

## Schlussbericht



Gemeinsamer, öffentlicher Schlussbericht zum Projekt

### Testverfahren zur Bestimmung der Effizienz von PV-Speichersystemen – Vom Leitfaden zum Standard (TESTBENCH)

	Koordinator	Partner	Partner	Partner
<b>Zuwendungsempfänger</b>	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE	Karlsruher Institut für Technologie (KIT)	TÜV Rheinland LGA Products GmbH	VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
<b>Förderkennzeichen</b>	03TNK015A	03TNK015B	03TNK015C	03TNK015D
<b>Straße</b>	Joseph-Beuys-Straße 8	Hermann-von-Helmholtz-Platz 1	Am Grauen Stein 35	Merianstraße 28
<b>Postleitzahl</b>	34117	76344	51105	63069
<b>Ort</b>	Kassel	Eggenstein-Leopoldshafen	Köln	Offenbach am Main
<b>Webseite</b>	<a href="http://www.iee.fraunhofer.de">www.iee.fraunhofer.de</a>	<a href="http://www.kit.edu">www.kit.edu</a>	<a href="http://www.tuv.com">www.tuv.com</a>	<a href="http://www.vde.com">www.vde.com</a>
<b>Ansprechpartner</b>	Wolfram Heckmann, Siddhi Shrikant Kulkarni	Nina Munzke, Felix Büchle, Robert Schreier, Michael Mast, Bernhard Schwarz	Niklas Giesen	Marko Kesic
<b>Telefonnummer</b>	0561 7294-126	0721 608-28383	0221 806-3894	069 6308-417
<b>Email</b>	<a href="mailto:wolfram.heckmann@iee.fraunhofer.de">wolfram.heckmann@iee.fraunhofer.de</a>	<a href="mailto:nina.munzke@kit.edu">nina.munzke@kit.edu</a>	<a href="mailto:niklas.giesen@de.tuv.com">niklas.giesen@de.tuv.com</a>	<a href="mailto:marko.kesic@vde.com">marko.kesic@vde.com</a>

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## Inhalt

Abbildungsverzeichnis.....	3
Tabellenverzeichnis.....	6
Schlussbericht Teil II: Ergebnisse des Entwicklungs-projektes .....	7
1 Darstellung der Ergebnisse.....	7
1.1. AP 1 Spezifikation und Beschaffung der Prüflinge, Festlegung kritischer Parameter8	
1.1.1 Festlegung kritischer Parameter.....	8
1.1.2 Spezifikation der Prüflinge.....	10
1.2. AP 2 Durchführung, Auswertung und Diskussion von detaillierten Effizienzmessungen .....	11
1.2.1 Laborinterne Wiederholbarkeit (Parameter 8a) .....	11
1.2.2 Kritische Parameter .....	19
1.3. AP 3 Vergleichsmessungen im Ringversuch .....	39
1.3.1 Kreuzauswertungen.....	40
1.3.2 Ringversuch (Parameter 8b).....	44
1.4. AP 4 Gremienarbeit und Verwertung.....	47
1.5. AP 5 Workshops und Öffentlichkeitsarbeit.....	48
2 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse .....	55
3 Veröffentlichungen.....	56
4 Literaturverzeichnis.....	57

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung der drei häufigsten Systemkonfigurationen und ihre Leistungsumwandlungspfade über die jeweils verwendeten Komponenten [2].....	10
Abbildung 2: Wiederholbarkeit der Bestimmung der Bemessungsleistungen $P_{PV2BAT,nom}$ und $P_{BAT2AC,nom}$ am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT) .....	11
Abbildung 3: Wiederholbarkeit bei der Ermittlung der Wirkungsgrade für die Leistungspfade PV2BAT und BAT2AC am DC-gekoppelten System (Messungen KIT).....	12
Abbildung 4: Wiederholbarkeit bei der Ermittlung der Wirkungsgrade für den Leistungspfad BAT2AC am PV-Generator gekoppelten System (Messungen und Auswertung Fh IEE).....	13
Abbildung 5: Wiederholbarkeit der Bestimmung der Standby-Verbräuche $P_{Standby,AC}$ , $P_{Standby,DC}$ und $P_{Standby,Periph}$ bei entladener Batterie des DC-gekoppelten Systems (Messung und Auswertung KIT).....	13
Abbildung 6: Wiederholbarkeit der Ermittlung der Totzeit $t_D$ zur Bewertung der dynamischen Regelabweichung nach [2] am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT)....	14
Abbildung 7: Wiederholbarkeit der Ermittlung der Einschwingzeit $t_E$ zur Bewertung der dynamischen Regelabweichung nach [2] am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT).....	15
Abbildung 8: Mittelwert der stationären Regelabweichung nach [2] für ein AC-gekoppeltes System von je 5 kW für das PV- bzw. das Batterie-System im Vergleich von drei Messungen (Messungen TÜV) .....	15
Abbildung 9: Wiederholbarkeit der Netzleistung zur Bewertung der statischen Regelabweichung nach [2] am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT)....	16
Abbildung 10: Wiederholbarkeit der Netzleistung zur Bewertung der statischen Regelabweichung nach [2] am PV-Generator gekoppelten System (Messung und Auswertung Fh IEE).....	16
Abbildung 11: Wiederholbarkeit der Batteriewirkungsgrade am DC- gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT) .....	17
Abbildung 12: Übersicht laborinterne Wiederholbarkeiten aus den Erstvermessungen für jede Topologie / jedes Labor .....	18
Abbildung 13: Vermessung der stationären Regelabweichungen (oben) und zugehörige Netzaustauschleistung (unten) der jeweils ersten Iteration - nach Effizienzleitfaden (links) und mit alternativem Profil (rechts) (Messung und Auswertung KIT) .....	20
Abbildung 14: Stationäre Regelabweichungen nach Leitfaden für jede Profilstufe (Messung und Auswertung KIT).....	21
Abbildung 15: Stationäre Regelabweichungen mit alternativem Profil für jede Profilstufe (Messung und Auswertung KIT) .....	21
Abbildung 16: Über 6 Wiederholungen gemittelter, relativer Fehler von $P_{abw}$ aus der Mittelung über die Iterationen für jeden Lastzustand, jeweils für die Vermessung nach Leitfaden (links) und dem alternativen Profil (rechts) Rote Fehlerbalken entsprechen dem relativen Fehler aus der Mittelung über die Wiederholungsmessungen (Messung und Auswertung KIT) .....	22
Abbildung 17: Netzaustauschleistung (links) und über 3 Wiederholungen gemittelter, relativer Fehler von $P_{abw}$ (rechts) für jeden Lastzustand für die Vermessung mit dem alternativen Profil und verlängerter Integrationszeit von 200 s. Rote Fehlerbalken entsprechen dem relativen Fehler aus der Mittelung über die Wiederholungsmessungen (Messung und Auswertung KIT) .....	22

Abbildung 18: Vergleich der Interpolation der Gesamtwirkungsgrade mit einer quadratischen Näherung der Verlustleistung (oben) und einer formerhaltenden Interpolation mit PCHIP (unten). Durch die gemessenen Punkte (Orange) soll mit Hilfe der interpolierten Kurve (Gelb) der Wirkungsgrad an 10 äquidistanten Stellen (Blau) bestimmt werden. (Messung und Auswertung KIT).....	24
Abbildung 19: Variation innerhalb einzelner und zwischen verschiedenen Methoden zur Bestimmung der Nominalleistung PV2BAT eines DC-gekoppelten Systems (Messung und Auswertung KIT).....	25
Abbildung 20: Mittelwerte PV2BAT Nominalleistung bei verschiedenen Fitting-Methoden (Messung und Auswertung KIT) .....	25
Abbildung 21: Variation der Länge des Integrationsintervalls für $\eta_{PV2BAT}$ und $\eta_{BAT2AC}$ am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT) .....	27
Abbildung 22: Variation der Position des Integrationsintervalls für $\eta_{PV2BAT}$ und $\eta_{BAT2AC}$ am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT) .....	27
Abbildung 23: Variation der Position des Integrationsintervalls - Transiente und mittlere Wirkungsgrade $\eta_{PV2BAT}$ (Messung und Auswertung KIT) .....	28
Abbildung 24: Über drei Messungen gemittelte Wirkungsgrade $\eta_{PV2BAT}$ über mittlerer Ausgangsleistung $P_{BAT}$ und PV-Spannung $U_{PV}$ bei Variation der Position des Integrationsintervalls (Messung und Auswertung KIT).....	28
Abbildung 25: Vermessung $\eta_{PV2BAT}$ 5-9 Module bei fixem Leistungsbereich und 15-Stufen Profil (Messung und Auswertung KIT am DC-gekoppelten System) .....	30
Abbildung 26: Mittlere Wirkungsgrade PV2BAT und BAT2AC des DC-gekoppelten Systems für 5 Modulkonfigurationen und fixem Leistungsbereich (Messung und Auswertung KIT).....	30
Abbildung 27: Vermessung PV2BAT des DC-gekoppelten Systems 5-9 Module nach Effizienzleitfaden und 8-Stufen Profil (Messung und Auswertung KIT) .....	31
Abbildung 28: Mittlere Wirkungsgrade PV2BAT und BAT2AC des DC-gekoppelten Systems für 5 Modulkonfigurationen, vermessen nach Effizienzleitfaden (Messung und Auswertung KIT) .....	31
Abbildung 29: Vergleich der ermittelten Wirkungsgrade der 100 % und 75 % Stufe (links) und dem daraus resultierenden mittleren Batteriewirkungsgrad (rechts) bei einem DC-gekoppelten Speichersystem (Messung und Auswertung KIT) .....	32
Abbildung 30: Bestimmung der Bemessungsleistung PV2BAT mit verschiedenen Rampensteigungen am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT).....	33
Abbildung 31: Variation der Bemessungsleistung PV2BAT bei unterschiedlichen Rampensteigungen (Messung und Auswertung KIT).....	33
Abbildung 32: Leistungsverläufe einer Stufe der dynamischen Regelabweichungsmessung des gleichen Systems. Die DC-Batterieleistung (Blau) ist links ohne und rechts mit einem Tiefpassfilter aufgenommen. (Messung und Auswertung KIT).....	35
Abbildung 33: Temperaturabhängigkeit der Mittelwerte pro Zyklus bei der Ermittlung des Batteriewirkungsgrades am AC-gekoppelten System (Messungen TÜV) .....	36
Abbildung 34: Temperaturabhängigkeit der Leistungsumwandlungswirkungsgrade BAT2AC und AC2BAT am AC-gekoppelten System (Messungen TÜV).....	36
Abbildung 35: PV2AC Pfadwirkungsgrade bei verschiedenen Netz- und PV-Spannungen. (Messung Fraunhofer IEE, Auswertung KIT) .....	37
Abbildung 36: Wirkungsgrade $\eta_{PV2BAT}$ vermessen nach Pausenzeiten von 30 s, 15 min und 30 min nach Vermessung des BAT2AC Profils mit $P_{BAT,max}$ am DC-gekoppelten System (Stufe 1.0) = 9,6 kW (Messung und Auswertung KIT) .....	38
Abbildung 37: Verlauf des Ringversuchs im Projekt Testbench .....	39

Abbildung 38: Vergleich der Ergebnisse für die Ermittlung des energetischen Batteriewirkungsgrades des DC-gekoppelten Systems nach [2] durch drei Prüfinstitute mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren (Messung KIT).....	40
Abbildung 39: Vergleich der Ergebnisse für die Ermittlung der Einschwingzeiten bei der Bewertung der dynamischen Regelabweichung am DC-gekoppelten System nach [2] durch drei Prüfinstituten mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren bei unterschiedlicher Interpretation von Toleranzbändern .....	41
Abbildung 40: Vergleich der Ergebnisse für die Ermittlung der Einschwingzeiten bei der Bewertung der dynamischen Regelabweichung am DC-gekoppelten System nach [2] durch drei Prüfinstituten mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren bei gleicher Interpretation von Toleranzbändern .....	42
Abbildung 41: Vergleich der Ergebnisse für die Ermittlung der Einschwingzeiten bei der Bewertung der dynamischen Regelabweichung am DC-gekoppelten System nach [2] durch drei Prüfinstituten mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren bei der Umsetzung von einer Interpolationsmethodik .....	42
Abbildung 42: Vergleich der Ergebnisse für die Bewertung der Leistungsumwandlungswirkungsgrade am AC-gekoppelten System nach [2] durch drei Prüfinstituten mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren.....	43
Abbildung 43: Auswertung des Ringversuchs für die Regelabweichungen des DC-gekoppelten Systems .....	44
Abbildung 44: Auswertung des Ringversuchs für die Wirkungsgrade des DC-gekoppelten Systems. Oben: Direkte Abweichungen der gemessenen Stufen. Unten: Abweichung der Mittelwerte über alle Stufen. ....	46
Abbildung 45: Auszug der Projektwebseite DKE .....	49
Abbildung 46: Auszug Poster „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“ .....	50
Abbildung 47: (links) Auszug Newsletter VDE DKE, (rechts) Auszug Twitter-Account VDE DKE .....	51
Abbildung 48: Link zur Veranstaltungsseite .....	51
Abbildung 49: Auszug der Veranstaltungswebseite .....	52
Abbildung 50: Workshop-Flyer Auszug: Agenda.....	53
Abbildung 51: Auswertung der Anmeldungen zum Workshop .....	53
Abbildung 52: Auswertung der Teilnehmer am Workshop .....	54

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kernuntersuchungen.....	9
Tabelle 2: Topologie und Leistung der im Projekt Testbench untersuchten Systeme A, B und C .....	11
Tabelle 3: Leistungsumwandlungswirkungsgrade: Variation der Integrations- und Haltezeit	26
Tabelle 4: Vergleich des Mittelwertbildungsverfahrens .....	43

## Schlussbericht Teil II: Ergebnisse des Entwicklungsprojektes

### 1 Darstellung der Ergebnisse

Im Verlauf des Jahres 2021 wurden nach Schätzungen des BSW-solar rund 141.000 PV-Heim-Speichersysteme in Deutschland in Betrieb genommen und rund 54 % der neu installierten PV-Anlagen bis zu einer Nennleistung von 10 kW wurden mit Speichern ausgerüstet [1]. Damit hat sich die Anzahl der neu installierten Heim-Speicheranlagen gegenüber dem Vorjahr um ca. 60 % erhöht. Diese Systeme werden hauptsächlich in Privathaushalten zur Steigerung des Eigenverbrauchs eingesetzt. Um den Anlagenbetreibern den wirtschaftlichen Nutzen zu sichern, der wesentlich auf der Differenz zwischen Strombezugspreis und Einspeisevergütung beruht, ist ein hocheffizientes PV-Speichersystem von grundlegender Bedeutung. Aus Sicht der Verbraucherinformation sollte die Effizienz der PV-Heimspeichersysteme außerdem allgemeinverständlich und gut nachvollziehbar dargestellt werden können.

Aus dieser Motivation heraus hat ein Konsortium aus Forschungs- und Prüfinstituten sowie Herstellern aus Deutschland, Österreich und der Schweiz unter der Koordination der Verbände BVES und BSW-solar den „Effizienzleitfaden für -Speichersysteme“ erarbeitet, dessen zweite Version in deutscher und englischer Fassung im Juli 2019 veröffentlicht wurde [2]. Der Effizienzleitfaden beinhaltet eine detaillierte Effizienzbetrachtung von Speichersystemen mit Testspezifikationen u. a. zur Bestimmung der Batterieleistung, der Effizienz der Leistungselektronik und der Energiewandlungspfade, des statischen und dynamischen Regelverhaltens und des Standby-Verbrauchs.

Systematische Vergleiche auf Basis der Messungen gemäß Effizienzleitfaden sind nur sinnvoll, wenn die Messungen und ihre Auswertungen auch wiederholbar und reproduzierbar sind. Wiederholbarkeit von Messungen bedeutet dabei, dass Messungen auf demselben Prüfstand und im selben Labor gut vergleichbar sind [3]. Die Reproduzierbarkeit von Messergebnissen kann beurteilt werden, wenn die Tests in unterschiedlichen Laboren oder Prüfständen durchgeführt bzw. ausgewertet werden. Ohne ausreichend gute Wiederholbarkeit und Reproduzierbarkeit können Unterschiede in den Ergebnissen zu Inkonsistenzen bei der Bewertung der Systeme führen. Deshalb hat das F+E-Vorhaben Testbench hierauf einen Fokus gelegt.

Der zuvor erwähnte Effizienzleitfaden wurde im Rahmen des DKE-Arbeitskreises 371.1.9 „Kennwerte von stationären Batteriespeichern“ zu einer Vornorm [4] weiterentwickelt. Die Ergebnisse aus dem Projekt Testbench sind dazu in die Erarbeitung der Vornorm eingeflossen.

## **1.1. AP 1 Spezifikation und Beschaffung der Prüflinge, Festlegung kritischer Parameter**

Die Arbeiten in diesem Arbeitspaket legten die Grundlage der praktischen Laboruntersuchungen in AP2 und AP3. Dies betraf sowohl die Fokussierung der detaillierten Effizienzmessungen beim Fraunhofer IEE, KIT und TÜV als auch die Auswahl und Beschaffung der Prüflinge. Dazu wurden die technischen Ausgestaltungen der erhältlichen PV-Speichersysteme und der jeweiligen Marktanteile gesichtet und festgelegt, welche Systemtopologien und -spezifikationen durch die Prüflinge abgedeckt werden mussten. In dem Projekt hat der assoziierte Partner AIT sich auch beteiligt und an den Diskussionen und Messungen teilgenommen.

### *1.1.1 Festlegung kritischer Parameter*

Durch einen Austausch von Erfahrungen aus vorherigen Messungen nach Effizienzleitfaden bei den Partnern Fraunhofer IEE, KIT und TÜV wurden kritische Parameter bezüglich der Gültigkeit und Reproduzierbarkeit der Testergebnisse identifiziert und diskutiert.

- Messverfahren
  - Spannungsabhängigkeit der Wirkungsgrade bei modularen Batteriesystemen
  - Überprüfung der Leistungslevel in den Messungen zum Batteriewirkungsgrad
  - Einfluss der Rampenform auf festgestellte Bemessungsleistungen
  - Verbesserung der Anwendbarkeit für PV-Generator-gekoppelten Systemen
  - Anwendbarkeit der Kriterien zur Ansteuerung die Status ‚Speicher komplett geladen‘ bzw. ‚Speicher komplett entladen‘
  - Notwendige Pausen zwischen Messungen zur Verringerung von Erwärmungseffekten
  - (Re-)Evaluierung der Messmethodik zur Bestimmung der stationären Regelabweichungen und des Batteriewirkungsgrades
- Messwerterfassung
  - Genauere Definition von Mindestanforderungen an Messgenauigkeiten im Vergleich zu den Vorgaben im Effizienzleitfaden [2]
  - Genauere Definition der Positionierung von Messsensoren im Vergleich zu Vorgaben im Effizienzleitfaden [2]
  - Einfluss von Aliasing-Effekten, Abstraten und Filtereinstellungen
  - Einfluss der Länge von Messintervallen auf die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse
- Auswerteverfahren
  - Identifikation und Bewertung von Ursachen für Ergebnisabweichungen durch Auswerteverfahren
  - Einfluss der Position von Integrationsintervallen auf Reproduzierbarkeit der Ergebnisse
  - (Re-)Evaluierung der Auswertemethodik zur Bestimmung der dynamischen Regelabweichungen und des Batteriewirkungsgrades
- Umgebungseinflüsse
  - Einfluss der Umgebungstemperatur auf Wirkungsgrade
  - Einfluss der AC-Spannung auf Wirkungsgrade

- Statistik
  - Anzahl notwendiger Wiederholungen zur Verbesserung der Reproduzierbarkeit
  - Bestimmung der Reproduzierbarkeit in Abhängigkeit des Teststands („Wiederholbarkeit“)
  - Bestimmung der Vergleichbarkeit verschiedener Teststände („Vergleichbarkeit“)
- Weiteres (falls mit Zeitplan vereinbar)
  - Quantifizierung der Überlastfähigkeit
  - Umsetzbarkeit der Mess- und Auswerteverfahren an kaskadierbaren Systemen
  - Umsetzbarkeit der Mess- und Auswerteverfahren bei Verwendung von Moduloptimierern
  - Eignung der Mess- und Auswerteverfahren sowohl für DC- als auch für AC-gekoppelte Systeme

**Tabelle 1: Kernuntersuchungen**

<b>Vermessungen nach kritischen Parametern</b>
<b>Punkt 1:</b> Positionierung der Spannungsmessung des Speichersystems
<b>Punkt 2a:</b> Variationen zu Regelabweichungen
<b>Punkt 2b:</b> Interpolation der Gesamtwirkungsgrade
<b>Punkt 2c:</b> stat. Regelabweichungen Bemessungsleistungen
<b>Punkt 3:</b> Messgenauigkeit
<b>Punkt 4:</b> Stufen und Integrationszeiten Wirkungsgrade, stationäre Regelabweichungen
<b>Punkt 5a:</b> Spannungsabhängigkeit der Wirkungsgrade
<b>Punkt 5b:</b> 75 % Stufe Batteriewirkungsgrade
<b>Punkt 5c:</b> Rampensteigung Bemessungsleistungen
<b>Punkt 5d:</b> Anwendbarkeit für PV-Gen Systeme
<b>Punkt 5e:</b> Kriterium Batteriewirkungsgrade
<b>Punkt 6a:</b> Position Spannungsmessungen des Messsystems
<b>Punkt 6b:</b> Aliasing bei DC-Messungen
<b>Punkt 7b:</b> Temperaturabhängige Messungen der Wirkungsgrade
<b>Punkt 7c:</b> Einfluss AC Spannung auf Wirkungsgrade
<b>Punkt 8a:</b> Wiederholbarkeit
<b>Punkt 8b:</b> Vergleichbarkeit, Ringversuch
<b>Punkt 9:</b> Variation der Pausen zwischen Vermessungen der Wirkungsgrade
<b>Punkt 14:</b> Startparameter der Standby-Messung

### 1.1.2 Spezifikation der Prüflinge

Die Auswahl der Prüflinge wurde in Projektmeetings anhand mehrerer Kriterien durchgeführt:

- Auswahl bezüglich der maximalen Repräsentation der technischen Ausgestaltungen der erhältlichen PV-Speichersysteme unter Berücksichtigung der jeweiligen Marktanteile
  - Mindestens ein System pro Topologie (AC-, DC, und Generator-Kopplung), siehe Abbildung 1
  - Einphasiges System, Mehrphasiges System
  - Deutsche und internationale Hersteller
- Einbezug von Erfahrungen aus vorherigen Vermessungen nach Effizienzleitfaden bei den Partnern Fraunhofer IEE, KIT und TÜV sowie dem AIT
  - (Problem-)spezifisches Verhalten
- Berücksichtigung technischer Parameter unter Einbezug der Vereinbarkeit mit vorhandenen Teststandumgebungen
  - Möglichkeit zu Untersuchungen in temperaturgeregelten Umgebungen
  - Leistungsklassen zwischen 4,6 kVA und 10 kVA
  - Speicherkapazitäten zwischen 2,4 kWh und 11,5 kWh
  - Mindestens ein System mit 2 unabhängigen MPPT-Eingängen
- Eignung für die Vermessungen hinsichtlich der Liste kritischer Untersuchungsparameter
  - DC-gekoppeltes System mit modularem Batteriesystem

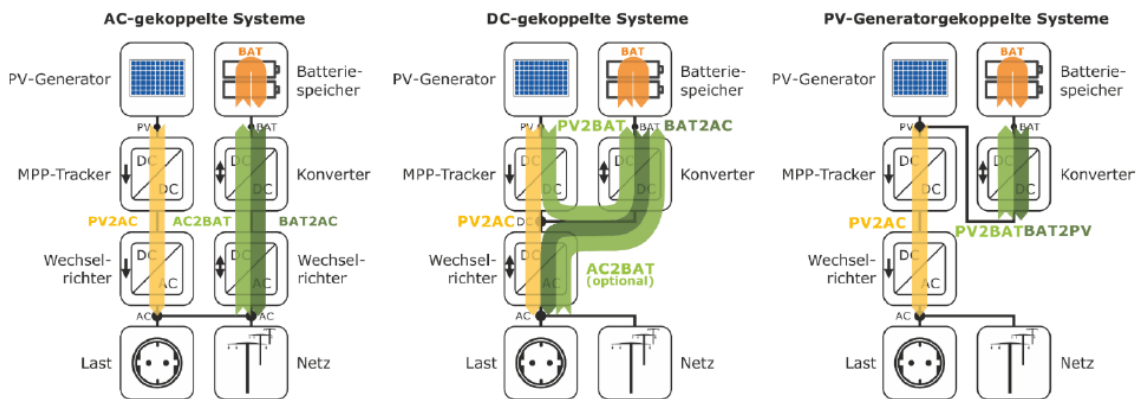


Abbildung 1: Schematische Darstellung der drei häufigsten Systemkonfigurationen und ihre Leistungsumwandlungspfade über die jeweils verwendeten Komponenten [2]

Für die Evaluierung wurden drei Heimspeichersysteme ausgewählt, die an unterschiedlichen HiL (Hardware in the Loop) -Testständen auf ihre Performance nach Effizienzleitfaden vermessen wurden. Hierbei handelt es sich um ein AC-gekoppeltes System, ein DC-gekoppeltes System und ein PV-Generator-gekoppeltes System (Leistungswerte siehe Tabelle 1).

