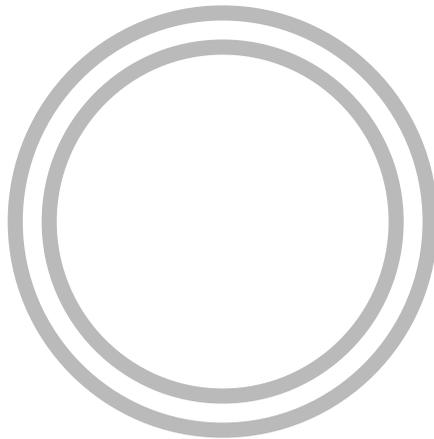


Elektrochemische Speichersysteme
für regenerative
Energieversorgungsanlagen



Herausgeber:
Jürgen Gärche (ZSW)
Wolfgang Höhe (ZSW)
Gerd Stadermann (FVS)

**Workshop
des
FORSCHUNGSVERBUND SONNENENERGIE**

**Elektrochemische Speichersysteme für
regenerative Energieversorgungsanlagen**

am 4. und 5. Mai 1999 im ZSW in Ulm

Veranstalter: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW)
Helmholtzstraße 8,
D-89081 Ulm
Tel.: 0731/ 95 30 - 0
Fax: 0731/ 95 30 - 666

FORSCHUNGSVERBUND SONNENENERGIE
c/o Hahn-Meitner-Institut Berlin
Kekuléstraße 5
D-12489 Berlin
Tel.: 030/ 670 53 338
Fax: 030/ 670 53 333
E-Mail: fvs@hmi.de

Ausstattung: 18 Photos, 35 graphische Abbildungen, 137 Tabellen
Herausgeber: FORSCHUNGSVERBUND SONNENENERGIE
c/o Hahn-Meitner-Institut Berlin
Kekuléstraße 5
D-12489 Berlin
Tel.: 030/ 670 53 338, Fax: 030/ 670 53 333, E-Mail: fvs@hmi.de
Als Manuskript gedruckt. Alle Rechte beim Herausgeber. Nachdruck
auch auszugsweise, nur mit Genehmigung des Herausgebers
gestattet.

Druck: Richard Thierbach Buch- und Offset-Druckerei GmbH
Elbestr. 32, D-45478 Mülheim an der Ruhr

Printed in Germany.

ISSN: 0949-1082

Berlin, Dezember 1999

Inhaltsverzeichnis

Einführung

Energiespeicherung in netzfreien autonomen Photovoltaik-Systemen	11
Dr. Hansjörg Gabler	
Entwicklungstendenzen elektrochemischer Speichersysteme für PV-Anwendungen	19
Prof. Dr. Jürgen Garche	

Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen in bestehenden PV-Anlagen

Klassifizierung von Batteriesystemen in Photovoltaik-Anlagen	39
Dipl.-Chem. Wolfgang Höhe	
Ladezustandserfassung – Begriffsbestimmungen, Referenzverfahren und Testdatensätze	53
Dipl.-Ing. Michael Wolny	
Physikochemische Analysen und Alterungsmechanismen	63
Dipl.-Phys. Dirk Uwe Sauer	
Betriebsführung und Feldtests	77
Dipl.-Ing. Manfred Bächler	

Stand und Zukunft von Speichersystemen

Unterschiedliche Betriebseigenschaften von AGM- und Gel-Batterien	95
Dr. Wieland Rusch	
Weiterentwickelte Batteriesysteme für photovoltaische Kleinanlagen	105
Dr. Andreas Jossen	
Die Gaia-Lithium-Polymer-Technologie im Hinblick auf photovoltaische Anwendungen	119
Dr. Wolfgang J. Weydanz	
Ultrakondensatoren: Technik und Anwendungen	131
Dr. Harald Landes	
Redox-Flow-Batterien: Ein Vorschlag zur saisonalen Energiespeicherung	139
Dr. Ludwig Jörissen	

Erfahrungen, Anforderungen und Märkte

Erfahrungen und Anforderungen an Batterien und Systemtechnik für Hausstromversorgungen	153
Dipl.-Ing. Manfred Bächler	
Anforderungen an PV-Systeme und Batterien in Gerätestromversorgungen	165
Dipl.-Ing. Markus Münch	
Anforderungen von Batterien für PV-Inselsysteme für den Markt in Deutschland und Ägypten	177
Dipl.-Ing. I. Samak	
Betriebserfahrungen mit Solar Home Systemen (SHS) bei Einsatz von Batterien aus Entwicklungsländern	189
Klaus Preiser	

Speicher-Betriebsführung und -Zustandsbestimmung

Verschiedene Ansätze der Ladezustandsbestimmung	211
Dipl.-Ing. Martin Rothert	
Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien mittels eines linearen nichtparametrischen Modells	233
Christine Ehret	
Systemmanagement	245
Dipl.-Ing. Peter Adelman	
Batteriemanagement für Batteriestromrichter	249
Claus Schmitz	
Konzepte von CHarge EQualizern und Betriebserfahrungen	267
Dr. Heribert Schmidt	

Systemtechnik und Betriebsführung von PV-Systemen

Ladeverfahren und Ladeelektronik für Gerätebatterien in PV-versorgten Kleingeräten	283
Dr. Heribert Schmidt	
Modulare Systemtechnik und Batteriestromrichter für elektrische Inselnetze	297
Günther Cramer	
Pulsbelastungen und Pulsladen in PV-Anlagen – ein EU-Projekt	303
Dr. Heinz Wenzl	
Einfluß der Betriebsführung auf die Batterielebensdauer und das Systemverhalten	315
Georg Bopp	
Langzeitfeldtests von Betriebsstrategien für verschlossene Bleibatterien in realen PV-Anlagen	325
Rainer Wagner	
Zusammenfassung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfs	
Jürgen Garche	351

Einführung

Energiespeicherung in netzfreien autonomen Photovoltaik-Systemen

Hansjörg Gabler*

Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme ISE

Oltmannsstraße 5, D-79100 Freiburg

Tel. +49 (0) 761 / 4588-216

Netzfreie autonome Stromversorgung mit Photovoltaik

Photovoltaische Zellen wandeln Licht in elektrische Leistung. Bei voller Sonneneinstrahlung werden mit der heute verbreiteten Solarzellentechnik aus einer Fläche von 100 cm² zwischen 1,0 und 1,5 Watt elektrischer Leistung erzeugt. Da Sonnenlicht flächendeckend verfügbar ist, läßt sich mit Photovoltaischer Technik praktisch überall elektrische Energie gewinnen. Und dies ohne daß große Infrastruktureinrichtungen, wie Stromverteilungsnetze und Kraftwerksanlagen mit ihren Versorgungs- und Entsorgungsstrukturen aufgebaut werden müssen.

Photovoltaische Energietechnik bietet sich deshalb für die Versorgung von Verbrauchern an, die keinen Zugang zum Stromnetz haben, sei es weil der Anschlußaufwand bezogen auf die abgenommene Energiemenge zu hoch ist, oder sei es aus Anforderungen an Mobilität oder Portabilität des Verbrauchers.

Im vergangenen Jahr (1998) wurden Photovoltaische Zellen mit einer Nennleistung von 100 MW für den Einsatz in netzfreien Anwendungen hergestellt. Diese Anwendung umfaßt 70 % des globalen Photovoltaikmarktes.

Abbildung 1 zeigt, daß dieser Markt im vergangenen Jahrzehnt stetig mit etwa 15 % jährlicher Wachstumsrate angestiegen ist [1].

* Neue Anschrift des Autors:
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Heßbrühlstraße 21C,
70565 Stuttgart, Tel. 0711-7870-257

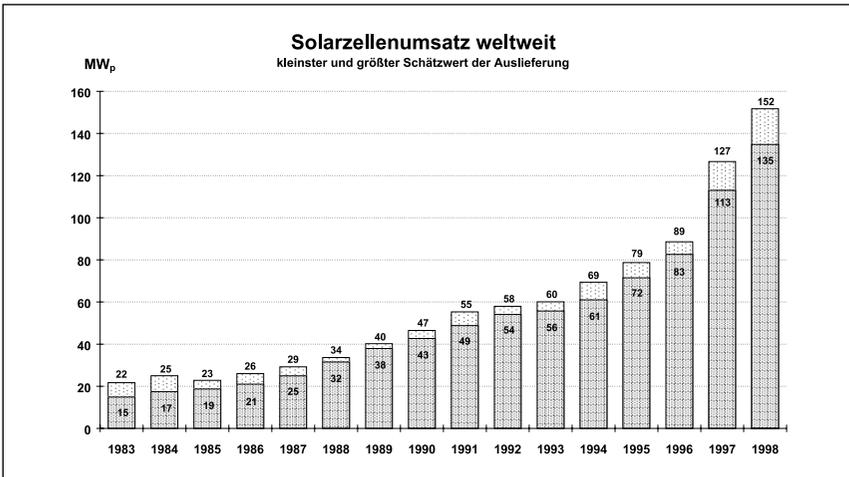


Abbildung 1: Historische Entwicklung der globalen Produktion von Solarmodulen

Photovoltaische Stromerzeugung und elektrische Energiespeicherung

Die Verfügbarkeit von Sonnenlicht zur Energiewandlung variiert im Wechsel der Jahreszeiten, im Wechsel von Tag und Nacht und unter dem Einfluß des Wetters. Um voneinander abweichende Zeitmuster von Stromerzeugung und Stromverbrauch auszugleichen, muß praktisch jedes (netzfreie) solare Stromversorgungssystem einen Energiespeicher enthalten. In der Mehrzahl der Anwendungen wird als Energiespeicher eine Bleibatterie eingesetzt [2].

Aus der Kenntnis des Marktvolumens für Photovoltaische Energiewandler läßt sich eine Abschätzung des Volumens des Batteriemarktes für PV-Anwendungen vornehmen (siehe Kasten 1).

Elektrische Energiespeicher stellen eine nicht unwesentliche Komponente an den Gesamtkosten eines netzfreien Photovoltaischen Energiesystems dar. Abbildung 2 zeigt die Kostenstruktur eines speziellen Hybridsystems für die Versorgung einer Alphütte mit PV-Generatoren, Dieselgenerator und Batteriespeicher.

Die Grundaussagen sind verallgemeinerbar auf alle netzfreien PV-Stromversorgungsanlagen.

- Die Batterie verursacht einen wesentlichen Teil der Erstinvestitionskosten (10 - 15 %).
- Wegen der begrenzten Lebensdauer der Bleibatterie und der Notwendigkeit mehrmaligen Austausches während der technischen Lebenszeit der übrigen Systemkomponenten kann die Batterie zum dominierenden Kostenfaktor in den Lebensdauerkosten werden.

Kasten 1	
Basissystem:	
Solarmodul, Nennleistung bei 1000 W/m ² Einstrahlung	50 W
Einstrahlung: 3 volle Sonnenscheinstunden je Tag	3 kWh/m ² d
Überbrückungszeit (Energiebezug nur aus dem Speicher):	3 Tage
Energieflüsse und Speichergröße:	
Tägliche Erzeugung elektrischer Energie:	150 Wh
Speicherbedarf:	0,5 kWh
Photovoltaikmarkt und Batteriemarkt:	
PV-Einsatz für netzfreie Anwendungen (1998, global)	100 MW
Stückzahl PV-Module à 50 W (äquivalent):	2 Mio. Stück
Speicherbedarf:	1 Mio. kWh
Batteriemarktvolumen in DM:	
Batteriekosten (gewichteter Mischpreis über alle Bauformen von Bleibatterien, sehr vereinfachende Annahme):	100 DM/kWh
Volumen Batteriemarkt für PV-Anwendungen, neue Anlagen in 1998:	100 Mio. DM
Ersatzbedarf	100 Mio. DM
Anteil der PV-Anwendungen am Gesamtumsatz der Bleibatterieindustrie (1998, global)	1 %

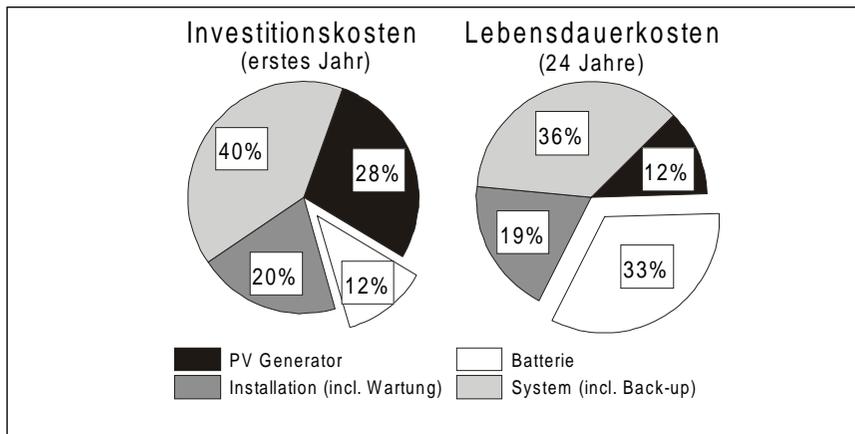


Abbildung 2: Kostenrechnung für PV-Hybridssystem (Zinssatz: 0 %, Wartungskosten: 1 %/a, Verbrauch – nur sommerbetrieben: 320 kWh/a, Batteriekapazität: 12 kWh, Größe PV-Generator: 0,9 kW_p, Lebensdauern: Batterie: 4 a, Systemkomponenten: 8 a, PV-Module: 24 a)

Klassifizierung autonomer photovoltaischer Systeme

Netzfremde photovoltaische Systeme können in zwei Gruppen eingeteilt werden. In Systemen im kleineren Leistungsbereich ist das Photovoltaikmodul die einzige Energiequelle. Eine Batterie wird durch das Photovoltaikmodul geladen. Überladung und Tiefentladung werden durch einen Laderegler begrenzt. Die Verbraucher werden entweder direkt aus der Batterie oder über einen Wechselrichter gespeist. Typischer Repräsentant dieser Systemgruppe ist das „Solar Home System“, das in hunderttausenden ländlicher Haushalte in Entwicklungsländern im Einsatz ist. In einer Standardversion liefert es 0,25 kWh elektrische Energie täglich, ausreichend für Licht und Fernsehempfang in einem Einzelhaushalt [3].

Ein ähnlich hohes Marktwachstum, wie es derzeit Solar Home Systeme für private Nutzung aufweisen, wird von einigen Beobachtern für kommerziell genutzte Photovoltaikanwendungen im Telekommunikationsbereich erwartet.

Abbildung 3 basiert auf Zahlen zur Entwicklung des Marktes für mobile Kommunikationstechnologie [4] und den historischen Marktdaten für Photovoltaik, die weiter oben diskutiert wurden. Für die Zukunft ist für Photovoltaik eine moderate Steigerungsrate von 15 % jährlich unterstellt. Eine Studie der Schweizer Sarasin Bank (zitiert nach [5]) formuliert das folgendermaßen: „Der Photovoltaikmarkt befindet sich heute womöglich da, wo der Mobiltelefonmarkt vor etwa zehn Jahren stand“. Eine in Zukunft mögliche welt-

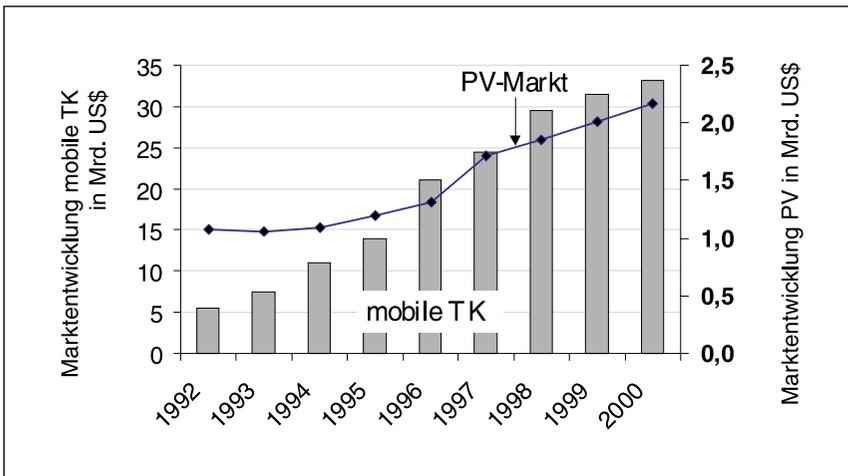


Abbildung 3: Marktentwicklung für Photovoltaikmodule und für mobile Telekommunikationstechnik

weit flächendeckende Telekommunikationsinfrastruktur wird auch eine flächendeckende und leitungslose Energieversorgung benötigen. Photovoltaik bietet sich hierfür als Option für viele Anwendungsfälle an.

Die zweite Gruppe von netzfreien Energiesystemen kombiniert photovoltaische Stromerzeugung mit anderen Stromerzeugern (Dieselgenerator, Brennstoffzelle, Windenergiekonverter etc.). Diese Hybridsysteme werden typischerweise für Verbraucher mit einem täglichen Energiebedarf von 1 kWh bis 100 kWh aufgebaut. Die Kombination verschiedener Energiequellen eröffnet eine Freiheit in der Systemauslegung, die genutzt werden muß, um Systeme mit hoher Verfügbarkeit bei minimierten Lebensdauerkosten zu realisieren [6].

Hybridsysteme sollen zeitlich kontinuierliche (24-stündige) Stromversorgung hoher Versorgungssicherheit mit einphasiger oder dreiphasiger Wechselspannung gewährleisten und sie sollen bei Bedarf größere Leistungen zum Betrieb elektrischer Antriebe bereitstellen. Energieflußanalysen mit Simulationsprogrammen zeigen [7], daß die Batteriespeicher hierbei stark belastet werden. 2/3 der Jahresenergie fließt typischerweise über den Speicher, in üblichen Systemauslegungen durchläuft die Batterie hierbei ca. 100 Nennzyklen jährlich.

Die Auswertung der Betriebserfahrungen an einigen Dutzend realisierter Photovoltaik-Hybridsystemen zeigt darüberhinaus, daß die erzielten Einsatzlebensdauern der Batterien, verglichen mit Batterielebensdauern in traditionellen Anwendungen, unzureichend sind. Typischerweise müssen Batterien in Hybridsystemen nach drei bis sieben Jahren ausgetauscht werden. Durch Fortschritte im Wissen um richtige Systemauslegung und durch verbesserte Betriebsführung müssen Einsatzlebensdauern von acht bis zehn Jahren erreicht werden.

Batterien in den oben erwähnten Solar Home Systemen müssen üblicherweise nach zwei bis drei Jahren ausgetauscht werden. Die hier verwendeten billigen Starterbatterien sollten auf eine Einsatzdauer von wenigstens fünf Jahren gebracht werden.

Zum Einsatz von Bleibatterien in autonomen Photovoltaikanlagen: offene Fragen

Abschließend sollen einige Fragen formuliert werden, die bis heute nach Einschätzung des Autors noch offengeblieben sind. Die Antworten müssen unter der Forderung nach Kostenminimierung (Investition, Wartung, Ersatz) und der jeweils geforderten Betriebszuverlässigkeit gefunden werden:

- Welche Batterietechnologie soll für welches Anwendungssystem eingesetzt werden?
Auch: Wo können/müssen/sollten Gel-Batterien, wo Vlies-Batterien eingesetzt werden?
- Gibt es ein Batteriesystem für saisonale Energiespeicherung (Sommer/Winter)?
- Wie setzt man Billigbatterien (KfZ-Batterien) am besten zur Energiespeicherung ein?
(trade off zwischen billiger Batterie und hochwertigem Laderegler)
- Gibt es Probleme bei pulsformiger Ladung/Entladung von Batterien (trade off zwischen Aufwand für elektronische Filter und Speicherlebensdauer).
- Gibt es Verfahren, mit denen man die Qualität (die Eignung für eine bestimmte Anwendung) von Batterien zuverlässig und schnell erfassen kann (Verbindung von Labortests mit Simulationsmodellen zum Alterungsverhalten)?
- Zur Abstimmung von Laderegler und Batterie: Wie bekommt der Laderegler die Information über die beste Betriebsführung seiner Batterie (zulässige Entladetiefe, Ladeschlußspannung, etc.)
- Wie können wir das erworbene Wissen am besten in intelligente Batterieperipherie materialisieren? Intelligente Batterieperipherie kann folgende Funktionen erfüllen: Ladezustandbestimmung, Ladungsausgleich zwischen Einzelzellen, Elektrolytumwälzung, Alterungszustanderkennung, Anforderung des Speichers an eine übergeordnete Systembetriebsführung absetzen
- Und last but not least: Wie bringen wir das vorhandene Wissen in die Realität der Energieversorgungsanlagen?

Literatur:

- [1] Weltweite Perspektiven der Photovoltaik.
A. Räuber, 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1999
- [2] Energy Storage in Photovoltaic Stand-alone Energy Supply Systems.
G. Bopp, H. Gabler, K. Preiser, D. U. Sauer, H. Schmidt, Progress in Photovoltaics:
Research and Applications, S. 271-291, 1998
- [3] Photovoltaik - Ein Baustein zur nachhaltigen Entwicklung netzferner Regionen.
H. Gabler und K. Preiser, Forschungsverbund Sonnenenergie, Themenheft 98/99,
Jahrestagung Forschungsverbund, Bonn, 1998
- [4] Manager Magazin, Siemens International Telecom Statistics, September 1998
- [5] Solarthemen, 25.9.1998, S. 4
- [6] Inselanlagen - Was kosten sie?
D. U. Sauer, 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1999
- [7] Modelling of Stand-alone PV-Hybrid Systems and Comparison of System Concepts.
H. Gabler, E. Wiemken, 2nd World Conference on Photovoltaik Solar Energy Conversion, Vienna, Austria, 1998

Entwicklungstendenzen elektrochemischer Speichersysteme für PV-Anwendungen

Jürgen Garche

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

GB Elektrochemische Energiespeicherung und Energiewandlung

Helmholtzstr. 8, 89081 Ulm

Tel. 0731 9530-0, Fax. 0731 9530-666, jgarche@huba.zsw.uni-ulm.de

1. Einleitung

Zwei **Fakten** sollten der Entwicklung elektrochemischer Speicher für PV-Systeme genügend Nachdruck verleihen:

A – Zahl der PV-Inselsysteme ist sehr groß

B – Kosten der Batterie im PV-Inselsystem sind sehr hoch.

Zu A: Etwa 100 MW_p PV-Module wurden 1998 in der netzfreien Anwendung eingesetzt. Das entspricht etwa 70 % des globalen PV-Marktes ¹.

Zu B: Aufgrund der relativ geringen Lebensdauer von Batterien steigen natürlich die Kosten der Batterie, wenn man die Systemlebensdauer (ca. 20 – 25 Jahre) betrachtet. Die folgende Abbildung gibt das Kostenverhältnis von Batterie zum PV-Modul für verschieden große Anlagen wieder, die sich noch in solche mit und ohne Hilfsgenerator (Diesel) unterteilen.

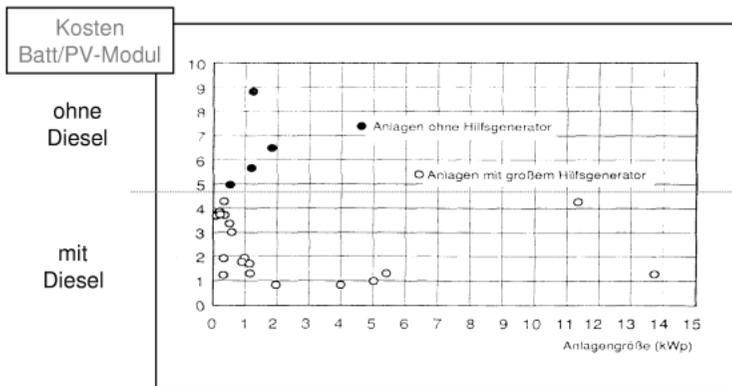


Abbildung 1: Kostenverhältnis von Batterie zum PV-Modul vs. Anlagengröße
Gerechnet auf 20 Jahre ²

Für PV-Anlagen mit Batteriespeicherung beträgt der Kostenfaktor Batt/PV-Modul in Abhängigkeit von der Anlage zwischen 5 und 9. D.h. die Batterie ist betrachtet über die Systemlebensdauer um das 5 bis 9-fache teurer als die PV-Module.

Leider werden diese Fakten in Deutschland insbesondere von ministeriellen Entscheidungsträgern nicht ausreichend wahrgenommen und daher die Entwicklung geeigneter Speichersysteme für PV-Anlagen vernachlässigt. Die Folge sind PV-Inselsysteme, deren Performance und Gesamtkosten nach wie vor gravierend durch die Batterie bestimmt werden.

2. Anforderungen an Speicher

Folgende Anforderungen existieren für einen Elektroenergiespeicher im PV-Betrieb:

- niedrige spezifische kWh-Kosten, d.h., der während der gesamten Lebensdauer des Akkus gespeicherten kWh
- hohe Lebensdauer
- hoher Gesamtwirkungsgrad
- niedrige Selbstentladung
- geringer Wartungsaufwand
- Einfache Installation und Bedienung
- (hohe Leistung)

spezifische kWh-Kosten (DM/kWh-Durchsatz)

Sie setzen sich normalerweise zusammen aus der Summe von Invest- und Betriebskosten des Akkumulators dividiert durch die während der gesamten Lebensdauer gespeicherten kWh (kWh_{Σ}), d.h., den Energiedurchsatz. In diese Kosten geht damit auch die Lebensdauer der Batterie ein.

Lebensdauer

Die Lebensdauer der Batterien soll hoch sein, insbesondere um die spezifischen kWh-Kosten und den Installationsaufwand speziell in abgelegenen Gebieten gering zu halten.

Gesamtwirkungsgrad η_{Σ}

Der Gesamtwirkungsgrad errechnet sich aus Stromwirkungsgrad (COULOMBScher Wirkungsgrad, η_I) und Spannungswirkungsgrad (VOLTAischer Wirkungsgrad, η_U):

$$\eta_{\Sigma} = \eta_I \cdot \eta_U.$$

η_{Σ} soll möglichst hoch sein, um den größten Teil der durch den PV-Generator erzeugten Energie nach der Zwischenspeicherung in der Batterie an den Verbraucher weiterleiten zu können. Entscheidend dafür ist nicht nur die Batterie sondern die Systemabstimmung. So kann bei einem Jahresspeicher die Batterie im Sommer bereits am Vormittag voll geladen sein (siehe Abbildung 2). Die Excess-PV-Energie kann zwar momentan z.B. für Kühlzwecke genutzt aber nicht gespeichert werden.

Wartungsaufwand

Die Wartung, wie z.B. Wassernachfüllen bei Pb-Akkumulatoren, soll möglichst gering gehalten werden.

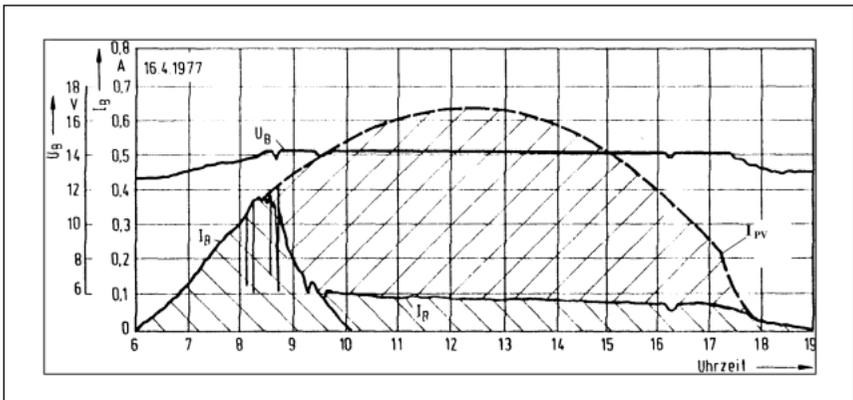
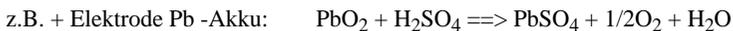


Abbildung 2: PV-Strom (I_{PV}), Batterieladestrom (I_B) und Batteriespannung (U_B) vs. Tageszeit³

Selbstentladung (SE)

Die SE kann vor allem bei Jahresspeichern ein Problem darstellen.

Hauptsächlich geht die Selbstentladung auf Reaktionen der Aktivmasse mit dem Elektrolyten zurück.



Die SE beträgt für den Pb-Akkumulator: 3– 5 % im Monat @ 25° C

Für den Ni-Cd, Ni-MeH-Akkumulator: 20–25 % im Monat @ 25° C

Die Selbstentladung ist T- und altersabhängig.

Einfache Installation und Bedienung

Die Batterien werden vielfach auch von Nichtfachleuten betrieben. Einfache Installation und Bedienung sind daher gefordert.

Leistung

In speziellen Fällen muß die Batterie kurzzeitig hoch belastbar sein, z.B. beim Starten von Dieselgeneratoren oder zur momentanen Leistungserweiterung von PV-Systemen.

3. Speichermöglichkeiten

In der folgenden Abbildung 3 sind die wichtigsten Speichermöglichkeiten für elektrische Energie dargestellt.

		Direkte Speicher				Indirekte Speicher					
X	0	0	2	2	2	2	2	2	3	3	4
E	direct		mechanical		electrochemical			thermic		thermochemical	
			static	dynamic							
	capacitor	superconductor air torus	a) pump-fed power station (h=300m)	storage gyroscope	LT batterie	HT batterie	H ₂ /O ₂ fuel cell	hot water	PCM - device	H ₂ /O ₂ motor	
											
	$d = d' = 1 \mu\text{m}$ $100 \text{ V}, \epsilon_r = 100$ $\rho = 2 \text{ kg/m}^3$	$B = 10 \text{ Tesla}$ $\mu_r = 1$ $\rho = 2 \text{ kg/m}^3$	b) air pressure	7000 min^{-1}	1) Pb/PbO ₂ /H ₂ SO ₄ 2) Zn/NiO ₂ 3) Zn/Cl ₂ -6H ₂ O	1) Ni/S (320°) 2) Li(AI)FeS ₂ (450°C)	a) stored H ₂ /O ₂ b) just H ₂ in FeT	$\Delta t = 70^\circ\text{C}$ $\eta = 18\%$	a) water steam (100 bar) b) LiF / NaF - melt	H ₂ /O ₂ stored $\eta = 25\%$	

Abbildung 3: Direkte und indirekte Speichermöglichkeiten für elektrische Energie
x: Zahl der Energiewandlungsstufen⁴

3.1 Direkte Speicher

Relevant für PV-Systeme sind vor allem die Kondensatoren. Die folgende Abbildung 4 gibt einen Überblick über die verschiedenen Kondensatorarten.

Neben den physikalischen Kondensatoren (Elektrolytkondensatoren) kommen in letzter Zeit immer stärker auch elektrochemische Kondensatoren zum Einsatz. Hauptsächlich sind das sogenannte Doppelschichtkondensatoren auf der Basis von Kohlenstoff, bei denen die Ladungsspeicherung in der Doppelschicht erfolgt. Daneben werden aber insbesondere für den Hochleistungsbereich auch Systeme entwickelt, die sogenannten Redox- oder FARA-DAY-Kondensatoren, bei der die Ladungsspeicherung batterieähnlich erfolgt.

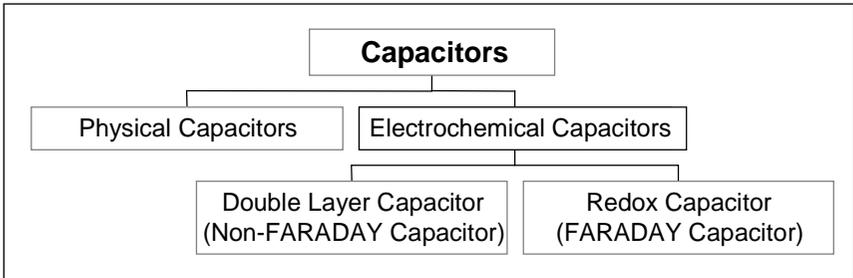


Abbildung 4: Überblick über Kondensatorarten

Durch Anlegen einer Spannung kann man die Ladung in der elektrochemischen Doppelschicht gegenüber dem Gleichgewichtszustand erheblich steigern.

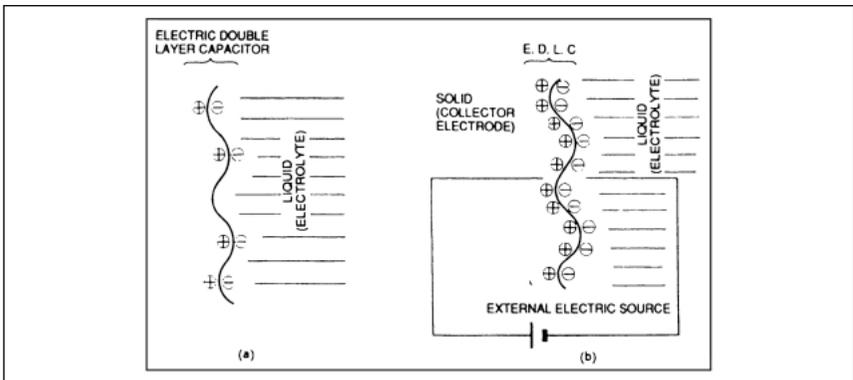


Abbildung 5: Schema der elektrochemischen Doppelschicht
a – Gleichgewicht, b – mit externer Stromquelle

Erreicht die angelegte Spannung jedoch einen solchen Wert, daß es zu einem Elektronendurchgang durch die Doppelschicht kommt (FARADAY-Reaktion), ist eine weitere Ladungsspeicherung in der Doppelschicht nicht möglich. Es kommt zu einer Redoxreaktion, bei der sich die Wertigkeiten der beteiligten Stoffe ändern.

Es existieren aber einige FARADAY-Reaktionen, die elektrisch auch ein kondensatorähnliches Verhalten zeigen. Die Materialien, die solch ein Verhalten zeigen, zeichnen sich insbesondere dadurch aus, daß es trotz Wertigkeitswechsel der Ionen nur zu unwesentlichen Strukturänderungen kommt. Insbesondere sind es Rutheniumoxide und leitfähige Polymere,

die solch ein Verhalten aufweisen. Kondensatoren mit diesen Materialien werden Redox- oder FARADAY-Kondensatoren genannt.

Mehr zu elektrochemischen Kondensatoren ist in diesem Band bei Landes ⁵ nachzulesen.

Gegenüber den Akkumulatoren kann man auf aufwendige Ladeeinrichtungen verzichten. Solaruhren z.B. nutzen Kondensatoren.

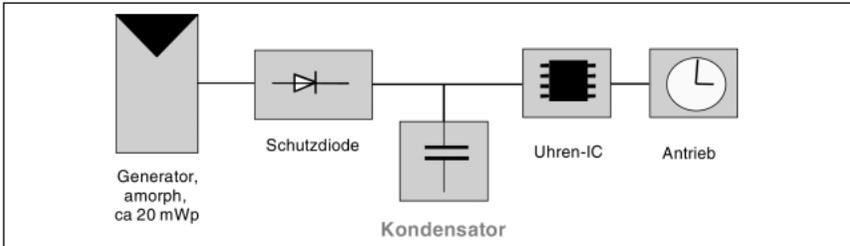


Abbildung 6: Schema einer Solaruhr mit Kondensator

3.2 Indirekte Speicher

Gespeichert wird in Batterien chemische Energie, die zweimal gewandelt werden muß:

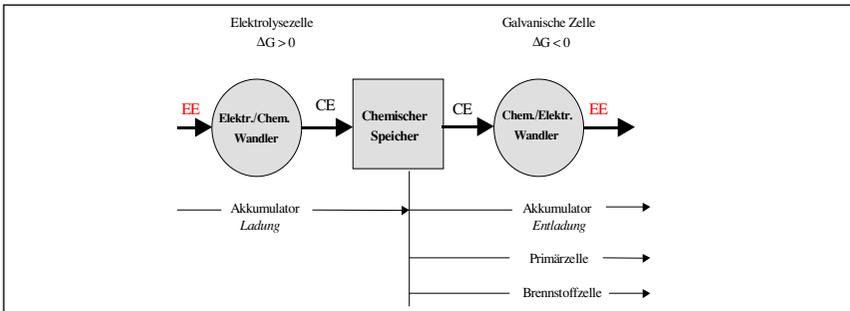


Abbildung 7: Schematische Darstellung der indirekten Speicherform am Beispiel elektrochemischer Stromquellen

In konventionellen Batterien wie den Pb- oder Ni-Cd-Akkumulatoren sind Wandler und Speicher in der Elektrode integriert. Vergrößert man die Elektrode, werden die Kapazität (speicherbestimmt) und die Leistung (wandlerbestimmt) gleichzeitig erhöht.

Werden jedoch Wandler und Speicher baulich getrennt, können Kapazität und Leistung des Systems einzeln optimiert werden. Das wäre für PV-Jahresspeicher günstig. Diese

Trennung wird vor allem dann gut funktionieren, wenn die Aktivstoffe transportabel sind, wie Gase oder Flüssigkeiten.

3.2.1. Akkumulatoren mit externem Speicher

3.2.1.1. Gasakkumulator

Die Kombination von Elektrolyseur und Brennstoffzelle, der sogenannte Gasakkumulator, gehört zu den elektrochemischen Systemen mit externem Speicher.

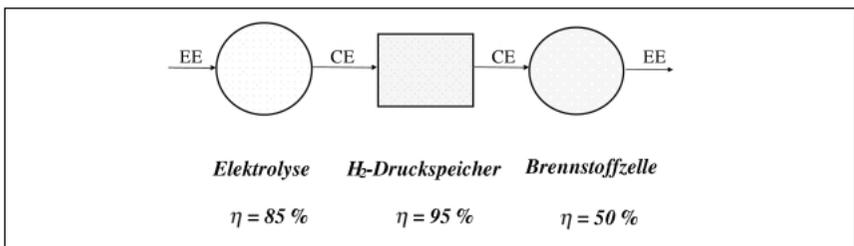


Abbildung 8: Schema des Gasakkumulators

In verschiedenen Demoanlagen, wie z.B. der solaren Versuchsanlage in Neuburg vor dem Wald⁶, im Energieautarken Haus in Freiburg⁷ oder im Phöbus-Projekt zur Versorgung der Bibliothek der KFA in Jülich⁸ wurde dieses Prinzip technisch erfolgreich nachgewiesen.

- Neuburg vor dem Wald 100 kW PEM-Elektrolyser, 110 kW alkalischer Elektrolyser;
30 bar Druckspeicherung, 5000 Nm³ H₂;
6 kW A-BZ, 80 kW PS-BZ
- Solarhaus Freiburg 2 kW PEM-Druckelektrolyser (30 bar);
30 bar Druckspeicherung, 15 Nm³ H₂;
500 W A-BZ, später PEM-BZ
- Bibliothek KFA Jülich 28 kW Elektrolyser,
120 bar H₂-Druckspeicherung, 3000 Nm³
70 bar H₂-Druckspeicherung, 1500 Nm³
6 kW PEM-BZ

Das ZSW bietet solche Anlagen bis etwa 1 kW an, die einen PEM-Elektrolyser (ISE), einen PEM-H₂-Kompressor, einen H₂-Druckspeicher und eine PEM-Brennstoffzelle sowie einen Wechselrichter enthalten.

Daneben wird auch eine PEMFC-Kompaktanlage, der sogenannte "Power Bag" gefertigt, der mit Wasserstoff aus einem Hydridspeicher versorgt wird.

Die Gasakkumulatoren haben allerdings nur einen Gesamtwirkungsgrad der unter 40 % liegt. Daher wird die Entwicklung von sogenannten Redox-Flow-Systemen mit höherem Wirkungsgrad vorangetrieben.

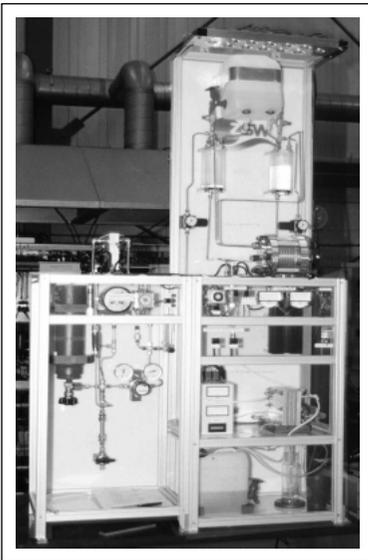
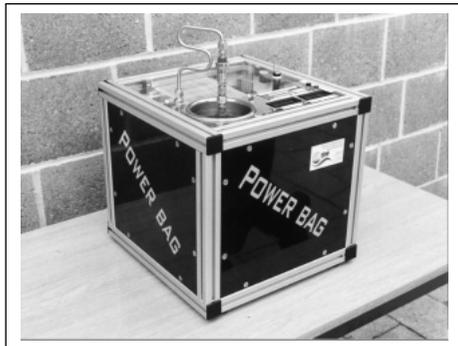


Abbildung 9: ZSW PEM-Wasserstoffanlage

Abbildung 10: ZSW "Power Bag"
(500 W, 9 kWh, 65l)



3.2.1.2. Redox-Flow-Systeme

Redox-Flow-Systeme sind in der Entladung Brennstoffzellen und in der Ladephase Elektrolyseure mit flüssiger Aktivmasse. Dafür bieten sich verschiedene Redoxsysteme wie Eisen/Crom oder Vanadium/Vanadium an. Das Arbeitsprinzip der Vanadium-Flow-Batterie zeigt die folgende Abbildung 11.

Dieses Vanadiumsystem ist auch am weitesten entwickelt, da eine Vermischung des Anolyten und Katholyten aufgrund gleicher Stofflichkeit unproblematisch ist. Wirkungsgrade größer 80 % wurden erreicht.

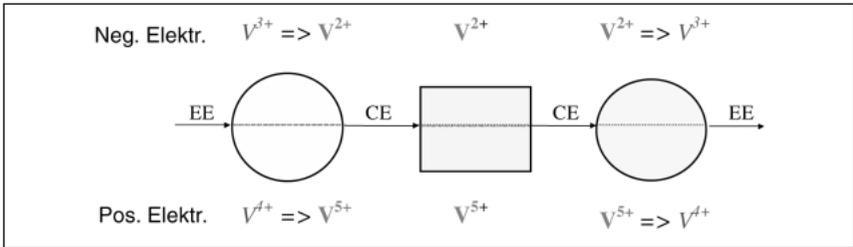


Abbildung 11: Arbeitsprinzip der Vanadium Redox-Flow-Batterie
(kursiv: entladene Spezies, normal: geladene Spezies)

Für Solaranlagen wurde dieses System bereits durch Thai Gypsum Products Ltd. in Thailand gefertigt und eingesetzt.

Leistung	2,0 kW
Kapazität	10 kWh
Wirkungsgrad	80 ... 90 % (abhängig von der Leistung)

Größere Anlagen wurden in Japan installiert. Kashima Kita Electric Power Co. und Mitsubishi Chemical Co. haben an der Kashima-Kita Power Station eine 200 kW/ 800 kWh Anlage für load-leveling errichtet. Suitomo und Kansai Power Co. wollen 1999/2000 eine 500 kW/ 2 MWh Anlage für load-leveling Zwecke errichten. Auch in Süd-Wales sollen solche Anlagen eingesetzt werden. Das ZSW entwickelt im Rahmen eines EU-Projekts mit österreichischen und portugiesischen Partnern solche Systeme für den PV-Bereich. Siehe dazu in diesem Band das Paper von Jörissen ⁹.

3.2.1.3. Zn-Systeme

Beim Zn-System werden im Sommer Zn-Platten über eine PV getriebene Zinkelektrolyse hergestellt und im Winter in Zn-Luft-Systemen wieder in Elektroenergie umgewandelt ¹⁰.

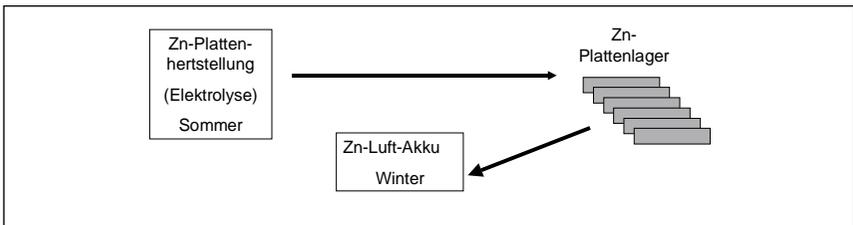


Abbildung 12: Schema eines Zn-Systems für PV-Jahresanlagen

Allerdings ist der energetische Gesamtwirkungsgrad solcher Systeme mit < 50 % nicht befriedigend.

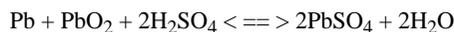
3.2.2. Akkumulatoren mit integriertem Speicher

Wie bereits bemerkt, sind bei den meisten Akkumulatoren die Speicher- und Wandlerfunktion in der Elektrode integriert und daher Kapazität und Leistung des Systems nicht mehr frei wählbar. Zu diesen Akkumulatoren gehören

- Pb
- Ni-Cd
- Ni-Fe
- Ni-MeH
- Zn-Br₂
- Hochtemperatursysteme
- Li

Nicht alle Systeme sind potentiell für den Solarbereich gleich geeignet. Auf die aussichtsreichsten Systeme soll kurz eingegangen werden.

3.2.2.1 Pb-Akkumulator



Status:	spezifische Energie (3h)	–	25 ... 35 Wh/kg
	spezifische Leistung	–	70 ... 100 W/kg
	Lebensdauer	–	250...750 Zyklen
	Kosten	–	300 DM/kWh

Vorteile: Kosten, Sicherheit, Wirkungsgrad

Nachteile: spezifische Energie, (Lebensdauer)

Es sind generell auf dem Gebiet des Bleiakkumulators in den letzten Jahren eine Reihe von Entwicklungen vollzogen worden, die die Performance dieses Akkumulators erheblich verbesserten. Diese Verbesserungen sind aber vor allem für den sehr dynamischen EV-Bereich vorgenommen worden und nicht in jedem Fall auf PV-Anwendungen zu übertragen.

Folgende Probleme sind mit dem PV-Einsatz von Bleibatterien verbunden:

Überladung

- Die Überladung führt zu
- Gasung
 - Elektrolytverlust
 - Korrosion

Die Folgen der *Gasung* sind Aktivmasseabschlammung.

Die Wirkung der Aktivmassenabschlammung wird

- reduziert durch:
- Panzerplatten
 - Taschenseparation
 - Druckeinbau
 - Dickere Platten

Die Wirkung des *Elektrolytverlusts* wird

- reduziert durch:
- Batterien mit Elektrolytüberschuß
 - Verschlussene Batterien (VRLB)

Die *Korrosion* führt zu:

- Reduzierung der Kollektorstabilität
- Reduzierung der Kollektorleitfähigkeit
- Freisetzung von Sb aus PbSb-Gittern

Durch Entwicklung neuer Gitterlegierungen konnte die Korrosion zurückgedrängt werden. Diese Legierungen basieren auf PbCa mit Sn, Al und Ag-Zusätzen. Dadurch konnte auch die Freisetzung von Sb, das zu einer stärkeren Wasserstoffentwicklung führt, vermieden werden.

Tiefentladung

Die Entladung des Bleiakкумуляtors führt auch zur Abnahme der Schwefelsäurekonzentration. Mit abnehmender Konzentration steigt jedoch die Löslichkeit des PbSO_4 im Elektrolyten, wie die folgende Abbildung 13 zeigt. Dies wird besonders gravierend im niedrigen Konzentrationsbereich der Schwefelsäure, d.h., bei Tiefentladung.

Die Folge ist, daß bei Tiefentladung Prozesse in die PbSO_4 in irgendeiner Form involviert ist, sich in ihrer Geschwindigkeit ändern.

Korrosion: Eine fortschreitende Korrosion wird durch eine PbSO_4 -Schutzschicht behindert. Wird diese Schutzschicht löslicher, nimmt die Schutzwirkung ab und die Korrosion, insbesondere die Ruhephasenkorrosion ($\text{Pb}(\text{Gitter}) + \text{PbO}_2(\text{Aktivmasse}) + 2\text{H}_2\text{SO}_4 \rightarrow 2\text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$) zu. Bessere Legierungen reduzieren diesen Effekt.

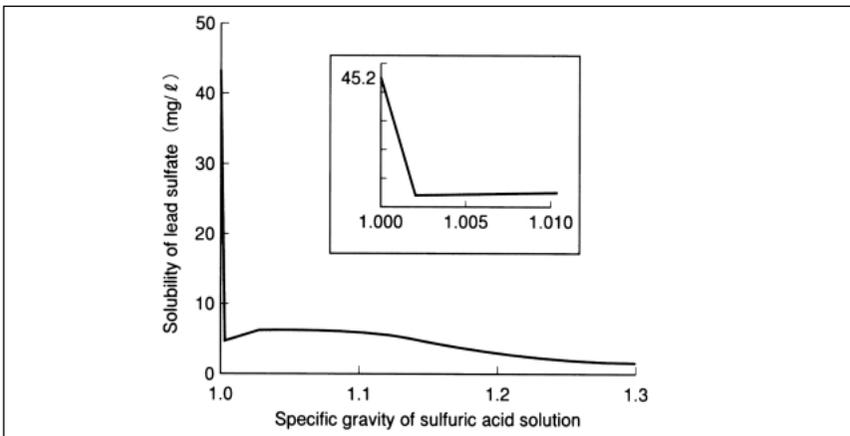


Abbildung 13: PbSO_4 -Löslichkeit vs. Schwefelsäuredichte

Sulfatierung: Durch Rekristallisation nimmt die Teilchengröße von PbSO_4 -Teilchen zu. Dies erfolgt um so schneller je höher die PbSO_4 -Löslichkeit ist. Große Teilchen können schlechter geladen werden als kleine. Die Platte sulfatiert. Sulfathaltige Elektrolytzusätze sollen diesen Effekt zurückdrängen.

Kurzschlußbildung: Bei höherer PbSO_4 -Löslichkeit fällt das Entladeprodukt PbSO_4 nicht mehr nur direkt auf der Elektrode aus, sondern kann bis in den Separator wandern. Dort kann es in leitfähiges Pb oder PbO_2 umgewandelt werden und einen Kurzschluß verursachen.

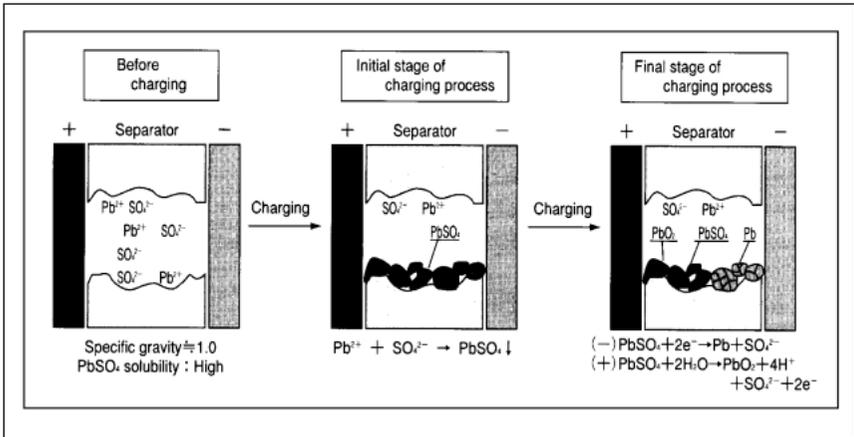


Abbildung 14: Schematische Darstellung der Kurzschlußbildung über den Separator

Die im Separator gebildeten leitfähigen Dentriten zeigt Abbildung 15.

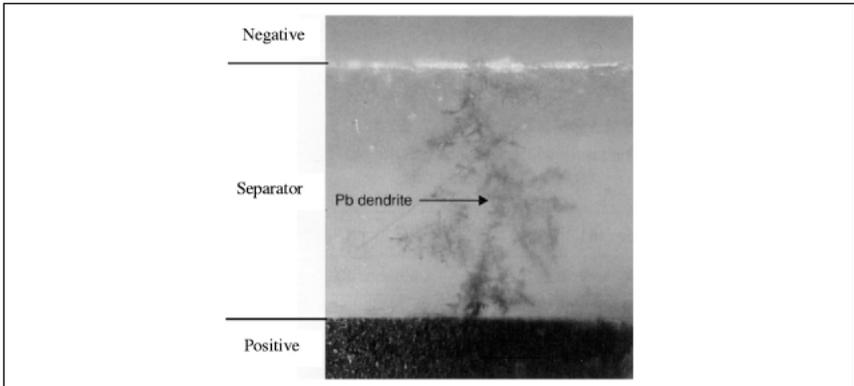


Abbildung 15: Kurzschlußbildung im Separator

Sulfathaltige Elektrolytzusätze können diesen Effekt zurückdrängen.

Generell wird aber versucht, die Tiefentladung zu vermeiden und nicht unter einen kritischen Entladezustand (DODcr) zu kommen. In Abhängigkeit von der Konstruktion der Bleibatterien liegt dieser etwa bei

- | | |
|----------|---|
| 80 % DOD | Industriebatterien |
| 50 % DOD | Konsumerbatterien (Starterbatteien u.ä.) |

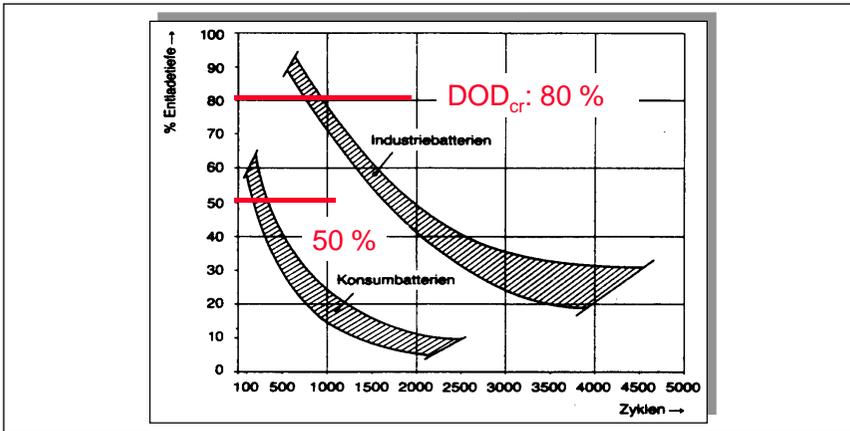
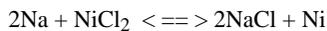


Abbildung 16: Zyklenzahl vs. Entladetiefe für Bleiakumulatoren

3.2.2.2. Hochtemperatur-Akkumulatoren

Neben der Na-S-Batterie ist die Na-NiCl₂-Batterie (ZEBRA-Batterie) in der Entwicklung. Die ZEBRA-Batterie wird nach der Einstellung der Aktivitäten durch AAB in Deutschland nun in der Schweiz weiterentwickelt.



Status:	spezifische Energie (3h)	– 75 Wh/kg
	spezifische Leistung	– 150 W/kg
	Lebensdauer (dynamisch)	– 1000 Zyklen (100 % DOD)
	Kosten	– 600 DM/kWh

Vorteile: Spez. Energie, T-unabhängig, Zyklenzahl

Nachteile: Selbstentladung (thermisch)

In stationären und regelmäßig betriebenen größeren Anlagen ist der Einsatz von HT-Batterien insbesondere von Na-NiCl₂-Batterien (Vorteil gegenüber Na-S: Fast beliebig oft abkühl- und aufheizbar) denkbar, wenn die JOULEsche Wärme die Verlustwärme durch Abkühlung kompensieren kann. Damit kann man immer im Arbeitsbereich zwischen oberer (T_{Ob}) und untere Arbeitstemperatur (T_{Unt}) bleiben.

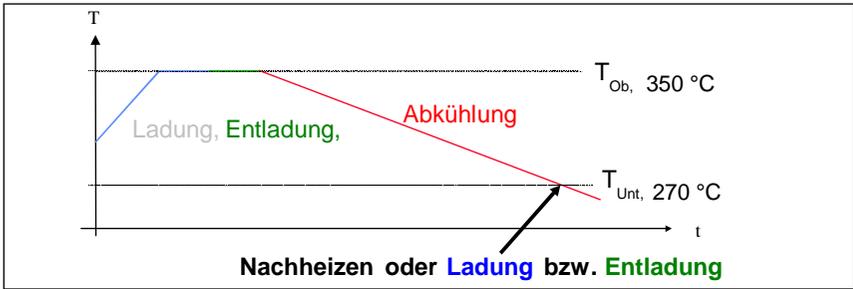
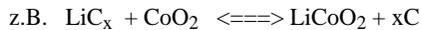


Abbildung 17: Darstellung der Betriebssituation von Hochtemperaturbatterien

3.2.2.3. Li-Systeme



Status:	spezifische Energie (3h)	– 100 Wh/kg
	spezifische Leistung	– 300 W/kg
	Lebensdauer (dynamisch)	– 1000 Zyklen (100 % DOD)
	Kosten	– > 1500 DM/kWh

Vorteile: Spez. Energie, Spez. Leistung, Zyklenzahl

Nachteile: Sicherheit, keine chemische Überladereaktion, Kosten (?)

Während die Chemie der anderen Akkumulatorsysteme in der Regel bei den Entwicklungen nicht geändert wird, haben sich bei Li-Systemen eine Fülle vor allem chemisch unterschiedlicher Systeme herausgebildet.

Metallische Lithiumsysteme

Historisch gesehen sind es die zuerst entwickelten. Das Problem dieser Zelltypen besteht darin, daß

- keine vollständige Wiederaufladung der Li-Elektrode möglich, daher Zellen mit 4-6 fachen Li-Überschuß
- Li bildet mit dem Elektrolyten eine Schicht, die vor weiterer Reaktion schützt. Diese Schutzschicht kann, insbesondere dann, wenn sie relativ dick ist und mechanischen Belastungen (z.B. Vibrationen) unterworfen ist verletzt werden. Die Folge ist eine heftige, unkontrollierte direkte Reaktion von metallischem Li und Elektrolyten, die zu Explosionen der Zelle führen kann.

Aus der Reduzierung dieses Gefahrenpotentials sind zwei weitere Entwicklungen hervorgegangen:

- Einsatz von „entschärften“ (weniger reaktiven) Li Elektroden, durch Verwendung von „Verdünnern“, wie Legierungen und Intercalationsverbindungen (Li-Ionen lagern sich in diese Verbindungen ein) => Li-Ionenzellen
- Einsatz von „entschärften“ (weniger reaktiven) Elektrolyten, den Polymerelektrolyten => **Li-Polymerzellen**

Zellen mit metallischen Li-Zellen werden durch die Firma Tadiran vertrieben. Durch Verwendung von bei einer kritischen Temperatur polymerisierbarer Elektrolyte und Separatoren ist das Gefahrenpotential reduziert worden. Nach der sehr schnell eintretenden Polymerisation sinkt aufgrund der Widerstandserhöhung der Stromfluß sehr stark.

Li-Ionenzellen

Li wird vorwiegend in Kohlenstoffverbindungen als Ion eingelagert (intercaliert) und damit die Reaktivität der metallischen Phase entschärft. Auch in die vorwiegend an der positiven Elektrode verwendeten Metalloxide (z.B. LiCoO_2 , LiNiO_2 , LiMn_2O_4) werden die Li-Ionen eingelagert. Beide Elektroden fungieren als ein Art „Schwamm“ für Li-Ionen. D.h. aber auch, daß nur Li-Ionen transportiert werden. Daher auch der Name Li-Ionenzellen. Die meisten der heute auf dem Markt angebotenen Zellen sind solche Li-Ionenzellen.

