag
Hamburg, 10.10.2017	ZEBAU	Zukunftskonzept EnergiePLUS – vom Einfamilienhaus bis zur Schule	Vortrag und Paper
Rapperswill, 10.- 14.09.2018	EuroSun	Concept for the future EnergiePLUS - from a single-family house to a district	Poster (zurück gezogen)
Bonn, 06.11.2018	BBSR - Projektetage	Dezentrale, modulare Stromspeicher zur Eigenstromsteigerung in EffizienzhausPLUS Gebäuden	Vortrag
HLH, tab, ... 2019		geplante Artikel	

Studentische Bearbeitungen im Projekt – Studien-, Bachelor- und Masterarbeit

Karina Bettin	Masterarbeit (2016)	„Konzepte für die dezentrale Implementierung der Eigenstromnutzung von Photovoltaik-Bestandsanlagen auf Wohngebäuden“
Tom Bender	Studienarbeit (2017)	„Marktentwicklung von Batteriespeichern für Ein- und Mehrfamilienhäuser“
Natalia Merkel	Bachelorarbeit (2017)	„Anwendung und Umsetzung von Batteriespeicher und Batteriespeichersystemen bei AC- oder DC-seitigem Anschluss in Wohngebäuden“
Alexander Larisch	Studienarbeit (2018)	„Netzdienlichkeit“
Anton Beidin	Bachelorarbeit (2018)	„Dimensionierung der Speicherkapazität von Batterien in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße und des Gesamtstrombedarfs“
Laura Eickeler	Studienarbeit (2018)	„Kosten-Nutzen-Verhältnis von Konzepten zur Nachnutzung von Bestands-PV-Anlagen“

14.2. Eck- und Kenndaten zum EffizienzhausPLUS Gebäude Berghalde

Standort	Leonberg-Warmbronn
Bauherr	Univ. Prof. Dr. M. Norbert Fisch, Karin Fisch
Architekt und Innenarchitekt	Berschneider + Berschneider, Pilsach bei Neumarkt i.d. OPf., www.berschneider.com
Energiedesign	EGSplan, Stuttgart, Univ. Prof. Dr. M. Norbert Fisch
Monitoring	IGS, TU Braunschweig, www.tu-braunschweig.de/igs
Technische Gebäudeausrüstung	EGS-Plan, Stuttgart Energydesign Stuttgart, www.stz-egs.de
Tragwerksplanung	PG Kuhn, Sindelfingen
Bauleitung	W. Munz, Warmbronn
Rohbau	Hirschberger, Bad Liebenzell
Fenster/Fassade	Häußler, Speyer
TGA Ausführung	BPS, Warmbronn
GLT/IT	Imtech, Stuttgart
LED/Batterie	MondayVision, Stuttgart
Planungs- und Bauzeit:	Planung: Okt. 2008 - Sept. 2009 Bauzeit: Sept. 2009 - Sept.2010
Grundstücksfläche	876 m ²
Wohnfläche	260 m ²
Bruttogeschossfläche BGF	595 m ²
Brutto-Rauminhalt BRI	1.747 m ³
A/V _e Verhältnis	0,641 m ⁻¹
Primärenergiebedarf	34,3 kWh/(m ² a)
Jahres-Heizenergiebedarf (EnEV)	40,5 kWh/(m ² _{AN} a)
U-Wert Außenwand / Dach / Bodenplatte / Fenster	0,15 [W/(m ² K)] / 0,12 [W/(m ² K)] / 0,6-0,8 [W/(m ² K)]
Luftdichtigkeit (Blower Door)	n ₅₀ = 0,50 1/h
Wärmeerzeugung	erdgekoppelte Wärmepumpe (max. 2,2 kW _{el} , 10 kW _{th})
Kälteerzeugung	regenerative Kühlung über Erdreich-Wärmetauscher (ca. 1 bis 1,5 kW (Erdreich-WT)) bzw. Erdwärmesonden (ca. 6 bis 9 kW)
Stromerzeugung	dachintegrierte Photovoltaik (15 kW _p)
Lüftung	kontrollierte Zu- und Abluftanlage mit WRG (max. 250 m ³ /h)