Tabelle 2: Topologie und Leistung der im Projekt Testbench untersuchten Systeme A, B und C

System	A	B	C
Topologie	AC-Kopplung	DC-Kopplung	PV-Generator-Kopplung
AC-Leistung	je 5 kW (PV, Batterie)	10 kW	4,7 kW
Speicherkapazität	9,8 kWh	modular**	7,2 kWh*

\* Die Batterie hat eine modulare Konfiguration (1- 5 Module), jedoch wurde im Projekt Testbench nur die mittlere (3 Module = 7,2 kWh) Konfiguration verwendet.

\*\* Die Batterie hat eine modulare Konfiguration (5,1 kWh - 11,52 kWh), im Projekt Testbench wurden die Messungen für den, mit dem Wechselrichter kompatiblen, Bereich 6,4 kWh – 11,52 kWh durchgeführt.

## 1.2. AP 2 Durchführung, Auswertung und Diskussion von detaillierten Effizienzmessungen

Die praktische Durchführung der detaillierten Systemtests erfolgte an allen beteiligten Instituten (KIT, Fraunhofer IEE, TÜV Rheinland). Dies beinhaltete Wiederholungen der Tests bei veränderten Untersuchungsparametern, wie z.B. bei geänderten Laborbedingungen während der gesamten Messdatenerfassung. Nach Auswertung und Diskussion der gewonnenen Messergebnisse innerhalb des Forschungsprojekts wurden durch die beteiligten Projektpartner gemeinschaftlich Lösungsansätze zur Harmonisierung der Messergebnisse erarbeitet.

### 1.2.1 Laborinterne Wiederholbarkeit (Parameter 8a)

Die Ergebnisse zur laborinternen Wiederholbarkeit werden zunächst im Rahmen einer Auswahl für die in der zweiten Projektphase an unterschiedlichen Instituten vermessenen Systeme unterschiedlicher Topologien und anschließend in einer Übersicht -soweit verfügbar- für alle Leitfadennmessungen und Topologien gegenübergestellt. Die Wiederholungsmessungen werden in den folgenden Darstellungen mit  $M_n$  ( $n = \text{Iteration}$ ) gekennzeichnet.

### Bestimmung der Bemessungsleistungen – DC-gekoppeltes System

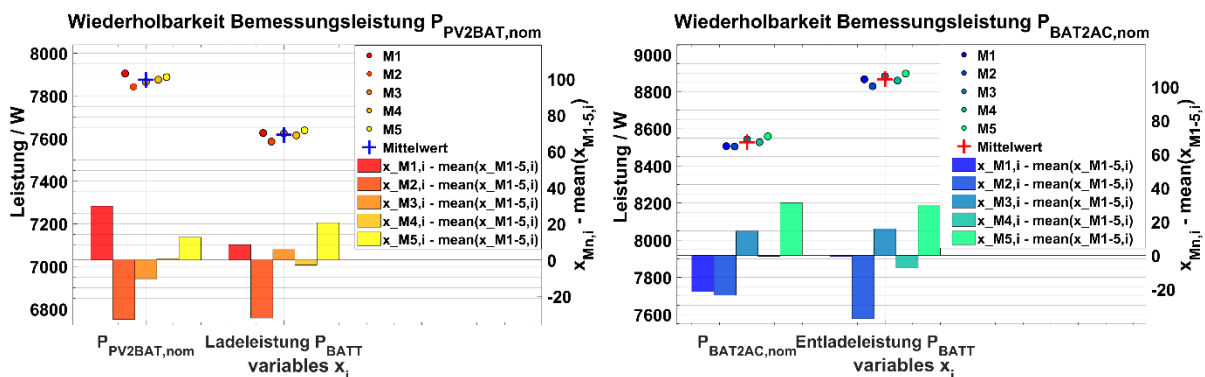


Abbildung 2: Wiederholbarkeit der Bestimmung der Bemessungsleistungen  $P_{PV2BAT,nom}$  und  $P_{BAT2AC,nom}$  am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT)

Die Bestimmung der Lade- und Entladebemessungsleistung des DC-gekoppelten Systems wurde nach [2] Anhang C1-C3 durchgeführt. Abbildung 2 zeigt die Ergebnisse aus  $n = 5$  Wiederholungsmessungen sowie die berechneten Differenzen zum Mittelwert.

Es wurden absolute und relative Abweichungen zum Mittelwert von maximal  $-38$  bis  $30$  W bzw.  $-0,5$  % bis  $0,4$  % beobachtet.

### Leistungsumwandlungswirkungsgrade – DC-gekoppeltes System

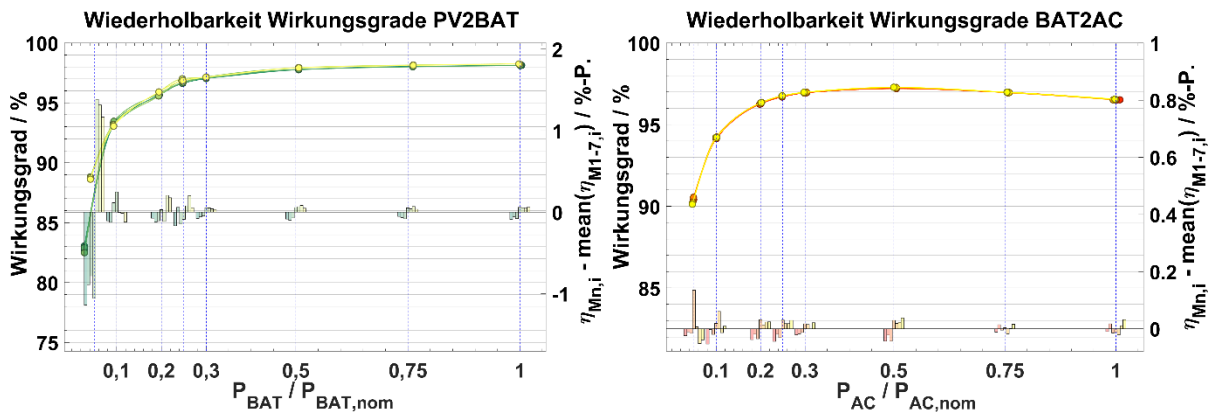


Abbildung 3: Wiederholbarkeit bei der Ermittlung der Wirkungsgrade für die Leistungspfade PV2BAT und BAT2AC am DC-gekoppelten System (Messungen KIT)

Die Bestimmung der Lade- und Entladewirkungsgrade des DC-gekoppelten Systems wurde nach Effizienzleitfaden [2] Abschnitte 7.3 bis 7.6 durchgeführt. Um die Wirkungsgradmessungen bei identischen Ausgangsleistungen gegenüberstellen zu können, wurde eine formerhaltende Interpolation auf gemeinsame Stützstellen durchgeführt. Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse aus  $n = 7$  Messungen unter Wiederholbedingungen sowie die berechneten Abweichungen zum Mittelwert.

Für die Ladewirkungsgrade wurden Abweichungen zum Mittelwert von  $-1,3$  bis  $1,4$  Prozentpunkten für die kleinste Leistungsstufe beobachtet. Für alle anderen Leistungsstufen liegen die Abweichungen zwischen  $-0,17$  und  $0,25$  Prozentpunkten. Die höheren Abweichungen bei der kleinsten Leistungsstufe sind stark durch das MPP-Trackingverhalten und damit einhergehende Spannungs- und Leistungsschwankungen bedingt, welche durch interpolationsbedingte Effekte weiter verstärkt werden. Für die Entladewirkungsgrade liegen die Abweichungen vom Mittelwert für alle Leistungsstufen zwischen  $-0,05$  und  $0,06$  Prozentpunkten.

## Leistungsumwandlungswirkungsgrade – PV-Generator gekoppeltes System

### Wiederholbarkeit Wirkungsgrade BAT2AC

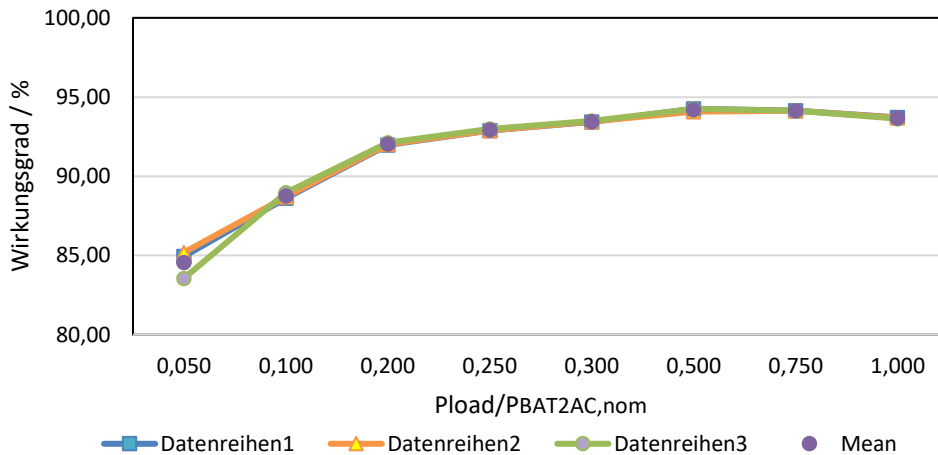


Abbildung 4: Wiederholbarkeit bei der Ermittlung der Wirkungsgrade für den Leistungspfad BAT2AC am PV-Generator gekoppelten System (Messungen und Auswertung Fh IEE)

Die Wiederholbarkeit der Leistungsumwandlungswirkungsgrade (BAT2AC) für das PV-Generator gekoppelte System ist in Abbildung 4 dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass für das PV-Generator gekoppelte System die Entladung der Batterie (BAT2AC) über die Pfade BAT2PV und PV2AC erfolgt, denn die Batterie ist an das PV-System gekoppelt und hat keinen direkten Anschluss an das AC-Netz. Um eine bessere Vergleichbarkeit mit den AC- und DC-gekoppelten Systemen zu schaffen, ist der Entladewirkungsgrad BAT2AC aus der Verkettung der Wirkungsgrade des PV-Wechselrichters (PV2AC) und des Batterie-Konverters beim Entladen (BAT2PV) bestimmt.

Für die Messungen der Leistungswirkungsgrade in Abbildung 4 wurden Abweichungen zum Mittelwert von  $-1,00$  bis  $0,38$  Prozentpunkten für die kleinste Leistungsstufe berechnet. Für alle anderen Leistungsstufen sind Abweichungen zum Mittelwert in der Höhe von  $0,00$  bis  $0,20$  Prozentpunkten zu beobachten.

### Standby-Verbräuche

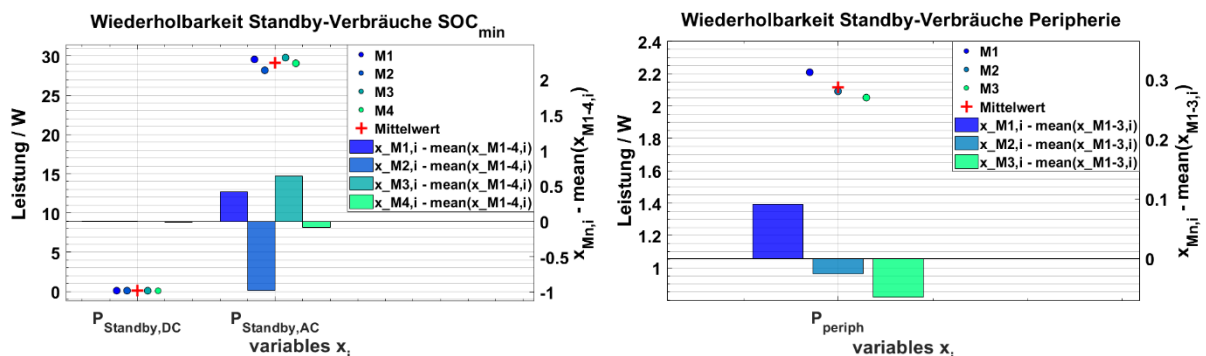


Abbildung 5: Wiederholbarkeit der Bestimmung der Standby-Verbräuche  $P_{\text{Standby,AC}}$ ,  $P_{\text{Standby,DC}}$  und  $P_{\text{Standby,Periph}}$  bei entladener Batterie des DC-gekoppelten Systems (Messung und Auswertung KIT)

Die Bestimmung der Standby-Verbräuche des DC-gekoppelten Systems wurde nach Effizienzleitfaden [2] Abschnitt 7.7 durchgeführt. Abbildung 5 zeigt die Ergebnisse für die AC- und DC-seitigen Verbräuche sowie die Peripherie-Verbräuche bei entladener Batterie

(SOC<sub>min</sub>) aus n = 4 bzw. 3 Messungen unter Wiederholbedingungen sowie die ermittelten Abweichungen zum Mittelwert.

Während dieses System keine DC-Verbräuche zeigt, wurden für die AC-Verbräuche absolute und relative Abweichungen zum Mittelwert von maximal -1 bis 0,6 W bzw. - 3,4 bis 2,1 % beobachtet. Für die Peripherie-Verbräuche ergaben sich Abweichungen von maximal -0,06 bis 0,09 W bzw. -3,1 bis 4,3 %.

### Dynamische Regelabweichungen – DC-gekoppeltes System

Die Bestimmung der dynamischen Regelabweichungen des DC-Systems wurde nach Effizienzleitfaden Abschnitt 9.1 durchgeführt. Die nach Vorgabe des Leitfadens bereits aus 10 Profildurchläufen gewonnenen Werte für die Tot- und Einschwingzeiten wurden weiterhin über 7 Messungen unter Wiederholbedingungen gemittelt. In den nachfolgenden Abbildungen werden die Mittelwerte aus den Profiliterationen sowie die beobachteten Abweichungen zum jeweiligen Stufen- und Gesamtmittelwert der Wiederholungsmessungen dargestellt, welche somit jeweils aus insgesamt 70 Einzelbestimmungen gewonnen wurden. In Abbildung 6 ist die Totzeit dargestellt ist, Abbildung 7 zeigt die Auswertungen zur Einschwingzeit. Dabei ist jeweils die absolute Abweichung zum Mittelwert auf der linken y-Achse (in Form von Punkten) dargestellt und die relative Abweichung auf der rechten y-Achse (in Form von Balken).

Für die Bestimmung der Totzeit  $t_D$  (Avg) konnten absolute und relative Abweichungen zum Mittelwert von maximal -0,06 bis 0,04 s bzw. -2,8 % bis 1,9 % beobachtet werden. Für die Bestimmung der Einschwingzeit konnten absolute und relative Abweichungen zum Gesamtmittelwert von maximal -0,1 bis 0,1 s bzw. -1,2 % bis 1,2 % beobachtet werden. Die absoluten Abweichungen des Gesamtmittelwertes befinden sich bereits unterhalb des Bereichs der nach [2] minimal geforderten Messauflösung von 200 ms, so dass eine genauere Bestimmung nur mit einer höheren Messrate erreicht werden kann.

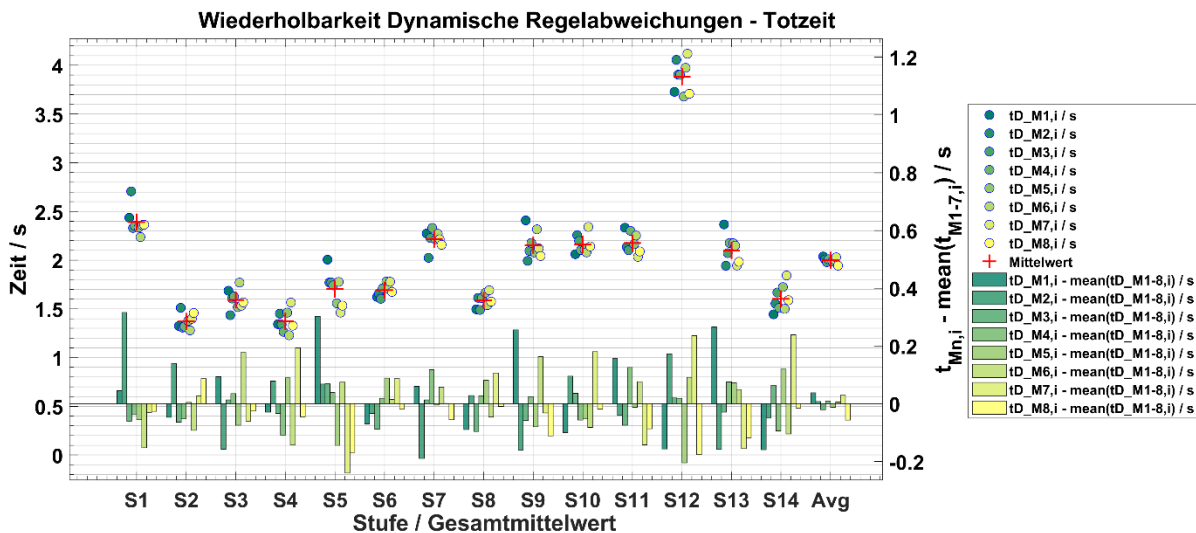


Abbildung 6: Wiederholbarkeit der Ermittlung der Totzeit  $t_D$  zur Bewertung der dynamischen Regelabweichung nach [2] am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT)

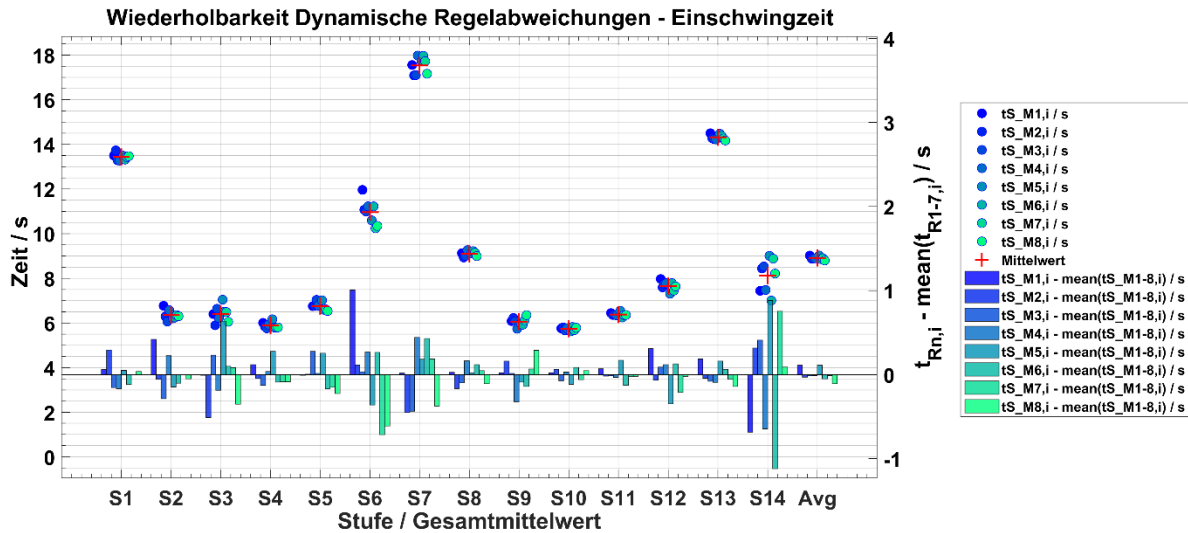


Abbildung 7: Wiederholbarkeit der Ermittlung der Einschwingzeit  $t_E$  zur Bewertung der dynamischen Regelabweichung nach [2] am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT)

### Stationäre Regelabweichungen – AC-gekoppeltes System

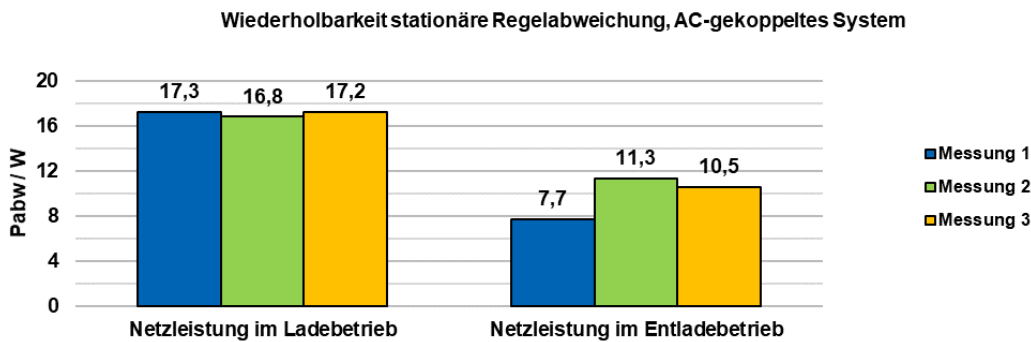


Abbildung 8: Mittelwert der stationären Regelabweichung nach [2] für ein AC-gekoppeltes System von je 5 kW für das PV- bzw. das Batterie-System im Vergleich von drei Messungen (Messungen TÜV)

Die Bestimmung der stationären Regelabweichung erfolgt nach [2], Abschnitt 9.2. Wie bei der Bestimmung der dynamischen Regelabweichung wird das Stufenprofil nach dem Effizienzleitfaden, Abschnitt 9 geführt und mit einer angepassten Stufendauer von 160 s verwendet. Zur Bewertung der stationären Regelabweichung werden spezifischen Stufen je drei Lastzuständen für Laden und Entladen zugeordnet und ein Mittelwert der Abweichung aus zwei Iterationen gebildet. Anschließend wird nochmals über die drei Lastzustände gemittelt. Dieser Mittelwert für Laden und Entladen ist für drei Wiederholungsmessungen am AC-gekoppelten System in Abbildung 8 gezeigt.

Bei einer Nennleistung des untersuchten AC-gekoppelten Systems von je 5 kW für das PV- bzw. das Batterie-System liegt die Spannbreite für die Wiederholbarkeit der stationären Regelabweichung bei 0,5 W für den Ladebetrieb und 3,6 W für den Entladebetrieb. Bezogen auf die Nennleistung des Batteriesystems also unter 0,1 %. Bezogen auf den Mittelwert der drei Wiederholungsmessungen liegt die Abweichung für den Ladebetrieb bei maximal -0,3 W bzw. -1,8 % und für den Entladebetrieb bei -2,1 W bzw. -21,7 %.

### Stationäre Regelabweichungen – DC-gekoppeltes System

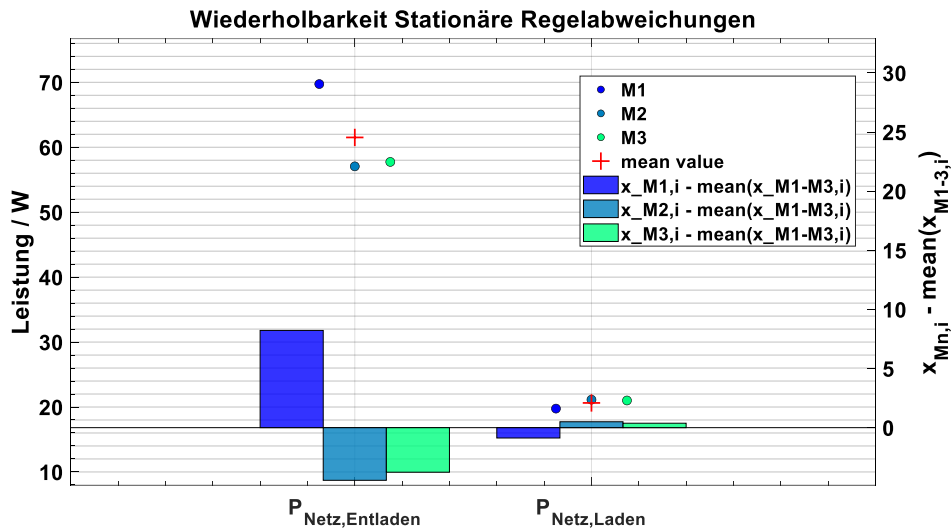


Abbildung 9: Wiederholbarkeit der Netzleistung zur Bewertung der statischen Regelabweichung nach [2] am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT)

Für das DC-gekoppelte System ergeben sich beim Entladen der Batterie Abweichungen von  $-4,4\text{ W}$  bzw.  $-7,2\%$  bis  $8,2\text{ W}$  bzw.  $13,4\%$  und beim Laden  $-0,9\text{ W}$  bzw.  $-4,4\%$  bis  $0,5\text{ W}$  bzw.  $2,4\%$ .

### Stationäre Regelabweichungen – PV- Generator gekoppeltes System

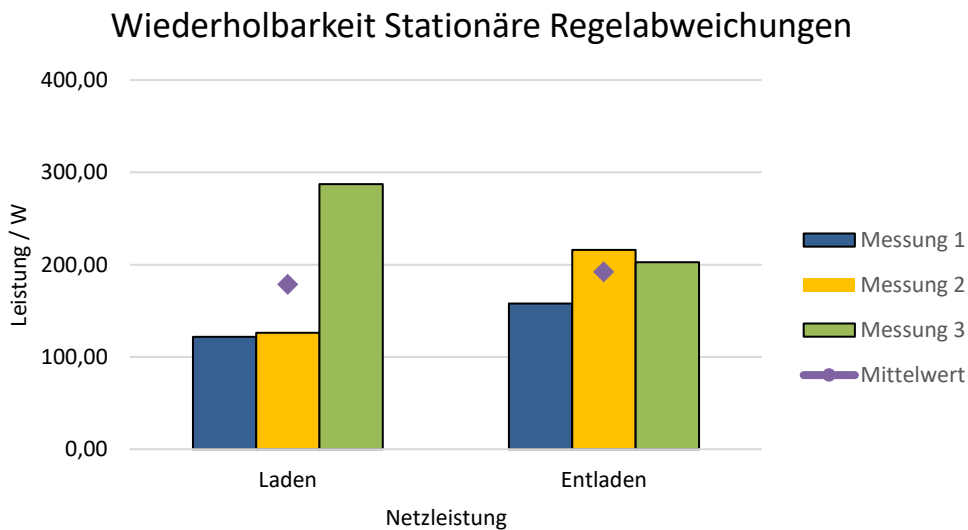


Abbildung 10: Wiederholbarkeit der Netzleistung zur Bewertung der statischen Regelabweichung nach [2] am PV-Generator gekoppelten System (Messung und Auswertung Fh IEE)

Bezogen auf den Mittelwert der drei Wiederholungsmessungen liegt die Abweichung für den Ladebetrieb bei maximal  $108,81\text{ W}$  bzw.  $60,99\%$  und für den Entladebetrieb bei  $-34,42\text{ W}$  bzw.  $-17,91\%$ . Mögliche Gründe dafür sind im Abschnitt Zusammenfassung der Wiederholbarkeit beschrieben.

