

**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**

Autoren: Siddhi Shrikant Kulkarni, Felix Büchle, Nina Munzke, Wolfram Heckmann, Niklas Giesen, Christian Messner

Veröffentlicht:

Tagung 37. PV-Symposium / BIPV-Forum 21. - 23. Juni 2022, Messe Freiburg

Kontakt:

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
Bereich Netzstabilität und Stromrichtertechnik

Joseph-Beuys-Straße 8

34117 Kassel

www.iee.fraunhofer.de

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

Siddhi Shrikant Kulkarni¹, Felix Büchle², Nina Munzke², Wolfram Heckmann¹, Niklas Giesen³,
Christian Messner⁴

¹Fraunhofer IEE, ²KIT, ³TÜV Rheinland, ⁴AIT

E-Mail: siddhi.kulkarni@iee.fraunhofer.de

1 Einleitung

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-Heim-Speichersysteme 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 PV-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 Regelverhalten, des Standby-Verbrauchs. Aktuell wird der Effizienzleitfaden im Rahmen des DKE-Arbeitskreises 371.0.9 „Kennwerte von stationären Batteriespeichern“ zu einer Norm weiterentwickelt.

Systematische Vergleiche auf Basis der Messungen gemäß Effizienzleitfaden sind nur sinnvoll, wenn die Messungen und ihre Auswertungen auch wiederholbar und reproduzierbar sind. Die Wiederholbarkeit von Messungen auf demselben Prüfstand wurde bereits untersucht [3]. Wichtig ist jedoch, dass die Messergebnisse auch reproduzierbar sind, wenn die Tests an unterschiedlichen Instituten durchgeführt bzw. ausgewertet werden. Andernfalls können Unterschiede in den Ergebnissen zu Inkonsistenzen bei der Bewertung der Systeme führen. Das F+E-Projekt „Testbench“ unterstützt die Weiterentwicklung des Effizienzleitfadens insbesondere in Hinblick auf die Reproduzierbarkeit der Tests bei unterschiedlichen Prüfinstituten. Erste Erkenntnisse werden hier vorgestellt.

2 Stand der Technik

Anforderungen an die Performance-Bewertung von PV-Heimspeichersystemen und die verschiedenen Ansätze werden z.B. in [4, 5] diskutiert. Demnach wird die Performance des

Gesamtsystems mit seinen Energiewandlungspfaden (Abbildung 1) von der Effizienz von Komponenten und der Effektivität von Verfahren im System beeinflusst. Beispiele dafür sind:

- Effizienz des Systems: Verluste in der Energiewandlung, Standby-Verbrauch, System-eigenbedarf;
- Effektivität des Systems: ungewollter Energieaustausch mit dem Netz aufgrund langsamer bzw. ungenauer Regelung oder unvorteilhaftes Speicher-Management, MPP-Tracking.

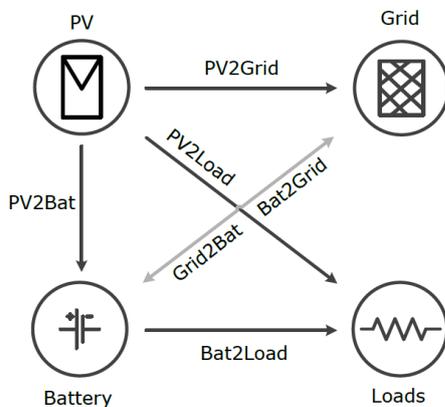


Abbildung 1 Hauptkomponenten und Energiewandlungspfade in PV-Heim Speichersystemen [4]

Es wird in zwei Testkategorien unterschieden, die aber auch in Kombination verwendet werden können [4]:

- komponenten-basiert: anwendungsunabhängig, Erfassung von Verlustmechanismen durch Messung verschiedener Betriebszustände und Betriebsabläufe (z.B. Analyse der Energiewandlungspfade gemäß Abbildung 1)
- anwendungs-basiert: Messung der Systemperformance in einer mehrtägigen Anwendung, wobei Einstrahlungs- und Lastverläufe im Labor emuliert werden

Der Effizienzleitfaden [2] beschreibt in dieser Kategorisierung komponenten-basierte Test-prozeduren. Es werden dabei Systeme der drei gängigsten Topologien betrachtet (schematische Darstellung in Abbildung 2, von denen aktuell die beiden Topologien AC-gekoppeltes und DC-gekoppeltes System überwiegen bzw. überhaupt am Markt verfügbar sind. Insbesondere das AC-gekoppelte Speichersystem eignet sich für die Ergänzung eines vorhandenen PV-System. Diese Nachrüstungen nehmen einen relevanten Anteil ein, der in [1] mit 14% an der gesamten Neuinstallation von Heimspeichern in 2021 geschätzt wird.

Nach der Bestimmung der Bemessungsleistung als Basis für die weitere Performance-Bewertung, gliedern sich die Messungen nach Effizienzleitfaden in die drei Hauptabschnitte Leistungsumwandlungssystem, Batterie und Regelabweichungen.

2.1 Prüfung des Leistungsumwandlungssystems

Die Leistungsumwandlungspfade sind durch die Energieflüsse zwischen der jeweiligen Quelle (PV-Generator, Batterie oder Netz) und der jeweiligen Senke (Batterie, Last oder Netz) definiert. Daraus ergeben sich die in Abbildung 2 dargestellten Leistungsumwandlungspfade:

- **PV2AC**: PV-Netzeinspeisung oder Direktnutzung
- **AC2BAT** oder **PV2BAT**: AC-Batterieladung oder PV-Batterieladung
- **BAT**: Batteriespeicherung
- **BAT2AC** oder **BAT2PV**: AC-Batterieentladung oder PV-Batterieentladung

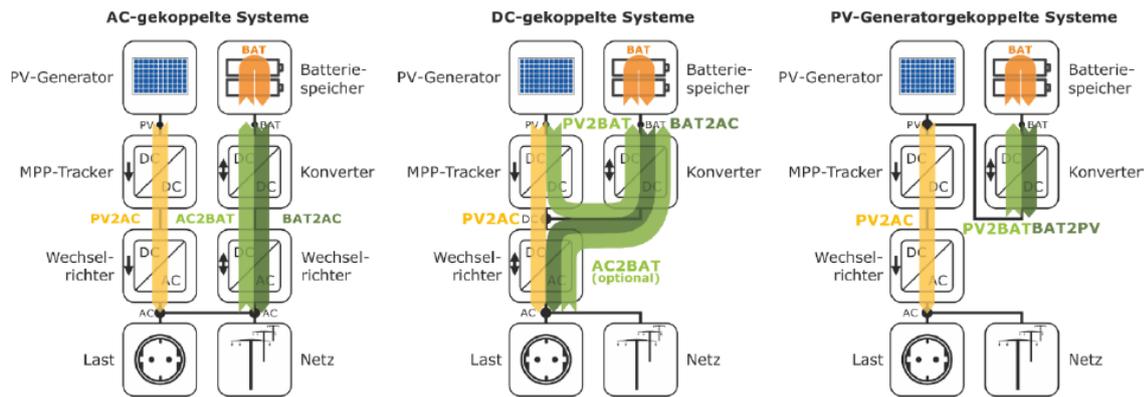


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Systemkonfigurationen der drei häufigsten Systemkonfigurationen und ihre Leistungsumwandlungspfade über die jeweils verwendeten Komponenten [2]

Der Wirkungsgrad des Leistungsumwandlungssystems wird bei Voll- und Teillast für die einzelnen Wandlungspfade bestimmt, wobei das Stufenprofil in Abbildung 3 aus [2], Abschn. 7.4.2 verwendet wird.

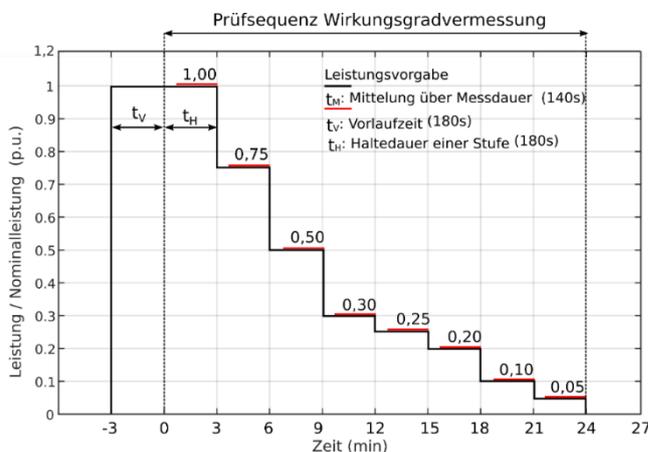


Abbildung 3: Stufenprofil zur Bestimmung der Leistungsumwandlungswirkungsgrade aus [2]

2.2 Batterie

Der Wirkungsgrad von Batterien variiert unter anderem in Abhängigkeit der Lade- und Entladeleistung. Der Effizienzleitfaden beschreibt Tests zur Charakterisierung des leistungsabhängigen Batteriewirkungsgrads. Ausgangszustand des Tests ist eine vollständig geladene Batterie. Im Testverlauf wird die Batterie durch Vorgabe einer konstanten Last (Erzeugung gleich null) vollständig entladen und anschließend durch Vorgabe einer konstanten Erzeugung (Last gleich null) wieder vollständig geladen (Vollzyklus). Der Wirkungsgrad wird durch das Verhältnis aus zugeführter und entnommener DC-seitiger Energie bestimmt.

2.3 Regelabweichung des Speichersystems

Aus Gründen der begrenzten Messgenauigkeit oder aufgrund von regelungstechnischen Einstellungen treten beim Einsatz von Speichersystemen in der Praxis stationäre und dynamische Abweichungen zwischen der geforderten und der bereitgestellten AC-seitigen Batterieleistung auf. Je nach Leistungsbilanz kann dies einen unerwünschten Energieaustausch zwischen dem Batteriespeichersystem und dem Netz zur Folge haben. Die Regelgüte unter stationären und dynamischen Bedingungen ist somit ein weiteres Kriterium, welches zur Charakterisierung der Effizienz von Batteriespeichersystemen erforderlich ist.

2.3.1 Dynamische Regelabweichung

Speichersysteme haben dynamische Regelabweichungen. Aufgrund von zeitlichen Verzögerungen bei der Messwerterfassung und -abfrage sowie bei der Regelung kann die Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers Leistungssprünge nicht ohne Zeitverzug folgen. Für die Charakterisierung der dynamischen Regelabweichung wird das Profil gemäß Abbildung 4 verwendet.

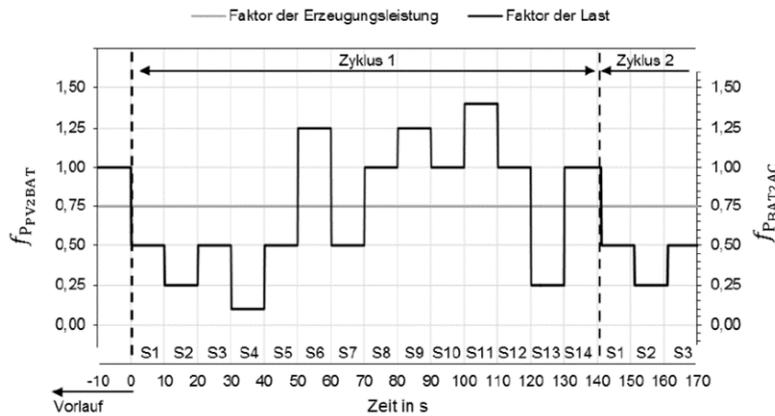


Abbildung 4: Stufenprofil zur Charakterisierung der dynamischen Regelabweichung [2]

Zur Auswertung der dynamischen Regelabweichungen werden Definitionen aus der Signalanalyse zugrunde gelegt. Abbildung 5 zeigt eine beispielhafte Sprungantwort und veranschaulicht die genutzten Definitionen der charakteristischen Zeiten und Toleranzbänder.