Da bei Überladung die Reaktivität der positiven Elektrodenmaterialien durch Ausbau von Li-Ionen zunimmt, muß die Überladung verhindert werden. Durch eine Reihe von elektronischen Kontroll- und Schutzmaßnahmen, die bis zur Einzelzelle gehen, kann die Überladung verhindert werden. Auch können die lithiierten Metalloxide bei höherer Temperatur spontan zerfallen, so daß ein Überhitzen verhindert werden muß.

Li-Polymerzellen

Die Verwendung von Polymerelektrolyten erhöht nicht nur die Sicherheit der Zellen, sondern ermöglicht auch einfachere Produktionsverfahren. Die Li-Polymerzellen enthalten metallisches Lithium, können aber auch mit Li-Intercalationsmaterialien (C) gefertigt werden.

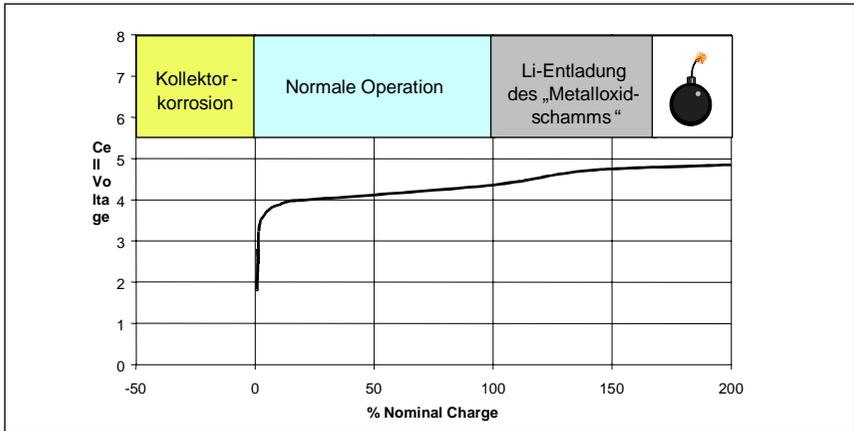


Abbildung 18: Arbeitsbereich und kritische Ladungsbereiche von Li-Ionenzellen

Literatur

- 1 H. Gabler: in diesem Buch
- 2 J. Schmid: in Elektrochemische Speicher in regenerativen Energiesystemen (Hrsgb. J. Garche), Univerlag Ulm, 1994, S. 13
- 3 H. K. Köthe, Strom mit Solarzellen, Franzis-Verlag, München, 1988, S. 139
- 4 nach F. Beck, K.-J. Euler: Elektrochemische Energiespeicher, VDE-Verlag, 1984
- 5 H. Landes et. al.: in diesem Buch
- 6 M. Fuchs: in Photovoltaik – Strom aus der Sonne (F. Jäger, A. Räuber, Hrsg.) 2. Auflage, Karlsruhe: Müller, 1990, S. 151
- 7 A. Heinzel, K. Ledjeff: DECHEMA-Monographien, Vol. 128 (G. Kreysa, K. Jüttner Hrsg.) Weinheim, Verlag Chemie: 1993, S. 595
- 8 U. Stimming, J. Divisek, K. Ledjeff, W. Schnurnberger Wasserstoffenergiesysteme, Energiespeicherung, Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 94/95, s. 69–74
- 9 L. Jörissen et. al.: in diesem Buch
- 10 ISET– Jahresbericht 1998, S. 49

**Auswertung und Bewertung
des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen
in bestehenden PV-Anlagen**

Klassifizierung von Batteriesystemen in Photovoltaik-Anlagen

Wolfgang Höhe, Andreas Jossen

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg,
GB 3 Ulm - Elektrochemische Energiespeicherung und Energiewandlung
Helmholtzstraße 8, 89081 Ulm, Tel.: 0731-9530-0, Fax: 0731-9530-666

Georg Bopp, Dirk Uwe Sauer

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (FhG - ISE), Freiburg

Bernd Willer, Michael Wollny

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e. V., Kassel

Manfred Bächler, Hans Peter Sprau

Wirtschafts- und Infrastruktur GmbH & Co Planung KG (WIP), München

Überblick

Die Betriebsbedingungen von Bleibatterien in PV-Anlagen wurden untersucht. Das wichtigste Ergebnis dieser Untersuchungen ist die Feststellung : **Es gibt nicht „die“ Solarbatterie**, die allen Betriebsbedingungen gerecht wird. Jedoch lassen sich die Betriebsbedingungen in verschiedene Klassen einteilen [1]. Eine Anlage sollte bei der Planung nach den hier dargestellten Kriterien klassifiziert werden und die Batterie dann passend zu den Betriebsbedingungen ausgewählt werden. Ebenso muß die Betriebsführung an die zu erwartenden Betriebsbedingungen angepaßt werden. Durch die hier zusammengestellten Ergebnisse wird dem Nutzer die Möglichkeit gegeben, aus den Anlagenauslegungsparametern auf die Batteriebelastung zu schliessen. Dies sollte es ermöglichen, eine Batterie gezielt auszuwählen und einzusetzen.

Um den Einfluß unterschiedlicher Betriebsführungsstrategien auf die Lebensdauer von Bleibatterien in PV-Inselanlagen zu untersuchen, wurden vier Testsysteme aufgebaut, die sich hinsichtlich des Betriebsmanagement und der Batteriesystemklasse unterscheiden [2]. Erste Ergebnisse hierzu werden im Herbst 1999 vorliegen.

Overview

Operating conditions of lead acid batteries in PV-systems were analysed. The most important result is: **There is not „exactly one“ solar batterie** for each kind of operating conditions. However, operating conditions can be divided into different classes [1]. When planning a PV-system, it should be assigned to the proper class to choose appropriate batteries according to operating conditions, on which control strategies should depend too. With the results given here, the user can make correlations between the PV-system parameters and the battery requirements. This should give the possibility for a carefully directed selection and use of batteries.

In order to investigate how different control strategies influence the lifetime of lead acid batteries in stand-alone PV-systems, four test systems were built. They are only different in control strategies and in classification due to operating conditions [2]. First results are expected in autumn 1999.

1. Einführung

Nahezu alle autonomen PV-Anlagen benötigen eine Batterie als Speicher, um die Verbraucher in der Nacht und in einstrahlungsarmen Zeiten zu versorgen und um Spitzenlasten abzudecken. Der am häufigsten verwendete Speicher ist die Bleibatterie, da sie einen hohen Wirkungsgrad und relativ geringe Investitionskosten aufweist.

Allerdings sind die Batteriekosten über die Lebensdauer einer PV-Anlage betrachtet ein sehr wesentlicher Faktor, bedingt durch die niedrigere Batterielebensdauer im Vergleich zu den anderen Anlagen-Komponenten. Die Zukunft von autonomen PV-Anlagen wird deshalb stark von ihren Investitionskosten und ihren Unterhaltungskosten abhängen und daher ist es von großer Bedeutung, daß die Unterhaltungskosten durch eine Verlängerung der Batterielebensdauer verringert werden. Um das zu erreichen, ist es wichtig, für eine geplante PV-Anlage eine geeignete Batterie und die richtige Betriebsführung auswählen zu können.

2. Datenauswertung

Die Daten von mehr als 30 Batteriesystemen in PV-Anlagen (mehr als 3 Millionen Datensätze von Batteriestrom, Spannung und Temperatur) sind in einer speziell für diesen Zweck geschaffenen Datenbank gesammelt, um die verschiedenen Batteriesysteme nach einheitlichen Kriterien auswerten und analysieren zu können.

Folgende Parameter dienen zum direkten Vergleich der verschiedenen Anlagen [3]:

- Datenverfügbarkeit
- Batteriestrom als Funktion der Spannung
- Ladungsumsatz (während Ladung und Entladung), Ladefaktoren, Energiewirkungsgrade für die einzelnen Monate und pro Jahr
- Mittel-, Maximal- und Minimalwerte auf Monatsbasis und Häufigkeitsverteilungen auf Jahresbasis von Spannung, Strom und Temperatur
- Ladungsumsatz als Funktion der mittleren Zellspannung und als Funktion des Batteriestroms
- Berechneter Ladezustand als Zeitreihe und Häufigkeitsverteilung auf Jahresbasis

Alle Datenanalysen basieren auf Stundenmittelwerten des Batteriestroms, der Spannung und der Temperatur.

3. Klasseneinteilung der Betriebsbedingungen von Batterien in PV-Anlagen

Die Analyse der Daten nach den oben angeführten Kriterien zeigt, daß die Systeme insgesamt vier Klassen unterschiedlicher Betriebsbedingungen zugeordnet werden können.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die wichtigsten Charakteristiken der Betriebsbedingungen in den Klassen. Die solare Deckungsrate ist der Anteil der vom PV-Generator erzeugten Energie geteilt durch die von allen Energiequellen im System (incl. z.B. Wind- und Dieselgeneratoren) zusammen erzeugten Energie. Die Speichergröße ist angegeben in Einheiten der Batteriekapazität geteilt durch den mittleren täglichen Lastenergieverbrauch. Die Begriffe „kleine“, „mittlere“ oder „hohe“ Ströme sind relativ und beziehen sich auf typische Anwendungen in PV-Anlagen. Abbildung 2 und Abbildung 3 vermitteln einen Eindruck von der absoluten Größe der Ströme.

In Klasse 1 fallen PV-Anlagen mit elektrischem Speicher ohne Zusatzstromerzeuger (z.B. Beleuchtungssysteme, Telekommunikationsumsetzer, Solar Home Systeme), während in den Klassen 2, 3 und 4 PV-Anlagen mit elektrischem Speicher und Back-up Generator (z.B. autonome Gaststätten oder Dorfstromversorgungen) vertreten sind.

	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4
Charakteristik	• kleine Ströme	• kleine Ströme	• mittlere Ströme	• hohe Ströme
	• wenige Zyklen (weitgehend ein Jahreszyklus)	• große Zahl von Teilzyklen (bei verschiedenen Ladezuständen)	• große Zahl von Teilzyklen (bei hohen Ladezuständen)	• tiefe Zyklen (0.5 – 1 Zyklus pro Tag)
Solare Deckungsrate	100 %	70 - 90 %	ca. 50 %	< 50 %
Speichergröße	> 10 Tage	3 - 5 Tage	1 - 3 Tage	ca. 1 Tag

Tabelle 1: *Klassifizierung von Batterien in PV-Anlagen anhand der Betriebsbedingungen unter besonderer Berücksichtigung der auftretenden Ströme und Ladezustandszyklen.*

In Tabelle 2 sind Ladungsumsatz, Ladefaktor und Energiewirkungsgrad zusammengefaßt. Die Werte sind typisch für die einzelnen Klassen, auch wenn die Werte innerhalb der Klassen gewisse Schwankungsbreiten aufweisen.

	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4
entladene Ah [C ₁₀] / Jahr	15 – 25	30 – 80	120 – 150	150 – 200
Ladefaktor	~ 1.20	~ 1.13	~ 1.05	~ 1.04
Energiewirkungsgrad	~ 78 %	~ 80 %	~ 86 %	~ 88 %

Tabelle 2: *Ladungsumsatz in Einheiten der Nennkapazität, Ladefaktoren und Energiewirkungsgrade für die vier Klassen.*

Der abnehmende Ladefaktor und der zunehmende Energiewirkungsgrad von Klasse 1 zu Klasse 4 resultiert aus der abnehmenden solaren Deckungsrate über die Klassen. Hohe Werte der solaren Deckungsrate bedeuten für die Batterie lange Perioden in vollgeladenem Zustand bei der Ladeschlussspannung und daher hohe Gasungsverluste (vergleiche Abbildung 1, Tag 100 bis 300, Klasse 1).

Die Abbildungen 1 bis 4 zeigen ausgewählte Auswertungen für repräsentative Systeme aus den vier Klassen.

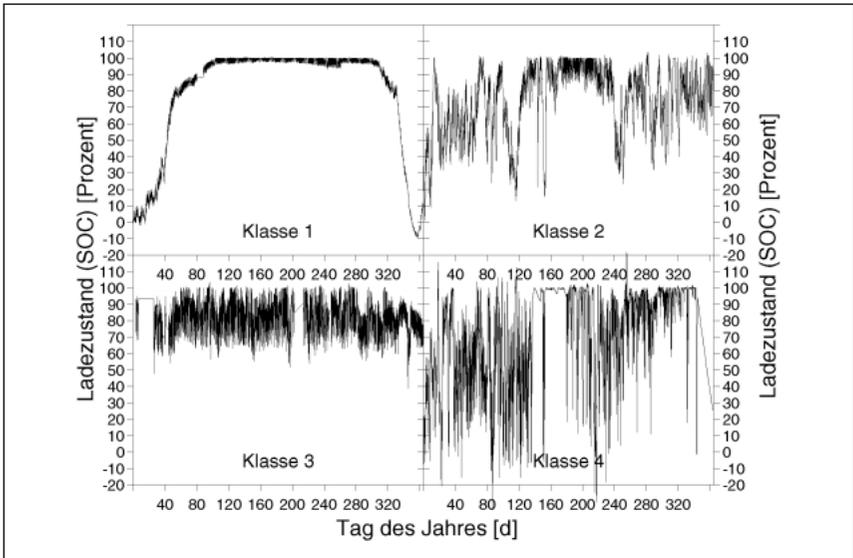


Abbildung 1 : Zeitreihen des Ladezustand über ein Jahr für Systeme aus den vier Klassen.

Abbildung 1 zeigt die Zeitreihen des Ladezustandes. Die Ladezustände wurden aus den Zeitreihen des Batteriestroms, der Spannung und der Temperatur berechnet, wobei ein spannungs- und temperaturabhängiger Verlustansatz berücksichtigt worden ist [4]. In Klasse 1 tritt im wesentlichen ein ausgeprägter Jahreszyklus auf, bei dem die Batterie im Winter über einen Zeitraum von 3 Monaten niemals vollgeladen wird. Dagegen wird in den Systemen der Klassen 3 und 4 nahezu täglich eine Volladung erreicht. In diesen Systemen wird viel Energie vom Dieselmotor erzeugt, was zu entsprechend geringen solaren Deckungsraten führt. Die täglichen Zyklen liegen in Klasse 1 zwischen 2 und 5 % der Nennkapazität, in Klasse 2 zwischen 10 und 20 %, bei etwa 30 % in Klasse 3 und noch darüber in Klasse 4.

Batterien in Systemen der Klasse 1 und 2 werden langen Perioden in tiefen Ladezuständen ausgesetzt. Das ist ein Hauptgrund für die kürzeren Lebensdauern dieser Batterien, wohingegen Batterien in den Klassen 3 und 4 einem hohen Ladungsdurchsatz ausgesetzt sind, der zu einer hohen Zahl von nominellen Zyklen führt.

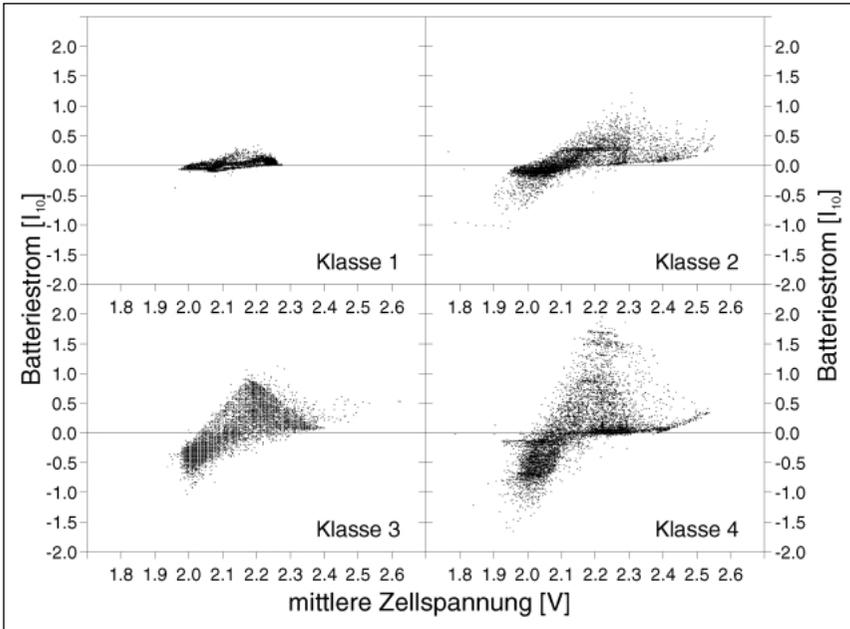


Abbildung 2: Batteriestrom in Einheiten von I_{10} als Funktion des Zellspannung für alle Datenpunkte eines Jahres für die vier Klassen der Betriebsbedingungen.

In Abbildung 2 ist der Batteriestrom als Funktion der Zellspannung aufgetragen. Es wird deutlich, daß die Entladeströme (negativer Batteriestrom) von Klasse 1 bis Klasse 4 zunehmen. Der aus Strom und Spannung aufgespannte Phasenraum nimmt in gleicher Weise zu. Dabei ist zu beachten, daß negative Stromwerte bei Spannungen über 2.2 V/Zelle eine Folge der Mittelung auf Stundenwerte ist.

Die Batteriespannung wird während der Ladung in allen Systemen durch Laderegler kontrolliert. Trotzdem ist bei den Spannungswerten die Schwelle nicht klar erkennbar, was mit verschiedenen Effekten wie Gasungszyklen mit erhöhter Spannungsschwelle, unterschiedlichen Spannungsschwellen für den PV-Generator, den Wind- und den Dieselgenerator, der Mittelungsmethode und der Temperaturkorrektur der Ladeschlußspannung zusammenhängt.

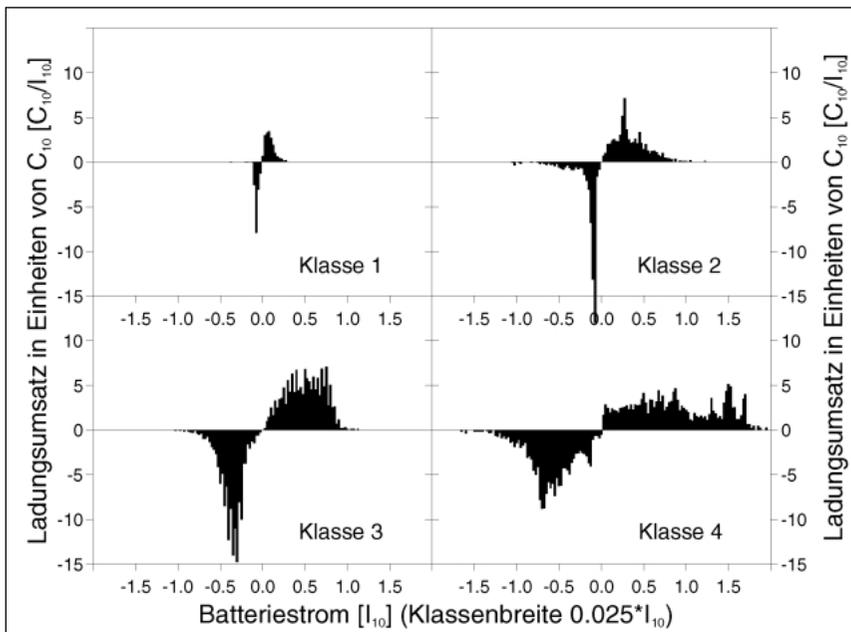


Abbildung 3: *Ladungsumsatz in Einheiten der Nennkapazität als Funktion des Batteriestroms während eines Jahres für die 4 Klassen. Für den Ladungsumsatz werden die Ah innerhalb einer Stromklasse über ein Jahr kumuliert und durch die Nennkapazität geteilt.*

In Abbildung 3 ist der Ladungsumsatz über ein Jahr in Klassen des Batteriestroms dargestellt. Wie auch aus Tabelle 2 zu sehen ist, steigt der akkumulierte Ladungsumsatz von Klasse 1 bis Klasse 4. Während in den Klassen 1 und 2 sehr wenig Ladung bei Entladeströmen oberhalb von $0.25 \times I_{10}$ umgesetzt wird, treten in den Klassen 3 und 4 auch häufig höhere Entladeströme auf. Für die Einstellung von spannungsbasierten Laderegler ist es sehr wichtig, daß die häufigsten Entladeströme gut bekannt sind, um die Entladeschluß- oder die Dieseleinschaltswelle richtig einstellen zu können. Hohe Ladeströme sind meist auf Dieselgeneratoren und/oder Windkraftanlagen zurückzuführen, während Ströme von den PV-Generatoren sehr selten über I_{10} liegen.

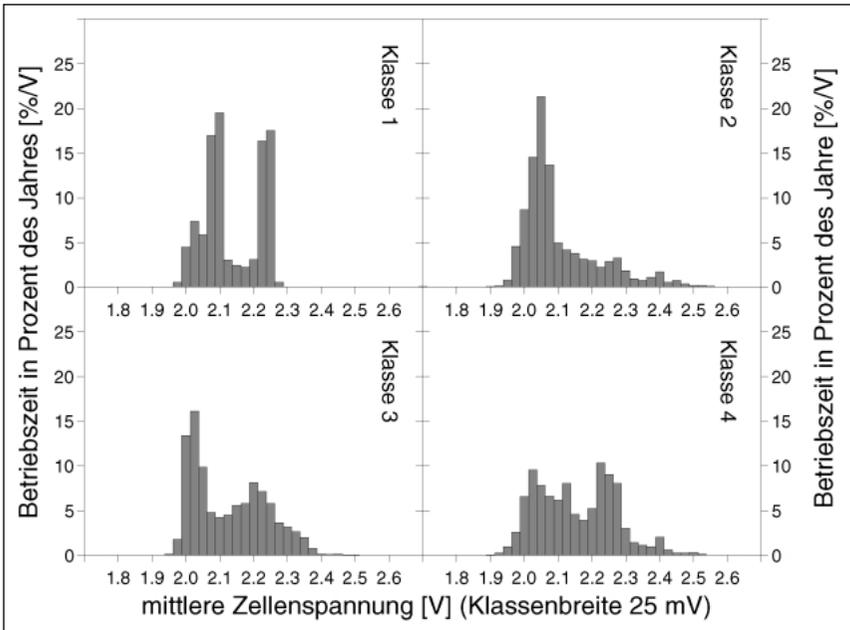


Abbildung 4: Häufigkeitsverteilung der Batteriespannung während eines Jahres für Systeme der Klassen 1 bis 4.

In den Häufigkeitsverteilungen in Abbildung 4 sind die Betriebshäufigkeiten der Spannungen eines Jahres aufgetragen. Die herausragenden Peaks in der Verteilung der Klasse 1 sind einerseits den Entlade- und den Ruhephasen in der Nacht und andererseits der Ladeschlussspannung in den Sommermonaten zuzuordnen. Die Batterie wird über acht Monate tagsüber nahezu unter Ladeerhaltungsbedingungen gehalten. Die Verteilungen verbreitern und flachen sich von Klasse 1 bis 4 ab, weil das Spektrum der auftretenden Ströme und Ladezustände größer wird. Spannungen unter 1.9 V/Zelle treten in den hier dargestellten Systemen nur sehr selten auf, da durch die Laderegelung eine vollkommene Tiefentladung vermieden worden ist.

Konsequenzen in Form von Anforderungen an die zu verwendende Batterie lassen sich zumindest in den Klassen 1 und 4 klar ziehen. Während in der Klasse 1 eine möglichst geringe Selbstentladung und die Wartungsfreiheit der Batterie von Bedeutung ist, spielt in der Klasse 4 die Höhe der Selbstentladung (innerhalb moderater Grenzen) in Folge des hohen Ladungsumsatzes keine entscheidende Rolle. Allerdings muß hier eine hohe Zyklenfestigkeit der Batterie gefordert werden.

Die Bedeutung bestimmter Batterieeigenschaften in den einzelnen Klassen ist in Tabelle 3 aufgelistet.

Batterieeigenschaften	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4
Zahl der Lebensdauerzyklen	gering < 300		→	hoch > 1200
Widerstandsfähigkeit gegen lange Tiefentladungsphasen	hoch		←	gering
geringe Selbstentladung	hoch < 1 % im Monat		←	gering 5 % im Monat
Maßnahmen gegen Säureschichtung	hoch	sehr hoch		mittel
Korrosionsfestigkeit	hoch		←	mittel

Tabelle 3: Bedeutung von Batterieeigenschaften in den verschiedenen Systemklassen

4. Klasseneinteilung der Temperaturbedingungen

Zusätzlich zu der über die Ströme, den Ladungsumsatz und die Zyklenbedingungen definierten Klasseneinteilung, sind die Temperaturbedingungen, denen die Batterien ausgesetzt sind, ein weiterer wichtiger Klassifizierungsfaktor. Auch hier konnten vier typische Klassen von Temperaturbedingungen identifiziert werden. In Tabelle 4 sind die Temperaturbereiche und die Charakteristiken für die Unterbringung der Batterie in den Klassen A, B, C und D zusammengefaßt. Diese Klassen sind nicht identisch mit den in Tabelle 1 angegebenen Klassen 1 bis 4. Die angegebenen Temperaturbereiche sind repräsentativ für mitteleuropäisches Klima und müssen für andere Klimaregionen individuell bestimmt werden.

	Klasse A	Klasse B	Klasse C	Klasse D
Charakteristik	nahezu auf Umgebungstemperatur, teilweise direkte Sonneinstrahlung	durch einfache Abdeckungen geschützt	untergebracht in Häusern oder Kellern	durch aktive Systeme oder gute Isolierung temperiert
Temperaturbereich	-10° bis +45°C	+5° bis +30°C	+5° bis +20°C	+15° bis +25°C

Tabelle 4: Klassifizierung von Batterien in PV-Anlagen in Bezug auf die Batterietemperatur im Laufe eines Jahres für zentraleuropäisches Klima

In Abbildung 5 sind die Häufigkeitsverteilungen der Batterietemperatur für jeweils ein repräsentatives System aus den vier Klassen dargestellt.

Verhältnisse, wie sie für Klasse A gezeigt sind, sind in kleinen technischen Geräten im Freiland oder z.B. in Beleuchtungssystemen anzutreffen. Bei diesen Anwendungen ist die

Batterie meist in einer Box untergebracht, die im direkten Kontakt mit der Umgebungsluft steht und oftmals sogar direkter Sonnenstrahlung ausgesetzt ist. Temperaturschwankungen von 15 bis 20 K innerhalb von 24 Stunden sind sehr häufig zu beobachten. Außerdem ist es wichtig zu beachten, daß Temperaturen unter 0°C gerade in den Zeiten auftreten, in denen Systeme der Klasse 1 sehr niedrige Ladezustände aufweisen und daher besonders empfindlich gegenüber Frost sind.

Andererseits gibt es Systeme, bei denen die Temperatur in einem sehr engen Bereich schwankt. Diese Anlagen sind in Klasse D erfaßt. Ursache für diese thermische Stabilität sind eine gute Isolierung oder aktive Temperaturregelsysteme.

Die Klassen B und C repräsentieren Batterien, die in Kellern und Lagern (Klasse C) oder in Schuppen und Hütten abseits der Wohnhäuser oder Anwendungen untergebracht sind (Klasse B). Dadurch wird die Batterie vor schnellen Temperaturänderungen und direkter Bestrahlung durch die Sonne geschützt.

Die unterschiedlichen möglichen Temperaturbereiche erfordern eine angepaßte Ladetechnik, Batterieüberwachung und gegebenenfalls Temperierung des Batterieverbandes.

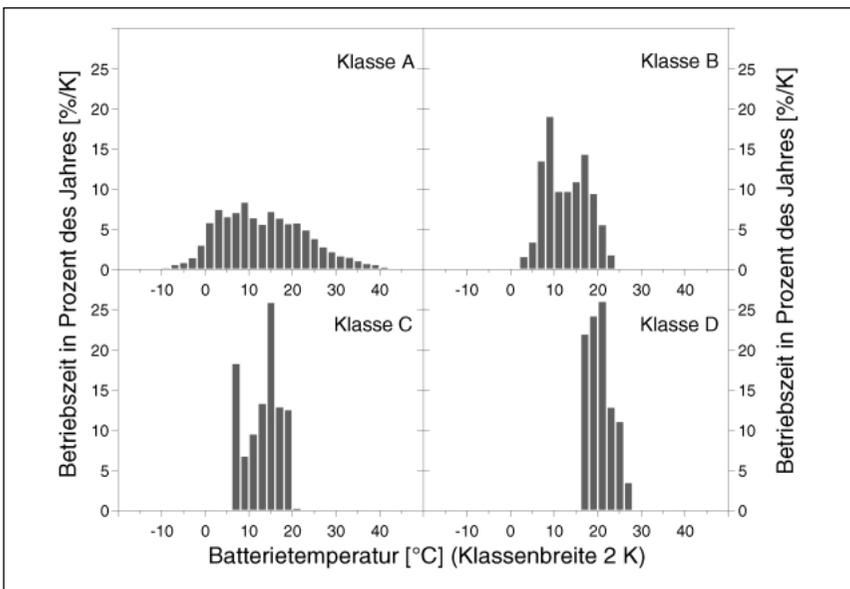


Abbildung 5: Häufigkeitsverteilung der Batterietemperatur für die definierten Klassen A–D aus vier repräsentativ ausgewählten Systemen

5. Untersuchungen zum Einfluß der Betriebsführung auf die Lebensdauer von Bleibatterien in PV-Inselanlagen

Um den vergleichenden Betrieb mehrerer PV-Inselanlagen zu realisieren, die sich lediglich in ihrem Betriebsmanagement und der Batteriesystemklasse unterscheiden, wurden auf dem Testgelände des ZSW (Widderstall) vier Batteriesysteme aufgebaut. Zwei Systeme werden mit heute üblichen Betriebsführungsmethoden und zwei Systeme mit einer weiterentwickelten Betriebsführung betrieben. Damit sollen Erfahrungen mit weiterentwickelten Betriebsführungsstrategien gesammelt und die Vorteile gegenüber den heute üblichen Methoden ermittelt werden. Insbesondere soll der Einfluß der Betriebsführung auf die Lebensdauer von Bleibatterien in PV-Inselanlagen untersucht werden. Die Charakteristiken der vier Systeme sind in Tabelle 5 aufgeführt.

System 1, System 2	System 3, System 4
Zwei identische PV-Hybridsysteme (PV+Diesel)	Zwei identische PV-Hybridsysteme (PV+Diesel)
kleine Ströme und große Zahl von Teilzyklen	mittlere Ströme und große Zahl von Teilzyklen
entsprechend der Batteriesystemklasse 2	entsprechend der Batteriesystemklasse 3
Betriebsführung konventionell und weiterentwickelt	Betriebsführung konventionell und weiterentwickelt

Tabelle 5: Charakteristiken der Testsysteme auf dem Widderstall

Die wichtigsten Systemparameter sind in Tabelle 6 zusammengefaßt.

	System 1, System 2	System 3, System 4
Systemspannung	24 V	24 V
Solargenerator	12 Module TST PQ 10/40 HD Nennleistung je 50 Watt	12 Module Siemens SM-50-18 AZ Nennleistung je 50 Watt
Laderegler	Shuntregler mit GPIB Schnittstelle (umgebaute Last)	Shuntregler mit GPIB Schnittstelle (umgebaute Last)
Batterie	HOPzS 240 Ah Solar	HOPzS 160 Ah Solar
Diesलगenerator	Simuliert mit Hilfe eines Netzgerätes	
Verbraucher	Simuliert durch eine elektronische Last	
Steuerung	Die Steuerung aller Systeme erfolgt über einen PC	

Tabelle 6: Systemparameter der Testsysteme auf dem Widderstall

Es werden folgende Größen vermessen: Einstrahlung, Umgebungstemperatur, Temperatur des Solargenerators, Batteriespannung, Batteriestrom (Laden und Entladen getrennt), alle Zellspannungen, Laststrom, Strom des PV-Generators, Strom des Dieselgenerators. Zusätzlich zu den Meßwerten werden weitere Größen berechnet, z. B. Ladezustand, Ladungen, Energien und statistische Größen. Alle Werte werden in einer SQL-Datenbank abgespeichert und stehen für weitere Auswertungen zur Verfügung.

Für die Steuerung und Regelung der Anlagen wurden zwei unterschiedliche Betriebsführungsstrategien erarbeitet. Als Grundlage für die Betriebsführungsmethoden dienten die Ergebnisse des BMBF-Projektes 0329564A [5]. Die Hauptunterschiede der Betriebsführungsmethoden sind in Tabelle 7 aufgelistet. Der als Eingangsgröße verwendete Ladezustand beruht auf einem am ZSW entwickelten Verfahren [6], basierend auf adaptiver Ah-Bilanzierung.

Standard-Betriebsführung System 1, System 3	Weiterentwickelte Betriebsführung System 2, System 4
Der Dieselgenerator wird eingeschaltet, sobald die Batteriespannung eine Mindestspannung (stromkompensiert) unterschreitet	Der Dieselgenerator wird eingeschaltet sobald der Ladezustand einen unteren Grenzwert unterschreitet
Das Abschalten des Dieselgenerators erfolgt zeitgesteuert	Das Abschalten des Dieselgenerators erfolgt ladezustandsgesteuert
Der Tiefentladeschutz erfolgt spannungsgesteuert	Der Tiefentladeschutz erfolgt ladezustandsgesteuert

Tabelle 7: Die Hauptunterschiede zwischen Standard-Betriebsführung und weiterentwickelter Betriebsführung.

Das Testsystem läuft zuverlässig. Zu einer Beurteilung des Einflusses der Betriebsführung auf die Lebensdauer von Bleibatterien ist es jedoch aufgrund der kurzen Laufzeit noch zu früh. Hierzu sind ein weiterer Betrieb, sowie Kapazitätstests bzw. physikochemische Analysen nach dem Lebensende der Batterien, notwendig. Erste Tendenzen werden im Herbst 1999 vorliegen.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Batterien in PV-Anlagen sind sehr unterschiedlichen Betriebsbedingungen ausgesetzt. Bisher wurde diese Tatsache nicht genügend beachtet, so daß die Auswahl der Batterien häufig unabhängig von den auftretenden Belastungen getroffen wurde. Die Auswahl der richtigen Batterie für eine geplante PV-Anlage darf sich nicht auf die Bestimmung der Größe beschränken. Die Anlage sollte nach den hier dargestellten Kriterien klassifiziert werden und die Batterie dann

passend zu den Betriebsbedingungen ausgewählt werden. Ebenso muß die Betriebsführung an die zu erwartenden Betriebsbedingungen angepaßt werden. Diese Klassifizierung ist bei der Anlagenauslegung leicht möglich, denn die solare Deckungsrate und die Batteriegröße können relativ einfach bestimmt werden und dienen dann der Zuordnung zu einer der Klassen nach Tabelle 1. Auf Basis der Erfahrungen in anderen gut bekannten Anwendungen von Bleibatterien sollten die Hersteller dem Anlagenbauer eine für seine Anforderungen geeignete Batterie anbieten können. Gleichzeitig müssen die Betriebsführungssysteme derartig verbessert werden, daß die Batterien möglichst schonend behandelt werden. Dabei kommt es darauf an, für die verschiedenen Klassen individuelle Lösungen zu erarbeiten.

Um den Einfluß unterschiedlicher Betriebsführungsstrategien auf die Lebensdauer von Bleibatterien in PV-Inselanlagen zu untersuchen, wurden vier Testsysteme aufgebaut, die sich hinsichtlich des Betriebsmanagement und der Batteriesystemklasse unterscheiden. Erste Ergebnisse hierzu werden im Herbst 1999 vorliegen.

Diese Arbeiten werden mit Mitteln des BMBF gefördert (0329564B).

7 Literatur

- [1] D. U. Sauer, M. Bächler, G. Bopp, W. Höhe, J. Mittermeier, P. Sprau, B. Willer, M. Wollny „Analysis of the performance of lead/acid batteries in photovoltaic systems“, Journal of Power Sources 64 (1997) 197
- [2] W. Höhe, A. Jossen, G. Bopp, D. U. Sauer, B. Willer, M. Wollny, M. Bächler, H. P. Sprau „Untersuchungen zum Einfluß der Betriebsführung auf die Lebensdauer von Bleibatterien in PV-Inselanlagen“, 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (1999) 124
- [3] B. Willer, M. Wollny, J. Garche, J. Mittermeier, G. Bopp, D. U. Sauer, M. Bächler, H. P. Sprau „Analyse und Bewertung des Betriebsverhaltens von Bleibatterien in Photovoltaik-Anlagen“, 11. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (1996) 232
- [4] G. Bopp, H. Gabler, D. U. Sauer, A. Jossen, W. Höhe, J. Mittermeier, M. Bächler, H. P. Sprau, B. Willer, M. Wollny „A systematic effort to define evaluation and performance parameters and criteria for lead-acid batteries in PV systems“, 13. European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice, France, Band 2 (1995) 1763

- [5] H. Döring et al. „Systemkorrelierende Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen in bestehenden PV-Anlagen“, Abschlußbericht BMFT 1996, Förderkennzeichen 0329564A
- [6] A. Jossen, H. Döring, J. Garcke „Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien an zwei ausgewählten Beispielen“, 10. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (1995) 555

- Tabelle 1:** Klassifizierung von Batterien in PV-Anlagen anhand der Betriebsbedingungen unter besonderer Berücksichtigung der auftretenden Ströme und Ladezustandszyklen.
- Tabelle 2:** Ladungsumsatz in Einheiten der Nennkapazität, Ladefaktoren und Energiewirkungsgrade für die vier Klassen.
- Tabelle 3:** Bedeutung von Batterieeigenschaften in den verschiedenen Systemklassen
- Tabelle 4:** Klassifizierung von Batterien in PV-Anlagen in Bezug auf die Batterietemperatur im Laufe eines Jahres für zentraleuropäisches Klima
- Tabelle 5:** Charakteristiken der Testsysteme auf dem Widderstall
- Tabelle 6:** Systemparameter der Testsysteme auf dem Widderstall
- Tabelle 7:** Die Hauptunterschiede zwischen Standard-Betriebsführung und weiterentwickelter Betriebsführung.
- Abbildung 1:** Zeitreihen des Ladezustand über ein Jahr für Systeme aus den vier Klassen.
- Abbildung 2:** Batteriestrom in Einheiten von I_{10} als Funktion des Zellspannung für alle Datenpunkte eines Jahres für die vier Klassen der Betriebsbedingungen.
- Abbildung 3:** Ladungsumsatz in Einheiten der Nennkapazität als Funktion des Batteriestroms während eines Jahres für die 4 Klassen. Für den Ladungsumsatz werden die Ah innerhalb einer Stromklasse über ein Jahr kumuliert und durch die Nennkapazität geteilt.
- Abbildung 4:** Häufigkeitsverteilung der Batteriespannung während eines Jahres für Systeme der Klassen 1 bis 4.
- Abbildung 5:** Häufigkeitsverteilung der Batterietemperatur für die definierten Klassen A–D aus vier repräsentativ ausgewählten Systemen

Ladezustandserfassung: Begriffsbestimmungen, Referenzverfahren, Testdatensätze

Michael Wollny ; Martin. Rothert ; Bernd. Willer,
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V (ISET); Königstor 59, 34119 Kassel
Tel: 0561/7294-106; Fax: 0561/7294-100; email: mwollny@iset.uni-kassel.de

Georg. Bopp; Dirk Uwe Sauer
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Andreas Jossen; Wolfgang Höhe,
Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW)
Hans-Peter Sprau; Manfred Bächler
Wirtschaft- und Infrastruktur GmbH & Co Planungs-KG (WIP)

For energy management systems in autonomous energy supply systems state of charge of the battery storage is a most important input parameter. Therefore algorithms determining the state of charge are of high evidence and under investigation since years. State of charge determination is difficult in autonomous energy supply systems with renewable energies because full charging of the battery as it is done frequently with conventional battery chargers is very seldom. The paper presents a list of detailed definitions of full state of charge, capacity, empty battery, state of charge under static and dynamic conditions and some more. Further the paper presents a number of sets of data from different classes of battery systems in renewable energy supply systems. It is the aim to use these reference data to compare and to evaluate different algorithms for state of charge determination.

1. Einleitung

Für das Energiemanagement in autonomen Hybridsystemen mit einem Batteriespeicher ist der Ladezustand der Batterie einer der zentralen Parameter. Besonders für die Batteriebetriebsführung hat er vor dem Hintergrund einer langen Batterielebensdauer eine große Bedeutung [1].

Bislang ist allerdings der Ladezustand keine eindeutig definierte Größe. Dies macht es schwierig, die Ergebnisse von verschiedenen Verfahren, die unterschiedliche Definitionen für den Ladezustand benutzen, zu vergleichen. Ein Referenzverfahren, das die Erkenntnisse der letzten Jahre beinhaltet und das als Basis sowie als Vergleichsmöglichkeit für Neuentwicklungen dient, gibt es bislang nicht. Ebenfalls ist der Vergleich von unterschiedlichen

Verfahren äußerst schwierig, da fast jeder Entwickler mit anderen Datensätzen und in unterschiedlichen Anlagen die Verfahren testet.

In dem vom BMBF geförderten Verbundvorhaben „Systemkorrelierende Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen in bestehenden PV-Anlagen“, welches gemeinsam von den vier Instituten Fraunhofer ISE, ISET, WIP und ZSW bearbeitet wird, werden deshalb zur Zeit die wichtigsten Begriffe, die den Ladezustand betreffen, definiert, ein Referenzverfahren erarbeitet und Testdatensätze ausgewählt und überprüft.

2. Begriffsbestimmung

Was ist der Ladezustand einer Batterie? Im Allgemeinen wird darunter die in einer Batterie noch zur Verfügung stehende Ladungsmenge bezogen auf die Kapazität der Batterie verstanden. Die Kapazität einer Batterie ist aber keine konstante Größe, sondern wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst. Dies sind die Temperatur, der Entladestrom, die Entladeschlussspannung und der Alterungszustand der Batterie. Entsprechend kann der Ladezustand sehr unterschiedlich definiert werden. Nur eine genaue und möglichst allgemeingültige Begriffsbestimmung und Definition der unterschiedlichen Größen kann hier Klarheit schaffen. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die von den vorher genannten Instituten festgelegten Definitionen, Formelzeichen und Berechnungsvorschriften.

Bezeichnungen	Formelzeichen	Definition
Nennkapazität [Ah] <i>rated capacity</i>	C_N	Die Nennkapazität ist die Herstellerangabe für die 10 h Kapazität bei Nennbedingungen (definiert durch Temperatur, Strom und Entladeschlussspannung). Eine Umrechnung auf andere Temperaturen ist im Bereich 10-30°C laut DIN 43539 mit der angegebenen Formel möglich. Sollte vom Hersteller lediglich die 100 h, die 20 h oder die 5 h-Kapazität angegeben sein, kann nach folgender Formel die Nennkapazität C_N grob abgeschätzt werden: $C_N = C_{100h} / 1,2$; $C_N = C_{20h} / 1,1$; $C_N = C_{5h} / 0,9$ $C_N = \frac{C_T}{1 + z \cdot (T - 20^\circ C)} \quad \text{mit } z = 0,006 K^{-1}$
Anfangskapazität [Ah] <i>initial capacity</i>	C_0	Die Anfangskapazität ist die Kapazität, die bei einem Kapazitätstest (mit I_{10} bis 1,8 V/Zelle nach DIN 43539) ausgehend von einem Volladezustand (FULL) nach Inbetriebnahme gemäß der Herstellerangaben gemessen wird.
aktuelle Kapazität [Ah] <i>measured capacity</i>	C_m	Die aktuelle Kapazität ist die Kapazität, die bei einem Kapazitätstest (mit I_{10} bis 1,8 V/Zelle nach DIN 43539) ausgehend von einem Volladezustand (FULL) zu einem späteren Zeitpunkt als der Inbetriebnahme gemessen wird.
nutzbare Kapazität [Ah] <i>practical capacity</i>	C_p	Die nutzbare Kapazität ist die zwischen dem im Betrieb erreichbaren oberen Ladezustand (FULL _p) und dem im Betrieb definierten Entladeschluß entnehmbare Ladungsmenge.

Entnehmbare Ladung [Ah] <i>remaining capacity</i>	Q_r	Die entnehmbare Ladung ist die Ladungsmenge, die zu einem beliebigen Zeitpunkt ohne vorherige Ladung mittels einer Konstantstromentladung (mit I_{10} bis zur Entladeschlussspannung $U=1,8$ V/Zelle) der Batterie noch entnommen werden kann.	
Ladungsbilanz [Ah] <i>charge balance</i>	Q_b	Die Ladungsbilanz ist die aus einer Batterie seit der letzten Vollladung (FULL) netto entnommene Ladungsmenge.	$Q_b = \int I_{MR} \cdot dt,$ $I_{MR} \equiv$ Hauptreaktionsstrom
Entladegrad <i>depth of discharge</i>	DOD	Der Entladegrad ist das Verhältnis aus der Ladungsbilanz und der Nennkapazität.	$DOD = \frac{Q_b}{C_N}$
Ladegrad <i>state of charge</i>	SOC	Der Ladegrad ist das Verhältnis aus der Differenz der Nennkapazität und der Ladungsbilanz einerseits und der Nennkapazität andererseits.	$SOC = 1 - DOD = \frac{C_N - Q_b}{C_N}$
Ladezustand <i>relative state of charge</i>	SOC_r	Der Ladezustand ist das Verhältnis aus der Differenz der aktuellen Kapazität und der Ladungsbilanz einerseits und der aktuellen Kapazität andererseits.	$SOC_r = \frac{C_m - Q_b}{C_m}$
Betriebladezustand <i>practical state of charge</i>	SOC_p	Der Betriebladezustand ist das Verhältnis aus der Differenz der nutzbaren Kapazität und der Ladungsbilanz einerseits und der nutzbaren Kapazität andererseits.	$SOC_p = \frac{C_p - Q_b}{C_p}$
Dynamischer Ladezustand <i>dynamic practical state of charge</i>	SOC_{pd}	nur von Bedeutung bei Strömen $> I_{10}$, dynamische Korrektur der aktuellen Kapazität mit dem Batteriestrom und der Batterietemperatur	$SOC_{pd} = \frac{C_m \cdot F - Q_b}{C_m \cdot F}$ $F = f(T, I_{battery})$
Dynamischer Betriebladezustand <i>dynamic operation state of charge</i>	SOC_{od}	nur von Bedeutung bei Strömen $> I_{10}$, dynamische Korrektur der nutzbaren Kapazität mit dem Batteriestrom und der Batterietemperatur	$SOC_{od} = \frac{C_p \cdot F - Q_b}{C_p \cdot F}$ $F = f(T, I_{battery})$
Vollladezustand <i>full state of charge</i>	FULL	Der Vollladezustand ist erreicht (nach DIN 43539), wenn bei konstanter Ladespannung und Temperatur der Strom sich für 2 h nicht mehr ändert.	
erreichbarer oberer Betriebladezustand <i>practical full state of charge</i>	$FULL_p$	Der erreichbare obere Betriebladezustand ist der Ladezustand, der unter den Betriebsbedingungen einer Anlage maximal erreicht werden kann (abhängig von der eingestellten Ladespannung, dem Anfangsladestrom, der Zeit für die Konstantspannungsladung und der kurzfristigen Vergangenheit der Batterie).	
Ruhe spannung [V] <i>open circuit voltage</i>	OCV	Als Ruhe spannung der Batterie wird die Spannung bezeichnet, die sich bei einer freigeschalteten Batterie ($I_{batt} = 0$) einstellt und sich innerhalb von 2 h um weniger als 0,5 mV/Zelle ändert.	
angenäherte Ruhe spannung [V] <i>approximate open circuit voltage</i>	OCV_x	Als angenäherte Ruhe spannung der Batterie wird die Spannung bezeichnet, die sich bei einer freigeschalteten Batterie ($I_{batt} = 0$) einstellt und sich um weniger als x mV/Zelle/Stunde ändert. Die angenäherte Ruhe spannung mit $x = 0,25$ mV/Zelle/Stunde entspricht der Ruhe spannung ($OCV_{0,25} = OCV$).	

Alterungsgrad <i>state of health</i>	SOH	Der Alterungsgrad ist das Verhältnis aus der aktuellen Kapazität und der Nennkapazität. Nach Definition hat eine Batterie ihr Lebensdauerende erreicht, wenn der Alterungsgrad 0,8 beträgt.	$SOH = \frac{C_m}{C_N}$
Umrechnung von Kapazität auf Energie [Wh] [E_n ; E_0 ; E_g ; E_{nutz}]		Bei Prognosen oder Auslegungen können die jeweiligen Kapazitäten mit der Nennspannung [2 V/Zelle] multipliziert werden. Für Energiebilanzierungen sollten allerdings die wirklichen Werte des Energiedurchsatzes verwendet werden.	

Tabelle 1: Begriffsbestimmungen

Ein besseres Verständnis für die Begriffsdefinitionen soll Abbildung 1 ermöglichen.

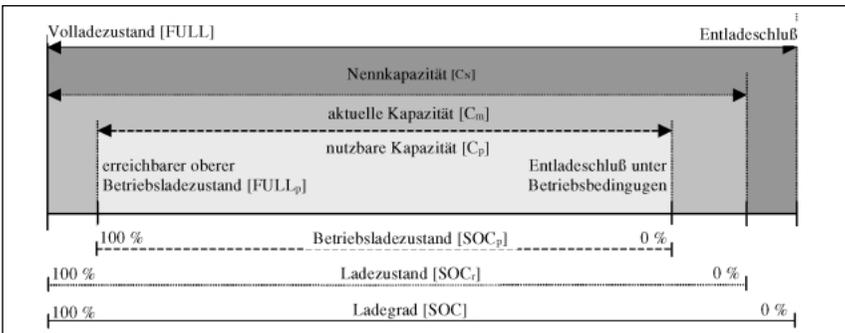


Bild 1: Graphische Darstellung der wichtigsten Begriffe

Unter der **Nennkapazität** wird die Herstellerangabe für die 10 h Kapazität verstanden. Die Zustandsgröße, die sich hierauf bezieht ist der **Ladegrad (SOC)**. Die **Nennkapazität** ist eine für die Batterie feste Größe, die sich über die Lebensdauer der Batterie nicht ändert. Anders ist dies bei der **aktuellen Kapazität**. Zu Beginn kann diese Größe auch größer sein als die **Nennkapazität**, nimmt aber mit zunehmendem Alter der Batterie ab. Die entsprechende Zustandsgröße wurde mit **Ladezustand (SOC_r)** bezeichnet. Die hier als **nutzbare Kapazität** definierte Kenngröße ist kleiner als die **aktuelle Kapazität**. Hier fließt mit ein, daß es in vielen PV- und Hybridanlagen nicht möglich ist, die Batterie auf 100% **Ladezustand** aufzuladen. Auch wird häufig ein früherer Entladeschluß als die Herstellerangaben verwendet, um Tiefentladungen zu vermeiden. Die daraus abgeleitete Zustandsgröße wird **Betriebsladezustand [SOC_p]** genannt.

3. Referenzverfahren

Um die Entwicklung neuer und innovativer Ansätze zur Ladezustandserfassung effektiver zu gestalten und die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Ansätze zu verbessern, wird zur Zeit an einem Referenzverfahren zur Bestimmung des Ladegrads gearbeitet. Diese Arbeiten basieren auf den Vorarbeiten [2] im ersten Projekt zur Batteriedatenauswertung.

Die meisten Verfahren zur Ladegradbestimmung bauen auf einer Bilanzierung mit Verlustbetrachtung auf. Die unterschiedlichen Ansätze hierzu sind sehr ähnlich. Ein Ansatz zur Ladungsbilanzierung mit Verlustansatz soll als Referenzverfahren definiert werden. Dazu werden die Ansätze der drei Institute Fraunhofer ISE, ISET und ZSW verglichen mit dem Ziel, daß beste Verfahren oder eine Kombination zweier Ansätze als Referenzverfahren auszuwählen und allgemein zur Verfügung zu stellen.

In einem ersten Schritt wurde im Rahmen des Vorhabens ein Verfahren gewählt, um den Ladezustand in den untersuchten PV-Anlagen bestimmen zu können. Dieses Verfahren wurde vom Fraunhofer ISE zur Verfügung gestellt und während des Projektes den Bedürfnissen der Datenauswertung angepaßt. Die Hauptmerkmale des festgelegten Verfahrens sind:

- Berechnung des Ladezustandes aus den Zeitreihen der Spannung, des Stromes und der Temperatur (offline)
- Das Verfahren beruht auf einer Ladungsbilanzierung mit Verlustansatz
- Rekalibrierung der Bilanzierung bei der Erkennung des Vollladezustandes anhand des Stromes unter Berücksichtigung von Spannung und Temperatur
- Vorwärts und rückwärts Berechnung des Ladezustandes ausgehend von Vollladezuständen
- Anpassung des Verlustansatzes an den Alterungszustand der Batterie
- Berücksichtigung von Datenlücken

Das auf vorhandenen Datensätze anwendbare Verfahren rekalibriert nur bei erkannten Vollladungen.[3]. Eine Rekalibrierungen der Bilanzierung ist notwendig, da alle Bilanzierungsverfahren die Tendenz zum Drift haben. Durch die Rekalibrierung kann der normierte Gasungsstrom angepaßt werden. Ein Drift wird vermieden und der Startpunkt für die erneute Bilanzierung kann gefunden werden.

Kriterien für eine Kalibrierung des Verfahrens sind:

- Die Batteriespannung muß mindestens eine Stunde über U_0 (temperaturkompensierte Ladeerhaltungsspannung) liegen
- Der Gradient des Stromabfalls bei konstanter Spannung muß einen Grenzwert unterschreiten
- Der Strom muß innerhalb eines Fensters um den aktuellen Wert des Gasungsstromes IG_0 liegen

4. Testdatensätze

Um neue, moderne und auch bekannte Verfahren zur Ladezustandserfassung schnell und effektiv zu prüfen, aber vor allem um unterschiedliche Verfahren vergleichen zu können, ist es notwendig, die Verfahren nach einheitlichen Methoden zu untersuchen. Ein online Test in existierenden PV-Anlagen ist hierbei zeitaufwendig und teuer. Deshalb werden die Verfahren in der Regel zunächst offline anhand von Datensätzen aus realen PV-Anlagen getestet. Hierfür werden zur Zeit einheitliche Testdatensätze definiert. Voraussetzung hierfür ist, daß sie auch die unterschiedlichen Einsatzbedingungen von Batterien in PV-Anlagen widerspiegeln und für einen ausreichenden Zeitraum in entsprechender zeitlicher Auflösung zur Verfügung stehen. Die in der Datenbank des Projekts „System-korrelierende Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen in bestehenden PV-Anlagen“ vorhandenen Datensätze werden vor diesem Hintergrund zur Zeit überprüft. Dabei wurden bisher 6 Datensätze ausgewählt, die alle 4 Klassen von PV-Anlagen [3] recht gut widerspiegeln. Kriterien für die Auswahl sind:

- unterschiedliche Klassen und Betriebsbedingungen der ausgewählten Anlagen,
- möglichst 1 Jahr ohne Datenlücken,
- hohe zeitliche Auflösung (mindestens 10 Minutenmittelwerte),
- Vollladezustände zu Beginn und am Ende des Datensatzes.

Beispiele für einen solchen Datensatz zeigen die folgenden Bilder.

Die Datensätze der anderen ausgewählten Anlagen werden zur Zeit aufbereitet und können Interessierten auf einer CD-ROM zur Verfügung gestellt werden. Mit den ausgewählten Testdatensätzen ist ein schneller Test von Algorithmen zur Batteriezustandsbestimmung unter den unterschiedlichsten Einsatzbedingungen möglich.

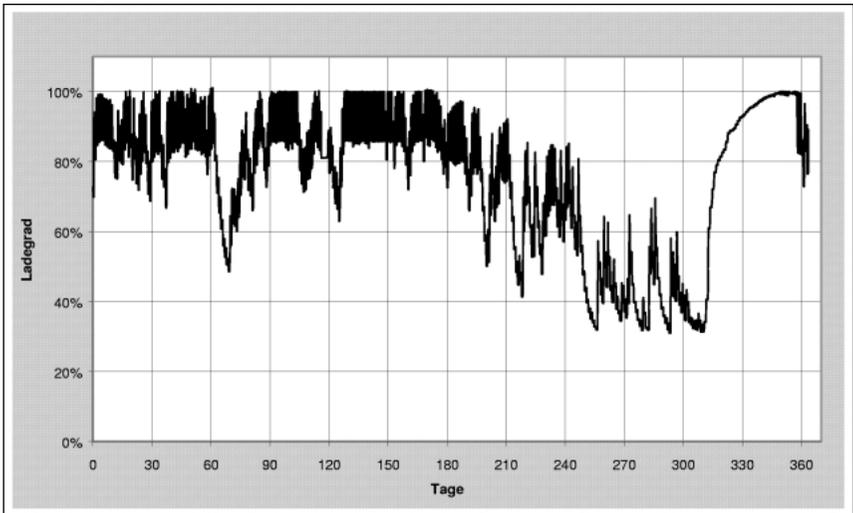


Bild 2: Ladegrad der Batterie einer Solarstraßenleuchte (Klasse 1- System)

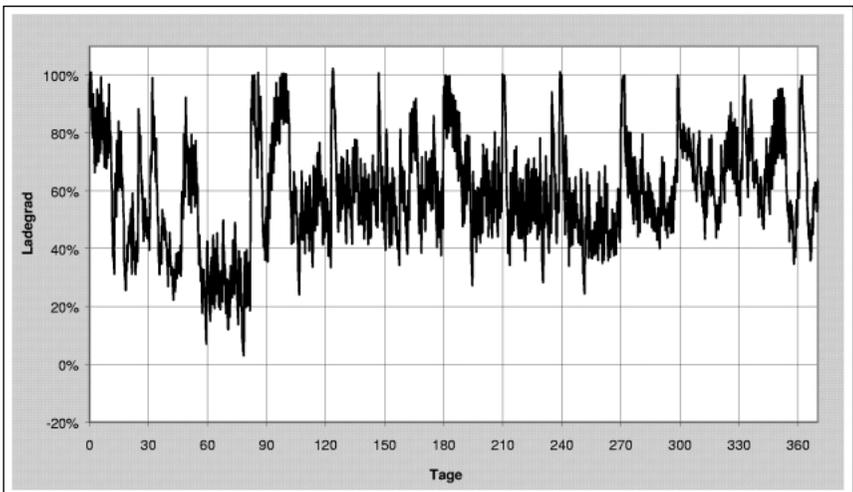


Bild 3: Ladegrad der Batterie der PV-Anlage Brunnenbach (Klasse 2- System)

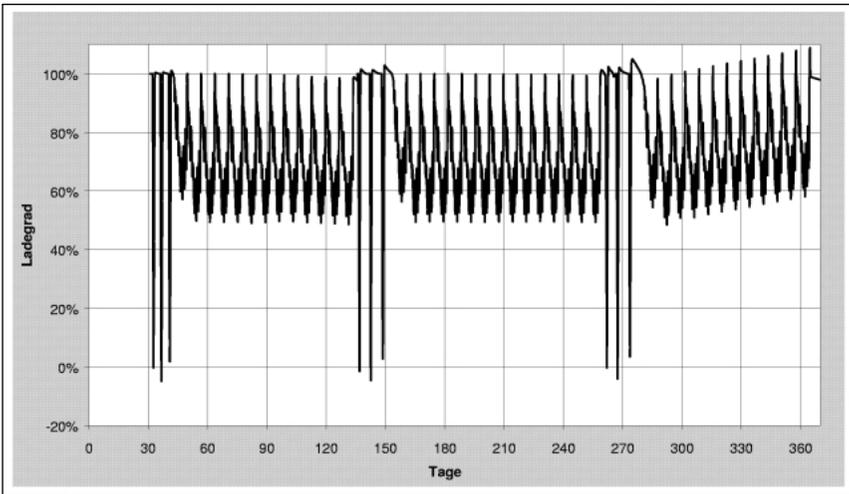


Bild 4: *Ladegrad der Batterie einer Prüfbatterie (Klasse 3- System), für die ersten 30 Tage sind keine Daten verfügbar*

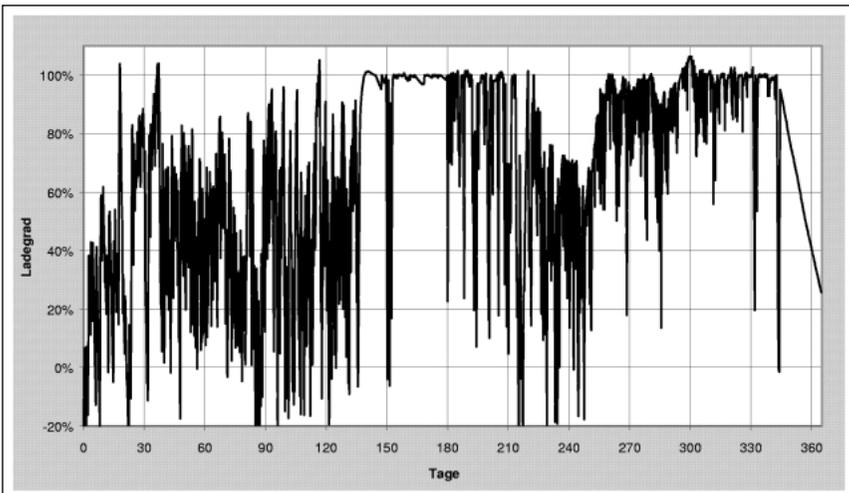


Bild 5: *Ladegrad der Batterie einer Hybrid-PV-Anlage (Klasse 4-System)*

5. Zusammenfassung, Ausblick

Durch die Zusammenarbeit der drei Institute ISET, Fraunhofer ISE und ZSW ist es gelungen, sich auf eindeutige Begriffsbestimmungen festzulegen. An einem Referenzverfahren zur Ladegradbestimmung und einheitlichen Testdatensätzen wird zur Zeit gearbeitet. Zukünftig ist dadurch eine schnellere und effektivere Entwicklung von neuen Verfahren sowie eine bessere Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Verfahren zur Ladegrad- und Ladezustandsbestimmung gegeben. Das zu wählende Referenzverfahren dient sowohl als Grundlage für Neuentwicklungen als auch für Vergleiche und Tests von bisherigen Verfahren. Mit den ausgewählten Testdatensätzen ist ein schneller Test von Algorithmen zur Batteriezustandsbestimmung unter den unterschiedlichsten Einsatzbedingungen möglich. Langes Suchen und Aufbereiten von geeigneten Daten ist dadurch überflüssig. Ein Vergleich der Ergebnisse ist möglich.

