

# Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand

Nina Munzke, Bernhard Schwarz, Felix Büchle, James Barry  
Karlsruher Institut für Technologie (KIT)  
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen  
Tel: 0721 / 608 28283, Fax: 0721 / 608 28284  
E-Mail: nina.munzke@kit.edu  
Internet: www.kit.edu

## 1 Einleitung

Elektrische Energiespeicher, insbesondere Lithium-Ionen Batterien, in Verbindung mit erneuerbaren Energien können einen entscheidenden Beitrag zur Strombereitstellung und zur Erreichung der Ziele der Energiewende liefern. Ihr Einsatz wird jedoch erst dann in großem Maße stattfinden, wenn der von ihnen bereitgestellte Strom für den jeweiligen Anwender auch wirtschaftlich ist. Durch die Preisentwicklung im Heimspeichermarkt sowie die Weiterentwicklung bei stationären Speichersystemen gibt es bereits Systeme, deren Einsatz in Verbindung mit Photovoltaik (PV)-Anlagen in Deutschland wirtschaftlicher sein kann als der reine Netzbezug. Einen erheblichen Einfluss auf die Speicherkosten haben dabei nicht nur die Anschaffungskosten, sondern auch die Qualität bzw. die Performance des Speichers im Betrieb.

Am KIT werden derzeit 16 kommerziell verfügbare Heimspeichersysteme unter anderem in den Bereichen Performance und Netzdienlichkeit getestet. Ziel ist neben der Entwicklung von einheitlich, nachprüfbar Kriterien zur Bewertung der Speichersysteme vor allem das Aufzeigen von Entwicklungsbedarf in den genannten Bereichen.

Die Performance eines PV-Heimspeichersystems sowie der von einem Betreiber mögliche erreichbare Autarkiegrad werden durch die Wirkungsgrade der Systemkomponenten, die Standby-Verbräuche, die Reaktionsgeschwindigkeit des Speichers auf Änderungen in der Last und/oder Erzeugung sowie die Intelligenz der Gesamtsystemsteuerung beeinflusst. Wie die genannten Faktoren bei den unterschiedlichen Speichern ausfallen und was dies für den Systembetreiber bedeutet, wird derzeit an den sich im Projekt befindenden Speichern untersucht. Der Fokus des vorliegenden Beitrags liegt dabei auf den Wirkungsgraden und Standby-Verbräuchen der Systemkomponenten und den daraus resultierenden Systemwirkungsgraden und Auswirkungen für den Systembetreiber.

## 2 Methodik

### 2.1 Eingangsdaten und Vorgehensweise

Wirkungsgrade der leistungselektronischen Komponenten lassen sich sowohl wie in [1] beschrieben über Messungen mittels Typtage bestimmen, als auch über Vermessungen der einzelnen Leistungspfade [2], [3]. Auch der Batteriewirkungsgrad kann mittels Typtagen oder über Lade-/Entladetests (Zyklentests), wie in [3] beschrieben, vermessen werden. Die

unterschiedlichen Verfahren wurden am KIT an verschiedenen Speichern getestet und ausgewertet.

Als Ausgangsdaten für die Vermessung mittels Typtagen werden typische Last- sowie Erzeugungsdaten benötigt. Für die Untersuchungen in diesem Beitrag wurden als Erzeugungsdaten reale PV-Messdaten des 1 MW Solarspeicherparks am KIT Campus Nord verwendet. Diese liegen mit einer zeitlichen Auflösung von einer Sekunde vor. Für die Untersuchungen wurden eine Südausrichtung (0°) und ein Neigungswinkel von 30° gewählt. Dies entspricht einem Einfamilienhaus, welches komplett nach Süden ausgerichtet ist und ein Satteldach aufweist. Für das Referenzhaus wurde eine PV-Anlagengröße von 3,5 kWp angenommen.

Für die Generierung von Lastdaten wurde die VDI 4655 [4] herangezogen. Hintergrund hierfür ist vor allem die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse sowie die Verfügbarkeit von Lastdaten für Einfamilienhäuser. Der Jahres-Energieverbrauch für das in dieser Arbeit zugrunde gelegte Referenz-Einfamilienhaus liegt bei 4.200 kWh pro Jahr und entspricht nach der VDI 4655 einem 5-Personenhaushalt. Da die PV-Daten in Karlsruhe erzeugt wurden, wurde auch für den Lastgang der Standort Karlsruhe gewählt, welcher in der VDI 4655 der Region 12 entspricht. Des Weiteren wurden reale Messdaten von Einfamilienhäusern herangezogen, welche innerhalb des Forschungsprojekts „ADRES-CONCEPT“ der TU Wien aufgenommen wurden [5]. Hier liegen von 30 unterschiedlichen österreichischen Haushalten Messdaten einer Sommer- sowie einer Winterwoche vor. Aus den 30 Haushalten wurden Haushalt (HH) 14 und 19 für die Vermessung ausgewählt. Diese weisen einen hochgerechneten Energiebedarf pro Jahr zwischen 3.500 kWh und 4.100 kWh auf (vgl. Tabelle 1). Die Auflösung der Daten beträgt 1 Minute für die Lastdaten aus der VDI 4655 und 1 Sekunde für die Lastdaten aus dem Forschungsprojekt „ADRES-CONCEPT“.

**Tabelle 1: Testkriterien der Vermessung der Speichersysteme mittels Typtagen**

	<b>Test 1</b>	<b>Test 2</b>
<b>Lastdaten</b>	VDI 4655 - TRY 12 [4]	Haushalt 14 und 19 des Projektes „ADRES-CONCEPT“ [5]
<b>Jährlicher Strombedarf /Personen pro Haushalt</b>	4200 kWh / 5 Personen	~ 3500 kWh - 4100 kWh
<b>PV-Daten</b>	5 verschiedene Tage passend zu den Referenztagen	7 Sommer/7 Wintertage
<b>PV-Anlagengröße</b>	3,5 kWp	3,5 kWp

Aus den Messergebnissen der Typtagevermessung lassen sich unter anderem folgende Ergebnisse bestimmen:

- Mittlerer Autarkiegrad des Haushalts
- Mittlerer PV-Eigenverbrauchsanteil des Haushalts
- Mittlerer Wirkungsgrad getrennt für die Batterie und das gesamte PV-Speichersystem

Für Test 1 lassen sich die Ergebnisse für ein synthetisches Jahr mittels der Formel 1 bis Formel 4 berechnen, wobei  $n_{Typtage}$  jeweils der Anzahl an Tagen je Typtag für die Region 12

(Karlsruhe) nach VDI 4655 entspricht. Für Test 2 wurden die Ergebnisse über die jeweilige Woche gemittelt.

**Formel 1: Autarkiegrad in %**

$$\text{Autarkiegrad} = \frac{\sum_{\text{aller Typtage}} (E_{\text{Eigenverbrauch HH pro Tag}} \cdot n_{\text{Typtage}})}{\sum_{\text{aller Typtage}} (E_{\text{Last pro Tag}} \cdot n_{\text{Typtage}})} \cdot 100 \%$$

**Formel 2: Eigenverbrauchsanteil in %**

$$\text{Eigenverbrauchsanteil} = \frac{\sum_{\text{aller Typtage}} (E_{\text{Eigenverbrauch HH pro Tag inkl. Eigenverbrauch System}} \cdot n_{\text{Typtage}})}{\sum_{\text{aller Typtage}} (E_{\text{Abgabe ins Netz (PV+Batt) pro Tag}} \cdot n_{\text{Typtage}})} \cdot 100 \%$$

**Formel 3: Wirkungsgrad der Batterie in %**

$$\text{Wirkungsgrad}_{\text{Batterie}} = \frac{\sum_{\text{aller Typtage}} (E_{\text{Batterie entladen batterie-seitig pro Tag}} \cdot n_{\text{Typtage}})}{\sum_{\text{aller Typtage}} (E_{\text{Batterie laden batterie-seitig pro Tag}} \cdot n_{\text{Typtage}})} \cdot 100 \%$$

**Formel 4: Wirkungsgrad des Gesamtsystems inklusive PV-Wechselrichter in %**

$$\text{Wirkungsgrad}_{\text{Gesamtsystem inkl. PV-WR}} = \frac{\sum_{\text{aller Typtage}} (E_{\text{Eigenverbrauch+Netzeinspeisung pro Tag}} \cdot n_{\text{Typtage}})}{\sum_{\text{aller Typtage}} (E_{\text{PV DC-seitig pro Tag}} \cdot n_{\text{Typtage}})} \cdot 100 \%$$

Die Leistungspfade der Speichersysteme wurden nach dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme (Version 1.0) [3] vermessen und ausgewertet. Dabei wurden zum Einen die Pfade Batterieladen (PV2BAT, AC2BAT), Batterieentladen (AC2BAT), PV Direkteinspeisung ins Netz (PV2BAT) und zum Anderen der Lade-/Entladewirkungsgrad der Batterie (Zyklentests) vermessen. Letzteres wurde mit 3 Faktoren der Nominalleistung (1,0 ; 0,5 und 0,25 ) durchgeführt. Wodurch sich 3 verschiedene Leistung je Wandlungspfad ergeben (P 1, P 2, P 3).

