

This is the author's version of a work that was published in the following source:

Ried, S.; Reuter, M.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2016)

[Zur Berücksichtigung von Batteriespeichern in Dimensionierungsmodellen für dezentrale Energiesysteme](#) 

Einsatz von OR-Verfahren zur Analyse von Fragestellungen im Umweltbereich : Tagungsband zum Workshop der GOR-Arbeitsgruppe „OR im Umweltschutz“ am 20./21. und 25./26. Februar 2015 in Aachen. Hrsg.: E. Merkel, 59-76, Shaker, Aachen

Please note: Copyright is owned by the author(s) and / or the publisher. The commercial use of this copy is not allowed.

Artikel I.

Zur Berücksichtigung von Batteriespeichern in Dimensionierungsmodellen für dezentrale Energiesysteme

Sabrina Ried^{1,2}, Melanie Reuter³, Patrick Jochem^{1,3}, Wolf Fichtner^{1,3}

¹ *Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe, Deutschland*

² *Projekt Competence E, KIT*

³ *Karlsruher Service Research Institut, KIT*

Kurzfassung

Für die Planung dezentraler Energiesysteme mit Batteriespeichern stellt die Dimensionierung eine wichtige Grundlage dar. Hierfür können mathematische Modelle und zugehörige Lösungsverfahren herangezogen werden. Der Beitrag gibt einen Überblick über verschiedene Ansätze zur Dimensionierung von dezentralen Energiesystemen mit Batteriespeichern und stellt einige Batterie-Grundlagen vor, welche den Betrieb dezentraler Energiesysteme in der Praxis beeinflussen. Darüber hinaus wird die Hypothese aufgestellt, dass eine hohe zeitliche Auflösung, die Berechnung der tatsächlich nutz-baren Kapazität, sowie die Berücksichtigung der Batteriealterung sich positiv auf die Güte der Dimensionierung auswirken und somit genauere Prognosen von Eigenverbrauch, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit möglich werden. Die betrachteten Modelle und Verfahren werden hinsichtlich dieser Faktoren untersucht.

Stichworte

Batterien, Dezentrale Energiesysteme, Modellierung, Dimensionierung

1 Einleitung

Der Anteil der erneuerbare Energien an der weltweiten Stromversorgung steigt kontinuierlich. Es wird erwartet, dass die Erneuerbaren bis zum Jahr 2035 etwa 30% des weltweiten Stroms erzeugen und den führenden Primärenergieträger Kohle beinahe einholen [9]. Erneuerbare Energien finden aufgrund ihrer Modularität oft in dezentralen Energiesystemen Anwendung. Unter dezentraler Energieversorgung versteht man „die Energiebereitstellung durch kleinere Anlagen

in Verbrauchernähe“ [7]. Es wird zwischen netzgekoppelten und nicht-netzgekoppelten bzw. „off-grid“ Energiesystemen unterschieden, wobei diese unterschiedlich motiviert sind:

Netzgekoppelte dezentrale Energiesysteme (DES) bestehen aus Erzeugungsanlagen, welche in ein öffentliches Verteilnetz einspeisen oder zur Eigenversorgung betrieben werden. Netzgekoppelte DES zielen meistens auf die Integration erneuerbarer Energien wie z. B. Wind oder Fotovoltaik (PV)-Anlagen ab. Dadurch sollen der Verbrauch fossiler Ressourcen und die damit einhergehenden Emissionen reduziert werden.

Unter off-grid DES versteht man Inselnetze, welche wenige, kleine Energieerzeuger und -verbraucher in meist ländlichen Regionen ohne Anschluss an ein öffentliches Stromnetz kombinieren. Sie werden überwiegend in Entwicklungs- und Schwellenländern eingesetzt. Im Gegensatz zu netzgekoppelten DES sollen off-grid DES in erster Linie eine möglichst zuverlässige Energieversorgung ermöglichen. Für insgesamt ca. 1,3 Milliarden Menschen, die weltweit in ländlichen Regionen ohne Zugang zu Elektrizität leben, sind erneuerbare Energien oft die einzig verfügbare Energiequelle[9].

Zudem werden off-grid DES dem Aufbau einer zentralen Energieversorgung inklusive Transportnetz gegenüber oft aus wirtschaftlichen Gründen vorgezogen [23].

Die Modellierung von DES kann beispielsweise aufgrund der Planungsstufen untergliedert werden:

- Strategische Planung: zur Unterstützung von Investitionsentscheidungen und Dimensionierung von Anlagen.
- Mittelfristige Planung: zur Energieeinsatzplanung und Ermittlung von Fahrplänen für regelbare Komponenten.
- Kurzfristige Planung: für den Betrieb bzw. die Steuerung des Systems.

Der Fokus des Beitrags liegt auf der Dimensionierung von DES und insb. der Batterien. Auf Grundlage einer Literaturrecherche wird untersucht, welche Verfahren zur Systemauslegung Anwendung finden und wie die Batterie mathematisch

modelliert werden kann. Darauf aufbauend soll weiterer Forschungsbedarf identifiziert werden.

Aufgrund der Verbreitung und Modularität wird ausschließlich auf Lithium-Ionen- und Bleibatterien eingegangen. Die Dimensionierung von elektrischen Betriebsmitteln wie z. B. Wechselrichtern und Kabeln ist nicht Gegenstand der Betrachtung.