14.3. Quellen und Literatur zum Projekt

- [01] Bockelmann, Fisch, Stähr, Wilken: „Netto-Plusenergie-Gebäude mit Stromlastmanagement und Elektro-Mobilität“, Abschlussbericht, Forschungsinitiative Zukunft Bau des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung (Aktenzeichen: SF-10.08.18.7-11.32 / II3-F20-10-1-068). 2013
- [02] Richtlinie des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung über die Vergabe von Zuwendungen für Modellprojekte im Effizienzhaus Plus-Standard, Anlage 1, Stand 2012 (jetzt unter Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit)
- [03] EffizienzhausPlus Netzwerk – www.forschungsinitiative.de/effizienzhaus-plus/modellvorhaben/
- [04] Kairies, Haberschusz, et. al.: „Wissenschaftliches Mess- und Evaluationsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2016“; Forschungsprojekt „Wissenschaftliches Mess- und Evaluationsprogramm Solarstromspeicher (WMEP PV-Speicher)“ (über das BMWi) der RWTH Aachen und iSEA, 2016
- [05] Quaschnig und Weniger: „Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten PV-Systemen mit Batteriespeichern“, Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
- [06] Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV), Bundesgeschäftsstelle Aachen: „Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen“, www.pv-ertraege.de (Stand 22.02.2018)
- [07] KfW: Erneuerbare Energien – Speicher (Kredit 275)
- [08] Kley, Christian: „Untersuchungen zur Steigerung der Eigenstromnutzung in Energie-PLUS – Gebäuden“, Dissertation, 2018
- [09] Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat: ÖKOBAUDAT- Online-Datenbank mit Ökobilanz-Datensätzen zu Baumaterialien, Bau-, Transport-, Energie- und Entsorgungsprozessen
- [10] Figgener, Haberschusz, Kairies, Wessels, Tepe, Ebbert, Herzog, Sauer: „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 (Jahresbericht 2017)“, 2017
- [11] Aquion Energy: „Saubere Energiesysteme brauchen saubere Energie“, 2016
- [12] SolarKonzept GmbH: „Aquion Salzwasserbatterien“, <http://www.solkonzept.de/inselanlagen/salzwasserbatterien>, 2017
- [13] BBSR Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung; Mayer und Sandurkov (Lion Smart GmbH): „Evaluierung der Weiterverwendung gebrauchter Lithium-Ionen-Zellen aus der Elektromobilität und Marktübersicht Hausbatterien - Marktübersicht Hausbatterien, EKF - Energie- und Klimafonds“, 09/2013
- [14] BBSR Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung; Mayer, Parschkoff und Sandurkov (Lion Smart GmbH); Brand, Horsche, Schuster und Jossen (EES Tu München): „Evaluierung der Weiterverwendung gebrauchter Lithium-Ionen-Zellen aus der

- Elektromobilität und Marktübersicht Hausbatterien - Evaluation der Batterien, EKF - Energie- und Klimafonds“, 08/2015
- [15] BBSR Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung; Mayer, Parschkoff und Sandurkov (Lion Smart GmbH); Brand, Horsche, Schuster und Jossen (EES Tu München): „Evaluierung der Weiterverwendung gebrauchter Lithium-Ionen-Zellen aus der Elektromobilität und Marktübersicht Hausbatterien - Evaluation des Stromspeichersystems, EKF - Energie- und Klimafonds“, 11/2015
- [16] Kurzweil und Dietlmeier: „Elektrochemische Speicher – Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlagen“, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2015
- [17] ISEA - RWTH Aachen: Systemtopologien, <http://www.speichermonitoring.de/ueber-pv-speicher/systemtopologien.html>, 2018
- [18] Schmid, Christian: „Stromspeicherung - Überblick Technologien, Potential, Wirtschaftlichkeit“, Energie Fachleute Thurgau
- [19] Witzig, Andreas: „Haustech 3/15 - Potenzial beim Eigenverbrauch“, Haustech, Winterthur, 2015
- [20] Software Valentin: Berechnungsgrundlagen Batterien - Hilfeverzeichnis PV*Sol, 2017
- [21] C.A.R.M.E.N. (Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie Netzwerk): „Marktübersicht Batteriespeicher“, 02/2017
- [22] PV-Magazine: „Produktdatenbank Batteriespeichersysteme für Photovoltaikanlagen“, <https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/speicher-2017/> (Stand 24.07.2017)
- [23] Energieagentur NRW - PV Rechner; www.energieagentur.nrw/solarenergie/solarrechner
- [24] ENVISYS - EVIBI PRO 9.1.5
envisys.de