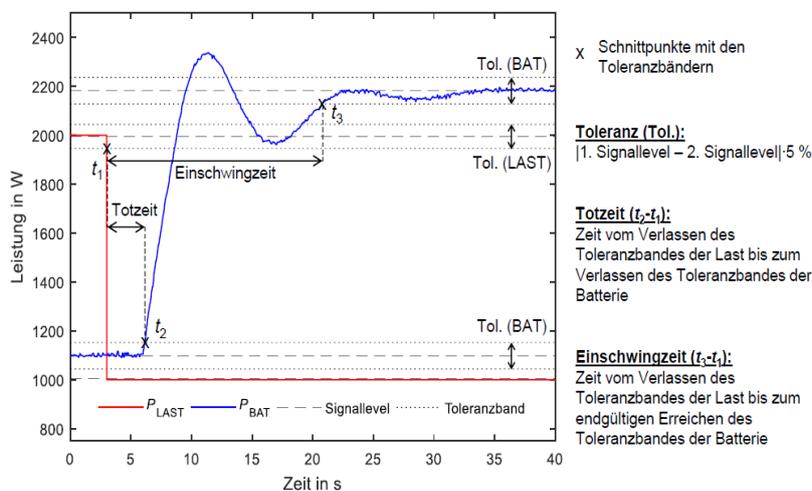


Abbildung 5: Definition der Zeiten und Toleranzbänder zur Bestimmung der Sprungantwort [2]

2.3.2 Statische Regelabweichung

Das Lastprofil zur Bestimmung der statischen Regelabweichung folgt der Struktur aus Abbildung 4 mit verlängerter Stufendauer. Die Berechnungen für den Netzaustausch des Systems erfolgt nach Abschluss des Einschwingvorgangs durch Integration der Austauschleistungen über 80 s und werden für die Lade- und Entladebedingungen separat durchgeführt.

2.4 Das Projekt Testbench

Im Juli 2019 ist die zweite Auflage des Effizienzleitfadens von den Verbänden BVES und BSW-solar herausgegeben worden [2]. Viele Hersteller haben sich an der Entwicklung der Effizienzleitlinien beteiligt und lassen ihre Produkte danach prüfen. Aktuell wird an der Weiterentwicklung des Leitfadens zu einer Norm gearbeitet. Die Aussagekraft und Vergleichbarkeit der Messergebnisse muss dafür unabhängig vom durchführenden Prüfinstitut oder Labor gewährleistet sein. Ziel des Projektes „Testverfahren zur Bestimmung der Effizienz von PV-Speichersystemen – Vom Leitfaden zum Standard (Testbench)“ ist es zu untersuchen, welche Detaillierungen und Anpassungen am Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme zur Sicherstellung der Ergebnisqualität, der Wiederholbarkeit und der Reproduzierbarkeit notwendig sind.

Das Vorhaben wird durch die Partner Fraunhofer IEE, KIT, TÜV Rheinland, AIT (assoziiertes Partner) und VDE-DKE durchgeführt, hat eine Laufzeit von Januar 2020 bis Juni 2022 und wird unter dem WIPANO-Programm vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert.

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 1: 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	modular

3 Zielstellung der Untersuchungen im Projekt Testbench

In vorausgehenden Untersuchungen wurde festgestellt, dass Messergebnisse mit gleichen Prüflingen an unterschiedlichen Messinstituten zu teilweise sehr unterschiedlichen Ergebnissen führten [3]. Darüber hinaus bestehen in der aktuellen Version des Leitfadens noch Unklarheiten hinsichtlich der Rahmenbedingungen für einzelne Messungen und deren Auswertungen. Ziel ist es die Zuverlässigkeit und Vergleichbarkeit der Messungen nach dem Effizienzleitfaden zu erhöhen. Besonderes Augenmerk wird auf die Wiederholbarkeit und Reproduzierbarkeit und der Testergebnisse gelegt. Um die Reproduzierbarkeit der Messergebnisse auf verschiedenen Prüfständen zu gewährleisten, wird ein Ringversuch mit unterschiedlichen Prüflingen durchgeführt.

Die Zuverlässigkeit von Testverfahren wird u.a. durch die Wiederholbarkeit und die Reproduzierbarkeit bestimmt. Zuverlässigkeit bedeutet hier, dass die Ergebnisse einer Messung innerhalb einer definierten, erlaubten Abweichung liegen. Dabei gelten nach [6] folgende Bedingungen für die Beurteilung:

- Wiederholbarkeit: das gleiche Messverfahren, dieselben Bediener, dasselbe Messsystem, dieselben Betriebsbedingungen und wiederholte Messungen an denselben oder ähnlichen Objekten, die über eine kurze Zeitspanne erfolgen.
In unserem Zusammenhang also Wiederholungsmessungen an einem Prüfstand.
- Reproduzierbarkeit: verschiedene Standorte, Bediener und Messsysteme und wiederholte Messungen an denselben oder ähnlichen Objekten. In unserem Zusammenhang also die

Durchführung von Tests nach derselben Prüfvorschrift, an demselben Prüfling in verschiedenen Prüfinstituten (Ringversuch).

Die Reproduzierbarkeit von Ergebnissen umfasst auch die Weiterverarbeitung und die Auswertung von Messdaten. Reproduzierbarkeit von Auswertungen bedeutet, dass die Rohdaten von einer Messung bei allen beteiligten Partnern so weiterverarbeitet und ausgewertet werden, dass die Ergebnisse innerhalb einer zulässigen Abweichung liegen. Unterschiede bei diesen sogenannten Kreuzauswertungen können durch Anwendung verschiedener Auswerteverfahren/ -algorithmen entstehen oder durch verschiedene Interpretation der Auswertevorgaben. Die Vergleichbarkeit der Ergebnisse bei Kreuzauswertungen ist die Basis für die spätere Bewertung der Vergleichbarkeit der Testumgebungen und Testabläufe im Ringversuch. Während die Wiederholbarkeit der Messungen Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist, wird die Reproduzierbarkeit derzeit noch untersucht und wird somit im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Neben den durchgeführten Messungen wurden auch mögliche kritische Parameter ermittelt, die Einfluss auf die Zuverlässigkeit der Ergebnisse nehmen können. Durch den Erfahrungsaustausch aus vorangegangenen Messungen nach Effizienzleitfaden bei den Projektpartnern wurden Schlüsselparameter bezüglich Aussagekraft und Reproduzierbarkeit von Prüfergebnissen ermittelt und diskutiert. Dies betrifft die Eigenschaften des Prüflings, Eigenschaften und Einstellungen des Messaufbaus (z. B. Arbeitsweise des Stromsensors, Filtereinstellungen des Messgeräts, Erfassungsrate, durchschnittliche Periodendauer), äußere Einflüsse (z.B. Außentemperatur) und Anzahl der erforderlichen Wiederholungen von einzelnen Messungen.

3.1 Auflistung der bisher ausgewerteten kritischen Parameter

- Bemessungsleistungen:
 - Sensitivität der Lade- und Entladebemessungsleistung bezüglich der system- und ladezustandsabhängigen Batteriespannungskurve
- Leistungsumwandlungswirkungsgrade:
 - Variation der Integrationsintervalle (Position Start/Ende sowie Länge)
 - Variation der durch den Effizienzleitfaden vorgegebenen Pausenzeiten zwischen Messungen der Lade- und Entladewirkungsgrade
 - Einfluss der Batteriespannung bei modularen Hochvoltsystemen
 - Temperaturabhängigkeit der Wirkungsgrade
- Batteriewirkungsgrade:
 - Temperaturabhängigkeit der Wirkungsgrade
 - Ersetzen des 100%-Zyklus mit einem 75%-Zyklus

4 Ergebnisse

4.1 Laborinterne Wiederholbarkeit

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 = Iteration) gekennzeichnet.

4.1.1 Bestimmung der Bemessungsleistungen – DC-gekoppeltes System

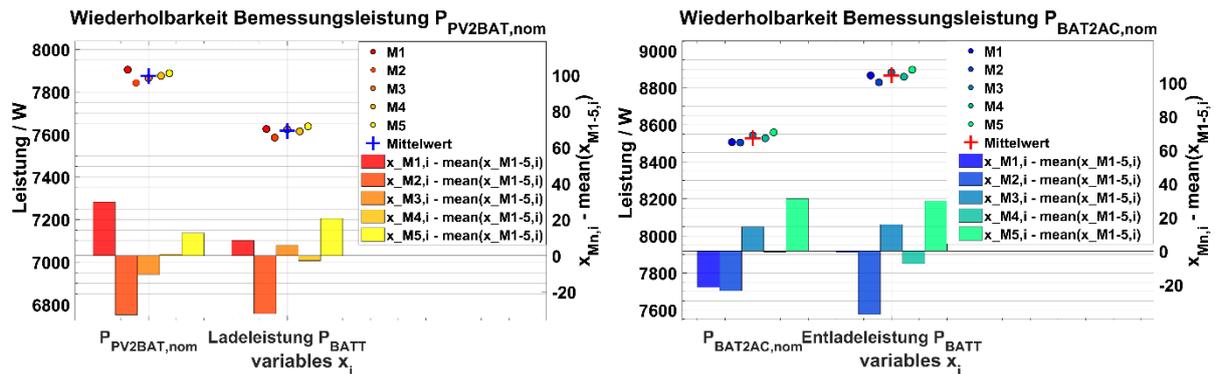


Abbildung 6: Wiederholbarkeit der Bestimmung der Bemessungsleistungen $P_{PV2BAT, nom}$ und $P_{BAT2AC, nom}$ am DC-gekoppelten System (Messungen KIT)

Die Bestimmung der Lade- und Entladebemessungsleistung des DC-gekoppelten Systems wurde nach [2] Anhang C1-C3 durchgeführt. Abbildung 6 zeigt die Ergebnisse aus $n=5$ Wiederholungsmessungen sowie die beobachteten Differenzen zum Mittelwert.