Der folgende Abschnitt 2 stellt die Ansätze zur Dimensionierung von DES vor. Abschnitt 3 geht auf ausgewählte Eigenschaften von Batterien ein, welche in der Praxis Auswirkungen auf die Wahl der Systemkonfiguration haben können. Anschließend werden die in der Literatur identifizierten Ansätze in Hinblick auf die Modellierung der Batterie eingeordnet, bevor ein Ausblick gegeben wird.

2 Methoden zur Dimensionierung dezentraler Energiesysteme mit Batterien

In diesem Beitrag werden 13 in der Literaturrecherche verwendete Methoden zur Dimensionierung von DES genauer untersucht. Davon wurden zwölf Methoden direkt zur Dimensionierung eines DES entwickelt. Hierbei unterscheiden die Autoren zwischen exakt und näherungsweise lösenden Verfahren. Die heuristischen Ansätze dominieren dabei die Methoden zur Bestimmung möglichst guter Systemkonfigurationen (85%) und können wiederum in die Kategorien der evolutionären und genetischen Algorithmen einerseits und in zweistufige simulative Analysen andererseits unterschieden werden. Darüber hinaus können DES mithilfe von Modellen zur Optimierung der Betriebsführung auch indirekt dimensioniert werden. Hierbei wird der Betrieb für verschiedene Systemkonfigurationen optimiert und anschließend eine Konfiguration gewählt, welche den Anforderungen am ehesten entspricht. Für die indirekte Dimensionierung wird allerdings nur ein Beispiel vorgestellt, da der Fokus dieser Arbeit auf der direkten Dimensionierung liegt (siehe Tabelle 1).

Direkte Dimensionierung			Indirekte Dimensionierung
Exakte Optimierungsmethode	Heuristische Methoden		Zweistufiges Verfahren: Optimierung der Betriebsführung und Auswahl
	Evolutionäre/ Genetische Algorithmen	Zweistufiges Verfahren: Simulation und Auswahl	
Chedid und Rahman (1997)	Bernal-Agustín et al. (2006)	Ai et al. (2003)	Kaschub et al. (2013)
	Dufo-López und Bernal-Agustín (2008)	Lambert et al. (2006) (HOMER)	

	Katsigiannis et al. (2010)	Waffenschmidt (2013)	
	Merei et al. (2013)	Weniger et al. (2013)	
	Sauer (2003)	Yang et al. (2007)	
	Xu et al. (2005)		

Tabelle 1: Übersicht über verschiedene Verfahren zur Dimensionierung von DES mit Batterien (eigene Darstellung)

Bevor die Modelle kurz beschrieben und abgegrenzt werden, sollen zunächst einige Entscheidungsvariablen dargestellt werden (siehe Tabelle 2). Für alle zulässigen Stromerzeugungsanlagen ist die Anzahl der zu installierenden Generatoren sowie deren Leistung wählbar. Bei Batterien kann die installierte Kapazität und der zulässige Bereich des Ladezustands gewählt werden. Darüber hinaus kann zwischen verschiedenen Technologien, Betriebsstrategien und weiteren Installationsmöglichkeiten entschieden werden.

PV-Anlage	Wind-Anlage	Batterie	Diesel-Generator
Technologie	Anzahl Generatoren	Technologie	Anzahl Generatoren
Installierte Leistung	Installierte Leistung	Installierte Kapazität	Installierte Leistung
Modul-Neigungswinkel	Nabenhöhe	Zulässiger Ladezustandsbereich	Betriebsstrategie für Batterie und Diesel
		Installierte Leistung	
		Verschaltung	

Tabelle 2: Ausgewählte Entscheidungsvariablen für die Dimensionierung von DES

Die betrachteten Verfahren können neben der verwendeten Methode auch aufgrund ihrer Entscheidungsvariablen in der Zielfunktion und ihres Einsatzfeldes unterschieden werden (siehe Tabelle 3). So werden in den betrachteten Verfahren off-grid und/oder netzgekoppelte DES dimensioniert, wobei monetäre Aspekte, wie z. B. der Kapitalwert oder die durchschnittlichen Stromgestehungskosten, in fast allen Modellen eine zentrale Rolle spielen. Oft werden monetäre Ziele, Emissionen, der Autarkie-grad oder die Zuverlässigkeit gleichzeitig optimiert. Rund 40% der Modelle können somit als multikriterielle Optimierungsprobleme bezeichnet werden. Entscheidungsvariablen, die mithilfe von Simulationen bewertet, aber nicht optimiert werden, sind in Tabelle 3 mit * gekennzeichnet.

Quelle	Off-grid DES	Netzgekoppeltes DES	Entscheidungsvariablen in der Zielfunktion
Ai et al. (2003)	X		Zuverlässigkeit, monetäre Aspekte*
Bernal-Agustín et al. (2006)	X		monetäre Aspekte, Emissionen
Chedid und Rahman (1997)	X	X	monetäre Aspekte
Dufo-López und Bernal-Agustín (2008)	X		monetäre Aspekte, Emissionen, Zuverlässigkeit
Kaschub et al. (2013)		X	monetäre Aspekte
Katsigiannis et al. (2010)	X		monetäre Aspekte, Emissionen

Lambert et al. (2006)	X	X	monetäre Aspekte
Merei et al. (2013)	X		monetäre Aspekte
Sauer (2003)	X		monetäre Aspekte
Waffenschmidt (2013)		X	Autarkie oder Einspeisung *
Weniger et al. (2013)		X	monetäre Aspekte *
Xu et al. (2005)	X		monetäre Aspekte
Yang et al. (2007)	X		Zuverlässigkeit, monetäre Aspekte *