**2.2 Messaufbau**

Die Systeme werden in einer Hardware-in-the-Loop Testumgebung getestet. Der Messaufbau entspricht dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme [3]. Dabei wird der Haushalt durch Lastgeneratoren und die PV-Anlage durch einen PV-Generator emuliert. Diese werden jeweils über ein LabView Programm angesteuert. Die Messwertaufzeichnung und die Vorgabe der Werte erfolgt alle 200 ms. Das Entladen und Laden der Batterie wird durch die Speichersysteme selbst initiiert und in Abhängigkeit der in Richtung Netz auftretenden Leistungsflüsse gesteuert. Diese werden mittels einem dem System zugehörigen Sensor gemessen. Auch die erwähnte Vermessung der einzelnen Leistungspfade wird in dieser Testumgebung durchgeführt.

**2.3 Untersuchte Speichersysteme**

Da bisher noch nicht von allen 16 Speichersystemen verlässliche Ergebnisse für die im Beitrag genannten Messungen vorliegen, wurden für die folgenden Auswertungen lediglich die Speicher gewählt, für die annäherungsweise ein kompletter Datensatz vorliegt (vgl. Tabelle 2).

**Tabelle 2: Untersuchte Speichersysteme**

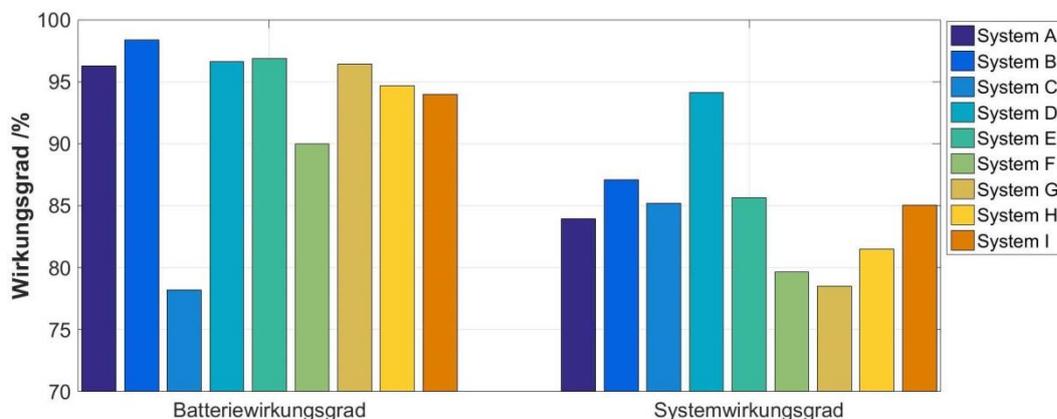
System	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Nutzbare Batteriekapazität (kWh)	3,9	3,9	2,7	2,1	5,3	4,4	2,3	5,0	2,9

Die nutzbare Speicherkapazität ist im vorliegenden Fall die Kapazität, die dem Betreiber während des normalen Betriebs zur Verfügung steht. Die angegebenen Werte wurden durch Zyklentests nach [3] ermittelt und stellen den Mittelwert aller Zyklen dar. Es wurde der Mittelwert der Energie gebildet, mit der die Batterie geladen und entladen wurde.

### 3 Ergebnisse der Messungen und Auswertung

#### 3.1 Wirkungsgrade

Aus den Ergebnissen der Typtagevermessungen Test 1 (vgl. Tabelle 1) lassen sich mittels der Formel 3 und Formel 4 die Wirkungsgrade der Batterie sowie des Gesamtsystems für ein synthetisches Jahr bestimmen (vgl. Abbildung 1). Es sind die Ergebnisse von 9 Systemen dargestellt. Während der Batteriewirkungsgrad zwischen 78,2 % und 98,4 % variiert, liegt der Systemwirkungsgrad (inklusive der Verluste des PV-Wechselrichters bei AC-gekoppelten Systemen) zwischen 78,5 % und 94,1 %. Unter dem Systemwirkungsgrad wird hier der Wirkungsgrad des Gesamtsystems verstanden, welcher auch die Verluste, die bei der Direkteinspeisung (Eigenverbrauch und Netzeinspeisung) von PV-Strom entstehen mit berücksichtigt (vgl. Formel 4).



**Abbildung 1: Vergleich von Wirkungsgraden der Batterie sowie des Gesamtsystems für die Systeme A bis I, gemessen für einen Referenzhaushalt mit fünf Personen und einem jährlichen Strombedarf von 4200 kWh**

Der Batteriewirkungsgrad wird neben der Qualität der eingesetzten Zellen davon beeinflusst, wieviel Energie das Batteriemanagementsystem (BMS) benötigt und ob diese aus der Batterie bezogen wird. Auch der allgemeine Aufbau der Batterie beeinflusst den Batteriewirkungsgrad. Abbildung 2 zeigt den Systemwirkungsgrad in Abhängigkeit der unterschiedlichen Typtage, aus denen sich das synthetische Jahr zusammensetzt. Eine Erläuterung zu den unterschiedlichen Typtagen lässt sich aus Tabelle 3 entnehmen.

Tabelle 3: Typtagen nach VDI 4655

<b>WWB</b> Wintertag – Wochentag - Bewölkt	<b>WSB</b> Wintertag – Feiertag - Bewölkt	<b>WWH</b> Wintertag - Wochentag - Heiter	<b>WSH</b> Wintertag - Feiertag - Heiter	<b>ÜWB</b> Übergangstag - Wochentag - Bewölkt
<b>ÜSB</b> Übergangstag - Feiertag - Bewölkt	<b>ÜWH</b> Übergangstag - Wochentag - Heiter	<b>ÜSH</b> Übergangstag - Feiertag - Heiter	<b>SWX</b> Sommertag - Wochentag	<b>SSX</b> Sommertag - Feiertag