Für die Zukunft ist es wichtig genauere, universellere und fehlertolerantere Algorithmen zur Bestimmung des Ladegrads, des Ladezustands und des Betriebsladezustandes zu entwickeln.

Diese Arbeiten werden mit Mitteln des BMBF gefördert.

Literatur

- [1] Bächler, M.;
Betriebsführung von Batterien in photovoltaischen Anlagen, Elektrochemische Speichersysteme für regenerative Energieversorgungsanlagen, Workshop Ulm 1999
- [2] Rothert, M.; Willer, B.;
Möglichkeiten und Grenzen der Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien in PV-Anlagen, 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, März. 1998
- [3] Bopp, G.; Gabler, H.; Sauer, D.U.; Jossen, A.; Höhe, W.; Mittermeier, J.; Bächler, M.; Sprau, P.; Willer, B.; Wollny, M.;
A systematic effort to define evaluation and performance parameters and criteria for lead-acid batteries in PV-systems, 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice, 1995

-
- [4] Willer, B.; Wollny, M.; Jossen, A.; Höhe, W.; Bopp, G.; Sauer, D. U.; Bächler, M.; Sprau, H. P.;
Betriebsverhalten elektrochemischer Energiespeicher in PV-Anlagen,
12. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, Feb. 1997
- [5] Rothert, M ; Willer, B. Wollny, M., Bopp, G.; Sauer, D.U., Sprau, H.-P. Sprau;
Bächler, M.; Jossen, A.; Höhe, W.;
Ladezustandserfassung von Bleibatterien- Begriffsbestimmung, Referenzverfahren,
Testdatensätze
Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, Februar 1999, Seite 496
- [6] Sauer, D.U.; Dokumentation zum Programm zur Berechnung des Ladezustandes
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE Version b-3.0- 01-12-1998

Physikochemische Analysen und Alterungsmechanismen

Dirk Uwe Sauer¹, Manfred Bächler², Georg Bopp¹, Harry Döring³, Wolfgang Höhe³,
Dagmar Köstner³, Peter Sprau², Bernd Willer⁴, Michael Wollny⁴

¹ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Oltmannsstr. 5, 79100 Freiburg
Fax. ++49 761 45 88 2 17, Tel.: ++49 761 45 88 219, email: sauer@ise.fhg.de

² WIP KG, Sylvensteinstr. 2, 81369 München

³ Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW Ulm), Helmholtzstr. 8,
89081 Ulm

⁴ Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Königstor 59, 34119 Kassel

Überblick

Neben der Erfassung und Auswertung der elektrischen Betriebsdaten im Rahmen des im vorstehenden Beitrag „Klassifizierung von Batteriesystemen in Photovoltaik-Anlagen“ beschriebenen Vorhabens, wurden an ausgewählten Batteriezellen auch physikochemische Analysen durchgeführt. Dabei wurden insgesamt 18 Zellen verschiedenen Alters aus unterschiedlichen Anlagen untersucht. Die Untersuchungen beschränkten sich auf Bleibatterien mit flüssigem Elektrolyten mit den verschiedenen handelsüblichen Gitter- bzw. Plattentechnologien. Bei den Untersuchungen werden der allgemeine Zustand der Zellen, die Korrosion, der Grad der Sulfatierung und die Abschlämmung analysiert.

Die Ergebnisse zeigen, daß die Korrosion des Gitters in der positiven Elektrode im oberen Elektrodenbereich am weitesten fortgeschritten ist, Batteriezellen mit Gitterplatten eine wesentlich höhere Kapazitätsstreuung aufweisen als Panzerplatten, die negative Elektrode meist stärker als die positive Elektrode sulfatiert ist und das die Sulfatierung insgesamt insbesondere in Zellen ohne Elektrolytumwälzung im unteren Bereich besonders stark ausgeprägt ist. Für diesen Effekt kann die Säureschichtung verantwortlich gemacht werden; die entsprechenden Zusammenhänge wurden analysiert und schlüssig erklärt.

Overview

Additional to the data acquisition and evaluation of the electrical data in the previously described project „Klassifizierung von Batteriesystemen in Photovoltaik-Anlagen“ physicochemical analyses of selected battery cells were performed. In sum 18 cells of different age and from various systems were analysed. All selected cells are of the flooded type with different grid res. plate technologies. Object of the investigations were the general state of the battery, corrosion, sulfatation and active material sludge.

The investigations showed, that corrosion of the positive grid is worse in the upper part of the electrode, battery cells with flat plate electrodes have a higher deviation in capacities than cells with tubular plates, sulfatation in the negative electrode is more pronounced than in the positive electrode and sulfatation in the lower part of the electrodes is worse than in the upper part. This effect can be attributed to acid stratification; the causality between these effects are analysed and described.

1. Physiko-Chemische Batterieanalysen

Ziel der physikochemischen Analysen ist es, neben den elektrischen Daten aus dem Betrieb und von Kapazitätsprüfungen auch Aussagen über die eigentlichen Alterungsursachen zu erhalten. Zudem läßt sich feststellen, ob die Veränderungen in der Batterie homogen sind oder ob es räumliche Unterschiede im Zustand der Elektroden, der Aktivmassen oder der Separatoren gibt. Durch die Korrelation der Betriebsbedingungen und der Alterungsercheinungen der Batterien, lassen sich leichter Vorschläge für eine konstruktive Verbesserung oder zur Optimierung der Betriebsführung machen.

Bei den physikochemischen Analysen, die im Rahmen dieses Projektes alle am ZSW Ulm durchgeführt worden sind, wurden nach Durchführung von elektrischen Entladetests und einer starken Ausgleichsladung insbesondere die folgenden Punkte untersucht:

- Korrosion (Betrachtung des Kopfbleis sowie Querschliff durch Gitter und aktive Masse an positiver und negativer Elektrode jeweils in den Elektrodenbereichen oben, Mitte und unten)
- chemische Bestimmung des Sulfat-, Blei- und Bleidioxidgehalts an der positiven und der negativen Elektrode in den Elektrodenbereichen oben, Mitte und unten
- Grad der Abschlämmung
- Zustand der Separatoren

- Säureschichtung
- optische Beurteilung von Aktivmassen und Gitterfestigkeit

Die Untersuchungen beschränken sich auf Effekte, die eine gegenüber anderen Anwendungen beschleunigte Alterung der Batterie erwarten lassen. Die Analysen werden in einer ausführlichen Zusammenstellung der Ergebnisse und mit Bildern dokumentiert.

Zur Bewertung und Beurteilung der Ergebnisse werden zu den untersuchten Zellen auch die im Betrieb erhobenen Daten wie Ladungsumsatz, Betriebsdauer, Systemklasse, Ladefaktor sowie die technischen Daten zu Batterietyp, Nennkapazität und Plattentechnologie zusammengestellt.

2. Einfluß von Betriebsbedingungen auf Alterungserscheinungen

Die Hauptalterungseffekte Korrosion, Sulfatierung¹, Abschlämmung² und erhöhte Selbstentladung³ werden durch verschiedene Betriebsbedingungen beschleunigt. Auf eine ausführliche Darstellung der elektrochemischen Prozesse bei den einzelnen Alterungseffekte soll hier verzichtet werden. Einen guten Überblick dazu gibt z.B. [1]. Lediglich die wesentlichen Ursachen und deren primäre Auswirkungen werden in der folgenden Übersicht zusammengefaßt. Sekundär führen letztendlich alle Alterungseffekte zu einer Abnahme der verfügbaren Kapazität und einer Verschlechterung des Betriebswirkungsgrades der Batterie. Tertiäre Effekte im Gesamtzusammenhang mit dem System, wie z.B. die Verschiebung des Arbeitspunktes am PV-Generator oder die Änderung der Eingangsspannungsbereiche von elektronischen Geräten, können nur in aufwendigeren Gesamtanalysen berücksichtigt werden (z.B. [2], [3]).

Tabelle 1 gibt die beschleunigenden Faktoren für die Alterungseffekte an. Die effektive Geschwindigkeit der Alterungseffekte hängt aber zusätzlich maßgeblich von der speziellen Technologie, dem Herstellungsprozeß und letztendlich dem individuellen Produkt ab. So werden z.B. Batterien gefunden, die bei ähnlichen Betriebsbedingungen eine wesentlich stärkere Gitterkorrosion aufweisen, als andere Produkte. Dies kann sich aber z.B. nach Umstellung des Produktionsprozesses auch wieder ändern.

1 Sulfatierung ist der Prozeß der Bildung großer, schwerlöslicher und/oder elektrisch isolierter Sulfatkristalle in den Elektroden.

2 Abschlämmung ist die Ablösung von aktivem Material von den Elektroden und die nachfolgende Niederschlagung am Boden der Batteriezelle.

3 Selbstentladung führt zu einer Umwandlung von geladenem aktiven Material in entladenes Material. Ursachen können Ruhephasenkorrosion, Kurzschlußbildung oder Wasserzersetzung sein [1].

4 Die Korrosionsgeschwindigkeit steigt insbesondere bei Spannungen oberhalb von etwa 2,35 Volt und auch im Entladespannungsbereich unterhalb von etwa 2,05 Volt nahezu exponentiell an. Ein Minimum der Korrosionsgeschwindigkeit liegt bei etwa 2,23 Volt (Dauerladespannung im Ladeerhaltungsbetrieb). Die angegebenen Spannungswerte sowie die Absolutwerte der Korrosionsgeschwindigkeit hängen stark von der Säurekonzentration ab, wobei geringere Konzentrationen zu beschleunigter Korrosion führen.

Alterungseffekt	wird beschleunigt durch	führt zu
Korrosion	<ul style="list-style-type: none"> • ungünstige Spannungslagen⁴ • hohe Temperaturen • zyklische Belastung 	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung des Innenwiderstands • Abnahme des Wirkungsgrads
Sulfatierung	<ul style="list-style-type: none"> • seltene Vollladungen • hohe Entladetiefen • Säureschichtung • kleine Entladeströme 	<ul style="list-style-type: none"> • Verlust an nutzbarer aktiver Masse • Erhöhung der Überspannungen (Verschlechterung der Ladbarkeit)
Abschlammung	<ul style="list-style-type: none"> • Tiefentladung • starke Gasung • mechanische Belastung durch Gitterkorrosion und Gitterwachstum 	<ul style="list-style-type: none"> • Verlust an aktiver Masse • Kurzschlußgefahr über den Schlammraum
Selbstentladung	<ul style="list-style-type: none"> • Mikrokurzschlüsse • Antimonvergiftung der neg. Elektrode 	<ul style="list-style-type: none"> • Wasserverlust • Abnahme des Wirkungsgrads

Table 1: Übersicht über die wichtigsten Alterungseffekte, deren beschleunigenden Faktoren sowie der primären Folgen

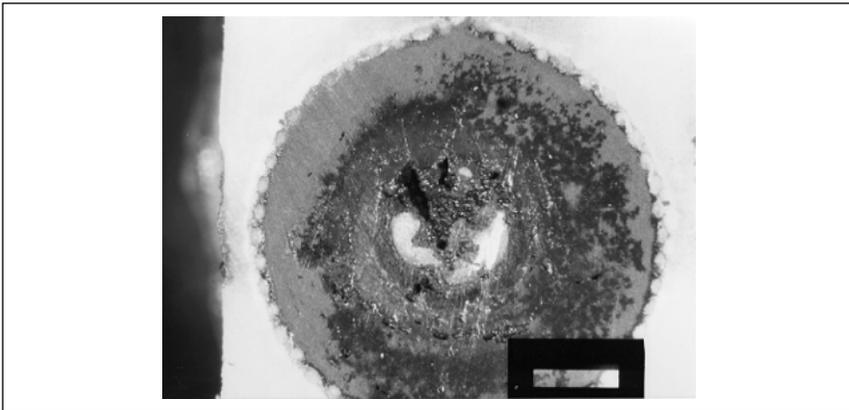


Abbildung 1: Querschliff durch Röhrchen einer positiven Panzerplattenelektrode nach 3,5 Jahren Betriebszeit in einer PV-Anlage (Foto ZSW Ulm)

Die Abbildungen 1 und 2 zeigen typische Bilder einer Analyse von Batterien nach mehreren Jahren Betrieb in einer PV-Anlage. Abbildung 1 zeigt die fortgeschrittene Korrosion einer Panzerplatte und Abbildung 2 die Sulfatierung einer Gitterplatte im unteren Elektrodenbereich.

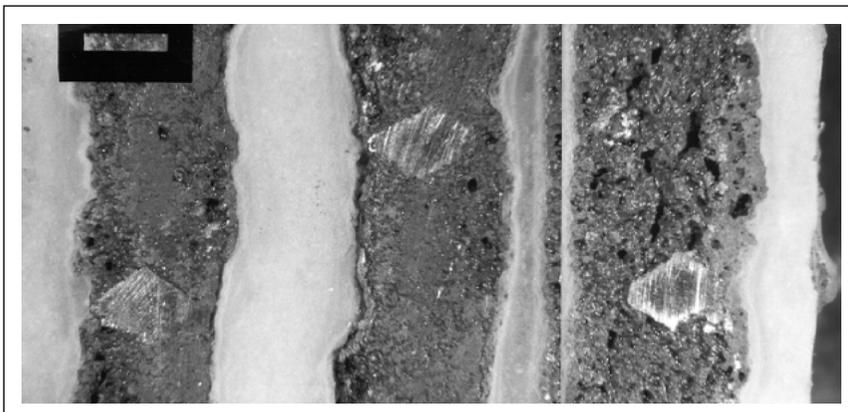


Abbildung 2: Querschliffe durch eine negative Gitterplatte nach 3,5 Jahren Betrieb in einer PV-Anlage im oberen, mittleren und unteren Elektrodenbereich mit starker Sulfatierung im unteren Elektrodenbereich (rechts außen), (Foto ZSW Ulm)

3. Ergebnisse der physikochemischen Analysen

Die Auswahl der Zellen ist stark von den Randbedingungen in den vermessenen Anlagen abhängig. Zum einen wurden in vielen Fällen einzelne auffällige Zellen aus den Anlagen entnommen und dort durch neue ersetzt. Zum anderen wurden Zellen am Ende des Betriebs entnommen. Dabei wurde, soweit dies durch die Überwachung oder Kapazitätstests bekannt war, eine gute und eine schlechte Zelle entnommen und untersucht.

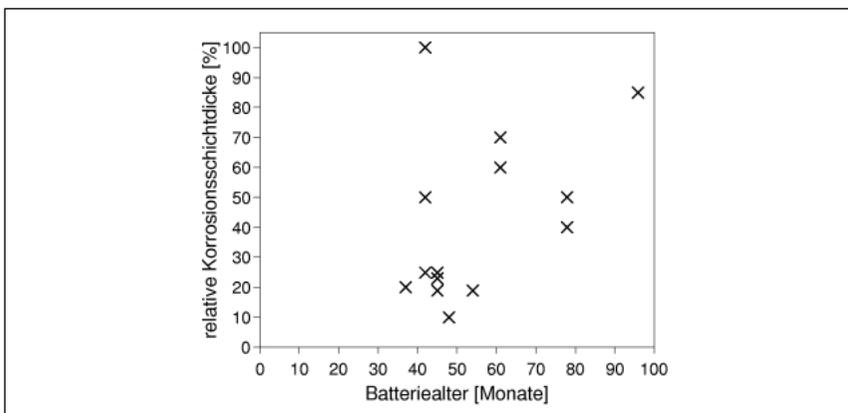


Abbildung 3: Relative Korrosionsschichtdicke des positiven Gitters im mittleren Elektrodenbereich als Funktion des Alters der untersuchten Zellen

Durch eine einheitliche Zusammen- und Gegenüberstellung der Ergebnisse der elektrochemischen Analysen zusammen mit den wesentlichen Betriebsparametern konnten ein paar generelle qualitative Erkenntnisse gewonnen werden. Eine Ableitung quantitative Ergebnisse ist aufgrund der großen Zahl von Parametern (Gittertechnologie, Systemklasse, Hersteller, Batterietyp, unterschiedliches Alter, individuelles Alterungsverhalten einzelner Zellen innerhalb eines Batteriesystems) und der dafür immer noch kleinen Anzahl von untersuchten Zellen nicht möglich.

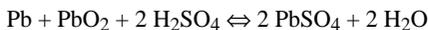
1. Die Korrosion der positiven Elektrode ist im oberen Elektrodenbereich stets stärker als im unteren Elektrodenbereich. Abbildung 3 zeigt die Dicke der Korrosionsschicht relativ zur Gitterdicke bei den untersuchten Batterien als Funktion des Batteriealters. Die erwartete Zunahme der Korrosion mit dem Alter aber auch die sehr große Streuung in den Absolutwerten ist zu erkennen.
2. Korrosion im Bereich der negativen Elektrode wurde nicht gefunden.
3. Die negative Elektrode sulfatiert in den meisten Fällen stärker als die positive Elektrode (Abbildung 4).
4. Der untere Elektrodenbereich ist wesentlich stärker von Sulfatierung betroffen als der obere Elektrodenbereich (siehe auch Abbildung 4). Als Ursache dafür kann die Säure-schichtung identifiziert werden, die teilweise auch nach intensiven Ausgleichsladungen noch zu messen war.
5. Elektrolytumwälzung führt zu einer Vergleichmäßigung und Abschwächung der Sulfatierung.
6. Die Abschlämmung von aktivem Material erfolgt stetig aber unaufhaltsam. Der Schlammraum war in den meisten Fällen aber ausreichend um Kurzschlüsse über den Schlammraum zu vermeiden.
7. Die Streuung der Kapazitäten ist nach vergleichbarer Betriebszeit bei Gitterplatten größer als bei Panzerplatten. Ursache sind starke Ablösungserscheinungen der Aktivmassen von den Gittern bei Gitterplattenbatterien insbesondere mit fortschreitender Gitterkorrosion oder bei Gitterwachstum. Bei Panzerplatten wird die Aktivmasse kompakt zusammengehalten.

8. Abschieferungen am positiven Kopfblei mit der Gefahr von Kurzschlußbrücken sind in allen Batterien zu beobachten. Durch geeignete konstruktive Maßnahmen wie hochstehende Separatoren oder Schutznetze kann die akute Gefahr aber in den meisten Fällen effektiv reduziert werden.
9. Viele Zellen weisen Anzeichen von Umpolung im Betrieb auf.

Im folgenden soll als ein wesentlicher Faktor für die beschleunigte Alterung die Säureschichtung und ihre Auswirkung auf die Batteriealterung näher betrachtet und analysiert werden.

4. Säureschichtung und Batteriealterung

Wie aus den oben dargestellten Analysen eindeutig zu ersehen ist, tritt als wichtigster Alterungseffekt im unteren Elektrodenbereich eine starke Sulfatierung auf. Dies wird mit der Säureschichtung in Verbindung gebracht, die in Batterien in PV-Anlagen ohne aktive Elektrolytumwälzung stets zu beobachten ist. Säureschichtung entsteht, weil in der Bleibatterie die Säure (H₂SO₄) ein aktiver Reaktionspartner in der Elektrodenreaktion ist.



Es wird also bei der Entladung Säure verbraucht und bei der Ladung wieder freigesetzt. Da die Dichte von verdünnter Schwefelsäure in etwa linear mit der Konzentration zusammenhängt, ergeben sich durch den Reaktionsprozeß nicht nur Konzentrations- sondern auch Dichtegradienten. Unter dem Einfluß der Schwerkraft kommt es daher zu einem Absinken von Säure hoher Dichte und es bildet sich in vertikaler Richtung in der Zelle ein Dichtegradient aus.

Dabei ist allerdings der Zusammenhang mit der Sulfatierung auf den ersten Blick nicht eindeutig, denn wie z.B. in [1] ausgeführt wird, führen geringe Säurekonzentrationen zu einer beschleunigten Sulfatierung. Die geringen Säuredichten finden sich aber im oberen Elektrodenbereich und wie Abbildung 4 zeigt, ist dort die Sulfatierung durchweg geringer als im unteren Elektrodenbereich.

Um diesen Widerspruch verstehen zu lernen, wurde am Fraunhofer ISE ein Modell entwickelt, mit dem sowohl die Säureschichtung als solches als auch die vertikale Stromverteilung in den Elektroden unter dem Einfluß einer Säureschichtung untersucht werden können [4]. Die Modellrechnungen ergaben, daß bei einer vorliegenden

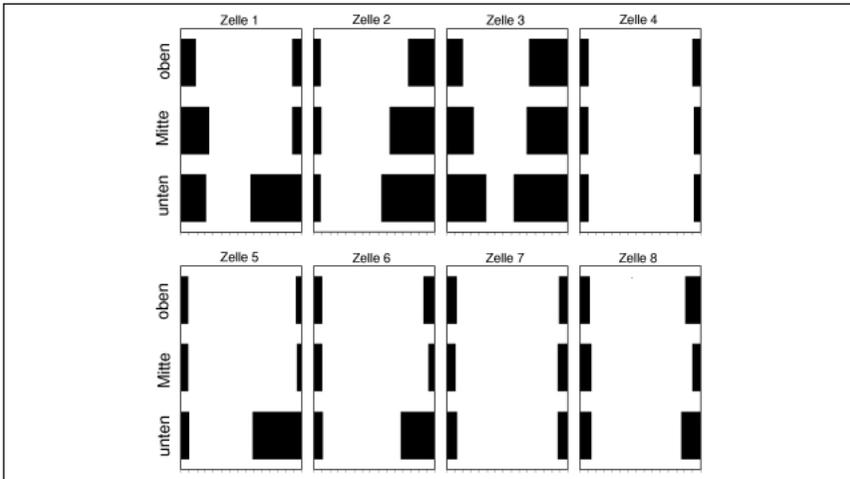


Abbildung 4: Sulfatgehalte in den Elektrodenbereichen oben, Mitte und unten, gemessen bei den physikochemischen Analysen für 8 verschiedene Zellen unterschiedlichen Alters (42 bis 96 Monate Betriebszeit) und unterschiedlicher Gittertechnologie. Links sind jeweils die Ergebnisse für die positive Elektrode, rechts für die negative Elektrode gezeigt. Die Skalierungsstriche repräsentieren jeweils 10% Sulfatgehalt. Der Meßfehler im Sulfatgehalt beträgt etwa 3%.

Säureschichtung der untere Elektrodenbereich durch inhomogene Stromverteilung in wesentlich tiefere Ladezustände gefahren wird, als es der mittlere Elektrodenladezustand erwarten läßt. Zudem ist dabei der Ladungsumsatz im unteren Elektrodenbereich einer noch neuen Zelle höher als im oberen Elektrodenbereich [4], [5].

Warum der Grad der Sulfatierung bei den untersuchten Zellen derart unterschiedlich ausfällt, ist noch nicht geklärt. So wurden z.B. auch die Zellen 4, 7 und 8 ohne Elektrolytumwälzung unter ähnlichen Betriebsbedingungen wie die anderen Zellen auch betrieben. Trotzdem weisen diese Zellen auch nach mehr als 5 Jahren Betriebszeit eine sehr geringe irreversible Sulfatierung auf. Es wird Ziel der weiteren Untersuchungen sein, diese Fragen zu klären.

Mit dem in Abbildung 5 dargestellten Testaufbau konnten diese Modellergebnisse nun auch experimentell bestätigt werden. Abbildung 6 zeigt die Ladungsbilanz für die einzelnen Elektrodenbereiche während eines fünf Tage dauernden Zyklus. Ausgangspunkt sind jeweils vollgeladene Elektroden und ein homogenisierter Elektrolyt. Im Referenzexperiment

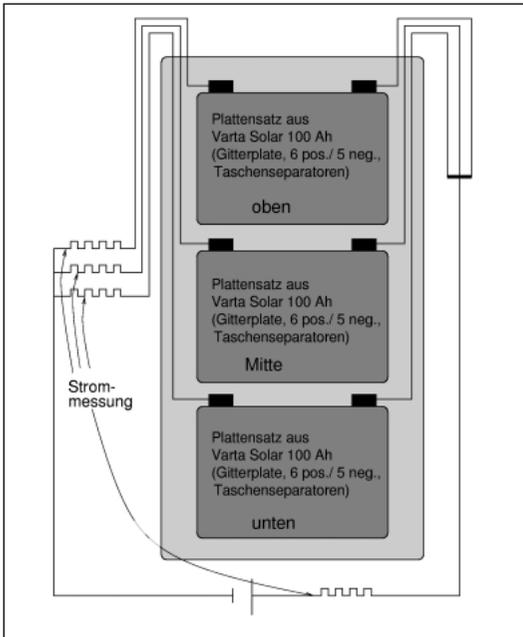


Abbildung 5:

Testaufbau am Fraunhofer ISE zur Messung der vertikalen Stromverteilung in einer Batteriezelle mit Säureschichtung. Drei übereinander angeordnete Plattensätze sind jeweils separat nach außen elektrisch angeschlossen und erlauben damit die Vermessung der Einzelströme in die parallelgeschalteten Plattensätze. Die Säureschichtung kann sich in der Zelle ganz ähnlich wie in einer Zelle mit durchgehendem Plattensatz ausbilden. Wahlweise kann eine Elektrolytumwälzung in Betrieb genommen werden.

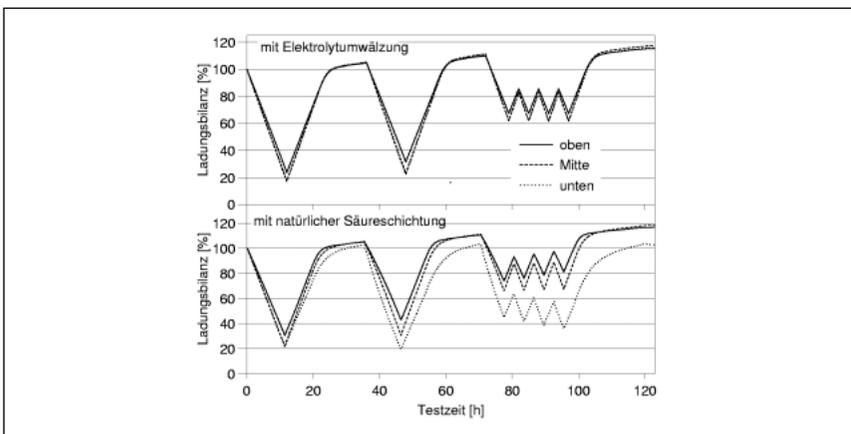


Abbildung 6: Ladungsbilanz während einer Zyklierung mit zehnstündigem Strom jeweils ausgehend von einer vollständig geladenen Zelle und homogenem Elektrolyt. Die Ladungsbilanz ist als 100% bei Beginn des Zykluses für alle drei Elektroden definiert. Die obere Graphik zeigt den Zyklus bei kontinuierlicher Säureumwälzung, bei dem Zyklus in der unteren Graphik bildet sich eine natürliche Säureschichtung aus und führt zu einer inhomogenen Stromverteilung in den Elektrodenbereichen.

wurde während des gesamten Zyklus der Elektrolyt kontinuierlich umgewälzt. Im zweiten Experiment konnte sich die natürliche Säureschichtung ausbilden.

Es ist deutlich zu sehen, daß die Ladungsbilanz des unteren Elektrodenbereichs deutlich schlechter ausfällt als im oberen Elektrodenbereich und damit der untere Bereich in wesentlich tiefere Ladezustände gefahren wird. Bei der abschliessenden Aufladung über 24 Stunden erreicht der untere Elektrodenbereich einen Ladefaktor nur knapp über 1 während die anderen Elektrodenbereiche fast einen Ladefaktor von 1,2 erhalten. Dies verdeutlicht zum einen, warum bei bestehender Säureschichtung sehr lange Zeiten bei Ausgleichladungen vergehen, bis sich ein konstanter Erhaltungsladestrom einstellt. Desweiteren wird klar, warum der untere Elektrodenbereich schneller sulfatiert, da derart intensive Vollladungen, wie sie zum Abschluß des Zyklus in Abbildung 6 durchgeführt wurden, in PV-Anlagen nur ganz selten auftreten. Der untere Elektrodenbereich wird also in der Regel nie richtig vollgeladen. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen konnte an unabhängiger Stelle ebenfalls bestätigt werden [6].

Abbildung 7 verdeutlicht diese Zusammenhänge noch einmal. Durch die sich ausbildende Säureschichtung entsteht ein Gradient im elektrochemischen Potential. Das elektrochemische Potential ist in etwa eine lineare Funktion der Säurekonzentration und damit der Dichte. Dies wird z.B. durch die bekannte Fausformel „Ruhepotential = $0,84 + \text{Säuredichte [g/cm}^3\text{]}^*$ “ ausgedrückt.

Der Potentialgradient führt bei Ladeströmen zu einer verstärkten Aufladung des oberen Elektrodenbereichs während bei der Entladung der untere Elektrodenbereich stärker entladen wird. In der Folge entsteht ein Gradient in der Ladezustandsverteilung innerhalb der Elektrode. Der untere Elektrodenbereich wird kontinuierlich in Ladezuständen zyklisiert, die deutlich unter dem mittleren Elektrodenladezustand liegen. Trotz der im unteren Bereich höheren Säuredichte kommt es hier deswegen zu einer beschleunigten Sulfatierung des aktiven Materials.

Sowohl die Modellrechnungen als auch die experimentellen Untersuchungen zeigen zudem, daß der Effekt der inhomogenen Stromverteilung bei kleinen Strömen ausgeprägter ist, als bei großen Strömen. Die Betriebsbedingungen in PV-Anlagen verschärfen also diesen Effekt nachhaltig.

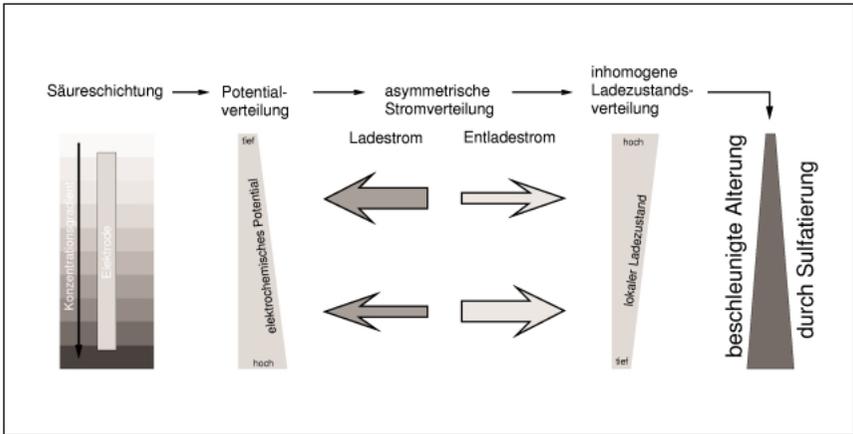


Abbildung 7: Kausalkette zwischen Säureschichtung und Batteriealterung. Säureschichtung führt zu einem Gradienten im elektrochemischen Potential und damit zu einer asymmetrischen Stromverteilung beim Laden und Entladen der Batterie. Folge ist ein im unteren Elektrodenbereich deutlich geringerer Ladestand verbunden mit einer beschleunigten Alterung in Folge höherer Entladetiefen und selteneren Vollladungen als im oberen Elektrodenbereich.

5. Maßnahmen gegen die Batteriealterung

Auf Basis der in Tabelle 1 dargestellten Zusammenhänge zwischen Betriebsbedingungen und Alterungsursachen einerseits und der Erkenntnisse aus den physicochemischen Analysen aus Abschnitt 3 lassen sich Maßnahmen definieren, die einem frühzeitigen Ausfall der Batterie entgegenwirken. Die Vorschläge können sowohl bei der Auswahl geeigneter Batterien helfen als auch bei der Implementierung geeigneter Betriebsführungsstrategien. Die Korrosionsgeschwindigkeit kann durch Vermeidung von langen Betriebszeiten bei hohen Zellenspannungen und durch Vermeidung von Zuständen bei geringer Säuredichte verlangsamt werden. Insbesondere führen auch hohe Batterietemperaturen zu einer Beschleunigung der Korrosion. Um die Auswirkungen der unvermeidlichen Korrosion zu minimieren, sollten Batterien mit dicken positiven Gittern und geeigneten Maßnahmen gegen Kurzschlußbrücken durch abfallende Korrosionsprodukte vom Kopfblei (hochgezogene Separatoren und/oder Netze um das Kopfblei) eingesetzt werden.

Der Säureschichtung als einem wesentlichen Antriebsfaktor für die Sulfatierung kann effektiv durch Einrichtungen zur Säureumwälzung entgegenwirkt werden. Wird eine aktive Säureumwälzung nicht installiert, muß garantiert werden, daß die Batterie häufig in die

Gasung gefahren wird und regelmäßige Ausgleichsladungen herbei geführt werden. Eine weitere Möglichkeit ist auch der Einsatz von Batterie mit festgelegtem Elektrolyt. Dabei weisen insbesondere Gel-Batterien eine deutlich geringere Tendenz zur Säureschichtung als Batterien mit flüssigem Elektrolyt auf [7].

Tiefentladungen führen zu starker mechanischer Belastung des aktiven Materials und damit zu einer Lockerung des Materials. Bei starker Gasung können die so gelockerten Teile der aktiven Masse gelöst werden. Der Betrieb bei geringen Säurekonzentration fördert das Wachstum von Dendriten aus aktiver Masse an den Elektroden, die ebenfalls bei starker Gasung abgerissen werden können. Die Abschlämzung von aktivem Material kann durch den Einsatz von Panzerplatten an der positiven Elektrode weitgehend unterbunden werden. Daher sollten Tiefentladungen vermieden werden und Batterien mit großem Elektrolytüberschuß eingesetzt werden. Der Einsatz von Panzerplatten ist empfehlenswert. Diese sind allerdings für die negative Elektrode nicht üblich.

Die Sulfatierung wird grundsätzlich bei geringen Säuredichten und durch langen Betrieb ohne ausreichende Vollladung beschleunigt. Dabei sind jeweils die lokalen Ladezustände relevant und nicht der Gesamtladezustand der Zelle. Kleine Entladeströme und starke Selbstentladung fördern die Bildung von großen und damit schwer löslichen Sulfatkristallen. Um die Sulfatkristalle zuverlässig auflösen zu können, sollten mindestens Ladefaktoren von 1,05 in Batterien mit Elektrolytumwälzung und von 1,10 in Batterien ohne Elektrolytumwälzung realisiert werden.

Leider lassen sich in der Betriebsführung nicht alle Forderungen gleichzeitig erfüllen. So wird z.B. zur Aufhebung der Säureschichtung eine entsprechende Menge Gas gefordert, was allerdings die Abschlämzung beschleunigt. Zudem werden zur Bildung von großen Gasmengen hohe Spannungen benötigt, die wiederum die Korrosion beschleunigen.

Trotzdem können zumindest drei generell Forderungen für Batterien in Solaranlagen aufgestellt werden:

- Genügend große Elektrolytmenge zur Vermeidung geringer Säuredichten bei Tiefentladungen
- Dicke Gitter in der positiven Elektrode gegen frühzeitigen Ausfall des Gitters durch Korrosion
- Auslegung der Größe der Batterie im Verhältnis zu den Erzeugern so, daß eine regelmäßige Vollladung realisiert werden kann und Auslegung im Verhältnis zu den Verbrauchern so, daß die Lastströme nicht zu klein sind.

Da wie oben ausgeführt, die Absolutwerte der Alterungsgeschwindigkeit der Einzeleffekte stark vom jeweiligen Produkt abhängen, ist eine auf den jeweiligen Batterietyp und den Einsatzbereich der Batterie abgestimmte Betriebsführung anzustreben. So kann z.B. in Batterien mit sehr guter Korrosionsbeständigkeit leichter die Zellspannung auf höhere Werte zur Aufhebung der Säureschichtung und zur Auflösung der Sulfatkristalle angehoben werden, als in Batterien, die zu starker Korrosion neigen. In diesen Fällen ist es u.U. sinnvoller, einen gewissen Grad an Sulfatierung zu akzeptieren (Begrenzung der Zellspannung) und dafür die Korrosion zu begrenzen. Um dies beurteilen zu können, sind Verfahren notwendig, mit denen innerhalb kurzer Zeit das individuelle Alterungsverhalten von Batterietypen analysiert und die gewonnenen Informationen dann in optimale Betriebsführungsstrategien umgesetzt und zur Auswahl geeigneter Batterietypen verwendet werden können.

Literatur

- [1] Garcke, J., Döring, H., Harnisch, P. : „Alterungserscheinungen an Bleiakkumulatoren“ in *Fortschrittliche Back-up- und Speichersysteme für regenerative Energieversorgungsanlagen*, aus der Reihe „Forschungsverbund Sonnenenergie Workshops“, Köln 1996, S. 51-72
- [2] Schmidt, H., Sauer, D.U., Puls, H.-G. : „36 Zellen für ein Standardmodul - oder darf's auch etwas weniger sein?“, 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1998, S. 210-215
- [3] Bopp, G., von Dohlen, K., Hille, G., Puls, H.-G., Sauer, D.U., Schulz, M. : „Inselanlagen - Was kosten sie?“, 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1999, S. 140-147
- [4] Sauer, D.U. : „Orts- und zeitaufgelöste Modellierung der Zustände in Blei-Säure-Akkumulatoren in PV-Anlagen“, in *Fortschrittliche Back-up- und Speichersysteme für regenerative Energieversorgungsanlagen*, aus der Reihe „Forschungsverbund Sonnenenergie Workshops“, Köln 1996, S. 105-119
- [5] Sauer, D.U., Bopp, G., Bächler, M., Höhe, W., Jossen, A., Sprau, P., Willer, B., Wollny, M. : „What happens to batteries in PV systems or Do we need one special battery for solar applications?“, Proc. of 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona 1998, pp. 1348-1353

- [6] Matera, F., Sauer, D.U., Demesttre, D., Rosa, M. : „Acid stratification and vertical current distribution : An experimental and theoretical explanation of a major ageing effect of lead-acid batteries in PV systems“, Extended Abstract, LABAT 99, Sofia, Juni 1999
- [7] Döring, H., Jossen, A., Köstner, D., Garche, J. : „PV-Betrieb und Fehlermode verschiedener Speicherbatterien und Empfehlungen für die Betriebsführung“, 10. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1995, S. 549-553

Die Arbeiten wurden im Rahmen des Projektes „Systemkorrelierende Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen in bestehenden PV-Anlagen“ vom BMBF bzw. BMWi gefördert.

Betriebsführung und Feldtests

Manfred Bächler, Peter Sprau
WIP KG
Sylvensteinstr. 2
81369 München
Tel: ++49 (0) 89 - 720 12 35
Fax: ++49 (0) 89 - 720 12 91
www.wip.tnet.de
renewables@mail.tnet.de

Georg Bopp**, Wolfgang Höhe*, Dirk Uwe Sauer **, Bernd Willer***, Michael Wollny***
*ZSW, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Helmholtzstr. 8, 89081
Ulm
** FhG-ISE, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Olmannstr. 5, 79100 Freiburg
*** ISET, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Königstor 59, 34119 Kassel

Zusammenfassung

Die Lebensdauer und Performance von Batterien in PV-Anlagen hängt wesentlich von einer ganzen Reihe von Faktoren wie:

- Anlagenplanung bzw. -dimensionierung
 - Komponentenauswahl
 - Betriebsführung
 - Anlagenbetreiber
 - Anlagenüberwachung
- ab.

Bereits kleine Fehlplanungen oder Änderungen im Betriebsablauf können, wie die Untersuchungen gezeigt haben, einen wesentlichen Einfluß auf die Lebensdauer und Performance der Batterie ausüben. Hauptursache für die relativ geringe Lebensdauer von Batterien in PV-Anlagen waren: Höherer Energiebedarf als ursprünglich angenommen, geänderte Betriebsführung (häufige manuelle Eingriffe), unzureichender Schutz gegen Tiefentladung und mangelnde Anlagenüberwachung.

In den letzten Jahren konnte durch verbesserte Systemtechnik und verbesserte Betriebsführungsstrategien die Lebensdauer von Batterien in PV-Anlagen deutlich erhöht werden. Die Durchführung von Entladetests zur Bestimmung des Batteriezustands in PV-Anlagen ist mit einigen Schwierigkeiten verbunden, da zum einen während des Tests der Anlagenbetrieb zumindest stark eingeschränkt ist, zum anderen DIN-gemäße Bedingungen für die Testdurchführung kaum zu erreichen sind. Dennoch können diese Entladetests zusätzliche Informationen über den Betriebszustand der Batterie bzw. einzelner Zellen gegenüber der sonstigen Anlagenauswertung bzw. -überwachung hinaus liefern.

Summary

Lifetime and performance of batteries in PV systems heavily depend on a couple of aspects such as:

- system design and sizing
- selection criteria for components
- operation and maintenance
- plant operator
- plant monitoring

Minor failures during system design and sizing or small modifications of the plant operation may have a big influence on battery life time and performance. The main reasons for the relative short life time of batteries in PV systems were found to be: Higher energy demand and throughput as initially expected, modified plant operation (manual overwriting of automatic control), poor deep discharge protection, and insufficient plant monitoring and performance assessment.

In the past years the life span of batteries in PV systems could be increased by applying improved plant operation modes and advanced system technology.

The execution of discharge tests for the determination of the battery state-of-health were found to be quite difficult, since the regular plant operation has to be stopped. Furthermore acceptable, reproduceable test conditions are hard to realize. However these tests can provide additional informations about the state-of-health of the individual battery cells.

1. Einleitung

Einer der Schwerpunkte des BMBF-Förderprojekts „Systemkorrelierende Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen in bestehenden PV-Anlagen“ liegt

in der Untersuchung der von außen vorgegebenen Betriebsbedingungen, der Batteriealterung und des daraus resultierenden Betriebsverhaltens von Bleibatterien bei solartypischem Zyklusbetrieb. Neben der Auswertung der Anlagendaten und physio-chemischen Analysen einzelner, über mehrere Jahre in PV-Systemen betriebenen Batterien, wurden auch Feldtests zu Bestimmung des Batteriezustandes und der verfügbaren Restkapazität vor Ort durchgeführt.

Im Rahmen des Projekts wurden vorwiegend „größere“ Anlagen, d.h. im Bereich der Hausstromversorgung und darüberhinaus untersucht, da für diesen Anlagentyp sowohl quantitativ als auch qualitativ ausreichend Messdaten zu Verfügung standen. Kleinere Systeme konnten wegen der fehlenden Messdaten dagegen nur begrenzt berücksichtigt werden.

Bei den untersuchten Batteriesystemen handelt es sich überwiegend um geschlossene Bleibatterien mit flüssigem Elektrolyt – nur in wenigen Fällen wurden Bleibatterien mit festgelegtem Elektrolyt (Gel/Vlies-Technologie) verwendet.

2. Betriebsbedingungen und Betriebsführung

2.1. Einleitung

Die Funktionstüchtigkeit, die Energieerträge und vor allem die Lebensdauer der Batterien in Photovoltaik-Anlagen hängt von mehreren Faktoren ab:

- Anlagenplanung bzw.-dimensionierung
- Komponentenauswahl
- Betriebsführung
- Anlagenbetreiber
- Anlagenüberwachung

Dabei spielt, wie die Untersuchungen im Rahmen des Projekts gezeigt haben, die Betriebsführung, die bei vielen der untersuchten Anlagen sehr unterschiedlich gestaltet war, eine sehr wesentliche Rolle für die zu erwartende Batterielebensdauer. Allerdings ist die Betriebsführung, wobei hier nochmals zwischen der ursprünglich geplanten Betriebsführungsstrategie und der sich dann im Lauf der Zeit einstellenden tatsächlichen Betriebsweise unterschieden werden muß, nicht der einzige lebensdauerbestimmende Parameter: Der Batterietyp, Belastungsprofile (Tag, Woche, Jahreszeit), die Verbrauchsentwicklung nach Inbetriebnahme der PV-Anlage, etc. beeinflussen ebenfalls die Lebensdauer – die beste Betriebsführungsstrategie kann einen vorzeitigen Anlagenausfall nicht verhindern (vor allem wenn diese

Strategie im alltäglichen Betrieb nicht eingehalten wird oder eingehalten werden kann), wenn bereits bei der Planung schwerwiegende Fehler bzw. Versäumnisse vorliegen.

Für die Batteriebensdauer spielen also eine Reihe von unterschiedlichen Faktoren eine Rolle, wobei zum einen diese Faktoren von verschiedenen Beteiligten (wie z.B. dem Anlagenplaner, dem Errichter, dem Betreiber, etc.) beeinflusst werden, zum anderen die Beeinflussung in unterschiedlichen Betriebsphasen sich auswirken (z.B. durch stetig steigenden Energiebedarf des Anlagenbetreibers).

2.2. Anlagenplanung und Dimensionierung

2.2.1. Zielkonflikt: Niedrige Investitionskosten / lange Lebensdauer

Bei der Anlagenplanung tritt immer wieder ein grundsätzliches Problem auf: Zum einen soll die Anlagenplanung auf möglichst geringe Investitionskosten abzielen (was aber im Endeffekt nicht immer gleichzeitig auch niedrige Betriebskosten bzw. Stromgestehungskosten bedeutet), zum anderen soll die PV-Anlage zuverlässig und langlebig sein sowie einen hohen Energieertrag liefern. Bei diesem Zielkonflikt wird häufig auf Kosten der Batterie bzw. deren Lebensdauer versucht zu sparen – eines der häufigste Beispiele sind die Kleinanlagen (Schrebergarten, Camping, etc...) bei denen sehr häufig aus Kostengründen (d.h. anfängliche Investitionskosten, nicht Betriebskosten) „billige“ Starter- oder LKW-Batterien eingesetzt werden. Daß diese Batterien, die bei vergleichbarer Anlagenkapazität ca. 50% billiger als eine „Solarbatterie“ sind, wegen der hohen Selbstentladung und der sehr geringen Zyklenbensdauer im typischen PV-Betrieb über die Anlagenlebensdauer dem Betreiber teurer kommen (und zusätzlich mit zunehmender Betriebsdauer zu technischen Einschränkungen wie häufigere Lastabwürfe führen) wird bei der Kaufentscheidung oft nicht berücksichtigt.

2.2.2. Ermittlung des Energiebedarfs

Ein weiteres, grundsätzliches Problem für den Anlagenplaner liegt in der Bedarfsabschätzung: Der vorraussichtliche Energiebedarf wird häufig zu niedrig angesetzt. Ursachen hierfür sind eine oft zu optimistische Einschätzung des zukünftigen Anlagenbetreibers über den tatsächlichen Energiebedarf bzw. die Möglichkeiten zur Energieeinsparung. Dieses angenommene Einsparpotential ist entweder technisch nicht wie geplant zu realisieren oder aber nur mit höheren Kosten als, aus Sicht des Anlagenbetreibers, der ja bereits die nicht unerheblichen Kosten der Solaranlage zu tragen hat, akzeptabel. Deshalb unterbleiben diese

ursprünglich noch vorgesehenen Maßnahmen nach Installation der PV-Anlage – die Batterie muß also unter ganz anderen Betriebsbedingungen als geplant arbeiten.

2.2.3. Anstieg des Energiebedarfs

Zum anderen ist bei fast allen untersuchten Anlagen, bei denen vor der Installation der PV-Anlage entweder überhaupt keine Stromversorgung vorhanden war oder aber für den Betrieb einiger Lasten kurzzeitig ein Dieselgenerator gestartet wurde, zu beobachten, daß der Stromverbrauch mit der zunehmenden Elektrifizierung des Haushalts oft stark zunimmt. Die Zunahme erfolgt dabei bis nach mehreren Betriebsjahren die „Sättigung“ erreicht ist – d.h. der Stromverbrauch liegt im Extremfall ähnlich hoch wie der eines vergleichbaren Nutzers mit Anschluß an das öffentliche Stromnetz. Wegen des höheren Energiebedarfs wird der Ladungsdurchsatz durch die Batterie ansteigen, gleichzeitig wird der mittlere Ladezustand sinken und Ausgleichladungen werden seltener wenn überhaupt noch erfolgen. Unter diesen, gegenüber der ursprünglichen Planung oft deutlich geänderten Betriebszuständen ist natürlich eine Batterie einer signifikant höheren Belastung und damit schnelleren Alterung ausgesetzt.

Deutlich ist diese Entwicklung und deren Folgen für die Betriebsweise der Batterie in der PV-Anlage Brunnenbach zu beobachten wie die nachfolgenden Bilder, bei denen jeweils die Jahre 1990 und 1994 dargestellt wurden, zeigen: Der durchschnittliche monatliche Ladungsumsatz der Batterie stieg von der 5-fachen Nennkapazität auf die 7-fache Nennkapazität an, also eine Zunahme um 40%. Die Verteilung der entsprechenden Strom-Spannungspunkte zeigt zum einen, daß die durchschnittliche Strombelastung bei Entladung zugenommen hat (mehr und größere Lasten wurden angeschlossen), die Entladespannungen gesunken sind (geringerer Ladezustand, tiefere Entladungen durch manuelle Anlagensteuerung) und kaum noch Volladungen stattgefunden haben. Dies drückt sich auch in der Häufigkeitsverteilung des Ladezustands aus [1], [2], [3].

Eine Ausnahme bilden hier natürlich Anwendungen bzw. Systeme, bei denen der „Faktor Mensch“ keinen bzw. nur sehr geringen Einfluß auf den laufenden Anlagenbetrieb bzw. Strombedarf hat wie z.B. bei Verkehrssignalanlagen, Straßenlampen, etc... Bei diesen Anlagen ist im Regelfall nicht damit zu rechnen, daß der Strombedarf sich während der Betriebsdauer des Systems wesentlich erhöht. Falls die Ermittlung des Strombedarfs korrekt durchgeführt und die ursprüngliche Nutzung nicht variiert wurde (z.B. durch den Einbau weiterer oder anderer Verbraucher) ist in diesen Fällen nicht mit einer, für die Batterielebensdauer nachteiligen Entwicklung des Strombedarfs, zu rechnen.

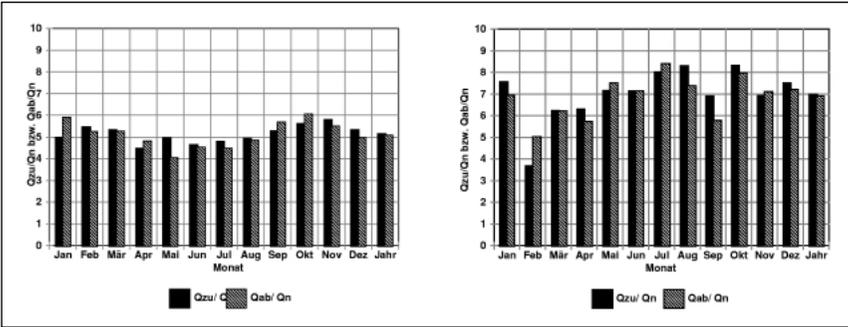


Abbildung 1: Ladungsdurchsatz (Ladung Q_{zu} , Entladung Q_{ab}) bezogen auf die Nennkapazität Q_n (500 Ah) bei der PV-Anlage Brunnenbach in 1990 (links) und 1994 (rechts).

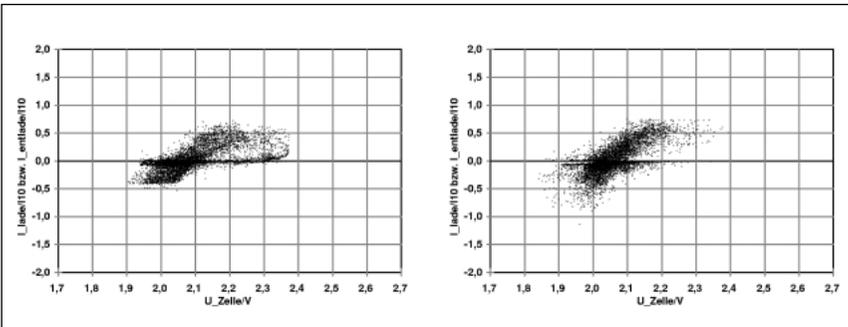


Abbildung 2: Strom-Spannungspaare (Stundenmittelwerte) bezogen auf Zellenspannung und I_{10} bei der PV-Anlage Brunnenbach in 1990 (links) und 1994 (rechts).

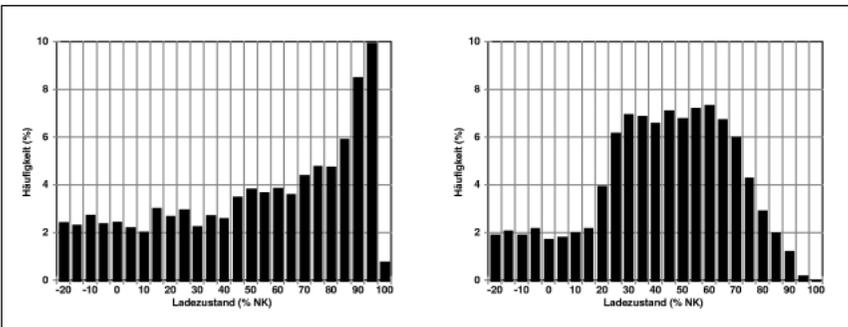


Abbildung 3: Verteilung des Ladezustands (SOC) in der PV-Anlage Brunnenbach in 1990 (links) und 1994 (rechts).

2.3. Batteriebetriebsführung

Hauptziel jeder Batteriebetriebsführung sollte neben dem Erreichen einer hohen Batterielebensdauer das Erzielen von möglichst geringen Speicherverlusten sein, d.h. von der zuvor in die Batterie geladenen Energie sollte ein größtmöglicher Anteil wieder entnehmbar sein. Leider lassen sich diese beiden Ziele nicht immer vollständig zur Deckung bringen: So sind zum Beispiel für das Erreichen einer hohen Lebensdauer regelmäßige Voll- und Ausgleichladungen notwendig – andererseits sinkt der Energiewirkungsgrad der Batterie in diesem Betriebsbereich deutlich ab.

2.3.1 Schutz der Batterie vor Tiefentladung

Zum Schutz der Batterie vor Tiefentladung ist es wichtig, daß der Laderegler eine beginnende Tiefentladung überhaupt erkennt und erst nach einer ausreichenden Nachladung wieder eine Entladung der Batterie erlaubt. Gerade das Erkennen einer beginnenden Tiefentladung ist bei sehr kleinen Entladesströmen im Bereich von ca. I_{100} , wie sie häufiger bei Batteriesystemen, die als Saisonspeicher (Beleuchtungssysteme, Verkehrssignalanlagen) eingesetzt werden oder bei Stromversorgungsanlagen im „Stand-By“ (z.B. bei Hausstromversorgungen in der Nacht) vorliegen, über eine reine Spannungsüberwachung kaum zu detektieren. Die Batteriespannung ist bei diesen sehr kleinen Entladesströmen kein zuverlässiges Maß für den Ladezustand – selbst bei fast vollständig entladener Batterie ist die Zellenspannung noch ca. 2 V, also deutlich oberhalb der von den meisten Laderegler verwendeten Abschaltsschwellen von ca. 1,9V.

Bei den ersten, als Demonstrations- und Versuchsanlagen errichteten PV-Anlagen waren die Abschaltsschwellen sogar auf noch kleinere Werte wie z.B. 1,80 V/Zelle eingestellt. Diese Einstellungsempfehlungen wurden oft direkt von den Batterieherstellern bzw. deren Datenblättern übernommen, ohne dabei zu beachten, daß sich diese angegebenen Werte auf deutlich höhere Entladesströme beziehen.

Die rein spannungsgesteuerten Laderegler haben in diesen Anwendungsgebieten deutliche Nachteile gegenüber neueren Entwicklungen, bei denen der Laderegler den Ladezustand mit Rechenverfahren on-line bestimmt und diesen dann als Hauptkriterium für die Lastfreischaltung der Batterie bei beginnender Tiefentladung einsetzt.

Diese Geräte sind entweder separat zur Nachrüstung bei bestehenden und neuen Anlagen einsetzbar oder der Rechenalgorithmus ist bereits in den Laderegler implementiert. Der Vergleich der auftretenden Batterieladezustände vor und nach dem Einbau eines Messgeräts zur on-line Bestimmung des Ladezustand zeigt, daß durch die modifizierte Betriebsführung

niedrige Ladezustände deutlich seltener auftraten, d.h. insgesamt eine deutliche Verbesserung der Batteriebetriebsführung erreicht wurde [4].