* Heuristische, zweistufige Verfahren ohne automatisches Ranking der „optimalen“ Konfiguration(en)

Tabelle 3: Optimierte Variablen der Modelle (eigene Darstellung)

Alle Verfahren zur Dimensionierung von off-grid DES zielen auf eine möglichst hohe Zuverlässigkeit ab. Sofern diese Variable nicht direkt über die Zielfunktion optimiert wird, gibt es mindestens eine Nebenbedingung, welche die Minimalanforderungen an die Zuverlässigkeit definiert. Unter Zuverlässigkeit wird oft die Verfügbarkeit des Systems, also z. B. der Anteil der Stunden mit Stromversorgung, verstanden. Andererseits kann mit Zuverlässigkeit auch die Versorgungssicherheit gemeint sein, in diesem Fall wird z. B. die Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen reduziert oder die nicht gedeckte nachgefragte Energie minimiert. Im Folgenden sollen die einzelnen Modelle kurz vorgestellt werden.

Das Entwickeln eines rein linearen Optimierproblems für die direkte Dimensionierung eines DES ist komplex und konnte nur in *CHEDID UND RAHMAN* [5] gefunden werden. *CHEDID UND RAHMAN* minimieren die durchschnittlichen Stromgestehungskosten sowohl für netzgekoppelte als auch für off-grid Systeme.

BERNAL-AGUSTÍN ET AL. [2] wenden einen “Strength Pareto Evolutionary Algorithm” (SPEA) an. Durch Minimierung von Lebensdauerkosten des Systems und CO₂-Emissionen werden nicht dominierten Systemkonfigurationen sowie eine Betriebsstrategie für Dieselgenerator und Batterie bestimmt. Für nicht dominierte Konfigurationen wurde durch den SPEA keine dominierende Konfiguration identifiziert, welche in mindestens einem Wert besser (hier z. B. günstiger) und in den anderen Werten (hier z. B. CO₂-Emissionen) gleich gut ist. *DUFO-LÓPEZ UND BERNAL-AGUSTÍN* [6] erweitern den SPEA um einen genetischen Algorithmus, der neben Kosten und Emissionen auch die nichtgedeckte Nachfrage minimiert.

KATSIGIANNIS ET AL. [12] kombinieren einen Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm mit einer lokalen Suche, um durchschnittliche Stromgestehungskosten und Treibhausgasemissionen zu minimieren. Die Emissionen werden auf Basis der Lebenszyklen der einzelnen Komponenten ermittelt, das Ergebnis des Modells ist ebenfalls eine Menge nicht dominierter Systemkonfigurationen.

AUCH MEREI ET AL. [14] wenden einen genetischen Algorithmus an, um 19 verschiedene Entscheidungsvariablen berücksichtigen zu können. Der Kapitalwert des Systems wird maximiert, wobei die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden muss.

SAUER [17] optimiert gleichzeitig Auslegungs- und Betriebsführungsparameter mit dem Ziel, die Ausgaben über die Lebensdauer des Systems zu minimieren. Hierzu wird ein evolutionärer Algorithmus eingesetzt. Die Qualität der Systemkonfigurationen wird aufgrund der Betriebs- und Strafkosten bestimmt, wobei letztere im Falle der Verletzung von Nebenbedingungen anfallen.

XU ET AL. [25] modellieren ein off-grid DES bestehend aus PV- und Wind-Generatoren sowie Batterien als gemischt-ganzzahliges Programm und minimieren die Kapitalkosten mithilfe eines genetischen Algorithmus. Die Wahrscheinlichkeit für eine Versorgungsunterbrechung wird auf 1% begrenzt.

Neben den genetischen und evolutionären Algorithmen zählen auch simulationsbasierte Methoden zu den heuristischen Verfahren. Aufbauend auf eine Simulation werden hierbei ein oder mehrere Systeme anhand der Zielkriterien, wie z. B. Lebensdauerkosten, ausgewählt; eine Sensitivitätsanalyse der Eingangsparameter kann erfolgen [13, 22]. Die Auswahl der Konfiguration erfolgt oft durch Interpretation des graphischen Ergebnisses der Simulation [21, 22]. Die HOMER-Software [13] unterstützt den Entscheider darüber hinaus durch ein automatisiertes Ranking aller Lösungen mit einem möglichst guten Zielfunktionswert, d. h. nach aufsteigenden Lebensdauerkosten. Sowohl die evolutionären und genetischen Modelle, als auch die simulationsbasierten Verfahren liefern als Ergebnis eine Menge möglicher Lösungen.

AI ET AL. [1] berechnen für verschiedene DES bestehend aus PV und Batterie sowohl die Lebensdauerkosten, als auch die Wahrscheinlichkeit, dass die lokale Nachfrage nicht gedeckt werden kann. Die beste Konfiguration wird graphisch ermittelt.

Die Software HOMER (*LAMBERT ET AL.*) unterstützt die Auslegung von DES in drei Schritten: Zunächst werden mittels Simulation für verschiedene Systemkonfigurationen Werte wie z. B. Investition, Kapitalwert und durchschnittliche Stromgestehungskosten ermittelt. Für Lösungen mit geringen Lebensdauerkosten gibt HOMER Art und Größe der Komponenten sowie die Betriebsstrategie für Batterie und Dieselgenerator an. Anschließend können im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse für besonders sensitive Variablen erneut Simulationen durchgeführt werden, um die Robustheit der ausgewählten Konfiguration zu überprüfen [13].