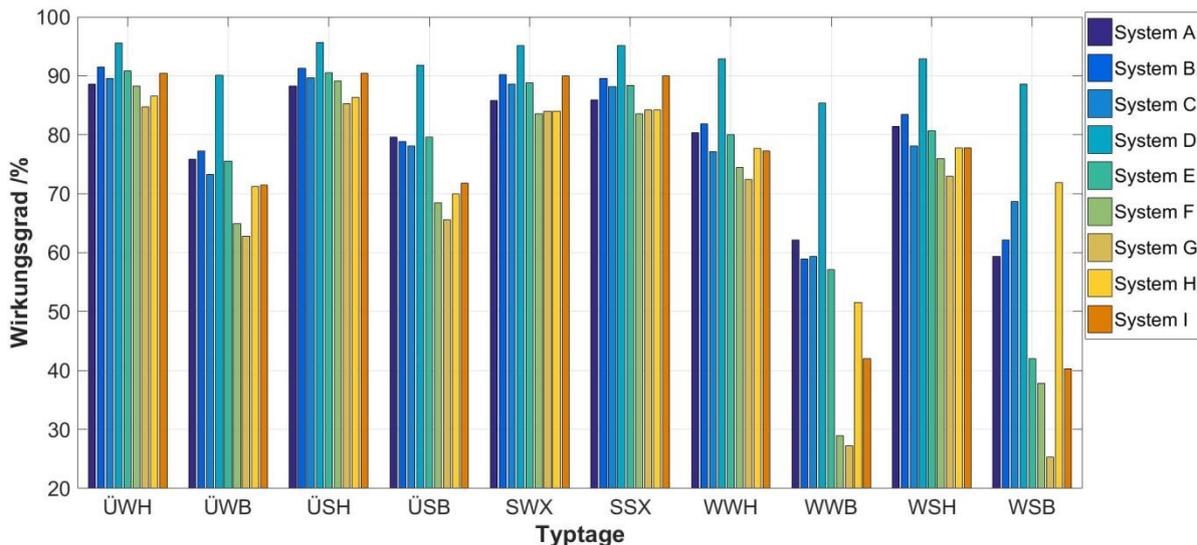


Abbildung 2: Vergleich der Systemwirkungsgrade pro Typtag der Systeme A bis I

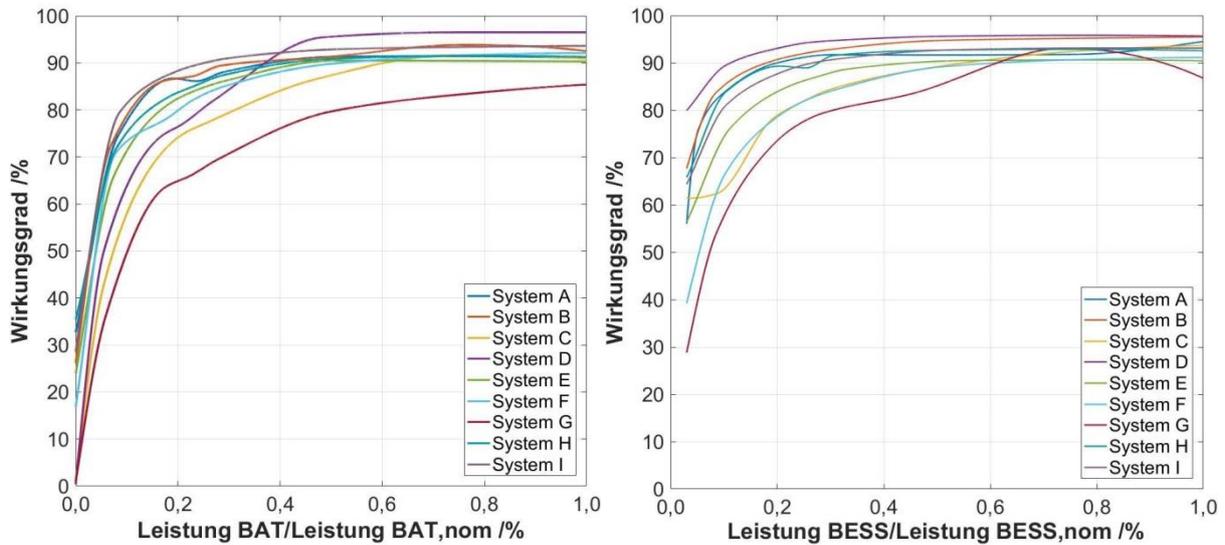
Hohe Wirkungsgrade des Gesamtsystems (vgl. Abbildung 2) werden vor allem an Tagen mit hoher Einstrahlung (Heiter) erreicht, da die Leistungselektronik hier in einem besseren Wirkungsgradbereich arbeiten kann (vgl. Abbildung 3 und Abbildung 4). Dies hat direkte Auswirkungen auf den Wirkungsgrad des Gesamtsystems. Gleichzeitig liegen die Systemwirkungsgrade an Feiertagen leicht über denen von Wochentagen, da hier mehr PV-Energie direkt verbraucht wird und nicht zwischengespeichert werden muss. Folglich treten weniger Umwandlungsverluste auf. Eine unterschiedlich hohe Last und PV-Leistung im Tagesverlauf hat somit einen signifikanten Einfluss auf den Wirkungsgrad, der sich bei allen Systemen in einer ähnlichen Art und Weise auswirkt.

Der resultierende Systemwirkungsgrad ist neben dem Batteriewirkungsgrad von einer Vielzahl weiterer Faktoren, wie dem Wirkungsgrad der Leistungselektronik, den Standby-Verbräuchen und der Systemdimensionierung abhängig. Zur Systemdimensionierung gehört unter anderem die nutzbare Batteriekapazität und die Größe der Leistungselektronik. Die unterschiedlichen Einflüsse werden im folgenden näher untersucht.

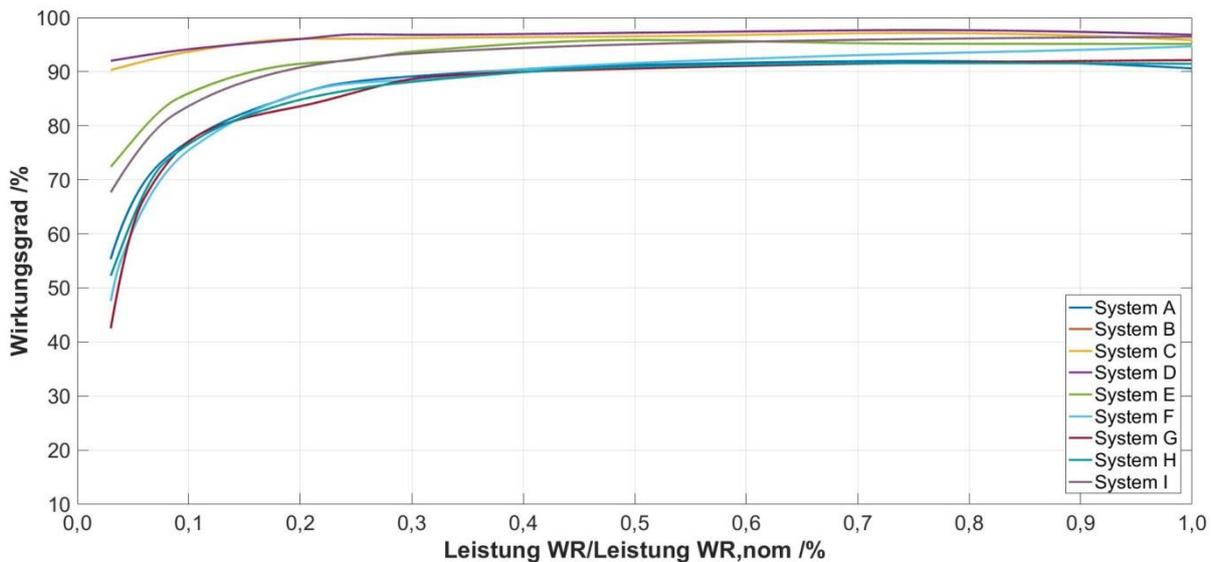
### 3.1.1 Einfluss des Wirkungsgrads der einzelnen Leistungswandlungspfade und der Verteilung der Leistungsflüsse innerhalb eines Jahres

Der Vergleich der Wirkungsgrade der Leistungspfade Batterieladen (PV2BAT) (Abbildung 3 links) und Batterieentladen (BAT2AC) (Abbildung 3 rechts) zeigt deutlich, dass die Wirkungsgrade vor allem im Teillastbereich sehr große Unterschiede aufweisen. Ab 60 % der Nominalleistung liegt der Unterschied im Wirkungsgrad beim Batterieladen zwischen den

Systemen bei ca. 15 Prozentpunkten, beim Entladen bei ca. 8 Prozentpunkten. Wird System G außer Acht gelassen, so verringert sich der Unterschied beim Laden auf 6 Prozentpunkte.

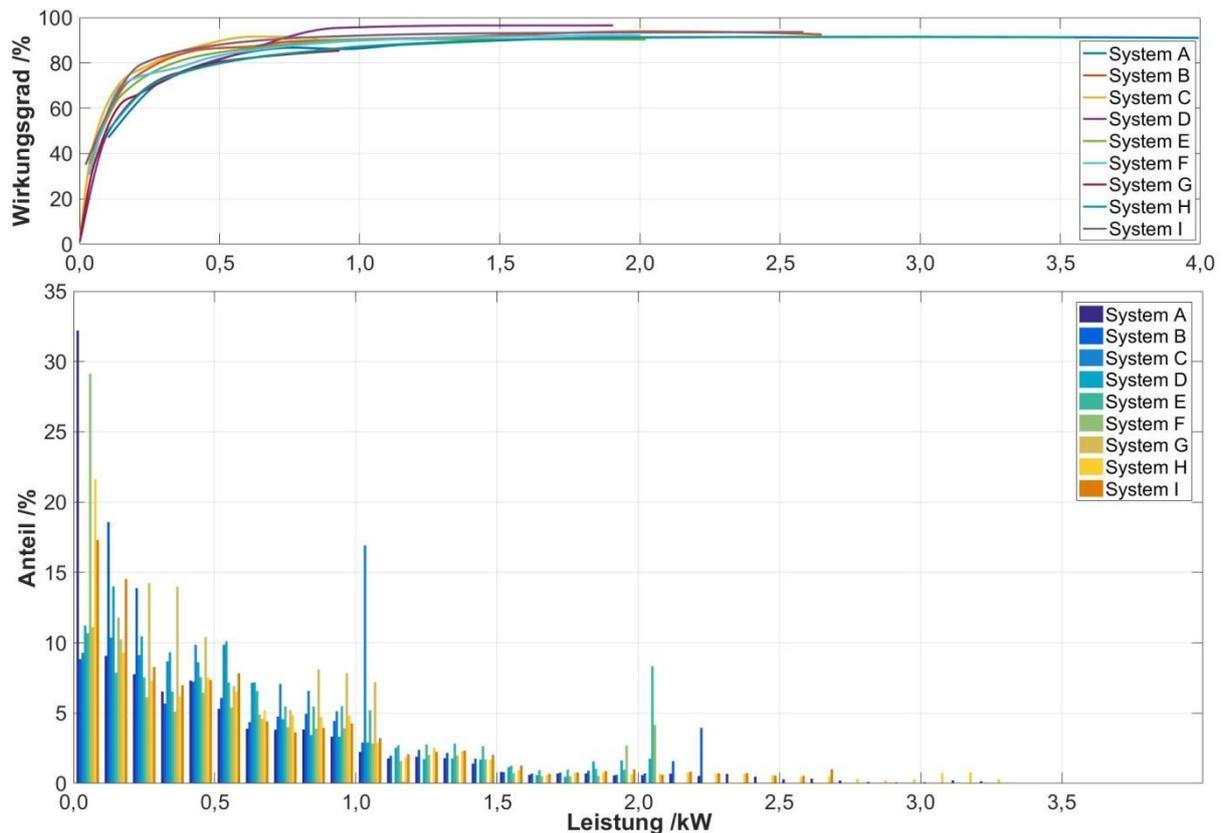


**Abbildung 3: Wirkungsgrad des Leistungswandlungspfades PV2BAT (Batterie laden) und BAT2AC (Batterie entladen) in Abhängigkeit der Bemessungsausgangsleistung der Systeme A bis I**



**Abbildung 4: Wirkungsgrad des Leistungswandlungspfades PV2AC (PV Direktinspeisung) in Abhängigkeit der Bemessungsausgangsleistung der Systeme A bis I**

Beim Leistungswandlungspfad PV2AC (PV Direktinspeisung) zeigt sich ein sehr ähnliches Bild wie beim Batterieladen und -entladen. Auch hier sind die Wirkungsgradunterschiede im Teillastbereich unterhalb von 40 % der Nominalleistung des Wechselrichters (PV-Wechselrichter bzw. Wechselrichter eines integrierten Systems) deutlich ausgeprägter als darüber. System B und C, bei denen es sich um AC gekoppelte Systeme handelt, weisen neben System D die besten Wirkungsgrade auf.