2.3.2. Schutz der Batterie vor Überladung

Ebenso wie die Batterie gegen Tiefentladung zu schützen ist, muß vermieden werden, daß die Batterie durch übermäßiges Laden (vor allem wenn in den Sommermonaten wenig/keine Energie entnommen wird) geschädigt wird. In den meisten Fällen begrenzen die Laderegler die Ladeschlußspannung auf 2,30 – 2,35 V/Zelle um übermäßige Gasung (verbunden mit Wasserverlust des Elektrolyten) und verstärkte Korrosion zu verhindern. Bei größeren Anlagen ist im Regelfall eine Temperaturkompensation der Ladeschlußspannung vorhanden.

Bei länger anhaltenden Ladephasen (z.B. reine Inselsysteme mit Stromüberschuß im Sommer) sollte während dieser Betriebsphase die Ladeschlußspannung geringer sein.

2.3.3. Ausreichende Nachladung der Batterie

Neben dem Vermeiden von Tiefentladungen und Überladung hat eine ausreichenden Nachladung eine zentrale Bedeutung für das Erreichen einer hohen Lebensdauer. Hierbei muß unterschieden werden zwischen:

- Nachladung im PV-Zyklusbetrieb
- Gasungsladung
- Ausgleichsladung

Nachladung im PV-Zyklusbetrieb

Darunter wird die Nachladung der Batterie über den Solargenerator bzw. Back-up Generatoren im regulären Betrieb, d.h. ohne manuelle Eingriffe oder Ladevorgängen wie der Gasungs- bzw. Ausgleichsladung verstanden. Es sollte ein Ladefaktor (d.h. Verhältnis zwischen zugeführter und entnommener Ladung) von mindestens 1,05 erreicht werden, falls eine Elektrolytumwälzungsanlage vorhanden ist. Ist keine Elektrolytumwälzung (nicht zu verwechseln mit der nachfolgend beschriebenen Gasungsladung) vorgesehen, sollte der Ladefaktor über 1,05 liegen. Werden diese Vorgaben über einen längeren Zeitraum nicht erreicht, ist dies ein Indiz dafür daß die Batterie nur in teilgeladenem Zustand betrieben wurde.

Gasungsladung

Durch die Gasungsladung, d.h. Ladung bei erhöhter Ladeschlußspannung von bis zu 2,5 V/Zelle über einen Zeitraum von ca. 3 Stunden wird versucht die sich im Zyklusbetrieb ausbildende Säuresichtung (die für die Sulfatierung verantwortlich ist) aufzuheben. Diese

Gasungsladung sollte ein- bis zweimal je Monat durchgeführt werden. Voraussetzung für eine solche Gasungsladung ist aber neben einem ausreichend hohen Ladezustand der Batterie, daß der Solargenerator genügend Leistung bereitstellen kann (oder diese von einem Zusatzaggregat kommt) um die Batteriespannung bis zu 2,5 V/Zelle zu erhöhen.

Bei der Mehrzahl der untersuchten Anlagen (ohne Elektrolytumwälzung) wurden durch den Laderegler regelmäßig Gasungsladungen durchgeführt bzw. der Anlagenbetrieb wurde im Lauf der Zeit auf die Durchführung einer Gasungsladung umgestellt. Diese Gasungsladungen hatten sicher einen nicht unerheblichen Anteil an der Zunahme der Batterielebensdauer, obwohl der Effekt im Rahmen der Untersuchungen nicht quantifizierbar ist.

Ausgleichsladung

Durch die Ausgleichsladung wird der unterschiedliche Ladezustand einzelner Batteriezellen, der sich bei PV-Zyklusbetrieb einstellt (vgl. auch Abbildung 4), weitgehend aufgehoben. Die Unterschiede im Ladezustand einzelner Zellen können (abhängig vom Batteriealter und den Betriebsbedingungen) bis zu 15 % und mehr betragen. Für die Ausgleichsladung ist eine Ladung mit Ladeschlußspannung über Zeitspanne von mindestens 12 Stunden anzusetzen. Dies ist im Regelfall mit einer Batterieladung allein über einen PV-Generator nicht zu erreichen, eine vollständige Ausgleichsladung kann nur durch den Einsatz eines Zusatzgenerators realisiert werden.

Ausgleichsladungen wurden bei den untersuchten Anlagen bisher nicht bzw. sehr selten durchgeführt, da diese Betriebsweise zum einen nicht in die Anlagensteuerungen implementiert waren und zum anderen deren manuelle Durchführung mit einem erheblichen Aufwand (dessen Nutzen eben nicht unmittelbar feststellbar ist) verbunden gewesen wäre.

2.4. Einfluß des Anlagenbetreibers

Bei den meisten Anlagenbetreibern waren nur sehr unzureichende Kenntnisse über Batterien im allgemeinen und deren Einsatz in PV-Anlagen im besonderen vorhanden. Darüberhinaus wurde die Batterie während des Anlagenbetriebs weitestgehend von den Anlagenbetreibern „ignoriert“ – ganz im Unterschied zu anderen Komponenten der PV-Anlage wie den Modulen oder Wechselrichter, die vordergründig für den Betrieb der Anlage die wesentlicheren Bedeutung haben und bei denen z.B. durch die Anzeigenelemente der Betriebszustand für den Anlagenbetreiber transparent wurde.

Der Grund dafür liegt sicher auch in der Tatsache begründet, daß es bei Batterien sehr schwierig und langwierig ist den tatsächlichen Zustand der Batterie zu bestimmen bzw. Veränderungen im Betriebsverhalten wahrzunehmen. Dies ist dem Anlagenbetreiber im Normalfall nicht möglich. Erst wenn die Batterie, bedingt durch die Alterung und zunehmendem Kapazitätsverlust, durch häufigere Lastabwürfe bzw. häufigeres Zuschalten des Nachladegeräts auf sich aufmerksam machte, begannen die Anlagenbetreiber sich Gedanken zu machen – allerdings ist die Batterie, wenn die zunehmenden Lastabwürfe auftreten, meist schon weitgehend geschädigt, so daß durch eine wesentliche Änderung der Betriebsweise die Abnahme der Batteriekapazität zwar u.U. noch verlangsamt werden kann, aber nicht mehr gestoppt werden kann.

Da die Batterie von den Anlagenbetreibern wie oben beschrieben meist als „Black Box“ betrachtet wird, Verschlechterungen der Betriebsbedingungen sich meist erst mit sehr großer zeitlicher Verzögerung bemerkbar machen und die Bestimmung des Batteriezustands (hier ist nicht der Ladezustand gemeint sondern der „Gesundheitszustand“) selbst Fachleuten Schwierigkeiten bereitet, ist es leicht nachvollziehbar, daß der Betreiber der Anlage in den meisten Fällen nicht über den Zustand der Batterie informiert ist.

Der Anlagenbetreiber hat durch sein Nutzerverhalten oder Änderung bei der Betriebsführung (manuelle Eingriffe in die Anlagensteuerung, Modifikation der Anlagensteuerung selbst) den größten Einfluß auf die Betriebsweise der Batterie und damit deren Lebensdauer. So können scheinbar geringe Änderungen (die bei der Anlagenplanung nicht berücksichtigt werden konnten) über einen langen Zeitraum sich deutlich auf die Lebensdauer auswirken.

Mit zunehmender Betriebsdauer konnte bei einigen Anlagen beobachtet werden, daß die manuellen Eingriffe durch den Betreiber zunahmen. Die Ursache dafür war meist darin begründet, daß der Anlagenbetreiber der Meinung war die Anlage würde zuwenig Strom liefern. Hintergrund hierfür ist die oben erwähnte Zunahme des Energiebedarfs bzw. die von Anfang an falsche Dimensionierung. Deshalb wurden von den Betreibern u.a. Schwellwerte, die zum Start eines Nachladegeräts geführt hätten oder einen Lastabwurf zur Folge gehabt hätten ignoriert bzw. außer Funktion gesetzt. Der kurzfristige Erfolg ist, daß mehr Energie der Batterie entnommen werden kann und damit mehr bzw. größere Lasten betrieben werden können, die Solaranlage also scheinbar besser geworden ist. Dieser „Erfolg“ gibt natürlich dem Anlagenbetreiber zunächst recht. Andererseits wird die Batterie dadurch zunehmend in teilgeladenem Zustand betrieben, eine ausreichende Nachladung findet nicht bzw. kaum noch statt – die Batterielebensdauer geht also zurück. Leider wirkt sich diese Veränderung erst viel später negativ aus, so daß die Auswirkungen der manuellen Eingriffe für den Anlagenbetreiber nicht unmittelbar spürbar sind.

2.5. Anlagenüberwachung

Bereits zu Projektbeginn wurde deutlich, daß nur bei einem, im Vergleich zu den insgesamt errichteten PV-Anlagen, sehr geringen Teil der realisierten Anlagen eine für eine fundierte Auswertung notwendige Messtechnik installiert und über einen ausreichend langen Zeitraum (d.h. in der Größordnung der Batterielebensdauer) betrieben und betreut wurde. Der Hauptzweck dieser installierten Messsysteme war nun aber nicht die Betriebsüberwachung der Batterie sondern meist die Beurteilung des Betriebsverhaltens der Gesamtanlage – bei dieser Betrachtungsweise wurde die Batterie meist auf die Funktion eines Energiespeicher mit nicht optimalem Wirkungsgrad (d.h. Energiesenke) reduziert. Messdaten für eine gezielte Auswertung des Batteriebetriebsverhaltens standen somit nur eingeschränkt zu Verfügung bzw. mußten durch Zwischenrechnungen erst aus den vorhandenen Daten generiert werden.

Darüberhinaus war nur bei den größeren Systemen, d.h. Hausstromversorgungen, etc. eine nutzbare Messtechnik über den für die Auswertung der Batteriedaten notwendigen Zeitraum betrieben worden – gerade bei den (von der Anzahl der installierten Systeme) dominierenden Kleinanlagen (z.B. Schrebergarten, Verkehrsleittechnik, etc.) waren, von ganz wenigen Demonstrations- und Versuchsanlagen abgesehen, keine Messdaten verfügbar.

Für eine Überwachung der Anlage, speziell der Batterie, waren die eingesetzten Messsysteme in der Regel nicht konzipiert. Dem Anlagenbetreiber selbst wurden damit keine Informationen über den Zustand der Batterie gegeben. Wenn überhaupt konnte nur über zeitversetzte, aufwendige off-line Rechenverfahren, die nicht durch den Anlagenbetreiber durchgeführt werden konnten, Aussagen über den Batteriezustand gemacht werden.

Für die reine Anlagenüberwachung vor Ort, d.h. die primäre Zielsetzung des Anlagenbetreibers ist der on-line berechnete Ladezustand sicher der am besten geeignetste Parameter – leider verfügen bisher nur wenige Laderegler und Systemkomponenten über diese Eigenschaft.

3. Feldtests zur Kapazitätsbestimmung

Bei ausgewählten Anlagen (Brunnenbach, Haus Langer, Wartehalle, etc.) wurden Feldtests zur Bestimmung der Batteriekapazität und des Batteriezustands durchgeführt. Diese Untersuchungen wurden im Lauf des Projekts und des Vorgängerprojekts mehrfach durchgeführt.

Diese Kapazitätstests sind nach heutigem Stand der Technik die einzige, zerstörungsfreie Methode um den Batteriezustand und die verfügbare Kapazität von Batterieanlagen und

Einzelzellen (vorausgesetzt die Polableiter der einzelnen Zellen sind für Messzwecke zugänglich) zuverlässig zu bestimmen. Darüberhinaus können diese Tests auch als Abnahmetest bei der Anlageninbetriebnahme verwendet werden.

Bei der praktischen Durchführung der Kapazitätstests traten eine Reihe von Schwierigkeiten auf, auf die im Folgenden eingegangen wird.

3.1. Batteriebetrieb ist zur Stromversorgung des (der) Verbraucher aufrechtzuerhalten

Die Batterie ist die zentrale Komponente zur Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebs – wird die Batterie, wie es für die Durchführung eines Kapazitätstests mit konstanter Entladung notwendig ist, von der übrigen Anlage getrennt, können die Verbraucher über einen Zeitraum von über 10 Stunden nicht mehr oder nur noch eingeschränkt versorgt werden. Da dies einen massiven Eingriff in den Anlagenbetrieb darstellt, ist ein Kapazitätstest unbedingt mit dem Anlagenbetreiber abzustimmen – im Extremfall muß durch ein Zusatzaggregat eine Versorgung von kritischen Verbrauchern gesichert werden.

3.2. Volladung vor der Entladung

Um eine Kapazitätsbestimmung nach DIN durchzuführen ist es erforderlich, daß die Batterie vor Beginn der Entladung „vollgeladen“ ist – allerdings erreicht eine Batterie in einer PV-Anlage die in der DIN gestellten Anforderung im normalen PV-Zyklusbetrieb nicht. Das DIN Kriterium, welches in PV-Anlagen nur mittels Zusatzgenerator zu realisieren ist, setzt voraus, daß sich der Ladestrom gegen Ende der Ladung bei Konstanzspannungsladung über einen Zeitraum von 2 Stunden nicht mehr ändert.

Alternativ dazu wurden im Rahmen des Projekts realisierbare Volladekriterien entwickelt: Die Batterie gilt als „voll“ wenn der Ladestrom bei Konstanzspannungsladung unter einen vorgegebenen, altersabhängigen Schwellwert gesunken ist und/oder eine gezielte Überladung der Batterie (d.h. zugeführte Ladungsmenge (abhängig von Ladeschlußspannung) deutlich höher als die Nennkapazität durchgeführt wurde [5].

Auf die Durchführung einer vollständigen Entladung der Batterie vor der nachfolgenden Volladung als Einleitung der eigentlichen Kapazitätsprobe wird im Normalfall aus Zeitgründen verzichtet werden müssen. Allerdings würde diese Untersuchung interessante Informationen zu der während des regulären Zyklusbetriebs tatsächlich nutzbaren Kapazität bzw. über die sich im Zyklusbetrieb einstellende Streuung des Betriebsverhaltens einzelner Zellen liefern.

Die Einhaltung einer Ruhezeit nach Feststellen des Volladezustands von 2 – 4 Stunden wird wiederum aus Zeitgründen kaum möglich sein.

3.3 Entladung mit konstantem Entladestrom

Die Entladung sollte mit konstantem Strom (I_{10}) während der gesamten Entladung durchgeführt werden. In PV-Anlagen ist dies aber meist nicht möglich, da typischerweise für die Entladung in PV-Anlagen entweder ohmsche Verbraucher (Heizwiderstände) als Last eingesetzt werden oder die Entladung über den in der Anlage vorhandenen Wechselrichter und damit betriebene Verbraucher (z.B. Heizgeräte) stattfindet. Bei der Entladung über ohmsche Verbraucher in Form von Heizwiderständen führt die abnehmende Batteriespannung zu einem allmählichen Absinken des Entladestroms. Bei der Entladung über den Wechselrichter wird bei konstanter Wechselstromlast die sinkende Batteriespannung dagegen zu einem Ansteigen des Entladestroms führen.

Die Höhe des Entladestroms wird mit Rücksicht auf den Anlagenbetrieb meist I_{10} oder höher gewählt werden um die Betriebsunterbrechung möglichst kurz zu halten – eine Entladestrom von I_{10} oder höher ist aber im normalen PV-Zyklusbetrieb äußerst selten – hier liegen die typischen Entladeströme deutlich niedriger.

3.4. Nachladung nach Entladung

Nach Beendigung der Entladung sollte die Batterie umgehend durch ein (vorhandenes oder zu beschaffendes) Zusatzaggregat wieder aufgeladen werden – eine reine Nachladung über den PV-Generator (beginnend ab dem nächsten Morgen, Dauer bis zur Volladung abhängig von dem Verhältnis PV-Generator/Batteriekapazität und der während der Nachladung entnommenen Energien für die Verbraucher) ist nicht ratsam.

3.5. Wiederholung des Tests

Um die Entwicklung einer Batterie bzw. einzelner Zellen über einen längeren Zeitraum zu beobachten ist es notwendig den Kapazitätstest zu wiederholen (z.B. alle 2 Jahre). Bei der Wiederholung des Tests müssen dieselben Bedingungen wie bei den vorhergehenden Tests (Volladezustand, Entladestrom, Entladeschlußkriterium, etc.) eingehalten werden um die einzelnen Testergebnisse vergleichen zu können.

3.6 Messwerterfassung

Für die Auswertung des Kapazitätstest müssen folgende Messgrößen aufgezeichnet werden:

- Entladestrom
- Spannung der Batterie (wenn möglich auch die Spannung einzelner Blöcke/Zellen)
- Batterietemperatur

Wenn möglich sollten diese Werte kontinuierlich durch einen Datenlogger aufgezeichnet werden – wenn dies nicht möglich ist und sich die Randbedingungen während der Entladung nicht wesentlich verändern (Entladestrom) ist ein Messintervall von 10 - 15 Minuten ausreichend. Diese Messintervalle sollten aber gegen Testende verkürzt werden.

Die Säuredichte aller Zellen (sofern zugänglich) sollte zumindest bei Beginn und Ende des Tests gemessen werden.

Abbildung 4 zeigt die Klemmenspannung der 108-Zellen der PV-Anlage Brunnenbach bei Durchführung einer Entladung mit I_c nach der Entnahme von ca. 250 Ah (bei einer Nennkapazität von 500 Ah) und einem Batteriealter von 7 Jahren. Vor der Entladung wurde die Batterie geladen, es konnte aber keine Vollladung durchgeführt werden, so daß der anfängliche Ladezustand ca. 85 % betrug. Deutlich zu erkennen ist, daß die tatsächlich verfügbare Kapazität einzelner Zellen innerhalb der Gesamtbatterie sehr unterschiedlich ist: Bei einigen Zellen lag die Klemmenspannung nach 250 Ah Entnahme bereits deutlich unter 1,80 V, vielen andere Zellen liegen unter 1,85 V. D.h. im normalen PV-Zyklusbetrieb ist das Betriebsverhalten einzelner Zellen sehr unterschiedlich, ohne regelmäßige Vollladung (die bei der untersuchten Anlage damals kaum stattfand) oder Ausgleichladungen wird sich dieser Zustand nicht ändern und die schwächsten Zellen werden im laufenden Betrieb durch den geringen Ladezustand und die Gefahr des „Umpolens“ schneller altern als die übrigen Zellen. Dadurch nimmt die Harmonie des Zellverbands weiter ab und die Gesamtbatterie wird durch den vorzeitigen Ausfall/Alterung einzelner Zellen geschwächt.

Die Durchführung von Entladetests zur Bestimmung des Batteriezustands in PV-Anlagen ist mit einigen Schwierigkeiten verbunden, da zum einen während des Tests der Anlagenbetrieb zumindest stark eingeschränkt ist, zum anderen DIN-gemäße Bedingungen kaum zu erreichen sind. Dennoch können diese Entladetests zusätzliche Informationen über den Betriebszustand der Batterie bzw. einzelner Zellen gegenüber der üblichen Anlagenauswertung bzw. -überwachung liefern.

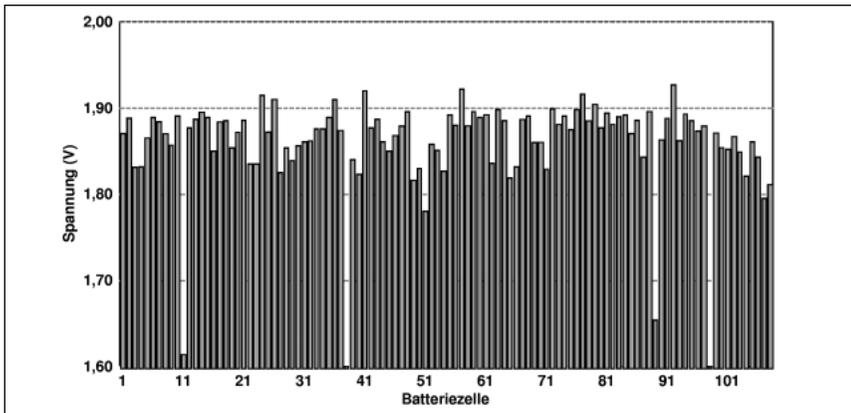


Abbildung 4: Klemmenspannung der einzelnen Batteriezellen beim Entladetest 1996 PV-Anlage Brunnenbach nach Entnahme von 250Ah.

Dank

Die beschriebenen Arbeiten und Ergebnisse wurden im Rahmen des BMBF-Projekts „Systemkorrelierende Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen in bestehenden PV-Anlagen“ Projektnummer 0329564A bzw. 0329564B durchgeführt. Ein besonderer Dank gebührt den Anlagenbetreibern und den beteiligten EVUs, insbesondere den Isar-Amper-Werken (IAW, Herr Reiner, Herr Pfeiffer) für die gute Zusammenarbeit.

Literatur

- [1] Untersuchung des typischen Lastprofils bei Bleibatterien in PV-Anlagen, Andreas Masch, Diplomarbeit FH München, 1996
- [2] Entwicklung von Auswerteparametern für Batterien in PV-Anlagen, Thomas Kraus, Diplomarbeit FH München, 1996
- [3] Systemkorrelierende Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen in bestehenden PV-Anlagen, Schlussbericht, BMBF-Projekt 0329564A
- [4] PV-Anlage Brunnenbach – 10 Jahre Betrieb, G. Pfeiffer et al., 14. PV Symposium Staffelstein, 10. - 12.03.99
- [5] Durchführung von Feldtests zur Kapazitätsbestimmung, D.U. Sauer, Systemkorrelierende Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen in bestehenden PV-Anlagen, BMBF-Projekt 0329564B

Stand und Zukunft von Speichersystemen

Unterschiedliche Betriebseigenschaften von AGM- und Gel-Batterien

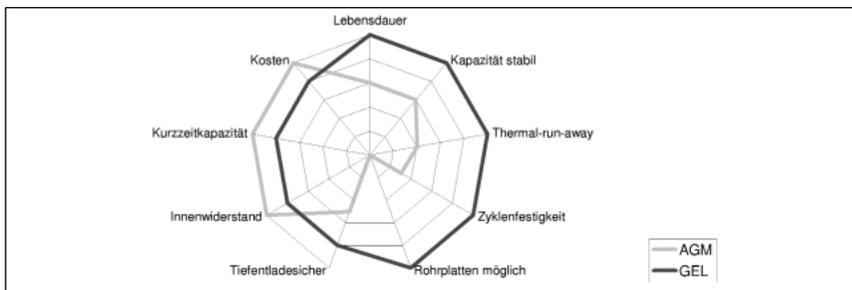
Dr. Wieland Rusch, BAE Berliner Batteriefabrik GmbH
12459 Berlin, Wilhelminenhofstr. 69
Tel: 030-53001 700, Fax: 030-5354949
e-mail: Wieland.Rusch@BAE-Berlin.de.

Zusammenfassung

Die unterschiedliche Elektrolytfestlegung verschlossener Batterien in Glasfaservlies (AGM) oder mit pyrogener Kieselsäure (GEL) hat einen erheblichen Einfluß auf die Betriebseigenschaften. In der folgenden Ausarbeitung wird gezeigt, daß GEL-Batterien in Bezug auf die Zyklenfestigkeit, die Tiefentladefestigkeit, der thermischen Belastbarkeit und der Stabilität der Kapazität über der Lebensdauer vorteilhafter sind als AGM-Batterien. AGM-Batterien haben wegen ihres geringen Widerstandes und ihrer geringeren Kosten Vorteile bei low-cost USV-Anlagen.

Summary

The different electrolyte fixing of VRLA-batteries with absorbed glass mat (AGM) or with pyrogenic silica (GEL) has a remarkable influence in the operational characteristics of that batteries. Here is shown, that the cyclebility, the deep discharge stability, the resistance against thermal runaway and the stability of the capacity over life are better for GEL-batteries. AGM have due to their low internal resistance and lower costs advantages for low cost UPS-batteries.



1. Unterschiede von verschlossenen zu geschlossenen Batterien

AGM (Absorbed Glass Mat) -Batterien und GEL-Batterien sind verschlossene Bleibatterien. Die Unterscheidungsmerkmale zu geschlossenen Batterien, d.h. Batterien mit flüssigem Elektrolyt, sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Eigenschaft	geschlossen	verschlossen
Elektrolyt	flüssige Säure mit Blattscheider	Säure festgelegt mit Kieselsäure (GEL) oder Glasvlies (AGM)
Nachfüllintervall Wasser	bei antimonarmer Legierung alle 3-5 Jahre	kein Wassernachfüllen über Gebrauchsdauer
Gasentwicklung bei LE	ca. 10 ml/h je 100 Ah/C ₁₀	ca. 1 ml/h je 100 Ah/C ₁₀
Ladeerhaltungsstrom	bei antimonarmer Legierung 15 mA bis 25 mA je 100 Ah/C ₁₀	GEL: 10 mA bis 30 mA je AGM: 20 mA bis 70 mA je 100 Ah/C ₁₀
Legierung	meist antimonarme Legierung	meist Blei-Calcium-Zinn Legierung
Zellenverschluß	Entgasungsstopfen	Überdruckventil
Lebensdauer	bei gleicher Konstruktion erreichen geschlossene Batterien eine um ca. 3 Jahre längere Lebensdauer als verschlossene	
Zyklusfestigkeit	sehr gut	Gel: gut / AGM: mäßig

Verschlossene Batterien benötigen im Gegensatz zu den geschlossenen Batterien kein Nachfüllwasser während der Gebrauchsdauer. Da der Wasserverlust durch die Zersetzung des Wassers in Wasserstoff und Sauerstoff entsteht, ist die Gasentwicklung bei verschlossenen Systemen auch deutlich – etwa der Faktor 10 – niedriger. Eine Gasentwicklung ist jedoch sowohl bei den AGM- als auch bei den GEL-Systemen vorhanden. Der Batterieraum muß daher auch belüftet werden, wenn auch gemäß VDE 0510 geringer als bei geschlossenen Systemen.

Im Bereitschafts-Parallel-Betrieb wird die Wasserzersetzung durch den Ladeerhaltungsstrom bewirkt. Nun fällt auf, daß trotz geringerer Wasserzersetzung der verschlossenen Systeme der Ladeerhaltungsstrom – besonders beim AGM-Typ – eher größer ist. Wofür wird der Strom verbraucht?

Wie in der Abb. 1 zu sehen, wird an der positiven Elektrode Wasser zersetzt. Der gasförmige Sauerstoff entweicht jedoch nicht aus der Zelle, sondern kann durch die Risse im Gel oder beim AGM-System durch die freien Poren zur negativen Elektrode wandern und vereinigt sich dort wieder mit den anderen Bestandteilen des Wassers. Nach der Rückdiffusion des Wassers ist der Kreis geschlossen. Strom wurde verbraucht, kein Gas ist entwichen, jedoch Wärme entstanden.

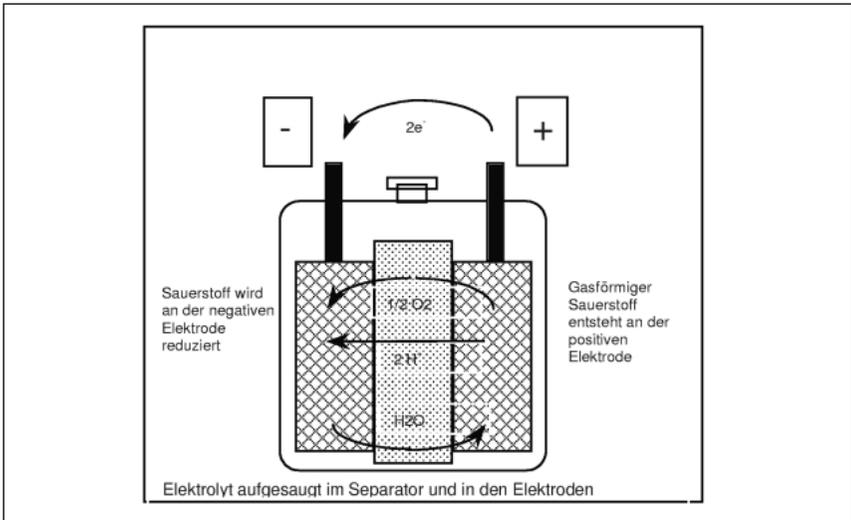
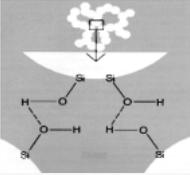
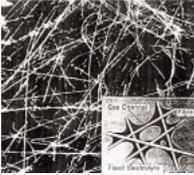


Abbildung 1: Sauerstoffkreislauf der verschlossenen Systeme

2. Festlegung des Elektrolyts

Die unterschiedlichen Betriebseigenschaften der AGM- und GEL-Systeme haben ihre Ursache in der Form der beiden SiO₂-Strukturen.

		
	GEL	AGM
Struktur	Si-O-O-Si – Molekülketten Durchmesser ca. 0,01µ	SiO ₂ -Fasern Durchmesser 0,25µ bis 3µ
Porengröße	0,1µ bis 1µ wie +/- Massen	1µ bis 10µ, größer als +/- Massen
SiO ₂ -Gewichtsanteil an der Säure	ca. 6 % SiO ₂	ca. 10 % SiO ₂
Beschaffenheit	paßt sich Gefäß und Platten an	begrenzt elastisch
Bei Wasserverlust	entstehen Risse	schrumpft das AGM-Vlies
Ort	füllt Gefäß bis Polbrücke	zwischen den Platten
Zusätzlicher mikro-poröser Blattscheider	ja	nein

3. Kleinere Poren binden die Flüssigkeit stärker als große Poren!

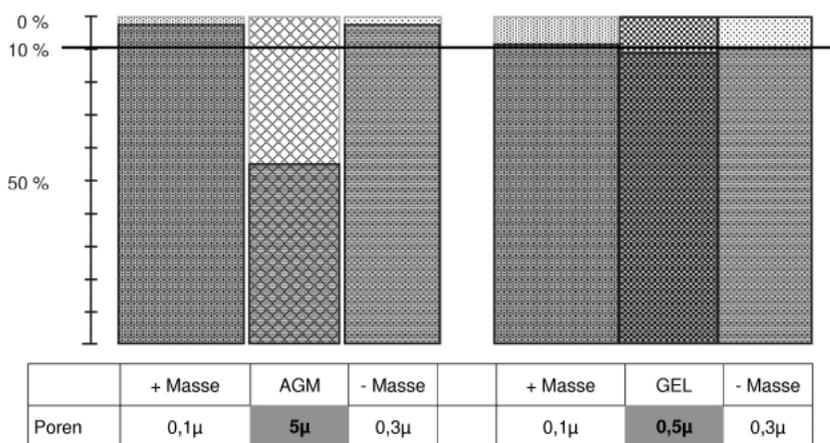
Die molekularen SiO_2 -Ketten des GEL binden Wasser und Schwefelsäure in ihre Struktur ein. Die effektive Porengröße ist hierbei um mehr als der Faktor 10 kleiner als bei den Poren, die sich beim AGM-Scheider zwischen den Fasern ergeben.

Entscheidend wird der Unterschied dadurch, daß die Poren der positiven und negativen Massen in der gleichen Größenordnung wie die des Gel sind, jedoch deutlich kleiner als die des AGM-Scheiders sind.

Die höhere Kapillarkraft der kleineren Poren bindet die Säure stärker als die der größeren Poren.

Der im Laufe der Zeit während der Erhaltungsladung auftretende Wasserverlust wird sich in der AGM-Zelle wegen der Kapillarkonkurrenz zu den kleineren Poren der positiven und negativen Massen auf den AGM-Scheider konzentrieren, während bei der GEL-Zelle der Wasserverlust sich gleichmäßig auf die Massen und das GEL verteilt. Am Lebensdauerende hat die Zelle einen Wasserverlust von 10 %. Der AGM-Scheider verliert mehr als 40 %.

Der Wasserverlust im AGM-Scheider führt zur Schrumpfung!



Wasserverlust innerhalb der Zelle

4. Stabilität der Kapazität während der Lebensdauer der Batterie

Der geschrumpfte AGM-Scheider verliert Kontakt zu den positiven und negativen Platten. Damit steigt der Innenwiderstand an und die Kapazität nimmt ab. Das erklärt, warum bei AGM-Batterien die Kapazität bereits nach 50 % der Lebensdauer stetig abnimmt, dagegen bei GEL-Batterien, ähnlich wie bei geschlossenen Batterien, die Kapazität bis zum Lebensdauerende stabil bleibt. Dieser Effekt des Schrumpfens hat eine amerikanische Firma dazu veranlaßt, in deren wartungsfreien AGM-Zellen nach 5 Jahren Wasser einfüllen zu lassen. Durch das zusätzliche Wasser expandierte der AGM-Scheider wieder und eine Kapazitätsverbesserung trat auf. Diese Notmaßnahme widerspricht jedoch völlig dem Prinzip der verschlossenen Batterien.

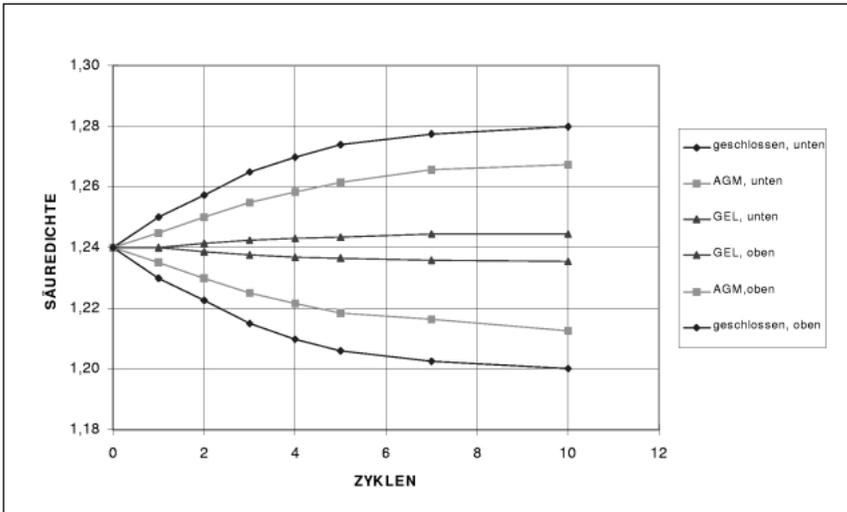
Der AGM-Scheider ist nur in geringem Maße elastisch, um das oben beschriebene Schrumpfen auszugleichen. Zusätzlich kommt erschwerend hinzu, daß durch den Druckaufbau in der Zelle die Außenwände ausbauchen. Die begrenzte Elastizität des AGM-Schaiders kann den zusätzlichen Raum nicht ausfüllen, der Anpreßdruck geht zurück und der Kontakt geht verloren. Die Kapazitätsverbesserung stark ausgebauchter Zellen nach dem Zusammenpressen der Zelle zwischen zwei Holzbrettern mit einer Schraubzwinge beweist den Effekt.

Ein weiteres Problem stellen die Toleranzen der Plattendicke dar. Kommen alle Platten in der unteren Toleranz in eine Zelle, wird diese Zelle nur noch einen geringen Anpreßdruck haben und damit dem stets vorhanden Schrumpf durch Wasserverlust noch früher ausgeliefert sein.

GEL paßt sich bei der Ausgelierung dem vorhandenen Zwischenraum an und bleibt auch später noch kriechfähig. Der Wasserverlust im GEL ist geringer, da er sich auch auf die positiven und negativen Massen verteilt. Durch den geringen Wasserverlust entstehen im GEL kleine Risse, die für den Sauerstofftransport günstig sind. Der Kontakt des GELs zu den Platten bleibt über die Lebensdauer erhalten, was die Stabilität der Kapazität der GEL-Batterien erklärt.

5. Zyklfestigkeit

Von geschlossenen Systemen (mit flüssigem Elektrolyt) ist bekannt, daß bei wiederholten Zyklen ohne ausreichende Säureumwälzung eine starke Säureschichtung entsteht, die zu einem raschen Rückgang der entnehmbaren Kapazität führt. Durch Überladung von ca. 20 % der entnommenen Kapazität oder durch eine mit eingeblassener Luft betriebene



Säureumwälzung kann bei geschlossenen Systemen die Säureschichtung vermieden werden (s. Produktinformation 98-14).

Bei GEL-Batterien ist der Elektrolyt in die SiO_2 -Matrix eingebunden. Er diffundiert beim Entladen aus dem Bereich zwischen den Platten horizontal in die Platten hinein und diffundiert beim Laden in entgegengesetzter Richtung. Eine Säureschichtung findet – auch ohne Überladung – nicht statt.

Bei AGM-Batterien tritt wegen der um den Faktor 10 größeren Poren bereits eine deutliche Säureschichtung auf, die sehr stark wird, wenn durch Schrumpfen des AGM-Scheiders Spalte zwischen den Platten und dem AGM-Scheider entstehen. Das reduziert die mögliche Zyklenzahl auf weniger als 50.

Die Säureschichtung läßt sich daran erkennen, daß die Kapazität der AGM-Batterie mit Säureschichtung wieder vorübergehend ansteigt, wenn man sie auf den Kopf stellt. Die Säureschichtung wird zunächst aufgehoben und stellt sich dann in umgekehrter Weise wieder ein.

In dem obenstehendem Diagramm sind die Säuredichten der drei Systeme während 10 Zyklen bei 100 % Entnahme der 5h-Kapazität mit einer Aufladung nach der I_U -Kennlinie, d.h. ohne Überladung dargestellt. Die Säuredichte im unteren Bereich der Platten steigt bei flüssigen Systemen stark an; entsprechend geht die Säuredichte oberhalb der Platten zurück.

Bei GEL-Batterien ist der Effekt vernachlässigbar. AGM-Batterien zeigen bereits eine deutliche Säureschichtung.

6. Korrosion der negativen Fahnen und Polbrücken

Es ist bekannt, daß die negative Fahne und die negative Polbrücke nur geschützt ist, wenn deren Oberflächen mit Säure gut benetzt sind. Besteht nur noch ein sehr dünner Film, dann sinkt wegen des Spannungsabfalls der Rekombinationsströme das Potential ab und die kompakten Bleiteile auf der negativen Seite wandeln sich in Bleisulfat um und zerfallen. Dieser Effekt tritt besonders bei AGM-Batterien auf, weil dabei diese Bauteile nicht mit Vlies bedeckt sind. Einige Hersteller sind dazu übergegangen, den Raum oberhalb des AGM-Plattensatzes mit GEL zu übersichten. Die BAE-GEL-Batterie wird von vorn herein in dem Fahnen- und Polbrückenbereich völlig mit GEL abgedeckt. Damit ist der kathodische Schutz dieser Teile sichergestellt.

7. Tiefentladesicherheit

Hierunter verstehen wir die Fähigkeit der Batterie komplett über einen Verbraucher entladen zu werden und in diesem Zustand eine Woche zu verbleiben, bevor die Batterie wieder aufgeladen wird. Das Problem besteht darin, daß beim Absinken der Säuredichte auf nahezu 1.0kg/l die Löslichkeit von Pb^{2+} so hoch wird, daß beim anschließenden Laden das Blei sich dendritenförmig an der negativen Platte abscheidet. Die Dendriten können dabei im ungünstigen Fall bis zur positiven Platte wachsen, Kurzschlüsse erzeugen und damit die Zelle zerstören. Durch die Zugabe von Natriumsulfat wird dieser Effekt vermindert. Ein Schutz gegen das Durchwachsen besteht jedoch in einem Scheider mit sehr kleinen Poren ($<1\mu$).

GEL-Batterien werden mit mikroporösen Blattscheidern mit Poren $<1\mu$ separiert und besitzen damit eine gute Tiefentladefestigkeit.

AGM-Batterien werden mit AGM-Scheidern separiert. Deren Poren im Bereich von 1-10 μ macht diesen Batterietyp anfällig gegen Durchwachsungen bei Tiefentladungen.

8. Kurzzeitkapazität

Die Fähigkeit, eine Batterie mit hohem Strom in kurzer Zeit zu entladen, wird verbessert, wenn der Innenwiderstand der Batterie vermindert wird. Eine vergleichbare Batterie von der Plattengröße und Plattenzahl hat als AGM-Ausführung einen um ca. 10% reduzierten

Innenwiderstand im Vergleich zur GEL-Ausführung. Die größeren Poren des AGM-Scheiders und der Wegfall des mikroporösen Blattscheiders reduziert den Innenwiderstand der AGM-Batterie. Wichtig ist darauf hinzuweisen, daß der Innenwiderstand der AGM-Batterien durch deren Austrocknen und Schrumpfen im Laufe der Zeit zunimmt. Typische Werte einer Batterie 6V 68Ah zu Beginn und am Ende der Brauchbarkeitsdauer sind:

	AGM	GEL
Innenwiderstand neu	1,4 mOhm	1,55 mOhm
Innenwiderstand nach 10 % Wasserverlust	2,4 mOhm	1,65 mOhm

9. Kosten

Die AGM-Scheider kosten etwa so viel wie die mikroporösen Scheider der GEL-Batterie. Die zusätzlichen Kosten für die GEL-Herstellung und -Einfüllung verteuern eine vergleichbare GEL-Batterie.

10. Baumerkmale von AGM- und GEL- Zellen

AGM-Zellen können nur bis zu einer Bauhöhe von 350–400 mm senkrecht betrieben werden. Zellen mit längeren Platten müssen waagrecht gelegt werden.

Alle GEL-Zellen können senkrecht betrieben werden. Die größte GEL-Zelle 24 OPzV 3000 hat eine Bauhöhe von 815 mm und wird senkrecht betrieben. Ein waagerechter Betrieb der GEL-Zellen ist ebenfalls möglich.

Der physikalische Grund liegt in den größeren Poren des AGM-Materials gegenüber dem GEL. Dadurch ist die Kapillarkraft geringer und es kommt durch die Wirkung der Schwerkraft zu einer nachteiligen Säureschichtung. Das ist der gleiche Effekt, der bei AGM-Zellen beschränkter Bauhöhe bei wiederholten Zyklen ebenfalls zu einer Säureschichtung führt. Langlebige GEL-Batterien werden vorzugsweise aus Rohrplatten hergestellt (OPzV-Baureihe). Bei dieser Bauform befindet sich die aktive Masse zwischen dem zentralen Ableiter aus Blei und dem Polyester-Geweberöhrchen. Die aktive Masse wird fest zusammengehalten und drückt auf die Korrosionsschicht des Bleiableiters. Dadurch bleibt der gute elektrische Kontakt innerhalb der Masse und zum Bleiableiter sehr lange erhalten.

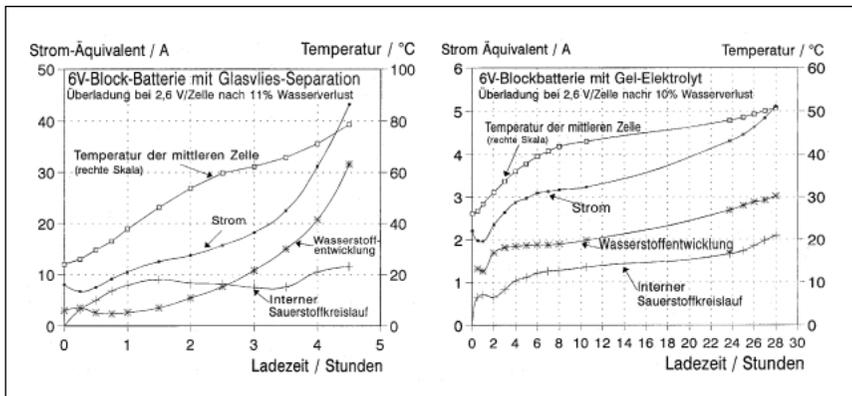
Diese Bauform ist in der AGM-Technik nicht verfügbar. AGM-Zellen werden aus den nicht so langlebigen Gitterplatten hergestellt.

11. Thermal run-away

Thermal-run-away tritt bei der Ladeerhaltung von Bleibatterien unter sehr ungünstigen thermischen Betriebsbedingungen auf. Werden die Blöcke oder Zellen einer großen Batterie dicht an dicht in Schränken ohne Luftzirkulation aufgestellt und bei hoher Ladeerhaltungsspannung (2,27V bis 2,30V statt 2,23V) betrieben, steigt die Temperatur der Batterie. Bei höheren Temperaturen nimmt der Ladeerhaltungsstrom zu. Damit steigt die Wärmeentwicklung und die Temperatur weiter an. Steigt die Temperatur innerer Zellen auf ca. 100 °C, verdampft das Wasser und die Zelle wird zerstört. Bereits ab etwa 80 °C treten irreversible Schädigungen der Zelle auf.

Auf der INTELEC-Tagung 1993 in Paris wurde ein thermal-run-away-Experiment von AGM- und GEL-Batterien gleicher Bauart vorgetragen, die eindrucksvoll die Unterschiede beider Batteriesysteme belegen.

GEL-Blöcke 6V 68Ah und AGM-Blöcke 6V 68Ah wurden bis zu einem Wasserverlust von ca. 10 % vorgealtert und dann mit einer Ladeerhaltungsspannung von 2,60V geladen. Diese erhöhte Spannung simuliert eine große Batterie mit einer sehr schlechten Wärmeabfuhr. Aus Proceedings 15.INTELEC, Paris 1993, D.Berndt, E.Meißner, W.Rusch „Aging effects...”



Bei der AGM-Batterie steigt der Strom innerhalb von 4,5h über 40A mit einem Anteil des inneren Sauerstoffkreislaufs von 12A Stromäquivalent. Die Temperatur hat bereits 80 °C erreicht und würde in Kürze 100 °C erreichen.

Die vergleichbare GEL-Batterie hat nach 4,5h noch eine Temperatur unter 40° C. Selbst nach 28h liegt sie noch bei 50° C und stabilisiert sich. Der interne Sauerstoffkreislauf ist nur auf 2A Stromäquivalent gestiegen. Der Gesamtstrom liegt bei 5A.

Der Vergleich zeigt deutlich, daß die GEL-Batterie thermisch viel stabiler ist. Der AGM-Scheider bietet sowohl dem Stromfluß als auch dem Sauerstoffstrom einen niedrigen Widerstand. Zudem ist der thermische Kontakt des Plattensatzes zum Gefäß wesentlich schlechter als bei GEL-Batterien.

Zusammengefaßt, AGM-Batterien besitzen im Gegensatz zu GEL-Batterien ein viel größeres Risiko eines thermal-run-away Effektes.

Weiterentwickelte Batteriesysteme für photovoltaische Kleinanlagen

Andreas Jossen, Harry Döring

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg,
GB 3 - Energiespeicherung und Energiewandlung, Helmholtzstraße 8, 89081 Ulm
Tel. 0731-9530-0, Fax: 0731-9530-666, e-mail: AJossen@huba.zsw.uni-ulm.de

Ein Teil der Arbeiten wurde durch die Europäische Union,
Kennzeichen JOR3-CT98-0305 gefördert.

Zusammenfassung

Der Beitrag beschreibt neuartige Batteriesysteme, wie sie zur Zeit für Anwendungen im Konsumerbereich auf den Markt drängen. Im Rahmen von meßtechnischen Untersuchungen wurde deren Eignung für photovoltaisch versorgte Kleinsysteme geprüft. Untersucht wurden neben den heute üblicherweise eingesetzten Bleibatterien Nickel-Metall-Hydrid (NiMH), wiederaufladbare alkalische Zink-Braunstein (RAM), Lithium-Metall und Lithium-Ionen Zellen. Die Ergebnisse zeigen, das RAM Zellen nicht für photovoltaische Kleinsysteme zu empfehlen sind. Die anderen untersuchten Technologien können prinzipiell eingesetzt werden. Für die Auswahl der Batterietechnologie werden Empfehlungen gegeben.

In einer weiteren Untersuchung wurden verschiedene wartungsfreie Bleibatterien daraufhin geprüft, ob sie den hohen Anforderungen des Winterbetriebs von Notrufsäulen gewachsen sind. Die Ergebnisse zeigen, daß Temperaturen unterhalb von -10°C zu erheblichen Kapazitätsverlusten bei Bleibatterien führen können, insbesondere wenn Tiefentladungen auftreten. Die Unterschiede zwischen den untersuchten Batterien sind hierbei erheblich.

Summary

This paper describes new battery technologies as they are placed on the market for consumer applications within the last years. The usability of these battery technologies for small photovoltaic systems was tested within laboratory tests. Therefore valve regulated lead-acid (normally used for small pv systems) batteries, nickel-metal-hydride batte-

ries(NiMH), rechargeable alkaline-manganese cells (RAM), lithium-metal and Lithium-ion batteries were investigated. The results show, that RAM cells should not used in pv systems. The other investigated battery technologies are useable for pv applications. Within the paper recommendations for choosing of the battery technology are given.

Within another investigation different types of valve regulated lead-acid batteries were investigated. The target was to find out behaviour of the batteries during winter months at low state of charge. The results show capacity losses of some batteries at temperatures below -10°C . The differences between the investigated batteries were very large.

1. Einführung

Photovoltaische versorgte Kleinsysteme werden zunehmend im industriellen und privaten Bereich eingesetzt. Hierbei handelt es sich um Systeme mit einer Solargeneratorgröße von bis zu etwa 10 Wp und einer mittleren Leistungsaufnahme von maximal einem Watt. An die Zuverlässigkeit dieser Systeme werden zum Teil sehr hohe Anforderungen gestellt (z.B. Notrufsäule, Meßstationen). Ferner ist zu berücksichtigen daß Systeme dieser Art in vielen Fällen im Außenbereich installiert sind und somit extreme Temperaturen (-20°C - $+50^{\circ}\text{C}$) auftreten können. Im Gegensatz zu größeren Systemen sind Wartungsarbeiten relativ kostspielig und sollten möglichst vermieden werden.

Unter diesen Randbedingungen stellt sich die Frage welche Batterietechnologien für photovoltaische Kleinsysteme am besten geeignet sind. Bisher werden für solche Systeme vorwiegend verschlossene Bleibatterien und Nickel Cadmium Batterien eingesetzt. Da die Investitionskosten für die Batterie im Verhältnis zu den Wartungs- und Reparaturkosten vergleichsweise gering sind, ist der Einsatz von kostspieligeren und dafür langlebigeren Batterietechnologien überlegenswert.

Im Rahmen der hier beschriebenen Arbeiten werden daher „neuere“ Batterietechnologien, wie Nickel-Metall-Hydrid (NiMH), Lithium-Metall (LiMe) und aufladbare Alkali-Mangan (RAM) mit konventionellen wartungsfreien Bleibatterien (VRLA) verglichen. Hierbei werden speziell die Bedingungen von industriellen photovoltaischen Kleinsystemen für den Outdoorbereich berücksichtigt. Ein Vergleich der Batterietechnologien ist in Tabelle 1 dargestellt.

Besonders interessant sind neben Bleibatterien, Lithium Systeme, da sie einen weiten Temperaturbereich, eine sehr hohe Energiedichte und ausreichende Lebensdauer aufwei-

	Blei	NiCd	NiMH	RAM	Li-Ionen	LiMe
Nennspannung [V]	2.0	1.2	1.2	1.5	3.6	3.0 V
Temperaturbereich [°C]	0 .. 45	-20 .. 60	0 .. 40	-20 .. 60	-20 .. 60	-30..75
Selbstentladung [%/d]	0.1	1	1.5	0.01	0.2	0.1
Spez. Energie [Wh/kg]	30	50	65	90	100	140
Energiedichte [Wh/l]	100	130	180	260	250l	300
Lebensdauer [100% DOD Zyklen]	500	1000	1000	25 500 bei 20% DOD	1000	300 1500 bei 20% DOD
Kosten [ca. DM/Wh]	1	2	3	2	7	6

Tabelle 1: *Vergleich der technischen Daten für unterschiedliche Speichersysteme. Alle Angaben gelten für Gerätebatterien (kleine Batterien)*

sen. Im Gegensatz zu Bleibatterien wird die Alterung nicht durch Standzeiten nachhaltig beeinflusst. Andererseits führen Über- und Unterspannungen zu irreversiblen Schäden. Daher ist eine spezielle Betriebsführung zwingend notwendig.

In einer weiteren Arbeit wurde das Verhalten unterschiedlicher verschlossener Bleibatterien in einem simulierten Notrufsäulenbetrieb untersucht. Ein wesentliches Ziel war hierbei die vergleichende Bestimmung des Tiefentladeverhaltens bei sehr niedrigen Temperaturen. (bis -20°C). Diese Arbeiten erfolgten in enger Zusammenarbeit mit der SOWITEC GmbH in Sonnenbühl.

Parameter	Batterie 1	Batterie 2	Batterie 3	Batterie 4
Hersteller	Sonnenschein	Fiamm-GS	Panasonic	Yuasa
Typ	dryfit A 508/3.5S	FG10651	LCR-6V12P	NP 4-6
Zellenzahl	4	3	3	3
Nennspannung, [V]	8	6	6	6
Nennkapazität, [Ah]	3,5	6,5	12	4
Elektrolytfestlegung	Gel	Vlies	Vlies	Vlies
Lebensdauer bei Erhaltungsladung	6 Jahre (bei 20°C)	3 -5 Jahre (bei 20°C)	3 - 7 Jahre (bei 25 °C)	5Jahre (bei 20-22°C)
Selbstentladung pro Monat (bei 20°C)	2.1 %	3 %	3 %	3 %

Tabelle 2: *Technische Daten (Herstellerangaben) der ausgewählten Bleibatterien für den Notrufsäulenbetrieb*

2. Untersuchungsmethodik

2.1. Unterschiedliche Batterietechnologien

Um vergleichbare Ergebnisse zu erzielen, werden mit den vier unterschiedlichen Batterietypen identische Laboruntersuchungen (Simulation von PV-Kleinsystem Bedingungen) durchgeführt. Insgesamt werden vier Betriebsbedingungen auf einem Prüfsystem nachgebildet:

- Sommerzyklus mit geringer Zyklentiefe (10% Zyklentiefe (DOD) pro Tag)
- Sommerzyklus mit erhöhter Zyklentiefe (20% DOD pro Tag)
- Winterzyklus mit geringer Zyklentiefe (10% DOD pro Tag)
- Winterzyklus mit erhöhter Zyklentiefe (20% DOD pro Tag)

Während des Sommerzyklus liegt die Batterietemperatur zwischen 25 und 45°C, wohingegen während des Winterzyklus die Temperatur im Bereich 0 bis -20°C liegt. Den Tagestemperaturverlauf zeigt Abbildung 1.

Das Lade- und Entladeregime wurde so gewählt, daß die Batterien nachts entladen werden und tags den Vollladezustand erreichen. Die theoretischen Ladezustandsverläufe sind in Abbildung 2 dargestellt.

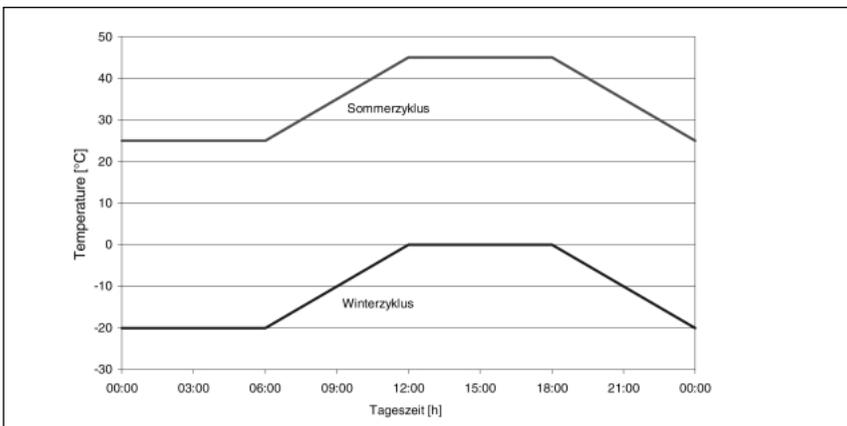


Abbildung 1: Täglicher Temperaturverlauf

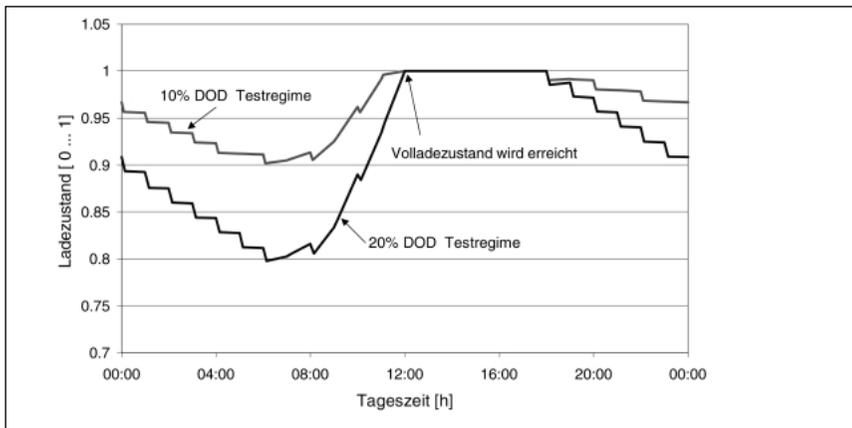


Abbildung 2: Theoretischer Ladezustandsverlauf für die beiden Tageszyklen

Die Betriebsführung der Batterien wurde, wie in Tabelle 3 festgelegt:

Ladestrategie	Blei	NiMH	RAM	LiMe
	Spannungsbegrenzung bei 2.35V (2.45)	Ladung wird beendet, wenn ein Ladefaktor von 1.3 erreicht wird.	Spannungsbegrenzung bei 1.65V	Ladung wird beendet, wenn eine Spannung von 3.3 V (3.4V) erreicht wird

Tabelle 3: Betriebsführungsstrategien für die unterschiedlichen Speicher. Alle Angaben gelten für den Sommerzyklus (45 °C), Werte in Klammern gelten für den Winterzyklus (0°C)

2.1 Simulierter Notrufsäulenbetrieb mit Bleibatterien

In einer weiteren Untersuchung wurde das Tiefentladeverhalten von Bleibatterien bei Temperaturen bis hinab zu -20°C untersucht.

Die in Tabelle 4 beschriebenen Testschritte werden im folgenden genauer erläutert:

Standard Entladung: Entladung mit 20stündigem Konstantstrom (C/20) bis zur Entladeschlußspannung von 1,8 V/Zelle.

Standard Ladung: Ladung mit 20stündigem Konstantstrom (C/20) mit einer Spannungsbegrenzung (IU) von 2,4 V/Zelle (bzw. nach

Herstellerangaben und mit Temperaturanpassung nach Herstellerangabe). Die Ladung mit Konstantspannung erfolgte für 15 Stunden.

Notrufsäulenentladung: Entladung mit Konstantstrom (Phase 1) von ca. 250 μA (realisiert durch reostatische Entladung, Entladeschlußspannung in dieser Phase 1,95 V/Zelle) überlagert durch einen Entladeschritt (Phase 2) von 500 mA für 5 Minuten alle 25 Minuten (Entladeschlußspannung in diesem Schritt 1.80 V/Zelle). Beim Umschalten von Phase 2 auf Phase 1 wird das Entladeschlußkriterium von 1,95 V erst nach 24 Minuten gültig.