WAFFENSCHMIDT [21] und WENIGER ET AL. [22] untersuchen netzgekoppelte PV-Batteriesysteme für Haushalte. Waffenschmidt untersucht, wie sich verschiedene Obergrenzen der Einspeisung auf die jährliche PV-Einspeisung bzw. verschiedene PV- und Batteriegrößen auf den Autarkiegrad auswirken. Die jeweils bestmöglichen Systemkonfigurationen werden graphisch bestimmt, so kann im letzteren Fall z. B. die Batteriegröße so dimensioniert werden, dass der marginale Zuwachs des Autarkiegrads bei größeren Batterien abnehmen würde. Das Simulationsmodell von WENIGER ET AL. [22] untersucht verschiedene PV-Batteriesysteme mit verschiedenen Batterie-Betriebsstrategien hinsichtlich Eigenverbrauch, Autarkie und Leistungsspitzen der PV-Einspeisung. Anschließend wird von den simulierten Systemkonfigurationen diejenige mit den geringsten jährlichen Ausgaben gewählt. Eine anschließende Sensitivitätsanalyse quantifiziert die Auswirkungen verschiedener Kosten-Szenarien auf die ausgewählte Konfiguration.

Die iterative Simulation von YANG ET AL. [24] untersucht zunächst die Wahrscheinlichkeit für Stromausfälle für verschiedene DES, solange bis ein Abbruchkriterium hinsichtlich der Zuverlässigkeit erfüllt ist. Anschließend werden für jede Konfiguration die durchschnittlichen Stromgestehungskosten berechnet. Für alle Ausfallwahrscheinlichkeiten werden die Konfigurationen mit geringsten Stromgestehungskosten graphisch dargestellt, je nach Anforderungen kann ein System ausgewählt werden.

Das Modell von KASCHUB ET AL. [11] wurde zur Optimierung der Betriebsstrategie von DES entwickelt und kann indirekt zur Dimensionierung verwendet werden. Hier werden Betriebsstrategien für verschiedene Konfigurationen hinsichtlich Größe des PV-Batteriesystems, Lastprofil des Haushalts, Vorhandensein eines Elektrofahrzeugs sowie Art des Fahrprofils optimiert. Im Anschluss wird eine Sensitivitätsanalyse vorgenommen. Auf Basis der Ergebnisse, welche neben den Betriebsstrategien auch den Kapitalwert der Ausgaben für alle Systeme beinhalten, kann unter den berechneten Konfigurationen diejenige ausgewählt werden, welche den geringsten Kapitalwert aufweist.

3 Praktische Relevanz von Batterieeigenschaften

In den vorgestellten Modellen werden Batterien unterschiedlich abgebildet. Um die Realitätsnähe der einzelnen Verfahren bewerten zu können, sollen im Folgenden ausgewählte Batterieeigenschaften kurz vorgestellt werden, welche für

die Dimensionierung von Batterien in DES in der Praxis relevant sind. Im Speziellen wird auf die Auswirkung der Alterung von Batterien sowie auf die Verwendung verschiedener zeitlicher Auflösungen und daraus resultierende Möglichkeiten und Risiken eingegangen. Anschließend wird verglichen, inwiefern diese Batterieeigenschaften in den o. g. Modellen abgebildet sind (vgl. Kapitel 4).

3.1 Motivation für den Einsatz von Batterien in DES

In off-grid Systemen werden häufig Batterien eingesetzt, da sie neben Dieselgeneratoren oft die einzige Möglichkeit darstellen, um die fluktuierende regenerative Erzeugung auszugleichen und somit die Verfügbarkeit bzw. die Versorgungssicherheit des Systems zu verbessern. Je nach Anwendungsfall können Batterien aus Kostengründen oder wegen vermiedener lokaler Lärm- und Luft-Emissionen gegenüber Dieselgeneratoren bevorzugt werden.

In netzgekoppelten DES werden Batterien überwiegend eingesetzt, um den Nutzungsgrad der erneuerbaren Energien bzw. den Autarkiegrad zu erhöhen. So können beispielsweise Haushalte mit PV-Batterie-Systemen ihre durchschnittlichen Stromkosten reduzieren. Zudem wird durch Batterien „load leveling“ möglich, d. h. die Lastkurve des Haushalts kann abgeflacht werden. Ebenso können Batterien zur Frequenz- und Spannungshaltung eingesetzt werden, um Netzengpässe oder Stromausfälle zu vermeiden. Zuletzt ist es denkbar, dass zukünftig mit einer Batterie durch Handel an Strommärkten Gewinne erzielt werden können, vorausgesetzt der Spread zwischen den Preisen für die Ein- und Ausspeicherung ist ausreichend hoch („Arbitrage“).