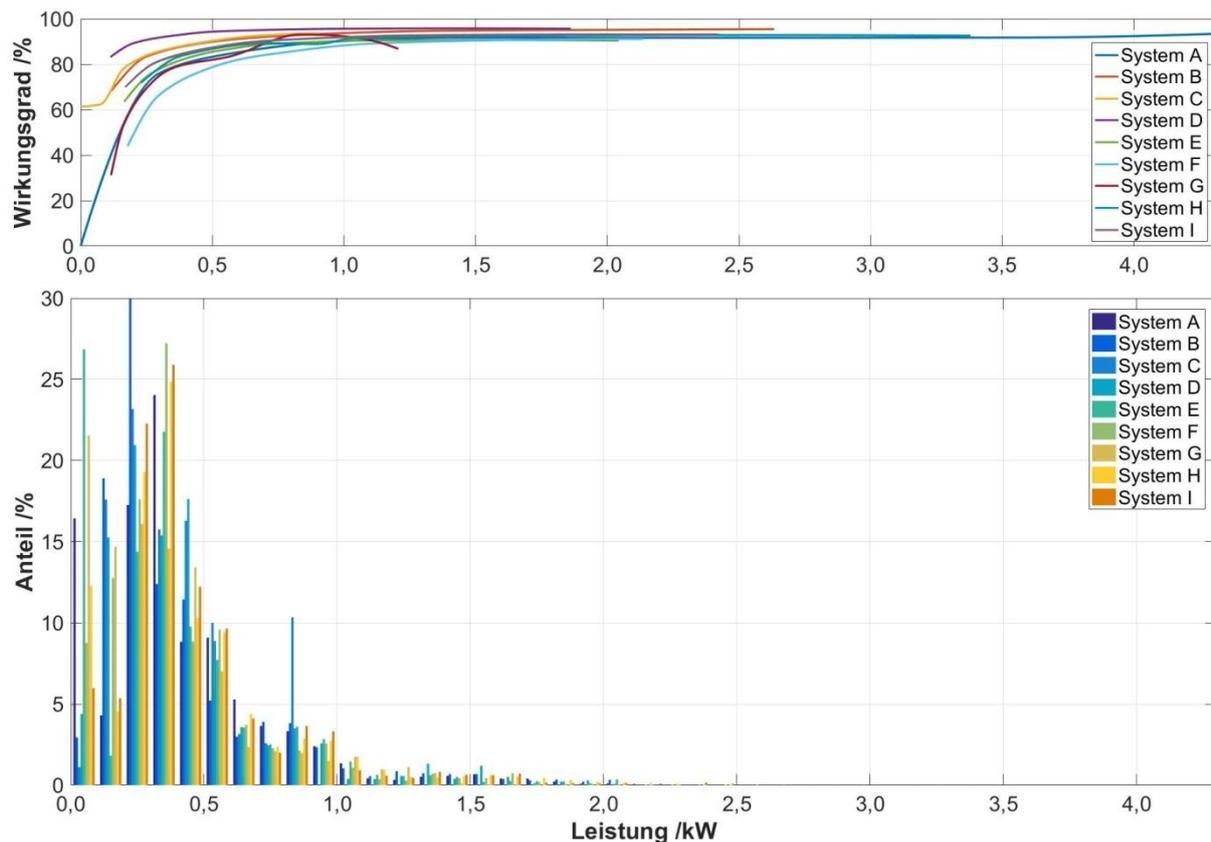


**Abbildung 5: Wirkungsgrad des Leistungswandlungspfades PV2BAT (Batterie laden) in Abhängigkeit der Leistung (Ausgangsleistung) im Vergleich zur Leistungsverteilung beim Batterieladen innerhalb eines synthetischen Jahres der Systeme A bis I**

Durch Auftragen der Wirkungsgradkurven über der Ausgangsleistung des jeweiligen Wandlungspfades können die Systeme untereinander noch besser verglichen werden. Wird darüber hinaus die Leistungsverteilung beim Batterieladen bzw. beim Batterieentladen für ein synthetisches Jahr (Test 1) damit verglichen, so wird deutlich, dass der größte Anteil der geflossenen Leistungen unter 1 kW liegt. Zu beachten ist hier, dass nur Leistungsflüsse größer 25 W berücksichtigt wurden. Je nach System liegen beim Batterieladen zwischen 70 % und 93 % der Leistung unter 1 kW, beim Batterieentladen sogar zwischen 93 % und 100 %. Dies entspricht zwischen 41 % und 84 % der Energie, mit der die Batterie innerhalb des synthetischen Jahres geladen bzw. 87 % und 100 % mit der die Batterie innerhalb des synthetischen Jahres entladen wurde.

Die Speichersysteme B und D, welche den größten Systemwirkungsgrad (vgl. Abbildung 1) für das synthetische Jahr aufweisen, zeigen mit die höchsten Entlade- und Ladewirkungsgrade (abgesehen von System D unterhalb von 0,75 kW). Gleichzeitig hat System D ab ca. 0,75 W den höchsten gemessenen Ladewirkungsgrad aller hier aufgeführten Systeme. Bei den Systemen F, G und H, welche die niedrigsten Systemwirkungsgrade für das synthetische Jahr erzielen, sind die Lade- und Entladewirkungsgrade über den kompletten Leistungsbereich am Geringsten. Dabei fallen die Unterschiede zu den Wirkungsgraden der anderen Systeme im unteren Teillastbereich am Größten aus.

Aus der Reihe fällt System C, welches trotz sehr hohe Entlade- und Ladewirkungsgrade über den kompletten Leistungsbereich hinweg einen eher geringen Systemwirkungsgrad aufweist. Dies ist auf den sehr niedrigen Batteriewirkungsgrad (vgl. Abbildung 1) zurückzuführen.



**Abbildung 6: Wirkungsgrad des Leistungswandlungspfades BAT2AC (Batterie entladen) in Abhängigkeit der Eingangsleistung im Vergleich zur Leistungsverteilung beim Batterieentladen (Eingangsleistung) innerhalb eines synthetischen Jahres der Systeme A bis I**

Zu berücksichtigen ist der Anteil der umgesetzten Energie innerhalb der einzelnen Leistungsbereiche innerhalb eines Jahres. Im vorliegenden Fall spielt der Teillastbereich unter 1 kW beim Entladen einen deutlich größeren Einfluss als beim Laden, da die umgesetzte Energie im unteren Leistungsbereich beim Entladen deutlich höher ist. Dies geht auch aus der geringeren durchschnittlichen Leistung beim Entladen im Gegensatz zum Laden (vgl. Tabelle 4) hervor.

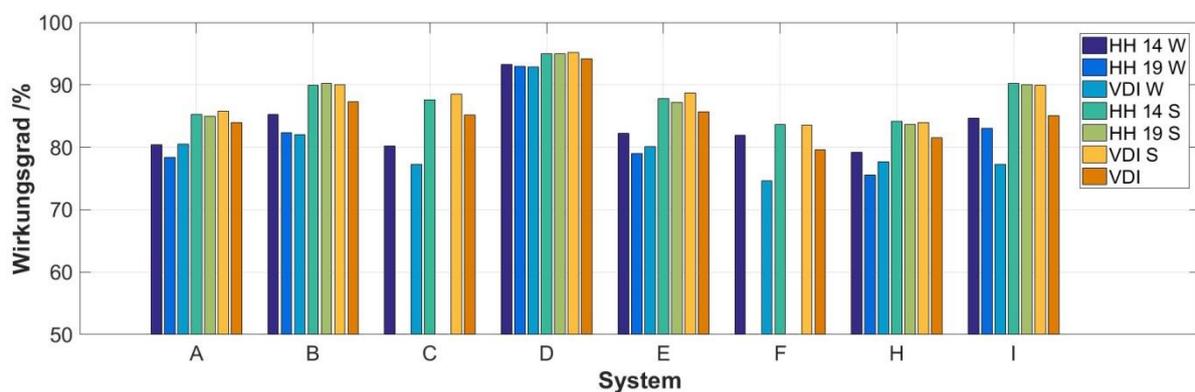
**Tabelle 4: Durchschnittliche und maximale Lade- und Entladeleistung innerhalb eines synthetischen Jahres der Systeme A bis I**

System	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Max. Leistung laden /W	3650	2450	1050	2050	2050	2050	1350	3650	2850
Ø Leistung laden /W	532	643	554	583	773	558	480	676	626
Max. Leistung entladen /W	4250	2350	850	2050	2050	2950	2250	4250	2450
Ø Leistung entladen /W	422	419	396	434	385	403	341	442	450

Folglich sind die erzielbaren Systemwirkungsgrade nicht nur von der Leistungselektronik und deren Wirkungsgraden an sich, sondern auch vom Lastgang und der PV-Erzeugung über ein Jahr hinweg abhängig. Um zu überprüfen, ob ähnliche Batterie- und Systemwirkungsgrade auch für andere Lastdaten gelten, wurden weitere Messungen mit Lastdaten des Projektes „ADRES-CONCEPT“ (vgl. Tabelle 1 Testkriterien Test 2) durchgeführt. Die resultierenden Wirkungsgrade der Winterwoche (W) der Haushalte 14 und 19 lassen sich mit den heiteren Wintertagen (VDI W) vergleichen, die der Sommerwoche (S) mit den Wirkungsgraden der

beiden Sommertage (VDI S) (Test 1) (vgl. Abbildung 7). Die größten Unterschiede treten bei den meisten Systemen zwischen dem Wirkungsgrad der Winterwoche des HH 14 und den restlichen Wintermessungen auf. Beim Vergleich der durchschnittlichen Lade- und Entladeleistungen zeigt sich, dass die Entladeleistung der Winterwoche HH 14 über der von HH 19 und den VDI Daten liegt (vgl. Tabelle 4 und Tabelle 5). Die durchschnittliche Ladeleistung liegt dagegen im gleichen Bereich wie die durchschnittliche Ladeleistung der VDI Daten und etwas geringer als bei HH 19. Vom Leistungsbereich her liegen die Werte des Ladens aber immer noch über denen des Entladens. Somit kann angenommen werden, dass die höhere durchschnittliche Entladeleistung für die etwas höheren Wirkungsgrade der Winterwoche des HH 14 verantwortlich ist.