Notrufsäulenladung: Ladung mit Konstantstrom $I=100\text{ mA}$ mit einer Spannungsbegrenzung von 2,4 V/Zelle (bzw. nach Herstellerangaben und mit Temperaturanpassung nach Herstellerangabe).

Nr.	Testart	Temperatureinstellung auf -10°C
Eingangszyklen		14 Standard Entladung, -10°C
1	Standard Ladung C/20, RT	15 Standard Ladung, -10°C
2	Standard Entladung C/20, RT	16 Standard Entladung, -10°C
3	Standard Ladung C/20, RT	17 Standard Ladung, -10°C
	3 x Wiederhol. der Schritte 2+3	18 Notrufsäulenentladung, -10°C
Parameter Test		19 Notrufsäulenladung, -10°C
4	Standard Entladung, RT	Temperatureinstellung auf -20°C
5	Standard Ladung, RT	20 Standard Entladung, -20°C
6	Notrufsäulenentladung, RT	21 Standard Ladung, -20°C
7	Notrufsäulenladung, RT	22 Standard Entladung, -20°C
Temperatureinstellung auf 0°C		23 Standard Ladung, -20°C
8	Standard Entladung, 0°C	24 Notrufsäulenentladung, -20°C
9	Standard Ladung, 0°C	25 Notrufsäulenladung, -20°C
10	Standard Entladung, 0°C	Abschlußtest
11	Standard Ladung, 0°C	Temperatureinstellung auf Raumtemp.
12	Notrufsäulenentladung, 0°C	26 Standard Ladung C/20, RT
13	Notrufsäulenladung, 0°C	27 Standard Entladung C/20, RT

Tabelle 4: Testprozedur für die Testbatterien (Notrufsäulenbetrieb mit Bleibatterien)

Die maximale Ladespannungen nach Herstellerangaben sind in der Tabelle 5 dargestellt. Wurde beim Laden (Standardladen, Notrufsäulenladen) ein Ladefaktor von 1.04 nicht erzielt, so wurde mit einer höheren Spannung nachgeladen.

Batterie	T = 20°C	T = 0°C	T = -10°C	T = -20°C	Tk [mV/K]
Sonnenschein	2,45 V	2,55 V	2,60 V	2,65 V	- 5
Fiamm	2,50 V	2,60 V	2,65 V	2,70 V	- 5
Panasonic	2,47 V	2,57 V	2,62 V	2,67 V	- 5
Yüasa	2,48 V	2,56 V	2,60 V	keine Angabe	- 4

Tabelle 5: Maximale Ladespannungen für IU-Ladung nach Herstellerangaben in Abhängigkeit von der Temperatur (Zyklusbetrieb) (Alle Angaben pro Zelle)

3. Ergebnisse: Weiterentwickelte Batterietechnologien

3.1. Anfänglicher Kapazitätsverlust bei LiMe Batterien

Es ist bekannt, daß Lithium Metall Batterien während der ersten Zyklen deutlich an Kapazität verlieren. Dieses Verhalten zeigt Abbildung 3 für 6 neue Zellen. Erst nach dem 6. Zyklus kommt es zu quasi stabilen Kapazitätswerten von etwa 800 mAh (Nennkapazität). Kapazitätsunterschiede zwischen den Zellen von bis zu 7.5% entsprechen den üblichen Werten von Batterien.

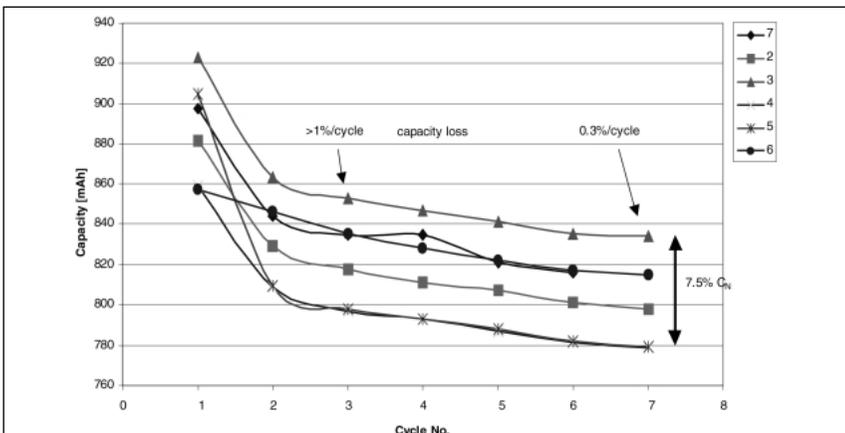


Abbildung 3: Entwicklung der Kapazität der LiMe Batterien während 7 Initialisierungszyklen (100% DOD)

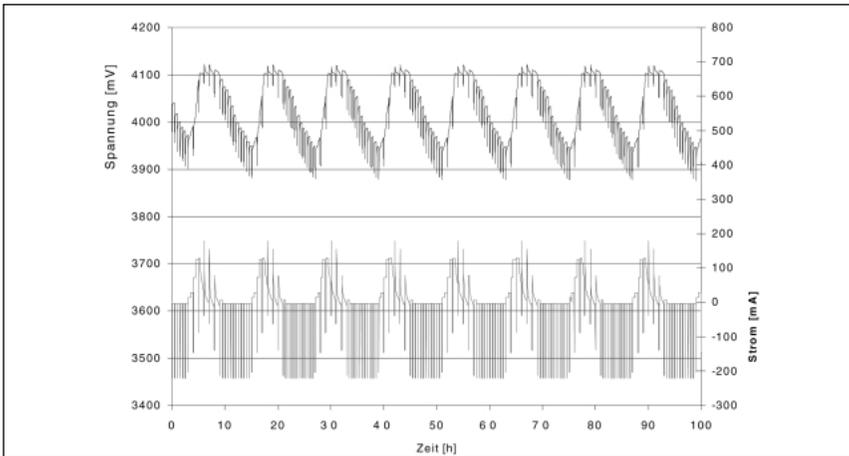


Abbildung 4: *Spannungs- und Stromverlauf über 8 Tage einer Li-Ionen Batterie (Sommerbetrieb, 20% DOD Zyklus)*

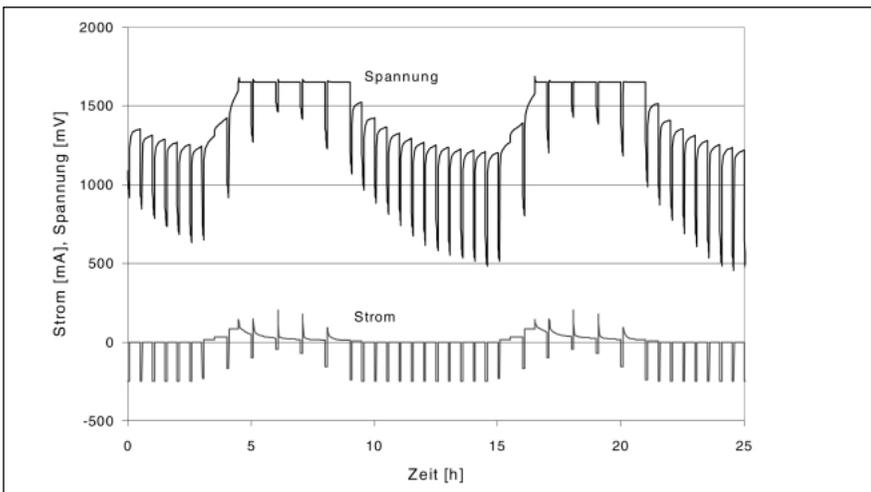


Abbildung 5: *Spannungs- und Stromverlauf über 2 Tage einer RAM Batterie (Winterbetrieb, 20% DOD Zyklus)*

3.2. Spannungsverläufe

Abbildung 4 zeigt den Spannungs- und Stromverlauf einer Li-Ionen Batterie während des Sommerzyklus mit 20% DOD. Erwartungsgemäß zeigt sich, daß zwischen den einzelnen Zyklen keine erkennbaren Veränderungen auftreten. Der Spannungshub beträgt lediglich 5%. Abbildung 5 zeigt den Spannungs- Stromverlauf einer RAM Batterie im Winterbetrieb mit 20% DOD. Es zeigt sich deutlich, daß die Spannungslage während der Entladepulse von Zyklus zu Zyklus schlechter wird. Die Entladeschlußspannung von 900 mV wird quasi bei einem Ladezustand von 95% (bezogen auf die Nennkapazität) erreicht.

Der Einsatz von RAM Zellen in Systemen, die der Umgebungstemperatur ausgesetzt sind, ist aus den aufgezeigten Gründen nicht empfehlenswert.

3.3. Wirkungsgrade während der solartypischen Zyklisierung

Die Wirkungsgrade der Speicher stellen einen wichtigen Parameter dar, da hiervon die Auslegung, insbesondere die Größe des Solargenerators, beeinflußt wird. Die während des Sommerzyklus mit erhöhter Zyklientiefe gewonnenen Wirkungsgrade (jeweils über 2 Zyklen ermittelt) sind in Tabelle 6 dargestellt.

	Blei	NiMH	RAM	LiMe
Ah-Wirkungsgrad	98.0%	77.7%	90.1%	99.9
Wh-Wirkungsgrad	91.5%	74.1%	80.0%	98.0%
„U-Wirkungsgrad“	93.4%	95.4%	87.9%	98.1%

Tabelle 6: Wirkungsgrade während der solartypischen Zyklisierung
(Sommer, DOD=20%)

Auffallend sind die guten Wirkungsgrade der Lithium Metall Batterie und die eher schlechten Wirkungsgrade der RAM Batterien. Die niedrigen Wirkungsgrade der NiMH Batterien ist insbesondere auf das gewählte Ladeverfahren (Ladefaktor 1.3) zurückzuführen. Inwiefern ein niedriger Ladefaktor sinnvoll ist, soll im Rahmen weiterer Untersuchungen geklärt werden.

3.4. Kapazitätsentwicklung

Folgende Tabelle zeigt die Kapazitätsentwicklung nach 80 Tagen Betriebszeit für den Betrieb im Sommer ($T = 25$ bis 45 °C) in Abhängigkeit von der Zyklientiefe. Die RAM Zellen zeigen den größten und die Bleibatterien den kleinsten Kapazitätsverlust.

	Blei	NiMH	RAM	LiMe
Kapazitätsverlust bei 10%DOD Test	1.4%	5.2%	85%	19.8%
Kapazitätsverlust bei 20%DOD Test	6.5%	8.4%	64%	17.4%

Tabelle 7: Kapazitätsverluste der untersuchten Batterien

Es fällt weiter auf, daß bei der RAM und der LiMe Batterien bei kleinen Zyklentiefen ein größerer Kapazitätsverlust zu beobachten ist als bei größeren Zyklentiefen. Ein Grund hierfür könnte sein, daß die Alterungseffekte eher durch Überladung und nicht durch zyklische Belastung verursacht werden.

Da die Versuche noch nicht abgeschlossen sind, können noch keine Aussagen zu den erzielbaren Lebensdauern gemacht werden. Ergebnisse zur Lebensdauer werden erst nach einigen Monaten vorliegen.

4. Ergebnisse: Untersuchungen an Bleibatterien

Für den Eingangstest entsprechend dem Testplan (Tabelle 4) wurde jede Batterie dreimal bei Raumtemperatur ($20 \pm 2^\circ\text{C}$) durch Standardladung und Standardentladung zyklisiert. Es zeigte sich, daß die Batteriekapazitäten beim Entladen mit I_{20} um bis zu 11% höher als die Nennkapazitäten sind. Die genauen Werte zeigt folgende Tabelle:

Sonnenschein	Fiamm	Panasonic	Yuasa
+ 4%	+ 11%	+ 2.5%	+ 9%

Während der drei Eingangszyklen zeigten die Sonnenschein und die Yuasa Batterien einen Kapazitätsgewinn von etwa 1% pro Zyklus, wohingegen die Panasonic und die Fiamm Batterien gleichbleibende Kapazitätswerte aufwiesen. Ursachen für den Kapazitätsgewinn der erst genannten Batterien kann eine erhöhte Lagerzeit, aber auch eine unzureichende Formatierung sein.

Abbildung 6 zeigt die Abhängigkeit der Batteriekapazität (C_{20}) von der Temperatur. Für die Fiamm, die Sonnenschein und die Panasonic Batterien nehmen die Kapazitäten mit der Temperatursenkung langsam ab und sie betragen bei -20°C ca. 60-70% von ihrer Kapazität bei Raumtemperatur. Die Yuasa Batterie stellt eine Ausnahme dar. Von 20°C bis 0°C verhält sich ihr Kapazität ähnlich der restlichen Batterien, aber unterhalb von 0°C fällt sie rasch ab.

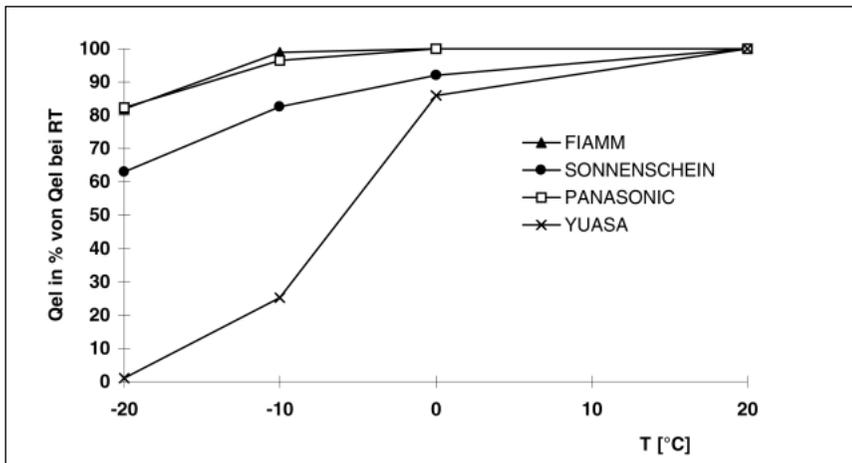


Abbildung 6: Abhängigkeit der entnehmbaren Kapazität (C_{20}) von der Umgebungstemperatur der untersuchten Bleibatterien

Die temperaturabhängigen Kapazitäten der anderen Batterietypen stimmt in etwa mit den Herstellerangaben überein, wobei die Sonnenschein Batterie etwas schlechtere Werte und die Fiamm und die Panasonic Batterien etwas bessere Werte als die Herstellerangaben erzielen. Für die Yuasa Batterie lagen die entsprechenden Herstellerangaben nicht vor.

Im Rahmen eines Abschlußtests wurde unter den gleichen Bedingungen wie beim Eingangstest die Batteriekapazität bei 20stündiger Entladung (Raumtemperatur) bestimmt. Ziel dieser Untersuchung ist es, eine Aussage über die Batterieschädigung während des Tieftemperaturbetriebs zu gewinnen.

In Abbildung 7 sind die ermittelten Kapazitäten bezogen auf die im Eingangstest gemessenen Werte dargestellt. Es zeigt sich, daß die Fiamm Batterie nahezu keinen Kapazitätsverlust aufweist. Mit knapp 94 Prozent zeigt die Panasonic Batterie ebenfalls noch einen guten Wert. Die Sonnenschein Batterie zeigt mit 86,9 % schon einen ungünstigeren Wert. Die Yuasa Batterie ist mit 26,1 % ausgefallen und müßte gewechselt werden. Die Ursache für diesen drastischen Kapazitätsverlust ist mit großer Wahrscheinlichkeit auf das Einfrieren des Elektrolyten und dem damit verbundenen mechanischen Streß zurückzuführen.

Bei dem Abschlußtest fiel ferner auf, daß alle Batterien während der IU Ladung nicht die Ladespannung von 2,4 V/Zelle erreicht haben. Beim Eingangstest war dies jedoch der Fall. Die Ursachen hierfür sind mit großer Wahrscheinlichkeit in Veränderungen der Gasdiffusion im Elektrolyten zu suchen. Ob diese Veränderungen durch einen Wasserverlust oder durch

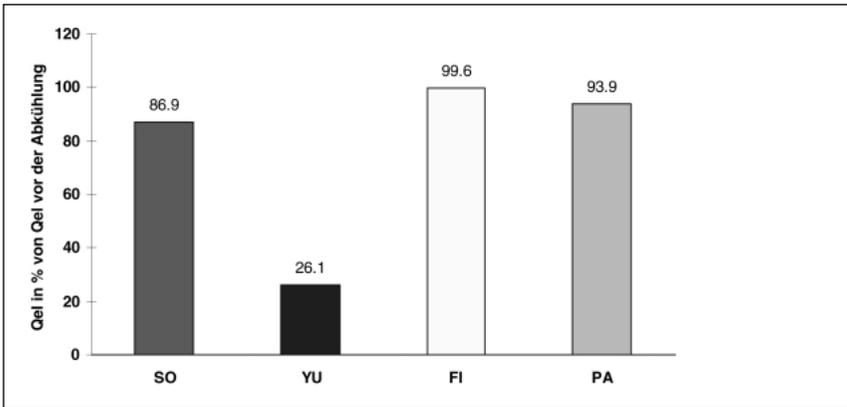


Abbildung 7: Die im Rahmen der Abschlußprüfung bestimmten Batteriekapazitäten bei Raumtemperatur (So: Sonnenschein, YU: Yuasa, FI: Fiamm, PA: Panasonic)

das Gefrieren des Elektrolyten verursacht wurden, bleibt ungeklärt. Bei Gelbatterien (Sonnenschein) kann es aufgrund der tixotropen Eigenschaften des Gels zu Veränderungen der Porenstruktur des Gels beim Gefrieren kommen.

5. Schlußfolgerung

5.1. Unterschiedliche Batterietechnologien

Die bisher gewonnenen Ergebnisse zeigen, daß Lithium Metall Batterien mit Abstand den besten Ah- und Energiewirkungsgrad aufweisen. Auch ergeben sich keine erkennbaren Probleme (Kapazität, Innenwiderstand) bei hohen und tiefen Temperaturen. Aufgrund der begrenzten Zyklenlebensdauer sollte die tägliche Zykltiefe jedoch nicht wesentlich über 20% betragen. Bei täglichen Zykltiefen bis etwa 50% sind Bleibatterien (VRLA) zu bevorzugen. Allerdings sollten tiefe Ladezustände bei Temperaturen unter -10°C vermieden werden. Bei täglichen Zykltiefen von über 50% sind NiMH Batterien eine gute Lösung. Allerdings muß das Ladeverfahren eine Überladung zuverlässig vermeiden. Ein Ladefaktor-gesteuertes Ladeverfahren mit einem Ladefaktor zwischen 1.1 und 1.3 (je nach Zykltiefe) stellt eine mögliche Lösung dar.

Entsprechend der bisher vorliegenden Ergebnisse, sowie den Herstellerangaben zur Lebensdauer, ergeben sich für RAM Zellen beim Einsatz in photovoltaischen Kleinsystemen keine Vorteile gegenüber der anderen Speichersystemen.

5.2. Untersuchungen an Bleibatterien

Die Ergebnisse der Untersuchungen an Bleibatterien zeigen, daß tiefe Temperaturen, wie sie in Outdoorsystemen auftreten können, zu einer erheblichen Schädigung der Batterien führen kann. Beim Einsatz von Bleibatterien sollte daher darauf geachtet werden, daß entweder die Entladetiefe bei tiefen Temperaturen begrenzt wird und/oder die Batterie thermisch geschützt untergebracht wird (z.B. durch Isolation oder „Einbau unter der Erde“). Bei der Begrenzung des Ladezustandes muß das verwendete Managementsystem den Ladezustand ausreichend genau (+- 10%) bestimmen.

Abbildungsunterschriften

Abbildung 1: Täglicher Temperaturverlauf

Abbildung 2: Theoretischer Ladezustandsverlauf für die beiden Tageszyklen

Abbildung 3: Entwicklung der Kapazität der LiMe Batterien während 7 Initialisierungszyklen (100% DOD)

Abbildung 4: Spannungs- und Stromverlauf über 8 Tage einer Li-Ionen Batterie (Sommerbetrieb, 20% DOD Zyklus)

Abbildung 5: Spannungs- und Stromverlauf über 2 Tage einer RAM Batterie (Winterbetrieb, 20% DOD Zyklus)

Abbildung 6: Abhängigkeit der entnehmbaren Kapazität (C_{20}) von der Umgebungstemperatur der untersuchten Bleibatterien

Abbildung 7: Die im Rahmen der Abschlußprüfung bestimmten Batteriekapazitäten bei Raumtemperatur (So: Sonnenschein, YU: Yuasa, FI: Fiamm, PA: Panasonic)

Tabellenunterschriften

Tabelle 1: Vergleich der technischen Daten für unterschiedliche Speichersysteme. Alle Angaben gelten für Gerätebatterien (kleine Batterien)

Tabelle 2: Technische Daten (Herstellerangaben) der ausgewählten Bleibatterien für den Notrufsäulenbetrieb

Tabelle 3: Betriebsführungsstrategien für die unterschiedlichen Speicher. Alle Angaben gelten für den Sommerzyklus (45 °C), Werte in Klammern gelten für den Winterzyklus (0°C)

- Tabelle 4:** Testprozedur für die Testbatterien (Notrufsäulenbetrieb mit Bleibatterien)
- Tabelle 5:** Maximale Ladespannungen für IU-Ladung nach Herstellerangaben in Abhängigkeit von der Temperatur (Zyklusbetrieb) (Alle Angaben pro Zelle)
- Tabelle 6:** Wirkungsgrade während der solartypischen Zyklisierung (Sommer, DOD=20%)
- Tabelle 7:** Kapazitätsverluste der untersuchten Batterien

Die Gaia-Lithium-Polymer-Technologie im Hinblick auf photovoltaische Anwendungen

Wolfgang J. Weydanz, Karl Wilhelm Lexow
GAIA Akkumulatorenwerke GmbH, Montaniastr. 17, D-99734 Nordhausen
Tel: +49-3631-6167-0, Fax: +49-3631-616716

1.1. Überblick

Die Firma GAIA entwickelt Lithium-Polymer-Batterien für industrielle Anwendungen im Kapazitätsbereich von 10 Ah bis 200 Ah. Das System basiert auf einem neuartigen Produktionsverfahren, nach dem die Polymerzellen in Dünnschichtverfahren ohne Lösungsmittel hergestellt werden. Als Aktivmaterialien werden Graphit in der negativen Elektrode und Lithium-Mangan-Spinell in der positiven Elektrode eingesetzt. Zusätzlich wurde ein elektronisches Managementsystem entwickelt, welches die Zellen vor Überladung und Tiefentladung schützt. Weitere Funktionen wie z.B. Strombegrenzung im System und Datenverarbeitung und -ausgabe können zusätzlich entsprechend der Anwenderspezifikationen implementiert werden.

Das System mit einer Einzelzellspannung von 3.9 V hebt sich durch eine Vielzahl von Vorteilen wie deutlich erhöhte Energiedichte, verbessertes Zyklen- und Alterungsverhalten, einen elektrischen Wirkungsgrad über 90 % und Umweltfreundlichkeit von den heutigen kommerziellen Batterien in diesem Bereich ab. Der Beginn der Produktion ist für den Sommer dieses Jahres vorgesehen.

1.2. Abstract

The company GAIA develops lithium polymer batteries for industrial applications in the capacity range between 10 Ah and 200 Ah. The system is based on a novel production process, in which the polymer cells are produced in thin film technology without a casting solvent. Graphite is used in the negative electrode and lithium manganese spinell in the positive electrode. Additionally, an electronic management system was developed. It protects the cells from overcharge and deep discharge. Other functions like system current limitation and data processing and output can additionally be implemented to user specification.

The system with a single cell voltage of 3.9 V has many advantages over currently available batteries in this area like significantly increased energy density, improved cycling and aging properties, an electric efficiency over 90 % and environmental friendliness. The start of production of the system is planned for this summer.

2. Einleitung

Die Fa. GAIA Akkumulatorenwerke GmbH, Nordhausen, ist auf dem Gebiet der Entwicklung und Produktion von Lithium-Polymer-Batterien tätig. Sie hat Kompetenz in den Bereichen Batteriekomponenten, Bau und Optimierung von Batterien und technologische Umsetzung derselben. Zusätzlich werden die vom Lithiumbatteriesystem geforderten Parameter wie z.B. Batterieelektronik, Gehäuse, Lade-/ Leistungsmodule, in Zusammenarbeit mit industriellen Partnern zur Marktreife entwickelt.

Dabei spielt neben der technologischen Umsetzung die Optimierung der einzelnen Komponenten, Anode, Kathode und Elektrolyt, eine Hauptrolle. Das Managementsystem als Schnittstellen zum Anwender wird in Zusammenhang mit dessen Vorgaben kundenspezifisch konfiguriert.

Das Konzept der Firma GAIA ist es, einen innovativen Energiespeicher für diverse industrielle Anwendungen im Bereich zwischen 10 Ah und 200 Ah zu bauen. Die Lithium-Polymer-Batterie kann in vielfältige Energiesysteme integriert werden. Das System ist modular aufgebaut, was in mehrfacher Hinsicht von Vorteil ist. Batterie, Managementsystem und Überwachungs- bzw. Steuereinheit in einem fertigen Modul sind dabei ein innovatives Konzept. Die hohe Energiedichte und sehr gute Zyklfestigkeit stellen ein großes Potential für die Integration der Batterie in verschiedenartige Systeme dar.

3. GAIA, die Firma

Der Firmensitz der 1996 gegründeten Firma ist Nordhausen, Thüringen, am Rande des Südhartz, im Herzen Deutschlands. Die Zahl der Mitarbeiter beträgt momentan 30. Als Firmengelände steht eine Fläche von 11.000 m² zur Verfügung, von denen 8.500 m² bebaut sind und als Labor-, Produktions- und Verwaltungsbereiche genutzt werden.

Die Firma wird aus Eigenmitteln finanziert, wobei die niederländische Arch Hill Ventures N.V., Den Haag, 57,5 % der Anteile und Dr. h.c. Franz W. Winterberg als geschäftsführender Gesellschafter 42,5 % der Anteile hält. Weiterer Geschäftsführer ist Dr. Karl W. Lexow.

Als kleines innovatives Unternehmen legen wir Wert auf die Kooperation mit Partnern der einschlägigen Fachrichtungen. So arbeiten wir unter anderem eng mit den folgenden Institutionen zusammen:

- Austrian Research Centers, Wien
- IKT Institut für Kunststoff Technik, Stuttgart
- Institut für physikalische und theoretische Chemie, Tübingen
- University of Technology, Delft
- INTRA International AB, Göteborg
- IMMS Institut für Mikroelektronik und Mechatronik gGmbH, Ilmenau
- ZSW, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Ulm

4. Das Lithium-Konzept

Das Funktionsprinzip für Lithiuminterkalationsbatterien unterscheidet sich von den meisten herkömmlichen Batterien. Es finden hier keine Umwandlungsreaktionen, also chemische Phasenumwandlungen statt. Vielmehr wird Lithium in die jeweilige Wirtsstruktur

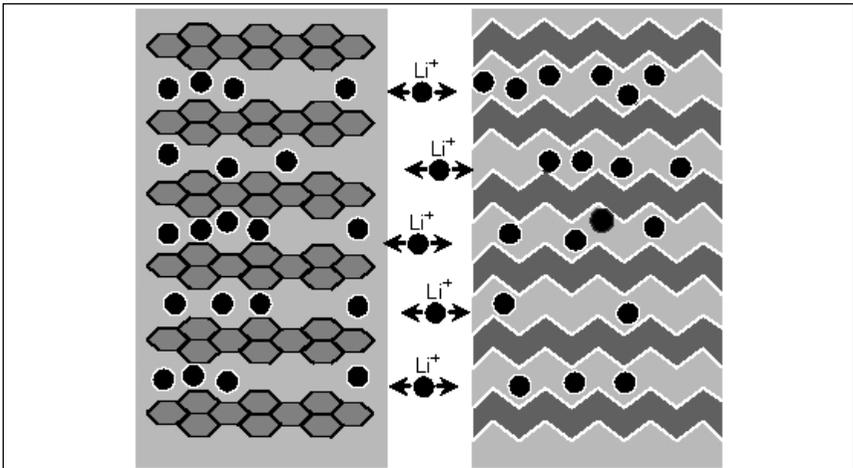


Abbildung 1: Schematische Darstellung einer Lithium-Ionen-Zelle ohne elektrischen Stromkreis: links: negative Elektrode (Interkalationsgraphit), Mitte: Elektrolyt, rechts: positive Elektrode (oxidisches Interkalationsmaterial)

des Materials der Elektroden eingelagert, interkaliert. Während der Entladung wird Lithium an der Anode zu Lithiumionen oxidiert, die dann in den Elektrolyten überführt und zur Kathode transportiert werden. Hier werden sie wiederum im Interkalationsmaterial eingelagert. Während der Ladung findet der umgekehrte Prozeß statt. Abbildung 1 zeigt den schematischen Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle.

5. Die GAIA Lithium-Polymer-Batterie

Die GAIA Lithium-Polymer-Batterie ist eine Weiterentwicklung des oben beschriebenen generellen Konzeptes. Die Besonderheit ist der Polymerelektrolyt. Das System basiert auf Dünnschichtzellen von 300–400 µm Dicke, die wie in Abbildung 2 gezeigt aufgebaut sind.

Die Lithium-Polymer-Batterie besteht aus mehreren Komponenten, einer Kompositanode, einem lithiumionenleitenden Polymerelektrolyten und einer Kompositkathode, sowie zwei Metallfolien, die als Stromkollektor dienen.

Alle drei Einzelkomponenten der Zelle enthalten den Polymerelektrolyten. Dieser befindet sich als Separatorelektrolyt zwischen den Elektroden, wobei er hier die Funktion der Lithiumionenleitung und eines elektrisch nicht leitenden Separators für die beiden Elektroden erfüllt. In den Elektroden ist der gleiche Polymerelektrolyt mit eingearbeitet, um die

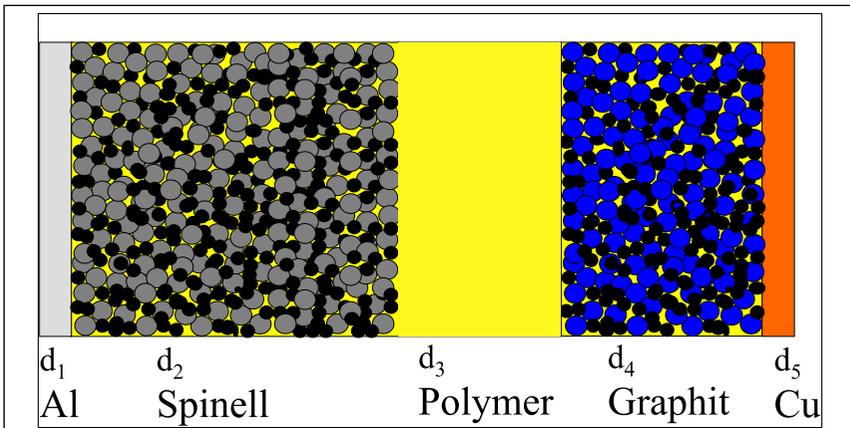


Abbildung 2: Schematischer Aufbau der GAIA Lithium-Polymer-Zelle. Dabei bedeuten *d*₁: Aluminium-Kollektor (20 µm), *d*₂: Positive Elektrode (150 µm), *d*₃: Polymer Elektrolyt (60-80 µm), *d*₄: Negative Elektrode (60 µm) und *d*₅: Kupfer-Kollektor (18 µm).

Lithiumionenleitung zu gewährleisten. Er setzt sich zusammen aus dem Polymer, wie z.B. PEO oder PVdF, dem Lithiumleitsalz, wie z.B. LiClO_4 , LiBF_4 , LiPF_6 oder LiCF_3SO_3 , und einer Mischung organischer Karbonate, z.B. Ethylencarbonat, Propylencarbonat. Die Lithiumionenleitfähigkeit liegt im Gegensatz zum „klassischen“ Fest-Polymer-System im GAIA-System über 10^{-3} S/cm.

Die Kompositkathode basiert auf einer reversiblen Interkalationsverbindung, hier Lithiummanganspinell (LiMn_2O_4), die mit dem lithiumionenleitenden Polymerelektrolyten und einem elektrischen Leitzusatz (z.B. Ruß) vermischt wird. Die Mischung muß so vorgenommen werden, daß sowohl eine optimale Ionenleitung als auch eine optimale Elektronenleitung in der Elektrode erzielt wird.

Die Kompositanode basiert auf dem Interkalationsmaterial Graphit, das ebenfalls mit dem lithiumionenleitenden Polymerelektrolyten und einem elektrischen Leitzusatz (z.B. Ruß) vermischt wird. In der Anode tritt ein besonderes Problem auf, welches hier kurz angesprochen werden soll. Es ist das Stabilitätsproblem zwischen dem Graphit und der Elektrolytmatrix in der Anode.

Speziell bildet sich eine komplexe Grenzschicht, der sogenannte ‚Solid Electrolyte Interface‘-Film, SEI-Film. Diese Schicht, die aus einer anorganischen und einer organischen Komponente besteht ist in Abbildung 3 schematisch dargestellt. Die Grenzschicht so zu beeinflussen, daß sie sich sehr gut ionisch leitend und weitgehend stabil ausbildet, ist ein wichtiger Schlüssel zur Entwicklung einer Lithiumbatterie. Hohe Stromdichten und ein gutes Zyklen- bzw. Langzeitverhalten werden hier grundlegend mit angelegt. Dies kann durch geeignete Wahl der Systemkomponenten sowie durch Zusätze zur Anode erreicht werden. GAIA verfolgt beide Wege zur Erreichung dieses Ziels.

Graphit- korn	Anorganische Deckschicht (-OH, LiOH, Li_2CO_3 , ads. H_2O)	Organische Deckschicht (abhängig vom Elektrolyten)	Polymer- Elektrolyt
------------------	---	--	------------------------

Abbildung 3: Schematische Darstellung des ‚Solid Electrolyte Interface‘-Films (SEI-Films) in der Anode einer Lithium-Polymer-Batterie.

Ein entscheidender Nachteil der bisherigen Technologie, insbesondere der sogenannten Polymer oder Plastik-Batterien, die verschiedentlich beschrieben sind, besteht darin, daß zur Herstellung der einzelnen Batteriekomponenten (Anode, Elektrolyt, Kathode) Lösungsmittel wie z.B. Acetonitril eingesetzt werden. Diese dienen zum Homogenisieren der einzelnen Komponenten sowie der Auftragung in dünnen Schichten. In unserem Verfahren wird das Material ohne Lösungsmittel als dünne Schicht über Düsen auf die Trägerfolie aufgebracht. Dieses Verfahren ist eine Weiterentwicklung von aus der kunststoffverarbeitenden Industrie bekannten Techniken.

Das GAIA-System wird ohne Verwendung von Lösungsmitteln als Produktionshilfsmittel hergestellt. Als Alternative zum Einsatz von Lösungsmitteln ist es möglich, sogenannte Schmelzbeschichtungen vorzunehmen. In die Schmelze des Polymers lassen sich die weiteren Komponenten homogen einarbeiten. Dies ist ein neues, von GAIA umgesetztes Verfahren, das insbesondere auf Trägerlösungsmittel verzichtet. Es trägt maßgeblich zur Kostenreduzierung und besseren Umweltverträglichkeit bei. Es ist weiterhin für einzelne Systemparameter sowie die Sicherheit des Systems vorteilhaft.

Dabei ist die Zielsetzung der GAIA Akkumulatorenwerke Lithium-Polymer-Batterien für verschiedene industrielle Anwendungen im Kapazitätsbereich von 10 Ah bis 200 Ah herzustellen. Aus der Dünnschichttechnologie ergibt sich, daß die Zellgeometrie nach

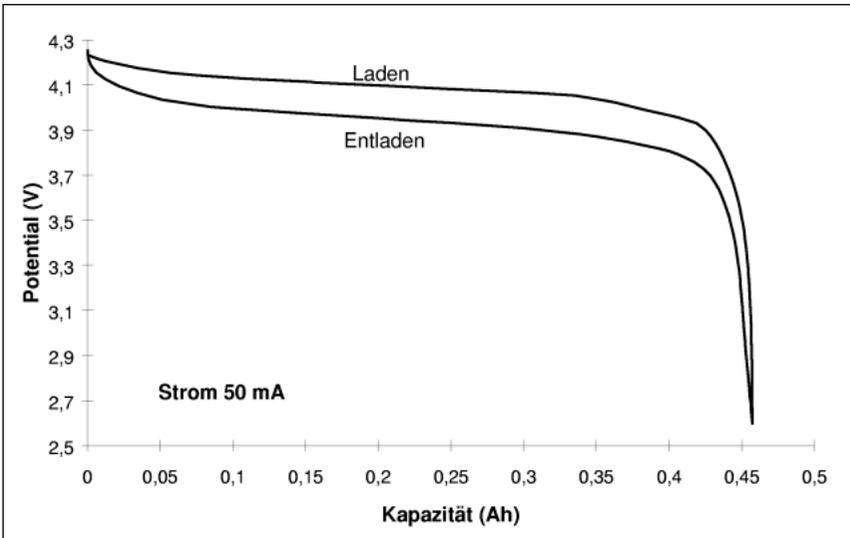


Abbildung 4: Typische Lade- und Entladekurve für eine Laborzelle. Die Kurve wurde mit einem Strom von 50 mA aufgenommen.

Kundenwunsch frei gewählt werden kann. Entsprechend können Zellen in flacher, prismatischer oder runder Form gefertigt werden. Für die Pilotfertigung wurde dabei die runde Zellgeometrie gewählt.

Abbildung 4 zeigt eine Lade-/ Entladekurve für eine Einzelzelle. Das Spannungsfenster der Zelle liegt zwischen einer oberen Begrenzungsspannung von 4.2 - 4.3 V (hier im Bild 4.25 V). Bei diesem Potential ist die Zelle voll geladen. Eine untere Begrenzungsspannung von ca. 3.0 V (hier im Bild 2.7 V) stellt das Ende der Entladung dar. Man sieht, von der oberen Begrenzungsspannung ausgehend, einen flachen jedoch leicht fallenden Kurvenverlauf. Dieser ist charakteristisch für Interkalationsmaterialien und wird aus thermodynamischen Überlegungen vorausgesagt.

Weiterhin ist die Begrenzung der Spannung nach oben und unten hin notwendig. Oberhalb ca. 4.5 V finden Zersetzungsprozesse statt, welche die Zelle irreversibel schädigen und unbedingt vermieden werden müssen. Die Spannung muß demnach so kontrolliert werden, daß die obere Begrenzungsspannung in der Ladung für keine Einzelzelle der Batterie überschritten wird. Weiterhin findet bei Tiefentladung eine Phasenumwandlung im Lithium-Mangan-Spinell statt, die zu beschleunigter Alterung der Zellen führt und deshalb vermieden werden sollte.

Somit ist es nötig, die Spannung der Einzelzellen im Bezug auf die Einhaltung einer „oberen“ und „unteren“ Begrenzungsspannung zu kontrollieren. Die Elektronik des Managementsystems stellt sicher, daß die Zellspannung bei Erreichen der oberen Begrenzungsspannung auf diesem Wert konstant gehalten wird. Bei Erreichen der unteren Begrenzungsspannung wird das System abgeschaltet. Die verfügbare Kapazität in der Batterie ist dann erschöpft.

Für die Konfigurierung von Batterien sowie für Einzelzellen ist ein elektronisches Batteriemanagementsystem notwendig. Dieses muß die beiden genannten Minimalforderungen erfüllen, nämlich eine Einhaltung einer oberen Spannungsgrenze von 4.2 V bis 4.3 V und einer unteren Spannungsgrenze von 3.0 V für jede Einzelzelle sicherzustellen. Dabei ist die untere Spannungsgrenze lastabhängig gestaltet, so daß bei sehr hohen Strömen kurzfristig Spannungen unter 3.0 V zugelassen werden.

Das Managementsystem bietet durch seine Haupteinheit mit integriertem Leistungsschalter weitere Möglichkeiten, die Zellen elektronisch zu schützen und zu kontrollieren. So dient es als Systemschutz bei Dauerladung durch Stromkontrolle, als Kurzschlußschutz für die gesamte Batterie, und als Überlastschutz für die Verbraucher. Weiterhin führt es vielfältige Funktionen der Überwachung und Speicherung von Zelldaten, wie Spannung, Strom,

Temperatur, etc. durch. Eine schematische Darstellung des Aufbaus des Managementsystems ist in Abbildung 5 dargestellt.

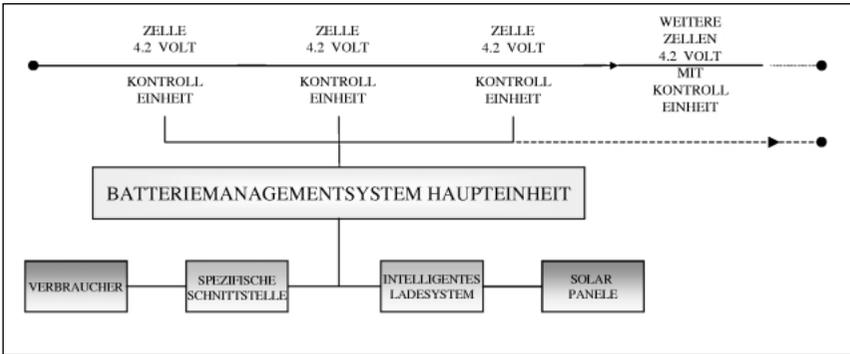


Abbildung 5: Schematische Darstellung des elektronischen Managementsystems mit oberer Spannungsgrenze von 4.2 V je Einzelzelle für eine GAIA Lithium-Polymer-Batterie.

Aus der Lade-/Entladekurve aus Abbildung 4 ergeben sich verschiedene mögliche Systemkonfigurationen entsprechend der gewünschten Spannungslagen von Anwendungen. Drei Beispiele dazu sind in Tabelle 1 zusammengestellt. Diese beziehen sich auf 12 V Systeme für Kleinverbraucher und im Consumerbereich, 48 V System für Telekommunikationsanwendungen und 432 V Systeme für 230 V AC-Inselnetzbetrieb.

Parameter	12 V System	48 V System	432 V System
Zellenzahl	3	12	108
Obere Spannungsgrenze (V)	12,6-12,9	50,4-51,6	454-464
Ruhe spannung , geladen (V)	12,2	48,8	437
Mittlere Entladespannung bei C/10-Rate (V)	12,2-11,7	48,8-46,8	437-421
Entladeschluss spannung (V)	9	36	324

Tabelle 1: Verschiedene Systemkonfigurationen für unterschiedliche Spannungslagen.

6. Vorteile des GAIA-Systems

Die von GAIA entwickelte Lithium-Polymer Batterie hat die folgenden Vorteile gegenüber herkömmlichen kommerziellen Systemen:

- Das Gewicht ist zwei bis vier mal geringer als bei bisherigen Systemen.
- Das Volumen ist zwei mal geringer als bei bisherigen Systemen.

- Die hohe Zellspannung von 3.9 V verringert die Zahl der Einzelzellen einer Batterie.
- Die Lebensdauer wird mit über 1.000 Zyklen bei 80 % Entladetiefe veranschlagt.
- Der elektrische Wirkungsgrad (bezogen auf Wh) liegt bei über 90 %.
- Die Selbstentladung beträgt drei bis zehn Prozent pro Monat.
- Die Dauerladefestigkeit wird durch das Managementsystem sichergestellt.
- Der Temperaturbereich von -20° C bis 55° C wird problemlos abgedeckt, das System zeigt gutes Stromaufnahmevermögen, speziell für kleine Ströme.
- Die Teil- und Tiefentladefestigkeit, bzw. das Belassen der Batterie im teilentladenen Zustand über längere Stand- bzw. Lagerzeiten ist unproblematisch.
- Das System hat keinen ‚Memoryeffekt‘.
- Durch das integriertes Managementsystem wird eine ‚intelligente Batterie‘ mit Kommunikationsschnittstelle geliefert.
- Die Rohmaterialien der Batterie sind kostengünstig und gut verfügbar.
- Dadurch werden die Kosten einer Lithiumbatterie geringer als bei anderen Herstellern, die erhöhte Lebensdauer und Zyklenfestigkeit tragen zum Kostenvorteil mit bei.
- Die Formfreiheit der Einzelzellen ermöglicht eine flexibel gestaltbare System-Geometrie nach Kundenspezifikation.
- Die Umweltfreundlichkeit des Produkts wird durch Vermeidung toxischer Bestandteile und ein lösungsmittelfreies Produktionsverfahren erreicht.

In Bezug auf photovoltaische Anwendungen ermöglichen der hohe elektrische Wirkungsgrad und das sehr gute Ladeverhalten bei geringen Strömen, gepaart mit der hohen Energiedichte der Batterie, eine deutlich verbesserte Systemauslegung. Das unproblematische Verhalten bei Belassen der Batterie im teilentladenen Zustand über längere Stand- bzw. Lagerzeiten, sowie die durch das Managementsystem implementierte Dauerladefestigkeit sind weitere deutliche Vorteile gegenüber bisherigen Systemen.

Weiterhin trägt das Managementsystem zu einer besseren Integration der Batterie in ein Gesamtsystem bei. Es ermöglicht, zusammen mit der längeren Lebensdauer, eine Komplettlösung für jede spezifische Anwendung. Die Systemabstimmung wird durch die Formfreiheit der Einzelzelle weiter verbessert.

Die Wirtschaftlichkeit von Batterien wird bestimmt durch die Kosten der Herstellung, der Wartung, der Energie-Effizienz und des Recyclings. Ein Vergleich der Kenngrößen verschiedener Batterietypen zeigt, daß die vorgeschlagene Entwicklung von Lithium-Polymer-Batterien nach dem derzeitigen Kenntnisstand das bei weitem größte Entwicklungspotential aufweist.

7. Stand der Arbeiten:

Im Zuge der Verfahrensentwicklung werden derzeit Optimierungen des Batteriesystems an Laborzellen in Flachzelligeometrie mit Kapazitäten von 500 mAh vorgenommen. Diese Zellen durchlaufen Tests unter verschiedenen Bedingungen.

Im Rahmen der Pilotfertigung werden Wickelzellen mit höheren Kapazitäten hergestellt. Zellen mit Kapazitäten über 2 Ah stehen bereits für Tests zur Verfügung. Weitere Tests mit Schwerpunkt Lebensdauer und Sicherheit gelangen zur Durchführung. Nach Abschluß dieser Testphase sind Musterzellen für kommerzielle Tests verfügbar. Die Aufnahme der Produktion ist für den Sommer 1999 vorgesehen.

Im Rahmen der Entwicklungsarbeiten für das Batteriemanagementsystem wurden die ersten Prototypen angefertigt. Diese stehen bereits für anwendungstechnische Untersuchungen zur Verfügung. Die weiteren Entwicklungsarbeiten mit den Schwerpunkten Miniaturisierung und modulare Systemarchitektur dienen der Vorbereitung der Serienfertigung.

8. Fazit, weitere Entwicklungsansätze

Die GAIA-Technologie ist für photovoltaische Anwendungen im Bereich Kleinverbraucher, Consumerbatterien, Telekommunikation und 230 V AC-Inselnetzbetrieb sehr gut geeignet. Sie bietet neue Möglichkeiten durch diverse Vorteile und besitzt vielfältiges Einsparungspotential für den Anwender. Wir heißen in diesem Gebiet industrielle Partner für eine gemeinsame Entwicklung und spätere Produktionskooperationen willkommen.

Als Vorhaben für die Weiterentwicklung des Systems sind zu nennen:

- Eine Kapazitätserhöhung des Systems durch Ausführung der Materialien in Nanotechnologie, d.h. bessere Materialausnutzung und -anbindung durch kleinere Partikelgrößen.
- Verbesserung des Aktivmaterials und der Rezeptur zur Erhöhung der Leistung und Langzeitstabilität der Zellen; Entwicklung von weiteren Additiven zur Verbesserung der Stabilität des SEI-Films.
- Optimierung der Peripherie, d.h. Zellgehäuse, Verbindungstechnik und Managementsystem auf Gewicht und mechanische Stabilität durch Einsatz neuer metallischer Materialien oder Kunststoffe.
- Systemintegration zusammen mit Anwendern durch Anpassung der Batterie an geo-

metrische und elektrische Anforderungen eines Gesamtsystems und Abstimmung der einzelnen Komponenten aufeinander.

Ultrakondensatoren: Technik und Anwendungen

Harald Landes, Siemens AG,
Paul-Gossen-Str. 100, 91052 Erlangen, Tel. 09131-731933, Fax 09131-731747

Hartmut Michel, Siemens Matsushita Components GmbH & Co. KG,
In den Seewiesen 26, 89508 Heidenheim (Brenz),
Tel. 07321-326132, Fax 07321-326838

Rainer Knorr, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET),
Königstor 59, 34119 Kassel, Tel. 0561-7294104, Fax 0561-7294100

Bernd Willer, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET),
Königstor 59, 34119 Kassel, Tel. 0561-7294102, Fax 0561-7294100

Zusammenfassung

Ultrakondensatoren nutzen zur Speicherung elektrischer Energie die Kapazität der elektrochemischen Doppelschicht. Dadurch daß man aktivkohleartige Produkte als Elektroden verwendet, erreicht man hohe volumenbezogene Elektrodenoberflächen und damit Kondensatorkapazitäten im Bereich von 10 F/cm^3 . Mit wasserfreien Elektrolyten können Zellspannungen über 2 V und Energiedichten von einigen Wh/kg realisiert werden. Die Innenwiderstände lassen typische Entladezeiten im Bereich 1 s zu, wodurch sich hohe Leistungsdichten von bis zu einigen kW/kg ergeben. Die hohe Leistungsdichte, die hohe Lebensdauer von 10^5 Zyklen bzw. 10 Jahren und die Tatsache, daß ein solcher Speicher keinerlei Wartung erfordert, lassen den Ultrakondensator in der Speichertechnik als ein Bindeglied zwischen konventionellen Akkumulatoren und Kondensatoren erscheinen. Dadurch ergibt sich ein sehr breites Anwendungsspektrum, das von der unterbrechungsfreien Stromversorgung für Fertigungsstraßen über die Stützung der Autobatterie beim Startvorgang, bis zur Pufferung der Sendepulsleistung eines Mobiltelefons reicht.

Im Bereich der regenerativen Energieversorgung gibt es ebenfalls verschiedene potentielle Einsatzmöglichkeiten. Die Leistungsbereitstellung durch Photovoltaik unterliegt einerseits kurzfristigen Schwankungen, wodurch sich für einen Pufferspeicher hohe Zyklenzahlen ergeben. An abgelegenen Orten ist eine Wartung des Speichers oder gar sein häufiger Austausch unmöglich. Der Ultrakondensator erscheint für solche Zwecke maßgeschnei-

dert. Aus Sicht der Photovoltaik sind Entwicklungsanstrengungen erforderlich hinsichtlich niedriger Selbstentladung und langer Lebensdauer des Kondensators bei erhöhter Einsatztemperatur. Für die Integration des Bauelementes in photovoltaische Stromversorgungsmodule sind Spannungskonverter und Systemsteuerung zu optimieren.

Physikalisches Prinzip und technische Realisierung des Doppelschichtkondensators

Beim Eintauchen eines elektronischen Leiters in eine Elektrolytlösung kommt es durch die Anlagerung von Ionen aus dem Elektrolyten an die Oberfläche des Elektronenleiters zur Ausbildung einer Raumladungszone. Da diese Randschicht nur wenige nm dick ist, ergeben sich aufgrund der Dielektrizitätskonstante des Lösungsmittels flächenbezogene Kapazitäten im Bereich von einigen $\mu\text{F}/\text{cm}^2$. Elektrochemische Speicher, die diesen Effekt nutzen, nennt man Doppelschichtkondensatoren. In der Technik werden dafür Bezeichnungen wie Superkondensator oder Ultrakondensator verwendet. In solchen Bauelementen werden als Elektrodenmaterial hochporöse Kohlenstoffprodukte eingesetzt, die z.B. aus verkohlten Textilgeweben durch besondere Aktivierungsverfahren erhalten werden. So sind in einem cm^2 Gewebe innere, der Elektrolytlösung zugängliche Oberflächen von 10 m^2 verborgen, was bezogen auf die makroskopische Fläche des Gewebes zu einer Kapazität im Bereich $1 \text{ F}/\text{cm}^2$ führt. Weiter zeichnet sich aktivierter Kohlenstoff durch gute elektronische Leitfähigkeit, Korrosionsbeständigkeit gegenüber dem Elektrolyten (Stromfluß über die Phasengrenze würde zur Selbstentladung der Doppelschicht und damit des Kondensators beitragen) und geringe Kosten aus.

Im technischen Produkt, das auf einem organischen Elektrolyten basiert, wird die Aktivkohle als gebundenes Pulver oder als Gewebe auf eine metallische Stromsammelrfolie aus Aluminium aufgebracht. Zwei derartige Elektroden werden dann unter Zwischenlage eines Separators aus poröser Kunststofffolie gegeneinandergedrückt, und schließlich wird das ganze Porensystem mit dem Elektrolyten befüllt. Auf diese Weise wird der fertige Kondensator durch die Reihenschaltung der Doppelschichtkapazitäten der beiden Elektroden gebildet.

Typische Eigenschaften

Aus dem beschriebenen Aufbau ergeben sich die charakteristischen Eigenschaften dieses Speichers. Zunächst begrenzt die Zersetzungsspannung des Elektrolyten die zulässige Betriebsspannung auf etwa 1 V im Fall wäßriger Lösungen und auf 2 bis 3 V im Fall wasserfreier Lösungsmittel.

Die minimale Umladezeit des Speichers wird vor allem durch die Widerstände im elektrolytischen Strompfad bestimmt. Die Vorteile der Spannungsfestigkeit von Elektrolyten auf organischer Basis und damit die höhere Energiedichte werden, verglichen mit wäßrigen Systemen, durch einen größeren Innenwiderstand und damit längere Umladezeiten erkauft. Dementsprechend ist die volle Kapazität der porösen Elektroden nur in einem Frequenzgebiet nutzbar, das, je nach Auslegung des Kondensators, zwischen 0.01 und 10 Hz endet.

Typischerweise liegen die massebezogenen Energiedichten technischer Produkte zwischen 1 und 10 Wh/kg und, aufgrund der Entladezeiten, die Leistungsdichten zwischen 1 und 10 kW/kg.

Steht der Kondensator unter der maximal zulässigen Betriebsspannung, so ist mit kapazitätsbezogenen Restströmen im Bereich von $10 \mu\text{A/F}$ zu rechnen, wobei dieser Wert rasch mit der anliegenden Spannung abnimmt und mit der Temperatur steigt. Die Spannung eines vollgeladenen Kondensators sinkt deshalb am ersten Tag um ca. 10 % und mehr ab, danach verringert sich dieser Abfall, so daß bei guten Produkten nach einer Woche immer noch 80% der Ausgangsspannung gemessen werden. Die Betriebstemperatur wird nach unten durch mangelnde Leitfähigkeit des Elektrolyten auf ca. -20°C und nach oben durch Korrosion der Komponenten und z.T. durch den Dampfdruck des Elektrolyten auf Werte unter 80°C begrenzt. Verbesserte Elektrolytsysteme, die zur Zeit entwickelt werden, lassen eine Erweiterung des Einsatztemperaturbereiches auf Werte von -35 bis 105°C erwarten.

Gegenüber Batteriespeichern, die eine Lebensdauer von höchstens 1000 Zyklen haben, hat der Doppelschichtkondensator den Vorteil, daß er über 10^5 mal geladen und entladen werden kann, und daß er eine Lebensdauer von 10 Jahren erreicht. In dieser Zeit ist keinerlei Wartung erforderlich.

Technische Ausführungsformen

Doppelschichtkondensatoren wurden in großer Stückzahl bis heute nur als kleine Bauelemente mit einer Kapazität von ca. 1 F (z. B. Goldcap von Panasonic) für Anwendungen im Bereich Memory-Backup und Realtime Clock gefertigt, wo also die entnommene Leistung eher unter 1 mW liegt. Neuere Entwicklungen zielen auf Anwendungen ab, bei denen die Bereitstellung hoher Leistung über Zeitintervalle von 10 s und weniger im Vordergrund steht. Diese Komponenten werden mit Kapazitäten zwischen 1 F und mehreren 1000 F

gefertigt. So bietet Siemens Matsushita Components Kondensatorzellen für 2.3 V Spannung und Kapazitäten von 8 F bis 2700 F an. Auch Module, die zur Realisierung größerer Speicherenergien und -Leistungen eine Vielzahl zusammenschalteter Kondensatorzellen einschließlich der Ladungsausgleichselektronik enthalten (z. B. 56 seriell geschaltete Zellen zu je 2700 F bei einer Gesamtspannung von 56 V), sind lieferbar.

Tabelle 1 zeigt das Datenblatt eines Kondensators mit 100 F. Er wiegt 34 g, hat ein Volumen von 28 cm³ und kann mit 30 A entladen werden. Spezifische Energie und Leistung sind mit 2.2 Wh/kg und 1.4 kW/kg angegeben. Der Reststrom, gemessen bei 2.3 V nach 12 h, liegt mit 3 µA/F sehr niedrig.

Die 2700 F Kondensatorzelle von Siemens Matsushita Components kann mit 400 A belastet werden.

Potentielle Anwendungsfelder

Aufgrund der genannten Eigenschaften füllen Doppelschichtkondensatoren hinsichtlich spezifischer Energiedichte und Leistungsdichte die Lücke, die zwischen Sekundärbatterien (>10 Wh/kg, < 1 kW/kg) und Elektrolytkondensatoren (<0.1 Wh/kg, >1 kW/kg) klafft und die dem Zeitbereich von 0.1 s bis 100 s entspricht.

Darüber hinaus sind sie überall dort von Interesse, wo es auf Speicher mit hoher Zyklierfähigkeit, langer Lebensdauer und auf völlige Wartungsfreiheit ankommt.

Potentielle Massenmärkte werden deshalb in folgenden Bereichen gesehen:

- Bei der Stabilisierung von Stromnetzen für Fertigungsstraßen, für Datenverarbeitungsanlagen und für Krankenhäuser. Statistische Untersuchungen haben gezeigt, daß eine Netzstützung über 5 s ausreichen würde, um 80 % aller kostenrelevanten Stromausfälle zu verhindern.
- In der Automobiltechnik zur Entlastung der Batterie im Rahmen neuer Bordnetzkonzepte, die neben dem Starter eine rasch wachsende Zahl neuer Pulsleistungsverbraucher (elektrische Servolenkung und Bremse, Katheizung, Airbag, usw.) versorgen soll.
- In der Industrie zur Bereitstellung der Leistungspulse, die zum Antrieb von Ventilen und zur Positionierung von Robotern erforderlich sind.

- Schließlich sind auch Anwendungen bei tragbaren Werkzeuggeräten und im Mobilfunk (Pufferung der GSM-Sendepulse) denkbar.

Anwendung des Doppelschichtkondensators in der Photovoltaik

Eine Marktnische könnte im Bereich der regenerativen Energieversorgung entstehen, wo es ebenfalls verschiedene potentielle Einsatzmöglichkeiten gibt. Die Leistungsbereitstellung durch Photovoltaik und Windkraft unterliegt kurzfristigen Schwankungen im Sekunden- oder Minutenbereich, während der Verbraucher i.A. ein konstantes Leistungsangebot fordert. Dadurch ergeben sich für einen Pufferspeicher hohe Zyklenzahlen. Oft befinden sich solche Anwendungen an abgelegenen Orten, so daß die Wartung des Speichers oder gar sein häufiger Austausch vermieden werden muß. Der Ultrakondensator erscheint für solche Zwecke maßgeschneidert.