3.2 Batterieeigenschaften

Batterien werden technologieübergreifend durch ihre kalendarische und zyklische Lebensdauer charakterisiert. Selbst wenn die Batterie nicht zum Einsatz kommt, d. h. keine Energie ein- und gespeichert wird, ist sie typischerweise nach 3 bis maximal 20 Jahren nicht mehr funktionstüchtig. Zudem altert eine Batterie mit der Häufigkeit und Dauer der Ladezyklen. In der Praxis wird die Batterietechnologie entsprechend den Anforderungen, welche sich aus dem Anwendungsfall ergeben, gewählt. In Anwendungen, in welchen die Batterie unregelmäßig genutzt wird, finden üblicherweise günstige Batterien mit hoher kalendarischer Lebensdauer, wie z.B. Bleibatterien, Anwendung. Fallen über die Lebensdauer viele Ladezyklen an, so kommen zyklenfeste und teurere Batte-

rien, wie z. B. Lithium-Ionen-Batterien, in Betracht. Ausschlaggebend für die gewählte Batterietechnologie und –größe sind zudem spezifische Kosten, Lebensdauer, spezifisches Gewicht und Speicherkapazität, sowie Spannungsniveaus, Stromfestigkeit und Betriebstemperaturen [19].

Der Ladezustand (“State of Charge” bzw. SOC) gibt an, zu wieviel Prozent die Batterie geladen ist und kann sich auf die Nennkapazität, welche über die Batterielebensdauer konstant ist, oder auf die effektiv nutzbare Kapazität beziehen. Die Entladetiefe (“Depth of Discharge“ oder DOD) steigt mit sinkendem SOC und kann folgendermaßen berechnet werden: $DOD = 100\% - SOC$. Der „State of Health“ (SOH) nimmt mit zunehmendem Alter ab und kann berechnet werden, indem die gemessene Kapazität durch die Nennkapazität dividiert wird. Der Lade- und Entladestrom bzw. die Lade-/Entladegeschwindigkeit wird als C-Rate bezeichnet. Eine C-Rate von 2C entspricht z. B. dem Strom, der die Kapazität der Batterie in 30 Minuten auf- oder entlädt. [18]

Viele Parameter, welche eine Batterie charakterisieren, sind weder konstant noch linear und beeinflussen sich oft gegenseitig. Beispielsweise nimmt die zyklische Lebensdauer mit zunehmender Entladetiefe und Temperatur ab, die nutzbare Kapazität ist bei hohen Entladeströmen deutlich reduziert (s. Abbildung 1). Bei Batterien in DES haben v. a. nicht-reversible Kapazitätsverluste gravierende Auswirkungen. Wenn die nutzbare Batteriekapazität dauerhaft abnimmt, steht für Entladungen nicht mehr die anfängliche Kapazität zur Verfügung, ggf. muss die Batterie zu einem früheren Zeitpunkt ausgetauscht werden. Ursachen für diesen Kapazitätsverlust sind u. a. die Ober- und Untergrenzen des SOC, hohe Lade- und Entladegeschwindigkeiten, sowie ein niedriger SOH und extreme Temperaturen [14, 20]. Bei einem SOH von null liegt die nutzbare Kapazität bei 80% der ursprünglichen Nennkapazität, die Batterie hat dann per Definition das Ende ihrer Lebensdauer erreicht [3, 18].

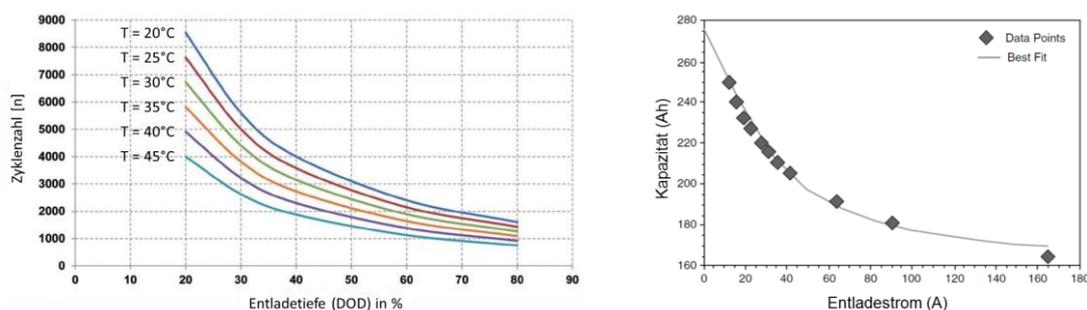


Abbildung 1: links: Zykluslebensdauer einer Bleibatterie [8], rechts: Nutzbare Kapazität einer 1,7 kWh Bleibatterie in Abhängigkeit von der Entladerate [13]

3.3 Alterung von Batterien

Die Betriebsbedingungen beeinflussen die Alterung von Batterien. Lithium-Ionen-Batterien altern kalendarisch v. a. durch die Lagerung bei extremen Temperaturen und hohen Ladezuständen. Die Haupttreiber der zyklischen Alterung sind hohe Zyklentiefen und C-Raten sowie extreme Temperaturen. [10, 14, 20] Bei Bleisäure-Batterien spielt zudem der Zeitraum zwischen den Vollladungen eine Rolle, zu niedrige SOC's können zur dauerhaften Degradation führen [10, 15].

Eine gealterte Batterie wiederum beeinflusst v. a. durch Kapazitätsverluste, wie im vorigen Abschnitt beschrieben, die Betriebsbedingungen. Wird dies bei der Auslegung ungenügend berücksichtigt, können hohe Lebensdauerkosten und limitierte Kosteneinsparungen bzw. Eigenverbrauchsraten resultieren.

Dem Zielkonflikt zwischen effizienter Energienutzung und langsamer Batteriealterung kann durch die Wahl geeigneter Ladestrategien, welche bspw. schädliche Ladezustände wie Tiefentladungen vermeiden, begegnet werden.