Ansonsten liegen die Wirkungsgrade zwischen den beiden Messungen bei den meisten Systemen sehr nah beieinander (vgl. Abbildung 7).



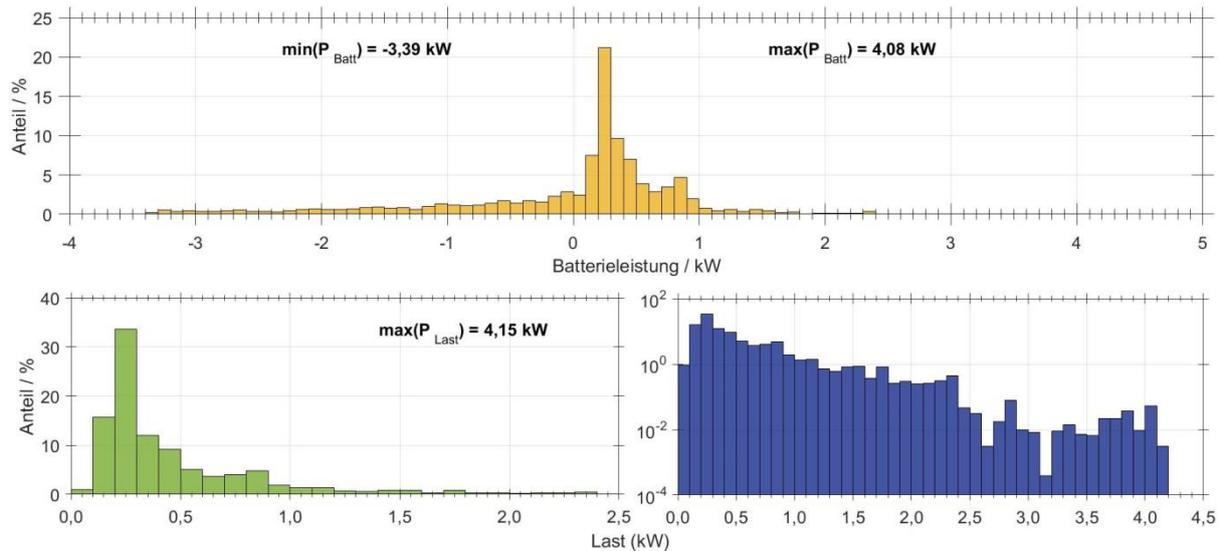
**Abbildung 7: Vergleich der Systemwirkungsgrade der Messungen mit den Testkriterien Test 1 und Test 2 der Systeme A bis F sowie H und I**

Die Leistungsverteilungen der Winter- und Sommerwoche der HH 14 und 19 sind denen des VDI Lastprofils sehr ähnlich.

Durch eine Analyse der Residualleistung (Differenz zwischen Last und PV-Erzeugung) aus den Typtagevermessungen (Test 1) wird zudem deutlich, dass ein Großteil der Entladeleistung (positive Werte) im Bereich zwischen 0 kW und 1 kW liegt (vgl. Abbildung 8 oben). Die Ladeleistung ist dagegen gleichmäßiger verteilt. Selbstverständlich ist auch dies abhängig von der Größe der PV-Anlage sowie dem im Haushalt anfallenden Strombedarf im Jahresverlauf.

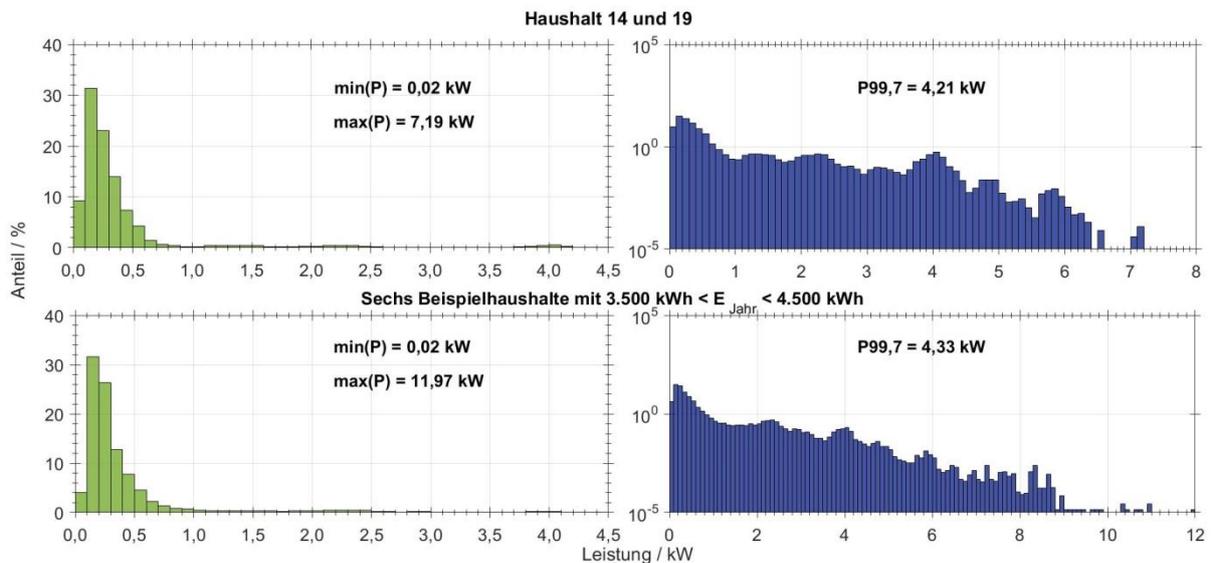
**Tabelle 5: Durchschnittliche Lade- und Entladeleistung der Messungen mit den Testkriterien Test 2 der Systeme A bis I**

System	A	B	C	D	E	F	H	I
HH14 Sommer (laden) /W	621	674	617	864	811	719	657	708
HH19 Sommer (laden) /W	797	894		665	1001	829	937	900
HH14 Sommer (entladen) /W	338	272	308	332	300	365	342	321
HH19 Sommer (entladen) /W	436	377		352	324	459	451	406
HH14 Winter (laden) /W	694	752	724	809	423	481	799	724
HH19 Winter (laden) /W	799	869		709	865		851	849
HH14 Winter (entladen) /W	578	530	725	501	574	498	558	630
HH19 Winter (entladen) /W	458	359		449	386		435	390



**Abbildung 8: Verteilungskurve der Leistung, welche durch die Batterie ausgeglichen werden sollte sowie die Leistungsverteilung der Last des VDI Profils (links: y-Achse linear, rechts: y-Achse logarithmisch)**

Durch eine größere PV-Anlage würde der Leistungsbereich der Ladeleistung der Systeme tendenziell höher ausfallen, was gleichzeitig aber auch dazu führen würde, dass die Systeme vor allem an sonnigen Sommer- und Übergangstagen bereits früh komplett geladen wären. Inwiefern sich daraus die Umwandlungsverluste reduzieren ließen, muss noch untersucht werden.



**Abbildung 9: Leistungsverteilung (Sommer- und Winterwoche) der Last des HH 14 und 19 sowie von 6 Haushalten mit einem hochgerechneten Jahresenergiebedarf von 3.500 kWh und 4.500 kWh (links: y-Achse linear, rechts: y-Achse logarithmisch)**

Eine Leistungsverteilung der Last des VDI Profils zeigt Abbildung 8 (unten). Beim Vergleich dieser mit der Verteilung der HH 14 und 19 (vgl. Abbildung 9 oben) sowie mit 6 Lastprofilen (HH 14, 19 und 4 weitere) aus dem Datensatz des Projektes „ADRES-CONCEPT“ (vgl. Abbildung 9 unten) wird deutlich, dass bei allen Haushalten mit einem Jahresstrombedarf von 3.500 kWh bis 4.500 kWh ein Großteil der Last im Bereich zwischen 0 kW und 1 kW liegt. Während 93,9 % der Leistungswerte der 6 HH unterhalb von 1,5 kW liegen, liegen 92,2 % sogar unterhalb von 1 kW. Energetisch betrachtet heißt dies, dass 64,6 % der

Energie, die im Haushalt benötigt wird mit einer Leistungen kleiner als 1,5 kW bzw. 60,0 % der Energie mit einer Leistung kleiner als 1 kW bereit gestellt wird. Dies hat zur Konsequenz, dass es für Systeme in diesem Anwendungsbereich vorteilhaft ist, wenn die Wirkungsgrade des Pfades BAT2AC (Batterieentladen) auch in diesem Teillastbereich optimiert sind.