15. ANHANG II – PROGRAMM UND TOOL BEWERTUNG

Bewertung der Vergleichstools



Tool	AKD General Electric	HTW Berlin (Grafisch & Online)	Sunny Design Web 3	PV*Sol Premium 2016	NRW PV Rechner	Kleysche Ansatz	Witowskische Ansatz	EVEBI
Eingabeparameter / Grundlagen / Auswahlkriterien/ Simulationsbasis								
Lastprofil	Variabel *) [15 Min] Validiert für 3 •Haushalt •E-Mobil •Wärmepumpe •Sonstiges	Variabel *) bis 10.000 kWh	Variabel *) [ab 5 – 60 Min]	Variabel *) [ab 1 Min]	Variabel *) [Jahr]	Variabel *) [Jahr]	Variabel *) [15 Min]	Variabel (Vorgabe gemäß BDEW) oder Standardlastprofil *)
Ertragsprofil	Variabel [15 Min] *)	Über Größe der PV [kWp] *) und spez. Ertrag aus Referenzjahr 2004: 1.073 [kWh/m²*a], wobei 1 kWp = ~ 7,5 m² **)	Aus Wetterdatensatz [1h] *) Abhängig von der Herstellerdatenbank der PV-Anlage und Standort; Datenbanken erweiterbar: •EnergyPlus Weather Format •Meteonorm 6.1	Aus Wetterdatensatz [1h] *) Abhängig vom Hersteller, Datenbank erweiterbar: •Meteosyn •PVGIS •NASA	Aus Wetterdatensatz *) (750 Messstationen) [1h]	Variabel *) [Jahr]	Variabel *) [15 Min]	Variabel (Vorgabe gemäß DWD) *) Aus Wetterdatensatz [1h] •Klimaregion & -profil •Testreferenzjahren
Größe der PV	Variabel *) Validiert für drei Haushalte: 5-15 kWp	Variabel *) Validiert bis 10 kWp	Variabel *) Abhängig von der Herstellerdatenbank der PV-Anlage Datenbanken erweiterbar	Variabel *) Maximal 5.000 Module Abhängig vom Hersteller Datenbank erweiterbar	Je nach Angabe der Leistungsdaten der PV Module und der Dachfläche (Theoretisch bis 200 kWp max) *)	Variabel *)	k.A.	Variabel *)
PV/Wechselrichter-Verhältnis	0,9 – 2,3 *)	k.A.	k.A.	Abhängig vom Hersteller Abhängig von der Wahl der Verschaltung *)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
70 % PV-Cut-off	Ja/Nein *)	Variable Einspeisebegrenzung berücksichtigt **)	Ja, sowie Berücksichtigung 50% Leistungskappung, sofern KfW Förderprogramm 275 gewählt wurde(Speicher) *)	Einspeiseregulierung frei wählbar *)	Da die Einspeisevergütung berücksichtigt wird, voraussichtlich ja **)	k.A.	k.A.	Da die Einspeisevergütung berücksichtigt wird, voraussichtlich ja **)
Speicherkapazität	Variabel (Nutzkapazität über SOC_min) *) Validiert für 3 Haushalte: 5-15 kWh _{Nenn}	Variabel *) Grafisch: bis 20 kWhNutz Online: bis 10 kWhNutz	Variabel *) 0 – 480 kWhNutz (Sofern 100% Entladetiefe gewählt)	Variabel *)	Variabel *) bis 1.000 [kWh]	Variabel *)	Variabel *)	Variabel *)
Speichertechnologie	Lithium-Ionen Blei Nickel-Metallhydrid **)	Lithium-Ionen **)	Lithium-Ionen Blei	Lithium-Ionen Blei	Lithium-Ionen **)	k.A.	k.A.	Lithium-Ionen Blei
Lade- /Entladeleistung	k.A.	1 kW/kWh _{Speicher} **)	von SMA Produkt abhängig *)		1 kW/kWh _{Speicher} **)	k.A.	k.A.	k.A.
Anbindung	k.A.	AC **)	Einphasig, Dreiphasig *)		AC **)	AC	k.A.	k.A.
Wirkungsgrad Be-/Entladung	80 – 99 [%] *)	94 [%] **)	0 – 100 [%] *); (Gesamter Energie-Wirkungsgrad der Batterie unter Berücksichtigung aller relevanten Verluste, z.B. durch das Batteriemangement oder eine aktive Kühlung)	Variabel *); Abhängig vom Hersteller, Datenbank erweiterbar	94 [%] **)	k.A.	0-100 [%]	k.A.
Zyklusfestigkeit	800 - 7.000 *)	k.A.	k.A.		k.A.	k.A.	k.A.	Variabel*)
SoC_min [%]	0 – 20 [%] *)	10 [%] **)	Angabe über prozentuale Nutzung der Kapazität *)		90 [%] **)	k.A.	k.A.	Angabe über prozentuale Nutzung der Kapazität
DoD_max	80 – 100 [%] *)	100 [%] **)			100 [%] **)	k.A.	k.A.	
Detaillierungsgrad	Mittel	Gering	Hoch	Sehr hoch	Gering	Mittel	Mittel	Hoch
Eingabe- / Ausgabeparameter								
Eingabe	Generatorprofile Verbrauchsprofile Speicherparameter	PV-Größe Jahresstromverbrauch Nutzspeicherkapazität	SMA Wetterdaten Importierte Wetterdaten Speicherparameter	Klimadaten vordefinierte Lastprofile eigene Lastprofile Speicherparameter	Standort PV-Größe Jahresstromverbrauch Nutzspeicherkapazität	PV-Ertrag Strombedarf Speicherkapazität	PV-Ertrag Speicherkapazität Speicherparameter	PV-Ertrag Speicherkapazität Speicherparameter
Ausgabe	PV-Eigennutzungsanteil PV-Deckungsanteil Speicherverluste Jahreszyklen Lebensdauer	PV-Eigennutzungsanteil PV-Deckungsanteil	PV-Eigennutzungsanteil PV-Deckungsanteil Jahreszyklen Verbrauchs- und Lastganganalyse inklusive Leistungskarte mit/ohne Eigenverbrauchsoptimierung	PV-Eigennutzungsanteil PV-Deckungsanteil Jahreszyklen Lebensdauer	PV-Eigennutzungsanteil	PV-Eigennutzungsanteil PV-Deckungsanteil	PV-Deckungsanteils (mit/ohne Speichervariationen) Effizienzsteigerung	PV-Deckungsanteil Jahreszyklen