Am ISET wird im Rahmen eines Projektes „Doppelschichtkondensatoren als dynamische Speicher für PV-Anwendungen“ untersucht, wie durch den Einsatz von Doppelschichtkondensatoren der Nutzungsgrad und die Versorgungssicherheit von photovoltaisch versorgten Systemen verbessert und die Wirtschaftlichkeit erhöht werden kann. Dazu wurden auch Kondensatorzellen der 1000 F Klasse und daraus aufgebaute Module verschiedener Hersteller getestet. Für die Photovoltaik-Anwendung sind bei stationärem Einsatz Energie- und Leistungsdichte von untergeordneter Bedeutung. Wichtig ist dagegen die Selbstentladung, für die bei 20° C Werte zwischen 7 % und 30 % Spannungsverlust innerhalb von 24 h gemessen wurden.

Im gleichen Projekt wurde auch eine Simulationsrechnung für eine kleine Photovoltaik-Anlage durchgeführt. Es wurde angenommen, daß diese Anlage aufgebaut ist aus einem Solarzellenmodul mit Spannungswandler (Spitzenleistung 180 W), einem Speicher, bestehend aus zwei in Reihe geschalteten Doppelschichtkondensatoren von 2700 F/2.3 V, die ebenfalls auf einen Konverter wirken, und einer Last von 100 W, die bei Unterversorgung automatisch abschaltet. Untersucht wurde der Fall einer Sonneneinstrahlung, die für den Raum Kassel in einem Zeitraum mit dynamischer Wolkenbildung (entsprechend 50 Lade-Entlade-Zyklen pro Tag) typisch ist. Dabei ergab sich, daß durch die Zuschaltung der Kondensatorbatterie die Lastlaufzeit um 100 % gesteigert werden kann, was bei einer photovoltaisch betriebenen Pumpe einer Verdoppelung des Wasserertrages entsprechen würde (im Fall durchschnittlicher Einstrahlungsbedingungen würde der Gewinn an Lastlaufzeit noch 20 % betragen). Der Kondensator müßte dann innerhalb eines Betriebszeitraumes von 10 Jahren 150.000 Zyklen durchlaufen. Gegenwärtig würde der Kondensatorspeicher genauso teuer kommen wie das PV-Modul.

Entwicklungsbedarf

Aus der Anwendung in der Photovoltaik leitet sich folgendes kritisches Anforderungsprofil ab: Bei einer Betriebstemperatur von 40° C darf die Selbstentladung 3 % pro Tag nicht überschreiten, und die Lebensdauer muß unter diesen Umständen 200.000 Zyklen und 10 Jahre betragen. Außerdem muß der Kondensator noch erheblich billiger werden.

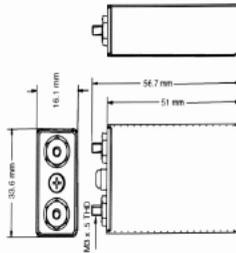
Aufgrund der aktuell realisierten Kondensatordaten und diesem Anforderungsprofil ergibt sich ein Entwicklungsbedarf für die Kondensatorzelle, der die Senkung der Selbstentladung und der Alterung bei moderat erhöhter Betriebstemperatur und eine Senkung der Kosten zum Ziel haben muß. Da die Spannung des Kondensators eine größere Dynamik aufweist als die einer Sekundärbatterie, sind zur Einbindung in modulare Stromversorgungseinheiten entsprechende Wandler zu entwickeln und die Systemsteuerung muß ebenfalls auf die Eigenschaften des Kondensators abgestimmt werden.

Insbesondere die auf den Massenmarkt der Automobilanwendung ausgerichteten Entwicklungsanstrengungen sind umfassender, da hier ein Betriebstemperaturintervall von -40 bis +80 °C sowie hohe Energie- und Leistungsdichte bei geringer Selbstentladung und niedrigen Kosten erreicht werden müssen.

B49200

Prismatic cell
 Screw terminals M3x5 Al-bolts
 100F/2.3V 34x16x51mm
 S+M Part No.: B49200-A1105-S000

Case D: 16.4 ± 1.0mm
 W: 33.6 ± 0.2mm
 L: 51.3 ± 0.3mm



PRELIMINARY TECHNICAL DATA

Rated Capacitance CR (DCC ⁽¹⁾ , 25°C)	100 F
Capacitance Tolerance	-20...+50 %
Rated Voltage UR	2.3 V
Specific Power ⁽²⁾	1389.7 W/kg
Max. Charge/Discharge Current I _c (25°C)	30 A
Stored Energy (at U _R)	264.5 J
Specific Energy (at U _R)	2.16 Wh/kg
Surge Voltage	2.7 V
Max. Leakage Current I _l (12h, 25°C)	300 µA
Max. Series Resistance ESR _{DC} (DCC, 25°C)	10 mΩ
Max. Series Resistance ESR _{HF} (1kHz, 25°C)	6 mΩ
Weight	34 g
Volume	0.028 l
Operating Temperature	-20...+60 °C
Storage Temperature	-30...+80 °C
Life time (25°C, U _R)	90000 h
Life time, cycles ⁽³⁾ (25°C, I _c =10A)	500000

Criteria: ΔICI > 20% of initial value or ESR > 200% of initial value or ILC > specified value
 Criteria: ΔICI > 20% of initial value or ESR > 200% of initial value or ILC > specified value

Remarks: (1) DCC: Discharging with constant current
 (2) discharging from UR to UR/2 with IC=30A
 (3) 1 cycle: charging to U_R, 30s rest, discharging to 0V, 30s rest

Tabelle 1: Technische Daten des 100 F / 2.3 V Ultrakondensators der Fa. Siemens Matsushita Components.

Redox-Flow-Batterien: Ein Vorschlag zur saisonalen Energiespeicherung

Ludwig Jörissen¹, Heike Bächler¹, Christoph Fabjan², Jürgen Garche¹, Gerd Tomazic³

¹ Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg,
Geschäftsbereich 3, Elektrochemische Energiespeicherung und Energiewandlung,
Helmholtzstr. 8, D-89081 Ulm, Tel: ++49-731-9530-609, Fax: ++49-731-9530-666,
email: ljoeriss@huba.zsw.uni-ulm.de

² Technische Universität Wien, Institut für Technische Elektrochemie,
Getreidemarkt 9/158, A-1060 Wien, Tel: ++43-1-588-01 , Fax: ++43-1-586-1560 ,
email: sekr@fbch.tuwien.ac.at

³ Powercell GmbH, Bleckmanngasse 10, A-8680 Mürzzuschlag,
Tel: ++43-3852-5151, Fax: ++43-3852-5145, email: gtomazic@auer.net

Kurzfassung

Saisonale Energiespeicherung in Photovoltaik Inseln Systemen erfordert Akkumulatoren mit hoher Kapazität bei oftmals begrenzter Leistung. In konventionellen Systemen, wie Blei- oder Nickel-Cadmium-Akkumulatoren, sind Kapazität und Leistung eng gekoppelt. Redox-Flow-Batterien sind jedoch ähnlich aufgebaut wie Brennstoffzellen, das heißt: Kapazität und Leistung der Batterie sind vollständig entkoppelt. Die Aktivmasse liegt in Redox-Flow-Systemen in Form einer Metallsalzlösung vor. Die Kapazität des Akkumulators wird somit durch das Volumen der Speichertanks und die Konzentration der Salzlösung bestimmt, während die Leistung durch die Größe des Zellpakets beeinflusst werden kann. Redox-Flow-Batterien können ferner aus preiswerten Komponenten hergestellt werden. Vanadium eignet sich infolge seiner vielen elektrochemisch zugänglichen Redoxstufen besonders als Aktivmaterial für Redox-Flow-Batterien.

In diesem Beitrag werden die ersten Ergebnisse eines Projekts zur Entwicklung einer Vanadium-Redox-Flow Batterie zur saisonalen Energiespeicherung in PV-Inseln Systemen beschrieben.

Abstract

Seasonal energy storage in stand-alone photovoltaic installations requires high capacity batteries. However, their power demand is sometimes rather limited. In conventional systems such as lead-acid or nickel-cadmium batteries, capacity and power are intimately linked. In redox-flow-batteries which are built more similar to fuel cells capacity and power of the system can be adjusted according to the requirements of the actual electricity demand. In redox-flow-batteries, the active mass consists of a metal-salt-solution. Therefore, the capacity of the system is determined solely by the volume of the storage tanks. System power can be dimensioned by the cell-stack. Generally, redox-flow-batteries can be manufactured from inexpensive materials. Due to its great variety of oxidation states, vanadium is a particularly well suited active material for redox-flow-batteries.

In this paper, first results on the development of a vanadium-redox-flow-battery for stand-alone PV-systems are reported.

Einführung

Alle elektrochemischen Energiespeicher können in drei Funktionseinheiten unterteilt werden.

- Der **elektro-chemischer Wandler** wandelt elektrische Energie in speicherbare chemische Energieträger um.
- Im **chemischen Speicher** werden die chemischen Energieträger gespeichert.
- Der **chemo-elektrische Wandler** wandelt die gespeicherte chemische Energie wieder in Elektrizität um.

Die Konstruktion der Wandler bestimmt die Leistung des elektrochemischen Energiespeichers, seine Kapazität wird von der Größe des chemischen Speichers festgelegt. Der prinzipielle Aufbau elektrochemischer Energiespeicher ist in Abbildung 1 dargestellt.

In herkömmlichen Akkumulatoren sind Wandler und Speicher in einem gemeinsamen Gehäuse integriert. Leistung und Kapazität des Akkumulators sind über dessen Bauform eng miteinander gekoppelt.

In Wasserstoff-Energiesystemen sind alle drei Funktionseinheiten vollständig unabhängig voneinander. Als elektro-chemischer Wandler fungiert hier ein Wasserelektrolyseur. Die Produkte – Wasserstoff und unter Umständen auch Sauerstoff – werden in Tanks gespeichert. Die Wiederverstromung kann dann in einer Brennstoffzelle als chemo-elektrischem Wandler erfolgen. Die Leistung der Wandler und die Kapazität des Speichers sind vollständig unabhängig variabel.

Redox-Flow Batterien sind von ihrem Aufbau her den Brennstoffzellen ähnlich. Sie bestehen aus einem elektrochemischen Reaktor und Speichertanks. Im Gegensatz zu Brenn-

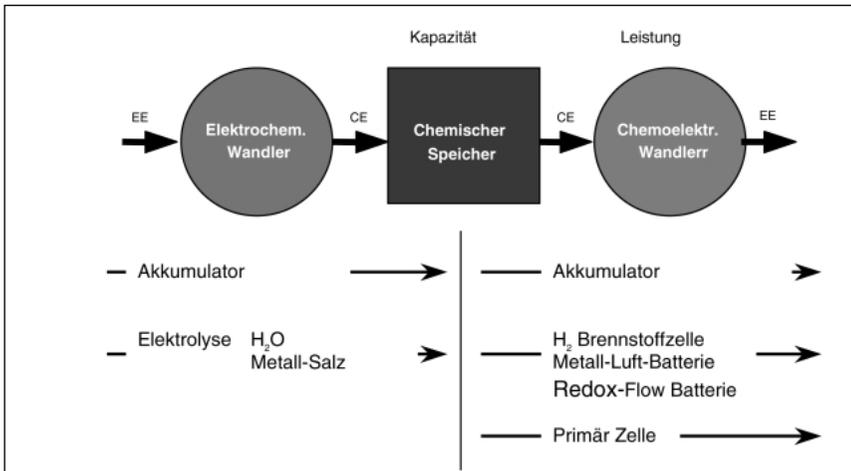


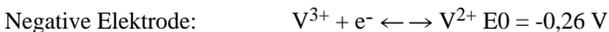
Abbildung 1: Schematische Darstellung elektrochemischer Energiespeicher.

stoffzellen kann die Reox-Flow-Batterie elektrisch geladen werden, somit sind Speicher- und Wandlerfunktion integriert.

Die Leistung der Redox-Flow-Batterie wird durch die Gestaltung des elektrochemischen Reaktors festgelegt. Konzentration und Volumen der gespeicherten Metallsalzlösungen bestimmt die Kapazität. Eine Zusammenfassung des Entwicklungsstandes verschiedener Redox-Flow-Batteriesysteme wurde von Bartolozzi gegeben [1]. Als besonders erfolgversprechend hat sich die Vanadium-Redox-Flow-Batterie erwiesen, da hier gleichartige Elektrolyte im Kathoden- und Anodenraum verwendet werden. Die Vanadium-Redox-Flow-Batterie wurde von Skyllas-Kazacos und Mitarbeitern erstmals beschrieben [2-7].

Arbeitsprinzip der Vanadium-Redox-Flow-Batterie

In der Vanadium-Redox-Flow-Batterie sind folgende Halbzellreaktionen beteiligt:



Die Zellspannung unter Verwendung einmolarer Lösungen beträgt somit 1,26 V.

Als Elektrolyt und Aktivmasse dient eine schwefelsaure Vanadiumsalzlösung. Als Elektroden werden geeignete Graphitfilze eingesetzt. Als Separatoren verwendet man üblicherweise Ionenaustauschermaterialien.

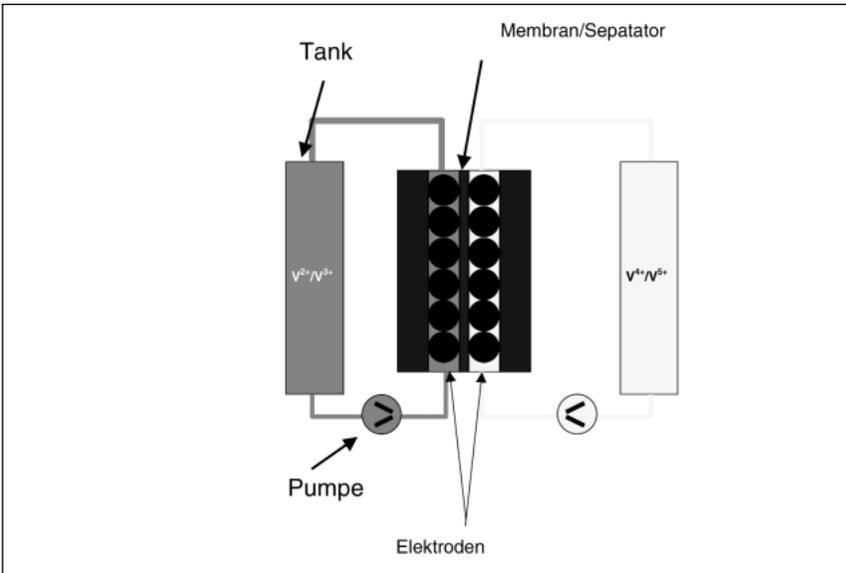


Abbildung 2: Schemazeichnung einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie

Anforderungen an einen Energiespeicher für PV-Inselsysteme

Ein Energiespeicher in einem PV-Inselsystem sollte folgenden Anforderungen genügen [8].

- Aufnehmen eines jeden vom Energiewandler angebotenen Ladestroms bei jedem Füllgrad und bei jeder Ladespannung;
- unbegrenztes Speichervermögen relativ zum potentiellen Angebot und ohne Verluste beim Aufnehmen und Abgeben der Energie;
- keine Einbuße an Speichervermögen während der Einsatzdauer, höchste Betriebszuverlässigkeit und Wartungsfreiheit;
- kein nachteiliges passives oder aktives Umweltverhalten, d.h. keine Beeinflussbarkeit der Nennbetriebsseigenschaften durch klimatische, biologische, elektrische oder mechanische Einflüsse, keine schädliche Wirkung auf die Umgebung durch Absonderung von Gasen, Dämpfen oder Flüssigkeiten, keine Gefährdung durch Ströme oder Spannungen sowie keine optische Benachteiligung;
- akzeptable Kosten.

Selbstverständlich können reale Akkumulatoren diesen Forderungen nur teilweise gerecht werden. Vanadium-Redox-Flow-Batterien zeichnen sich durch folgende Vorteile gegenüber gewöhnlichen Akkumulatoren aus:

- Kapazität und Leistung sind unabhängig voneinander einstellbar, dadurch sind sie gleichermaßen für saisonale Energiespeicherung und Lastausgleich geeignet.
- Lade- und Entladespannung sind über die Zellenzahl einstellbar. (Im Extremfall kann die Batterie mit 2 V geladen und mit 100 V entladen werden.)
- Die Aktivmasse befindet sich in flüssiger Phase, dadurch werden komplexe Strukturwechsel, wie sie in festen Batterieelektroden auftreten, vermieden.
- Die Lebensdauer des Elektrolyten ist praktisch unbegrenzt.
- Die in Tanks gespeicherten Elektrolyte unterliegen keiner Selbstentladung.
- Die Batterie kann vollständig entladen werden ohne Schaden zu nehmen, sie ist sogar sicher gegen Verpolung.
- Der Ladezustand der Batterie ist über die Messung der Einzelzellspannung einfach bestimmbar.
- Durch Austausch der Elektrolyte kann die Batterie auch „extern“ nachgeladen werden.
- Nur die Pumpen und der elektrochemische Reaktor unterliegen dem Verschleiß.
- Die Batterie kann aus kostengünstigen Kunststoff-Bauteilen hergestellt werden.
- Die Vanadium-Redox-Flow-Batterie hat im Vergleich zu Bleibatterien geringere Auswirkungen auf die Umwelt [8].

Als mögliche Nachteile der Vanadium-Redox-Flow-Batterie gelten:

- Kohleelektroden und -ableiter werden durch V^{5+} -Lösung (positive Elektrode) stark angegriffen.
- V^{2+} bildet sich in wässriger Lösung erst bei negativen Potentialen, es kann also die Bildung von Wasserstoff als Nebenreaktion auftreten.
- Der Zutritt von Luftsauerstoff zum negativen Elektrolyten muß unterbunden werden.
- Durch den Separator kann eine Vermischung des positiven und des negativen Elektrolyten stattfinden, wodurch die coulomb'sche Effizienz verringert wird.
- Unvollständige Durchmischung der Elektrolyte im Tank kann zu verringerter Kapazität führen.

Abbildung 3 zeigt die Strombelastung des Batteriespeichers einer an der Südwestküste Portugals installierten PV-Inselanlage im Juli. Die Anlage wird von einem $1,44 \text{ kW}_p$ Solarfeld und einer $1,5 \text{ kW}_p$ Windturbine versorgt. Als Energiespeicher wird eine Bleibatterie (48 V, 750 Ah, $\sim 36 \text{ kWh}$) eingesetzt. Die Anlage dient zur Versorgung eines Hauses und ist ganzjährig in Betrieb. Man erkennt im Stromprofil einzelne Entladestromspitzen von ca. 55 A. Der maximale Ladestrom beträgt ca. 20 A. Ferner ist eine Grundbelastung von ca. 5 A in Nachtstunden zu beobachten.

Dieses PV-Inselsystems könnte demnach mit einer 2,5 kW-Redox-Flow-Batterie ausge-

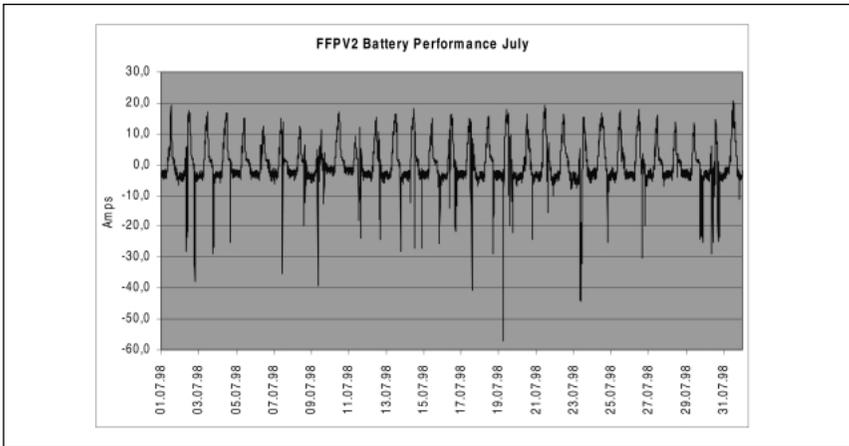


Abbildung 3: Strombelastung des Batteriespeichers einer PV-Inselanlage in Portugal. Solargenerator 1,44 kWp, Windgenerator 1,5 kWp, Bleibatterie: 48 V 750 Ah

stattet werden. Um eine Kapazität von 36 kWh zu erreichen, müßte ein Elektrolytvolumen von ca. 1,5 m³ einer 2-molaren Vanadiumsalzlösung vorgehalten werden.

Entwicklung eines Vanadium-Redox-Flow-Batteriesystems für PV-Inselanlagen

Im Rahmen eines von der EU geförderten Vorhabens soll eine Vanadium-Redox-Flow-Batterie für PV-Inselanlagen mit folgender Zielstellung entwickelt werden.

- Die Batterie soll zur Vermeidung parasitärer Wasserstoffentwicklung im sogenannten Flow-by Design aufgebaut werden, und soll bis zu einer Stromdichte von 100 mA/cm² betrieben werden können.
- Aus Kostengründen sollen modifizierte mikroporöse Separatoren eingesetzt werden. Hierbei soll eine coulombsche Effizienz der Batterie von mehr als 70 % erreicht werden.
- Zur Vermeidung möglicher Dichtungsprobleme soll ein vollständig verschweißter Zellblock verwendet werden.
- Die Lebensdauer des Zellblocks soll mindestens 4 Jahre betragen.
- 6000 EURO für ein 2 kW, 30 kWh Batterie (dies entspricht einem 10-Tagesspeicher in Mitteleuropa).

Die experimentellen Arbeiten zu diesem Vorhaben wurden im Februar 1997 begonnen. In der ersten Phase wurden Elektroden- und Separatormaterialien in einer Laborzelle (Abbildung 4) untersucht.

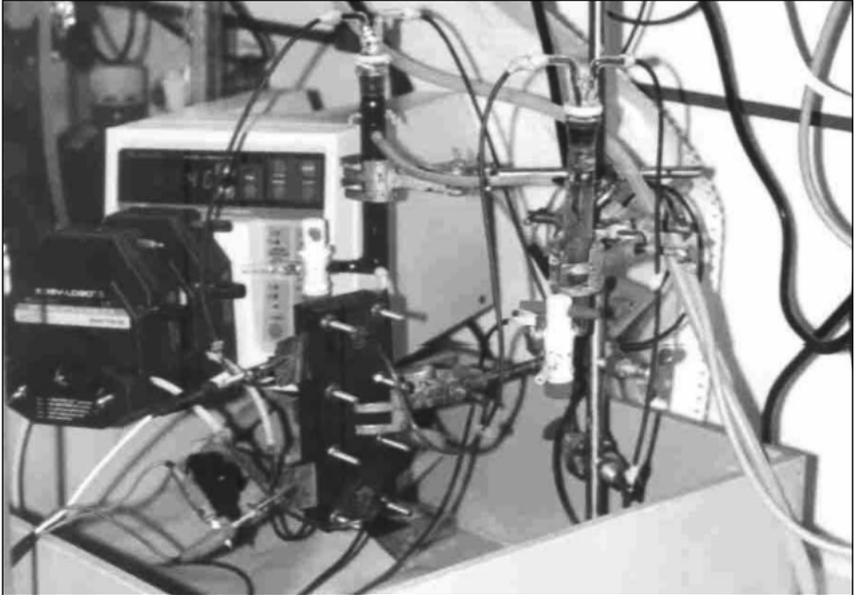


Abbildung 4: *Vanadium-Redox-Flow Laborzelle im vollgeladenen Zustand. Man erkennt deutlich die helle Färbung des positiven Elektrolyten (im Bild rechts).*

Elektrodenmaterialien

Als Elektroden für die Vanadium-Redox-Flow-Batterie werden poröse Graphitfilze eingesetzt. Ziel einer Elektrodenoptimierung ist die Minimierung der ohmschen Verluste in der Zelle, das heißt Erhöhung der mittleren Entladespannung und eine Senkung der mittleren Ladespannung. Zhong et al. [10] wiesen einen deutlichen Einfluß der Rohmaterialien, Graphitisierungsbedingungen und Konditionierungsbedingungen auf die elektrochemischen Eigenschaften von Elektroden-Aktivschichten nach. In Abbildung 5 wird exemplarisch der Einfluß der Temperatur bei 400° C in Luft auf die elektrochemische Aktivität eines bei 1900° C hergestellten Graphitfilzes gezeigt. Man erkennt eine deutliche Steigerung der Aktivität, die durch den Einbau sauerstoffhaltiger Gruppen in die Graphitstruktur erklärt werden kann.

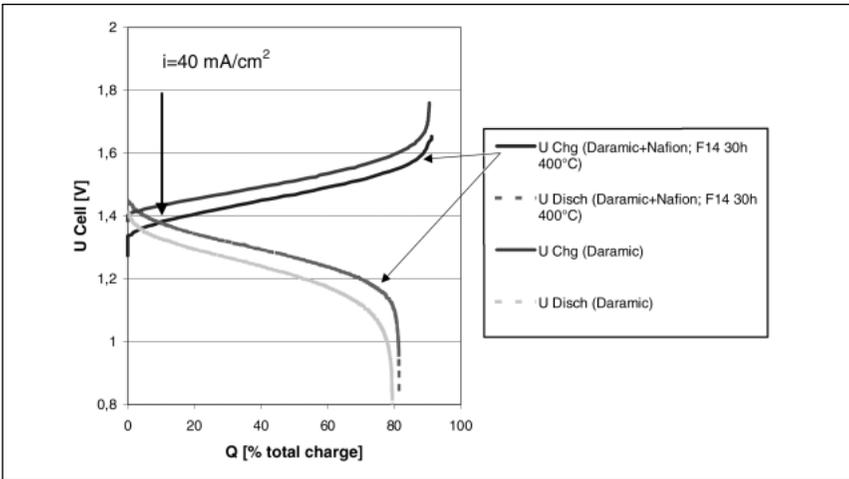


Abbildung 5: Lade-Entladekurven der Laborzelle bei Verwendung unterschiedlich konditionierter Graphitfilze. Man erkennt eine Senkung der mittleren Ladespannung und eine Erhöhung der mittleren Entladespannung durch Temperung des Elektrodenmaterials in Luft.

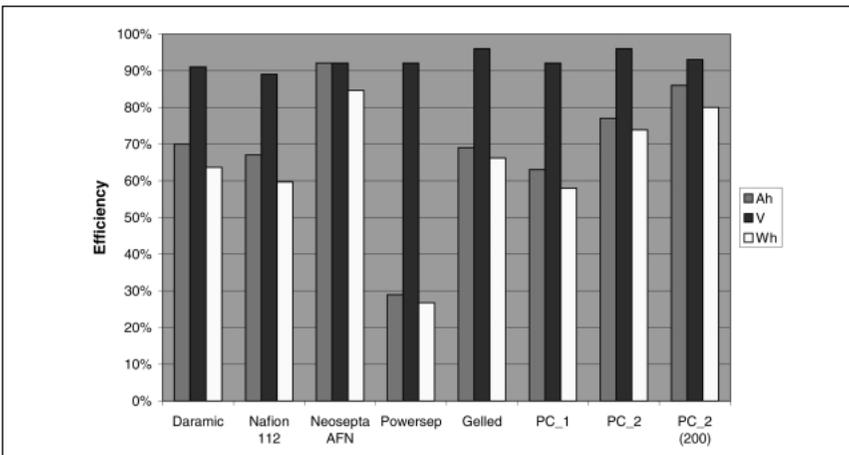


Abbildung 6: Einfluß verschiedener Separatormaterialien auf die Ah-Effizienz, Spannungseffizienz und Energieeffizienz einer Vanadium-Redox-Flow-Zelle bei einer Stromdichte von 10 mA/cm^2 . Powersep, Gelled und PC_1 sind ölfreie mikroporöse Separatoren, Daramic und PC_2 sind ölgefüllt. Nafion 112 ist ein Beispiel einer Kationenaustauschermembran, Neosepta AFN ist beispielhaft für Anionenaustauschermembranen.

Separatoren

Die Separatoren sollen bei möglichst geringem Innenwiderstand die Vermischung der kathodischen und anodischen Elektrolyte verhindern. Mikroporöse Separatoren zeigen einen geringen Innenwiderstand, der sich in einer geringen Differenz zwischen mittlerer Entladespannung und mittlerer Ladespannung äußert. Allerdings verhindern sie die Vermischung der Elektrolyte nur unvollständig, was zu einer geringen coulombschen Effizienz führt. Ionenaustauschermaterialien, besonders Anionenaustauscher zeigen hohe coulombsche Effizienz und hohe Spannungseffizienz, verursachen jedoch in der Regel hohe Kosten. Ögefüllte Separatoren sind eine akzeptable Kompromißlösung (Abbildung 6).

Batteriemodul

Basierend auf Konstruktion und Materialien, die sich beim Bau von Zink-Brom-Batterien bewährt haben, wurde ein 32 zelliger Vanadium-Redox-Flow-Modul gebaut und ersten Tests unterzogen. Der Modul konnte erfolgreich zyklisiert werden. Infolge der nicht optimierten Separatoren und Elektroden konnten jedoch nur eine coulombsche Effizienz

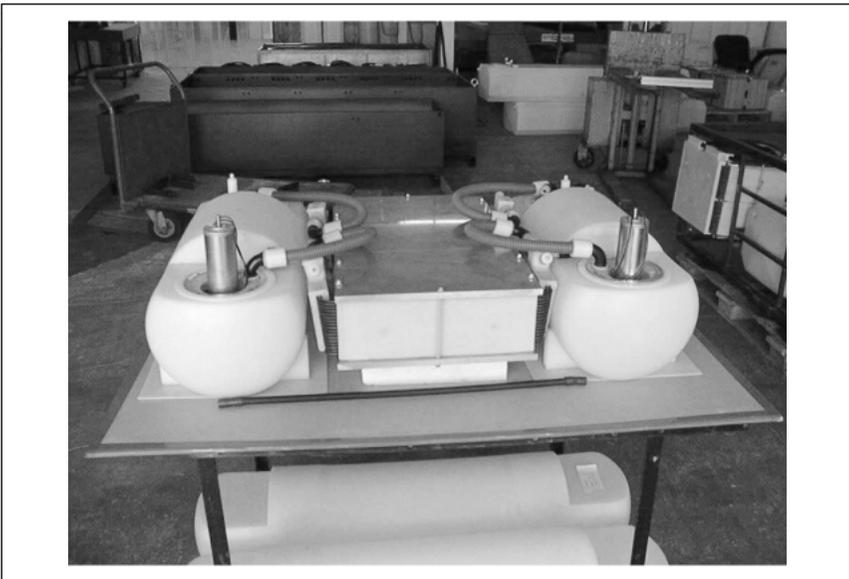


Abbildung 7: 32-zelliger, Vanadium-Redox-Flow-Batteriemodul
(Stackspannung 42 V, Kapazität: 14 Ah)

Zusammenfassung

Vanadium-Redox-Flow-Batterien sind eine vielversprechende Technologie zur Energiespeicherung in PV-Inselanlagen. Im Rahmen eines Materialscreeningprogramms konnten geeignete Materialien zum Bau eines Speichersystems identifiziert werden. Ein 2 kW-Modul ist gegenwärtig im Bau.

Unterstellt man eine Jahresproduktion von ca. 1.500 Einheiten, und schreibt die heutigen Weltmarktpreise für Vanadium fort, so sind Fertigungskosten für ein 2 kW, 30 kWh-System von ca. 6.000 EURO möglich.

Danksagung

Das Vorhaben wird von der Europäischen Gemeinschaft im Rahmen des JOULE-Programms unter der Vertragsnummer JOR3 CT97-0152 gefördert.

Literatur

- [1] M. Bartolozzi, J. Power Sources, **27** (1989) 219
- [2] E. Sum, M. Skyllas-Kazacos, J. Power Sources, **15**, (1985) 179
- [3] E. Sum, M. Rychcik, M. Skyllas-Kazacos, J. Powers Sources, **16**, (1985)
- [4] M. Skyllas-Kazacos, R.G. Robbins US Patent 849 094 (1986)
- [5] M. Syllas-Kazacos, M. Rychcik, R.G. Robins, A.G. Fane, J. Electrochem. Soc., **133**, (1986) 10577
- [6] M. Skyllas-Kazacos, F. Grossmith, J. Electrochem. Soc., **134**, (1987) 2950
- [7] M. Rychcik, M. Skyllas-Kazacos, J. Power Sources, **22**, (1988) 59
- [8] C.J. Rydh, J. Power Sources, zur Veröffentlichung eingereicht

-
- [9] H.K. Köthe, Praxis solar- und windelektrischer Energieversorgung, VDI-Verlag, Düsseldorf (1982)
- [10] S. Zhong, C. Padeste, M. Kazacos, M. Skyllas Kazacos, J. Power Sources, **45**, (1993) 29

Erfahrungen, Anforderungen und Märkte

Erfahrungen und Anforderungen an Batterien und Systemtechnik für Hausstromversorgungen

Manfred Bächler, Armin Sobirey, Peter Sprau

WIP KG

Sylvensteinstr. 2, 81369 München

Tel: ++49 (0) 89 – 720 12 35, Fax: ++49 (0) 89 – 720 12 91

www.wip.tnet.de, renewables@mail.tnet.de

Zusammenfassung

In PV-Inselanlagen beeinflussen eine ganze Reihe von, zum Teil sehr unterschiedlichen Faktoren den Anlagenbetrieb, die Performance und insbesondere die Lebensdauer der Batterie. Die zukünftige Akzeptanz dieser Systeme und damit auch die Verbreitung der Photovoltaik wird nur durch zuverlässige Systeme, die die Erwartungen des Anwenders erfüllen und befriedigen zu erreichen sein.

Dafür sind bei der Planung, Auslegung und Realisierung bzw. Betrieb der Anlagen eine Anzahl von Punkten zu beachten, von denen einige exemplarisch in diesem Beitrag dargestellt werden:

- Der Faktor Mensch ist, vor allem wenn der Betreiber (Nutzer) der Anlage nicht mit dem Eigentümer identisch ist und damit oft eine andere Interessenlage hat als der Eigentümer, nicht zu vernachlässigen – gerade durch manuelle Eingriffe in den Anlagenbetrieb kann dieser nachhaltig gestört werden und eine frühzeitige Alterung der Batterie bewirken.
- Bei Einsatz von Shunt-Laderegler ist die Spannungsfehlانpassung zwischen Modul und Batterie durch die Verbesserung der Modultechnologie gestiegen – gerade bei niedriger Batteriespannung (hohe Belastung, geringer Ladezustand) arbeitet das PV-Modul meist deutlich außerhalb des optimalen Arbeitspunkts. Eine bessere Anpassung ist nur bei sehr sorgfältiger Anlagenplanung oder durch Einsatz von MPP-Laderegler möglich.
- Die Erweiterung bestehender PV-Anlagen ist mit der derzeitigen Systemtechnik nur mit erhöhtem Planungs- und Komponentenaufwand möglich. Durch eine Modularisierung der Systemtechnik könnte hier Abhilfe geschaffen werden.
- Während des normalen Zyklusbetriebs stellt sich zwischen den einzelnen Zellen einer Batterie ein ungleichmäßiger Ladezustand ein – dies kann bei einer großen Anzahl von

Zellen innerhalb eines Batterieverbundes während der Entladung zu Schäden an einzelnen Zellen führen. Regelmäßige Ausgleichsladungen (zusammen mit einer engeren Selektion der Kapazitäten seitens der Hersteller) können dies verhindern bzw. verzögern.

- Die Ausfallkriterien für den Ersatz von Batterien nach DIN (bei Unterschreiten von 80 % der Nennkapazität) sind bei PV-Anlagen nicht praktikabel, da bei dieser Restkapazität noch keine signifikanten Einschränkungen für den Anlagenbetrieb vorliegen. Notwendig ist die Erarbeitung von Tauschkriterien, die auf diese Anwendungsfälle zugeschnitten sind.

Summary

In stand-alone PV systems a couple of factors are responsible for the plant operation, its performance and especially battery life time. Market increase for these systems will be achieved work, if the PV systems turn out to be highly reliable and are satisfying customer needs and expectations. To achieve this some criteria must be observed, starting with the planning, design, implementation and operation of the systems. Some of these criteria are presented in detail in this paper:

- If the operator is not the owner of the systems the operator may be ruled by different objectives than the owner – manual overriding of the automatic plant control may result in premature battery ageing.
- The voltage mismatch between the PV module and the battery has increased in the past, since the operating voltage of the PV modules was increased by improved solar cell technology. The lower the battery voltage (i.e. during discharge and/or low state-of-charge periods) the higher the mismatch, resulting in decreasing PV array power output. Better matching can only be achieved with accurate planning or by using battery chargers with MPP-Tracking.
- The power capability of existing PV systems can be increased only with relative high planning costs and investments. Standardised, modular subsystems and components are needed to ease later modifications and enlargement of the systems.
- Even during the regular PV operation mode, the state-of-charge of individual battery cells tends to become unequal. The higher the number of cells in series, the worse the situation can become during battery discharge. Periodic equalisation charging can overcome this problem.
- The criteria for battery replacement as defined in the DIN (i.e. if the available capacity drops below 80 % of the nominal capacity) is not adequate for batteries in PV systems. More appropriate criteria for these applications must be defined.

1. Einleitung

Durch eine standardisierte, vergleichende Auswertung von Messwerten zur Bestimmung der charakteristischen Betriebsführung und Betriebsbedingungen von Batterien in PV-Systemen, wie sie im Rahmen des BMBF-Förderprojekts „Systemkorrelierende Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen in bestehenden PV-Anlagen“ durchgeführt wurde, können weitere Einflüsse, die durch eine solche standardisierte Auswertung nicht erfasst bzw. dargestellt werden können, einen wesentlichen Einfluß auf die Betriebsbedingungen und die Performance von PV-Insulanlagen mit Bleibatterien haben. Einige dieser Aspekte und deren Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb werden in diesem Beitrag näher dargestellt.

2. Verhalten des Anlagenbetreibers – „Faktor Mensch“

Im Regelfall arbeiten moderne PV-Inselsysteme (mit oder ohne Zusatzgenerator) vollautomatisch – ein Eingriff durch den Anlagenbetreiber ist im Normalbetrieb nicht vorgesehen. Für besondere Betriebssituationen kann jedoch ein manueller Eingriff durch den Betreiber notwendig sein, so daß seitens des Anlagendesigns und der Steuerung entsprechende Eingriffsmöglichkeiten vorgesehen sind. Generell gilt aber, daß bei einer gut geplanten und ausgeführten PV-Inselanlage manuelle Eingriffe auf ein Minimum reduziert werden können – vorausgesetzt der Anlagenbetreiber verspürt nicht den Ehrgeiz die Anlage besser zu betreiben als es die automatische Steuerung vorsieht.

Diese möglichen Anlagensteuerungsmodi können zu folgendem, auf den ersten Blick vielleicht etwas außergewöhnlichen Fall führen, wobei die genannten Randbedingungen in Zukunft im des Bereich Energie-Contracting (z.B. im Rahmen von Elektrifizierungsprogrammen in Entwicklungsländern) durchaus häufiger vorkommen können.

Ausgangssituation:

Bevor die PV-Anlage (mit Batteriespeicher) errichtet wurde, war auf dem Anwesen bereits ein Dieselgenerator (ohne Batteriespeicher) vorhanden, der stundenweise den Betrieb von größeren Stromverbrauchern ermöglichte. Die PV-Anlage samt Batteriespeicher mit Einbindung des vorhandenen Dieselgenerators wurde vom regionalen Energieversorger errichtet und betrieben [1].

Einbau einer PV-Anlage mit Batteriespeicher:

Der Dieselgenerator wurde nun bei Unterschreiten der Batteriespannung unter voreingestellte Werte gestartet und speist in die DC-Schiene ein. Von dort wurde zum einen die

Batterie nachgeladen, zum anderen wurden (über die beiden Wechselrichter) die angeschlossenen Verbraucher versorgt. Für den Notbetrieb war eine direkt Versorgung der Verbraucher (d.h. ohne gleichzeitige Nachladung der Batterie und Versorgung der Verbraucher über die Wechselrichter) möglich.

Die Wartung und der Betrieb der PV-Anlage samt Batteriespeicher wurde vom Energieversorger durchgeführt. Die von den beiden Wechselrichtern (1- und 3-phasig) an die Verbraucher abgegebene Energie wurde dem Bauern zum normalen Verbrauchstarif in Rechnung gestellt. Die Treibstoffkosten und Wartung für den Dieselgenerator wurden dagegen vom Bauern (dem Eigentümer dieser Komponenten, die bereits vor der Nachrüstung vorhanden waren) getragen.

Aus Sicht des Bauern stellte sich diese Situation folgendermaßen dar: Falls der Ladezustand der Batterie eine Nachladung der Batterie über den Dieselgenerator notwendig machte, so bezahlte der Bauer diese Energie *zweifach*: Zum einen über die von ihm finanzierten Treibstoffkosten zur Erzeugung der elektrischen Energie, zum anderen wurde diese Energie (über den Zwischenspeicher Batterie oder direkt über die Wechselrichter) über die Stromzähler am Wechselrichterausgang ihm nochmals berechnet.

Dieser Interessenkonflikt führte mit zunehmender Betriebsdauer dazu, daß der Landwirt die Betriebszeiten des Dieselgenerators und damit die Einspeisung von Energie in die DC-Schiene zu minimieren versuchte: Die von der Anlagensteuerung versuchten Starts des Dieselgenerators bei Unterschreiten der eingestellten Schwellwerte der Batteriespannung führten wegen Eingriffen beim Dieselgenerator nun nicht mehr zum Start. Ließ sich der Betrieb der Anlage ohne Start des Dieselgenerators nicht mehr aufrechterhalten (bei Lastabwurf durch die automatische Steuerung bzw. Stop der Wechselrichter) wurde der Dieselgenerator manuell gestartet. Die Energie wurde nun aber nicht etwa in die DC-Schiene eingespeist und damit zur Nachladung der Batterie verwendet, sondern wurde direkt (d.h. auch ohne Erfassung über die Stromzähler) an die Verbraucher abgegeben. Nachdem die großen Energieverbraucher nicht mehr benötigt wurden, wurde der Dieselgenerator wieder abgeschaltet, die Batterie (mit den nun kleineren Entladeströmen) weiter entladen statt nachgeladen.

Diese manuellen Eingriffe durch den Betreiber vor Ort führten, zusammen mit dem stetig steigenden Energiebedarf des Anwesens und der nur spannungsgesteuerten Batteriebetriebsführung dazu, daß die Batterie über längere Zeiträume in sehr geringen Ladezustand betrieben wurde und nur sehr selten ein zufriedenstellenden Ladezustand erreicht wurde. Da der Bauer aber für die Wartung und einen möglichen Ersatz der Batterie nicht verantwortlich

war, war er nicht primär an einer langen Batterielebensdauer interessiert sondern an einer möglichst guten Ausnutzung der von der PV-Anlage erzeugten Energie. Die Performance Ratio der Anlage war dadurch natürlich sehr hoch – die Lebensdauer der Batterie wurde durch diese Betriebsweise aber deutlich reduziert.

Durch eine modifizierte Betriebsführung, Umbaumaßnahmen und weitere flankierende Maßnahmen seitens des Energieversorgers konnten die Betriebsbedingungen für die Batterie deutlich verbessert und damit auch die Lebensdauererwartung der Batterie signifikant erhöht werden.

3. Fehlanpassung Batteriespannung/Modulspannung

Der Spannungsbereich der Batterie (12 V Systeme) variiert in PV-Anlagen im Normalbetrieb zwischen 11,4 und 14,1 Vdc, für die kontrollierte Gasung zur Aufhebung der Säureschichtung stieg die Spannung bis 15 Vdc an. Demgegenüber hängt die MPP-Spannung der Module von der Temperatur der Solarzellen ab – sie kann zwischen 15 V und 18 V schwanken. Bei direktem Anschluß der PV-Module an die Batterie über einen Shunt-Laderegler besteht also in vielen Betriebssituationen eine Fehlanpassung – die PV-Module werden nicht im optimalen Arbeitspunkt betrieben.

In den letzten Jahren ist darüberhinaus die MPP-Spannung der PV-Module von ca. 16,5 V auf 17 V gestiegen, Module mit Hochleistungssolarzellen erreichen inzwischen MPP-Spannungen von 18 Vdc. Durch die Verbesserungen der Solarzellen ist also die Fehlanpassung noch gestiegen – die Technologieverbesserungen sind also bei einer direkten Kopplung an die Batterie nicht nutzbar. [2]

Je geringer der Ladezustand der Batterie bzw. die Höhe des Entladestroms, desto geringer ist die Batteriespannung und damit die Fehlanpassung zur MPP-Spannung. Dadurch wird das PV-Modul also gerade dann, wenn die PV-Leistung am notwendigsten ist, nicht im optimalen Arbeitspunkt betrieben. Dieser Effekt ist in den beiden nachfolgenden Abbildungen für ein 24V System (mit zwei 36-zelligen PV-Module in Reihe) dargestellt: Die erste Abbildung zeigt den zeitlichen Verlauf der Batteriespannung und des Betriebswirkungsgrads der PV-Module, die zweite Abbildung zeigt den (über einen längeren Zeitraum) ermittelten Betriebswirkungsgrad des Solargenerators in Abhängigkeit der Einstrahlung.

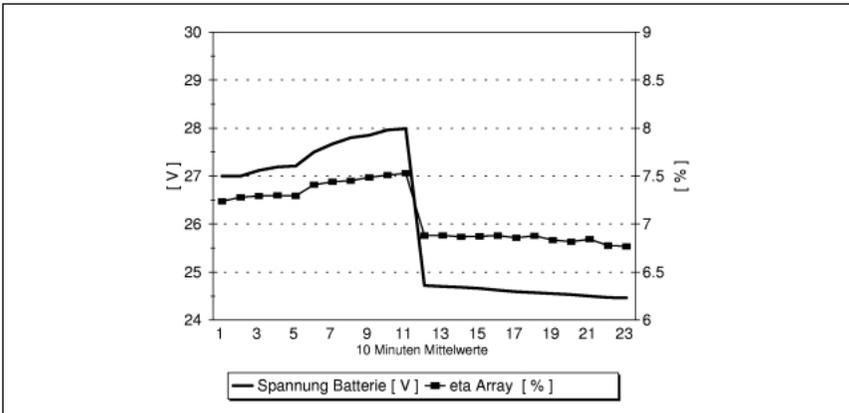


Abbildung 1: Verlauf der Batteriespannung (und damit auch Arbeitsspannung der PV-Module) und Wirkungsgrad der PV-Module über einen Zeitraum von ca. 4 Stunden mit Belastung der Batterie nach 2 Stunden.

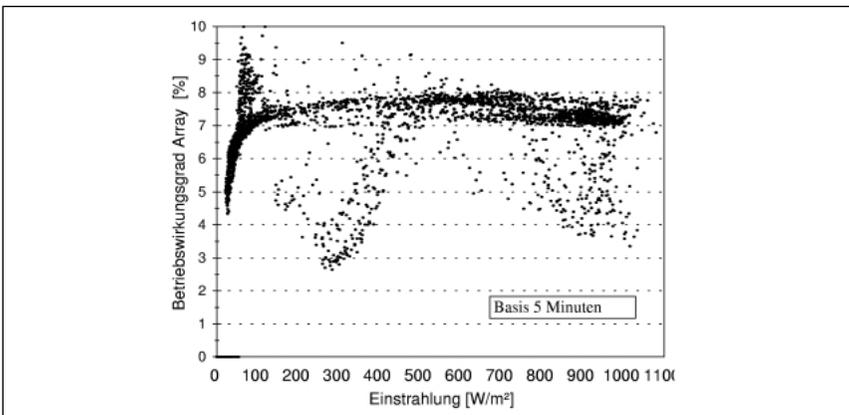


Abbildung 2: Verlauf des Wirkungsgrads der PV-Module in Abhängigkeit der Einstrahlung auf Basis von 5-Minuten-Mittelwerten (Beobachtungszeitraum ca. 2 Wochen).

Aus der ersten Abbildung sind 2 Punkte zu erkennen:

- Deutlich wird die starke Abhängigkeit des Betriebswirkungsgrad des PV-Generators von der Batteriespannung: Solange die Batterie geladen wird, steigt der Wirkungsgrad mit steigender Batteriespannung an, der Arbeitspunkt des PV-Generators liegt also auch im Ladebetrieb noch unter dem MPP-Punkt des PV-Generators, es liegt also eine generelle Fehlanpassung, bedingt durch die zu „hohe“ MPP-Spannung moderner 36-zelliger Module vor.

- Der starke Abfall des Betriebswirkungsgrads beim Rückgang der Batteriespannung ist auf das Zuschalten eines großen Verbrauchers zurückzuführen. Die sinkende Batteriespannung verschiebt den Arbeitspunkt des PV-Generators nochmals deutlich vom MPP-Punkt weg. Gerade dann, wenn die maximale Leistungsabgabe vom Generator notwendig wäre um die Verbraucher zu versorgen ohne die Batterie zu belasten wird, wird der PV-Generator deutlich außerhalb des optimalen Arbeitspunkts betrieben.

Dieses Verhalten spiegelt sich auch in der 2. Abbildung wieder: Die Punktwolken unterhalb der „typischen“ Wirkungsgradkurve von PV-Modulen bezeichnen Zustände, bei denen der PV-Generator nicht im MPP-Punkt betrieben wurde.

Um eine bessere Spannungsanpassung zu erreichen wurde die Batteriespannung versuchsweise (und die zugehörigen Reglerwerte) um 4V durch den Einbau von 2 weiteren Batterie-einzeln erhöht. Der Effekt ist in den beiden folgenden Abbildungen zu erkennen:

- Der Betriebswirkungsgrad der PV-Module ist nun insgesamt deutlich höher (d.h. die MPP-Spannung liegt im Bereich der Batteriearbeitsspannung wie am fallenden Wirkungsgrad bei steigender Batteriespannung zu erkennen ist)
- Der Wirkungsgrad bricht bei Belastung der Batterie nicht mehr wesentlich ein – der PV-Generator kann also annähernd die Maximalleistung im Bedarfsfall abgeben. Dies wird auch durch die weniger gestreute Wirkungsgradkurve in Abbildung 4 belegt.

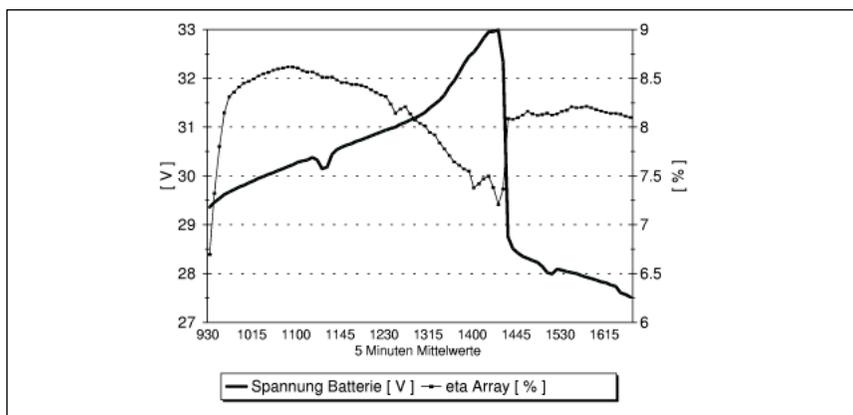


Abbildung 3: Verlauf der Batteriespannung (und damit auch Arbeitsspannung der PV-Module) und Wirkungsgrad der PV-Module tagsüber mit Belastung der Batterie nach Erhöhung der Batteriespannung um 4V.

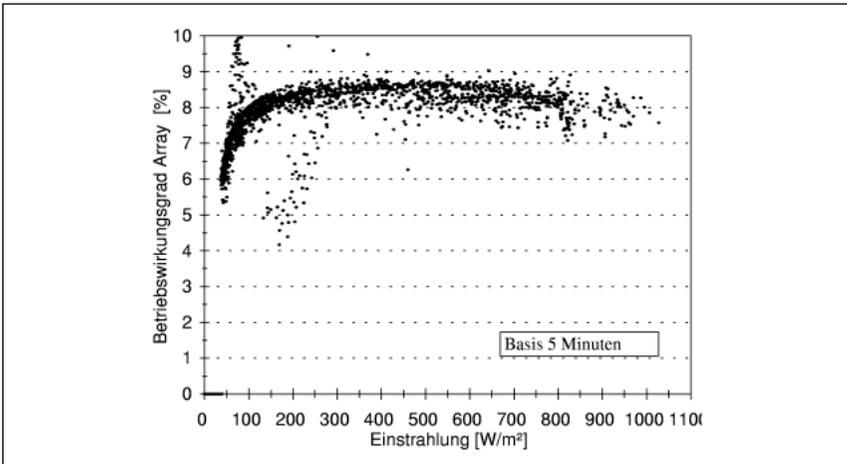


Abbildung 4: Verlauf des Wirkungsgrads der PV-Module in Abhängigkeit der Einstrahlung auf Basis von 5-Minuten-Mittelwerten (Beobachtungszeitraum ca. 2 Wochen) nach Erhöhung der Batteriespannung um 4 V.

Die Spannungserhöhung auf der Batterieseite ist aber sicher nicht die geeignete Lösung, da durch diese Spannungserhöhung die 12 V- bzw. 24 V-Verbraucher gefährdet und u.U. zerstört werden und die vorhandene Systemtechnik (Laderegler, Batterien) geändert werden müßte. Die andere Möglichkeit, die Spannung der Module durch die Verwendung von 32- oder 33-zelligen Modulen zu reduzieren führt zwar zu einer Verbesserung der Fehlanpassung bei unveränderter Batteriespannung. Diese Module sind bisher noch kein Standard und nur wenige Hersteller bieten diese Modultypen an. Die Preise dieser Module sind, bedingt durch die geringe Stückzahl, bezogen auf den Watt-Preis teurer als „normale“ 36-zellige PV-Module, so daß die Kosten für den Betreiber nicht sinken. Wichtig ist hier sicher auch noch ein verkaufpsychologisches Argument: Der Nutzer kauft Watt-Leistung der Module und wird seine Kaufentscheidung von der Nominalleistung (in W_{peak}) abhängig machen – nicht von der betriebspunktabhängigen tatsächlichen nutzbaren Leistung. Ein 33-zelliges Modul wird also bei annähernd gleichem Preis immer schlechter zu verkaufen sein als ein 36-zelliges Modul.

In nächster Zukunft werden verstärkt Dünnschicht-Module (CIS, CdTe, etc.) deren Hauptmarkt nicht bei den netzgekoppelten Anlagen sondern den (kleineren) Inselsystemen liegt zum Einsatz kommen. Diese Module haben gegenüber den kristallinen PV-Modulen (leicht) andere Betriebsspannungen und ein unterschiedliches Temperaturverhalten, so daß sich auch hier ein Mismatch-Problem einstellen wird.

Die beste, von Modultyp und Batterieverhalten unabhängige Lösung, wäre ein Laderegler mit MPP-Tracking. Es gab zwar in der Vergangenheit mehrere Ansätze Laderegler mit MPP-Tracking im Leistungsbereich unter 1 kW einzusetzen, diese Produkte konnten sich bisher auf dem Markt aber nicht durchsetzen. Nachdem inzwischen MPP-Tracking bei netzgekoppelten Anlagen bzw. deren Wechselrichtern Standard ist (und dies bis hinunter zur Leistungsklasse von 100 W-Wechselrichtern!) sollte dies auch bei Ladereglern unter 1 kW angestrebt werden.

[Anmerkungen: Vor wenigen Jahren wurde eine ähnliche Diskussion auch bei den Wechselrichtern für netzgekoppelte Anlagen geführt – mit dem unstrittigen Ergebnis, daß inzwischen MPP-Tracking ein unverzichtbarer Standard ist]

4. Erweiterbarkeit der PV-Anlagen zur Anpassung an gestiegenen Energiebedarf

Bei den meisten PV-Anlagen war in den ersten Betriebsjahren eine signifikante Zunahme des Stromverbrauchs und auch der Leistungsspitzen zu verzeichnen, so daß die Anlagen nicht mehr die ursprünglich anvisierten Deckungsraten erreichten und sich die Betriebsbedingungen der Batterie verschlechterten. Eine Erweiterung der Anlagen ist bei der vorhandenen Systemtechnik aber mit vertretbarem Aufwand nur sehr selten möglich:

- Um die auftretenden, höheren Leistungsspitzen zu versorgen wäre der Einbau größerer Wechselrichter notwendig gewesen, der vorhandene Wechselrichter wäre dann überflüssig geworden.
- Eine Erhöhung der Batteriekapazität wäre (ohne Ersatz der vorhandenen Batterie) nur durch das „Parallelschalten“ einer neuen Batterie möglich – um diese Batterien zu entkoppeln benötigt die neue Batterie einen eigenen Laderegler und einen eigenen PV-Generator

Die Erweiterung einer bestehenden PV-Inselanlage ist bei der derzeit verfügbaren Systemtechnik immer mit einem deutlich erhöhten Aufwand (Planung, Ausführung) und Mehrkosten verbunden. Eine zukünftige Lösung könnte in der Modularisierung der Systemtechnik für Inselsysteme liegen.

5. Mismatch von Batteriezellen während des Betriebs

Einzelne Batteriezellen innerhalb eines Batterieverbundes haben unterschiedliche, nutzbare Kapazitäten. Die Größe der Streuung hängt zum einen von der Anfangsstreuung (d.h.

nach Inbetriebnahme), zum anderen durch die sich im Lauf des Betriebs einstellenden unterschiedlichen Ladezustände und Alterungsgrade ab.

Abbildung 5 zeigt die Spannung von insgesamt 108 in Reihe geschalteten Zellen nach der Entnahme von 250 Ah (500 Ah Nennkapazität) während eines Entladetests, wobei diesem Entladetest zwar eine Aufladung der Batterie voranging, diese Aufladung aber zu keiner Vollladung oder gar Ausgleichladung der Batterie (und damit zu einer Homogenisierung des Ladezustandes bzw. der nutzbaren Kapazität) führte. Damit entspricht das Verhalten einzelner Zellen während der Entladung weitgehend dem Verhalten im normalen PV-Zyklusbetrieb (kurz vor Beendigung einer Entladung durch einen rein spannungsgesteuerten Laderegler).