**Tabelle 6: Maximaler Roundtrip Wirkungsgrad nach den Pfadvermessungen mit und ohne Batteriewirkungsgrad der Systeme A bis I**

System	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Max. Roundtrip Wirkungsgrad Leistungselektronik /%	86,4	89,6	85,8	92,5	82,0	84,0	79,5	85,0	87,2
Max. Roundtrip Wirkungsgrad Leistungselektronik und Batterie /%	83,8	86,8	69,3	90,6	80,9	79,3	77,6	82,5	82,9
Minimalste Verluste auf Grund des Wirkungsgrads der Leistungselektronik / €/a	45	33	34	15	66	57	53	58	38
Minimalste Verluste auf Grund des Wirkungsgrads der Leistungselektronik und der Batterie / €/a	56	39	87	21	78	92	60	77	56

Der maximalste Roundtrip Wirkungsgrad aller Systeme liegt bei 92,5 % ohne Berücksichtigung des Batteriewirkungsgrades und bei 90,6 % inklusive Batteriewirkungsgrad (vgl. Tabelle 6). Wird die Verlustleistung mit 29 Cent/kWh bewertet, so lassen sich die Verluste pro Jahr, welche aufgrund von Wirkungsgradverlusten auftreten, abschätzen. Würden die Systeme immer im besten Arbeitspunkt betrieben, lägen die auftretenden Verluste für die unterschiedlichen Systeme zwischen 15 € und 66 € ohne Berücksichtigung des Batteriewirkungsgrades und zwischen 21 € und 92 € inklusive Batteriewirkungsgrad. In Realität werden die Verluste noch weit darüber liegen und die Spanne der Verluste auch noch größer sein, da die Systeme wie beschrieben oft im Teillastbereich mit geringeren Wirkungsgraden betrieben werden. Eine genaue Auswertung, wie hoch diese tatsächlich ausfallen, steht noch aus.

### 3.1.1 Einfluss des Batteriewirkungsgrades und der Batteriekapazität (Systemdimensionierung) auf den Systemwirkungsgrad

Abbildung 10 zeigt die Ergebnisse der Zyklentests von 9 Systemen. Der Einfluss der Lade- und Entladeleistung hat bei allen Systemen abgesehen von System C und F eine sehr ähnliche Auswirkung auf den Batteriewirkungsgrad. Je geringer die Lade- und Entladeleistung ist, desto größer ist der Batteriewirkungsgrad.

Die Leistungen, mit denen die unterschiedlichen Systeme belastet wurden, entspricht den Leistungen je System nach Tabelle 7.

Durch einen Vergleich der Leistungen der drei Zyklen mit den Leistungsverteilungen der Typtagevermessungen (Test 1 und Test 2) wird deutlich, dass es vor allem Zyklus zwei und drei ist, der den Leistungsbereich der Messungen repräsentiert (abgesehen von System C und G).

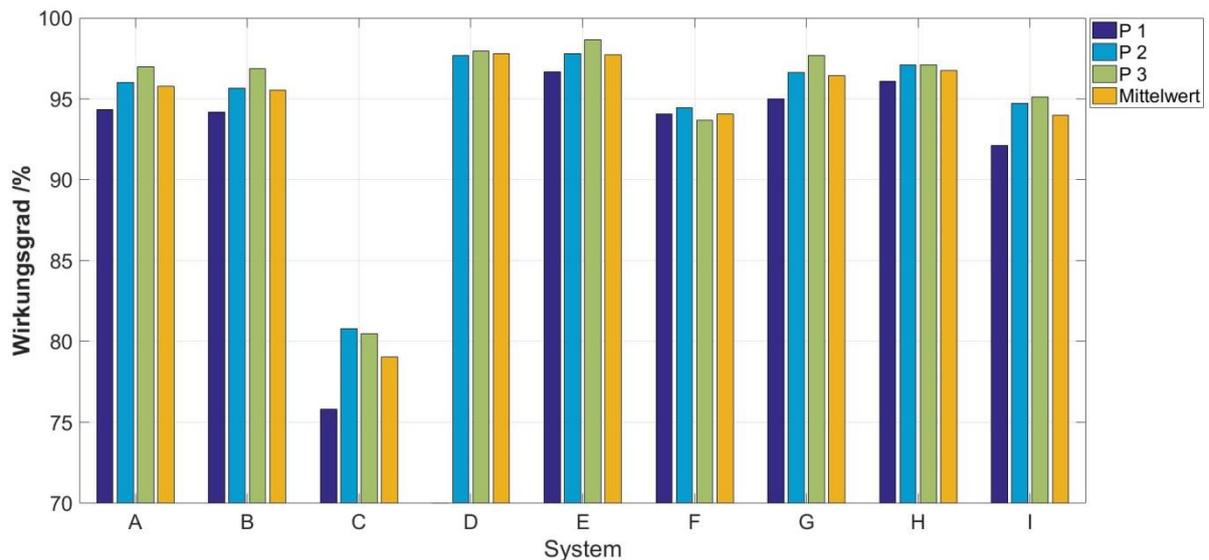


Abbildung 10: Vergleich des Roundtrip Wirkungsgrades (Zyklen) der Batterie für die Systeme A bis I

Tabelle 7: Leistungen der Zykientests (Roundtrip) der Systeme A bis I

System	Leistung (Laden/Entladen)					
	Zyklus 1		Zyklus 2		Zyklus 3	
	Leistung (Laden) /W	Leistung (Entladen) /W	Leistung (Laden) /W	Leistung (Entladen) /W	Leistung (Laden) /W	Leistung (Entladen) /W
A	-1475	4044	-1117	2210	-756	1160
B	-1706	2203	-1251	1300	-598	654
C	-753	806	-376	439	-172	231
D			-844	822	-397	449
E	-1888	1951	-987	1099	-472	580
F	-1740	1815	-833	1085	-421	591
G	-888	1040	-461	527	-207	316
H	-1931	3192	-1166	1664	-697	867
I	-1941	1132	-1169	1213	-420	432

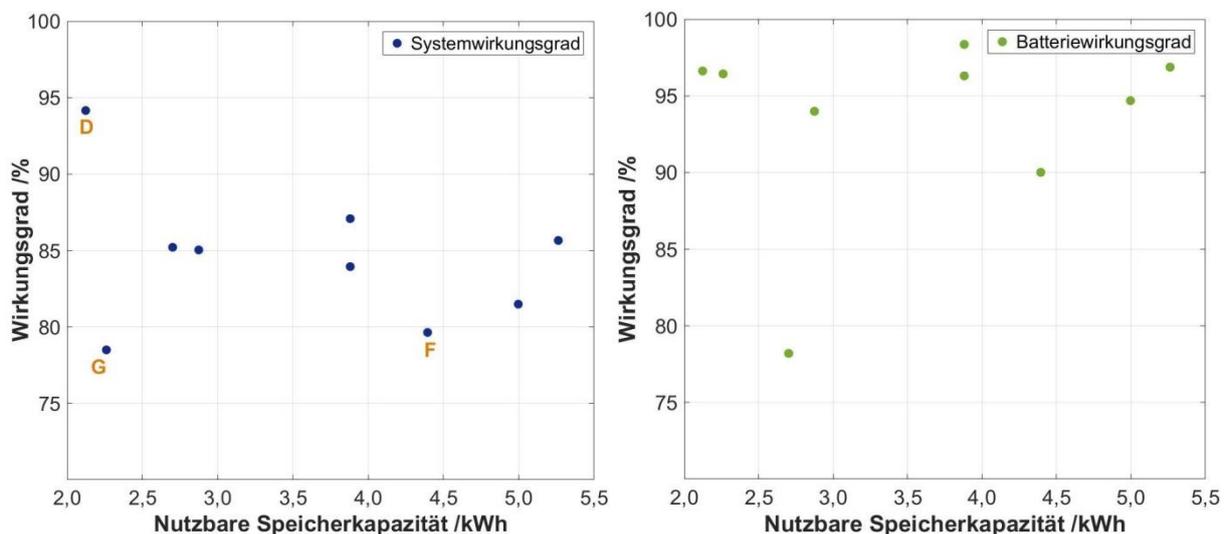
Werden die Batteriewirkungsgrade der Typtagevermessungen zu der nutzbaren Batteriekapazität ins Verhältnis gesetzt, ist keinerlei funktionaler Zusammenhang erkennbar (vgl. Abbildung 11 rechts). Dies kann darauf zurückzuführen sein, dass alle Batterien mit einer relativ kleinen Leistung bzw. C-Rate belastet wurden (vgl. Tabelle 8).