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

4.1.2 Leistungsumwandlungswirkungsgrade – DC-gekoppeltes System

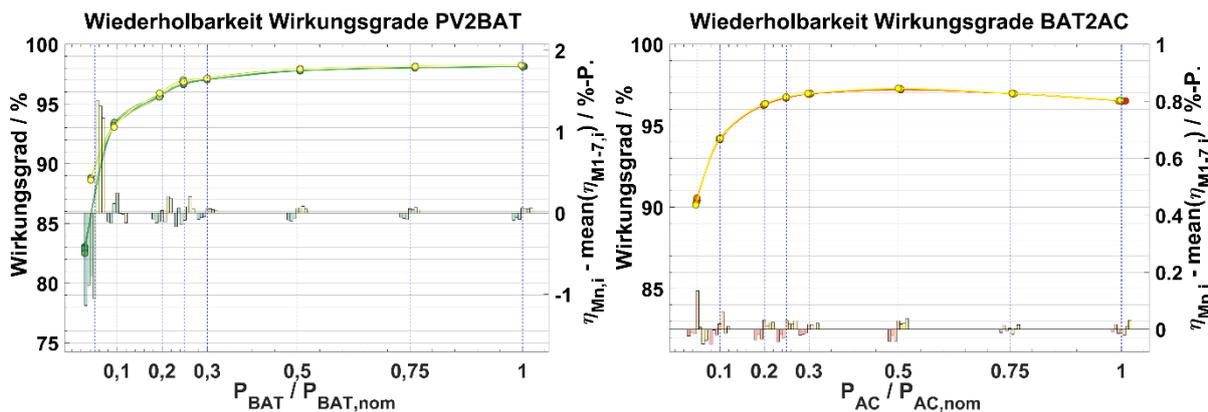


Abbildung 7: Wiederholbarkeit bei der Ermittlung der Wirkungsgrade für die Leistungspfade PV2BAT und BAT2AC am DC-gekoppelten System (Messungen KIT)

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

4.1.3 Standby-Verbräuche

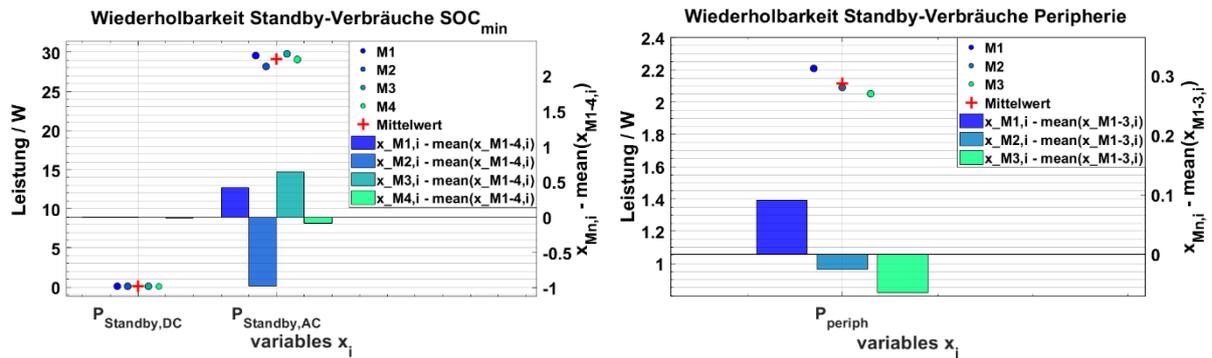


Abbildung 8: Wiederholbarkeit der Bestimmung der Standby-Verbräuche $P_{Standby,AC}$, $P_{Standby,DC}$ und $P_{Standby,Periph}$ bei entladener Batterie des DC-gekoppelten Systems (Messungen KIT)

Die Bestimmung der Standby-Verbräuche des DC-gekoppelten Systems wurde nach Effizienzleitfaden [2] Abschnitt 7.7 durchgeführt. Abbildung 7 zeigt die Ergebnisse für die AC- und DC-seitigen Verbräuche sowie die Peripherie-Verbräuche bei entladener Batterie (SOC_{min}) aus n = 4 bzw. 3 Messungen unter Wiederholbedingungen sowie die beobachteten 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 %

4.1.4 Dynamische Regelabweichungen – DC-gekoppeltes System

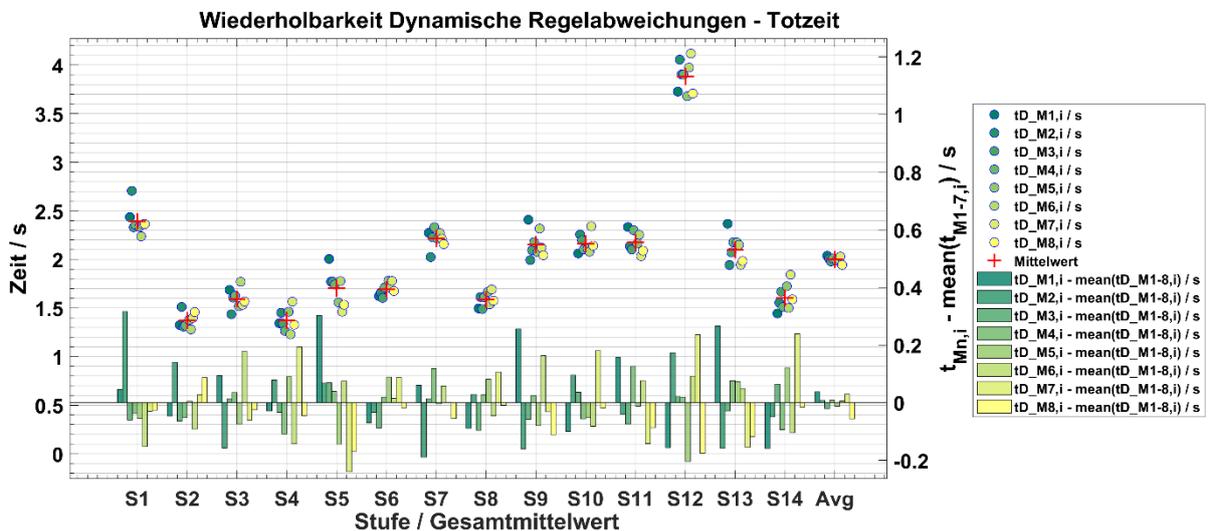


Abbildung 9: Wiederholbarkeit der Ermittlung der Totzeit t_D zur Bewertung der dynamischen Regelabweichung nach [2] am DC-gekoppelten System (Messungen KIT)

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 Profilitationen sowie die beobachteten Abweichungen zum jeweiligen Stufen- und Gesamtmittelwert der Wiederholungsmessungen dargestellt, welche

somit jeweils aus insgesamt 70 Einzelbestimmungen gewonnen wurden. In Abbildung 9 ist die Totzeit dargestellt, Abbildung 10 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 befinden, so dass eine genauere Bestimmung nur mit einer höheren Messrate erreicht werden kann.

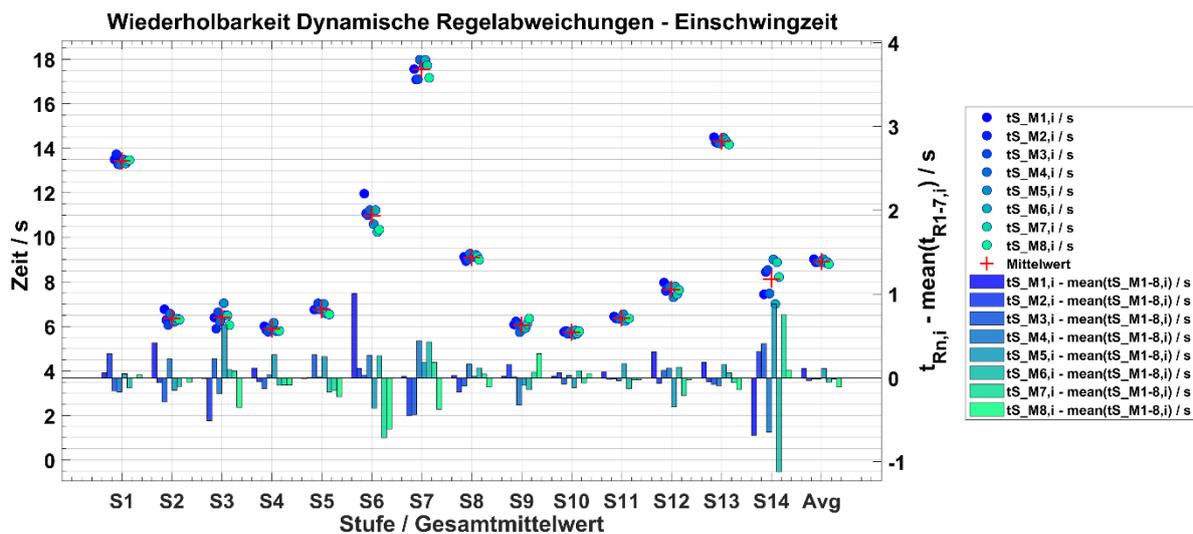


Abbildung 10: Wiederholbarkeit der Ermittlung der Einschwingzeit t_E zur Bewertung der dynamischen Regelabweichung nach [2] am DC-gekoppelten System (Messungen KIT)

4.1.5 Stationäre Regelabweichungen – AC-gekoppeltes System

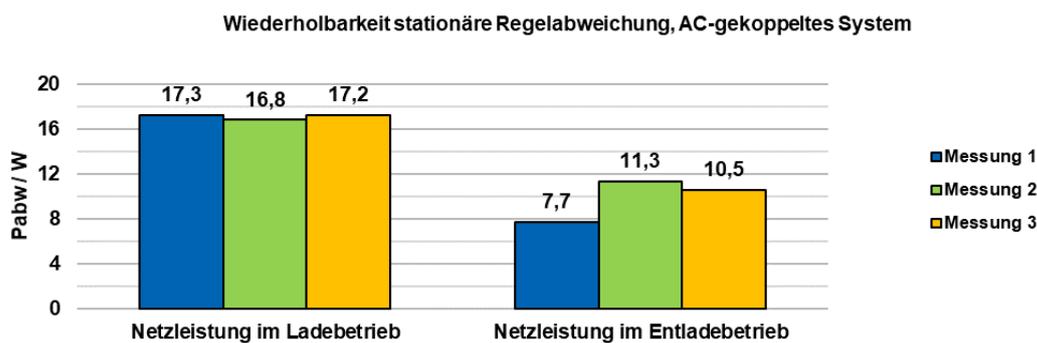


Abbildung 11: Mittelwert der stationären Regelabweichung nach [2] für ein AC-gekoppeltes System von je 5 kW für das PV- bzw. das Batterie-System im Vergleich von drei Messungen (Messungen TÜV)

Die Bestimmung der stationären Regelabweichung erfolgt nach [2], Abschnitt 9.2. Wie bei der Bestimmung der dynamischen Regelabweichung wird das Stufenprofil aus Abbildung 4 mit einer angepassten Stufendauern 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 11 gezeigt. Bei einer Nennleistung des untersuchten AC-gekoppelten Systems von je 5 kW für das PV- bzw. das Batterie-System liegt die Spannweite 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%.