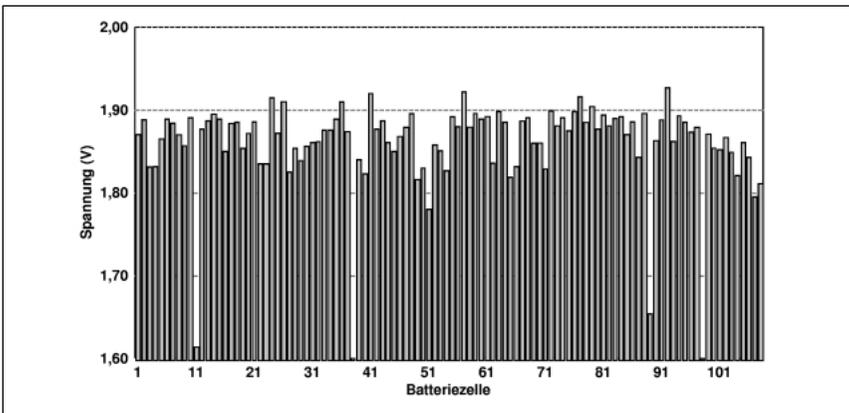


Abbildung 5: *Klemmspannung einzelner Batteriezellen bei Ladezustand ca. 40 % und Entladestrom I_6 .*

Die Spannung der Zellen variiert zwischen über 1,90 V/Zelle bis unter 1,80 V/Zelle. Deutlich zu erkennen ist, daß bereits eine Reihe von Zellen die Entladeschlusspannung von 1,80 V unterschritten haben bzw. bei weiterer Entladung in kurzer Zeit unterschritten hätten und damit nach den Herstellervorgaben als vollkommen entladen zu betrachten wären. Andererseits deutet die Spannung von ca. 1,90 V bei einer ganzen Reihe von Zellen auf einen noch vergleichsweise hohen Ladezustand hin.

Die Zellen 41, 57, 77 und 92, welche die höchste Entladespannung aufweisen, wurden im Sommer 94 als Ersatz für Zellen mit deutlich reduzierter Kapazität eingebaut. Während der Ladephase wiesen die neuen Zellen Ladeschlusspannungen von über 2,7 V, während der Entladung sankt die Entladeschlusspannung nicht unter 2,0 V (im Vergleich zu einigen anderen Zellen die unter 1,80 V lagen).

Da der Laderegler (unabhängig ob nur reine Spannungsteuerung durchgeführt wird oder eine on-line Berechnung des Ladezustands des Batterieverbundes implementiert ist) nur die Gesamtbatterie sieht, können in einem Verbund mit 100 und mehr Batteriezellen bei einzelnen Zellen irreversible Schäden durch Tiefstentladung bis hin zur Umpolung stattfinden, ohne daß dies vom Laderegler oder dem Betreiber direkt bemerkt wird.

Durch regelmäßige Ausgleichladungen werden nicht nur die einzelnen Zellen wieder ausreichend nachgeladen und damit deren Lebensdauer verlängert, sondern der Mismatch innerhalb eines Verbundes (und damit die erhöhte Belastung der ohnehin schwächsten Zellen) wird reduziert. Die Batterie als Verbund wird homogener – damit ist im Notfall mehr Energie vor Erreichen der Lastabwurfswelle entnehmbar.

6. Ausfallkriterium der Batterie

In den einschlägigen DIN-Normen wird eine Batterie als defekt definiert, wenn die Restkapazität unter 80 % der Nennkapazität gesunken ist. Diese Normen decken den Einsatzbereich von Batterien für USV-Anlagen, etc. ab – eine Übernahme auf Batterien in PV-Anlagen erscheint aber nicht praktikabel: Eine Batterie mit 80 % der Nennkapazität wird in einer PV-Anlage mit Zusatzgenerator und einer geeigneten Betriebsführung zu keiner Einschränkungen führen – allerdings wird mit zunehmendem Kapazitätsverlust der Zusatzgenerator häufiger für eine Nachladung sorgen müssen, weil die von der PV-Anlage kommende Energie nun nur teilweise in die Batterie eingeladen werden kann.

Aus Sicht des Anlagenbetreibers wird es deshalb 2 Kriterien für einen Austausch der Batterie geben:

- Kosten-Nutzenanalyse zur Abwägung ab wann die zunehmenden Starts des Zusatzgenerators und der erhöhte Brennstoffverbrauch den Ersatz der Batterie von der Kostenseite her sinnvoll machen. Allerdings wird bei einer reinen Betrachtung der Brennstoffkosten im Vergleich zu den Investitionskosten einer neuen Batterie die Entscheidung die Batterie zu ersetzen erst sehr spät getroffen werden.
- Einschränkungen im Anlagenbetrieb durch die häufigeren und frühzeitigen Lastabwürfe werden den Anlagenbetreiber eher dazu veranlassen die Batterie zu ersetzen. Da es zu diesem Themenkomplex keine praktischen Handlungsempfehlungen gibt, wird es von der „Schmerzgrenze“ des Betreibers abhängen, wann ein notwendiger Batterietausch tatsächlich durchgeführt wird.

Dank

Die beschriebenen Arbeiten und Ergebnisse wurden im Rahmen des BMBF-Projekts „Systemkorrelierende Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen in bestehenden PV-Anlagen“ Projektnummer 0329564A und 0329564B durchgeführt. Ein besonderer Dank gebührt den Anlagenbetreibern und den beteiligten EVUs für die gute Zusammenarbeit.

Literatur

- [1] PV-Anlage Brunnenbach – 10 Jahre Betrieb, G. Pfeiffer et.al., 14. PV Symposium Staffelstein, 10. – 12.03.99

- [2] H. Schmidt: „36 Zellen für ein Solarmodul – oder darf’s auch etwas weniger sein“, 13. Symposium Photovoltaischer Solarenergie, 11. – 13. März 1998, Staffelstein

- [3] A. Sobirey: „Erste Ergebnisse der Optimierungsmaßnahmen von Insel-Hybridystemen im Rahmen des MDO-Programms – Systemspannung: Es darf auch etwas mehr sein!“, 14. Symposium Photovoltaischer Solarenergie, 10. – 12. März 1999, Staffelstein

Anforderungen an PV-Systeme und Batterien in Gerätestromversorgungen

Markus Münch, SOLARWATT Solar-Systeme GmbH,
Grenzstraße 28, 01109 Dresden

1. Einleitung

Der Einsatz von Photovoltaik (PV) in unserem Umfeld ist von einer ständigen Zunahme gekennzeichnet. So verzeichnet diese Branche beim Umsatz von Solarmodulen und Anlagenkomponenten ein Wachstum von ca. 30 % jährlich. Neben kostenoptimierten Standardmodulen, deren optische Eigenschaften maßgeblich hinter dem Nutzwert zurückbleiben, spielen immer häufiger vom Standard abweichende Eigenschaften bei der Entscheidung für oder gegen Photovoltaik eine dominierende Rolle. Diese sind in den meisten Fällen entweder ästhetische oder an den Gebrauchseigenschaften der solaren Stromversorgung orientierte Gesichtspunkte.

Anspruchsvolle photovoltaische Produkte werten im allgemeinen auch das Image und die Akzeptanz der Photovoltaik in der Öffentlichkeit auf und sollen des weiteren Individualität und Kreativität, Innovationsvermögen und Umweltbewußtsein des Nutzers widerspiegeln. Von maßgeblicher Bedeutung sind hierbei sowohl die Merkmale der Funktionalität, als auch die gestalterische Umsetzung des Gesamtkonzeptes. Im Vordergrund steht an dieser Stelle die Geräteintegration, die letztendlich eine in jeder Hinsicht attraktive Gesamtlösung darstellen soll. Um dieses Ziel zu erreichen, sind die meisten am Markt erhältlichen Standardlösungen nur eingeschränkt bzw. wenig geeignet und eine auf das Produkt optimierte Entwicklung der solaren Stromversorgung erforderlich.

Schon heute ist die Versorgung netzferner Geräte in vielen Fällen sowohl technisch als auch betriebswirtschaftlich konkurrenzlos. Dabei stehen den Kosten der PV-Anlage die eines Anschlusses an das öffentliche Netz bzw. die für regelmäßigen Batteriewechsel gegenüber. Durch den Einsatz von PV erfolgt, wie oben angedeutet, eine Aufwertung der Produktqualität, die sich vorzugsweise in den folgenden Punkten ausdrückt:

- Wartungsfreiheit bzw. sehr geringer Wartungsaufwand
- Entfall von aufwendigen Netzanschlüssen oder hohen Kosten durch regelmäßige Batteriewechsel

- Große Versorgungssicherheit bei korrekter Auslegung des Systems
- Keine Schadstoffemissionen
- Große Lebensdauer der Systemkomponenten
- Imagegewinn für den Betreiber/Nutzer
- Aufzeigen der Innovativität des Geräteherstellers
- Multiplikations- und Demonstrationseffekt sowie Nachweis der Zuverlässigkeit der PV.

Die Systemkomponenten und deren Verschaltung entsprechen im wesentlichen den üblichen PV-Systemen mit Gleichspannungsausgang:

Solarmodul – Solarladeregler – Energiespeicher (Batterie, Kondensator o.ä.)

Allerdings eröffnen sich auch in diesem Bereich Probleme. So sind nicht energieoptimierte Verbraucher, die ansonsten aus einem Netzanschluß versorgt werden, in den seltensten Fällen mit einem vertretbaren Aufwand mit PV versorgbar. Hier eröffnen sich oftmals durch den Einsatz energiesparender elektronischer Komponenten und intelligente Betriebsführung sehr große Energiesparpotentiale, die bei Neuentwicklungen in entsprechend realisiert werden könnten. Energieeinsparungen zwischen 50 und 90 % sind hier keine Utopie.

Ein weiteres Problemfeld stellen Vandalismus und Diebstahl dar. Während ersteres aus längerer Erfahrung betrachtet, nur wenig Probleme darstellt, ist der Diebstahl von PV-Modulen ein ernsthaftes Problem, zu dessen Vermeidung verschiedene Ansätze denkbar sind. Vorrangig ist hierbei die Montage zu sehen. Eine Möglichkeit wäre, das Modul so geschickt in das Gehäusekonzept einzubinden, daß das Gerät gar nicht als solar betrieben erkannt wird. Weiterhin kann das Modul konstruktiv so in das Gehäuse eingebunden werden, daß es von außen nicht zerstörungsfrei demontierbar ist.

Problematisch wirkt sich auch der Kostendruck bei den Geräteherstellern aus. Der Kunde ist oft nur bereit, einen symbolischen Mehrbetrag für das Solarprodukt zu bezahlen. Hierbei besteht die Gefahr, daß in dem solarbetriebenen Gerät aus Kostengründen durch Einsatz billiger Komponenten die Systemqualität nicht mehr ausreichend gewährleistet ist.

2. Lastprofile PV-versorgter Geräte

Photovoltaisch betriebene Geräte lassen sich im wesentlichen in drei Gruppen gliedern, deren Stromaufnahmecharakteristik sich grundlegend unterscheidet. Daraus ergeben sich auch unterschiedliche Anforderungen an das Ladereglerverhalten und an den Energiespeicher.

2.1. Anwendungen mit kontinuierlicher Energieentnahme

- Anwendungsprofil: Diese Anwendungen können als „Standardanwendung“ in der Solartechnik betrachtet werden. Über den gesamten Betrachtungszeitraum bzw. über mehrere Stunden wird ein Verbraucher an die Batterie geschaltet, der einen kontinuierlichen Strom entnimmt.
- Laderegelung / Batterieverhalten: Da die Batterie relativ kontinuierlich belastet wird, ist das Absinken der Batteriespannung ein sicherer Anhaltspunkt für deren Ladezustand. Daher sind die gängigen Laderegler sowohl für Über- als auch Tiefentladeschutz geeignet. Die Batterie wird zyklisch belastet.
- Beispiele: Typisches Beispiel für solche Verbraucher sind Beleuchtungseinrichtungen.

2.2. Anwendungen mit Impuls-Entnahme

- Anwendungsprofil: Die Belastung der Batterie durch eine impulsweise Entnahme, deren Dauer zwischen Millisekunden und einigen Minuten liegen kann, ist für diese Kategorie ein typisches Lastprofil. Die Energieentnahme in den Impulspausen geht hierbei gegen Null.
- Laderegelung / Batterieverhalten: Die Batterie wird nur impulsweise, ggf. aber mit hohen Strömen belastet. Das führt dazu, daß die Batterie unabhängig vom Ladezustand sich bei ca. 2...2,05 V/Zelle einpendelt. In Abhängigkeit vom Ladezustand bricht die Spannung bei der Impulsbelastung mehr oder weniger zusammen. Wird durch eine solche Belastung der Tiefentladeschutz des Ladereglers aktiviert, wird mitten im Bedienzyklus die Last abgeworfen und damit das Gerät außer Funktion gesetzt. Nach einer gewissen Erholzeit erreicht die Batterie möglicherweise wieder die Spannung der Zuschaltsschwelle des Tiefentladeschutzes, was zur Aktivierung des Verbrauchers und unzulässiger weiterer Entladung führt. Deshalb ist darauf zu achten, daß die Rückschaltsschwelle des Reglers nach Lastabwurf $> 2,08$ V/Zelle beträgt. Fehlfunktionen des Verbrauchers aufgrund spontaner Abschaltung sind dadurch allerdings nicht zu verhindern. Die gängigen Laderegler sind für den Überladeschutz geeignet, mit den beschriebenen Einschränkungen gilt dies auch für den Tiefentladeschutz.
Die sicherste und batterieschonendste Methodik der Ladung in Solarstromversorgungen mit Verbrauchern dieser Art ist eine genaue Auslegung mit zusätzlicher Reserve seitens des Solargenerators.
- Beispiele: Energieoptimierte Verkaufsautomaten (Parkschein- und Briefmarkenautomaten), Karten-/Münzfernsprecher neuer Generation, Wechselverkehrszeichen mit Prismenwendern

2.3. Stand-By-Anwendungen

- Anwendungsprofil: Bei diesen Anwendungen ist die Batterie stets vollgeladen. Der Verbraucher wird nur im Ausnahmefall aktiviert.
- Laderegelung / Batterieverhalten: Die Batterie muß lediglich vor Überladung geschützt sein. Auf einen Tiefentladeschutz kann verzichtet werden, da eine mögliche Tiefentladung die Ausnahme darstellt.
- Beispiele: Notrufsäulen, Akkugeräte in Betriebsbereitschaft, Notbeleuchtungen u.ä.

3. Anforderungen an die Systemkomponenten

Die Anforderungen an die Systemkomponenten in solaren Gerätestromversorgungen sind hoch. Neben den üblichen Bewertungsfaktoren wie Langlebigkeit, Zuverlässigkeit und Wartungsfreiheit stehen diese Anwendungen auch unter hohem Kostendruck.

3.1. Solarmodule

Da Solarzellen aus Silizium nur 200...400 µm dick und in ihren Eigenschaften mit denen von entsprechend dünnen Glasscheiben vergleichbar sind, ist eine Einbettung zum Schutz vor mechanischen und Umwelteinflüssen (Temperatur, UV-Strahlung, Feuchtigkeit, Luftsauerstoff) unumgänglich. Hierbei werden die Zellen in einem Sandwichaufbau zwischen Substratschichten hinreichender Dicke und Dichtheit verkapselt. Daraus ergibt sich der folgende Schichtaufbau:

Deckmaterial – Verkapselungsmaterial (einschl. Zelle) – Rückseitenmaterial.

Zur Einbettung von Solarzellen haben sich zwei grundlegende Technologien durchgesetzt, welche sich hinsichtlich ihrer Technologie und Anwendbarkeit unterscheiden:

– Gießtechnologie

Zwischen zwei Platten bzw. in einer Wanne mit einer gewissen Eigensteifheit (z.B. Glas, Polycarbonat) werden Solarzellen installiert und in ein transparentes Gießharz eingebettet. Vorrangig werden thermisch bzw. UV-härtende Polyurethane, Silikone und Acryle verwendet.

Diese Technologie findet vorrangig für schlagfeste Solarmodule zum Geräteeinbau sowie sehr große Fassadenmodule eine Anwendung. Vorzugsweise wird hier der Aufbau

als Doppelglasmodul verwendet. Es ist mit dieser Technologie auch möglich, auf vorhandene ISO-Glasscheiben Solarmodule aufzubauen.

Zellentyp	Nennleistung	Zellenanzahl	Schichtaufbau			Rahmen	Anschluß
			vorn	mitte	hinten		
ASI® Mono Poly (Multi) EFG	0,1 bis 300W _p	1 bis 200	Glas Tedlar PC	EVA Resin	Glas Tedlar Aluminium Edelstahl PC Kunststoff PC S	Aluminium Edelstahl Laminat S	Dose Kabel
Abkürzungen:	ASI®	– amorphes Silizium					
	EFG	– E dge-defined F ilm-fed G rowth, bandgezogenes Silizium					
	EVA	– Ethy-Vinyl-Acetat-Folie					
	PC	– Polycarbonat					
	Resin	– Gießharz					
	S	– Sonderausführung					

Tabelle 1: Mögliche Materialien in der Solarmodulfertigung

Technologien	Eigenschaften	Einsatzgebiete
Doppelglas-Solarmodule als – Doppelglas-Gießmodul – Doppelglas-Laminat – ISO-Glas-Module – gekrümmte Gießmodule	<ul style="list-style-type: none"> • Langlebigkeit • große Stabilität • Teillichtdurchlässig • hohes Gewicht • Wärmedämmung 	<ul style="list-style-type: none"> • Gebäudeverglasung • Dachintegration • Baustoff
Glas-Folie-Laminat transparenter oder opaker Rückseitenfolie	<ul style="list-style-type: none"> • Standardtechnologie • Langlebigkeit • günstiges Gewicht • gerahmt oder rahmenlos 	<ul style="list-style-type: none"> • universell verwendbar • Dachaufständigung • Vorhangfassaden • Geräteintegration
Leicht-Solarmodule in – Folie-Aluminium-Technologie – Folie-Edelstahl-Technik – Folie-Folie-Technologie	<ul style="list-style-type: none"> • niedriges Gewicht • teilflexibel • rahmenlos • mittlere Lebensdauer 	<ul style="list-style-type: none"> • Einsatz im Freizeitbereich für Camping, Trekking, Segeln Expeditionen u. a. • Elektro- u. Solarfahrzeuge • Geräteintegration
Schlagfeste Solarmodule – Solarzellen hinter PC in schlagabsorbierenden Kunststoff eingebettet	<ul style="list-style-type: none"> • schlagfest • diebstahl- und vandalismussicher • hoher Preis • überfahrtsicher • Mittlere Lebensdauer 	<ul style="list-style-type: none"> • Geräteintegration

Tabelle 2: Eigenschaften und Einsatzgebiete verschiedener Solarmodultechnologien

– Laminiertechnologie

Hierbei werden Solarzellen in thermisch vernetzende Heißklebefolie (EVA) bei 150°C unter Vakuum eingeschmolzen und ca. 30 Minuten „gebacken“. Damit entsteht eine dauerhaft stabile und transparente Einbettung. Als Substrat für die Zellen können hier verschiedene Materialien, z.B. Glas, Tedlar, GFK, Edelstahl, Aluminium u.a. dienen. Das Laminieren ist als Standardtechnologie anzusehen.

Außer den konstruktiven und gestalterischen Aspekten des Solarmodules spielen natürlich auch die elektrischen Eigenschaften der Module eine bedeutende Rolle. Insbesondere bei Einstrahlungen unter 100 W/m^2 , die durchaus über längere Zeit während winterlicher Schlechtwetterperioden in Verbindung mit kurzen Taglängen auftreten können (November bis Januar), ist bei zu groß gewählter Batterie eine ausreichende Ladung nicht gewährleistet. Aus Gründen der Betriebssicherheit ist auch das Verhalten der Solarzellen bei niedrigen Einstrahlungen interessant.

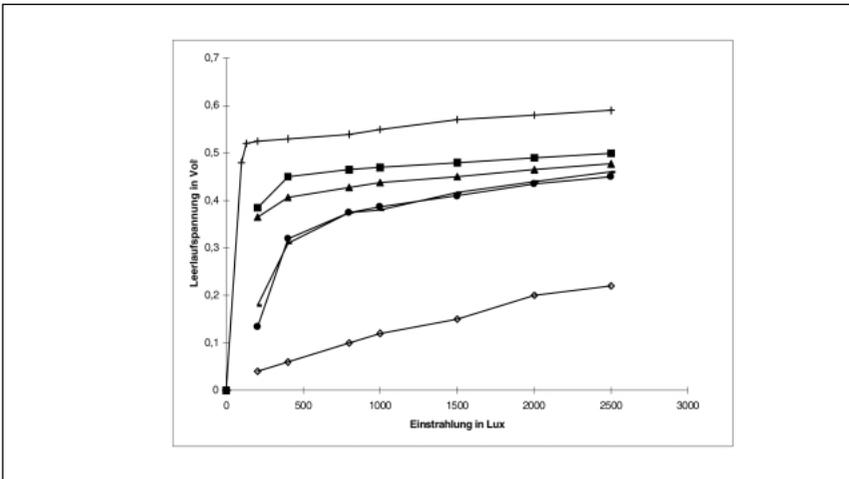


Abbildung 1: Leerlaufspannungsverhalten verschiedener kristalliner Solarzellen bei niedrigen Einstrahlungen

Die bemerkenswertesten Ergebnisse diesbezüglich konnten experimentell mit SOLAR-WATT Solarmodulen mit Hochleistungszellen erreicht werden. Diese weisen insbesondere bei niedrigen Einstrahlungen deutliche Mehrerträge gegenüber Solarmodulen mit herkömmlichen Solarzellen auf. Die dafür in der Tabelle angegebenen Werte sind unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Modulleistungen ermittelt und pro W_p normiert worden, d.h. die unterschiedlichen Leistungen der Module wurden berücksichtigt. Die folgende Übersicht soll einen Eindruck davon wiedergeben:

Einstrahlung	SOLARWATT E25-36 GET, 25 W_p “Standard”-Solarzelle Wirkungsgrad 14,4 %	SOLARWATT M30-36 GET, 30 W_p Hochleistungszelle Wirkungsgrad 16 %	Mehrertrag pro W_p mit Hochleistungszelle
1000 W/m ² (Datenblatt)	25,56 W _p	30,24 W _p	0,00 %
6 W/m ²	3,20 mA	7,00 mA	84,89 %
23 W/m ²	12,80 mA	25,00 mA	65,08 %
60 W/m ²	48,00 mA	65,00 mA	14,45 %

Tabelle 3: *Vergleich zwischen SOLARWATT Solarmodulen mit „Standard“- und Hochleistungssolarzellen bei niedrigen Einstrahlungen*

3.2. Laderegler

An Laderegler für Gerätestromversorgungen mit wartungsfreien Blei-Gel-Gerätebatterien, insbesondere auch für den Einsatz in kleinen Systemen mit niedriger Modulleistung (< 25 W_p) und geringen Batteriekapazitäten (1,2 ... 17 Ah), müssen von üblichen Standardreglern abweichende Eigenschaften definiert werden:

- niedriger Preis
- minimale Stromaufnahme
- Verzicht auf Anzeigeelemente
- Zuverlässigkeit/Prüfbarkeit

Hierbei sollen die üblichen Schutzschaltungen wie Über- und Tiefentladeschutz realisiert werden. Der Überladeschutz muß temperaturkompensiert sein.

Um dies umzusetzen und im System marktfähig anbieten zu können wurden bei SOLARWATT spezielle Laderegler mit µ-Eigenbedarf (100...700 µA) für die Verwendung in den Spannungsebenen 6 V, 12 V und 24 V für den Einsatz in solaren Gerätestromversorgungen entwickelt.

3.3. Energiespeicher

Entsprechend den Lastprofilen der Verbraucher und deren Energiebedarf pro Tag wird in der Regel der Energiespeicher, bei dem es sich in den meisten Fällen um eine verschlossene Blei-Gel- oder Blei-Vlies-Batterie handelt, ausgewählt. Vorzugsweise kommen hier Blei-Gel-Batterien zum Einsatz. Lediglich für Stand-By-Anwendungen sind Blei-Vlies-Batterien trotz mangelnder Zyklenfestigkeit interessant.

Für die Verwendung in Solarstromversorgungen für Geräte stehen natürlich ebenfalls die vom Gesamtsystem geforderten Eigenschaften wie Wartungsfreiheit, Langlebigkeit und Zuverlässigkeit im Vordergrund. Speziell für die Batterien müssen diese Forderungen allerdings erweitert werden. Der kritische Punkt ist hier das Ladeverhalten bei niedrigen Temperaturen.

Da die mit PV ausgerüstete Technik meist im Freien verwendet wird, ist die Batterie den Schwankungen der Umgebungstemperatur ausgesetzt. Liegt diese um bzw. etwas unter dem Gefrierpunkt, handelt es sich meist um eine ungünstige Wetterlage. Das bedeutet, daß neben den schon ungünstigen Batterietemperaturen bedingt durch Bewölkung nur geringe Ladeströme fließen. Sinken die Temperaturen tagsüber unter -5°C , handelt es sich mit großer Wahrscheinlichkeit in unseren Breiten um eine Hochdruckwetterlage mit polarer Kaltluft. In dieser seltenen Situation können hohe Ladeströme bis in die Größenordnung des Modulnennstroms unter Standardtestbedingungen auftreten. Die Batterie muß in der Lage sein, die angebotenen Ladeströme aufzunehmen und zu speichern.

Es ist ebenfalls möglich, daß in einem Gehäuse die Temperaturen im Sommer auf über 60° ansteigen, was eine beschleunigte Korrosion der Batterie zur Folge hat. Daraus ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an das Gehäusedesign: Im Sommer wäre eine gute Belüftung zur Wärmeabfuhr wünschenswert, im Winter eine Wärmeisolierung. Dieser Widerspruch läßt sich allerdings nicht ohne weiteres ausräumen, so daß man hier Kompromisse eingehen muß. Die Batterie ist als das schwächste und, unter Einfluß wechselnder Betriebsbedingungen, auch das sensibelste Glied im System.

4. Applikationsbeispiele

4.1. Streckentelefon (Notrufsäule) der Deutschen Bahn

Solarmodul:	2,6 W _p , für 12 V Batteriespannung
Laderegler:	SLR 12 L, 12 V, temperaturkompensiert, 230 μA Eigenbedarf
Batterie:	verschlossene Blei-Vlies-Batterie, 12 V, 1,2 Ah
Verbraucher:	Im Notfall kann mit der vorhandenen Batteriekapazität 0,5 Stunden telefoniert werden, der Ruhestrom geht gegen Null, die Batterien sind ständig voll geladen.

4.2. Solare Baustellenbake

Solarmodul:	0,6 W _p , für 4,8 V Batteriespannung
Laderegler:	direkte Batteriekopplung über Rückstromdiode
Batterie:	dauerladefähiger NiCd-Hochtemperaturakkumulatur, 4,8 V, 600 mAh Dunkelgangreserve: 14 Tage
Verbraucher:	LED-Warnleuchte im Blinkbetrieb, tagsüber: wenige µA, nachts: 2 mA

5. Beispiele für Problemfälle

Einer der Hauptgründe für Fehlfunktionen von Batterien in PV-Systemen ist die falsche Auslegung. Oftmals werden selbst mit Hilfe von Simulationsprogrammen Systeme mit zu kleinem Modul und zu großer Batterie ausgelegt. Entsprechend der Software stimmt die gesamte Energiebilanz. Dabei ist jedoch nicht berücksichtigt, daß bei zu kleinen Ladeströmen (< 500) nahezu keine Energie mehr in den Akkumulator fließt. Infolge dessen ist unter den oben genannten Bedingungen eine Ladung der Batterie nicht mehr oder nur unzureichend gewährleistet. Denn selbst nach erfolgtem Lastabwurf durch den Laderegler als Schutz vor Tiefentladung beginnt die Batterie im Laufe von langen Schlechtwetterperioden (Einstrahlung meist kleiner 100 W/m²) zu sulfatieren.

SOLARWATT liefert Komponenten (Module, Laderegler, Batterien u.a.) an Kunden, die diese in Anlagen verbauen, die sie auch selbst dimensioniert haben. Im Rahmen von Reklamationen werden wir dann auch mit Fehlauslegungen von PV-Systemen konfrontiert, die aus unserer Sicht die Hauptursache für Anlagenausfälle darstellen. Hier einige Beispiele aus der Praxis, wo Funktionsausfälle auftraten:

5.1. Solarstromversorgung für eine Meßtechnik:

Solarmodul:	49 W _p , max. Strom @ 1000 W/m ² Einstrahlung: 2,90 A @ 100 W/m ² Einstrahlung: < 0,29 A
Batterie:	Blei-Gel, wartungsfrei, 12 V, 230 Ah (C ₁₀₀)

Wie ersichtlich ist, liegt der zu erwartende Modulstrom (Batterieładestrom) während einer winterlichen Schlechtwetterperiode, die durchaus länger als 14 Tage dauern kann, in der Größenordnung von I₁₀₀₀. Eine ausreichende Batterieładung war nicht gewährleistet. Die

Batterie sulfatiert. Da die Garantiezeit noch nicht verstrichen war, erhielt SOLARWATT diese als Reklamation zurück.

5.2. Solarstromversorgung für Wechselverkehrszeichen

Solarmodul: 7,5 W_p, max. Strom @ 1000 W/m² Einstrahlung: 0,40 A
@ 100 W/m² Einstrahlung: < 0,040 A
Batterie: Blei-Vlies, wartungsfrei, 12 V, 40 Ah (C₂₀)

Im Betriebsfall kommt es zu kurzen, aber relativ hochstromigen Entnahmen aus dem Akkumulator. Der Laderegler hatte aber wegen Spannungseinbrüchen der Batterie unter 11 V die Last abgeschaltet. Daraufhin erholte sich die Batteriespannung auf etwa 12...12,4 V. Der Anwender hat diese Spannung gemessen und angenommen, daß die Batterie geladen sei. Sein Fazit war, daß eine Fehlfunktion des Ladereglers vorliegt. Das Gerät wurde reklamiert.

Da der Laderegler nach der Tiefentladung die Last abgeschaltet hat und diese erst ab 12,5 ... 12,6 V Batteriespannung wieder zuschaltet (diese Spannung liegt über der Leerlaufspannung der leeren Batterie), war von einer entladenen Batterie auszugehen. Zur genaueren Bestimmung des Ladezustandes wurden deshalb Belastungstests durchgeführt, die die Fehlerprognose bestätigten. Auch in diesem System ist das Verhältnis Modul-Batterie zu ungünstig gewählt, so daß eine Batterieladung nur unzureichend gegeben ist.

Die Folgen waren:

40 Stück dieser auf der Autobahn installierte Systeme mußten mit einem größeren Solarmodul ausgerüstet werden, 75 % der Batterien wiesen irreversible Schaden auf und wurden gewechselt. Die entsprechenden Fahrspuren mußten gesperrt und gesichert werden. Der Ruf der PV als zuverlässige und langlebige Technik wurde in Frage gestellt.

6. Zusammenfassung

Die Speichersysteme in photovoltaischen Gerätestromversorgungen sind nach heutigem Stand noch weit vom Ideal entfernt. So läßt sich das Energieüberangebot wie es in unseren Breiten für autarke PV-Systeme üblich ist, mit einer größer gewählten Batterie nicht bis in den Winter hinein speichern, da dies den Ansprüchen der Batterie an bestimmte Mindestladeströmen nicht gerecht wird. Ebenfalls kritisch ist die Verkürzung der

Batterielebensdauern durch hohe Umgebungstemperaturen und das eingeschränkte Ladeverhalten bei Temperaturen unter 0° C. Diese Problemstellungen sollten nicht nur Ansatz für die Verbesserung vorhandener elektrochemischer Speichersysteme sein, sondern auch ein Anreiz zur Findung neuer Methoden und Wege zur optimalen Nutzung und Speicherung solarer Energien.

Anforderungen von Batterien für PV-Inselsysteme für den Markt in Deutschland und Ägypten

von Dipl.-Ing. I. Samak, Geschäftsführer, und Dipl.-Ing. Christian Schweizer
Engcotec GmbH, Postfach 10 12 62, 70011 Stuttgart,
Tel. +49 - 711 - 222 96 76 Fax: +49 - 711 - 222 96 777, engcotec@engcotec.de

Überblick

Die immer größer werdende Verbreitung von Photovoltaikanlagen ohne netzgekoppelten Wechselrichter hat den verstärkten Einsatz von Speichersystemen zur Folge, um das zeitlich wechselnde Energieangebot auszugleichen. In den allermeisten Fällen werden hierfür herkömmliche Bleibatterien mit flüssigem oder festgelegtem Elektrolyt (Blei-Gel) benutzt, seltener auch Nickel-Cadmium-Batterien. Andere Energiespeicher, wie z.B. mechanische (Schwungradsysteme-) Systeme oder Hochtemperatur-Batterien werden zwar diskutiert, in der Praxis aber kaum eingesetzt.

Der Vorteil von Bleibatterien liegt in ihrem relativ günstigen Preis, der ausgereiften Entwicklung, der modularen Erweiterung und der Vielfalt der erhältlichen Systeme. In manchen Anwendungsfällen stoßen Bleibatterien jedoch an ihre Grenzen. So wird zum Beispiel in einigen arabischen Ländern ein Temperaturbereich von $-10 - +55^{\circ}\text{C}$ verlangt. Üblicherweise lassen die Hersteller aber einen Betrieb bis max. $+50^{\circ}\text{C}$ zu. Weitere Schwachstellen sind die Lebensdauer und das hohe Gewicht. Auch wäre es natürlich vorteilhaft, sehr günstige Speicher einsetzen zu können. Über die gesamte Lebensdauer einer Photovoltaikanlage gesehen, verursacht der Speicher in der Regel die höchsten Kosten.

Neue Speichersysteme, die die skizzierten Probleme überwinden würden, könnten in vielen PV-Anlagen vorteilhaft eingesetzt werden. Dafür müsste aber ihre Zuverlässigkeit bewiesen werden und darüber hinaus der Preis akzeptabel sein. Ziel dieses Artikels ist es grundsätzliche Anforderungen an Speichersysteme aus Sicht der Systemtechnik aufzuzeigen und bisher realisierte Lösungen vorzustellen.

Overview

The expanded use of photovoltaic installations without inverter has made a stronger use of storing systems necessary in order to compensate the changing energy capacities stored

at different times. In most cases standard batteries with liquid or solid electrolyte (lead gel) will be used. In some rare cases even nickel-cadmium batteries. Alternate energy storage i.e. mechanical flywheel rotation systems or high temperature batteries are being considered, however, are not practical in most cases.

The advantage of lead batteries are the rather reasonable price, the mature development of the product and the large variety of the systems available. Nevertheless, in some cases the use of lead batteries is limited. Some Arabic countries for example require a temperature range of -10 up to +50 degrees Celsius. Further weak points are the durability and the heavy weight of the products. Of course, the possibility of using cheap storing capacities would be very advantageous. Considering the overall duration period of a PV-installation, usually the storing unit causes the highest portion of the total cost.

New storing systems, which could overcome the outlined problems could be used very advantageously in a substantial number of PV-installations. For this purpose, nevertheless, the reliability would have to be proved and furthermore the product would have to be offered at a reasonable price. The major goal of this article is to outline the basic requirements for storing systems from a technical point of view and to introduce already realised solutions.

1. Kleine Solar Home Systeme in der Wüste Ägyptens

1.1. Beschreibung

Im folgenden sollen die Anforderungen an Speichersysteme für kleine Solar Home Systeme (SHS) in kaum entwickelten Gebieten, fern von einem Netzanschluß dargestellt werden.

Zur Eindämmung der Landflucht und zur Verbesserung der Infrastruktur in ländlichen Gebieten hatte die ägyptische Regierung ein Projekt gestartet, in dem die kleine Oase „Awlad El Sheikh“ komplett mit Solaranlagen ausgestattet wurde (Abbildung 1). Neben Solar-Straßenlampen für Wege und Plätze wurden mehrere Solar-Pumpensystemen und insgesamt 25 SHS auf einzelnen Häusern installiert (Abbildung 2). Diese liefern in der Regel die Energie für die Beleuchtung mehrerer Zimmer und für ein kleines Radio. In Einzelfällen wird über ein Wechselrichter auch ein größerer Verbraucher versorgt, z.B. eine Bohrmaschine.

Die Mehrzahl der Systeme besteht aus zwei 53-Wp-Modulen, einem Standard-Laderegler der Ladung und Entladung steuert, und zwei Bleibatterien mit flüssigem Elektrolyt, mit einer Kapazität von je 100 Ah / 12 V.



Abbildung 1: Oase „Awlad El Sheikh“ in der Wüste Ägyptens



Abbildung 2: Wohngebäude mit Solar Home System

1.2. Betriebserfahrung und Anforderungen

Schon bei der ersten Inbetriebnahme offenbarten sich die Nachteile der Flüssigelektrolyt-Batterien. Die Herstellung der richtigen Säuremischung und die Füllung der Batterien vor Ort erwies sich als äußerst schwierig und zeitraubend. Im Endeffekt konnte der vorgegebene Säurewert nur annähernd eingehalten werden.

Bei mehreren Service- und Kontrollbesuchen wurde auch immer wieder festgestellt, daß die Benutzer die Wartung und das Nachfüllen der Batterien nicht sehr ernst nehmen. Es war wohl von Nachteil, daß die Bewohner die PV-Anlagen ohne Eigenkosten erhalten hatten. Die Erfahrung zeigt, daß geschenkte Dinge nicht als so wertvoll erachtet werden wie teuer bezahlte.

Trotz der ungünstigen Startbedingungen, der teilweise mangelhaften Wartung und der hohen Umgebungstemperaturen ist es eine erfreuliche Tatsache, daß die meisten Batterien auch nach mehr als 4 ½ Jahren noch in Betrieb waren. Sie sind wesentlich robuster als angenommen und auch die ungünstigen Betriebsbedingungen konnten sie besser verkraften als befürchtet. Die Bewohner waren mit ihren Anlagen sehr zufrieden.

1.3. Resümee

Die eingesetzten Flüssigelektrolyt-Batterien erfüllten alle an sie gestellten Anforderungen im Betrieb. Sie waren langlebiger als projektiert und auch die ungünstigen Betriebsbedingungen führten nicht zu einem vorzeitigen Ausfall. Für solche abgelegene Anlagen sind allerdings möglichst wartungsfreie Batterien zu bevorzugen, die auf jeden Fall gefüllt geliefert werden sollten.

Die Hauptanforderungen an Solarbatterien in den oben beschriebenen Anlagen sind

- kostengünstig
- robust
- langlebig
- wartungsarm / -frei

Diese Anforderungen werden im wesentlichen von marktüblichen Solarbatterien erfüllt.

2. Größere Stand-Alone Systeme in Kairo

2.1. Beschreibung

In Shoubra, mit ca. 4 Mio. Einwohnern einer der größeren Stadtteile von Kairo, wurden zwei Berufsausbildungszentren für erneuerbare Energien gebaut. Zur Erprobung und Demonstration wurden pro Gebäude je eine 10 kWp PV-Anlagen errichtet. Sie sind als Fassaden-Generatoren (Abbildung 3) ausgeführt, wobei die Module vertikal, bzw. unter einem Winkel von ca. 30° zur Fassade montiert wurden. Als Speicher kamen verschlossene Blei-Gel-Batterien (OPzV) mit einer Kapazität von insgesamt 2.300 Ah / 48 V (Abbildung 4) zum Einsatz. Die gesamte Energie wird über drei Wechselrichter in das Hausnetz eingespeist und dient zu Versorgung der Beleuchtung und einiger kleinerer Maschinen.

Ursprünglich waren beide Systeme als Inselsysteme geplant, doch der laufend wachsende Strombedarf hat eine Erweiterung unumgänglich gemacht. Die Hauselektrik wurde daher vom Betreiber in eigener Regie zusätzlich an das Stromnetz gekoppelt. Dies ist in diesem Stadtteil von Kairo allerdings sehr instabil und bricht mehrmals am Tag zusammen. Außerdem treten hohe Schwankungen in der Frequenz und der Spannung auf. Die Koppelung an das Netz wird über ein Lastrelais vorgenommen, das die Hauselektrik bei Tiefentladung der Batterien vom Solar-Wechselrichter auf das Netz umschaltet. Bei voller Batterie wird wieder auf die PV-Anlage zurückgeschaltet und so ein maximaler Nutzen aus der Sonnenenergie gezogen.

2.2. Betriebserfahrung und Anforderungen

Beide Anlagen laufen seit 1995 problemlos. Dies änderte sich auch nach dem Einbau des Lastrelais nicht. Es kann leider schlecht nachvollzogen werden, wie groß der Anteil der solarerzeugten Energie ist, bzw. wie häufig die Anlage vor Einbau des Relais abschaltete. Die Betreiber sind jedoch mit ihrer Anlage sehr zufrieden. Sie schätzen es, bei einem allgemeinen Stromausfall wenigstens mit reduzierter Leistung weiterarbeiten zu können.

Bei einer Überprüfung waren alle eingesetzten Batterien in sehr gutem Zustand und ihre Spannungen wiesen auf gute Funktion hin.

Die gestellten Anforderungen

- Langlebigkeit
- kein Ausfall bei längeren tiefen Ladezuständen

werden von den eingesetzten Blei-Gel-Batterien hervorragend erfüllt. Allerdings sind diese OPzV Batterien auch teurer als weniger professionelle Produkte.



Abbildung 3: Photovoltaik-Fassade in Kairo mit einer installierten Leistung von 10 kWp

2.3. Resümee

Der Einsatz hochwertiger Batterien reduziert beträchtlich die Zeit für die Installation einer PV-Anlage und es fallen kaum weitere Kosten für Wartung an. Aus diesen Gründen und wegen der längeren Lebensdauer sollte durchaus ein höherer Preis akzeptiert werden. Leider tendieren aber vielen Kunden eher zu einer augenblicklich „billigeren“ Lösung und bewerten die Vorteile nicht hoch genug.

3. Industrielle Systeme in Ägypten und den Vereinigten Arabischen Emiraten

3.1. Beschreibung

Eine Vorschrift der internationalen Flugüberwachungsbehörde besagt, daß hoch aufragende Gebäude und Masten in Fluggebieten geeignet gekennzeichnet werden müssen. Für Hochspannungsleitungen mit einer Höhe von 40-120 m sind dies eine oder mehrere Lampen mit einer Leuchtstärke von 10-35 cd. Je nach Höhe des Masts müssen die Lampen auf der Spitze (Abbildung 5) und in gewissen Abständen zum Boden angebracht werden.



Abbildung 4: Batteriebank (2.300 Ah / 48 V) und elektrische Installation

Eine Untersuchung der verschiedenen Optionen

- direkte Energieversorgung der Lampen durch die Hochspannung
- Energiebereitstellung der Lampen mittels eines Transformators von der Hochspannung
- Verlegen einer zusätzlichen 230-V-Leitung
- Energieversorgung der Lampen durch Photovoltaik

ergab sowohl in Ägypten als auch in den Vereinigten Arabischen Emiraten (VAE) eindeutige Vorteile für die Photovoltaik. Deshalb wurden auf mehr als 200 Masten in Ägypten und auf mehr als 450 Masten in den VAE solarbetriebene Flugwarnlampen installiert.

Die Systeme wurden mit PV-Arrays zwischen 40-100 Wp und Blei-Gel-Batterien mit einer Kapazität zwischen 720 und 1800 Wh ausgerüstet. Abhängig von den Vorschriften haben die Lampen verschiedene Helligkeiten und dementsprechend einen Verbrauch von ca. 5-24 W.

Der wichtigste Punkt bei der Auswahl und Dimensionierung der Batterien war eine möglichst lange Lebensdauer (eine Lebensdauer von mehr als 5 Jahren mußte garantiert werden), Verträglichkeit von sehr hohen Umgebungstemperaturen (bis zu $+55^{\circ}\text{C}$) und weitestgehende Wartungsfreiheit, weil die Systeme nur sehr schwer zugänglich sind. Da die Solarmodule eine Lebensdauer von mehr als 20 Jahren haben, die eingesetzten Warnlampen und die Elektronik auf ca. 5 Jahre kommen, sind die Batterien die kritischsten Elemente.

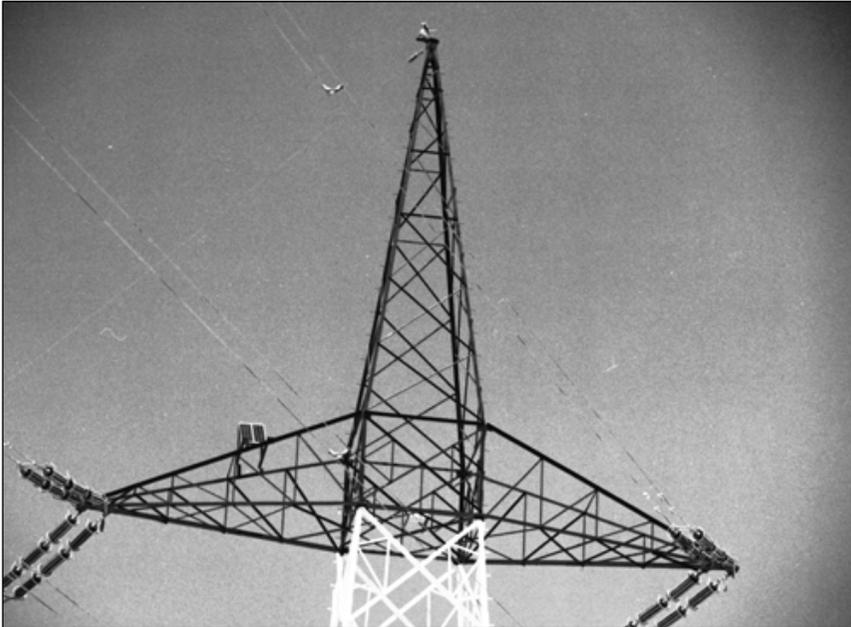


Abbildung 5: Solarbetriebenes Flugwarnlichtsystem in den Vereinigten Arabischen Emiraten

3.2. Betriebserfahrung und Anforderungen

Damit die geforderte Lebensdauer erreicht werden kann, wurden die Batterien erheblich überdimensioniert. Ihnen werden maximal 16-18 % ihrer Kapazität pro Zyklus entnommen und die Nachladung ist an praktisch 360 Tagen im Jahr sichergestellt. Diese Vorgehensweise zeigte bis jetzt Erfolg. Von ca. 200 im Juli 1995 in den VAE installierten Systemen sind nach ca. 4 Jahren in weniger als 5 % die Batterien ausgefallen. Darin eingerechnet sind auch Transportschäden und bei der Aufstellung zerstörte Batterien. Allerdings ist zu erwarten, daß sich die Ausfallquote weiter erhöhen wird.

Von weiteren 600 Systemen, die im Mai 1997 in Ägypten installiert wurden, sind nach zwei Jahren bei weniger als 3 % die Batterien ausgefallen. Allerdings trat hier ein anderes Problem auf. Die Spannung von 12-V-Batterien schwankt bekanntlich während der Ladung und Entladung zwischen ca. 11,5 und 14 V. Die Lebensdauer der eingesetzten Lampen von mehr als 5 Jahren bezieht sich aber nur auf eine Eingangsspannung von maximal 12,0 V. Bei Eingangsspannungen unterhalb kann die Leuchtstärke unter den geforderten Wert sinken. Eine 12-V-Spannung läßt sich zwar mittels eines Elektronik-Bauteils erzeugen, doch das Bauteil ist entweder relativ teuer (getakteter Spannungswandler) oder es weist einen signifikanten Spannungsabfall (low-drop Festspannungsregler) auf. Dann können die geforderten 12 V nur bei Batteriespannungen größer als 12,8 V eingehalten werden. Für diesen Einsatzzweck wäre es wünschenswert, einen Energiespeicher mit einer Ausgangsspannung von konstant 12 V einsetzen zu können.

Die eingesetzten Blei-Gel-Batterien kommen den speziellen Anforderungen an Energiespeicher für diese Systeme sehr nahe. Besonders zu erwähnen sind

- lange Lebensdauer / hohe Zyklenfestigkeit
- Temperaturbeständigkeit
- Wartungsfreiheit
- günstiger Preis
- geringes Gewicht um die Statik des Masts nicht zu belasten
- konstante Ausgangsspannung.

Jedoch sind bei einigen Punkten die Grenzen der erhältlichen Systeme ausgereizt. Neue Speichersysteme, wie z.B. Hochleistungskondensatoren, weisen speziell für diese Systeme mit relativ geringem Energieverbrauch vielversprechende Ansätze auf.

3.3. Resümee

In PV-Systemen mit extremen Anforderungen stoßen herkömmliche (Blei-)Batterien an ihre Grenzen. Eine Strategie, die Lebensdauer durch Überdimensionierung zu verlängern zeigt Erfolg, jedoch ist die Einsatzzeit von vier Jahren zu gering für eine abschließende Bewertung. Neue Speichersysteme mit einer höheren Zyklenzahl und geringerer Temperaturempfindlichkeit könnten hier optimal eingesetzt werden.

4. Speichersysteme für Solarstraßenlampen in Deutschland

4.1. Beschreibung

Solarbetriebene Straßenlampen können in Deutschland eine echte Alternative zu netzgekoppelten sein. Abhängig von der Entfernung zum nächsten Netzanschluß kann das Verlegen eines Kabels teurer sein als eine komplette PV-Straßenlampe. Ein Problem stellt die geringe Einstrahlung in den Wintermonaten dar, die ein Leuchten der Lampe die ganze Nacht hindurch (technisch oder ökonomisch) unmöglich macht. Jedoch gibt es vielfältige Anwendungen, bei denen dies gar nicht erforderlich ist. Oft wird Licht nur zu bestimmten Zeiten benötigt, z.B.

- an Schulbushaltestellen, an denen Kinder morgens zu einer bestimmten Zeit abgeholt werden
- an Wegen zu einer Kirche oder einer Sportstätte, die feste Termine haben
- an Fähranlegestellen
- vor öffentlichen Einrichtungen mit festen Öffnungszeiten
- usw.

Hier ist es eher notwendig, Licht zu einer bestimmten Uhrzeit zu haben, als lange Leuchtzeiten zu erzielen. Oft reichen schon Gesamtleuchtzeiten von ca. 5 h pro Nacht aus. Das Intelligente Management System der Firma Engcotec ermöglicht es dem Benutzer, ein Leuchtzeitenprofil vorzugeben und die Straßenlampe Solight entsprechend leuchten zu lassen.

Diese Lampe erzielt mit 100 Wp Solarmodulen und einer Blei-Gel-Batterie von 900 Wh eine Mindestleuchtzeit von 5 h pro Nacht. Im Sommer könnte die Lampe die gesamte Nacht leuchten, jedoch wird zur Schonung der Batterie die Leuchtzeit üblicherweise auf ca. 7-9 h begrenzt.

Das Intelligente Management System schätzt außerdem den Ladezustand der Batterie ab und gibt nur einen gewissen Prozentsatz zum Verbrauch für die nächste Nacht frei. Dadurch werden in Monaten mit stark schwankender Einstrahlung Totalausfälle vermieden und eine gleichmäßigere Leuchtdauer erreicht.

4.2. Betriebserfahrung und Anforderungen

Die Batterien, die in den Lampen eingesetzt werden erfüllen ihre Aufgabe sehr gut. In der Regel wird eine Lebensdauer von mehr als fünf Jahren erreicht. Jedoch sind hier noch einige Wünsche offen, die das Gesamtsystem optimal abrunden würden.

- Ideal wäre eine zylinderförmige Batterie, die in den Mast integriert werden könnte. Dadurch könnte ein Stecker und die wasserdichte Batteriebox vermieden werden, was die Systemkosten um immerhin 4 % vermindern und die Zuverlässigkeit steigern würde.
- Ein saisonal Speicher für elektrische Energie im Kleinmaßstab würde die Anwendungsmöglichkeiten für eine Solar-Straßenlampe geradezu explodieren lassen.

4.3. Resümee

Herkömmliche Blei-Gel-Batterien sind für den Einsatz in Solar-Straßenlampen sehr gut geeignet und erfüllen die meisten der an sie gestellten Anforderungen. Zwar sind noch weitere Verbesserungen denkbar, jedoch noch weit von der praktischen Anwendung entfernt.

5. Zusammenfassung

In den meisten PV-Anlagen werden heutzutage Bleibatterien eingesetzt. Die Anforderungen an sie sind immer wieder ähnlich

- lange Lebensdauer / hohe Zyklenfestigkeit
- wartungsfrei
- kostengünstig
- robust.

In den meisten Fällen erfüllen die Batterien die gestellten Anforderungen, jedoch sind Verbesserungen der oben genannten Punkte immer wünschenswert. In speziellen Systemen stoßen Batterien an ihre Grenzen. Hier sind andere Speichersysteme mit anderen Eigenschaften denkbar.

Dank

Die PV Anlagen „Oase Awlad El Sheikh“ und „Trainings centre in Shoubra / Kairo“ wurden teilweise vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) im Rahmen des ELDORADO-SONNE-Vorhabens finanziert.

Betriebserfahrungen mit Solar Home Systemen (SHS) bei Einsatz von Batterien aus Entwicklungsländern

Klaus Preiser
Fraunhofer ISE, Oltmannsstr. 5
79100 Freiburg
Tel. 0761/4588-228, Fax 0761/4588-217
e-mail: preiser@ise.fhg.de

Überblick

Für den Einsatz von Solar Home Systemen in Entwicklungsländern – dem großen Markt für Photovoltaiksysteme – gibt es noch keine eigens entwickelte Batterie. Hinsichtlich der Eignung für den Solarbetrieb modifizierte Starterbatterien, die lokal produziert werden können, haben zur Zeit die besten Marktchancen. Untersuchungen von Batterien aus Bolivien und Indonesien zeigen, daß zwar noch wesentliches Optimierungspotential besteht, dies jedoch in der Zusammenarbeit mit deutschen Partnern schnell erschlossen werden könnte. Eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen Batterieherstellern und Ladereglerherstellern ist notwendig, um zu optimal abgestimmter Betriebsführung zu kommen. Eine Reihe von Maßnahmen ist jetzt notwendig, um eine langfristig dauerhafte Marktentwicklung für PV-Systeme zur ländlichen Elektrifizierung zu erreichen. Batterien spielen eine zentrale Rolle in der Reduktion der Lebensdauerkosten von PV-Systemen, in der Betriebsführung von Inselssystemen, beim Aufbau von Infrastrukturen für Installation, Betrieb, Wartung und Reparatur von netzunabhängigen Photovoltaik-Systemen.

Abstract

Today there is no specially adapted battery available, that would be suited for the use in solar home systems – the big market for photovoltaic systems. The best market chances do have today starter batteries, that have been modified towards a better suitability for PV systems. Investigations on batteries from Bolivia and Indonesia show, that there is still considerable potential for optimisation, that could be quickly achieved in the cooperation between foreign and German partners. An intensified cooperation between battery manufacturers and manufacturers of charge controllers is necessary, to come to an optimised

battery management. A variety of measures is now necessary to achieve a long-term durable market development for PV systems for rural electrification. Batteries do play a key role in the reduction of lifetime costs of PV systems, the operation of stand-alone systems and in the establishment of infrastructures for installation, operation, maintenance and repair of off-grid photovoltaic systems.

1. Einleitung

Effiziente, kostengünstige, langlebige Energiespeicher sind eine Grundvoraussetzung für die dauerhafte Verbreitung von Inselanlagen zur Stromversorgung netzferner Verbraucher. In den letzten Jahrzehnten ist eine Vielzahl von Speichertechnologien entwickelt worden. Trotz ihrer offensichtlichen Nachteile, ist die Blei-Säure-Batterie heute und sicherlich auch noch in den kommenden Jahren die beste Option zur Energiespeicherung in photovoltaischen Inselstromversorgungsanlagen. In den Industrieländern wurden für praktisch jede kommerziell interessante Anwendung eigens angepaßte Batterietypen entwickelt. Für den Einsatz von PV-Inselsystemen in Entwicklungsländern – dem großen Markt für Photovoltaiksysteme – gibt es jedoch noch keine eigene Entwicklung. In der Praxis wählt man aus der Vielzahl von unterschiedlichen Batterietypen (Starterbatterien, Traktionsbatterien, Ortsfeste Batterien) je nach Last- bzw. Ladeprofil die am besten geeignete Batterietechnologie aus [1],[2]. Bei Solar Home Systemen bleibt dem Anwender so die Wahl zwischen konventionellen kostengünstigen Starterbatterien, modifizierten Starterbatterien, die oft unter dem Label „Solarbatterie“ verkauft werden und den teuren, qualitativ hochwertigen Industriebatterien, zum Einsatz in ortsfesten Anlagen.

In praktisch allen Ländern, sowohl den Industrieländern insbesondere im Süden Europas, als auch in Entwicklungs- und Schwellenländern existieren zur Zeit Programme zur Elektrifizierung ländlicher Haushalte. Während bis vor wenigen Jahren die Netzerweiterung als einzig dauerhafte Option angesehen wurde, hat sich die internationale Diskussion in letzter Zeit sehr stark in Richtung dezentrale Anlagen zur Versorgung von Einzelhaushalten oder Dörfern verlagert. Dokumentiert wird dies auch durch den Wandel der Weltbank in Washington, die heute in einer Vielzahl von Ländern ländliche Elektrifizierungsprogramme mit dezentralen Systemen propagiert und finanziell unterstützt [3]. Durch ihre universelle Verfügbarkeit und modulare Anwendbarkeit spielt in der aktuellen Diskussion die Nutzung der Solarenergie durch Photovoltaiksysteme eine zentrale Rolle. Im Vordergrund steht dabei der Einsatz von Solar Home Systemen (SHS), kleinen dezentralen PV-Anlagen, zur Basisstromversorgung ländlicher Haushalte mit Licht, Radio und eventuell einem kleinen Fernsehgerät.

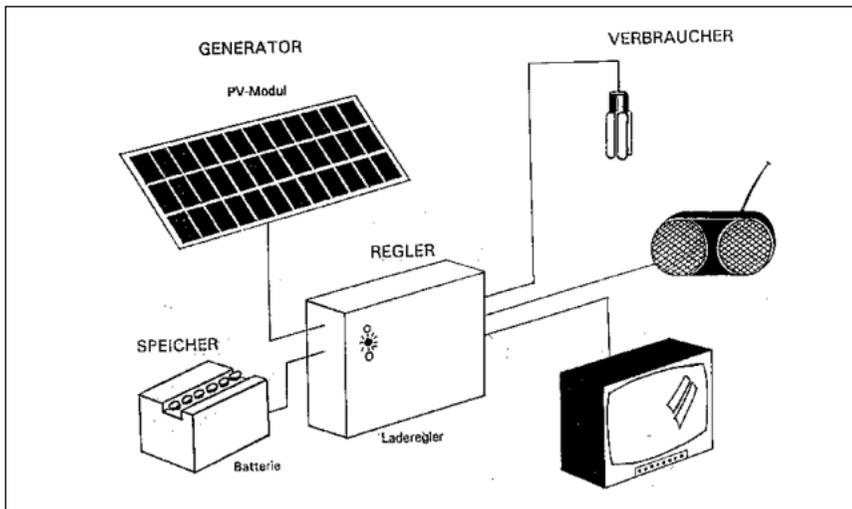


Abbildung 1: Prinzipieller Aufbau eines Solar Home System

Schätzungsweise weit mehr als eine Million derartiger Systeme wurden weltweit bisher aufgebaut, eine vorsichtige Schätzung des aktuellen Marktvolumens ergibt eine Installationsrate von 200.000 Systemen/Jahr. Wieviele dieser Systeme zufriedenstellend funktionieren und welche Betriebsverfahren die Nutzer damit gemacht haben, ist zumindest bisher nie umfassend untersucht worden. Eines unserer Ziele am Fraunhofer ISE ist es daher, laufende Pilotprojekte über einen längeren Zeitraum zu begleiten, aus den weltweit verschiedenen Ansätzen zu lernen und so zu optimierten Systemkonfigurationen, weiterentwickelten Komponenten und angepaßten Einführungsstrategien zu kommen. Bei unseren Untersuchungen stehen neben den rein technischen Aspekten, d.h. der Komponentenqualität und der Komponentenlebensdauer die Beurteilung der Systemnutzung und der Zufriedenheit der Nutzer mit dem bereitgestellten Energieservice im Zentrum unserer Arbeiten. Die folgenden Ausführungen beruhen auf Arbeiten, die wir in Argentinien [4,5], Bolivien [6,7], Nepal [8,9] und Indonesien [10] durchgeführt haben.