Tabelle 8: Durchschnittliche und maximale Lade- und Entlade C-Rate innerhalb eines synthetischen Jahres der Systeme A bis I

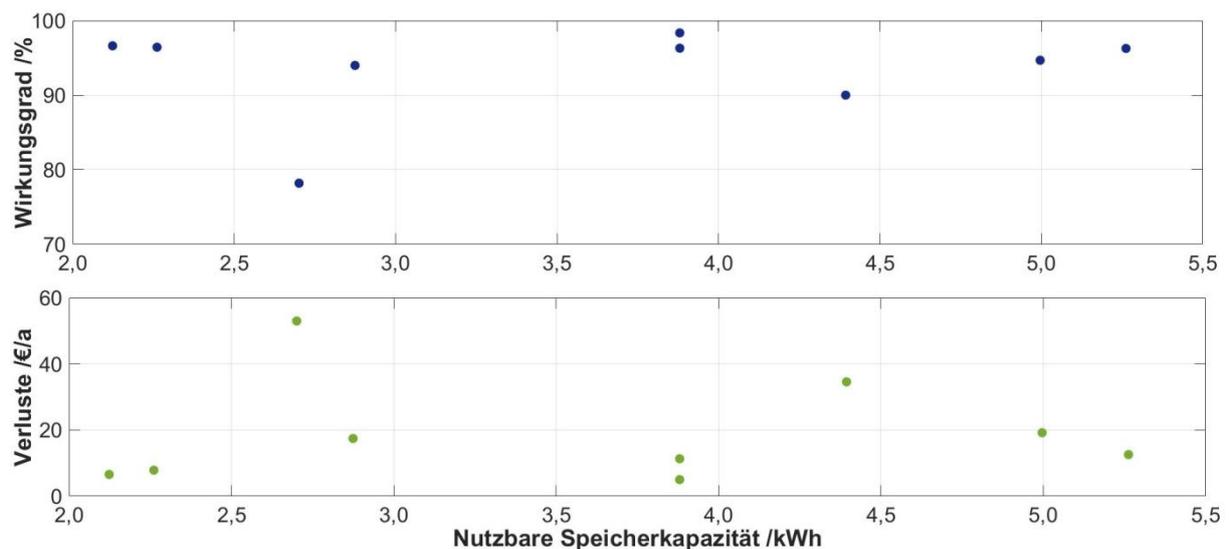
System	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Max. C-Rate laden	0,94	0,63	0,39	0,96	0,39	0,47	0,60	0,73	0,99
Ø C-Rate laden	0,14	0,17	0,20	0,27	0,15	0,13	0,21	0,13	0,22
Max. C-Rate entladen	1,09	0,61	0,31	0,96	0,39	0,67	0,99	0,85	0,85
Ø C-Rate entladen	0,11	0,11	0,15	0,20	0,07	0,09	0,15	0,09	0,16

Die nutzbare Batteriekapazität ist ein Parameter der Systemdimensionierung, welcher den Systemwirkungsgrad beeinflusst (vgl. Abbildung 11). Es ist deutlich zu erkennen, dass

System D (D) mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 2,1 kWh den größten Systemwirkungsgrad aufweist. Je kleiner die Batterie ist, desto weniger Energie kann zwischengespeichert werden, was bei gleichem Wirkungsgrad der Leistungselektronik zu geringeren Verlusten führt. Aus Abbildung 11 wird jedoch deutlich, dass es weitere Faktoren gibt, die einen größeren Einfluss auf den Systemwirkungsgrad haben als die nutzbare Speicherkapazität. System G (G) mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 2,3 kWh weist, vor allem auf Grund von geringern Wirkungsgraden der Leistungselektronik einen geringeren Systemwirkungsgrad als System F (F) mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 4,4 kWh auf. Aus der vorangegangenen Auswertung ist bekannt, dass System D nicht nur eine geringe nutzbare Batteriekapazität sondern auch sehr hohe Wirkungsgrade der Batterie sowie der Leistungselektronik aufweist. Alle 3 Parameter beeinflussen den Systemwirkungsgrad positiv. Ein schlechterer Wirkungsgrad der Leistungselektronik oder der Batterie können folglich einen deutlich größere Auswirkungen auf den Systemwirkungsgrad haben als die nutzbare Batteriekapazität.



**Abbildung 11: Batterie- und Systemwirkungsgrad über ein synthetisches Jahr nach VDI 4655 der Systeme A bis I in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität**



**Abbildung 12: Verluste in €/a in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität und des Wirkungsgrades der Batterie**

Je mehr Energie innerhalb eines Jahres in der Batterie zwischengespeichert wird, desto höher fallen schlechte Batteriewirkungsgrade ins Gewicht. Jede kWh, die aufgrund von Wirkungsgradverlusten der Batterie nicht im Haushalt zur Lastdeckung genutzt werden kann, muss aus dem Netz bezogen werden. Wird die Verlustleistung mit 29 Cent/kWh bewertet so lassen sich die Verluste in €/a, welche aufgrund von Wirkungsgradverlusten der Batterie auftreten, abschätzen (vgl. Abbildung 12). Diese liegen für die getesteten Systeme zwischen 5 € und 52 € pro Jahr.

### 3.1.3 Standby-Verluste

Neben den Verlusten der Wandlungspfade und der Batterie haben Standby-Verluste einen Einfluss auf die Performance des Speichersystems. Für die Bestimmung der Standby-Verbräuche wurden die Last und die PV-Erzeugung auf null gesetzt und die Batterieleistung sowie der Netzbezug über mindestens 3 Stunden gemittelt.

**Tabelle 9: Standby-Verbräuche der Systeme A bis I im Standby Modus sowie die hochgerechneten Daten für ein Jahr nach VDI 4655**

System	Deckung des Standby-Verbrauchs aus der Batterie – Batterieentladung /W	Deckung des Standby-Verbrauchs aus dem Netz – Netzbezug /W	Netzbezug /kWh/a	Verluste durch Standby-Verbräuche, welche aus dem Netz gedeckt werden /€/a
A	5 - 10	< 3	9	3
B	15	16	66	19
C	0	22	61	18
D	< 3	0	< 1	< 1
E	0	28	63	18
F	11 5 - 10	95 8	106	31
G	< 3	73	210	61
H	73 < 3	< 3 0	6	2
I	5 - 10	41	160	46

Die Standby-Verbräuche der Systeme fallen sehr unterschiedlich aus. Die Standby-Verbräuche können entweder aus der Batterie oder dem Netz gedeckt werden (vgl. Tabelle 9). Einzelne Systeme weisen mehrere Standby-Modi auf. Meist wird bei diesen Systemen nach einer gewissen Zeit von dem Standby-Modus mit einem höheren Verbrauch zu einem Standby-Modus mit einem geringeren Verbrauch umgeschaltet. Abgesehen von System H im ersten Standby-Modus wird die Batterie der Systeme im Standby mit maximal 15 W entladen. Bei einzelnen Systemen wird die Batterie von der Leistungselektronik getrennt, was eine weitere Entladung in Richtung der Leistungselektronik verhindert. Alle gemessenen Werte, die unter 3 W liegen, wurden auf Grund der Messungenauigkeiten mit < 3 W angegeben, alle Werte zwischen 5 W und 10 W mit 5 W - 10 W. Der Netzbezug pro Jahr wurde aus der Messung mit den Testkriterien Test 1 für das synthetische Jahr hochgerechnet. Allein durch Standby-Verluste, welche vom Netz gedeckt werden, ergeben sich Verluste zwischen 2 € bis 61 € pro Jahr.

### 3.2 Autarkiegrad und Eigenverbrauch

Für den Systembetreiber eines Heimspeichersystems ist im Endeffekt ein möglichst hoher Autarkiegrad von Bedeutung. Je größer und je effizienter das Speichersystem ist, desto mehr PV-Energie kann der Betreiber selbst nutzen.

Für einen Haushalt ohne Speichersystem (Messungen mit den Testkriterien Test 1) liegt der mögliche Autarkiegrad bei 29,3 % und der Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms von 29,0 %. Mit Speichersystem dagegen liegt der geringste gemessene Autarkiegrad bei 39,3 % (System G), der geringste Eigenverbrauchsanteil bei 47,1 % (System D).

Bei gleichen Wirkungsgraden würde gelten, je größer die nutzbare Speicherkapazität ist, desto größer sind der erzielbare Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil. Dieser generelle Trend ist auch in Abbildung 13 zu erkennen. Am Beispiel von System G wird jedoch auch deutlich, dass schlechtere Wirkungsgrade, im gegebenen Fall der Leistungselektronik, zu einem höheren Eigenverbrauchsanteil und gleichzeitig zu einem niedrigeren Autarkiegrad führen. Der Eigenverbrauchsanteil erhöht sich folglich entweder durch eine größere nutzbare Batteriekapazität oder durch einen erhöhten Verbrauch des Systems selbst. Dahingegen beeinflusst ein erhöhter Verbrauch des Systems selbst den Autarkiegrad negativ, da für den Verbrauch im Haushalt an sich weniger Energie aus der Batterie zur Verfügung steht. Die Speichersysteme A und B haben beispielsweise beide eine nutzbare Speicherkapazität von 3,9 kWh. Während System A einen Batteriewirkungsgrad von 96,3 % und einen Systemwirkungsgrad von 83,9 % bei den Typtagevermessungen (Test 1) aufweist, liegen diese für System B bei 98,4 % und 87,3 %. Abgesehen von der Güte der Regelung sind dies die Haupteinflussgrößen auf den Autarkiegrad und den Eigenverbrauchsanteil. Diese liegen für Systeme A bei 45,3 % Autarkiegrad und 60,8 % Eigenverbrauchsanteil und für System B bei 48,7 % Autarkiegrad und 58,0 % Eigenverbrauchsanteil.