4 Mögliche Auswirkungen der zeitlichen Auflösung eines Dimensionierungsmodells auf DES mit Batterien

Erneuerbare Energien sind von unregelmäßiger und saisonaler Art, was die Stromerzeugung schlecht planbar und steuerbar, sowie die Verfügbarkeit unsicher macht. Zusätzlich zu dynamisch deterministischen Einflussfaktoren auf PV-Lastgänge, wie dem Jahres- und Tagesgang der Einstrahlung, treten vor allem durch Wolkenbildung hohe Leistungsgradienten im Sekundenbereich auf. Wenn Zeitreihen mit niedriger zeitlicher Auflösung in die Dimensionierungsmodelle eingehen, sind Ungenauigkeiten zu erwarten. Werden für die PV-Erzeugung z. B. Durchschnittswerte für 1-h-Intervalle betrachtet, so stellen diese Daten 4 Prozentpunkte weniger hohe Einstrahlungswerte $>1\text{kW/m}^2$ dar als die durchschnittliche Werte im 15-s-Intervall [16]. Wenn eine Batterie geladen wird, sobald ein Überschuss an regenerativer Erzeugung vorhanden ist, und entladen wird, sobald die Last nicht komplett durch die Erneuerbaren gedeckt werden kann, dann resultiert eine Fluktuation des tatsächlichen Ladezustands der Batterie. Für netzgekoppelte PV-Batteriesysteme für Haushalte geben *BRAUN ET AL.* [4] an, dass bei Simulationsschrittweiten von 15 min. bzw. 1 h eine 6- bzw. 15-prozentige Unterschätzung des zusätzlichen PV-Selbstverbrauchs im Vergleich zu einer 1-s-Auflösung auftritt.

Es kann daraus geschlossen werden, dass neben der Berücksichtigung von Alterungseffekten eine hohe zeitliche Auflösung für die Batteriedimensionierung relevant ist. Wenn für das Modell des DES eine niedrige zeitliche Auflösung verwendet wird und die realen Schaltintervalle der Batterie kürzer sind als die Schrittweite des Dimensionierungsmodells, dann besteht die Gefahr, dass der tatsächliche Energiedurchsatz je Intervall unterschätzt wird, da sich durch die Verwendung durchschnittlicher Leistungswerte Phasen der Ein- und Ausspeicherung im Intervall kompensieren können. Dies würde zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Zyklenzahl und somit der Alterung führen. Darüber hinaus können Lade- und Entladeraten nur auf Grundlage einer adäquaten zeitlichen Auflösung berechnet werden. Wird die C-Rate unterschätzt, so kann die tatsächlich verfügbare Kapazität im Ladezyklus überschätzt werden. Zudem wird im Extremfall die Leistungselektronik unterdimensioniert, sodass im Betrieb auftretende Lastspitzen von Erzeugern und Verbrauchern nicht zum Auf- und Entladen der Batterie genutzt werden können. In netzgekoppelten DES könnten Eigenverbrauch und Wirtschaftlichkeit überschätzt werden, in off-grid DES sind eine Unterdimensionierung der Batterie und häufigere Stromausfälle denkbar.

5 Ansätze zur Modellierung der Batterie

Im Rahmen der Literaturrecherche wurde untersucht, inwiefern die betrachteten Dimensionierungsmodelle die Alterung der Batterien berücksichtigen, welche zeitliche Auflösung sie aufweisen und ob ein Zusammenhang zwischen der Art des Dimensionierungsmodells und der Abbildung der Batterie besteht. Im Folgenden werden ausgewählte Modelle kurz vorgestellt.

In den Modellen finden zeitliche Auflösungen zwischen einer Minute und einer Stunde Anwendung (s. Tabelle 4).

	Zeitl. Auflösung	Nur kalendarische Lebensdauer	Zyklische Lebensdauer	C-Raten-Abhängigkeit der nutzbaren Kapazität	Kapazitätsverlusts durch Alterung
Ai et al. (2003)	1h	X			
Bernal-Agustín et al. (2006)	1h		X		
Chedid und Rahman (1997)	k.A.	X			
Dufo-López und Bernal-Agustín (2008)	1h		X*		
Kaschub et al. (2013)	15min.		X		X
Katsigiannis et al. (2010)	10min.		X		
Lambert et al. (2006)	1h		X	X	
Merei et al. (2013)	10min.		X	X	X

Sauer (2003)	k.A.		X*	X	X
Waffenschmidt (2013)	15min.		k.A.		
Weniger et al. (2013)	1min.		X		
Xu et al. (2005)	1h	X			
Yang et al. (2007)	1h	X			

* Teilzyklen werden unterschiedlich gewichtet

Tabelle 4: Abbildung der Batterie in den Modellen (eigene Darstellung)

Alle untersuchten Modelle bilden den Ladezustand der Batterie dynamisch ab, wobei die Modellierung der Batterie unterschiedlich komplex ist (vgl. Abbildung 2). Für die dynamische Abbildung des Ladezustands wird der SOC in jeder Periode neu berechnet, indem ausgehend vom SOC der vorhergehenden Periode Energiedefizite und -überschüsse im DES saldiert und addiert bzw. subtrahiert werden. In der Regel wird neben einem zeitabhängigen Parameter für die Selbstentladung der Batterie auch der Wirkungsgrad berücksichtigt, wobei dieser vom aktuellen SOC und der C-Rate abhängen und für Auf- und Entladen unterschiedlich sein kann.