4.1.6 Batteriewirkungsgrade – DC-gekoppeltes System

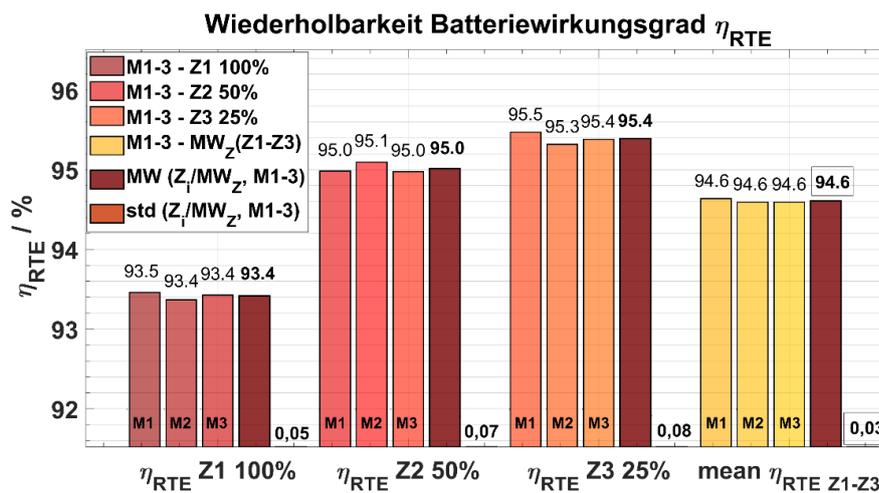


Abbildung 12: Wiederholbarkeit der Batteriewirkungsgrade am DC- gekoppelten System (Messungen KIT)

Die Bestimmung der Batteriewirkungsgrade des DC-gekoppelten Systems wurde nach dem Effizienzleitfaden [2], Abschnitt 8 durchgeführt. In der Abbildung 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 kleiner 0,1 Prozentpunkte zum Gesamtmittelwert im. Die Standardabweichung beträgt 0,03 Prozentpunkte.

4.1.7 Zusammenfassung der Wiederholbarkeit

Abbildung 13 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 Ergebnisstreuungen jeder Stichprobe. Die Ergebnisse stammen aus den Erstvermessungen jedes Systems und zugehörigen Labors. Hierbei ist zu beachten, dass die zugrundeliegenden Wiederholungsmessungen aus Gründen technischer und zeitlicher Probleme für das PV-Generatorkgekoppelte System nicht vollständig sind und sich die Anzahl an Wiederholungsmessungen je nach System und Vermessung zwischen $n=3$ und $n=7$ bewegt. Dies beeinträchtigt die statistische Aussagekraft.

Um einen groben Vergleich der Streuungen, der aus den jeweiligen Stichproben bestimmten Mittelwerten, zu ermöglichen, sind weiterhin die auf die Anzahl der Vermessungen normierten,

relativen Standardfehler σ_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.

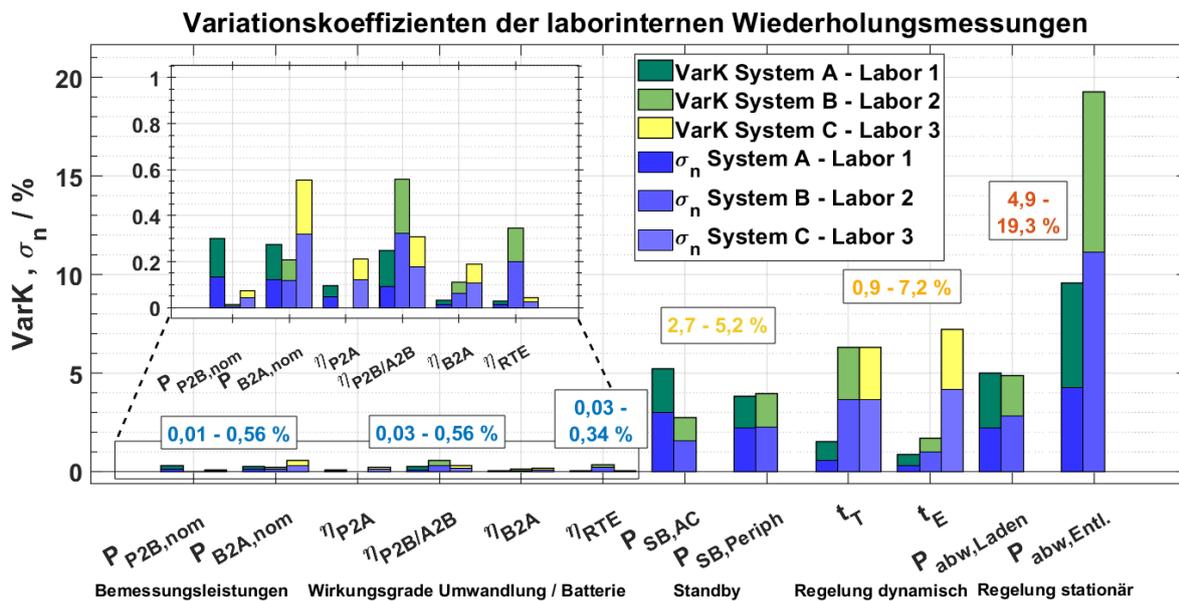


Abbildung 13: Übersicht laborinterne Wiederholbarkeiten aus den Erstvermessungen für jede Topologie / jedes Labor

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
 - Bei allen Laboren bei Erstvermessung nur wenige Wiederholungsmessungen
→ wird im weiteren Projektverlauf an Zweitsystemen erneut durchgeführt
- Dynamische Regelabweichung:
 - Begrenzung der Genauigkeit durch die Messrate von 200 ms, aber es gibt einen allgemeinen Trend zu weiter sinkenden Totzeiten.
→ Am KIT konnten anhand Messungen mit einer Messrate 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 -falls Vorhanden- automatische Messbereichsumschaltung

→ 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/ Regelsprünge mit zum Teil großen Einschwingdauern/ Zeitkonstanten, welche durch die momentan verwendete Warte- und Integrationszeit von 60 bzw. 80 s nicht immer erfasst werden können.
 - Die Wiederverwendung des Profils aus Abbildung 4 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 Abschnitt 4.2.6).

4.2 Kritische Parameter

4.2.1 Bemessungsleistungen: Sensitivität bezüglich der Batteriespannung

Für das DC-gekoppelte System wird die Sensitivität der Bestimmung der Bemessungsleistungen nach [2], Anhang C1-3 gegenüber Abweichungen der Batteriespannung am Betriebspunkt der Extraktion untersucht. Ausgangszustand für die Bestimmung ist ein mittlerer SOC („state of charge“) von 50%. Abweichungen in der zu dem so definierten Ausgangszustand gehörenden Batterieruhespannung können bei wiederholten Vermessungen beispielsweise durch Ungenauigkeiten des SOC-Algorithmus in Kombination mit einem steileren Verlauf der Batteriespannungskurve entstehen.

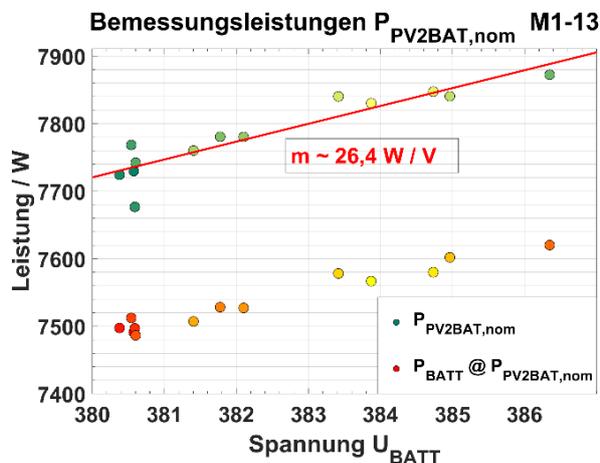


Abbildung 14: Abhängigkeit der nominalen Batterieleistung und der Bemessungsleistung $P_{PV2BAT,nom}$ von der Batteriespannung bei Batterieladung am DC-gekoppelten System (Messungen KIT)

Im Falle des DC-gekoppelten Systems wurden bei wiederholtem Anfahren des mittleren SOC beispielsweise Spannungsdifferenzen von bis zu 6 V beobachtet. Bei Systemen, deren maximale Batterieleistung durch Strombegrenzungen der Leistungselektronik bestimmt wird, kann ein steilerer Verlauf der Batteriespannungskurve einen großen Einfluss auf die bestimmte Bemessungsleistung haben.

Abbildung 14 illustriert dies anhand 13 bei identischer SOC-Anzeige gestarteten Vermessungen der Ladebemessungsleistung $P_{PV2BAT,nom}$. Die beobachtete Bandbreite von ~6 V Spannungsdifferenz steht einer Bandbreite der ermittelten Bemessungsleistungen von ~195 W

gegenüber, welche sich ohne Berücksichtigung der Batteriespannung zu der bereits vorhandenen Streuung addiert. Im Mittel beträgt die Sensitivität der Ladebemessungsleistung bezüglich der Batteriespannung bei dieser System-Batterie-Kombination $\sim 26 \text{ W/V}$ in einem Bereich von $\sim 6 \text{ V}$ um den mittleren Ladezustand.

Zusammenfassend kann festgestellt werden:

- Je nach System-Batterie-Kombination kann die Bemessungsleistung auch über den im Allgemeinen „flacher“ verlaufenden Bereich der Batteriespannungskurve mit kleineren Variationen des Ladezustands bzw. der zugehörigen Batteriespannung in nicht zu vernachlässigendem Ausmaß variieren.
- Für die Definition von Wiederholbedingungen und eine möglichst genaue Bestimmung der Bemessungsleistung stellt der am System abgelesene SOC unter Umständen keine geeignete Größe dar. Alternativ dazu kann die Batterieruhe-spannung oder ein separater Amperestunden-Zähler verwendet werden.
- Wie in [2] Anhang C1-3 erwähnt, ist deshalb auch darauf zu achten, dass die Nominalstufen der Wirkungsgradvermessung möglichst an dem so definierten Betriebszustand vermessen werden.

4.2.2 Leistungsumwandlungswirkungsgrade: Variation der Integrationsintervalle – DC-gekoppeltes System

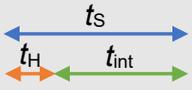
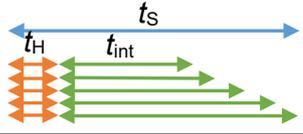
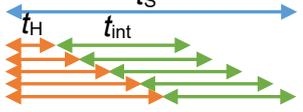
Variation Profil- und Auswerteparameter		Stufendauer t_s	Haltezeit t_H	Integrationszeit t_{int}
Vorgabe Leitfadens		180 s	40 s	140 s
Variation der Integrationszeit		260 s	40 s	140 s – 220 s Offset 4 x 20 s
Position des Integrationsintervalls		260 s	40 s – 120 s Offset 4 x 20 s	140 s

Tabelle 2: Leistungsumwandlungswirkungsgrade: Variation der Integrations- und Haltezeit

Um die Vorgaben des Leitfadens für die Stufendauer des Messprofils sowie die Position und Dauer der Integrationsintervalle der Bestimmung der Leistungsumwandlungswirkungsgrade auf potentielle 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_M bzw. t_{int} aus Abbildung 3 gemäß der Übersicht in Tabelle 2 variiert. Um den Einfluß auf die Genauigkeit der Wirkungsgradbestimmung abzuschätzen, wurden die Standardabweichungen s_n der über die jeweiligen Integrationsintervalle gemittelten Lade- und Entladewirkungsgrade η_{PV2BAT} und η_{BAT2AC} für jede Leistungsstufe und das jeweilige Offset der Halte- bzw. Integrationszeit bestimmt.