## Batteriewirkungsgrade – DC-gekoppeltes System

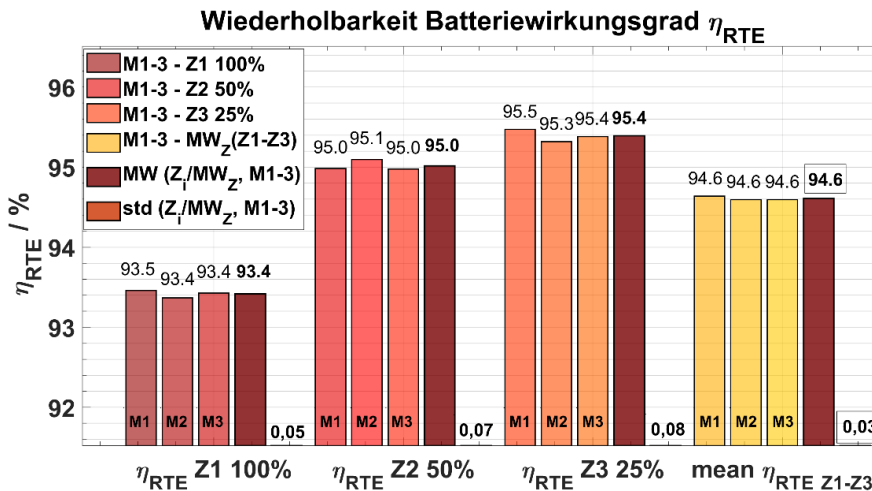


Abbildung 11: Wiederholbarkeit der Batteriewirkungsgrade am DC- gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT)

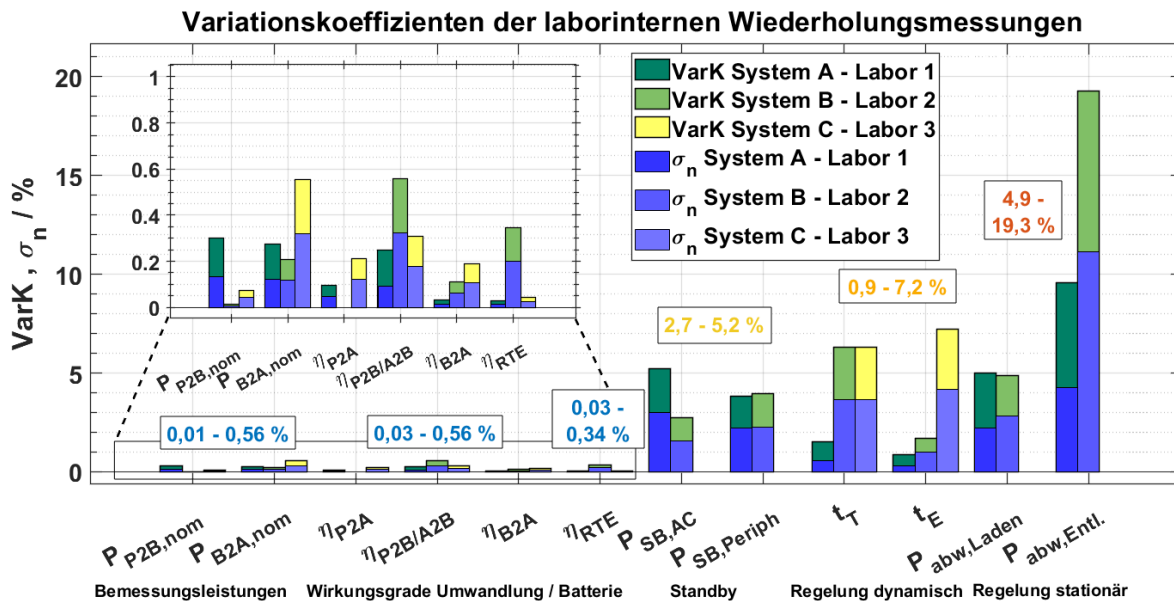
Die Bestimmung der Batteriewirkungsgrade des DC-gekoppelten Systems wurde nach dem Effizienzleitfaden [2], Abschnitt 8 durchgeführt. In Abbildung 11 werden hier die aus jedem Zyklus  $Z_i$  gewonnenen Werte  $\eta_{RTE} Z_i$  sowie der Gesamtmittelwert  $\eta_{RTE} Z1-Z3$  für alle drei Messungen dargestellt, jeweils gefolgt von den Mittelwerten und Standardabweichungen der drei Wiederholungsmessungen.

Die aus den Wiederholungsmessungen gewonnenen Batteriewirkungsgrade am DC-gekoppelten System zeigen sehr geringe Abweichungen (*0,1 Prozentpunkte*) zum Gesamtmittelwert. Die Standardabweichung beträgt *0,03 Prozentpunkte*.

### Zusammenfassung der Wiederholbarkeit

Abbildung 12 gibt einen Überblick über die laborinterne Wiederholbarkeit für die nach Effizienzleitfaden relevanten Ergebnisgrößen für alle Topologien anhand der Variationskoeffizienten  $VarK$  (relative Standardabweichungen) als Maß für die beobachteten Ergebnisstreungen jeder Stichprobe. Die Ergebnisse stammen aus den Erstvermessungen jedes Systems und zugehörigen Labors (siehe Abbildung 37 oben links). Hierbei ist zu beachten, dass bei der Erstellung dieser Abbildung die zugrundeliegenden Wiederholungsmessungen aus Gründen technischer und zeitlicher Probleme für das PV-Generatorkgekoppelte System nicht vollständig waren. Deshalb fehlen der Abbildung 12 manche Auswertungsergebnisse des PV-Generatorkgekoppelten Systems. Außerdem bewegt sich die Anzahl an Wiederholungsmessungen je nach System und Vermessung zwischen  $n = 3$  und  $n = 7$ . Dies beeinträchtigt die statistische Aussagekraft.

Um einen groben Vergleich der Streungen, der aus den jeweiligen Stichproben bestimmten Mittelwerten, zu ermöglichen, sind weiterhin die auf die Anzahl der Vermessungen normierten, relativen Standardfehler  $\sigma_n$  dargestellt. Mit Variationskoeffizienten von *weniger als 0,6 Prozent* kann für die Bestimmung der Bemessungsleistungen sowie der Umwandlungs- und Batteriewirkungsgrade eine gute laborinterne Wiederholbarkeit abgeleitet werden.



**Abbildung 12: Übersicht laborinterne Wiederholbarkeiten aus den Erstvermessungen für jede Topologie / jedes Labor**

Die Variationskoeffizienten der Bestimmung der Standby-Verbräuche (2,7 - 5,2 %), der dynamischen (0,9 - 7,2 %) sowie der stationären (4,9 - 19,3 %) Regelabweichungen deuten jedoch darauf hin, dass eine gute Wiederholbarkeit nicht für alle Leitfadenvmessungen gegeben ist. Hierfür werden im Folgenden einige vermessungsspezifische Gründe und Änderungsvorschläge aufgeführt.

#### Standby-Verbräuche:

- Relativ kurze Integrationszeit von 60 s  
→ erhöhen, auf z.B. 10 Minuten
- Dynamische Regelabweichung:
  - Begrenzung der Genauigkeit durch die Abtastrate von 200 ms, aber es gibt einen allgemeinen Trend zu weiter sinkenden Totzeiten.  
→ Am KIT konnten anhand Messungen mit einer Abtastrate von 40 ms bereits präzisere Ergebnisse für Totzeiten auch im Sub-Sekundenbereich erreicht werden
  - Intrinsische Begrenzung der Genauigkeit des jeweiligen Mittelwertes durch systemseitiges Regelverhalten (einige Sprünge erzeugen reproduzierbar größere Streuungen der Tot- und/oder Einschwingzeiten als andere), variiert von System zu System.
  - Die verwendete Mess- und Auswertemethodik hat bei dieser Messung einen großen Einfluss auf die erreichbare Präzision sowie die Wiederhol- und Reproduzierbarkeit der Ergebnisse.

#### Messmethodik:

- z.B. Einfluss durch automatische Messbereichsumschaltung, falls vorhanden
- präzise Synchronisation aller beteiligten Messwerte in Messung und Speicherung

#### Auswertemethodik:

- Sorgfalt beim Anwenden der Toleranzbanddefinitionen (Unklarheiten in der graphischen Darstellung des Effizienzleitfadens)
- Bestimmung der Tot- und Einschwingzeiten durch Fitting der die Schnittpunkte mit den Toleranzbändern definierenden Messwerte

- Stationäre Regelabweichungen:
  - in der Regel kleines Signal-Rausch-Verhältnis

- Je nach System schwankende Regelung bzw. Regelsprünge mit zum Teil großen Einschwingdauern bzw. Zeitkonstanten, welche durch die momentan verwendete Warte- und Integrationszeit von 60 bzw. 80 s nicht immer erfasst werden können.
- Die Wiederverwendung des Profils aus Effizienzleitfaden [2], Abschnitt 9 erzeugt durch die abrupten Wechsel von Lade- zu Entladebetrieb bei vielen Systemen weitere Regelschwankungen sowie eine ungleiche Anzahl von Mittelungen für die enthaltenen Lastzustände.  
→ Änderungsvorschlag der Messmethodik (siehe 1.2.2 Kritische Parameter Variationen zu Regelabweichungen (Parameter 2a) ).

### *1.2.2 Kritische Parameter*

#### **Positionierung der Spannungsmessung (Parameter 1)**

Als Parameter 1 wird der Einfluss der Position der Spannungsmessung des Speichersystems betrachtet. Durch Leitungsverluste zwischen dem Spannungsmesspunkt des Speichersystems und dem des Messsystems können Unterschiede zwischen den messbaren Leistungen entstehen.

Es konnten in diesem Rahmen (Arbeitspaket 2) keine Messungen durchgeführt werden, um den Einfluss genauer zu quantifizieren, im Folgenden werden daher mögliche Einflussfaktoren aufgezeigt.

Es gilt hier zwei Messarten zu unterscheiden:

Bei einem Speichersystem mit einer abgesetzten 3-phasigen Strom- und Spannungsmessung ergibt sich ein ungewollter Unterschied zwischen der Leistung, die durch das Messsystem aufgenommen wird, und der, die durch das Speichersystem gemessen werden kann. Um diesen Unterschied so gering wie möglich zu halten, sollte der Spannungsabgriff möglichst an der gleichen Stelle erfolgen. Einen Einfluss auf die Ergebnisse kann dieser Unterschied in der Bewertung der Regelung haben, da sich hier die Werte, die in die Regelung eingehen (Messung des Speichersystems), und die Werte, die zur Bewertung genutzt werden (Messung des Messsystems), unterscheiden können. Da in dieser Messung die Netzleistung allerdings 0 W betragen sollte, ist der erwartete Einfluss sehr gering.

Ein größerer Einfluss ist bei Speichersystemen, die eine indirekte Art der Netzleistungsmessung nutzen, zu erwarten. Dies umfasst z. B. Speichersysteme, bei denen nur eine 3-phasige Strommessung am Netzanschlusspunkt durchgeführt wird und die Spannungsmessung im Wechselrichter integriert ist, oder Speichersysteme mit getrennter Strom- und Spannungsmessung für Verbrauch und Erzeugung.

Hier ergibt sich ein Fehler zwischen der durch das Speichersystem bestimmten Netzaustauschleistung und der tatsächlichen, welcher aber auf den Aufbau des Systems und nicht auf die Methodik der Vermessung zurückzuführen ist.

## Variationen zu Regelabweichungen (Parameter 2a)

Stationäre Regelabweichungen: Alternative Messmethodik

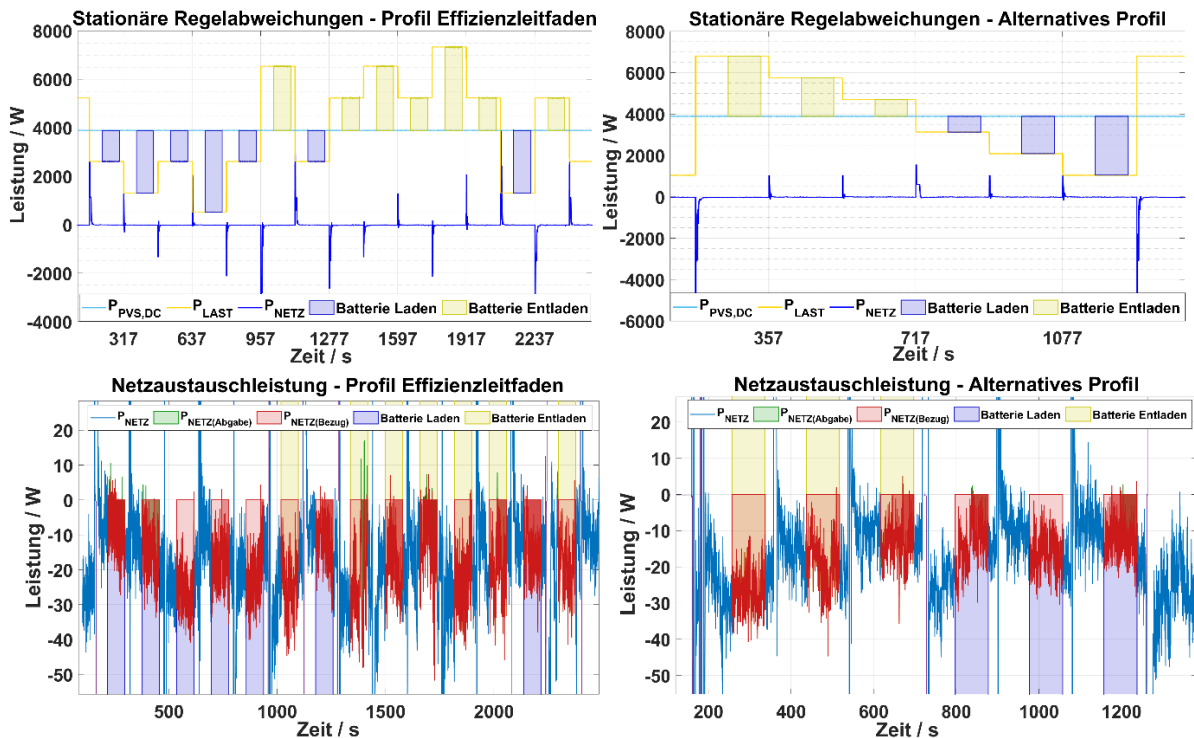


Abbildung 13: Vermessung der stationären Regelabweichungen (oben) und zugehörige Netzaustauschleistung (unten) der jeweils ersten Iteration - nach Effizienzleitfaden (links) und mit alternativem Profil (rechts) (Messung und Auswertung KIT)

Wie in der Zusammenfassung der Wiederholbarkeit dargestellt, konnte mit der verwendeten Messmethodik keine zufriedenstellende Wiederholbarkeit erreicht werden. Um die mutmaßlichen Einflüsse des verwendeten Messprofils auf die hohe Streuung der Ergebnisse zu untersuchen, wurde ein alternatives Profil mit reduzierter Stufenanzahl, -höhe und -abfolge vermessen (Abbildung 13 rechts).

Das alternative Profil definiert ebenso 6 Lastzustände, minimiert dabei aber höhere Stufen-sprünge mit Vorzeichenwechsel, definiert eine um 20 s erhöhte Wartezeit von insgesamt 80 s, vermeidet Wiederholungen desselben Lastzustands innerhalb des Profils und wird dafür mit vier anstatt zwei aufeinanderfolgenden Iterationen durchfahren. Die Integrationszeit beträgt in beiden Fällen  $t_{\text{int}} = 80$  s. Für beide Profile ist deutlich zu erkennen, dass die Netzleistung neben einem großen Rausch-Anteil je nach Zustand auch eine zeitabhängige Komponente bzw. eine sich abrupt verändernde Regeldynamik aufweist.

Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse der Vermessung mit dem Leitfadenprofil für jede Profilstufe und die zwei Iterationen vor der Mittelung von Stufen mit identischen Lastzuständen. Zwei Punkte fallen besonders auf:

- Der Fehler des Mittelwerts über die beiden Iterationen jeder Stufe unterliegt durch die geringe Anzahl an Iterationen und der schwankenden Netzleistung selbst starken Schwankungen (rote Fehlerbalken in Abbildung 14).
- Die über die beiden Iterationen gemittelten Werte von  $P_{\text{abw}}$  für mehrere Stufen eines *identischen* Lastzustandes variieren bereits innerhalb eines Profildurchlaufs.  
→ Vermutlich sind die Regelabweichungen verschiedener Stufen unter anderem von dem vorherigen Profilverlauf abhängig und stellen damit keine -zumindest in Näherung-

voneinander unabhängige Beobachtungen der gleichen Grundgesamtheit dar (siehe rechteckige Markierungen in Abbildung 14 für LZ3 und Abschnitt Zusammenfassung der Wiederholbarkeit). Dies wurde bereits für ein DC-gekoppeltes System beobachtet, bei dem sich das System in der höchsten Laststufe des Profils an der Auslastungsgrenze befunden hat und die dadurch verursachte Änderung der Regelungsdynamik auch die nachfolgenden Stufen beeinflusst hat.

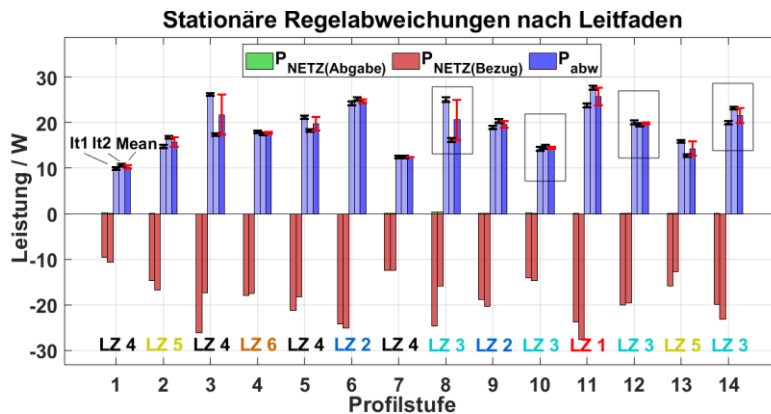


Abbildung 14: Stationäre Regelabweichungen nach Leitfaden für jede Profilstufe (Messung und Auswertung KIT)

Abbildung 15 zeigt die Ergebnisse mit dem alternativen Profil für jede Profilstufe mit vier Iterationen. Mit dem alternativen Profil kann der Mittelwert für jede Stufe bereits genauer bestimmt werden. Eine Korrelation der Stufenwerte für  $P_{abw}$  kann zwar nicht ausgeschlossen werden, hat aber -falls vorhanden- keinen signifikanten Einfluss mehr auf die Mittelwertbildung jedes Lastzustandes, weil jede Stufe hier genau einem Lastzustand entspricht. Ein maximaler Faktor von 1,3/0,2 (anstatt 1,4/0,1) für die höchste/ kleinste Laststufe, verringerte Stufensprünge und Vorzeichenwechsel sowie eine um 20 s verlängerte Wartezeit für den Einschwingvorgang sollten Effekte dieser Art im Vergleich zum Leitfadenprofil jedoch reduzieren.

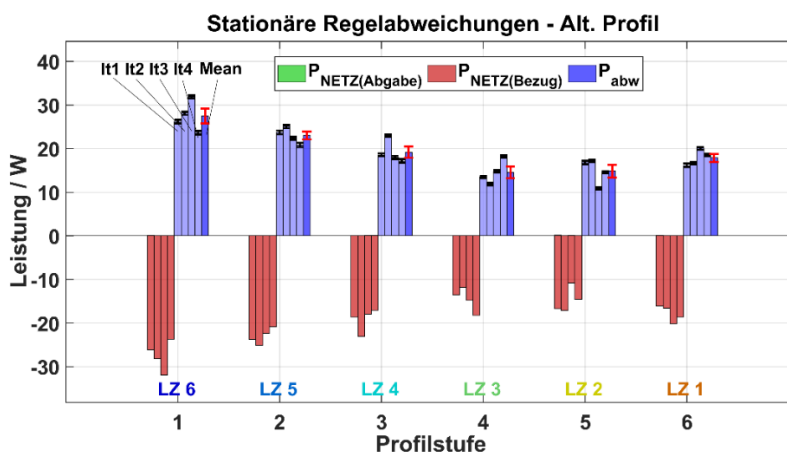
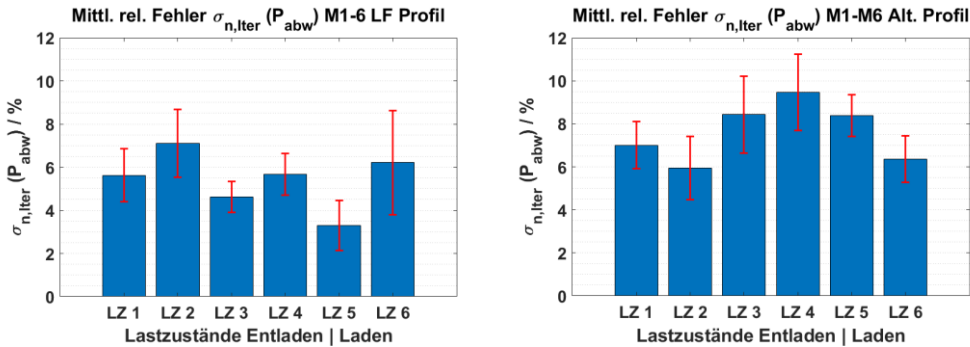


Abbildung 15: Stationäre Regelabweichungen mit alternativem Profil für jede Profilstufe (Messung und Auswertung KIT)

Abbildung 16 zeigt die über 6 Wiederholungsmessungen gemittelten, relativen Fehler  $\sigma_{n,iter}$  von  $P_{abw}$  für jeden Lastzustand LZ.  $\sigma_{n,iter}$  ist dabei ein Maß für die Genauigkeit der über die Profiliterationen gemittelten Werte für  $P_{abw}$ . Die Fehlerbalken veranschaulichen die Genauigkeit der Mittelwerte der relativen Fehler über die durchgeführten Wiederholungsmessungen. (Wiederholbarkeit). Es zeigt sich, dass durch das alternative Profil eine homogenere Verteilung sowohl der Genauigkeit als auch der Wiederholbarkeit erreicht

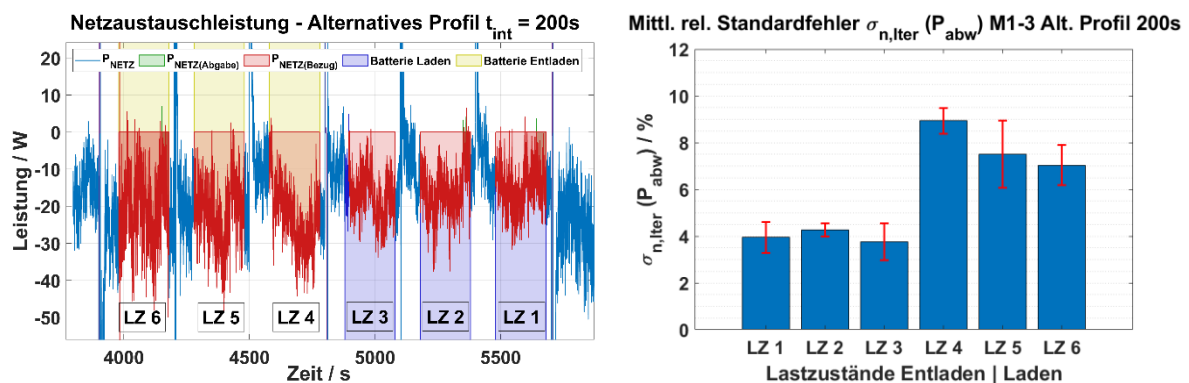
werden kann, jedoch -bezogen auf die Lastzustände- keine Verringerung der Fehler erreicht wird. Beim Vergleich ist darauf zu achten, dass einige Lastzustände des Leitfadensprofils im Unterschied zu dem alternativen Profil bereits vor der Mittelung über die Iterationen über mehrere Stufen gemittelt wurden.



**Abbildung 16:** Über 6 Wiederholungen gemittelter, relativer Fehler von  $P_{abw}$  aus der Mittelung über die Iterationen für jeden Lastzustand, jeweils für die Vermessung nach Leitfaden (links) und dem alternativen Profil (rechts) Rote Fehlerbalken entsprechen dem relativen Fehler aus der Mittelung über die Wiederholungsmessungen (Messung und Auswertung KIT)

Um kleinere Fehler und eine verbesserte Wiederholbarkeit zu erhalten, müssten bei diesem System sowohl die Integrationsdauer als auch die Anzahl der Profiliterationen weiter erhöht werden. Abbildung 17 zeigt die Ergebnisse für die relativen Fehler aus einer weiteren Vermessung des alternativen Profils mit  $t_{int} = 200$  s Integrationsdauer.