$SOC(t+1) = SOC(t) * (1 - \sigma(t)) + \frac{I_{Bat}(t) * \Delta t * \eta_{Laden}}{C_{Bat}}$	$\sigma(t)$: Selbstentladung
$I_{Bat}(t) = \sum_i \frac{P_i(t)}{U_{Bat}(t)} - \frac{P_L(t)}{U_{Bat}(t)}$	C_{Bat} : Nominale Batteriekapazität
$\eta_{Laden} = f(SOC, I_{Bat})$	$P_i(t)$: Leistung der Erzeugungsanlagen
η_{Laden} : Wirkungsgrad des Ladevorgangs	$P_L(t)$: Leistung der Last
$SOC(t)$: Ladezustand der Batterie, $\in [SOC_{min}; SOC_{max}]$	$U_{Bat}(t)$: Batteriespannung
$I_{Bat}(t)$: Ladestrom, $\in [0; I_{Bat,max}]$	$I_{Bat,max}$: maximal zulässiger Ladestrom

Abbildung 2: Dynamische Abbildung des Ladezustands [vgl. 24]

Die minimale Anforderung, dass eine fixe kalendarische Lebensdauer angenommen wird, wird meist mit fixen Annahmen für die Ober- und Untergrenzen des Ladezustandes kombiniert. Acht der 13 analysierten Modelle berechnen darüber hinaus die Lebensdauer auf Basis der maximalen Zyklenlebensdauer und der prognostizierten Zyklenzahl (vgl. Beispiel in Abbildung 3).

$Batterielebensdauer = \min\{Lebensdauer_{kalendarisch}; Lebensdauer_{zyklisch}\}, \text{ mit}$
$Lebensdauer_{zyklisch} = \frac{\text{maximale Anzahl Ladezyklen der Batterie}}{\text{maximale Anzahl Ladezyklen in einem Jahr}}$

Abbildung 3: Berücksichtigung der zyklischen Lebensdauer [22]

Zwei der Modelle gewichten für die Bestimmung der zyklischen Lebensdauer zudem die verschiedenen Ladezustands-Intervalle. Die Abhängigkeit der tatsächlich nutzbaren Kapazität während des Entladevorgangs von der C-Rate wird in drei Modellen abgebildet. Der nicht reversible Kapazitätsverlust, der mit zunehmender Alterung entsteht, wird ebenfalls in drei Modellen quantifiziert (Beispiel s. Abbildung 4). Um das Ende der Batterielebensdauer bestimmen zu können, ermitteln *MEREI ET AL.* kontinuierlich den SOH. Der SOH sinkt mit steigenden zyklischen und kalendarischen Alterungsfaktoren, welche auf Basis der durchschnittlichen Ladezustände, der SOC-Amplituden, sowie der Umgebungstemperaturen bestimmt wurden. Sie können experimentell ermittelt werden, wurden allerdings nicht veröffentlicht [14].

$$\begin{aligned} \text{Alterungsfaktor}_{\text{kalendarisch}} &= \frac{\Delta t}{\text{kalendarische Lebensdauer}(\text{SOC}, \text{Temperatur})} \\ \text{Alterungsfaktor}_{\text{zyklisch}} &= \frac{1}{\text{zyklische Lebensdauer}(\text{SOC}_{\text{Durchschnitt}}, \text{SOC}_{\text{Amplitude}}, \text{Temperatur})} \\ \text{SOH}(t) &= 1 - \int \max(\text{Alterungsfaktor}_{\text{kalendarisch}}(\tau); \text{Alterungsfaktor}_{\text{zyklisch}}(\tau)) dt \end{aligned}$$

Abbildung 4: Berücksichtigung des Kapazitätsverlusts durch Alterung [14]

6 Diskussion der Ergebnisse

Eine realitätsnahe Integration der Batterien in Modelle zur Dimensionierung von DES ist aufwändig. Die untersuchten Quellen berücksichtigen nur teilweise die zyklische Lebensdauer (8 von 13), die Abhängigkeit der nutzbaren Batteriekapazität von der C-Rate (3 von 13), sowie den Kapazitätsverlust durch die Alterung (3 von 13). Ein Zusammenhang zwischen der Art des Dimensionierungsmodells und der Abbildung der Batterie konnte dabei nicht erkannt werden. Dadurch, dass sowohl die C-Raten-Abhängigkeit der nutzbaren Batteriekapazität als auch der Kapazitätsverlusts durch die Alterung in den meisten Modellen nicht berücksichtigt werden, könnte es zu einer fehlerhaften Einschätzung von Effizienz und Wirtschaftlichkeit sowie zu einer nicht-optimalen Dimensionierung der Batterie kommen. Die zeitliche Auflösung vieler Modelle könnte allerdings nicht ausreichend sein, um die genannten Effekte abzubilden. Die oft stark vereinfachte Abbildung der Batterie ist einerseits den komplexen elektrochemischen Zusammenhängen geschuldet, andererseits stellt eine realitätstreue Abbildung oftmals hohe Anforderungen an die Lösbarkeit des Modells.

7 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurden verschiedene Methoden zur Dimensionierung von netzgekoppelten DES und off-grid Systemen mit Batterien vorgestellt. Entsprechende Modelle sind u. a. aufgrund einer Vielzahl möglicher Entscheidungsvariablen meist komplex und werden daher bevorzugt mit heuristischen Methoden gelöst.