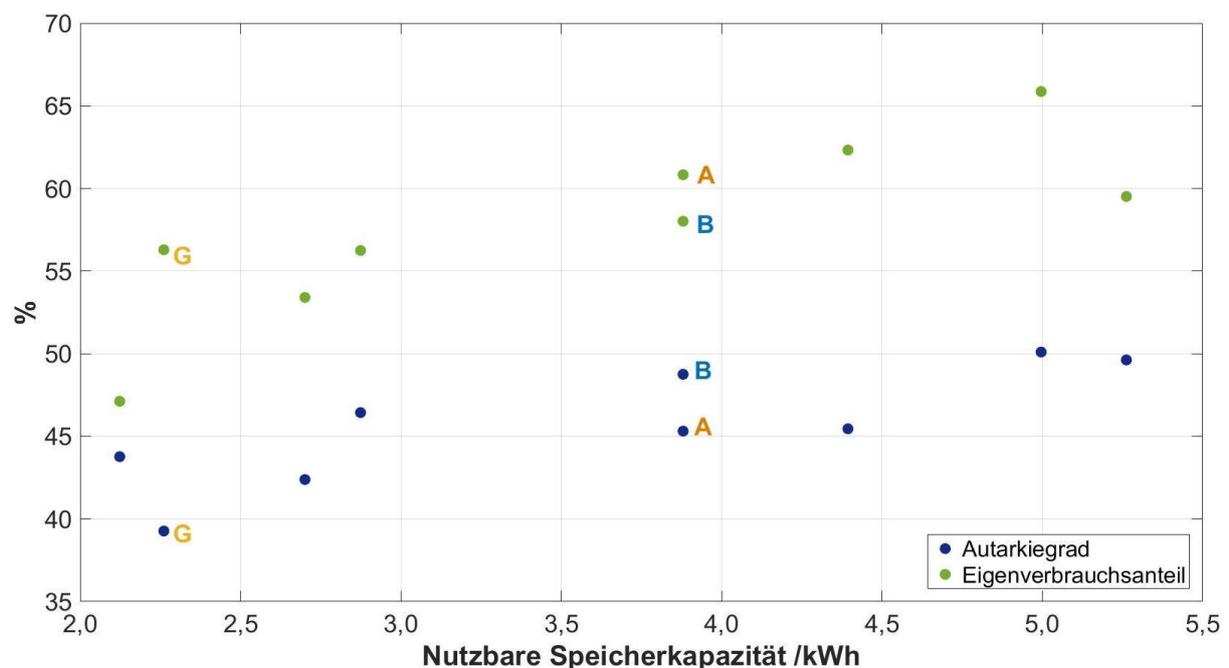


Abbildung 13: Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil der Systeme A bis I für die Vermessungen der Typtage nach VDI 4655

### 3.3 Weitere Einflussgrößen auf die Performance der Speichersysteme

Zusätzlich zu den bereits angesprochenen Einflussfaktoren beeinflusst auch die Güte der Regelung die Performance der Systeme. Diese weist derzeit noch starke Unterschiede auf. Diese bestehen vor allem in der Dauer der Totzeit und der Einschwingzeit. Durch längere Tot- und Einschwingzeiten kommt es zu einem unnötigen Austausch von Energie mit dem Netz. Die mit dem Netz ausgetauschte Energie ist bei einigen Systemen bis um das vierfache höher als bei anderen Systemen [1]. Aktuelle Messungen haben Totzeiten zwischen 5 s und 21 s und Einschwingzeiten zwischen 5 s und 72 s ergeben. Die daraus resultierenden maximalen Verluste für den Systembetreiber liegen bei bis zu 40 € pro Jahr. Ähnliche Ergebnisse zeigen [1] und [6].

Batterien, die über eine lange Zeit in sehr hohen SOC-Bereichen [7] betrieben werden, altern schneller als Batterien, deren Verweildauer in diesem Zustand kürzer ist. Durch eine intelligente Steuerung des Speichers kann dies vermieden werden. Zudem kann verhindert werden, dass die Batterie bereits vor der Mittagszeit vollständig geladen ist und die gesamte Überschussleistung zur Mittagszeit ins Netz eingespeist bzw. unter Umständen sogar gekappt wird. Somit kann die eingespeiste Leistung in das Netz geglättet werden, was zu einer höheren Netzdienlichkeit der Systeme führt. Es hat sich gezeigt, dass derzeit inzwischen ca. 30 % der getesteten Systeme eine intelligente Ladesteuerung besitzen [8].

## 4 Fazit und Ausblick

Im vorliegenden Beitrag wurden die aktuellen Ergebnisse der Speichervermessungen vorgestellt und näher darauf eingegangen, welchen Einfluss der Wirkungsgrad der Leistungselektronik und der Batterie, die Standby-Verbräuche und die Systemdimensionierung auf die Performance des Gesamtsystems haben können. Wirkungsgrade und Standby-Verbräuche beeinflussen den Autarkiegrad und den Eigenverbrauch des Systems und damit wiederum die Wirtschaftlichkeit. Mit Hilfe von Typtagevermessungen lassen sich die möglichen ökonomischen Verluste (€/a), welche durch die einzelnen Einflussfaktoren für den Systembetreiber entstehen können, bestimmen.

**Tabelle 10: Ökonomische Verluste pro Jahr**

	<b>Verluste €/a</b>
Standby-Verbräuche	2 bis 61
Batteriewirkungsgrade	5 bis 52
Wirkungsgrad Leistungselektronik (minimalste Verluste) (Batterieladen und -entladen)	15 bis 66
Güte der Regelung	bis zu 40

Die Auswertung der Messungen an den 9 untersuchten Systemen hat ergeben, dass die ökonomischen Verluste eine große Bandbreite aufweisen (vgl. Tabelle 10). Die größten Verluste entstehen dabei durch die Wirkungsgrade der Leistungselektronik beim Laden und Entladen der Batterie. Dabei liegen die tatsächlich anfallenden Verluste noch über den hier aufgeführten Werten, da die Systeme oft im Teillastbereich betrieben werden. Nicht

aufgeführt sind hier die Verluste der Direkteinspeisung der PV-Leistung. Sowohl hierzu als auch in Bezug auf die tatsächlichen Wirkungsgradverluste der Leistungselektronik beim Batterieladen und -entladen stehen die Auswertungen noch aus.

Die einzelnen Verluste lassen sich zu einem Gesamtverlust pro Jahr aufsummieren. Die Bandbreite der Ergebnisse liegt dabei zwischen 30 bis 219 €/a.

Zudem hat sich gezeigt, dass sich die Wirkungsgrade der Systeme vor allem in den Teillastbereichen stark unterscheiden. Die größten Auswirkungen hat dies beim Entladen der Batterie, da ein Großteil der Entladeleistung unter 1 kW liegt. Bei einzelnen Systemen sind es sogar bis zu 100 % der Entladeleistung. Eine Analyse mehrerer Lastgänge hat ergeben, dass dies nicht nur für den getesteten Lastgang aus der VDI 4655 gilt, sondern auch auf weitere Lastgänge übertragbar ist.

Zusätzlich zu den bereits genannten Faktoren hat eine intelligente Ladestrategie bzw. eine intelligente Steuerung Einflüsse auf die Performance der Systeme. Derzeit weisen allerdings weniger als 30 % eine solche intelligente Steuerung auf. Eine genauere Auswertung in Kombination mit den hier dargestellten Einflüssen auf die Performance steht noch aus.

## Danksagung

Die präsentierten Ergebnisse sind innerhalb des Projektes „Safety First“ (Förderkennzeichen: 03ET6055A) entstanden, welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert wird. Die Autoren danken dem Projektträger Jülich (PtJ) und dem BMWi. Die Lastdaten mit Sekundenauflösung wurden im Forschungsprojekt „ADRES-CONCEPT“ erstellt (EZ-IF: Konzeptentwicklung für ADRES – Autonome Dezentrale Regenerative Energie-Systeme, Projekt Nr.: 815 674) [5]. Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGIE DER ZUKUNFT“ durchgeführt.

## Quellen

- [1] N. Munzke, J. Barry, und B. Schwarz, „Performance Evaluation of Household Li-Ion Battery Storage Systems“, gehalten auf der 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, München, 2016.
- [2] C. Messner, J. Kathan, C. Seitzl, S. Hofmüller, und R. Bründlinger, „Efficiency and Effectiveness of PV Battery Energy Storage Systems for Residential Applications - Experience from Laboratory Tests of Commercial Products“, gehalten auf der 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, München, 2016.
- [3] „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“. BVES, BSW, März-2017.
- [4] VDI, „VDI-Richtlinie: VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen“. Beuth Verlag, 2008.
- [5] A. Einfalt u. a., „EA: ADRES-Concept – Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Regenerative Energie Systeme“, Wien, Aug. 2012.
- [6] Weniger, J., Tjaden, T., Bergner, J., und Quaschnig, V., „Auswirkungen von Regelträgheiten auf die Energieflüsse in Wohngebäuden mit netzgekoppelten PV-Batteriesystemen“, gehalten auf der 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2016.
- [7] P. Keil u. a., „Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries I. Impact of the Graphite Anode on Capacity Fade“, *J. Electrochem. Soc.*, Bd. 163, Nr. 9, S. A1872–A1880, Jan. 2016.
- [8] N. Munzke und B. Schwarz, „The Impact of Control Strategies on the Performance and Profitability of Li-Ion Home Storage Systems“, gehalten auf der 11th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2017) (submitted), Düsseldorf, 2017.