Durch die verlängerte Integrationsdauer werden zeitabhängige Schwankungen mit größerer Zeitkonstante besser erfasst (Abbildung 17 links), die relativen Fehler im Mittel weiter reduziert und die Wiederholbarkeit zumindest für die Zustände bei Batterieladung (LZ1-3) leicht verbessert. Für die Bestimmung der Durchschnittswerte  $P_{abw,Laden}$  und  $P_{abw,Entladen}$  ergeben sich dennoch Werte für den relativen Fehler von 7,8 % bzw. 4 %. Ein Test mit einer höheren Anzahl an Iterationen steht noch aus.



**Abbildung 17:** Netzaustauschleistung (links) und über 3 Wiederholungen gemittelter, relativer Fehler von  $P_{abw}$  (rechts) für jeden Lastzustand für die Vermessung mit dem alternativen Profil und verlängerter Integrationszeit von 200 s. Rote Fehlerbalken entsprechen dem relativen Fehler aus der Mittelung über die Wiederholungsmessungen (Messung und Auswertung KIT)

### Interpolation Gesamtwirkungsgrade (Parameter 2b)

Zur Bestimmung der mittleren Pfadwirkungsgrade werden die gemessenen Wirkungsgrade auf 10 Stützstellen interpoliert und das arithmetische Mittel daraus gebildet. Für die Pfade PV2AC und PV2BAT werden hierbei die Gesamtwirkungsgrade inklusive der MPP-Wirkungsgrade genutzt. Parameter 2b soll die Einflüsse dieses Vorgehens aufzeigen.

Es werden zwei Interpolationsvorgänge betrachtet:

IV1: Interpolation der Pfadwirkungsgrade. Hier werden 8 gemessene Punkte auf die 8 im Leitfaden angegebenen Pfadausgangsleistungsverhältnisse interpoliert. Im Allgemeinen sind die Interpolationsdistanzen hier gering und es gibt eine klare Zuordnung der 8 eingehenden und 8 ausgehenden Punkte.

IV2: 10-stufig interpolierte Pfadwirkungsgrade und Mittelwerte für Datenblattangaben. Hier werden 8 gemessene Punkte auf 10 äquidistante und von der Messung unabhängige Pfadausgangsleistungsverhältnisse interpoliert. Die Interpolationsdistanzen sind dadurch größer und es gibt keine direkte Zuordnung der 8 eingehenden auf die 10 ausgehenden Punkte.

Im Leitfaden sind zwei Interpolationsmethoden vorgesehen:

IM1: Quadratische Näherung der Verlustleistung (Abbildung 18 oben): Es werden die resultierenden Verlustleistungen an den gemessenen Punkten bestimmt und durch eine quadratische Gleichung angenähert. Von dieser Gleichung werden anschließend die Verluste und daraus die Wirkungsgrade an den exakt definierten Stützstellen bestimmt. Bei diesem Verfahren wird angenommen, dass der funktionale Zusammenhang der Verlustleistung für  $\eta_{\text{Pfad,conv}}$  anwendbar ist.

IM2: Formerhaltende Interpolation z.B. PCHIP (Abbildung 18 unten): Bei diesem Verfahren werden die Verluste mit Hilfe eines formerhaltenden Interpolationsverfahrens bestimmt, um auch nicht-lineare Effekte abzubilden, die in der quadratischen Interpolation nicht darstellbar sind. Bei diesem Verfahren wird angenommen, dass der funktionale Zusammenhang der Verlustleistung für  $\eta_{\text{Pfad,conv}}$  nicht anwendbar ist.

Unklarheiten im Vorgehen entstehen in den Pfaden mit PV-Beteiligung durch den MPP-Wirkungsgrad sowie bei Speichersystemen bei denen z. B. durch kaskadierte Wechselrichter kein funktionaler Zusammenhang der Verlustleistung angenommen werden kann.

Im IV1 werden MPP-Wirkungsgrade und Umwandlungswirkungsgrade getrennt betrachtet. Durch die gleiche Anzahl und klare Zuordnung der in die Interpolation eingehenden Werte, kann hier die Verlustleistung mit der Methode IM1 bestimmt werden und anschließend jede Stufe mit ihrem zugehörigen MPP-Wirkungsgrad zur Gesamteffizienz berechnet werden. Lässt die Form der Verlustleistungskurve keine Interpolation nach IM1 zu, kann IM2 genutzt werden. Dieses Vorgehen verschiebt lediglich die MPP-Wirkungsgrade an die Interpolationsstellen und setzt keine funktionale Abhängigkeit des MPP-Wirkungsgrads voraus.

Für den Vorgang IV2 kann dieses Verfahren nicht genutzt werden, da die Zuordnung vom gemessenen MPP-Wirkungsgrad zur Interpolationsstelle nicht gegeben ist.

Verschiedene Vorgehensweisen für IV2 haben unterschiedliche Vor- und Nachteile:

1. Interpolation der Gesamtwirkungsgrade  $\eta_{\text{Pfad,t}}$  nach IM1
  - a. Vorteile: Durch den funktionalen Zusammenhang ist eine Extrapolation möglich
  - b. Nachteile: Die Annahme des funktionalen Zusammenhangs in den Gesamtwirkungsgraden ist nicht gültig, da dieser bei dem MPP-Wirkungsgrad nicht vorliegt
2. Interpolation der Gesamtwirkungsgrade  $\eta_{\text{Pfad,t}}$  nach IM2
  - a. Vorteile: Es können nichtlineare Verhaltensweisen in der Gesamtwirkungsgradkurve erfasst werden
  - b. Nachteile: Eingeschränkte Extrapolation

3. Interpolation der Umwandlungswirkungsgrade  $\eta_{\text{Pfad,conv}}$  nach IM1/IM2
  - a. Vorteil: Die Umwandlungswirkungsgrade können geeignet interpoliert werden.
  - b. Nachteil: Die Anrechnung der MPP-Wirkungsgrade ist unklar.
    - Nächster Nachbar: setzt eine Leistungsabhängigkeit voraus
    - Mittelwert: Eine Stufe mit geringem MPP-Wirkungsgrad kann andere Stufen stark beeinflussen.

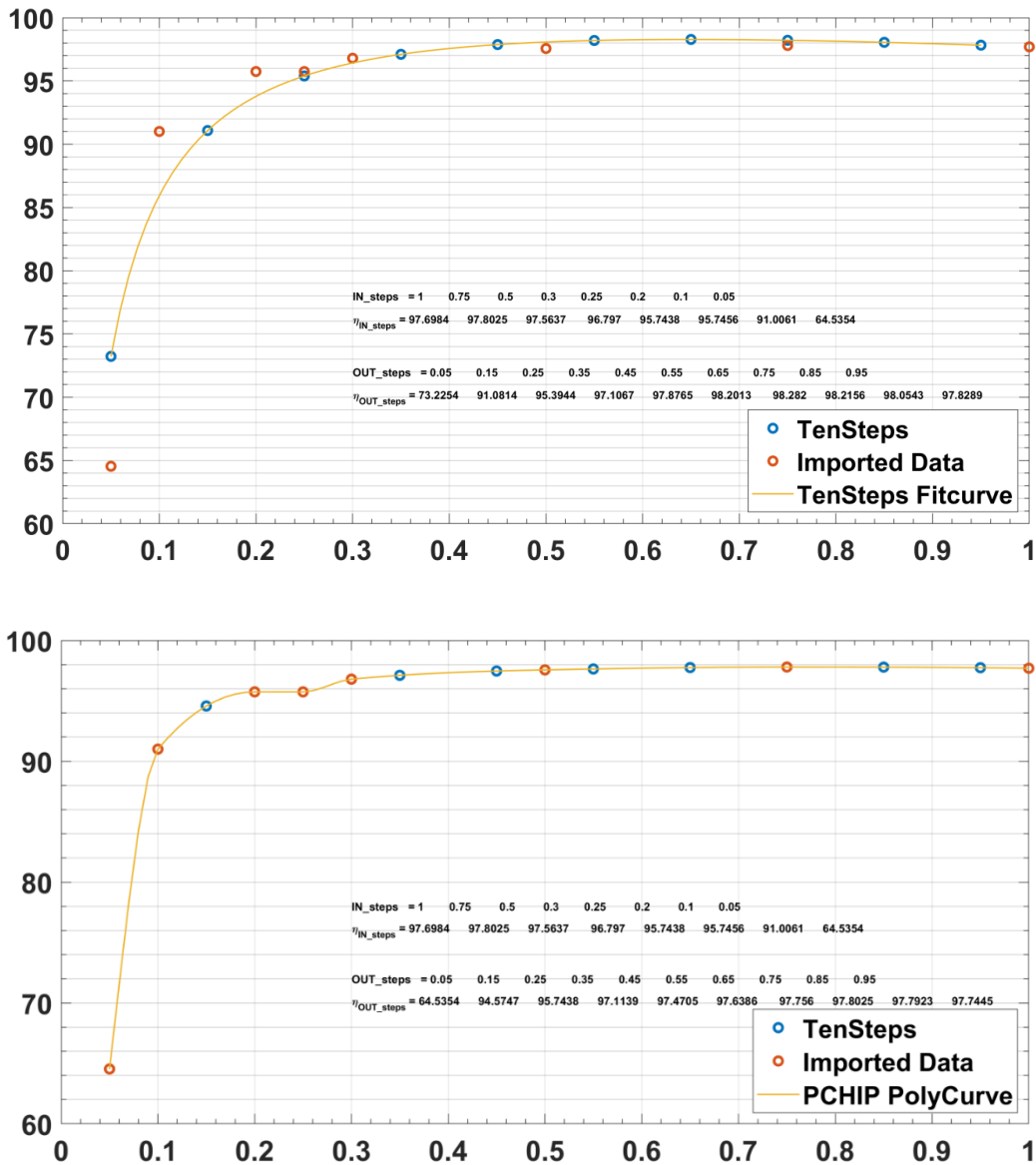


Abbildung 18: Vergleich der Interpolation der Gesamtwirkungsgrade mit einer quadratischen Näherung der Verlustleistung (oben) und einer formverhaltenden Interpolation mit PCHIP (unten). Durch die gemessenen Punkte (Orange) soll mit Hilfe der interpolierten Kurve (Gelb) der Wirkungsgrad an 10 äquidistanten Stellen (Blau) bestimmt werden. (Messung und Auswertung KIT)

### Statische Regelabweichungen Bemessungsleistungen (Parameter 2c)

In Parameter 2c werden verschiedene Fitting Methoden zur Bestimmung der Bemessungsleistung nach Anhang C des Effizienzleitfadens [2] verglichen.

Abbildung 19 zeigt 13 Messungen, die mit je drei Fitting Methoden ausgewertet wurden:

Methode 1: Fit der Netzleistungsrampe auf 0 W.

Methode 2: Fit der Netzleistungsrampe auf die stationäre Abweichung im ersten Plateau.

Methode 3: Fit der Batterieleistungsrampe auf die Batterieleistung im zweiten Plateau.

Die absolute Abweichung zwischen den Mittelwerten der verschiedenen Methoden (Abbildung 20) beträgt -52,8 W und ist damit kleiner als die Abweichung innerhalb der Methoden.

In dem hier untersuchten System ergaben sich nur geringe Unterschiede. Bei einem Speichersystem mit größeren stationären Regelabweichungen sind größere Unterschiede zwischen den Fitting Methoden zu erwarten.

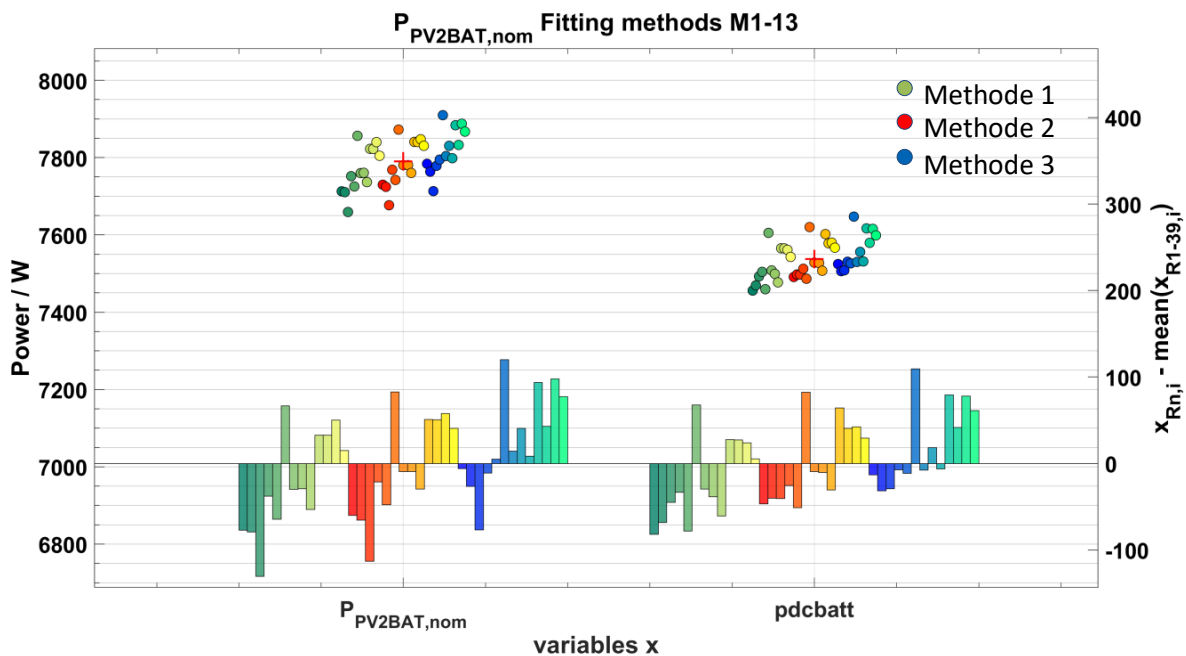


Abbildung 19: Variation innerhalb einzelner und zwischen verschiedenen Methoden zur Bestimmung der Nominalleistung PV2BAT eines DC-gekoppelten Systems (Messung und Auswertung KIT)

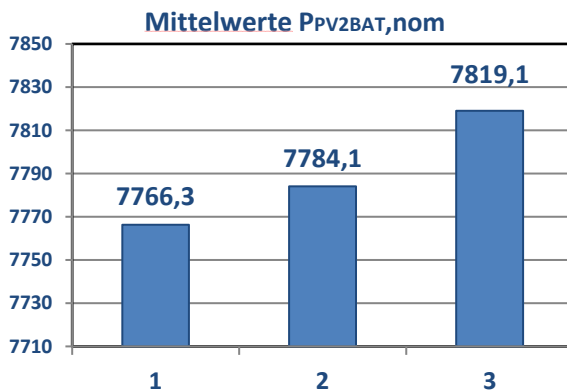


Abbildung 20: Mittelwerte PV2BAT Nominalleistung bei verschiedenen Fitting-Methoden (Messung und Auswertung KIT)

### Messgenauigkeit (Parameter 3)

Die Messgenauigkeit ist zurzeit unzureichend definiert. Der Leitfaden nimmt Bezug auf die DIN EN61683 [5] und fordert damit +/- 0,5 % des Skalenwerts. Parameter 3 soll dies näher betrachten.

Problematisch an der aktuellen Definition ist, dass sie keinen maximalen Messbereich vorgibt und dadurch sehr große absolute Fehler zulässt.

Auch unterscheidet die Definition nicht zwischen den Messungen. Für die meisten Messungen ist eine Messgenauigkeit von 1 % vom Messwert ausreichend.

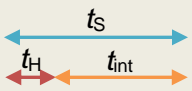
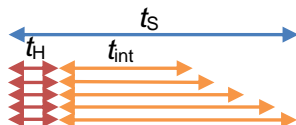
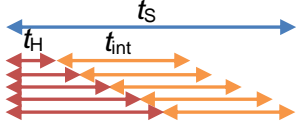
Bei der Messung kleiner Werte sind geringere Abweichungen notwendig, um einen sinnvollen absoluten Fehler zu erreichen.

Bei der Bestimmung der AC-Leistungsaufnahme im Standby führt bereits ein absoluter Stromfehler von 5 mA bei 230 V zu einem Unterschied von über 1 W.

Durch die kurzen Netzleistungssprünge bei der Bestimmung der stationären Regelabweichungen ist hier zusätzlich zur hohen Genauigkeit bei kleinen Strömen eine Toleranz gegenüber größeren Strömen gefordert. Dies kann z. B. durch eine schnelle Messbereichsumschaltung realisiert werden.

### Stufen und Integrationszeiten Wirkungsgrade, stationäre Regelabweichungen (Parameter 4)

Tabelle 3: Leistungsumwandlungswirkungsgrade: Variation der Integrations- und Haltezeit

Variation Profil- und Auswerteparameter		Stufendauer $t_s$	Haltezeit $t_H$	Integrationszeit $t_{int}$
Vorgabe Leitfaden		180 s	40 s	140 s
Variation der Integrationszeit		260 s	40 s	140 s – 220 s
				Offset 4 x 20 s
Position des Integrationsintervalls		260 s	40 s – 120 s	140 s
			Offset 4 x 20 s	

Um die Vorgaben des Leitfadens für die Stufendauer des Messprofils sowie die Position und Dauer der Integrationsintervalle zur Bestimmung der Leistungsumwandlungswirkungsgrade auf potenzielle Einflüsse auf die Ergebnisse und die Reproduzierbarkeit zu überprüfen, wurden am DC-gekoppelten System Profile mit verlängerten Stufendauern vermessen und unter Variation der Länge und relativen Position des Integrationsintervalls ausgewertet. Hierfür wurden die Größen  $t_H$  und  $t_{int}$  nach Effizienzleitfaden [2], Abschnitt 7 gemäß der Übersicht in Tabelle 3 variiert.

Um den Einfluß auf die Genauigkeit der Wirkungsgradbestimmung abzuschätzen, wurden die Standardabweichungen  $s_n$  der über die jeweiligen Integrationsintervalle gemittelten Lade- und Entladewirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT}$  und  $\eta_{BAT2AC}$  für jede Leistungsstufe und das jeweilige Offset der Halte- bzw. Integrationszeit bestimmt.

### Variation der Integrationszeit

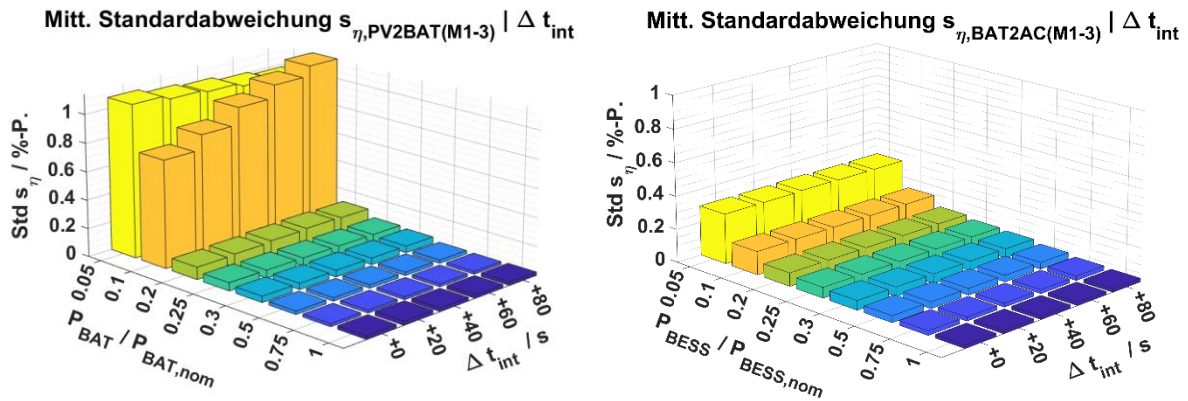


Abbildung 21: Variation der Länge des Integrationsintervalls für  $\eta_{PV2BAT}$  und  $\eta_{BAT2AC}$  am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT)

In Abbildung 21 werden die Standardabweichungen der Ladewirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT}$  bzw. Entladewirkungsgrade  $\eta_{BAT2AC}$  über der jeweiligen mittleren Pfadausgangsleistung jeder Profilstufe und der Variation der Integrationszeit ( $\Delta t_{int}$ ) dargestellt. Während die Variation der Integrationszeit auf die Genauigkeit der Bestimmung der Entladewirkungsgrade keinen signifikanten Einfluß hat, sind für die Ladewirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT}$  des DC-gekoppelten Systems deutlich erhöhte Standardabweichungen der letzten beiden Leistungsstufen zu beobachten, welche mit der Länge des Integrationsintervalles variieren können.

### Variation der Haltezeit

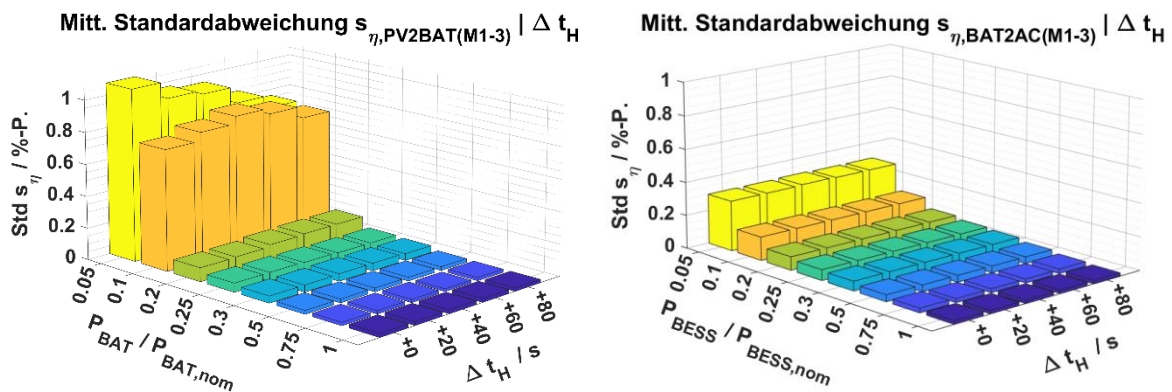


Abbildung 22: Variation der Position des Integrationsintervalls für  $\eta_{PV2BAT}$  und  $\eta_{BAT2AC}$  am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT)

In Abbildung 22 werden die Standardabweichungen der Lade-  $\eta_{PV2BAT}$  bzw. Entladewirkungsgrade  $\eta_{BAT2AC}$  über der jeweiligen mittleren Pfadausgangsleistung jeder Profilstufe und der Variation der Position des Integrationsintervalls ( $\Delta t_H$ ) dargestellt. Wie auch bei der Variation der Integrationszeit zeigt die Variation der Position des Integrationsintervalls nur für die letzten beiden Leistungsstufen der Messung des Ladewirkungsgrades  $\eta_{PV2BAT}$  einen signifikanten Einfluß auf die Genauigkeit, welche in beiden Fällen mit einer gegenüber den Entladewirkungsgraden  $\eta_{BAT2AC}$  generell erhöhten Streuung einhergeht. Sowohl für die Lade- als auch für die Entladewirkungsgrade wird die Genauigkeit der Bestimmung hauptsächlich durch das leistungsabhängige Signal-Rausch-Verhältnis bestimmt. Wie im Folgenden deutlich wird, hängt die Genauigkeit der Bestimmung der Ladewirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT}$  bzw. der Wirkungsgrade  $\eta_{PV2AC}$  im Gegensatz zu der Bestimmung der Entladewirkungsgrade  $\eta_{BAT2AC}$  stark vom Verlauf der PV-Spannung und damit der Qualität des MPP-Trackings ab.

Variation der Haltezeit - Transiente und mittlere Wirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT}$

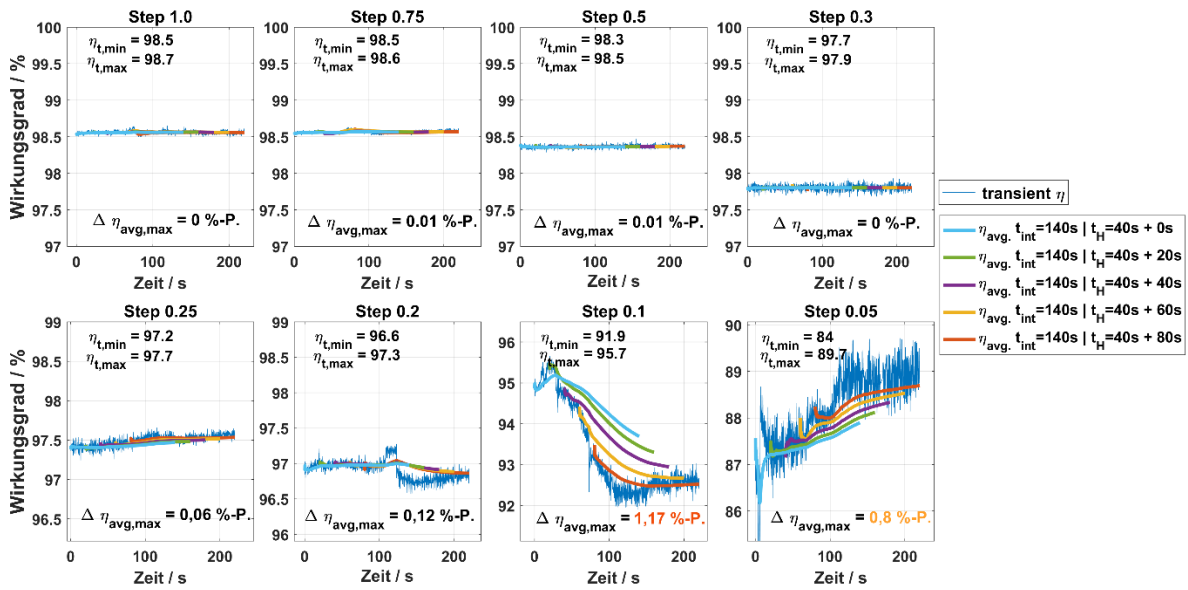


Abbildung 23: Variation der Position des Integrationsintervalls - Transiente und mittlere Wirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT}$  (Messung und Auswertung KIT)

Abbildung 23 zeigt die transienten und mittleren Wirkungsgrade über die Variation der Position des Integrationsintervalls für alle 8 Leistungsstufen des vermessenen Profils. Beim Betrachten der transienten Wirkungsgrade der letzten beiden Leistungsstufen wird deutlich, dass diese neben einem schlechteren Signal-Rausch-Verhältnis auch keinen stationären Verlauf mehr aufzeigen. So bildet die Verschiebung des Integrationsintervalls hier transiente Effekte ab, was zu größeren Abweichungen der mittleren Wirkungsgrade führt.