Variation der Integrationszeit

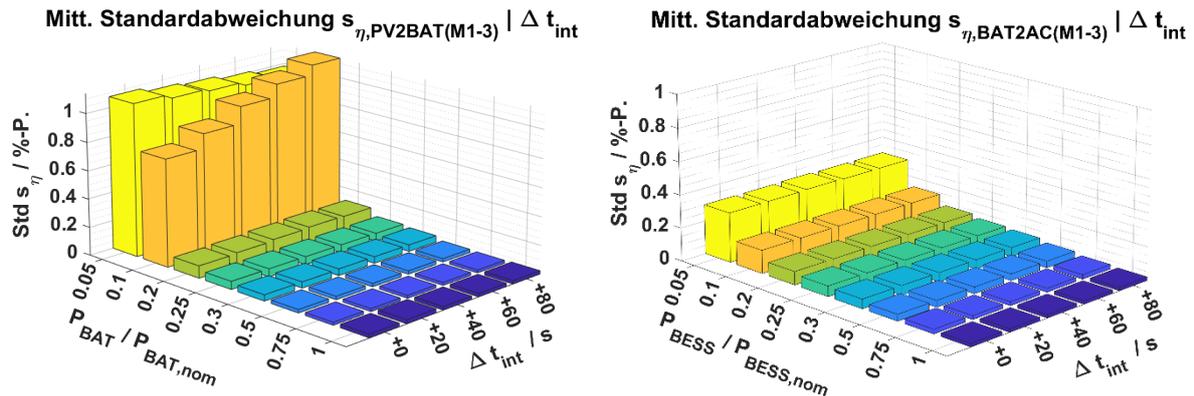


Abbildung 15: Variation der Länge des Integrationsintervalls für η_{PV2BAT} und η_{BAT2AC} am DC-gekoppelten System (Messungen KIT)

In Abbildung 15 wird die Standardabweichungen der Ladewirkungsgrade η_{PV2BAT} bzw. Entladewirkungsgrade η_{BAT2AC} über der jeweiligen mittleren Pfadausgangsleistung jeder Profilstufe und der Variation der Integrationszeit (Δt_{int}) dargestellt. Während die Variation der Integrationszeit auf die Genauigkeit der Bestimmung der Entladewirkungsgrade keinen signifikanten Einfluß hat, sind für die Ladewirkungsgrade η_{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

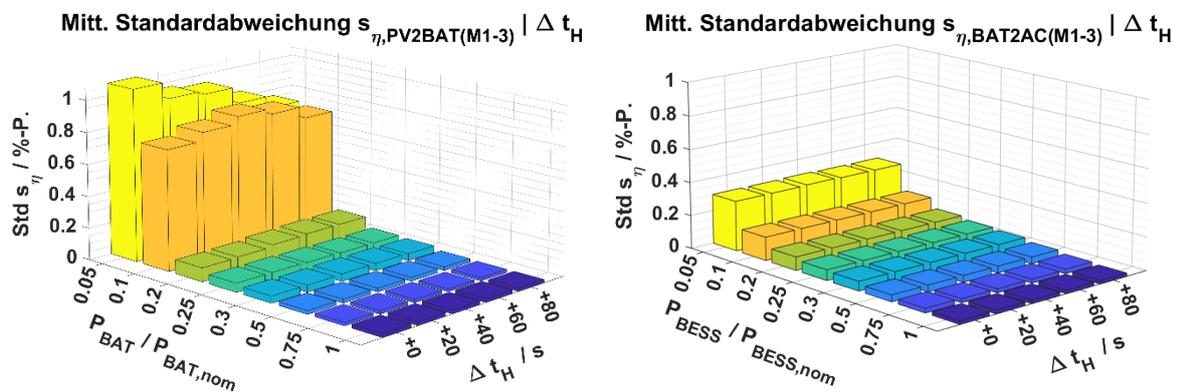


Abbildung 16: Variation der Position des Integrationsintervalls für η_{PV2BAT} und η_{BAT2AC} am DC-gekoppelten System (Messungen KIT)

In Abbildung 16 werden die Standardabweichungen der Lade- η_{PV2BAT} bzw. Entladewirkungsgrade η_{BAT2AC} über der jeweiligen mittleren Pfadausgangsleistung jeder Profilstufe und der Variation der Position des Integrationsintervalls (Δt_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 η_{PV2BAT} einen signifikanten Einfluß auf die Genauigkeit, welche in beiden Fällen mit einer gegenüber den Entladewirkungsgraden η_{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 η_{PV2BAT} bzw. der Wirkungsgrade η_{PV2AC} im Gegensatz zu der Bestimmung der Entladewirkungsgrade η_{BAT2AC} stark vom Verlauf der PV-Spannung und damit der Qualität des MPP-Trackings ab.

Variation der Haltezeit - Transiente und mittlere Wirkungsgrade η_{PV2BAT}

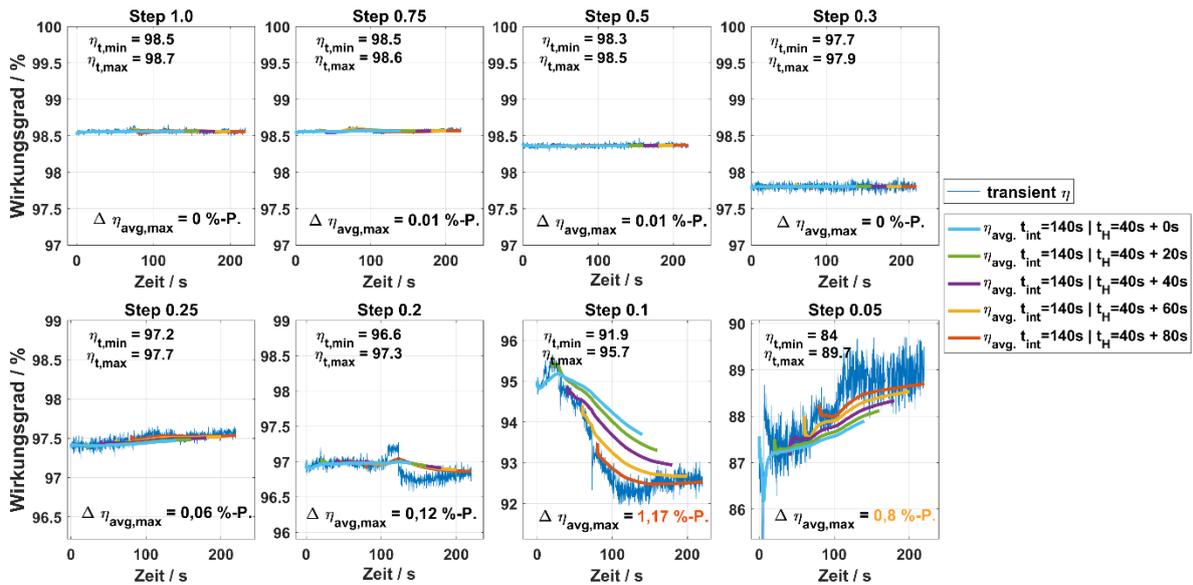


Abbildung 17: Variation der Position des Integrationsintervalls - Transiente und mittlere Wirkungsgrade η_{PV2BAT} (Messungen KIT)

Abbildung 17 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) $\eta_{PV2BAT} | \Delta t_H$

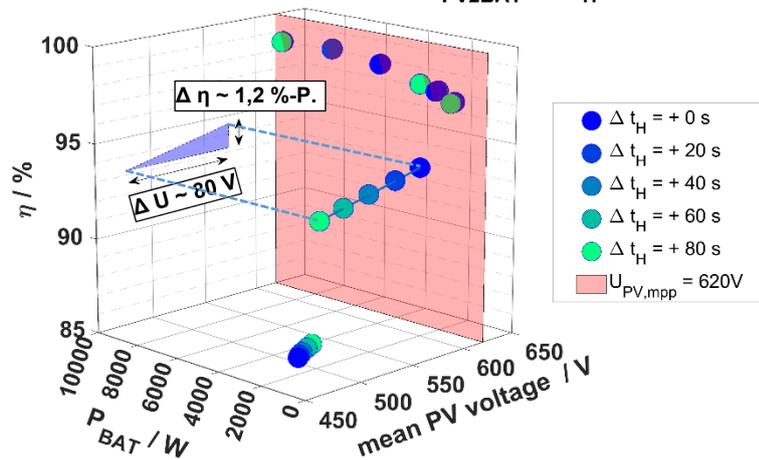


Abbildung 18: Über drei Messungen gemittelte Wirkungsgrade η_{PV2BAT} über mittlerer Ausgangsleistung P_{BAT} und PV-Spannung U_{PV} bei Variation der Position des Integrationsintervalls (Messungen KIT)

Wie in Abbildung 18 zu sehen, weicht die mittlere PV-Spannung bei den beiden kleinsten Leistungsstufen aufgrund schlechtem MPP-Trackings 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, in wie weit 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

4.2.3 Leistungsumwandlungswirkungsgrade: Variation der Pausenzeiten zwischen Messungen der Lade- und Entladewirkungsgrade

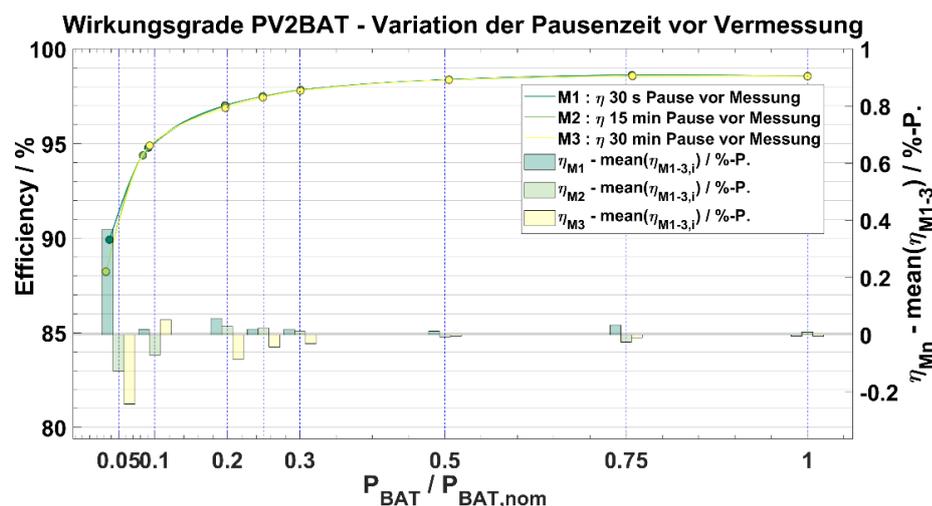


Abbildung 19: Wirkungsgrade η_{PV2BAT} vermessen nach Pausenzeiten von 30 s, 15 min und 30 min nach Vermessung des BAT2AC Profils mit $P_{BAT,max}$ am DC-gekoppelten System (Stufe 1.0) = 9,6 kW (Messungen KIT)

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 η_{PV2BAT} durchgeführt. Die maximale, umgewandelte Batterieleistung des vorhergehenden BAT2AC Profils betrug rund 9,6 kW für die Stufe 1.0. Abbildung 19 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 Profildurchläufe mit Stufen fallender Leistung begünstigt wird.