Da eine Weiterentwicklung der Batterietechnologien hinsichtlich Preisen und Lebensdauer erwartet wird, gilt es, das Potential durch möglichst detaillierte Modelle zu quantifizieren. In weiteren Arbeiten soll untersucht werden, wie sich die gewählte Schrittweite auf Eigenverbrauch, Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit und Emissionen auswirkt und wie hoch der zusätzliche Mehrwert durch die Berücksichtigung der Batteriealterung ausfällt. Die Ergebnisse müssen mit den Fehlern verglichen werden, die bei der Dimensionierung von DES mit Batterien durch andere Faktoren entstehen, wie z. B. die Fehler bei der Prognose der Eingangsdaten.

Literaturverzeichnis

- [1] AI, B. U. A.: *Computer-aided design of PV/wind hybrid system*; Renewable Energy, 2003, 28. Jg., S. 1491-1512.
- [2] BERNAL-AGUSTÍN, J.L. U. A.: *Design of isolated hybrid systems minimizing cost and pollutant emissions*; Renewable Energy, 2006, 31. Jg., S. 2227-2244.
- [3] BRANDT, K.: *Einsatzfelder für Lithium-Ionen-Batterien*. Handbuch Lithium-Ionen-Batterien, 2013, S. 383-391.
- [4] BRAUN, M. U. A.: *Charakterisierung von netzgekoppelten PV-Batterie-Systemen Verfahren zur vereinfachten Bestimmung der Performance*, 25. Symposium – Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein 2010.
- [5] CHEDID, R./RAHMAN, S.: *Unit sizing and control of hybrid wind-solar power systems*; IEEE Transactions on Energy Conversion, 1997, 12. Jg., S. 79-85.
- [6] DUFO-LÓPEZ, R./BERNAL-AGUSTÍN, J.L.: *Multi-objective design of PV–wind–diesel–hydrogen–battery systems*, Renewable Energy, 2008, 33. Jg., S. 2559-2572.
- [7] GABLER: *Wirtschaftslexikon, Stichwort: dezentrale Energieversorgung*; 2014. Zuletzt aufgerufen am 17.02.2014 unter: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/576005981/dezentrale-energieversorgung-v2.html>.
- [8] HOPPECKE: *Montage-, Inbetriebsetzungs- und Gebrauchsanleitung für verschlossene ortsfeste Blei-Säure-Batterien*; 7140203151 V1.1.; Hoppecke Batterien GmbH Co. KG, 2013.
- [9] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *World Energy Outlook*, 2013. Zuletzt aufgerufen am 13.02.2014 unter <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013>.
- [10] JOSSEN, A. U. A.: *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*, 2006.
- [11] KASCHUB, T. U. A.: *Interdependencies of home energy storage between electric vehicle and stationary battery*; accepted for proceedings of EVS27, Barcelona, Spain, 2013.
- [12] KATSIGIANNIS, Y.A. U. A.: *Multiobjective genetic algorithm solution to the optimum economic and environmental performance problem of small autonomous hybrid power systems with renewables*, IET Renewable Power Generation, 2010, 5. Jg., S. 404–419.
- [13] LAMBERT, T. U. A.: *Micropower system modeling with Homer*; Integration of alternative Sources of Energy; 2006, S. 379–418.

- [14] MEREI, G. U. A.: *Optimization of an off-grid hybrid PV–Wind–Diesel system with different battery technologies using genetic algorithm*; Solar Energy, 2013, 97. Jg., S. 460–473.
- [15] NICKOLETATOS, J./TSELEPIS, S.: *Evaluation of literature search and results of survey about lifetime expectancy of components, in particular the energy storage systems in existing RES applications*; Proceedings of the 19th European Solar PV Energy Conference and Exhibition, 2003.
- [16] RANSOME, S./FUNTAN, P.: *Why hourly averaged measurement data insufficient to model PV system performance accurately*; Proceedings of 20th PVSEC Barcelona, 2005.
- [17] SAUER, D.U.: *Optimierung des Einsatzes von Blei-Säure Akkumulatoren in Photovoltaik-Hybrid-Systemen unter spezieller Berücksichtigung der Batteriealterung*; Dissertation, Universität Ulm, Ulm 2003.
- [18] SAUER, D. U.: *Electrochemical storage for photovoltaics*; Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, 2003, S. 799-862.
- [19] SHAHIRINIA, A. H. U. A.: *Optimal sizing of hybrid power system using genetic algorithm*; IEEE (Hg.), International Conference on Future Power, 2005.
- [20] VETTER, J. U. A.: *Ageing mechanisms in lithium-ion batteries*. Journal of power sources, 2005, 147. Jg., S. 269-281.
- [21] WAFFENSCHMIDT, E.: *Dimensioning of decentralized photovoltaic storages with limited feed-in power and their impact on the distribution grid*; Proceedings of the International Renewable Energy Storage Conference, Berlin 2013.
- [22] WENIGER, J. U. A.: *Sizing and grid integration of residential PV battery systems*; Proceedings of the International Renewable Energy Storage Conference, Berlin 2013.
- [23] THE INTERNATIONAL BANK FOR RECONSTRUCTION AND DEVELOPMENT / THE WORLD BANK: *Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini grid and Grid Electrification Technologies*. Washington, DC, 2007.
- [24] YANG, H. U. A.: *A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system*; Solar Energy, 2007, 81. Jg., S. 76–84.
- [25] XU, D. U. A.: *Optimal sizing of standalone hybrid Wind/PV power systems using genetic algorithms*; Proceedings of Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2005, S. 1722-1725.