Gemittelte Wirkungsgrade (M1-3)  $\eta_{PV2BAT} | \Delta t_H$

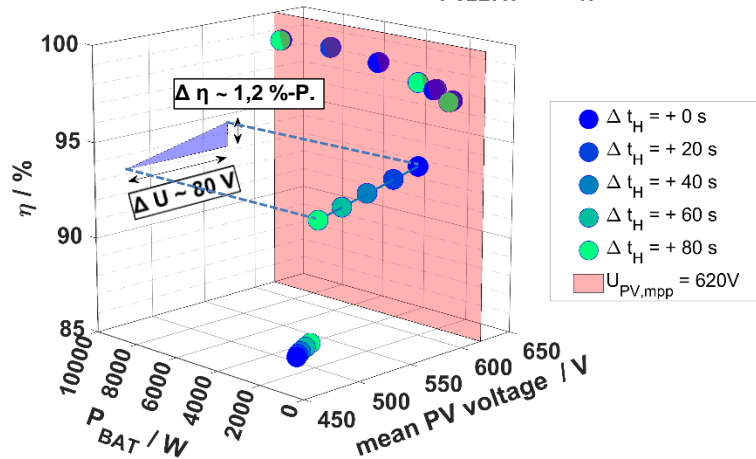


Abbildung 24: Über drei Messungen gemittelte Wirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT}$  über mittlerer Ausgangsleistung  $P_{BAT}$  und PV-Spannung  $U_{PV}$  bei Variation der Position des Integrationsintervalls (Messung und Auswertung KIT)

Wie in Abbildung 24 zu sehen, weicht die mittlere PV-Spannung bei den beiden kleinsten Leistungsstufen aufgrund von schlechtem MPP-Tracking um bis zu 150 V von der MPP-Spannung  $U_{MPP} = 620 V$  ab. Die Wirkungsgrade der Leistungsumwandlung hängen hier sowohl direkt von der Spannung als auch indirekt von der durch sinkende MPP-Wirkungsgrade verringerten Eingangsleistung ab.

Während die Leistungsabhängigkeit bei Betrachtungen zur Wiederholbarkeit und Reproduzierbarkeit durch Interpolation berücksichtigt wird, kann ein Vergleich ohne Berücksichtigung der Integrationsintervalle über die reine PV-Spannungsabhängigkeit der Wandlung zu größeren Abweichungen führen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden:

- Eine Verlängerung oder Verschiebung des im Effizienzleitfaden vorgegebenen Integrationsintervalls führt zu keiner nennenswerten Verbesserung der Genauigkeit der Wirkungsgradbestimmung.
- Bei Vergleichen für Wiederholbarkeit und Reproduzierbarkeit kann eine Verschiebung der Integrationsgrenzen vor allem bei den kleineren Leistungsstufen der Vermessung der Umwandlungspfade PV2AC bzw. PV2BAT zu großen Abweichungen führen.
- Es muss geprüft werden, inwieweit die auf unerwünschten Leistungsflüssen beruhende Definition für valide Leistungsstufen aus [2], Abschnitt 6.2 um ein Kriterium für maximal zulässige Abweichungen der PV-Spannung(en) vom MPP-Wert erweitert werden kann.

### **Spannungsabhängigkeit der Wirkungsgrade (Parameter 5a)**

Nach Effizienzleitfaden [2] Abschnitt 7.4.1 soll bei Hochvoltssystemen mit modularen Batteriekonfigurationen mindestens eine mittlere Konfiguration vermessen werden. Empfohlen wird zusätzlich die Vermessung der Minimal- und Maximalkonfiguration.

Um das Ausmaß des Einflusses der Batteriespannung auf die Umwandlungswirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT}$  und  $\eta_{BAT2AC}$  abzuschätzen, wurden am DC-gekoppelten System Wirkungsgradvermessungen an 5 Modulkonfigurationen der verwendeten Hochvoltbatterie vorgenommen. Mit steigender Modulanzahl und Gesamtspannung der Batterie reduziert sich dabei die Spannungsdifferenz zur DC-Zwischenkreisspannung des Hybridwechselrichters. Die zu vergleichenden Ergebnisse für jede Modulkonfiguration stellen ihrerseits den Mittelwert aus jeweils drei Wiederholungsmessungen dar. Es wurden zwei Methoden verwendet, um sowohl den Einfluss auf die nach Effizienzleitfaden bestimmten Wirkungsgrade als auch die reine Spannungsabhängigkeit zu untersuchen:

- Methode 1 - Fixer Leistungsbereich („FLB“): Vermessung der Wirkungsgrade bei für alle Modulkonfigurationen identischen Leistungsstufen und höherer Auflösung (15-Stufen Profil), um die Abhängigkeit von der Batteriespannung zu isolieren
- Methode 2 – Effizienzleitfaden („LF“): Normale Vermessung nach Effizienzleitfaden anhand der jeweiligen Bemessungsleistungen für jede Modulkonfiguration, um den allgemeinen Einfluss der Modulkonfiguration auf die nach Effizienzleitfaden vermessene Systemperformance abzuschätzen

#### *Vermessung mit fixem Leistungsbereich*

Abbildung 25 zeigt die Gegenüberstellung der über jeweils drei Einzelmessungen gemittelten Wirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT}$  für 5 Modulkonfigurationen bei fixem Leistungsbereich. Die Wirkungsgrade werden an interpolierten Stützstellen mit identischen Ausgangsleistungen verglichen.

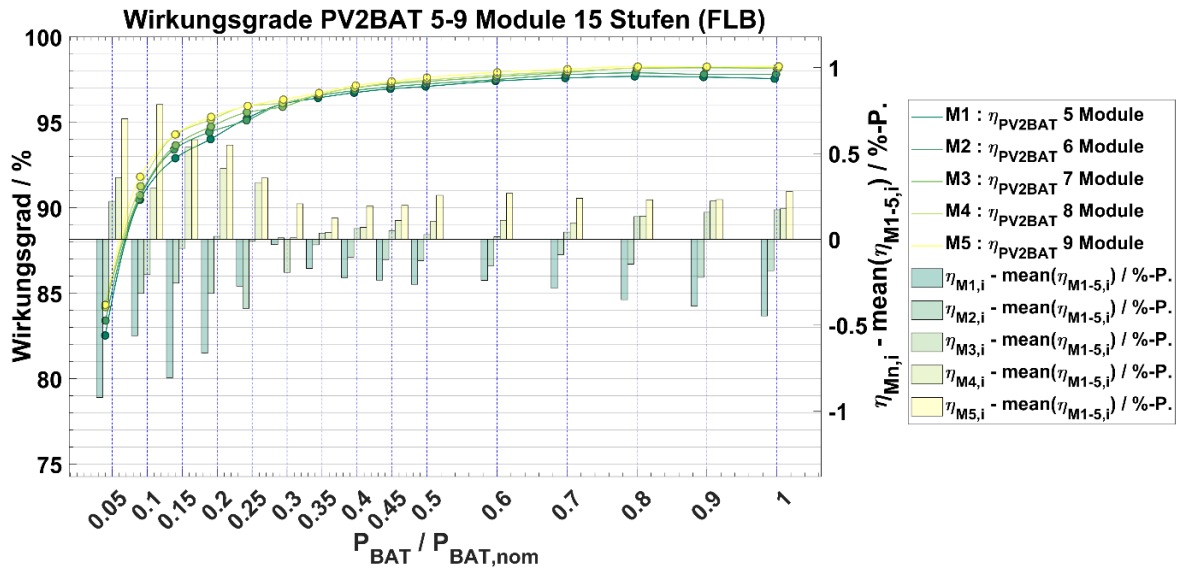


Abbildung 25: Vermessung  $\eta_{PV2BAT}$  5-9 Module bei fixem Leistungsbereich und 15-Stufen Profil (Messung und Auswertung KIT am DC-gekoppelten System)

Abbildung 26 zeigt die über alle Stufen gemittelten Wirkungsgrade für jede Modulkonfiguration für die Pfade PV2BAT und BAT2AC. Bei der größtmöglichen Modulkonfiguration werden so für die Ladewirkungsgrade im Mittel um 0,8 Prozentpunkte höhere Wirkungsgrade erzielt.

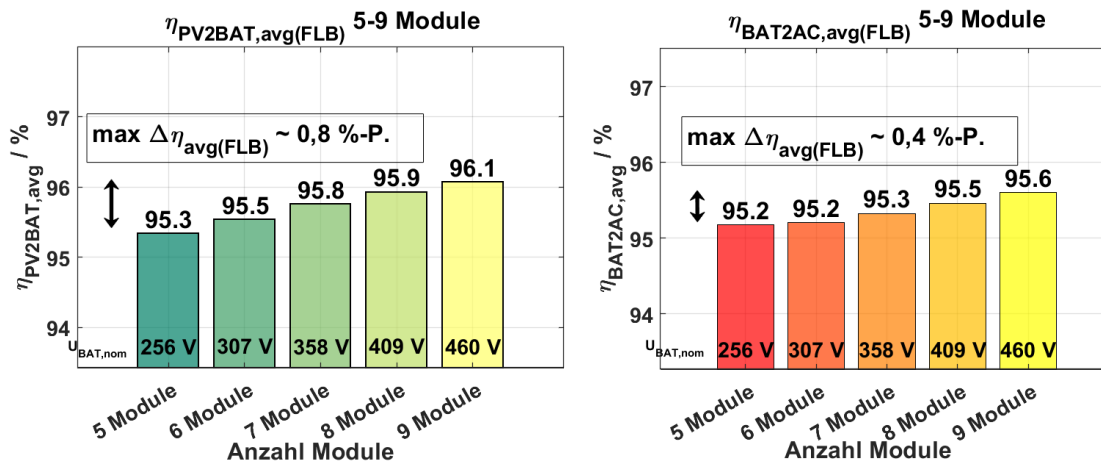


Abbildung 26: Mittlere Wirkungsgrade PV2BAT und BAT2AC des DC-gekoppelten Systems für 5 Modulkonfigurationen und fixem Leistungsbereich (Messung und Auswertung KIT)

Für die Entladewirkungsgrade halbiert sich dieser Wert auf eine mittlere Steigerung um 0,4 Prozentpunkte. Bei dem DC-gekoppelten System ist der Unterschied auf die unterschiedlichen Wandlungspfade über den DC-Zwischenkreis (ZK) des Wechselrichters zurückzuführen (DC<sub>PV</sub>-DC<sub>ZK</sub>-DC<sub>BAT</sub> bzw. DC<sub>PV</sub>-DC<sub>ZK</sub>-AC).

Vermessung nach Effizienzleitfaden

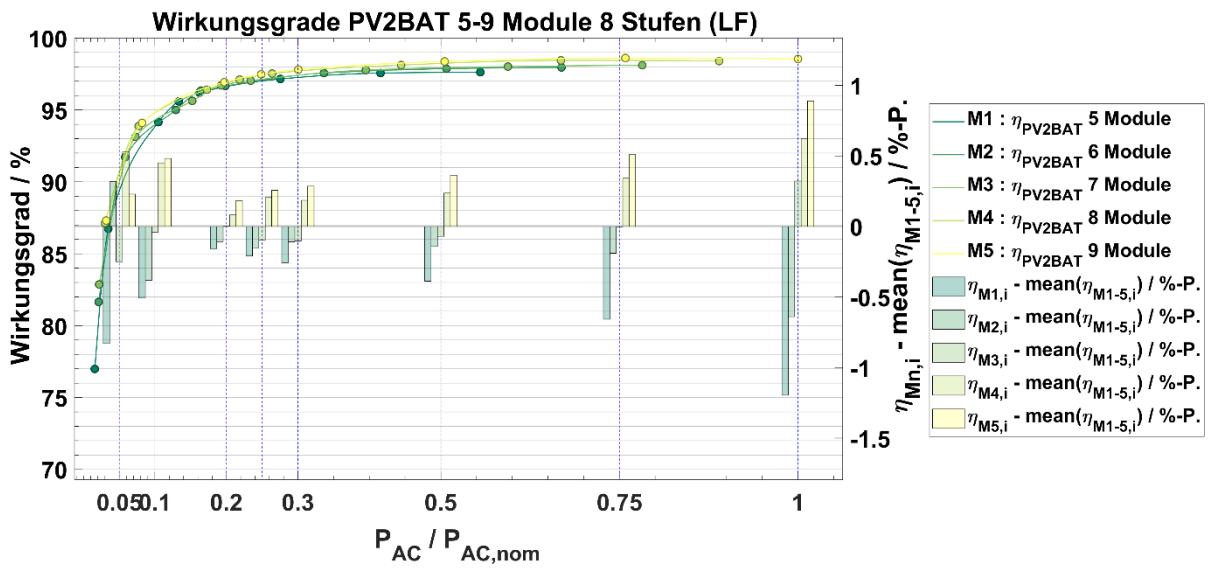


Abbildung 27: Vermessung PV2BAT des DC-gekoppelten Systems 5-9 Module nach Effizienzleitfaden und 8-Stufen Profil (Messung und Auswertung KIT)

Abbildung 27 zeigt die Gegenüberstellung der über jeweils drei Einzelmessungen gemittelten Ladewirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT}$  für 5 Modulkonfigurationen. Die Wirkungsgrade werden an interpolierten bzw. extrapolierten Stützstellen mit identischen Ausgangsleistungen verglichen.

Wie Abbildung 28 entnommen werden kann, werden bei der größtmöglichen Modulkonfiguration für die Ladewirkungsgrade im Mittel um 2,4 Prozentpunkte höhere Wirkungsgrade erzielt. Für die Entladewirkungsgrade beträgt die Steigerung rund 1,4 Prozentpunkte. Die Ergebnisse zeigen, dass die für die jeweilige Vermessung verwendete Modulkonfiguration über die Spannungsdifferenz zwischen Batterie- und Zwischenkreisspannung des verwendeten Hybrid- bzw. Batteriewechselrichters einen relativ großen Einfluss auf die Performancebewertung des Heimspeichersystems haben kann.

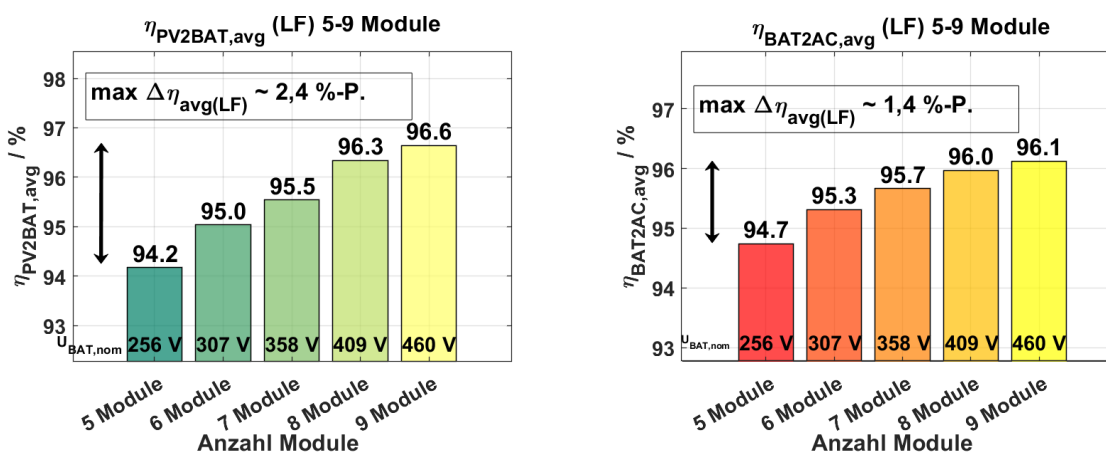


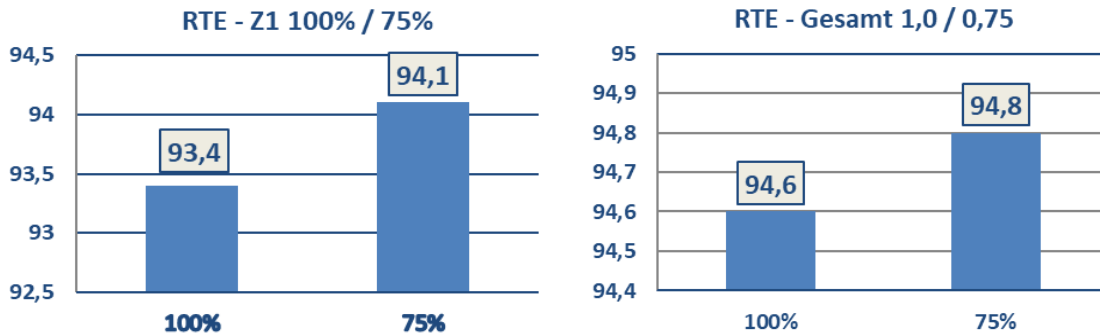
Abbildung 28: Mittlere Wirkungsgrade PV2BAT und BAT2AC des DC-gekoppelten Systems für 5 Modulkonfigurationen, vermessen nach Effizienzleitfaden (Messung und Auswertung KIT)

Zusammenfassend kann festgestellt werden:

- Die Ergebnisse der Messungen an einem modularen Hochvolt-Batteriesystem zeigen eine deutliche Abhängigkeit von der gewählten Batteriekonfiguration. Bei einer großen Spannweite möglicher Konfigurationen von Batteriemodulen sollte daher die Vermessung an mehreren und nicht nur an der mittleren Konfiguration durchgeführt werden.

### 75% Stufe Batteriewirkungsgrade (Parameter 5b)

Viele Speichersysteme sind nicht in der Lage die 100 % Stufe der Batteriewirkungsgrade zu durchfahren. Im Parameter 5b soll daher die Eignung einer 75 % Stufe und ihre Einflüsse untersucht werden.



**Abbildung 29: Vergleich der ermittelten Wirkungsgrade der 100 % und 75 % Stufe (links) und dem daraus resultierenden mittleren Batteriewirkungsgrad (rechts) bei einem DC-gekoppelten Speichersystem (Messung und Auswertung KIT)**

In Abbildung 29 ist zu sehen, dass der Batteriewirkungsgrad der 75 % Stufe bei diesem System um *0,7 Prozentpunkte* höher liegt als für die 100 % Stufe. Beim mittleren Batteriewirkungsgrad über die Stufen 100 %/50 %/25 % liegt der Unterschied bei *0,2 Prozentpunkte* im Vergleich zum Mittelwert über die Stufen 75 %/50 %/25 %.

Die Tendenz zu besseren Wirkungsgraden bei geringeren Leistungen lässt sich bei den meisten Speichersystemen beobachten und ist unter anderem auf die geringeren Verluste am Innenwiderstand der Batterie bei kleineren Strömen zurückzuführen. Bei sehr kleinen Leistungen kann, durch die lange Zykluszeit, der DC-seitige Verbrauch von z. B. BMS den messbaren Batteriewirkungsgrad senken. Auch durch im Batteriemodul integrierte Leistungselektronik kann ein geringerer messbarer Batteriewirkungsgrad bei kleineren Leistungen entstehen.

Es ist zu beachten, dass die angegebene Leistung der Stufe sich auf die verfügbare Leistung bezieht. Ein Speichersystem, das die tatsächliche Batterieleistung während der 100 % Stufe der RTE-Messung einschränkt, wird also bereits mit einer geringen Leistung und somit einem besseren Wirkungsgrad vermessen.

Ein Nachteil der 75 % Stufe ist die verlängerte Messdauer. Bei einem Speichersystem mit 1 C steigt die Dauer der RTE-Messung von 2,33 Tagen minimal um 2:40

Aus den Messungen ergibt sich folgender Änderungsvorschlag:

Reduktion der 100 % Stufe in der RTE-Messung auf 75 %.

Die Vermessung der 100 % Stufe soll weiterhin optional möglich sein.

Dadurch werden mehr Systeme mit den gleichen Bedingungen vermessen.

### Rampensteigung Bemessungsleistungen (Parameter 5c)

Um den Einfluss der Rampensteigung auf die Bemessungsleistung zu untersuchen, wird im Parameter 5c die PV2BAT Bemessungsleistung zwischen 5 W/s und 10 W/s bestimmt. Hierzu wurde die Netzleistungsrampe auf das stationäre Regelabweichungsniveau gefittet (Methode 2 aus Parameter 2c). Abbildung 30 zeigt die verschiedenen Messungen.

Die Abweichung zum Mittelwert liegt zwischen 23,6 W bzw. 0,3 % und -16,3 W bzw. -0,21 %. Es ist bei diesem Speichersystem keine Tendenz bei unterschiedlichen Rampensteigungen zu erkennen und die Abweichungen liegen im Bereich der im Parameter 2c ermittelten Abweichungen bei gleichbleibender Rampensteigung.

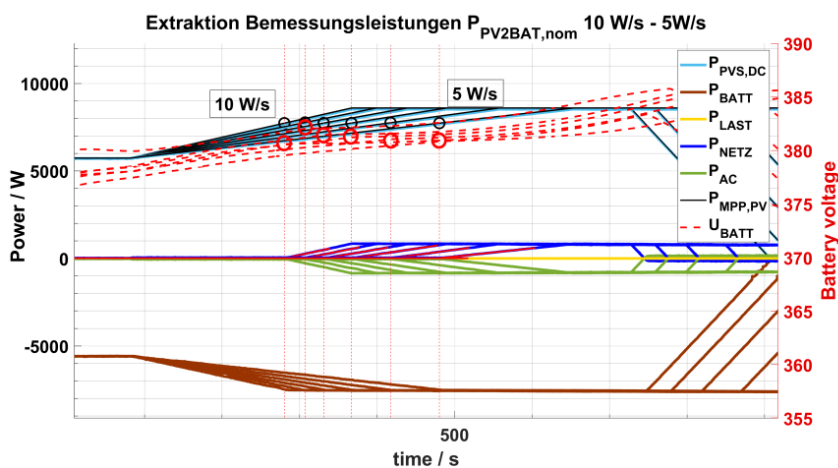


Abbildung 30: Bestimmung der Bemessungsleistung PV2BAT mit verschiedenen Rampensteigungen am DC-gekoppelten System (Messung und Auswertung KIT)

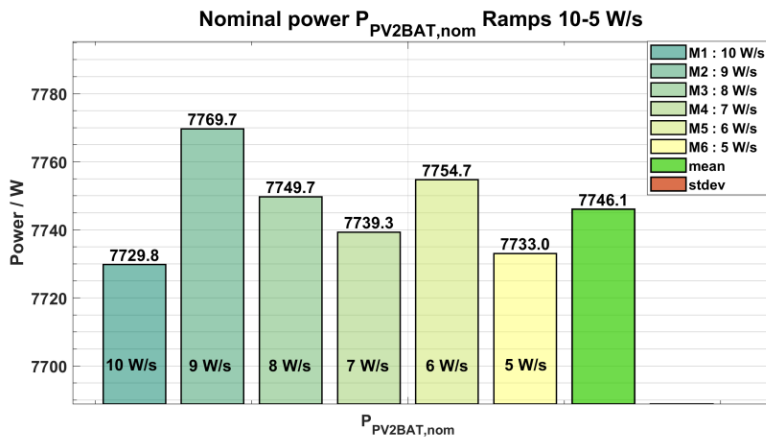


Abbildung 31: Variation der Bemessungsleistung PV2BAT bei unterschiedlichen Rampensteigungen (Messung und Auswertung KIT)

### Anwendbarkeit des PV-Generator-gekoppeltes System (Parameter 5d)

Die Anwendbarkeit und Leistungsfähigkeit des Systems wurde durch die Ergebnisse in 1.2.1 Laborinterne Wiederholbarkeit (Parameter 8a) und 1.3.1 Kreuzauswertungen nachgewiesen. Eine Vergleichbarkeit des PV-Generator gekoppelten Systems mit den AC- und DC-gekoppelten Systemen ist, wie in 1.2.1 Laborinterne Wiederholbarkeit (Parameter 8a) aufgezeigt, zu beobachten.

Das PV-Generator gekoppelte System wurde bisher auf dem Markt nur von einem Hersteller angeboten. Jedoch wird dies auch nicht mehr von jenem Anbieter verkauft. Der Mangel an verfügbaren Systemen dieser Konfiguration am Markt verringert die Notwendigkeit Systeme

dieser Konfiguration zu untersuchen. Weitere Untersuchungen der PV-Generator gekoppelten Konfiguration werden wichtig sein, wenn diese Konfiguration wieder auf dem Markt verfügbar ist.

### **Kriterium Batteriewirkungsgrade (Parameter 5e)**

Im Parameter 5e wird die Definition der vollständig geladenen/entladenen Batterie betrachtet. Die im Weiteren beschriebenen Probleme sind bei den betrachteten Speichersystemen nicht aufgetreten und konnten dadurch nicht näher untersucht werden.