Zusammenfassend kann festgestellt werden:

- Die Pausenzeit zwischen den Vermessungen der Wirkungsgrade η_{BAT2AC} und $\eta_{\text{PV2BAT}}/\eta_{\text{AC2BAT}}$ hat keinen erkennbaren Einfluss auf die Höhe der Wirkungsgrade $\eta_{\text{PV2BAT}}/\eta_{\text{AC2BAT}}$. 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

4.2.4 Leistungsumwandlungswirkungsgrade: Temperaturabhängigkeit – AC-gekoppeltes System

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

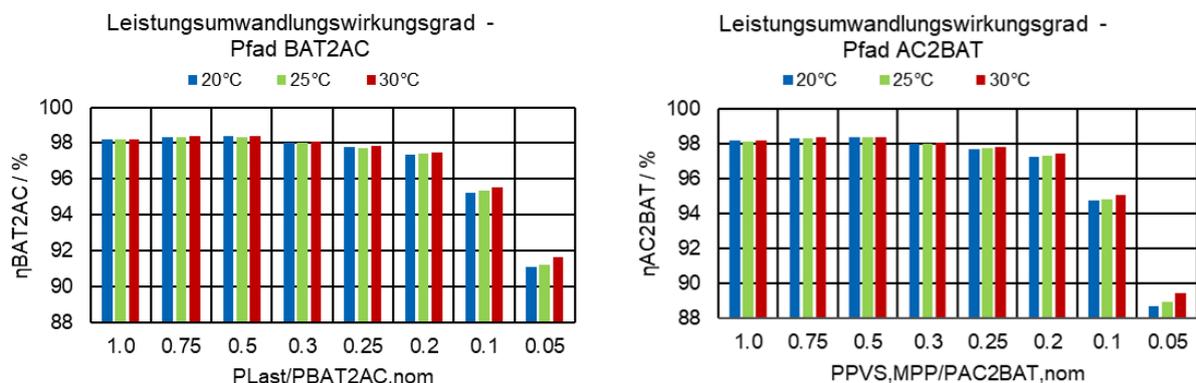


Abbildung 20: Temperaturabhängigkeit der Leistungsumwandlungswirkungsgrade BAT2AC und AC2BAT am AC-gekoppelten System (Messungen TÜV)

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 – 30°C wurde keine Temperaturabhängigkeit festgestellt, die über die übliche Streubreite der Messung hinausgeht.

4.2.5 Leistungsumwandlungswirkungsgrade: Einfluss der Batteriespannung bei modularen Hochvoltssystemen

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 η_{PV2BAT} und η_{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 zu dem Spannungslevel des DC-Zwischenkreises des Hybridwechselrichters. Die zu vergleichenden Ergebnisse für jede Modulkonfiguration stellen ihrerseits den Mittelwert aus jeweils drei Wiederholungsmessungen dar. Es wurden zwei Methodiken 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 21 zeigt die Gegenüberstellung der über jeweils drei Einzelmessungen gemittelten Wirkungsgrade η_{PV2BAT} für 5 Modulkonfigurationen bei fixem Leistungsbereich. Die Wirkungsgrade werden an auf identische Ausgangsleistungen interpolierten Stützstellen verglichen.

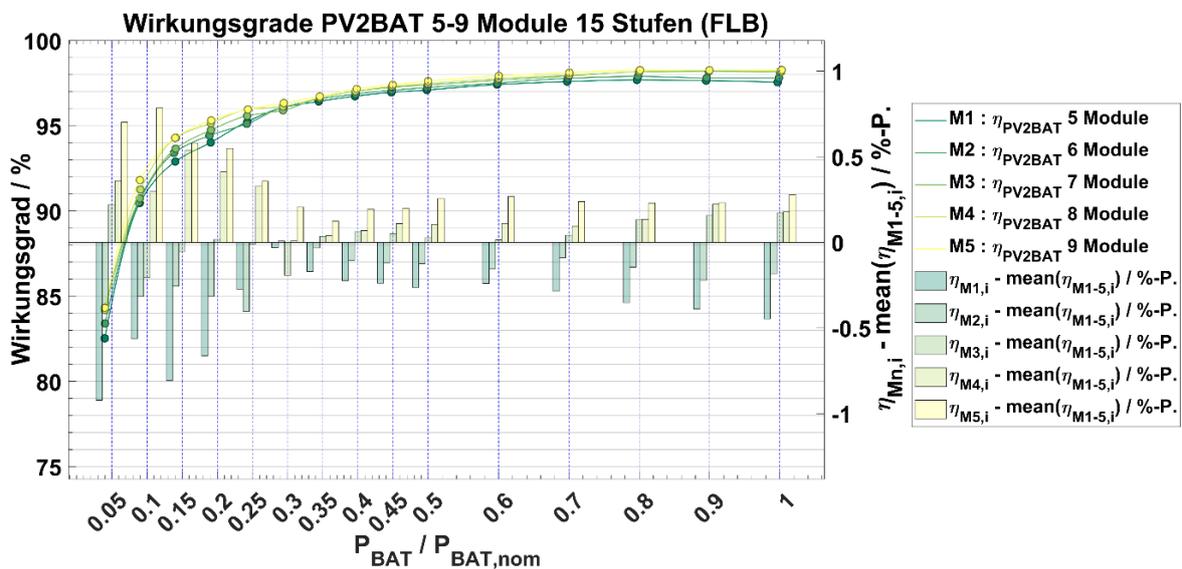


Abbildung 21: Vermessung η_{PV2BAT} 5-9 Module bei fixem Leistungsbereich und 15-Stufen Profil (Messungen KIT am DC-gekoppelten System)

Abbildung 22 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.

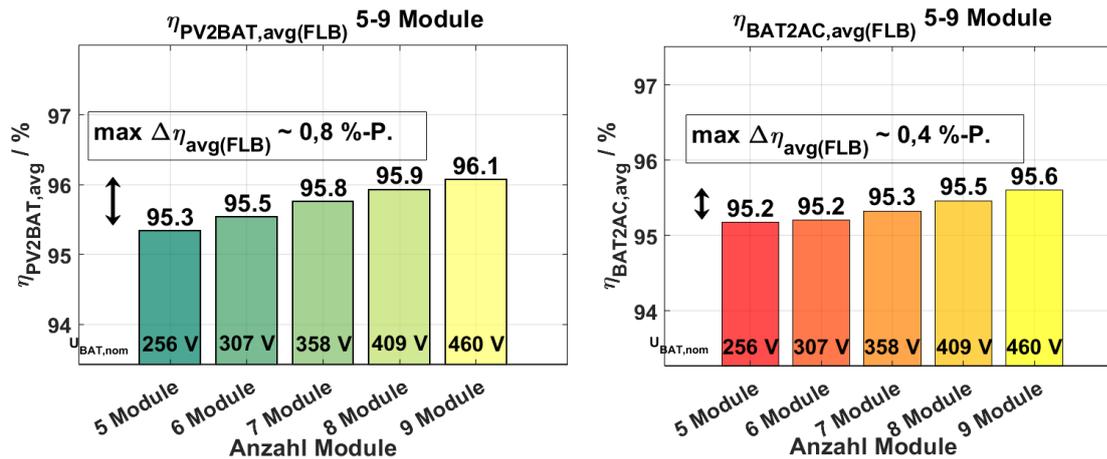


Abbildung 22: Mittlere Wirkungsgrade PV2BAT und BAT2AC des DC-gekoppelten Systems für 5 Modulkonfigurationen und fixem Leistungsbereich (Messungen KIT)

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_{PV}-DC_{ZK}-DC_{BAT} bzw. DC_{PV}-DC_{ZK}-AC).

Vermessung nach Effizienzleitfaden

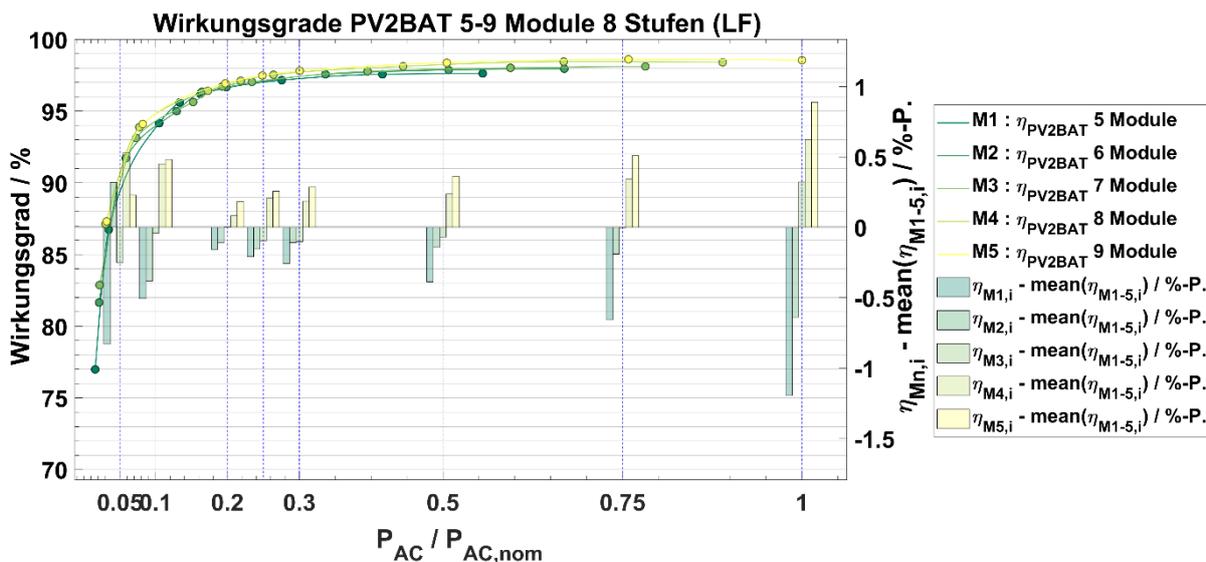


Abbildung 23: Vermessung PV2BAT des DC-gekoppelten Systems 5-9 Module nach Effizienzleitfaden und 8-Stufen Profil (Messungen KIT)

Abbildung 23 zeigt die Gegenüberstellung der über jeweils drei Einzelmessungen gemittelten Ladewirkungsgrade η_{PV2BAT} für 5 Modulkonfigurationen. Die Wirkungsgrade werden an auf identische Ausgangsleistungen interpolierten bzw. extrapolierten Stützstellen verglichen.

Wie Abbildung 24 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.

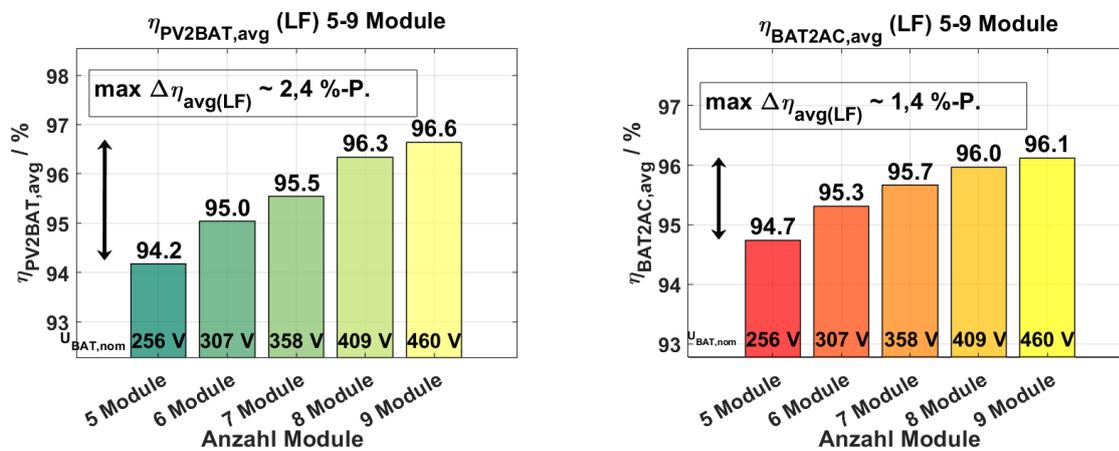


Abbildung 24: Mittlere Wirkungsgrade PV2BAT und BAT2AC des DC-gekoppelten Systems für 5 Modulkonfigurationen, vermessen nach Effizienzleitfaden (Messungen KIT)

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.