Bei Systemen mit hoher DC-Leistungsaufnahme oder kleinen Batterieleistungen kann es vorkommen, dass das 1 %/5 min Kriterium nicht eingehalten werden kann. Durch den Wechsel zum 3 %/60 min Kriterium bleibt dieses Speichersystem nun trotz voller Batterie länger im Standby Zustand, was sich in einem geringeren Batterie- und Coulombwirkungsgrad zeigt.

Die Kriterien für die Bestimmung der Ladezustände der Batterie sollten daher eine Korrektur für die Standby Leistungsaufnahme erlauben.

Bei Speichersystemen, die zum Ende der Ladephase nur noch in Pulsen die Batterie laden, kann das 1 %/5 min Kriterium dazu führen, dass die Batterie nicht vollständig geladen wird. Auch hier kann zwar oft das 3 %/60 min Kriterium angewandt werden, dieses führt allerdings wieder zu geringeren Batteriewirkungsgraden.

Für ein solches System ist ein 1 %/10 min Kriterium gut geeignet, da die Batterieleistung einen klaren Leistungsabfall aufweist und die verlängerte Zeit alle Ladepulse der Batterie abdecken kann.

### **Position Spannungsmessungen (Leitungsverluste) (Parameter 6a)**

Im Parameter 6a wird die genaue Position der Spannungsabgriffe des Messsystems betrachtet.

Die Leitungsverluste die zwischen den Klemmen des Wechselrichters und dem Spannungsabgriff des Messsystems anfallen werden diesem als Verluste angerechnet. Durch unterschiedliche Kabelquerschnitte und Längen können unterschiedliche Ergebnisse bei den Instituten auftreten.

Grundsätzlich sollte diese Strecke möglichst verlustarm ausgeführt werden. Zusätzlich sollte eine Definition der maximal zulässigen Leitungsverluste bezogen auf die Ausgangsleistung des Systems gefunden werden.

Eine besondere Herausforderung stellt die DC-Leistungsmessung zwischen Batterie und Wechselrichter dar. Während die Verluste der AC-Anschlüsse im Knotenpunkt zwischen allen Messstellen vernachlässigt werden können, werden bei der Batterieleistung die Leitungsverluste ja nach Position der Spannungsmessung entweder den Batteriewirkungsgraden (Spannungsabgriff am Wechselrichter) oder den Pfadwirkungsgraden (Spannungsabgriff an der Batterie) zugeordnet. Auch in diesem Fall sollte die Leitung möglichst verlustarm ausgeführt werden. Auch ist hier eine Definition der erlaubten Verluste notwendig, um eine Vergleichbarkeit zwischen den Prüfinstituten sicherzustellen. Als Änderungsvorschlag wird empfohlen die Position des Spannungsabgriffs am Wechselrichter anzubringen, da so alle leistungselektronischen Komponenten gleich erfasst werden.

Bei der Bestimmung des MPP-Wirkungsgrads kann es zu einem ähnlichen Problem kommen: Wird die gemessene DC-Leistung und die vom PV-Simulator bereitgestellte Leistung verglichen, wirken sich die Leitungsverluste auf den MPP-Wirkungsgrad aus. Zur Bestimmung des MPP-Wirkungsgrads sollen, wenn möglich, die Werte des PV-Simulators genutzt werden und die Leitungsverluste durch die Sense Anschlüsse kompensiert werden.

### Aliasing bei DC-Messungen (Parameter 6b)

In der Durchführung des Projektes sind keine Probleme mit Aliasing aufgetreten. Dieses Kriterium wurde als mögliches Problem aufgrund vergangener Erfahrungen mit aufgenommen. Mit Parameter 6b wird der Einfluss von Aliasing auf die DC-Leistungsmessung betrachtet. Bei der im Projekt eingesetzten Messtechnik sind keine Probleme dieser Art aufgetreten. Im Folgenden sollen das Problem und mögliche Lösungen anhand anderer Messdaten kurz aufgezeigt werden.

Aliasing tritt auf, wenn das Abtasttheorem nicht eingehalten wird, also ein Signal mit einer Frequenz über der halben Abtastfrequenz der Messtechnik gemessen wird. Durch Rückwirkungen des Wechselrichters kann es zu unerwarteten AC-Anteilen in der DC-Batterieleistung kommen. Wird durch diesen AC-Anteil das Abtasttheorem nicht mehr eingehalten, wird das gemessene Signal verfälscht (Abbildung 32 links). Daher ist die Verwendung einer geeigneten Filterung bei der eingesetzten Messtechnik zu prüfen um Effekte wie diesen zu verhindern. Gleichzeitig ist darauf zu achten das die Gesamtdynamik der Messkette nicht die Anstiegszeiten der Signale durch die Bandbreitenbegrenzung verringert oder die Signale verzögert und dadurch die Messung der dynamischen Regelabweichungen verfälscht.

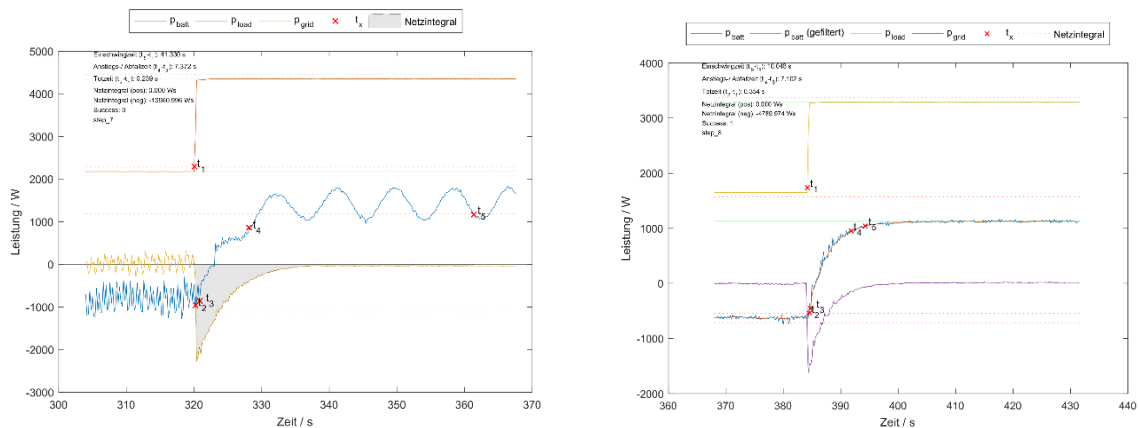


Abbildung 32: Leistungsverläufe einer Stufe der dynamischen Regelabweichungsmessung des gleichen Systems. Die DC-Batterieleistung (Blau) ist links ohne und rechts mit einem Tiefpassfilter aufgenommen. (Messung und Auswertung KIT)

### Temperaturabhängige Messungen der Wirkungsgrade (Parameter 7b)

#### Batteriewirkungsgrad

Auch für die Ermittlung des Batteriewirkungsgrads wurde die Temperaturabhängigkeit untersucht. Die Untersuchungen wurden am AC-gekoppelten System in einer Temperaturkammer bei 20°C, 25°C und 30°C mit 24 h Vorkonditionierung durchgeführt. Abgesehen von der Variation der Temperatur, wurden die Vermessungen nach dem Effizienzleitfaden [2], Abschnitt 8 durchgeführt. Die Ergebnisse für die Zyklenmittelwerte sind in Abbildung 33 dargestellt. Die Punkte zeigen die Mittelwerte über jeweils einen Messzyklus und die durchgezogene Linie stellt den Mittelwert über die drei Wiederholungsmessungen unter Laborbedingungen bei ca. 23 °C dar. Die blauen, grünen und roten Punkte markieren die Messungen bei kontrollierten Temperaturen.

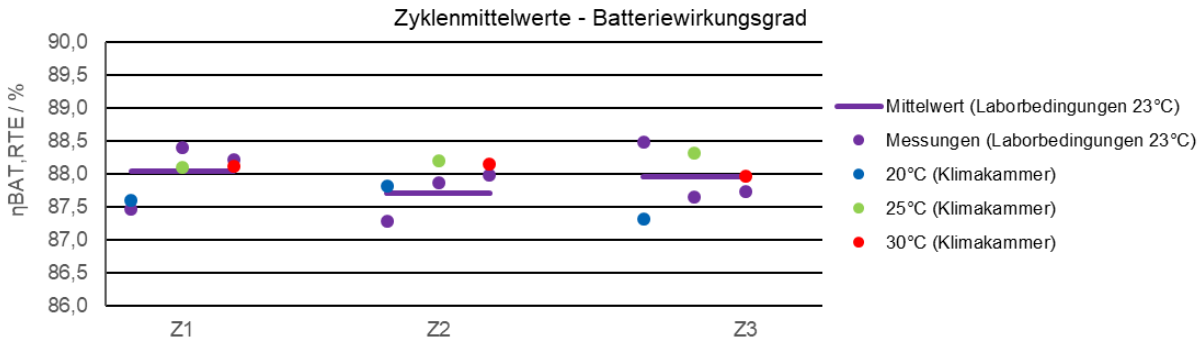


Abbildung 33: Temperaturabhängigkeit der Mittelwerte pro Zyklus bei der Ermittlung des Batteriewirkungsgrades am AC-gekoppelten System (Messungen TÜV)

Die Mittelwerte für die Zyklen bei unkontrollierten Temperaturbedingungen im Labor und in der Temperaturkammer liegen im gleichen Streubereich.

Zusammenfassend kann festgestellt werden:

- Auf Grundlage der verfügbaren Messungen ist im Temperaturbereich 20 °C – 30 °C kein eindeutiger Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur und Batteriewirkungsgrad erkennbar.

#### Leistungsumwandlungswirkungsgrad

Messungen nach Effizienzleitfaden sollen in einer Umgebungstemperatur von 25 °C ± 5 °C durchgeführt werden. Es wurde untersucht, ob dieser Temperaturbereich ausreichend genau ist oder enger definiert werden muss. Dafür wurden Messungen der Leistungsumwandlungswirkungsgrade  $\eta_{BAT2AC}$  und  $\eta_{AC2BAT}$  am AC-gekoppelten System nach Effizienzleitfaden [2] Abschnitte 7.3 bis 7.6 durchgeführt. Abweichend zu den Vorschriften in [2] wurden die Untersuchungen in einer Temperaturkammer bei 20 °C, 25 °C und 30 °C mit 24 h Vorkonditionierung durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 34 dargestellt.

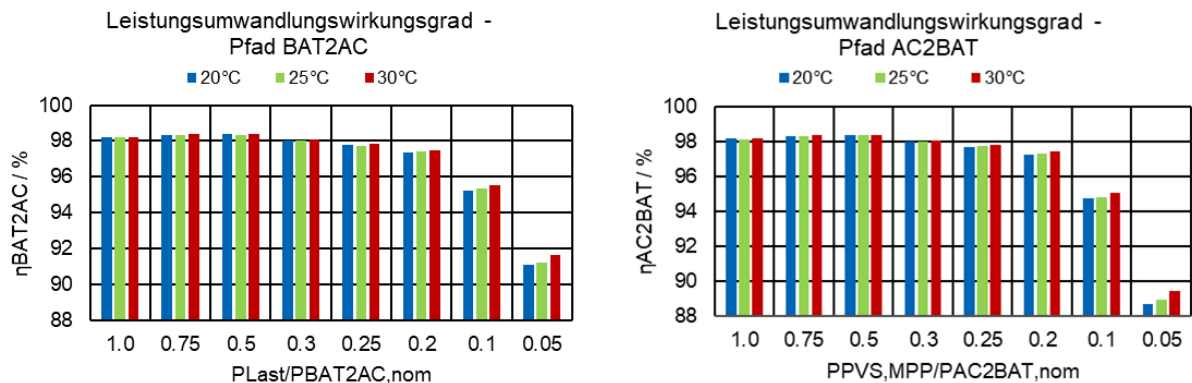


Abbildung 34: Temperaturabhängigkeit der Leistungsumwandlungswirkungsgrade BAT2AC und AC2BAT am AC-gekoppelten System (Messungen TÜV)

Die größten Unterschiede ergeben sich in Höhe von 0,41 Prozentpunkten zum Mittelwert bei der Laststufe 0,05. Gemittelt über alle acht Stufen liegt die Abweichung vom Mittelwert bei - 0,07 – 0,10 Prozentpunkten für den Pfad BAT2AC bzw. - 0,08 – 0,11 Prozentpunkten für den Pfad AC2BAT. Bei den Messungen unter unkontrollierten Temperaturbedingungen im Labor lag die Abweichung zum Gesamtmittelwert bei -0,08 – 0,10 bzw. -0,12 – 0,12 Prozentpunkten. Damit liegen die Mittelwerte bei kontrollierten Temperaturbedingungen innerhalb der Streubreite dieser Messung bei unkontrollierten Temperaturbedingungen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden:

- Innerhalb des Temperaturbereich 20 °C – 30 °C wurde keine Temperaturabhängigkeit festgestellt, die über die übliche Streubreite der Messung hinausgeht.

### Einfluss AC Spannung auf Wirkungsgrade (Parameter 7c)

Parameter 7c untersucht den Einfluss der AC-Netzspannung auf die Pfadwirkungsgrade PV2AC.

Hierzu wurde am Fraunhofer IEE je eine Messung bei 210 V und 230V Netzspannung bei unterschiedlichen PV-Spannungen durchgeführt. Die dabei ermittelten Wirkungsgrade sind in Abbildung 35 dargestellt. Bei 230 V Netzspannung liegen die Wirkungsgrade für  $U_{mpp,max} = 500\text{ V}$  und  $U_{mpp,nom} = 350\text{ V}$  nahe beisammen. Die Wirkungsgrade für  $U_{mpp,min} = 240\text{ V}$  sind deutlich schlechter.

Die Reduktion der Netzspannung auf 210 V sinken bei allen Kurven die Wirkungsgrade im oberen Leistungsbereich und steigen im Bereich kleiner Leistungen.

Aufgrund der wenigen vorhandenen Messdaten kann aber keine allgemeine Aussage über das Verhalten getroffen werden.

Grundsätzlich sind mehrere Einflussfaktoren denkbar:

1. Differenz zwischen Netzspannung und Zwischenkreisspannung. Diese hat Einfluss auf die Ströme in der Leistungselektronik und damit auf die Verluste in dieser.
2. AC-Ausgangsstrom des Wechselrichters. Dieser bestimmt die Verluste in passiven Ausgangsfiltern.
3. Differenz zwischen PV-Spannung und Zwischenkreisspannung. Auch hier hat der resultierende Strom Einfluss auf die Verluste, zusätzlich muss der DC-DC Steller am PV-Eingang zwischen Buck und Boost Modus umschalten und kann dabei unterschiedliche Verluste verursachen
4. Blindleistungskennlinie. Wenn am Wechselrichter z.B. eine  $Q(U)$  Kurve eingestellt ist, hat diese Einfluss auf den ermittelten Wirkungsgrad.

Um die Einflüsse der Faktoren zu untersuchen sind aber weitere Messungen notwendig.

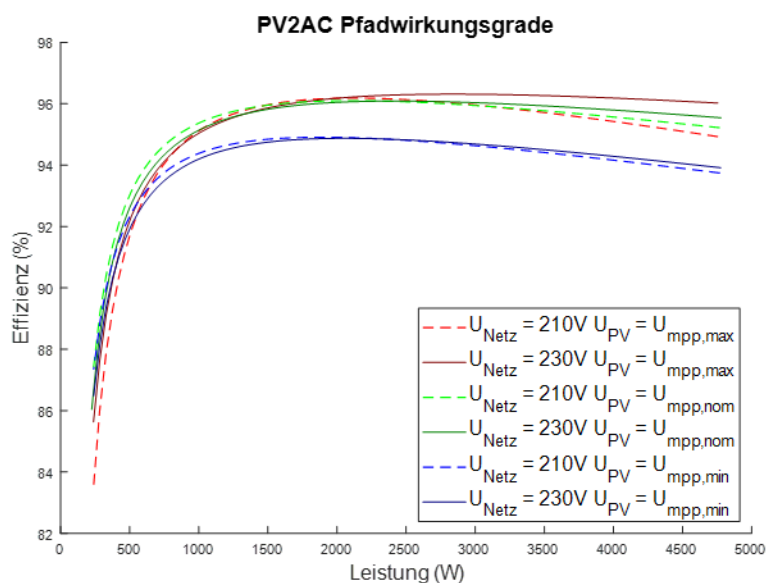


Abbildung 35: PV2AC Pfadwirkungsgrade bei verschiedenen Netz- und PV-Spannungen. (Messung Fraunhofer IEE, Auswertung KIT)

## Variation der Pausen zwischen Vermessungen der Wirkungsgrade (Parameter 9)

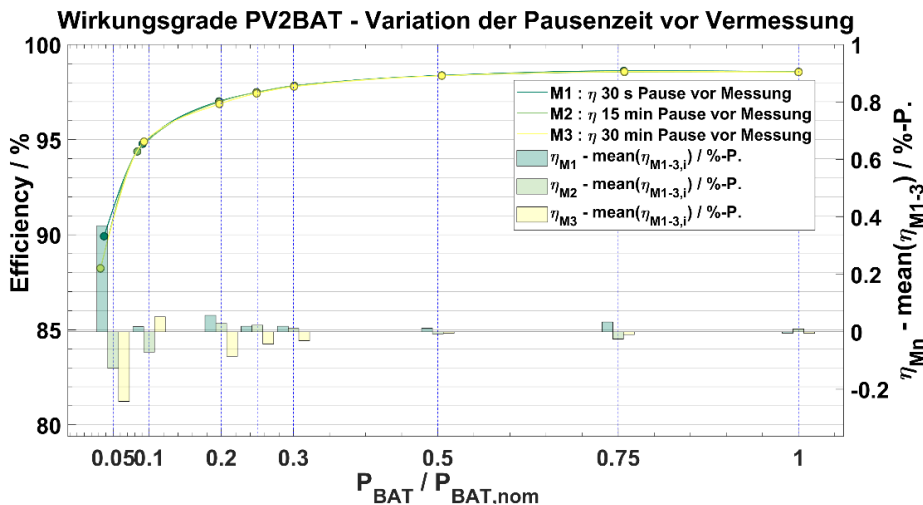


Abbildung 36: Wirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT}$  vermessen nach Pausenzeiten von 30 s, 15 min und 30 min nach Vermessung des BAT2AC Profils mit  $P_{BAT,max}$  am DC-gekoppelten System (Stufe 1.0) = 9,6 kW (Messung und Auswertung KIT)

Um die Vorgaben des Leitfadens für die Notwendigkeit der Pausenzeit von 30 Minuten zwischen den Messungen der Wirkungsgrade zu überprüfen, wurden Messreihen mit unterschiedlichen Pausenzeiten gefahren und die Ergebnisse verglichen. Hierfür wurde die Vermessungsreihenfolge aus [2], Abschnitt 7.4.2 durchgeführt. Es wurden jeweils zwei Messungen mit 30 Minuten, 15 Minuten und 30 Sekunden Pausenzeit zwischen der Vermessung der Entladewirkungsgrade BAT2AC und der Vermessung der Ladewirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT}$  durchgeführt. Die maximale umgewandelte Batterieleistung des vorhergehenden BAT2AC Profils betrug rund 9,6 kW für die Stufe 1,0. Abbildung 36 zeigt die Abweichungen der drei gemittelten Wirkungsgradkurven zum Gesamtmittelwert.

Die Abweichungen von -0,22 bis 0,38 Prozentpunkten liegen im Bereich der Abweichungen der laborinternen Wiederholbarkeit. Ein Einfluss der Pausenzeit auf die Wirkungsgrade kann nicht festgestellt werden. Dies ist vermutlich auf eine ausreichend schnelle Abkühlung schon während der vorhergehenden Vermessung zurückzuführen, die durch die verwendete Profilform mit Stufen fallender Leistung begünstigt wird.

Zusammenfassend kann festgestellt werden:

- Die Pausenzeit zwischen den Vermessungen der Wirkungsgrade  $\eta_{BAT2AC}$  und  $\eta_{PV2BAT} / \eta_{AC2BAT}$  hat keinen erkennbaren Einfluss auf die Höhe der Wirkungsgrade  $\eta_{PV2BAT} / \eta_{AC2BAT}$ . Die Ergebnisse legen daher nahe, dass die Pausenzeiten von den vorgegebenen 30 Minuten zwischen mehreren Profildurchläufen für die Vermessung der Wirkungsgrade reduziert werden können. Die Pausenzeit vor der ersten Vermessung sollte hingegen beibehalten werden, um eine Abkühlung nach längeren Phasen erhöhter Leistungsflüsse sowie reproduzierbare Ausgangsbedingungen sicherzustellen.
- Weitergehende Einflüsse durch die Umgebungstemperatur sowie Einflüsse durch Leitungsverluste werden in gesonderten Untersuchungen behandelt.

### Startparameter Standby-Messung (Parameter 14)

Klarerer Startpunkt und längere Integrationszeit sollen Abweichung zwischen Instituten verringern.

Der Einfluss der Startparameter der Standby-Messung ist im kritischen Parameter 8a (Seite 13) genauer dargestellt.

Um ein Umschalten der Speichersysteme in Ihrem Standby Verbrauch zu erkennen, muss die Messung direkt nach dem Erreichen der vollen/leeren Batterie starten. Dazu kann entweder der Zustand überwacht werden oder die Batterie wird z. B. mit den Messbedingungen (25 %  $P_{BAT2AC,nom}$  Last für die Standby Messung bei  $SOC_{min}$ ) Entladen und der tatsächliche Startpunkt der Messung durch die Auswertung definiert.

Zusätzlich sollte die Integrationszeit auf z. B. 10 Minuten erhöht werden, um Schwankungen in der Leistungsaufnahme auszugleichen

### 1.3. AP 3 Vergleichsmessungen im Ringversuch

Unterschiede in den Testaufbauten, verwendeter Messtechnik und Methoden können zu Abweichungen in den Ergebnissen führen. Um eventuelle Unterschiede zu finden und deren Auswirkungen zu untersuchen wird ein Ringversuch durchgeführt. Dabei sollen alle drei Prüflinge von jedem Labor vermessen werden. Anschließend werden die Ergebnisse verglichen und Gründe für evtl. Abweichungen untersucht.

In den Kreuzauswertung werden zudem die aufgezeichneten Rohdaten eines Labors von einem anderen Ausgewertet.

Die daraus entstandenen Diskussionen waren wertvoll, um Vorschläge für den Testaufbau zu machen und um die Reproduzierbarkeit der Messungen zu überprüfen.

Das DC-gekoppelte System wurde von KIT, TÜV und AIT vermessen. Zudem wurde das AC-gekoppelte System von KIT und TÜV vermessen. Beim Fh IEE wurde nur das PV-Generator gekoppelte System vermessen, welches bis Projektende dort verblieben ist.

Der Ablauf des Ringversuch ist in der Abbildung 37 dargestellt:

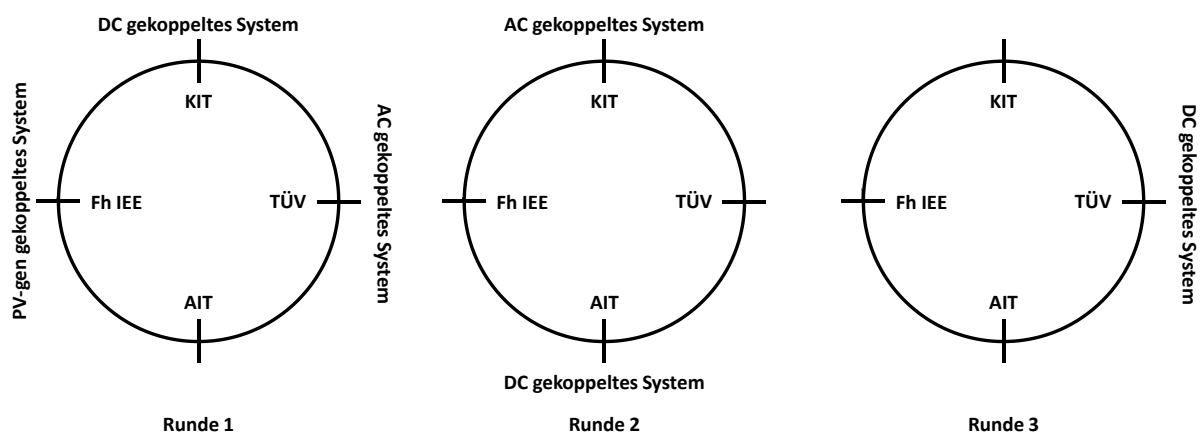


Abbildung 37: Verlauf des Ringversuchs im Projekt Testbench

### 1.3.1 Kreuzauswertungen

Die Reproduzierbarkeit von Ergebnissen umfasst die Aspekte Auswertung, Testumgebungen und Testabläufe. Reproduzierbarkeit von Auswertungen bedeutet, dass die Rohdaten von einer Messung bei allen beteiligten Partnern so weiterverarbeitet und ausgewertet werden, dass die Ergebnisse innerhalb von zulässigen Abweichungen liegen. Unterschiede bei diesen Kreuzauswertungen können durch Anwendung verschiedener Auswerteverfahren/ -algorithmen entstehen oder durch verschiedene Interpretation der Auswertevorgaben. Die Kreuzauswertungen stellen wichtige Verbesserungspunkte für den Leitfaden dar, da diese Punkte zu Unterschieden oder Abweichungen in den Auswertungen geführt haben.

Die Vergleichbarkeit der Ergebnisse bei Kreuzauswertungen ist die Basis für die dann folgende Bewertung der Reproduzierbarkeit bei verschiedenen Testumgebungen und Testabläufen.

Im Rahmen des Projektes Testbench wurden die Messungen des KIT für das DC-gekoppelte System von allen Partnern und dem assoziierten Partner AIT ausgewertet. Zudem wurden die vom TÜV durchgeführten Messungen für das AC-gekoppelte System von allen Partnern ausgewertet. Messungen des PV-Generator gekoppelten Systems wurden von Fh IEE und, soweit dem KIT zur Verfügung gestellt, vom KIT ausgewertet. Abweichungen in den Auswertungen und dahinterliegende Gründe wurden in den regelmäßigen Treffen diskutiert. Eine Reduzierung der Abweichungen zwischen den Auswertungen wurde angestrebt und das verbesserte Ergebnis wurde entsprechend dokumentiert.

#### Auswertung des Batteriewirkungsgrads des DC-gekoppelten Systems

Der energetische Batteriewirkungsgrad (Round Trip Efficiency RTE) wird nach [2] an den Anschlussklemmen der Batterie gemessen und nach Formel 1 berechnet, der Eigenverbrauch von Batteriemanagementsystemen kann den Wirkungsgrad reduzieren. Unterschiede in der Auswertung können sich insbesondere aus der Ermittlung der Integrationsintervalle ergeben.

#### Formel 1: Berechnung des energetischen Batteriewirkungsgrades (Round Trip Efficiency RTE) [2]

$$\eta_{\text{BAT,RTE}} = \frac{\int_0^{t_M} P_{\text{BAT (Entladen)}}(t) \cdot dt}{\int_0^{t_M} P_{\text{BAT (Laden)}}(t) \cdot dt}$$

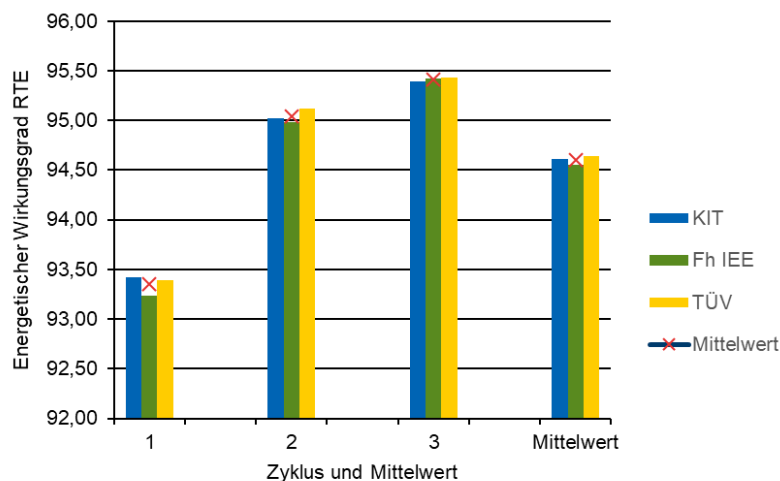


Abbildung 38: Vergleich der Ergebnisse für die Ermittlung des energetischen Batteriewirkungsgrades des DC-gekoppelten Systems nach [2] durch drei Prüfinstitute mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren (Messung KIT)

In Abbildung 38 werden die ermittelten energetischen Batteriewirkungsgrade des DC-gekoppelten Systems durch die Auswerteverfahren von drei Prüfinstituten dargestellt. Hierbei sind sowohl die Einzelwerte der drei Messzyklen als auch der Mittelwert jedes Labors getrennt aufgeführt. Die größte absolute Abweichung und die Standardabweichung sind für den ersten Zyklus zu verzeichnen. Sie betragen *0,18 bzw. 0,096 Prozentpunkte*. Die Abweichungen sind also relativ gering. Die Unterschiede ergeben sich insbesondere aus der Ermittlung des Startpunktes für die Integration nach Formel 1.

### Auswertung der dynamischen Regelabweichung des DC-gekoppelten Systems

Für die Auswertung der dynamischen Regelabweichung müssen die Tot- und die Einschwingzeit bestimmt werden, siehe [2] Anhang C. Hierbei ist es wichtig, auch bei verrauschten oder schwankenden Messdaten den Eintritt in bzw. Austritt aus den jeweiligen Toleranzbändern eindeutig zu bestimmen. Hier soll mit der Kreuzauswertung die Vergleichbarkeit der dafür an den Prüfinstituten entwickelten Lösungen bewertet werden.

In Abbildung 39 ist zu erkennen, dass ein Prüfinstitut zunächst deutlich von den Auswertungen der beiden anderen Institute abweicht. Der Grund dafür ist eine unterschiedliche Interpretation der Größe der Toleranzbänder anhand der Grafik in [2], Anhang B.

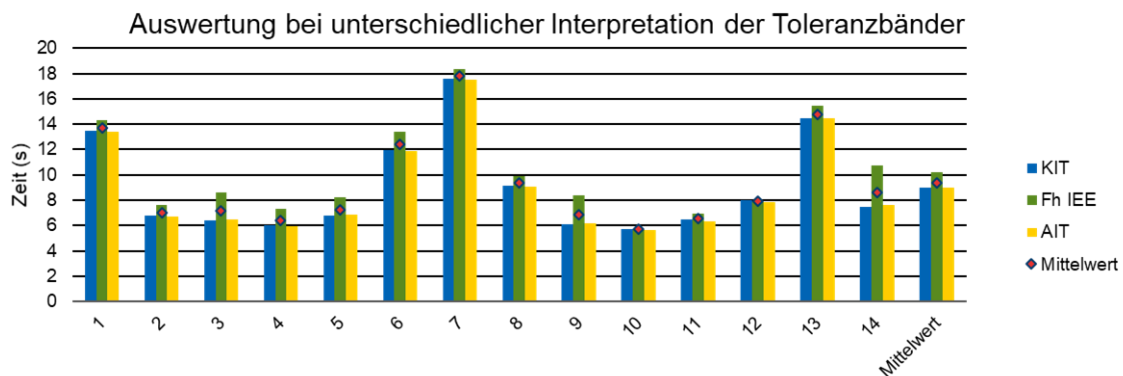
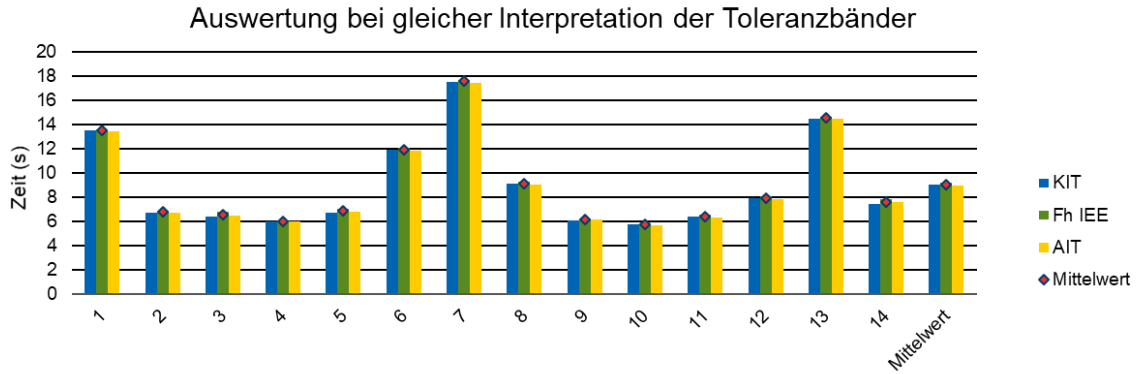


Abbildung 39: Vergleich der Ergebnisse für die Ermittlung der Einschwingzeiten bei der Bewertung der dynamischen Regelabweichung am DC-gekoppelten System nach [2] durch drei Prüfinstituten mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren bei unterschiedlicher Interpretation von Toleranzbändern

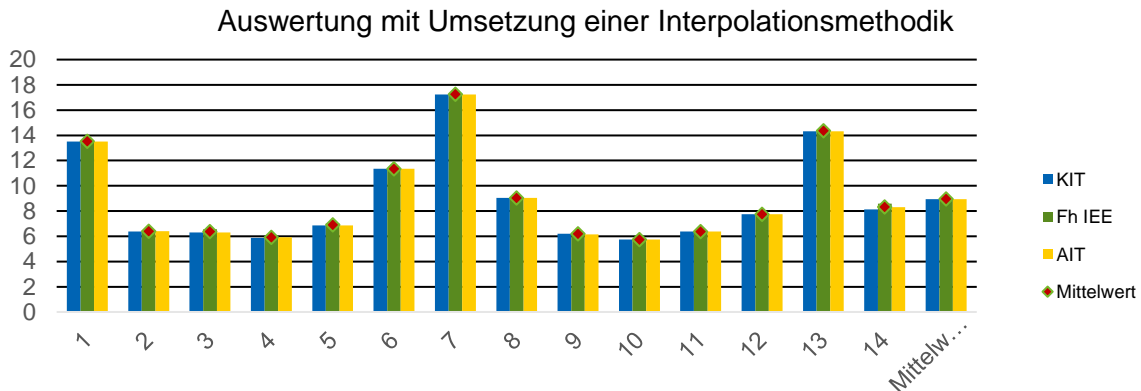
Nachdem eine gemeinsame Interpretation der Toleranzbänder erfolgt war und das Auswerteverfahren entsprechend angepasst wurde, zeigt der Vergleich der Ergebnisse der Auswerteverfahren der drei Institute in Abbildung 40 nur noch geringe Unterschiede.



**Abbildung 40: Vergleich der Ergebnisse für die Ermittlung der Einschwingzeiten bei der Bewertung der dynamischen Regelabweichung am DC-gekoppelten System nach [2] durch drei Prüfinstituten mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren bei gleicher Interpretation von Toleranzbändern**

Nach Anpassung der Auswertung beträgt die maximale absolute Abweichung innerhalb der 14 Stufen nur noch  $0,4$  s bzw. die maximale Standardabweichung  $0,17$  s. Für den Mittelwert über die 14 Stufen beträgt die maximale absolute Abweichung nach Anpassung  $0,2$  s bzw. die maximale Standardabweichung  $0,09$  s.

Des Weiteren wurde eine Verbesserung durch die Umsetzung einer Interpolationsmethodik in den Standardabweichungen ( $0,04$  s) und in den absoluten Abweichungen ( $0,10$  s) erreicht. Wie in Abbildung 41 zu sehen ist.



**Abbildung 41: Vergleich der Ergebnisse für die Ermittlung der Einschwingzeiten bei der Bewertung der dynamischen Regelabweichung am DC-gekoppelten System nach [2] durch drei Prüfinstituten mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren bei der Umsetzung von einer Interpolationsmethodik**

### Auswertung der Pfadwirkungsgrade des AC-gekoppelten Systems

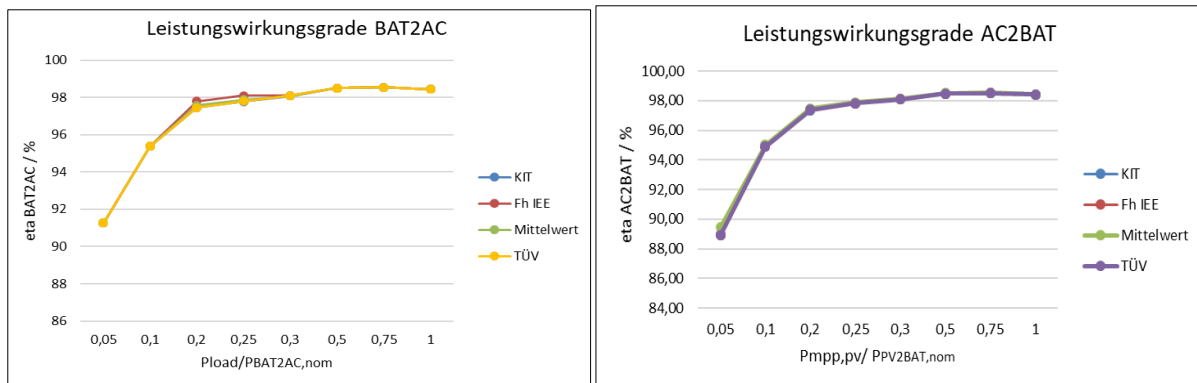


Abbildung 42: Vergleich der Ergebnisse für die Bewertung der Leistungsumwandlungswirkungsgrade am AC-gekoppelten System nach [2] durch drei Prüfinstituten mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren

In Abbildung 42 werden die Ergebnisse für die Ermittlung der Pfadwirkungsgrade des AC-gekoppelten Systems durch die Auswerteverfahren von drei Prüfinstituten dargestellt. Die maximale absolute Abweichung beträgt *0,34 Prozentpunkte* und die maximale Standardabweichung beträgt *0,17 Prozentpunkte*.

### Auswertung der stationären Regelabweichungen

Durch die Kreuzauswertungen konnten Punkte im Leitfaden identifiziert werden, die nicht genau definiert sind wie z.B. die Mittelwertbildung in den stationären Regelabweichungen. Unterschiede in der Auswertungsmethodik können zu stärkeren Unterschieden führen. Ein beispielhaftes Verfahren ist in Tabelle 4 zu sehen. Werden die Mittelwerte über alle Werte  $\geq 0$  (wenn die Leistung positiv ist) und über alle Werte  $\leq 0$  (wenn die Leistung negativ ist) berechnet. Ergeben sich die als Option 2 in der Tabelle 4 dargestellten Werte. Diese entsprechen den Werten, die sich aus der positiven/negativen Netzenergie ergeben. Eine falsche Mittelwertbildung ohne Berücksichtigung der Nullwerte (Mittelwert über alle Werte  $> 0$  (z. B. Netzbezug) und Mittelwert über alle Werte  $< 0$  (z. B. Netzeinspeisung)) wie durch Option 1 dargestellt kann zu erheblichen Abweichungen in den Kreuzauswertungen führen.

Tabelle 4: Vergleich des Mittelwertbildungsverfahrens

	Zeitschritt	Leistung	Leistung positiv z. B. Netzbezug	Leistung negativ z. B. Netzeinspeisung
	1 s	2 W	2 W	0 W
	2 s	4 W	4 W	0 W
	3 s	5 W	5 W	0 W
	4 s	-6 W	0 W	-6 W
	5 s	-7 W	0 W	-7 W
	6 s	-10 W	0 W	-10 W
Energie (Summe)			11 Ws	-23 Ws
<b>Mittelwert Option 2:</b>			1,8 W	-3,8 W
<b>Mittelwert Option 1:</b>			3,7 W	-7,7 W
Leistung = Energie/ Zeit			11 Ws/6 s = 1,8 W	-23 Ws/6 s = -3,8 W

Zusammenfassend kann für die ersten Ergebnisse der Kreuzauswertungen festgestellt werden:

- Bei der Messung ist es notwendig, Sollwerte mit aufzuzeichnen und Sollwertvorgaben und Messwerte zu synchronisieren. Es wird erwartet, dass sich durch das Bestimmen der Integrationsintervalle anhand der Sollwerte, Abweichungen bei der Auswertung minimieren oder sogar vermeiden lassen.
- Kreuzauswertungen stellen eine Qualitätssicherungsmaßnahme dar, die für alle Institute, die entsprechende Prüfungen durchführen, empfehlenswert ist.

### 1.3.2 Ringversuch (Parameter 8b)

Folgend werden die Ergebnisse des Ringversuchs für das DC-gekoppelte System dargestellt. Die Ergebnisse sind in drei Kategorien Regelabweichungen, Wirkungsgrade und Standby aufgeteilt. Dies ermöglicht eine systematische Analyse der Messungen von KIT, TÜV und AIT.

#### Auswertung der Regelabweichungen des DC-gekoppelten Systems

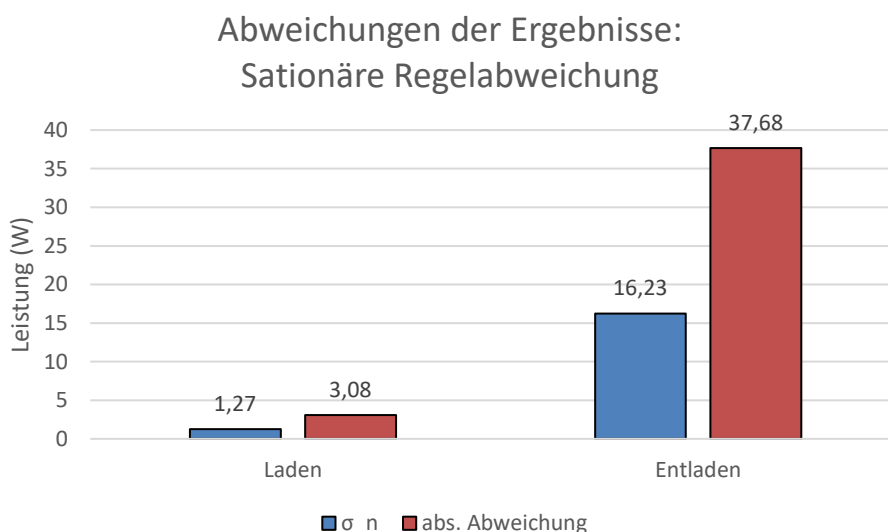
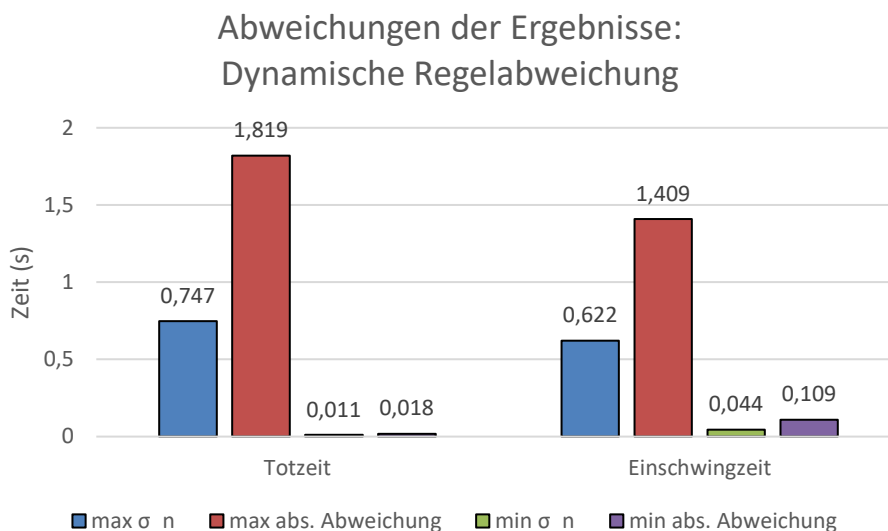


Abbildung 43: Auswertung des Ringversuchs für die Regelabweichungen des DC-gekoppelten Systems

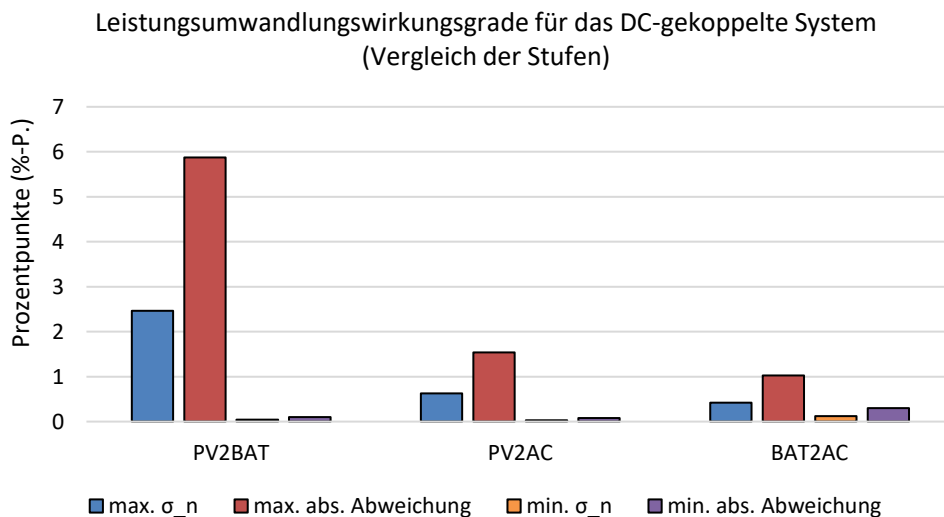
In Abbildung 43 sind die Standardabweichung und maximalen und minimalen absoluten Abweichungen zwischen den Auswertungen der eigenen Messungen (stationäre Regelabweichungen und dynamische Regelabweichungen) für das DC-gekoppelte System von drei Laboren (KIT, TÜV, AIT) aufgezeigt.

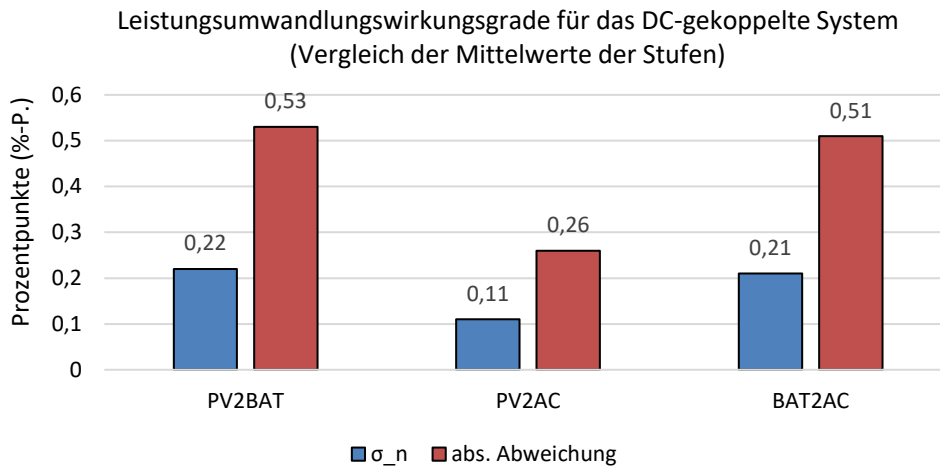
Die geringsten Abweichungen ergeben sich zwischen KIT und AIT. Dies zeigt das die Messmethodik der Totzeit und der Einschwingzeit gut zwischen Instituten vergleichbar sind, wenn diese gleich durchgeführt werden. Die große Abweichung der Messung beim TÜV ist voraussichtlich auf die auf Seite 41 beschriebenen unterschiedliche Vorgehensweise in der Auswertung und nicht auf die Messung zurückzuführen.

Bei den stationären Regelabweichungen ist eine deutlich größere Standardabweichung und absolute maximale Abweichung bei den Entladezyklen zu beobachten. Es ist hier keine gute Vergleichbarkeit zwischen den Instituten gegeben, diese kann durch die fehlende Wiederholbarkeit aber auch nicht erreicht werden. Die Abweichungen zwischen den Instituten liegen im Bereich der Abweichungen innerhalb eines Instituts bei der Untersuchung der Wiederholbarkeit (Seite 16).

Im 1.2.2 Kritische Parameter 2a (Seite 20) sind die Probleme des Messprofils und Verbesserungsmöglichkeiten dargestellt. Durch die in den Kreuzauswertungen (Seite 43) aufgezeigten Unterschiede in der Mittelwertbildung und der Bestimmung der Integrationsintervalle können weitere Unterschiede zwischen den Instituten entstehen.

### Auswertung der Wirkungsgrade des DC-gekoppelten Systems





**Abbildung 44: Auswertung des Ringversuchs für die Wirkungsgrade des DC-gekoppelten Systems. Oben: Direkte Abweichungen der gemessenen Stufen. Unten: Abweichung der Mittelwerte über alle Stufen.**

Abbildung 44 (oben) zeigt die Standardabweichung und maximalen absoluten Abweichungen zwischen den Auswertungen der eigenen Messungen (Leistungsumwandlungswirkungsgrade PV2BAT, PV2AC und BAT2AC) für das DC-gekoppelte System von drei Laboren (KIT, TÜV, AIT).

Die maximale Standardabweichung von *2,46 Prozentpunkte* wird bei  $\eta_{PV2BAT}$  bei der kleinsten Leistungsstufe erreicht. Die Abweichungen bei der kleinsten Leistungsstufe sind stark durch das MPP-Trackingverhalten und damit einhergehende Spannungs- und Leistungsschwankungen bedingt. Es werden hier die gemessenen Werte verglichen, eine kleine Veränderung des Arbeitspunkts verursacht daher hier eine große Abweichung zwischen den Ergebnissen. Unter Ausschluss der kleinsten Leistungsstufe reduziert sich die maximale Standardabweichung zu 0,37 Prozentpunkten und die maximale Abweichung zu 0,79 Prozentpunkten.

Auch bei PV2AC verringert sich die Standardabweichung zu 0,44 Prozentpunkten und die absolute Abweichung zu 0,53 Prozentpunkten. Dies unterstützt die Annahme, dass ein großer Teil der Unterschiede durch die maßgeblich vom MPP-Tracking verursachte Arbeitspunktverschiebung zu erklären ist. Durch die große Steigung der Wirkungsgradkennlinie bei kleinen Leistungen tritt hier dieser Fehler besonders hervor.

In den BAT2AC Wirkungsgraden ist eine leichte Abhängigkeit des Fehlers von der Leistung zu erkennen. Auch hier liegt die absolute Abweichung mit 0,5 Prozentpunkten bei 5 % Leistung höher als bei der Stufe mit 10 % Leistung (0,32 Prozentpunkte), die Abweichung steigt allerdings ab 50 % der Leistung bei auf das maximum von 1,02 Prozentpunkte bei 100 % Leistung an. Ohne Einfluss des MPP-Trackings kann angenommen werden das die Leistungen bei 5 % näher beisammen liegen. Die Leistungsabhängigkeit lässt sich durch Leitungsverluste und die im kritischen Parameter 6a (Seite 34) beschriebene Position der Spannungsmessung erklären.