4.2.6 Stationäre Regelabweichungen: Alternative Messmethodik

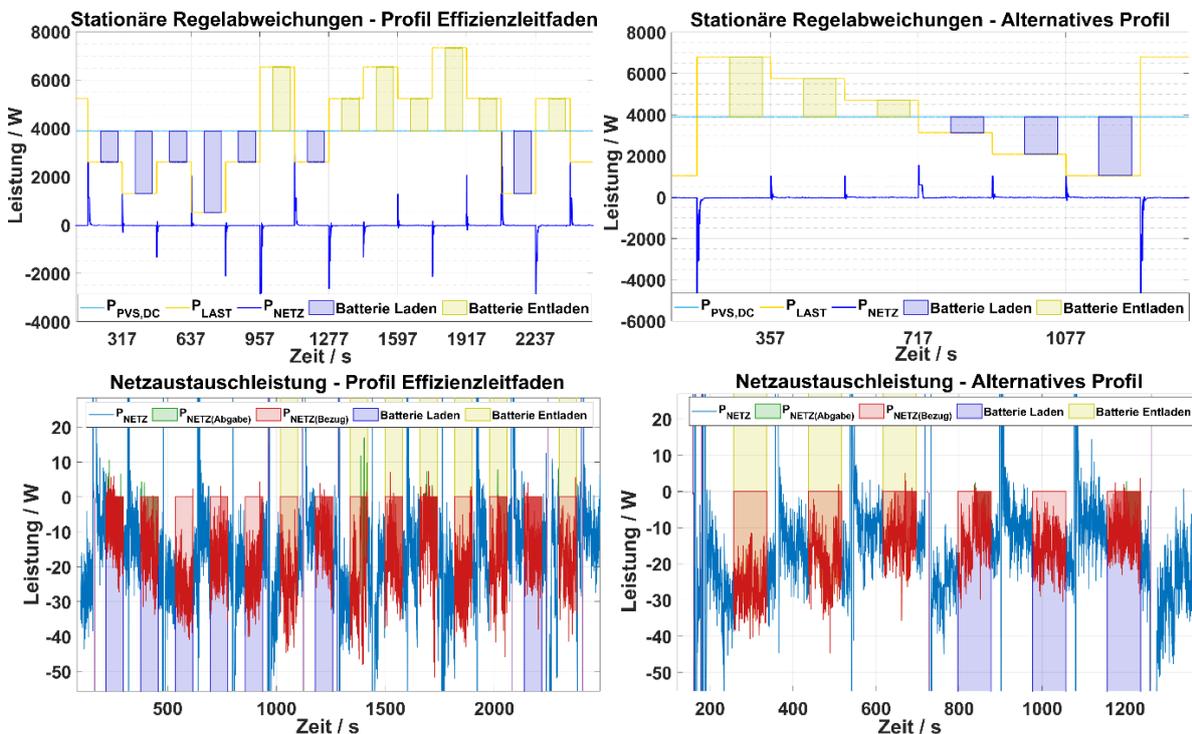


Abbildung 25: Vermessung der stationären Regelabweichungen (oben) und zugehörige Netzaustauschleistung (unten) der jeweils ersten Iteration - nach Effizienzleitfaden (links) und mit alternativem Profil (rechts) (Messungen KIT)

Wie in Abschnitt 4.1.7 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 25 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 $t_{int} = 80$ 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 26 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 26).
- Die über die beiden Iterationen gemittelten Werte von P_{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 26 für LZ3 und in 4.1.7). Dies wurde bereits für ein DC-gekoppeltes System beobachtet, bei dem sich das System während der höchsten Laststufe des Profils an der Auslastungsgrenze befunden hat und die dadurch verursachte Änderung der Regeldynamik auch die nachfolgenden Stufen beeinflusst hat.

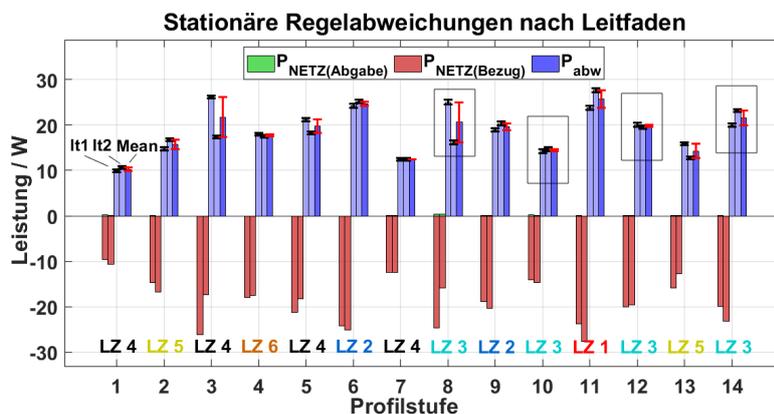


Abbildung 26: Stationäre Regelabweichungen nach Leitfaden für jede Profilstufe (Messungen KIT)

Abbildung 27 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 Stufen sprünge und Vorzeichenwechsel sowie eine um 20 s verlängerte Wartezeit für den Einschwingvorgang sollten Effekte dieser Art im Vergleich zum Leitfadenprofil jedoch reduzieren.

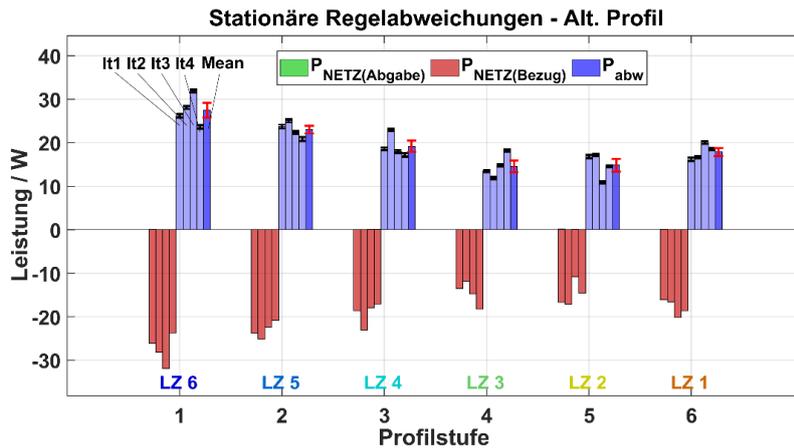


Abbildung 27: Stationäre Regelabweichungen mit alternativem Profil für jede Profilstufe (Messungen KIT)

Abbildung 28 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.

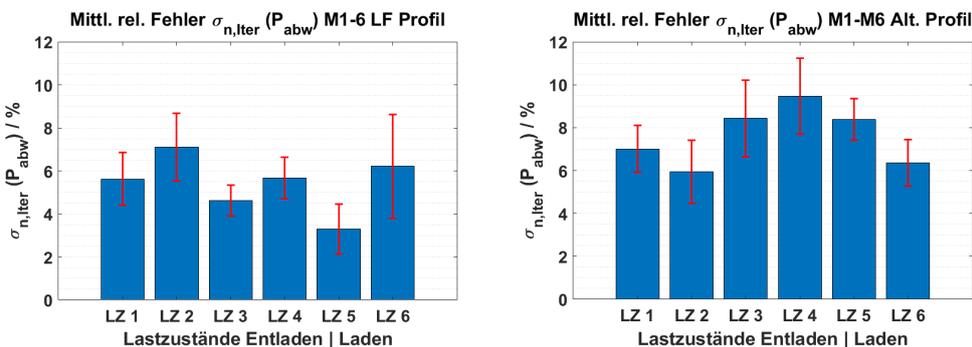


Abbildung 28: Über 6 Wiederholungen gemittelter, relativer Fehler von P_{abw} aus der Mittelung über die Iterationen für jeden Lastzustand, jeweils für die Vermessung nach Leitfaden (links) und dem alternativen Profil (rechts) Rote Fehlerbalken entsprechen dem relativen Fehler aus der Mittelung über die Wiederholungsmessungen (Messungen 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 29 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 29 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.

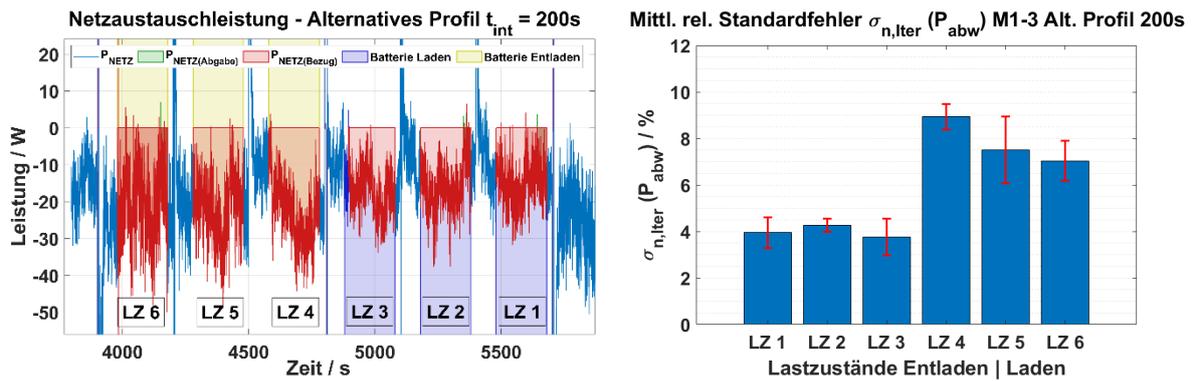


Abbildung 29: Netzaustauschleistung (links) und über 3 Wiederholungen gemittelter, relativer Fehler von P_{abw} (rechts) für jeden Lastzustand für die Vermessung mit dem alternativen Profil und verlängerter Integrationszeit von 200 s. Rote Fehlerbalken entsprechen dem entsprechen dem relativen Fehler aus der Mittelung über die Wiederholungsmessungen (Messungen KIT)

4.2.7 Batteriewirkungsgrad: Temperaturabhängigkeit – AC-gekoppeltes System

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 20 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.

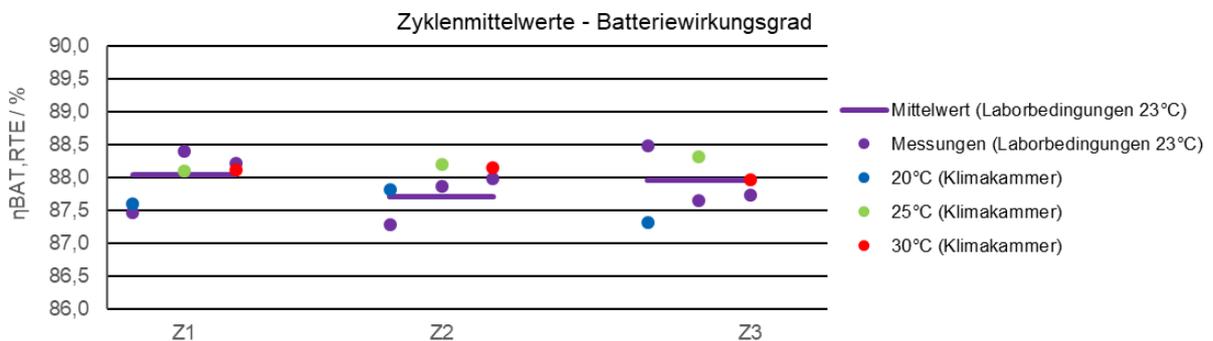


Abbildung 30: Temperaturabhängigkeit der Mittelwerte pro Zyklus bei der Ermittlung des Batteriewirkungsgrades am AC-gekoppelten System (Messungen TÜV)

Die ermittelten 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 - 30°C kein eindeutiger Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur und Batteriewirkungsgrad erkennbar.