Zusätzlich ist

Abbildung 44 (unten) die Abweichung der Mittelwerte zu sehen. Hierzu wurde der Mittelwert der 8 Stufen je Messung gebildet und die Abweichung der Mittelwerte zueinander betrachtet. Ein großer Teil der Abweichungen lässt sich durch Arbeitspunktverschiebungen erklären und kann durch Interpolieren der Ergebnisse auf identische Arbeitspunkte korrigiert werden. Durch eine klare Definition der Position der Spannungsmessung können die Abweichung durch diese ausgeschlossen werden. Insgesamt deutet dies auf eine gute Vergleichbarkeit hin, dies muss aber durch weitere Messungen nachgewiesen werden.

Im Rahmen des Ringversuchs war eine Auswertung der Batteriewirkungsgrade und der Standby Messungen aufgrund uneinheitlicher Dokumentation von Messergebnissen nicht möglich. Die Notwendigkeit einer ausführlichen und harmonisierten Dokumentation ist ein wesentliches Ergebnis aus dem Ringversuch. Als Beispiel dient die minimale Testlaufzeit für die Standby Messungen. In dem Fall, dass keine Herstelleranforderungen für die Standby Messungen vorhanden sind, muss jede der Messungen mindestens über 3 Stunden durchgeführt werden. Da dies nicht bei allen Instituten umgesetzt wurde, ist kein Vergleich der Ergebnisse möglich.

#### **1.4. AP 4 Gremienarbeit und Verwertung**

Der projektbegleitende Arbeitskreis (Normungsgruppe mit Experten) DKE/AK 371.1.9 „Kennwerte von stationären Batteriespeichern“ wurde mit einem „Call for Experts“ eingerichtet und hielt innerhalb der Projektlaufzeit 15 Sitzungen als Webkonferenz ab. Die Mitarbeiter-/Expertenbesetzung ist ausgewogen und alle relevanten Stakeholder sowie das Projektkonsortium von TESTBENCH sind beteiligt. Die Gremienarbeit wird auch nach Projektende fortgeführt. Die Vornorm liegt aktuell als Entwurf, E DIN VDE V 0510-200 (VDE V 0510-200) "Kennwerte stationärer Batteriespeichersysteme – Ermittlung und Dokumentation" [4], vor. Eingegangene Kommentare (von HTW und RWTH) wurden dokumentiert und diskutiert. Die Einarbeitung der Ergebnisse aus der Diskussion und Beratung in die Vornorm wurden Anfang Dezember 2021 vorgenommen. Die Vornorm erscheint nach redaktioneller Prüfung und Überarbeitung zwecks öffentlichem Einspruchsverfahren im Entwurfportal des VDE-Verlags und kann dort online kommentiert werden (<https://www.dke.de/de/mitmachen/nehmen-sie-stellung-zu-norm-entwuerfen>). Die Vornorm wird auch als englische Version veröffentlicht.

Im Anschluss an die Veröffentlichung der ersten Version der Vornorm sollen die Ergebnisse des Projekts Testbench in dem DKE Arbeitskreis diskutiert und in eine folgende Version der Vornorm eingearbeitet werden.

#### **Inhalt und Anwendungsbereich der Vornorm**

Die zu erarbeitende Vornorm soll die notwendigen Datenblatt- und Typschild-Angaben sowie die Messvorschriften für stationäre Speichersysteme oder deren Hauptkomponenten am Niederspannungsnetz beschreiben, sowohl für den industriellen, gewerblichen als auch für

den privaten Einsatz. Insbesondere werden die hierfür notwendigen Messungen und deren Durchführung beschrieben.

Das Dokument ist technologieoffen. Je nach Technologie können sich Einschränkungen bei der Vermessung ergeben. Der Anwendungsbereich umfasst vorrangig Speichersysteme und/oder dessen Hauptkomponenten in Kombination mit PV-Anlagen, aber nicht ausschließlich. Es können auch andere Erzeugungsanlagen (z. B. BHKW, Kleinwindkraftanlagen, Wasserkraft) zur Anwendung kommen. Darüber hinaus kann das Speichersystem auch ohne lokale Erzeugungsanlage z. B. für Netz- oder Systemdienstleistungen verwendet werden. Es kann sich um Inselnetzbildende Systeme gemäß VDE-AR-E 2510-2 [6] handeln. Ausgenommen sind reine USV-Anlagen und Speichersysteme für reine Off-Grid Anwendungen. Das Dokument stellt ein Minimum an Informationen unter der Maßgabe bereit, die Planung und den Aufbau eines sicheren und effizienten Gesamtsystems mit Speicher zu ermöglichen. Zwar darf diese Vornorm keine Sicherheitsanforderungen enthalten, doch die Nennung der erfüllten Sicherheitsnormen und die Forderung der Angabe von Sicherheitsparametern, wie z. B. Spannungsgrenzen soll die Gesamtsicherheit erhöhen.

Unter dem Datenblatt ist eine vom Speichersystem getrennte technische Beschreibung zu verstehen. Die Anforderungen an das Typenschild sind teilweise bereits in Normen festgelegt, welche die elektrische Sicherheit betreffen, jedoch sollen zusätzliche Angaben gemacht werden, die speziell auf die Eigenschaften von Speichersystemen angepasst sind.

### **1.5. AP 5 Workshops und Öffentlichkeitsarbeit**

Ziel des AP 5 war es durch geeignete Maßnahmen, wie die Organisation und Durchführung von Workshops zur Vernetzung und Identifizierung von Standardisierungsbedarfen, die öffentliche Wahrnehmung von TESTBENCH, sowie von Normen und Standards im Kontext des PV-Marktes zu stärken. Neben dem direkten Einbringen der Erkenntnisse in die Fachgremien und Arbeitskreise von VDE-DKE und internationaler Standardisierungsorganisationen betrifft dies auch die Anfertigung von Vortragsmaterialien. Weiterhin fand eine Vorstellung der Zwischenergebnisse in einem Expertenworkshop statt. Ziel dieses Workshops war die Diskussion der erzielten Ergebnisse mit der Fachöffentlichkeit und die Rückkopplung von Expertenmeinungen zur Sicherstellung der Verwertbarkeit in Normen und Standards.

Unter dem Link <https://www.dke.de/de/arbeitsfelder/components-technologies/testbench#> wurde eine Projektseite (Anhang 1) angelegt.

Normen & Standards | Arbeitsfelder | Mitmachen | Services | Über uns | [meine.dke.de](#)

# TESTBENCH

DKE  
25.07.2022 | Projekt

## Testbench

**Testverfahren zur Bestimmung der Effizienz von PV-Speichersystemen – Vom Leitfaden zum Standard.**

**Laufzeit:** 01.01.2020 – 30.06.2022

**Konsortialpartner:** Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, KIT, TÜV Rheinland und Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (VDE DKE)

**Assoziierte Partner:** Austrian Institute of Technology (AIT), Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) und der Bundesverband Energiespeicher (BVES)

**Projektförderung:** Das Projekt Testbench wird im Rahmen des Programms „WIPANO“ (Wissens- und Technologietransfer durch Patente und Normen) durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert.

**Projekträger:** Projekträger Jülich (PtJ)

**Kontakt**

Marko Kesic  
Tel.: +49 69 6308-417  
[marko.kesic@vde.com](mailto:marko.kesic@vde.com)

Zuständiges Gremium

> [Gremium DKE/K 371](#)

Downloads + Links

> [Testbench beim Fraunhofer IEE](#)


↓ [Effizienzleitfaden für PV-Speichers...](#)  
PDF 556 KB

↓ [Effizienzleitfaden für PV-Speichers...](#)  
PDF 3,3 MB

Verwandte VDE Themen

[Erneuerbare Energien](#) [Energieeffizienz](#)

Gefördert durch:

 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Abbildung 45: Auszug der Projektwebseite DKE

Auf der Webseite wurde über den Rahmen und Inhalt des Projekts, mit besonderem Augenmerk auf die Normung & Standardisierung sowie anstehenden Workshops, informiert. Daneben wurden Links wie z. B. zu dem zuständigen Normungsgremium DKE/K 371 „Akkumulatoren“, der Webseite des Fraunhofer IEE sowie zum Effizienzleitfaden, der die Grundlage des zu erstellenden Normenprodukts darstellt, verlinkt. Auch wurde das auf dem PV-Symposium gezeigte Poster „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“, sowie die Veröffentlichung „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme: Wiederholbarkeit und Einfluss von Mess- und Auswerteparametern / Efficiency Guideline for PV Storage Systems: Repeatability and impact of measurement and evaluation parameters“ zum Download verfügbar gemacht.

## Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme



Wiederholbarkeit und Einfluss von Mess- und Auswerteparametern

Siddhi Shrikant Kulkarni (Fraunhofer IEE), Felix Büchle (KIT), Nina Munzke (KIT), Wolfram Heckmann (Fraunhofer IEE), Niklas Giesen (TÜV Rheinland), Christian Messner (AIT)

Viele Hersteller haben sich an der Entwicklung des Effizienzleitfadens beteiligt und lassen ihre Produkte danach prüfen. Die Vergleichbarkeit der Messergebnisse muss unabhängig vom durchführenden Labor gewährleistet sein. Ziel des Projektes „Testverfahren zur Bestimmung der Effizienz von PV-Speichersystemen – Vom Leitfaden zum Standard (Testbench)“ ist es zu untersuchen, welche Anpassungen am Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme zur Sicherstellung der Ergebnisqualität, der Wiederholbarkeit und der Reproduzierbarkeit diese Vergleichbarkeit stärken.

Wiederholbarkeit für Regelabweichungen verbessern

Abbildung 1 Laborinterne Wiederholbarkeiten aus den Erstmessungen für verschiedene Systemtopologien

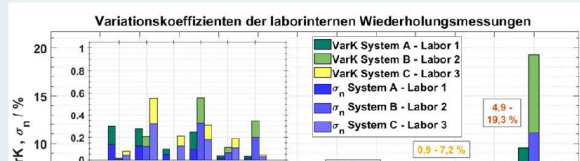


Abbildung 46: Auszug Poster „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“

Ein öffentlicher Workshop (Meilenstein 7 (M7) im Projektantrag) fand in Abstimmung mit den Partnern und nach Erreichung entsprechender Ergebnisse am 08.12.2021 statt. Die Generalprobe fand am 06.12.2021 statt. Aufgrund der Corona-Situation wurde das Event als reines Online-Event via MS Teams (um-) geplant. Vorbereitend und zur Bekanntmachung wurde ein Save-the-Date/Workshop-Flyer erstellt. Der Workshop wurde im VDE DKE Newsletter in den Ausgaben April 2021 und Dezember 2021 beworben und zur Mitarbeit aufgerufen. Neben der Verteilung des Flyers seitens VDE DKE wurde der Workshop-Flyer auch über den Newsletter des Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES) und Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW) verteilt, sowie über weitere Social-Media-Plattformen, wie z. B. den Twitter-Kanal des VDE DKE beworben.



VDE DKE

### Testverfahren zur Bestimmung der Effizienz von PV-Speichersystemen

Das Förderprojekt TESTBENCH hat das Ziel die Qualität der Effizienzmessungen von PV-Speichersystemen zu steigern, damit Planer und Betreiber die Batteriesysteme besser miteinander vergleichen können. Dabei steht die Reproduzierbarkeit und Vergleichbarkeit der Messergebnisse an den verschiedenen Prüfständen der Projektpartner im Fokus. Am **16. Juni 2021** sollen in einem Online-Workshop Detailierungsmessungen vorgestellt und Input zum anstehenden Ringversuch diskutiert werden.

- [Zum Projekt-Workshop](#)

> [Zum Projekt TESTBENCH](#)



Abbildung 47: (links) Auszug Newsletter VDE DKE, (rechts) Auszug Twitter-Account VDE DKE

Zum Workshop wurde eine eigene DKE-Workshop-/Veranstaltungs-Webseite erstellt, welche die Workshop-Motivation sowie Ziele beschreibt und die Anmeldung konkretisiert und ermöglicht.

Link:

<https://www.dke.de/de/veranstaltungen/veranstaltungs-detailseite?id=19813&type=vde|vdb>

## Online Workshop zum Projekt

Im Rahmen des Förderprojektes Testbench wurde am **8. Dezember 2021** ein kostenloser Online-Workshop angeboten.

Das Projekt TESTBENCH steigert die Qualität der Effizienzmessungen, damit Planer und Betreiber die Batteriesysteme besser miteinander vergleichen können. Dabei steht die Reproduzierbarkeit und Vergleichbarkeit der Messergebnisse an den verschiedenen Prüfständen der Projektpartner im Fokus. Zur Sicherstellung der Reproduzierbarkeit dieser Messergebnisse wird ein Ringversuch mit verschiedenen Prüfungen durchgeführt.

Es wurden die bisherigen Ergebnisse vorgestellt und der Input zum anstehenden Ringversuch diskutiert.

> [Workshop-Präsentation auf der Veranstaltungsseite](#)



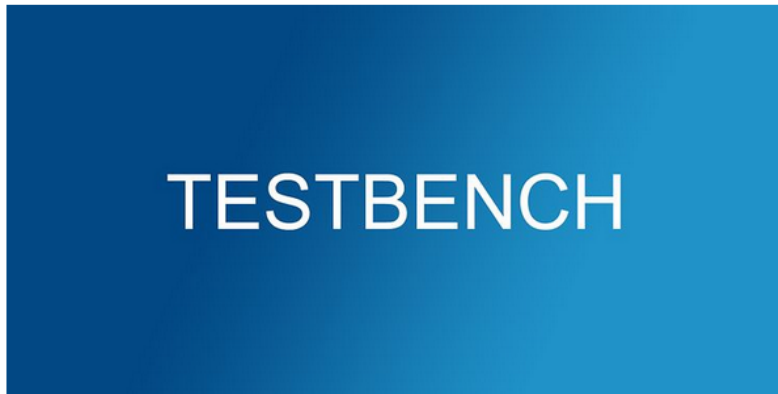
VDE DKE

#TESTBENCH steigert die Qualität der Effizienzmessungen von PV-Speichersystemen, damit Planer und Betreiber die Batteriesysteme besser miteinander vergleichen können. Am 8.12. findet hierzu ein #Workshop statt. #Normung #Energiewende Infos + Anmeldung: <https://t.co/fQsVwol3AG> — DKE-Aktuell (@DKEAktuell) November 25, 2021



VDE

Abbildung 48: Link zur Veranstaltungsseite



VDE DKE

08.12.2021 | Online | Workshop

## TESTBENCH – Workshop zum Projekt

**Testverfahren zur Bestimmung der Effizienz von PV-Speichersystemen – Vom Leitfaden zum Standard**

**Termin** Beginn: **08.12.2021** 09:00 Uhr  
Ende: **08.12.2021** 12:30 Uhr

**Veranstaltungs-Sprache** 

**Zielgruppe** Expert\*innen aus herstellenden Unternehmen und Prüflaboren sowie Interessierte.

**Veranstaltungsort** Online

**Beschreibung** Das Projektteam TESTBENCH lädt Sie zu o. g. Thema zum Austausch unter Expert\*innen ein.

**Workshopinhalt:**

Die Effizienz von PV-Speichersystemen wird von einer Vielzahl technischer Aspekte beeinflusst. Insbesondere

**Abbildung 49: Auszug der Veranstaltungswebseite**

Zwei Wochen vor dem Workshop wurde ein zweiter Veranstaltungs-Flyer mit konkreter Agenda verteilt.



### Kontakte

**Ansprechpartner**

Marko Kesic  
VDE DKE  
60596 Frankfurt

[marko.kesic@vde.com](mailto:marko.kesic@vde.com)

Tel. +49 69 6308-417

### Downloads + Links

↓ [Präsentation Testbench Workshop ...](#)  
PDF 3,2 MB

↓ [Workshop Flyer](#)  
PDF 315 KB

> [zur Projektseite TESTBENCH](#)

> [DKE Arbeitsfeld Energy](#)

## Agenda

virtuelle Veranstaltung am 08. Dezember 2021, 09:00 bis 12:30 Uhr

- 09:00 – 09:10 **Begrüßung**
- 10:10 – 10:30 **Vorstellung des Projekts TESTBENCH**
- 10:30 – 10:55 **Thema 1: Wiederholbarkeit**  
Vorstellung & Diskussion
- 10:55 – 11:20 **Thema 2: Kreuzauswertungen**  
Vorstellung & Diskussion
- 11:20 – 11:30 **Pause**
- 11:30 – 12:05 **Thema 3: Kritische Parameter**  
Vorstellung & Diskussion
- 12:05 – 12:25 **Feedback und Diskussionsrunde**
- 12:25 – 12:30 **Fazit und Ausblick**

Abbildung 50: Workshop-Flyer Auszug: Agenda

Angemeldet waren insgesamt 33 externe Teilnehmer sowie 16 projektinterne Teilnehmer. Die Kategorisierung der Anmeldungen nach Marktteilnehmern zeigt die Beteiligung der interessierten Kreise.

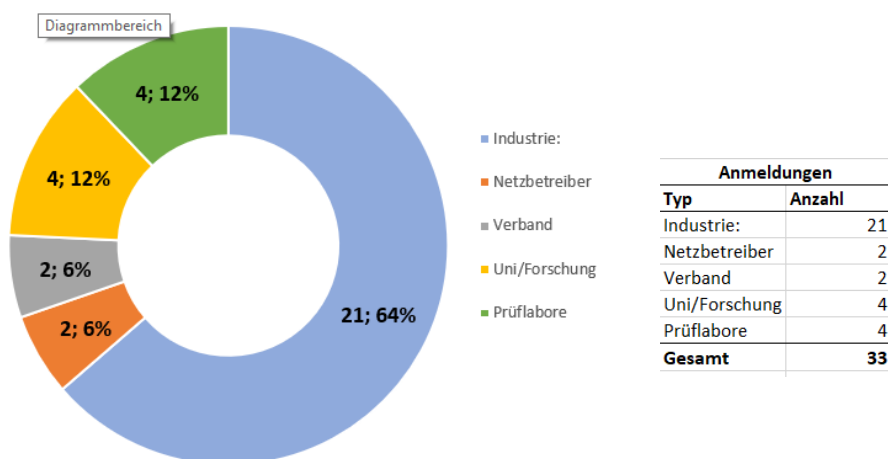


Abbildung 51: Auswertung der Anmeldungen zum Workshop

Teilgenommen haben 14 externe Teilnehmer, sowie 14 projektinterne Teilnehmer

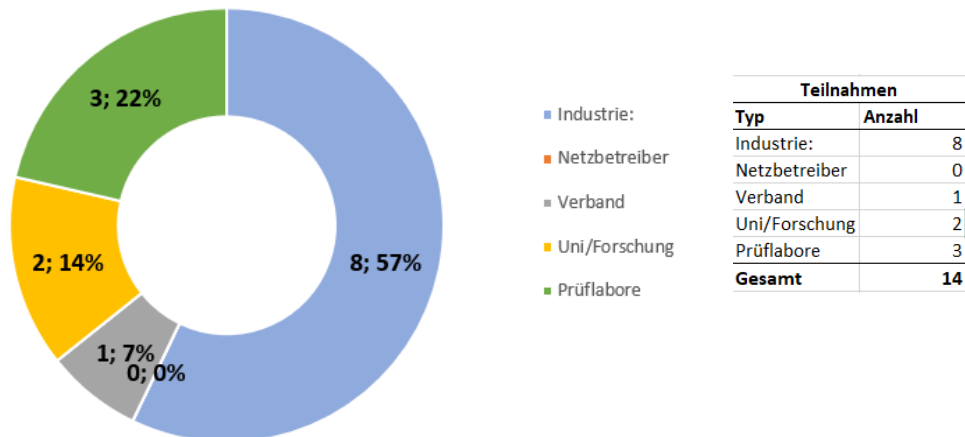


Abbildung 52: Auswertung der Teilnehmer am Workshop

Die zum Workshop gezeigte konsolidierte Präsentation kann in Anhang 2 eingesehen werden und wurde auf der Veranstaltungswebseite zum Download verfügbar gemacht sowie an alle Teilnehmer via E-Mail verteilt.

Das Feedback der Teilnehmer aus dem Agenda-Punkt „Feedback und Diskussionsrunde“ wurde gesammelt und ausgewertet.

Weitere Maßnahmen das Projekt und die Ergebnisse bekannt zu machen, war eine Teilnahme beim 37. PV-Symposium am 21. - 23. Juni 2022 in Freiburg (Siehe dazu auch Kapitel 4). Dazu wurde ein Projekt-Poster „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“ (Anhang 3) mit den Ergebnissen des Projekts eingereicht und vorgestellt, sowie ein wissenschaftliches Dokument „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme: Wiederholbarkeit und Einfluss von Mess- und Auswerteparametern/Efficiency Guideline for PV Storage Systems: Repeatability and impact of measurement and evaluation parameters“ (Anhang 4) veröffentlicht. Beide Dokumente sind im Abschlussbericht als Anhang zu finden, und auch auf der Projektwebseite der DKE zum Download bereitgestellt.

Auch auf der 6. PV Betriebs- und Sicherheitstagung wurde das Projekt Testbench vorgestellt und die Ergebnisse aus AP2 präsentiert. Konkreter, die Wiederholbarkeit der Messungen, die Kreuzauswertungen und die kritischen Parameter. Die Notwendigkeit der Klimakammertests für die Batterie bei niedrigeren Temperaturen (z.B. bei 0 Celsius) wurde durch die Fragerunde betont. Dem Publikum wurde die Präsentation vorgetragen und gleichzeitig über die Wichtigkeit von PV-Speichersystemen informiert. (siehe Anhang 5)

## **2 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse**

Die wissenschaftliche Verwertung erfolgte durch alle Partner. Durch die Erkenntnisse aus den Labortests können in zukünftigen Arbeiten Fragestellungen bezüglich der Performance von PV-Heimspeichern auf Systemebene bearbeitet werden. Es ist zu erwarten, dass zukünftig ein Wissensvorsprung und Zeitvorteil bei der Bewertung der Performance von Heimspeichern und deren Betrieb erreicht wird. Sowohl die technischen Ergebnisse als auch Normungs- und Standardisierungsergebnisse sind in die VDE Vornorm E DIN VDE V 0510-200 (VDE V 0510-200) "Kennwerte stationärer Batteriespeichersysteme – Ermittlung und Dokumentation" überführt, und können nicht nur zur Vergleichsmessung herangezogen werden, sondern auch zwecks Konformitätsnachweisführung. Sowohl interne Beteiligte als auch projektexterne interessierte Kreise haben Ihren Beitrag und Einfluss bei der Entstehung der Vornorm geltend gemacht, wodurch ein breiter Konsens auf dem Markt und aller interessierten Kreise erzielt wurde.

### 3 Veröffentlichungen

#### I. Präsentationsmaterialien

Die Haupt- und Nebenergebnisse wurden zum einen mittels Präsentationen auf den Projekttreffen vorgestellt und mit den anderen Projektpartnern diskutiert und zum anderem in halbjährlichen Zwischenberichten sowie im vorliegenden Abschlussbericht beschrieben und angehängt. Des Weiteren wurde ein öffentlicher Workshop (M7) durchgeführt. Siehe AP 5.

#### II. Erfolgte Veröffentlichungen

##### Poster

- Kulkarni, S. S.; Büchle, F.; Munzke, N.; Heckmann, W.; Giesen, N.; Messner, C. „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme: Wiederholbarkeit und Einfluss von Mess- und Auswerteparametern“ 2022, Juni 21. 37. PV-Symposium / BIPV-Forum (2022), Freiburg im Breisgau, Deutschland, 21.–23. Juni 2022

##### Paper

- Kulkarni, S. S.; Büchle, F.; Munzke, N.; Heckmann, W.; Giesen, N.; Messner, C., „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme: Wiederholbarkeit und Einfluss von Mess- und Auswerteparametern“, 2022. 37. PV-Symposium / BIPV-Forum, S. 662–687

##### Vortrag

- Kulkarni, S. S., *Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme: Wiederholbarkeit und Einfluss von Mess- und Auswerteparametern*, 2022. 6. Deutsche Photovoltaik-Betriebs- und Sicherheitstagung

## 4 Literaturverzeichnis

- [1] BSW-solar Bundesverband Solarwirtschaft e.V., *"Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Speicher/Mobilität)"*, 2022.
- [2] BVES Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V., BSW-solar Bundesverband Solarwirtschaft e.V., *"Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme"*, Bd. Version 2.0.1, 2019.
- [3] F. Büchle, N. Munzke, B. Schwarz, M. Hiller, C. Messner, S. Lux und J. Klee Barillas, *"Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Reproduzierbarkeit von Performancemessungen an PV-Speichersysteme"*, PV-Symposium 2018, Kloster Banz, Bad Staffelstein 25-27. April 2018, 2018.
- [4] „P DIN VDE V 0510-200 (VDE V 0510-200) Kennwerte stationärer Batteriespeichersysteme - Ermittlung und Dokumentation,“ 2022.
- [5] „DIN EN 61683:2000-08 Photovoltaische Systeme - Stromrichter - Verfahren zur Messung des Wirkungsgrades (IEC 61683:1999); Deutsche Fassung EN 61683:2000,“ 2000.
- [6] „VDE-AR-E 2510-2 (VDE -AR-E 2510-2):2021-02,“ 2021.