4.3 Laborübergreifende Untersuchungen - Kreuzauswertungen

Die Reproduzierbarkeit von Ergebnissen umfasst die Aspekte Auswertung und Testumgebungen/ Testabläufe. Reproduzierbarkeit von Auswertungen bedeutet, dass die Rohdaten von

einer Messung bei allen beteiligten Partnern so weiterverarbeitet und ausgewertet werden, dass die Ergebnisse innerhalb einer zulässigen Abweichung liegen. Unterschiede bei diesen Kreuzauswertungen können durch Anwendung verschiedener Auswerteverfahren/ -algorithmen entstehen oder durch verschiedene Interpretation der Auswertevorgaben.

Die Vergleichbarkeit der Ergebnisse bei Kreuzauswertungen ist die Basis für die spätere Bewertung der Reproduzierbarkeit der Testumgebungen und Testabläufe. Erste Ergebnisse der Kreuzauswertungen werden nachfolgend vorgestellt.

4.3.1 Auswertung des Batteriewirkungsgrads des DC-gekoppelten Systems

Der energetische Batteriewirkungsgrad (Round Trip Efficiency RTE) wird nach [2] an den Anschlussklemmen der Batterie gemessen, wobei ggf. der Eigenverbrauch von Batteriemanagementsystemen den Wirkungsgrad reduziert, und nach Formel 1 berechnet. Unterschiede in der Auswertung könne sich insbesondere aus der Ermittlung des Integrationsintervalls ergeben.

Formel 1: Berechnung des energetische Batteriewirkungsgrad (Round Trip Efficiency RTE) [2]

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

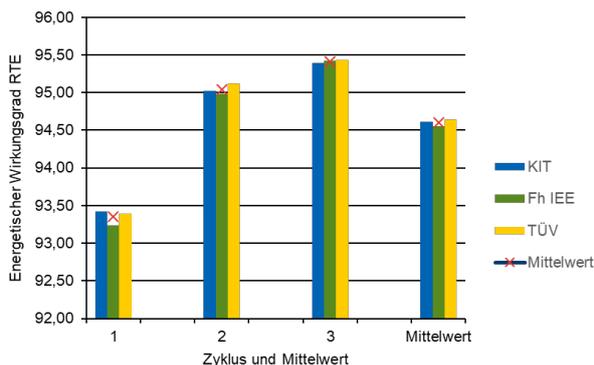


Abbildung 31: Vergleich der Ergebnisse für die Ermittlung des energetischen Batteriewirkungsgrades des DC-gekoppelten Systems nach [2] durch drei Prüfinstituten mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren

In Abbildung 31 werden die Ergebnisse für die Ermittlung des energetischen Batteriewirkungsgrades des DC-gekoppelten Systems durch die Auswerteverfahren von drei Prüfinstituten für drei Messzyklen und als Mittelwert darüber dargestellt. Außerdem wird jeweils der Mittelwert über die drei Institute gezeigt. 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.

4.3.2 Auswertung der dynamischen Regelabweichung des DC-gekoppelten Systems

Für die Auswertung der dynamischen Regelabweichung müssen die Tot- und die Einschwingzeit bestimmt werden, siehe Abbildung 5. 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 32 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 Abbildung 5.

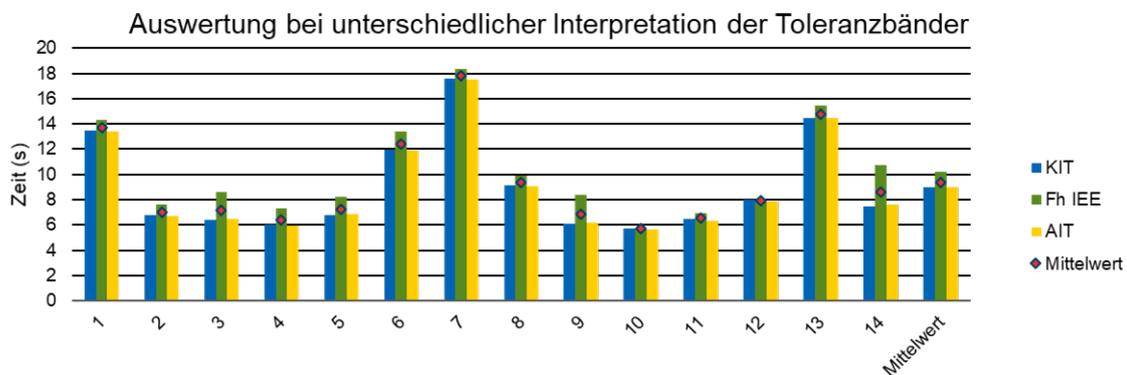


Abbildung 32: Vergleich der Ergebnisse für die Ermittlung der Einschwingzeiten bei der Bewertung der dynamischen Regelabweichung am DC-gekoppelten System nach [2] durch drei Prüfinstituten mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren bei unterschiedlicher Interpretation von Toleranzbändern

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 33 nur noch geringe Unterschiede.

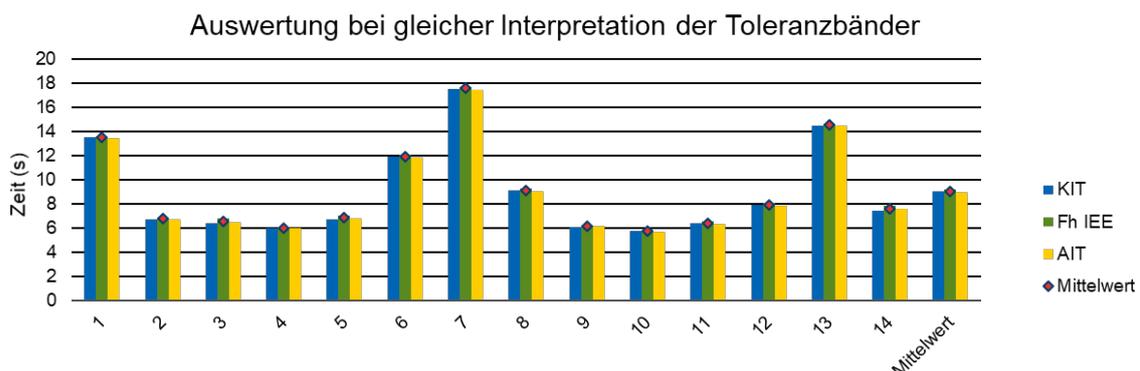


Abbildung 33: Vergleich der Ergebnisse für die Ermittlung der Einschwingzeiten bei der Bewertung der dynamischen Regelabweichung am DC-gekoppelten System nach [2] durch drei Prüfinstituten mit ihren jeweiligen Auswerteverfahren bei gleicher Interpretation von Toleranzbändern

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.

Zusammenfassend kann für die ersten Ergebnisse der Kreuzauswertungen festgestellt werden:

- Bei der Messung wird empfohlen, Sollwerte mitaufzuzeichnen und Sollwertvorgaben und Messwerte zu synchronisieren. Es wird erwartet, dass ich dadurch Abweichungen bei der Auswertung durch die Bestimmung von Integrationsintervallen minimieren oder sogar vermeiden lassen.
- Kreuzauswertungen stellen eine Qualitätssicherungsmaßnahme dar, die für alle Institute, die entsprechende Prüfungen durchführen, empfehlenswert ist.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Insgesamt ist eine ausreichende, laborinterne Wiederholbarkeit der Messungen nach Effizienzleitfaden gegeben. Für die Bestimmung der Bemessungsleistungen sowie der Umwandlungs- und Batteriewirkungsgrade ist die laborinterne Wiederholbarkeit gut. Insbesondere für die Bestimmung der Standby-Verbräuche, der dynamischen und der stationären Regelabweichungen ergibt sich Verbesserungsbedarf. Vorschläge dafür werden im Anschluss an die Abschnitte mit den jeweiligen Messungen genannt. Für die Ermittlung der stationären Regelabweichung wird ein alternatives Lastprofil vorgeschlagen.

Die bisher vorliegenden Ergebnisse der Kreuzauswertungen zeigen, dass hier Unterschiede entstehen können, die die Reproduzierbarkeit zwischen Prüfinstituten einschränken. Daher ist es empfehlenswert, Kreuzauswertungen als Qualitätssicherungsmaßnahme durchzuführen. Bezogen auf Mess- und Auswerteverfahren wurde festgestellt, dass Anforderungen an die Aufzeichnung und Synchronisation von Soll- und Messwerten gestellt werden sollten.

Zum Abschluss des Projektes Testbench wird auch die Reproduzierbarkeit von Messungen untersucht. Dazu werden Messungen in einem Ringversuch der beteiligten Labore an demselben Prüfling durchgeführt. Erste Ergebnisse zeigen hierbei, dass die Position von Spannungssensoren genauer definiert werden sollte, die Dynamik der jeweiligen Testumgebung (Lastschaltungen) und möglicherweise auch die Spannungsqualität der AC-Quelle bzw. des Netzanschlusses genauer beachtet werden müssen.

6 Danksagung

Wir danken dem BVES und BSW-solar für die Begleitung des Projektes. Das Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) durch den Projektträger Jülich aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages (FKZ 03TNK 015) gefördert. Alle durchgeführten Arbeiten am KIT tragen zur Forschung am KIT-BATEC (KIT Battery Technology Center) und am CELEST (Center for Electrochemical Energy Storage Ulm-Karlsruhe) bei. Zudem wurden die Arbeiten am KIT von der Helmholtz-Gemeinschaft innerhalb des Programms „Materialien und Technologien für die Energiewende“ unterstützt.

7 Referenzen

- [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-Speichersystemen“*, PV-Symposium 2018, Kloster Banz, Bad Staffelstein 25.-27. April 2018, 2018.
- [4] F. Niedermeyer und M. Braun, *„Comparison of Performance-Assessment Methods for Residential PV Battery Systems“*, Bd. Energies 2020, 2020, p. 13(21).
- [5] N. S. B. B. F. H. M. Munzke, *„Evaluation of the efficiency and resulting electrical and economic losses of photovoltaic home storage systems“*, Bd. 33, p. 17, 1 Januar 2021.
- [6] JCGM Joint Committee for Guides in Metrology, *„International Vocabulary of Metrology – Basic and general concepts and associated terms (VIM)“*, 3rd Edition Hrsg., S. C. F. 2. Bureau International des Poids et Mesures, Hrsg., 2012.
- [7] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, *„DKE/AK 371.0.9 Kennwerte von stationären Batteriespeichern“*, Frankfurt/ Main, 2022.