2. Welche Batterien kommen zum Einsatz?

Zuerst sollten wir die grundsätzliche Frage klären, welche Batterien in SHS zum Einsatz kommen:

In nahezu allen Fällen handelt es sich hierbei um Blei-Säure-Batterien mit Gitterplatten und flüssigem Elektrolyt. Die Nennkapazitäten liegen dabei zwischen 50Ah und 150Ah,

je nach Anwendung und der Philosophie des Systemdesigners. So hat sich zum Beispiel in Kenia die Nutzung von 50 Ah als Standard quasi durchgesetzt. In Indonesien wird dagegen praktisch jedes SHS mit einer 70Ah Batterie ausgestattet, in Bolivien sind es standardmäßig Kapazitäten zwischen 100Ah und 150Ah, usw. Gründe für diese Abweichungen sind in den wenigsten Fällen genauere Simulationsrechnungen, die die lokalen Witterungsbedingungen berücksichtigen, sondern die Verfügbarkeit der jeweiligen Batterietypen in den verschiedenen Ländern. Viel mehr beeinflusst jedoch die Systemauslegung der ersten in den Ländern durchgeführten Pilotprojekten das weitere Marktgeschehen. Dadurch werden „Standards“ gesetzt, die mehr oder weniger automatisch als solche akzeptiert, wenig hinterfragt und aus Marketing-Gesichtspunkten meist auch von neuen Mitspielern in den jeweiligen Märkten eingehalten werden müssen.

Dem Einsatz lokal produzierter Batterien wird dabei hohe Bedeutung beigemessen. Jede Regierung möchte natürlich die vorhandene eigene Industrie bei der Entwicklung neuer Märkte mit einbeziehen. Da die Versorgung des heimischen Automarktes mit Starterbatterien in den meisten Ländern auf der Basis lokaler Fabriken erfolgt, bietet es sich selbstverständlich an, dem in internationalen Kooperationsprogrammen oft geforderten „local content“ mit dem Einsatz lokal produzierter Batterien Rechnung zu tragen. Die Kosten dieser Batterien sind dabei im Regelfall wesentlich geringer als der Import von Produkten, so kostet eine 70Ah Batterie in Indonesien etwa 30-40 US\$. Ein weiteres Argument für diese Batterien ist, daß der Ersatz nach dem Ende ihrer Lebensdauer praktisch immer dem Nutzer selbst überlassen bleibt. Aufgrund mangelhaften Wissens, fehlender Alternativen und unzureichender Infrastrukturen für Wartung und Ersatz greifen die Nutzer dann zu der kostengünstigsten Lösung, nämlich einer lokal erhältlichen Starterbatterie.

Aufgrund der Rohstoff- und Devisenknappheit ist die Wiederverwendung verbrauchter Batterien ein wichtiges Thema. Diese Situation kann hinsichtlich der Etablierung möglichst geschlossener Stoffströme gerade auch in und mit abgelegenen ländlichen Gebieten positiv genutzt werden. Lokale Produzenten können einen wesentlichen Beitrag zur Abfallvermeidung und zum Recycling verbrauchter Batterien leisten, wie das Beispiel der Firma BATEBOL in Bolivien zeigt [4]. In dieser kleinen Batteriefabrik in Santa Cruz/Bolivien werden pro Jahr etwa 150.000 Batterien hergestellt, 70% des verwendeten Bleis kommt dabei aus einer firmeneigenen Recyclinganlage, sogar die Batteriegehäuse werden zerschreddert und wieder als Rohmaterial für neue Gehäuse verwendet.



Abbildung 2: Zur Wiederverwertung gesammelte Bleibatterien bei BATEBOL/Bolivien

3. Anforderungen an Batterien in SHS

Wie stark die Wahl einer geeigneten Batterie die Lebensdauerkosten eines SHS beeinflusst, wird in Abbildung 3 deutlich.

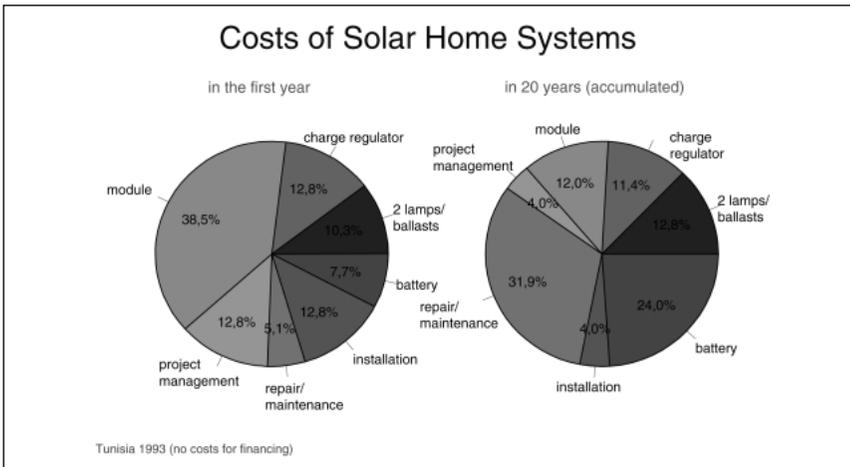


Abbildung 3: Installationskosten und über zwanzig Jahre akkumulierte Lebensdauerkosten eines SHS [11]

Während die Kosten des PV-Moduls, mit etwa 40 % die Installationskosten stark dominieren, machen sie bei den über zwanzig Jahre gerechneten Lebensdauerkosten nur noch wenige Prozent aus. Dies liegt natürlich in der sehr langen Lebensdauer dieser Systemkomponente begründet. Im Gegensatz dazu dominieren bei der Betrachtung der Lebensdauerkosten dieses Solar Home Systems eindeutig die Kosten für die Batterien, deren Lebensdauer mit typischerweise ein bis zwei Jahren sehr gering ist. Gleichzeitig wird ein großer Teil der Kosten für Wartung und Ersatz ebenfalls durch die Batterie verursacht.

Daraus ergeben sich Forderungen an eine optimale Batterietechnologie und ein geeignetes Batteriemangement, die im „Universal Technical Standard for Solar Home Systems“, herausgegeben durch die Europäische Kommission zusammengefaßt wurden [12]. Im folgenden sind die dort aufgestellten Anforderungen hinsichtlich modifizierter Starterbatterien für den Einsatz in SHS zusammengefaßt :

- Maximale Entladetiefe 40 %
- Nutzbare Speicherkapazität etwa drei- bis fünfmal größer als Tagesverbrauch
- C20 Kapazität kleiner als 35 mal Kurzschlußstrom des PV-Generators
- Maximale Elektrolytdichte von $1,25\text{g/cm}^3$
- Elektrolytmenge pro Zelle größer $1,15\text{l}/100\text{Ah}$
- Plattendicke größer 2mm
- Separator aus mikroporösem Polyethylen
- Zykluslebensdauer größer 200
- Selbstentladung kleiner als 6 % pro Monat

Neben der Herstellung geeigneter Batterien und der Auswahl der richtigen Batterie für den jeweiligen Einsatz, hat die Betriebsführung einen entscheidenden Einfluß auf die Lebensdauer. Auch die beste Batterie erreicht bei der Verwendung ungeeigneter oder fehlangepaßter Laderegler nicht die angestrebte Lebensdauer, was dann entscheidend zu den oben beschriebenen Kostenerhöhungen führt und die Zufriedenheit der Nutzer mit dem bereitgestellten Energieservice drastisch reduziert. Die negativen Auswirkungen auf die Marktentwicklung der ländlichen Elektrifizierung mit Photovoltaik-Systemen sind offensichtlich.

4. Erfahrungen mit der lokalen Herstellung von Blei-Säure-Batterien

In Entwicklungs- und Schwellenländern besteht neben den großen Batterieherstellern, die meistens Töchter von Großkonzernen aus den Industrieländern sind, eine Vielzahl kleiner bis kleinster Batterieproduzenten, die einen lokal sehr stark begrenzten Markt und ebenso ein sehr enges Marktsegment bedienen. „Garagenfirmen“ fertigen in Handarbeit aus zuge-

lieferten Komponenten, wie Platten, Gehäuse etc. Batterien aller Kapazitätsklassen. Die Produktionskapazität liegt hier bei einigen hundert bis zu einigen tausend Batterien pro Jahr. Während die Qualität dieser Firmen natürlich nicht mit den großen Konzernen konkurrieren kann, sind sie jedoch sehr flexibel, immer auf der Suche nach neu entstehenden Märkten für „Spezialbatterien“ und können so einen wesentlichen Beitrag zur Marktentwicklung von PV-Systemen liefern. Am Beispiel von BATEBOL in Bolivien wird im folgenden eine sehr erfolgreiche Zusammenarbeit beschrieben. BATEBOL zählt in Lateinamerika zu den mittelgroßen Herstellern mit einer jährlichen Produktionskapazität von etwa 150.000 Batterien.

4.1. Verbesserung der Batterieproduktion bei BATEBOL in Bolivien

Im Jahre 1997 analysierten Fraunhofer ISE und das ZSW in Ulm das elektrische Verhalten und die elektrochemischen Eigenschaften der TOYO Solar, einer modifizierten Starterbatterie des bolivianischen Batterieherstellers BATEBOL [6].

Die ersten Messungen zeigten, daß mit 70Ah tatsächlicher Kapazität bei weitem nicht die nominell angegebenen 100 Ah (C20) erreicht wurden. Die Hauptgründe hierfür waren:

- Ungenügende Formierung der Platten
- Starke Oxidation der negativen Platte



Abbildung 4: Lokale Batterieproduktion bei BATEBOL in Bolivien

- Zu wenig aktive Masse der einzelnen Platten
- Zu wenig Expander in den negativen Platten

Die elektrochemische Analyse zeigte, daß bedingt durch unzureichende Trocknung das Blei der negativen Platten praktisch vollkommen als PbO vorlag. Nach der Befüllung der Batterie mit Schwefelsäure reagiert PbO zu Bleisulfat, so daß die negative Elektrode praktisch nicht nutzbar war. Nach mehreren Initialisierungszyklen stieg der Bleianteil rapide von etwa 5% auf 80% an. Da nicht angenommen werden kann, daß die Batterien bei der Installation in PV-Systemen eine geeignete Behandlung erfahren (Ladung mit 14,7 Volt über 24 Stunden) wurde BATEBOL empfohlen, den Trocknungsprozeß zu verbessern. Die Messung des Elektrodenpotentials gegen ein $\text{Hg}/\text{Hg}_2\text{SO}_4$ Referenz-Elektrode zeigt Abbildung 5.

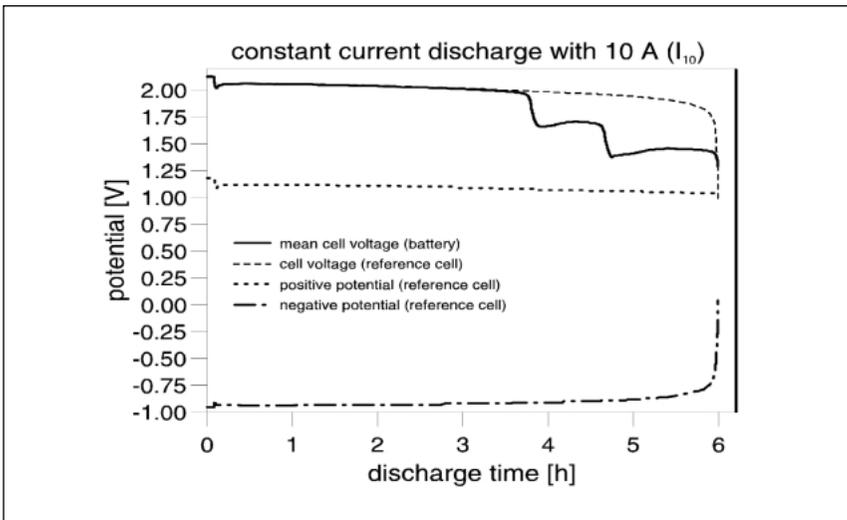


Abbildung 5: Batteriespannung (normiert auf Zellenspannung), Zellenspannung und Einzelelektrodenpotentiale der positiven und der negativen Elektroden während eines Entladetests mit 10 A

Die negative Elektrode in Zelle 1 erreicht nach sechs Stunden ihr Kapazitätssende, während zwei anderen Zellen schon nach 4 bzw. 5 Stunden vollkommen entladen sind. Die Kapazität der positiven Elektrode erschien dabei als vollkommen ausreichend. Erkenntnis aus diesem Verhalten, war, daß BATEBOL den Anteil der aktiven Masse in der negativen Elektrode entsprechend erhöht hat. Durch die Kenntnis der tieferen Zusammenhänge des Betriebsverhalten der TOYO Solar konnte so durch diesen und weitere recht einfach umzusetzende Produktionsschritte die Qualität der Batterie entscheidend verbessert werden, siehe Abbildung 6.

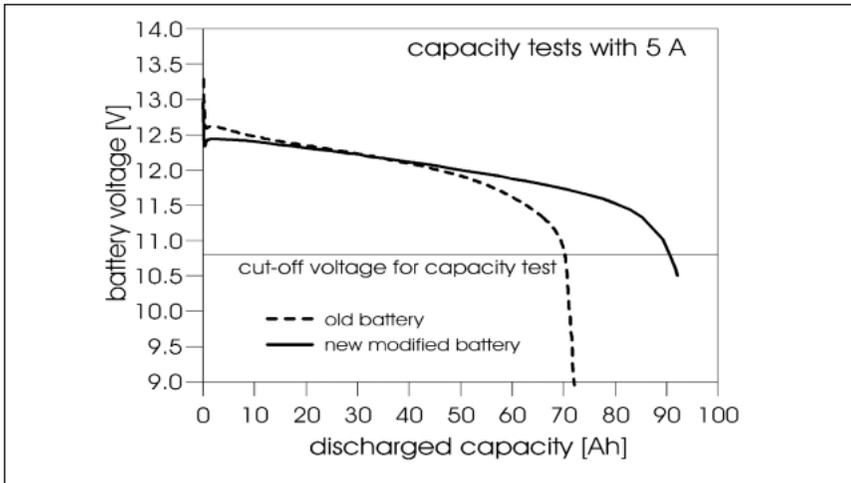


Abbildung 6: Kapazität der TOYO Solar vor und nach den durchgeführten Produktionsverbesserungen

Zusammen mit BATEBOL wurden weitere Maßnahmen zur Verbesserung der Batterie durchgeführt, so daß heute in Bolivien eine „Solarbatterie“ zur Verfügung steht, die gut für die Anwendung in PV-Systemen zur ländlichen Elektrifizierung geeignet ist und damit ein großes Vermarktungspotential in ganz Lateinamerika besteht.

4.2. Test von sechs indonesischen Starterbatterien

Im Rahmen der Untersuchung von Programmen zur ländlichen Elektrifizierung in Indonesien kamen Klagen über den bereitgestellten Energieservice auf. In wieweit diese auf die Qualität der eingesetzten Batterien zurückzuführen waren, sollte durch die Untersuchung der eingesetzten lokal produzierten Komponenten geklärt werden. In einem ersten Schritt wurde das elektrische Verhalten von sechs lokal produzierten Starterbatterien charakterisiert. Alle Batterien waren 12 Volt Batterien mit einer vom Hersteller angegebenen Nennkapazität von 70 Ah. 10 Lade- und Entladezyklen mit Strömen von 7 A (C_{10}), 3,5 A (C_{20}) und 0,7 A (C_{100}) wurden mit allen Batterien gefahren, um die charakteristischen Parameter Speicherkapazität (C_{10} , C_{20} , C_{100}), Gasungsstrom, Aufladeverhalten und die optimalen Ladeschluß- bzw. Entladeschlußspannung zu definieren. Abbildung 7 zeigt die verschiedenen Kapazitätswerte, wie sie sich bei der Erstentladung der trocken vorgeladenen Batterien mit 7 A, drei aufeinanderfolgenden C_{10} -Entladungen und je einer C_{20} und einer C_{100} Entladung ergaben.

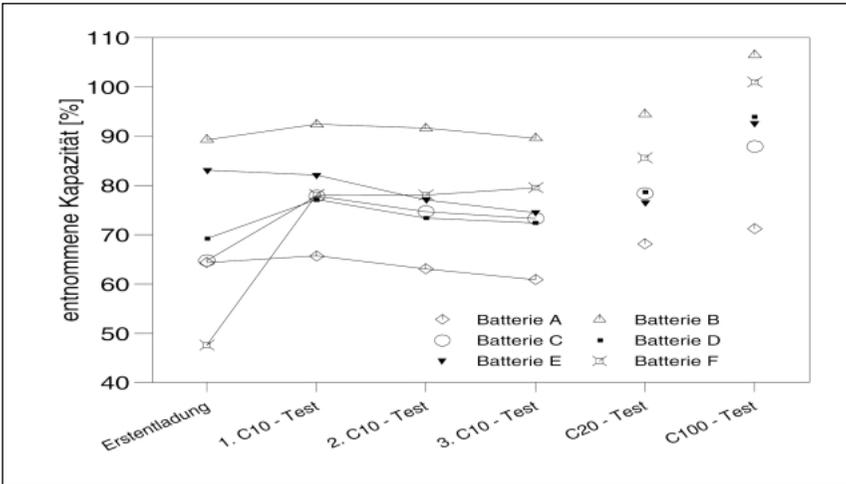


Abbildung 7: Kapazitäten in Prozent der Nennkapazität für die ersten sechs Entladezyklen

Wie schon diese einfachen Tests zeigen, wies keine der Batterien, auch nicht nach mehreren Zyklen, die Nennkapazität von 70 Ah (C_{20}) auf. Allein vier dieser sechs Batterien liegen mit Kapazitätswerten von 78,7%, 78,4%, 76,5% und sogar 68,1% der Nennkapazität schon zu Beginn ihrer Lebensdauer unter der genormten Lebensdauergerade von 80%! Außerdem wird deutlich, daß schon nach diesen wenigen Zyklen „Alterungserscheinungen“ erkennbar sind. Hat man sich bei der Dimensionierung des Systems auf die Herstellerangaben verlassen, so hat allein diese geringere Kapazität dramatische Auswirkungen auf das Systemverhalten.

Zur Vermeidung beschleunigter Alterung (zu hohe Ausnutzung der Aktivmassen, mechanischer Streß) sollten Blei-Säure-Batterien in PV-Systemen nicht unter 40% Ladezustand bezüglich der C_{20} -Kapazität entladen werden. Sinnvollerweise muß hier jedoch die reale C_{20} -Kapazität zugrunde gelegt werden und nicht die vom Hersteller angegebene nominale C_{20} -Kapazität, da wie oben beschrieben die Werte stark voneinander abweichen können. Dies ist um so wichtiger, da die meisten Laderegler mit spannungsgeführten Lade/Entladeschwellen arbeiten und so besonders bei kleinen Strömen von z.B. C_{100} , wie sie in Solar Home Systemen häufig vorkommen (der Betrieb einer 10 Watt Lampe entspricht etwa 0,8 A), extreme Tiefentladungen vorkommen können. Abbildung 8 zeigt hierbei die Entladekurven der sechs Batterien bei einem Laststrom von C_{100} (0,7 A) über dem auf die jeweils gemessene C_{20} -Kapazität bezogenen Ladezustand.

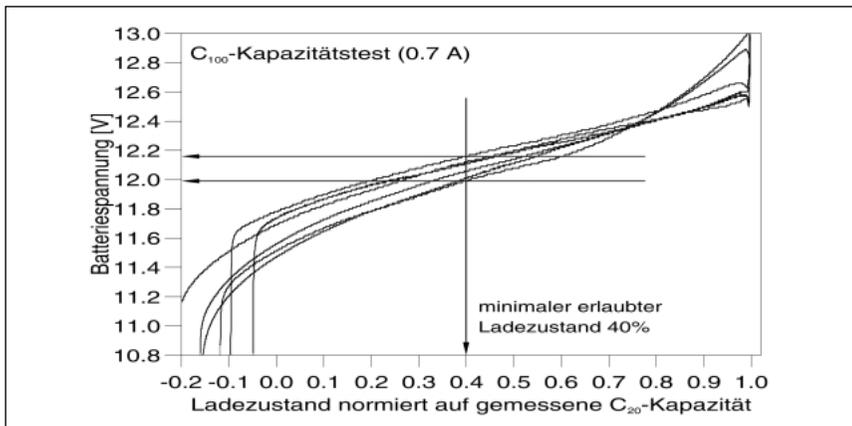


Abbildung 8: Entladekurven bei 0,7 A als Funktion des Ladezustands, sowie empfehlenswerte Entladeschlussspannungen zur Vermeidung von Entladungen unter 40 % der Nennkapazität

Ganz deutlich ist hier zu erkennen, daß die Entladeschlussspannungen für alle Batterien bei über 12,0 Volt, teilweise fast bei 12,2 Volt liegen müßte, wenn das oben genannte Kriterium von minimal 40 % Restkapazität eingehalten werden soll. Dies sind Werte, wie sie wohl kaum ein Ladereglerhersteller empfehlen oder ein Systeminstallateur einstellen würde, obwohl damit eine optimale Behandlung und hohe Lebensdauer der Batterie erreicht werden kann. Zudem wird deutlich, daß bei Verwendung der gleichen Entladeschlussspannung für alle Batterien Unterschiede in der Entladetiefe von 20 % auftreten.

Die hier vorgestellten Ergebnisse der Batterietests zeigen deutlich, daß bei den lokal gefertigten Batterien für PV-Anwendungen noch erhebliches Verbesserungspotential besteht. Mit der Vergrößerung des Marktes für Photovoltaiksysteme erkennen jedoch gerade auch Hersteller in Entwicklungsländern immer mehr, daß dies für sie ein neues und zukunftssträchtiges Marktsegment darstellt.

5. Betriebsführung von Batterien in Solar Home Systemen

Wie zuvor schon erläutert hat die Betriebsführung der Speicherbatterie einen wesentlichen Einfluß auf deren Lebensdauer. Am Fraunhofer ISE untersuchen wir daher schon seit vielen Jahren Laderegler auf ihre Eignung für den vorgesehenen Einsatz [13]. Parallel zu den Tests der Speicherbatterien aus lokaler indonesischer Produktion haben wir die jeweils eingesetzten Laderegler, ebenfalls aus lokaler Produktion, untersucht, Abbildung 9.



Abbildung 9: Lokal in Indonesien produzierte Solarladeregler im Test am Fraunhofer ISE

Dabei wurden alle wesentlichen Charakteristika, wie Eigenverbrauch, Wirkungsgrade, Lade- bzw. Entladeschluß-Spannungsschwellen (und ihre Einstellbarkeit), Temperaturabhängigkeit, Betrieb unter maximaler Last, Fail-Safe-Verhalten, Schutzfunktionen usw. ermittelt. Bezugnehmend auf die Ergebnisse der Batterietests sei hier erwähnt, daß alle Hersteller ihre Tiefentladeschutzschwelle zwischen 11,3 Volt und 11,7 Volt gelegt hatten und damit sehr nahe an der in der Literatur empfohlenen Schwelle von 11,4 Volt lagen. Die Definition der Entladeschlußspannung bei 11,4 Volt entstand für normgerechte Batterien, als Kompromiß zwischen möglichst hoher Kapazitätsausnutzung bei großen Strömen und der Vermeidung von extremen Tiefentladungen bei kleinen Strömen. Dies bedeutet jedoch in der Realität, daß die Speicherbatterien in den indonesischen Solar Home Systemen weit unter die minimal empfohlene Grenze von 40 %, ja bei kleinen Strömen sogar über 100 % der entnehmbaren Kapazität entladen werden können (Abb. 8). Ein Effekt der ein schnelles Lebensdauerende der Batterien zur Folge haben muß.

Eine weitere Schwäche der Laderegler zeigt Abbildung 10. Hier sind die Spannungsschwellen des Tiefentladeschutzes und die dabei möglichen Einstellbereiche aufgezeigt. Es wird deutlich, daß einige Laderegler einen extrem weiten Einstellbereich aufweisen, der einerseits hilft die Schwellen optimal an die jeweilige Batterie anzupassen, der andererseits die Gefahr einer Fehleinstellung durch nicht autorisiertes oder unerfahrenes Personal beinhaltet. Auch der Eigenverbrauch der Regler lag in vielen Fällen über den geforderten 5 mA / [13], in einem Fall bei 91 mA, ein Wert, der allein schon 15 % der Energie in einem 50 W SHS

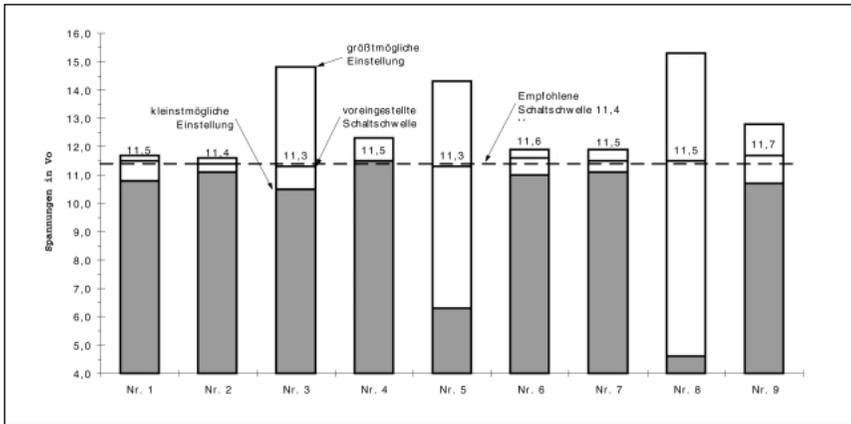


Abbildung 10: Maximaler und minimaler Einstellwert, der von ISE empfohlene [13], sowie der vom Hersteller voreingestellte Wert des Tiefentladeschutz der indonesischen Laderegler

bedeutet. Nicht zuletzt spielt der Wirkungsgrad der Regler, der sich aus der Multiplikation der Wirkungsgrade des Lade- und Entladekreises ergibt, eine wichtige Rolle. Unter Vollast ergaben sich Werte von maximal 92 %, der Mittelwert lag bei etwa 90 %, der minimale Wert für einen Laderegler jedoch bei nur 62 % (!). Zusammen mit einem Wattstunden-Wirkungsgrad der Batterie von typischerweise 80 % werden sich hier solare Nutzungswerte von unter 50 % ergeben.

Die Betriebserfahrungen zeigen, daß bei nicht optimalem Zusammenspiel zwischen Batterie und Laderegler die Nutzer sehr schnell dazu übergehen den Laderegler zu überbrücken und außer Kraft zu setzen. Dadurch erhöht sich zwar oft die momentane Verfügbarkeit elektrischer Energie, einen Effekt den der Nutzer sehr schnell als positiv wahrnimmt, im Gegenzug erniedrigt sich aber die Lebensdauer der Speicherbatterie, was dann wieder zu den weiter oben erläuterten hohen Lebensdauerkosten und Unzufriedenheit mit dem System führt.

Gleichzeitig zeigen Untersuchungen von SHS im bolivianischen Altiplano, daß konventionelle Starterbatterien auch nach acht (!) Jahren Einsatz immer noch funktionstüchtig sein können und einen zufriedenstellenden Service bereitstellen können [5]. Gründe hierfür sind, daß die Speicherkapazität bewußt überdimensioniert wurde. In einem 50 W_p SHS kamen statt der oft üblichen 70Ah bis 100Ah, Batterien mit einer Nennkapazitäten von 150Ah zum Einsatz. Selbst nach einer Reduktion der effektiven Speicherkapazität um 60

oder teilweise sogar 80 % reichte die vorhandene Restkapazität oft immer noch aus den Stromverbrauch des Haushalts zu decken. Negative Auswirkungen, wie erhöhter Wasserverbrauch wurden in vielen Fällen in Kauf genommen. Den durch den erhöhten Innenwiderstand der Bleibatterie verursachten starken Spannungsschwankungen beim Laden bzw. Entladen wurde mit der Überbrückung des Ladereglers begegnet. Welche Auswirkungen dies auf die Lebensdauer der angeschlossenen Elektrogeräte, wie Lampen, Radios und TV-Geräte hatte, ist leider nicht bekannt. Aus der Kenntnis der Komponentenqualität und der Sensibilität vieler DC-Verbraucher auf Unter- bzw. Überspannung ist jedoch anzunehmen, daß hier starke Beeinträchtigungen des Betriebs die Folge waren.

Trotz dieser Effekte könnte sich eine derartige Überdimensionierung der Batterie positiv auf die Gesamtkosten auswirken, da deren Preis nicht linear mit der Kapazität ansteigt, d.h. eine 150 Ah Batterie kostet nicht 100 % sondern höchstens 50 % mehr als eine 70 Ah Batterie. Weitere Untersuchungen zu diesem Thema wären für die Erarbeitung konkreter Handlungsempfehlungen – insbesondere auch für den Einsatz unter verschiedenen klimatischen Bedingungen – sicherlich sehr hilfreich.

6. Schlußfolgerungen

Die ländlichen Elektrifizierung mit Photovoltaik-Systemen hat sich in den letzten Jahren weltweit zu einem dynamisch wachsenden Markt entwickelt. Starterbatterien, die hinsichtlich der PV spezifischen Bedingungen modifiziert worden sind, können aus Kosten- und Lebensdauererwägungen den besten Kompromiß bei der Suche nach der geeigneten Speicherbatterie für Solar Home Systeme darstellen.

Obwohl in der Firmenphilosophie der großen deutschen Batteriehersteller Photovoltaik-Anlagen als zukunftsträchtiges Marktpotential bisher nicht auftauchen, gibt es zahlreiche Anzeichen, daß sich dies in den nächsten Jahren grundlegend ändern könnte. Mehrere deutsche Hersteller beteiligen sich intensiv an der Diskussion um geeignete Produkte und die Definition verbesserter Betriebsführungsstrategien in PV-Anlagen. Wenn der PV-Markt weiterhin mit den Zuwachsraten von mehr als 20-30 % pro Jahr wächst, wie dies die letzten Jahre der Fall war, so entsteht für die Batteriehersteller jetzt ein Absatzmarkt, der langfristig mit dem Kfz-Batteriemarkt zu vergleichen ist. Anzustreben ist dabei, Batterietechnologien zu entwickeln, die kostengünstig herzustellen sind und unter den spezifischen SHS-Bedingungen längere Lebensdauern als bisher erreichen. Die Einbeziehung lokaler Hersteller in diesem Prozeß ist politisch gewollt und für eine dauerhafte

Marktentwicklung eminent wichtig. Industriepartner aus den Industrieländern werden daher immer mehr dazu übergehen, diese Hersteller als wahre Partner zu erkennen und in einer offenen Zusammenarbeit das dortige Potential voll auszuschöpfen. Das in Deutschland vorhandene Wissen in der Batterieproduktion kann sinnvoll in Joint-Ventures eingebracht werden, um so zukünftig interessante Marktsegmente dauerhaft besetzen zu können.

Neben den reinen Installationskosten rücken immer mehr die Lebensdauerkosten in den Vordergrund der Betrachtung. Dies liegt zum einen an dem stärkeren Engagement der lokalen Regierungen in der ländlichen Elektrifizierung, und zum anderen an dem aufkommenden Interesse von Energieversorgungsunternehmen, Banken, Versicherungen und anderen Kapitalgebern aus den Industrieländern bei der Entwicklung dieser unerschlossenen Märkte eine zentrale Rolle zu spielen. Da sie alle in längeren Amortisationszeiträumen denken, sind

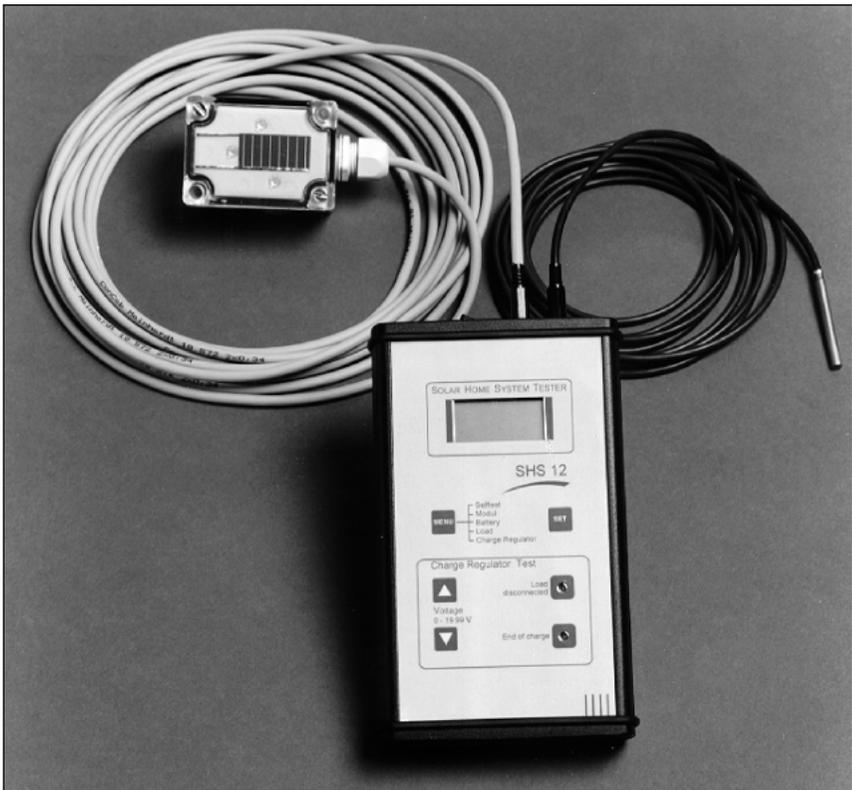


Abbildung 11: SHS-Tester zur Vermessung der wichtigsten Betriebsparameter in einem PV-Inselsystem

sie primär an einer dauerhaften Funktion der Systeme und der Reduktion der laufenden Kosten für Betrieb, Wartung und Ersatz interessiert. Hierzu ist der Aufbau geeigneter Infrastrukturen eine der grundlegenden Aufgaben, die jetzt angegangen werden müssen.

Während zahlreiche Betriebserfahrungen mit PV-Systemen in Europa vorliegen, ist die Datenbasis aus Projekten zur ländlichen Elektrifizierung mit Solar Home Systemen äußerst gering. Breit angelegte Untersuchungen zu den Betriebserfahrungen mit Batterietechnologien und Dimensionierungen in Solar Home Systemen unter verschiedenen Einsatzbedingungen und klimatischen Voraussetzungen sind für die Erarbeitung klarer Kriterien notwendig. Wie die einzelnen Parameter unter welchen Bedingungen Einfluß nehmen auf den Betrieb, die Lebensdauer und letztendlich die Kosten des Energieservices, dies sind Fragen, die als Grundlage einer dauerhaften Verbreitung notwendigerweise beantwortet werden müssen.

Testsysteme sind zu entwickeln, die einen schnellen Check von Komponenten vor Ort ermöglichen. Während am Fraunhofer ISE mit dem SHS-TESTER ein Anfang gemacht wurde PV-Module, Laderegler und auch die Verbraucher schnell und umfassend beurteilen zu können [14], ist die schnelle und zuverlässige Bestimmung der wichtigsten Batterieparameter vor Ort (Ladezustand, Kapazität, Säureschichtung, Alterungszustand etc.) immer noch ein ungelöstes Problem.

Kriterien für den rechtzeitigen Ersatz „verbrauchter“ Batterien müssen noch entwickelt werden. Die unreflektierte Übernahme der in Batterienormen festgelegten Definition, daß eine Batterie dann ihr Lebensdauerende erreicht hat, wenn ihre nutzbare Kapazität unter 80 % der Nennkapazität fällt, entspricht nicht den Realitäten im Feld. Wann eine Batterie aus Kosten- und Nutzungsgründen tatsächlich ersetzt werden müßte, dazu gibt es keinerlei Handlungsempfehlungen. Diese sind jedoch für den lokalen Techniker von entscheidender Bedeutung, will er den optimalen Energieservice erreichen. Auch hier ist es geboten, sich an der internationalen Diskussion zu beteiligen, die Erfahrung deutscher Hersteller einzubringen, die in Europa gewonnen Erkenntnisse umzusetzen und so den internationalen Prozeß mitgestalten zu können.

Ähnliches gilt für die Erarbeitung von Konzepten zum Recycling von PV-Komponenten und Systemen. Hierzu wurde bisher sowohl national als auch international wenig konkret erarbeitet, gleichwohl ist es in vielen Programmen ein oft diskutiertes Thema. Die hervorragenden deutschen Erfahrungen in der Wiederverwertung verschiedenster Produkte könnten hier gewinnbringend eingebracht werden.

Um zu vermeiden, daß trocken vorgeladene Batterien nach der Installation im PV-System längere Zeit nicht richtig vollgeladen werden, müssen Vorgehensweisen entwickelt werden, wie diese für die Batterielebensdauer äußerst wichtigen Initialisierungszyklen erreicht werden können. Welche Maßnahmen hierbei in der Batterieproduktion, welche der Systemlieferant, welche der Systeminstallateur, Ladereglerhersteller oder auch der Nutzer durchführen und übernehmen kann, dazu gibt es noch kaum Überlegungen.

Um Laderegler optimal an die jeweilige Speicherbatterie anpassen zu können, ist eine genaue Kenntnis der elektrischen Charakteristiken notwendig. Hierfür sind einfache, lokal anwendbare Testprozeduren zu entwickeln, entsprechende Labors aufzubauen und die geeignet aufbereitete Information, in die Ausschreibungsunterlagen der Programme zur ländlichen Elektrifizierung einzubringen. Ladereglerherstellern, Systemlieferanten, Installateuren und Nutzern müssen die Vorteile angepaßter Systemkomponenten bewußt gemacht werden.

Sinnvoll wären auch Weiterentwicklungen, die dazu führen, daß Batterie und Laderegler nicht mehr als getrennte Einheiten bestehen, sondern als ein in sich geschlossenes System mit Ein- und Ausgangsklemmen verfügbar wäre. Ein Zwischenschritt dorthin könnten standardisierte und genormte Aufdrucke auf den verschiedenen Batterien sein, die Auskunft über die einzustellenden Parameter des Ladereglers geben.

Maßnahmen, wie geeignete Ladezustandsanzeigen oder auch Anzeigen über Wartungsintervalle und Hinweise dazu, würden die Akzeptanz dieser noch jungen Technologie in den neuen Märkten und damit die Vermarktungschancen einzelner Produkte beträchtlich erhöhen.

Eine Vermittlung dieser Zusammenhänge gerade auch an die Nutzer der PV-Systeme, das heißt die Kunden, ist – zumindest in ihren prinzipiellen Zügen – unerläßlich, um so die Vorteile eines derartigen Vorgehens darzustellen und die Akzeptanz der Maßnahmen und der damit verbundenen Restriktionen und Nachteile zu erreichen. Nur unter Einbeziehung der Nutzer in das Energiemanagement des Inselsystems kann eine dauerhafte, die Nutzer selbst zufriedenstellende Funktion erreicht werden.

Da international der Trend neben den Solar Home Systemen wieder hin zu größeren Anlagen, wie zentralen PV-Hybridssystemen zur Dorfstromversorgung geht, bieten sich hier neue Chancen für deutsche Batteriehersteller qualitativ hochwertigere Produkte in den Markt zu bringen. Diese Entwicklung sollte sorgfältig beobachtet und versucht werden rechtzeitig in Pilotprojekten mitzuwirken, um Betriebserfahrungen zu sammeln und die eigenen Produkte bekannt zu machen.

Literatur

- [1] Höhe W., »Klassifizierung von Batteriesystemen«, Workshop „Elektrochemische Speichersysteme für regenerative Energieversorgungsanlagen“, 04/05.05.1999, Ulm
- [2] Sauer, D.U., Bopp, G., Bächler, M., Höhe, W., Jossen, A., Sprau, P., Willer, B., Wollny, M., »What happens to batteries in PV systems or Do we need one special battery for solar applications ?«, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, 1997
- [3] »Rural Energy and Development – Improving Energy Supplies for Two Billion People«, The World Bank, Washington, 1996, ISBN 0-8213-3806-4
- [4] Parodi, O.; Preiser, K.; Schweizer, P »Balde de Leyes: The integrated way to electrical light«, 13. EU PV solar energy conference; Nice; France, 1995
- [5] Parodi, O.; Preiser, K.; Schweizer-Ries, P., Wendl. M., »When Night falls on Balde de Leyes – The Success story of an Integrated Approach in PV Rural Electrification«, 2nd World Conference and exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Wien, 1998
- [6] K. Preiser, D.U. Sauer, H. Döring, D. Köstner, V.H. Jiménez, O. Salazar, »Local Production of Components for PV Systems – The Case of the Bolivian Battery TOYO Solar«, 14. EU PV solar energy conference; Barcelona, Spain, 1997
- [7] Lorenzo E.; Navarte, L.; Preiser, K.; Zilles, R., »A Field Experience with Automotive Batteries in SHS«, 2nd World Conference and exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Wien, 1998
- [8] Schweizer, P.; Preiser K.: »Funktionstüchtigkeit und eigenständige Verbreitung von Solar Home Systemen in Nepal« 11. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1996
- [9] Schweizer-Ries, P.; Preiser, K.; »Socio-technical analysis of solar home systems in the Nepalese Himaly«, 14. EU PV solar energy conference; Barcelona, Spain, 1997

-
- [10] Fitriana, I., Kantosa, E., Sudradjat, A., Kuhmann, J.; Preiser, K.; Schweizer-Ries, »On the way from Sukatani to the 50 MW Programme – A socio-technical analysis of solar home systems in Indonesia«, 2nd World Conference and exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Wien, 1998
- [11] Njaimi, M; Ounalli, A.; Ullerich, U.; »Solar Home Systems: An Alternative to Rural Electrification Programs via the Electric Grid«, 11th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Switzerland, 1992
- [12] »Universal Technical Standard for Solar Home Systems«, THERMIE B SUP 995-96, EC-DG XVII, 1998
- [13] K. Preiser, J. Kuhmann, E. Biermann, T. Herberg, »Quality of charge controllers in solar home systems: Results of detailed tests«, ISES solar energy congress; Harare; Zimbabwe, 1995
- [14] Kuhmann, J.; Preiser, K »The „SOLAR HOME SYSTEM TESTER“ – A novel device to verify the function and quality of PV systems« 2nd World Conference and exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Wien, 1998

Speicher-Betriebsführung und -Zustandsbestimmung

Verschiedene Ansätze zur Ladezustandsbestimmung

Martin Rothert, Bernd Willer, Claus Schmitz
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel: 0561/7294-106, Fax: 0561/7294-100
Email: mrothert@iset.uni-kassel.de

Georg Bopp, Dirk Uwe Sauer
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer-ISE)

Andreas Jossen
Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW)

Überblick

Der Ladezustand von Batterien ist die zentrale Zustandsgröße sowohl für das Energiemanagement von autonomen Hybridsystemen mit einem Batteriespeicher als auch für die Batteriebetriebsführung selber. Trotzdem ist die Bestimmung des Ladezustandes für viele PV-Anwendungen nicht ausreichend genau gelöst. In neuerer Zeit hat es besonders bei den modellgestützten Verfahren neue Ansätze und vielversprechende Weiterentwicklungen gegeben. Diese Ansätze sollen in diesem Beitrag kurz erläutert und miteinander verglichen werden. Außerdem wird ein neuer Ansatz zur Ladezustandsbestimmung vom ISET dargestellt und erste Ergebnisse dieses Ansatzes im Vergleich mit einem bilanzierenden Verfahren präsentiert.

Abstract

The state of charge of batteries is the central variable of state for the energy management of autonomous hybrid systems with a battery energy storage as well as for the battery management itself. Nevertheless, the determination of the state of charge is not solved precisely enough for many PV-applications. In the last years there have been new approaches and promising further developments especially with respect to the procedures based on models.

These approaches are to be briefly explained and to be compared with one another in this article. In addition, a new approach regarding the determination of the state of charge will be shown by the ISET and first results regarding this approach with comparison to a balanced procedure will be presented.

1. Einleitung

Der Ladezustand von Batterien ist die zentrale Zustandsgröße sowohl für das Energiemanagement von autonomen Hybridsystemen mit einem Batteriespeicher als auch für die Batteriebetriebsführung selber. Nur bei einer ausreichend genauen Kenntnis des Ladezustandes der Batterien kann eine hohe Anlagenverfügbarkeit gewährleistet werden. Für die lange Lebensdauer der Batterie, die eine der wichtigsten Parameter für die Wirtschaftlichkeit solcher Systeme ist, ist eine auf den Ladezustand aufbauende Batteriebetriebsführung notwendig [1]. Nur dadurch ist es möglich, Tiefentladungen und Überladungen zu vermeiden.

Die Problematik der Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien bei PV-Anwendungen wird seit vielen Jahren intensiv diskutiert und bearbeitet. Sie liegt vor allem darin begründet, daß die Energiespeicherung auf einer elektrochemischen Gleichgewichtsreaktion beruht und eine direkte Erfassung des Zustands über eine Meßgröße nicht beziehungsweise nur sehr eingeschränkt möglich ist. Neben der Hauptreaktion haben noch verschiedene Nebenreaktionen einen nicht zu vernachlässigenden Einfluß. Der Ladezustand läßt sich deshalb nur aus abgeleiteten Größen mit mehr oder minder hoher Genauigkeit schätzen. Außerdem haben die Vorgeschichte, die Alterung, die Temperatur, und die Höhe des Entladestroms einen Einfluß auf die insgesamt entnehmbare Energie. Dies erschwert die genaue Zustandsbestimmung von Batterien erheblich [2].

2. Ansätze der Ladezustandsbestimmung

Die unterschiedlichen Ansätze der Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien haben sich vor allem an den Anforderungen, die an die Bestimmung gestellt werden, zu orientieren. Diese Anforderungen können sich je nach Anwendung der Verfahren zum Teil stark unterscheiden. Vor allem ist eine Differenzierung in Online- und Offlineverfahren notwendig. Die Online-Verfahren haben die Aufgabe, kontinuierlich während des Betriebs einer Batterieanlage den Ladezustand zu berechnen und diesen als Steuergröße für die Batteriebetriebsführung und das Energiemanagement zur Verfügung zu stellen. Die Offline-Verfahren

sollen hingegen nachträglich aus den Meßwerten Strom, Spannung und Temperatur den Ladezustand und wenn möglich auch weitere innere Zustandsgrößen der Batterie bestimmen. Genauere Aussagen über die Anlagenbetriebsführung, aber vor allem die Alterung der Batterien, sind dadurch möglich. Zukünftig kann dadurch die Betriebsführung hinsichtlich einer noch längeren Batterielebensdauer und besseren Anlagenverfügbarkeit optimiert werden. Die hierfür notwendigen Datensätze wurden bereits während des Projektes „Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von Batteriesystemen in bestehenden PV-Anlagen“ aufgezeichnet und stehen in einer Datenbank zur Verfügung [3,4].

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Anforderungen an die Verfahren für diese unterschiedlichen Anwendungen.

Online-Verfahren	Offline-Verfahren
<ul style="list-style-type: none"> - hohe Fehlertoleranz bezüglich der Meßgenauigkeit - Langzeitstabilität - einfach parametrierbar - selbstadaptierend - kostengünstig in der Realisierung - hohe Genauigkeit (max. 10 % – 20 % Fehler) 	<ul style="list-style-type: none"> - Fehlertoleranz bezüglich der Meßgenauigkeit - Langzeitstabilität - sehr hohe Genauigkeit des Verfahrens (max 5 %– 10 % Fehler) - Parameteroptimierung mit Meßdaten ist möglich - Bestimmung weiterer interner Zustandsgrößen

Tabelle 1: Überblick über die Anforderungen bei unterschiedlichen Anwendungen

Im weiteren soll vor allem auf die Problematik der Online-Erfassung des Ladegrads eingegangen werden. Der Ladegrad unterscheidet sich vom Ladezustand dahingehend, daß er definiert wurde als Verhältnis aus der Differenz zwischen Nennkapazität und Ladungsbilanz einerseits und der Nennkapazität andererseits und somit im Gegensatz zum Ladezustand die aktuelle Kapazität nicht bekannt sein muß [5]. Der Ladegrad ist somit die einfachere zu bestimmende Kenngröße.

Eine Aufteilung der unterschiedlichen Ansätze kann nach folgendem Schema durchgeführt werden:

- Verfahren über eine Meßgröße (z.B. Säuredichte, Spannung)
- bilanzierende Verfahren (Ah-Bilanzierung)
- modellgestützte Verfahren
 - Kennlinienmodelle
 - mathematische Modelle
 - physikalische Modelle

Abschätzungen zur Genauigkeit der unterschiedlichen Verfahren sind bereits in [2] gemacht worden. Dabei wurde deutlich, daß der Ladezustand nur mit einer mehr oder minder hohen Genauigkeit geschätzt werden kann. Maximale Fehler von 10 % - 20 % sind auch bei aufwendigeren Verfahren noch möglich. Eine Abschätzung der Genauigkeit von modellgestützten Verfahren ist zur Zeit schwierig, da es hier sehr unterschiedliche Ansätze gibt. Aufgrund der großen prinzipiellen Unterschiede müssen diese Verfahren einzeln betrachtet werden und bedürfen zunächst noch genauerer Tests und Vergleiche mit anderen gängigen Verfahren. In Kapitel 2.3. wird auf diese Verfahren mit ihren Vor- und Nachteilen noch weiter eingegangen.

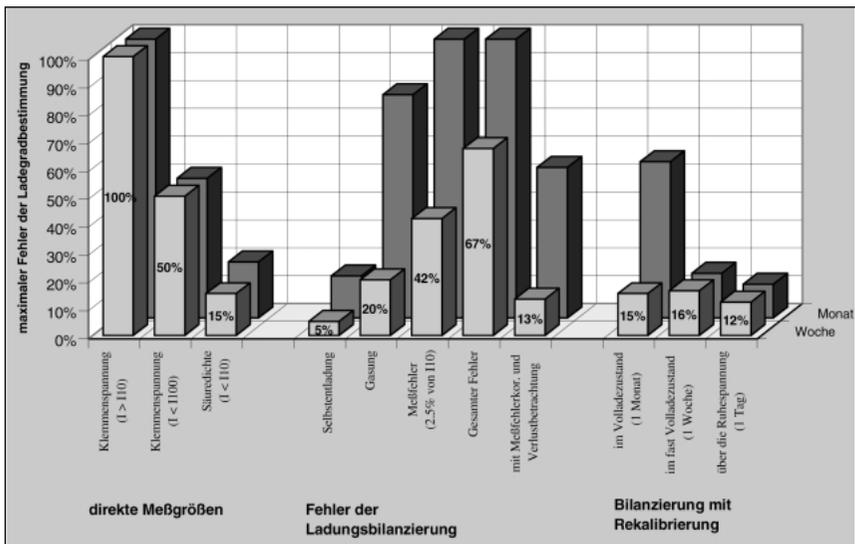


Abbildung 1: Hier sind die Fehler beziehungsweise Fehleranteile unterschiedlicher Verfahren zur Ladestatusbestimmung graphisch dargestellt. Nur die genaue Säuredichtemessung sowie bilanzierende Verfahren mit häufiger Rekalibrierung können eine langzeitstabile Ladestatusbestimmung mit maximalen Fehlern von unter 20 % gewährleisten. Aussagen über modellgestützte Verfahren sind hier allerdings noch nicht berücksichtigt.

	direkte Messung	Bilanzierung	Kennlinien Modell	mathematisches Modell	physikalisches Modell
DENSOFLEX Säuredichtesensor gaskatel / ISET	●				
BAKO Ennos / Fraunhofer-ISE		●			●
Solarix Steca			●		
BRAINSOC Fraunhofer-ISE		●	●		●
mathematisches Modell Fh-Ulm				●	
lineares Modell & Kalmanfilter ZSW		●	●	●	●
ISET-LAB ISET					●
ISET-Algorithmus ISET		●	●	●	●

Abbildung 2: Überblick über die ausgewählten Verfahren und deren prinzipielle Funktionsweise

2.1. Direkte Meßgrößen

Da der Elektrolyt sowohl bei der Hauptreaktion wie bei den Nebenreaktionen einer Bleibatterie als Reaktionspartner eingeht, kann der Ladezustand durch die Messung einer Elektrolyteigenschaft (z.B. Dichte, Konzentration, Brechungsindex) bestimmt werden. Einen Überblick über die möglichen Meßverfahren und die dafür benötigten Sensoren gibt Jossen in [6] und Kindscher in [7]. Bislang hat sich allerdings keiner der dort beschriebenen Sensoren für die Ladezustandsbestimmung durchgesetzt. Am weitesten entwickelt und am besten für die Zustandsüberwachung geeignet scheint zur Zeit der Säuredichtesensor DENSOFLEX, der am ISET entwickelt [15] wurde und von der Firma gaskatel zur Zeit optimiert und noch in diesem Jahr auf den Markt gebracht werden soll. Mit einem maximalen Meßfehler von weniger als 5 % für den in Batterien typischen Säuredichtebereich (1,05-1,3 kg/l), einer integrierten Temperaturkompensation und durch das Messen der mittleren Säuredichte über die Bauhöhe der Batterie, ist dieser Sensor besonders auch für PV-Anlagen geeignet. Der Preis für diesen Sensor wird ausschlaggebend sein, ob er zukünftig in PV-Anlagen eingesetzt wird. Für die Bestimmung des Ladezustandes aus der Säuredichte bleibt allerdings zu berücksichtigen, daß neben dem Meßfehler des Sensors auch der Wasseraustrag aus der Batterie und unterschiedliche Säuredichten im inneren

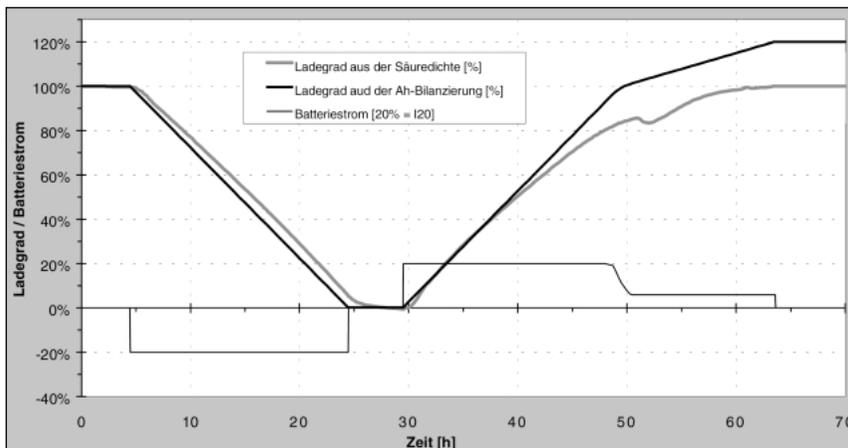


Abbildung 3: Vergleich der Ladegradbestimmung anhand der gemessenen Säuredichte (DENSOFLEX) und einer Ah-Bilanzierung ohne Verlustbetrachtung

(Porensystem) und im freien Elektrolytraum zu berücksichtigen sind. Ob der Sensor auch für die Säuredichtemessung in verschlossenen Batterien geeignet ist, muß erst noch genauer untersucht werden.

Die Klemmenspannung der Batterie ist bis heute immer noch die häufigste Größe, die zur Zustandsüberwachung (z.B. Entladeschlußspannung) eingesetzt wird. Allerdings gehen in diese Meßgröße neben dem ohmschen Spannungsabfall bei Stromfluß auch verschiedene weitere Überspannungen ein. Diese hängen wiederum von sehr unterschiedlichen Parametern (z.B. Strom, Temperatur, Alter, Vorgeschichte, Säureschichtung) ab. Nur die Ruhespannung der Batterie nach Ruhezeiten von mehreren Stunden ist proportional zum Ladegrad. Für Batterien in PV-Anlagen, die mit sehr unterschiedlichen Strömen ge- und entladen werden, ist die Klemmenspannung ungeeignet für eine Zustandsüberwachung.

2.2. Bilanzierende Verfahren

Diese Verfahren haben bis heute die größte Bedeutung bei mittleren und größeren Batterieverbänden mit Zustandsüberwachung. Hierbei wird die Batterie als Black-Box betrachtet, und der in diese Box hineinfließende und herausfließende Strom wird bilanziert. Vorausgesetzt die Batterie war zu Beginn der Bilanz voll und der gesamte Inhalt der Batterie ist bekannt, kann anhand der Bilanz der Ladegrad bestimmt werden. Problematisch ist die Meßgenauigkeit der Stromerfassung (siehe Abbildung 1), da die

Meßfehler ebenfalls über die Zeit bilanziert werden und somit die Genauigkeit mit zunehmender Zeit seit der letzten Vollladung schlechter wird. Fehler von bis zu 100 % innerhalb eines Monats ohne Vollladung sind möglich.

Coulombsche Verluste durch die in der Bilanz nicht berücksichtigten Nebenreaktionen führen zu weiteren erheblichen Fehlern in der Ladungsbilanz. Je nach Betriebsart und Alter der Batterie können die Fehler in der Ladungsbilanz bei über 50 % bis hin zu 100 % innerhalb eines Monats liegen. Dies führt dazu, daß eine reine Ladungsbilanz bereits nach einigen Tagen ohne Vollladung zu nicht mehr verwertbaren Ergebnissen führt. Deshalb sind Geräte, die eine reine Ladungsbilanz durchführen, für PV-Anlagen nicht geeignet, da hier häufig auch über längere Zeiträume keine Vollladungen auftreten. Für Batterien in Gabelstaplern oder Elektrofahrzeugen kann ein solches Verfahren aber je nach Einsatz völlig ausreichend sein.

Einen Schritt weiter gehen Verfahren, die versuchen die Verluste innerhalb der Batterie mittels fest einstellbarer Ladefaktoren abzuschätzen. Dies ist zum Beispiel das Gerät DCC 4000 der Firma magnetronic GmbH. Dieses Gerät ist zwar besser als eine reine Ladungsbilanz, für PV-Anlagen aber nur bedingt geeignet [8].

Spezielle für PV-Anlagen entwickelte Verfahren zur Ladegradbestimmung gehen deshalb dazu über, neben einer möglichst genauen Stromerfassung die Verluste der wichtigsten Nebenreaktion Gasung mittels eines recht einfachen aber die Realität gut abbildenden Modells in der Ladungsbilanz zu berücksichtigen. Der wichtigste sich mit dem Alter der Batterie ändernde Parameter dieses Modellansatzes wird adaptiv nachgeführt. Außerdem wurde meistens die Volladeerkennung an die speziellen Gegebenheiten bei PV-Anlagen angepaßt. Ein Gerät, das mit diesem Ansatz arbeitet, ist die BAKO der Firma Ennos GmbH. Verfahren, die auf diesem Ansatz aufbauen, sind bei ausreichend genauer Stromerfassung in der Lage, den Ladegrad von Batterien auch bei Zeiträumen von 1 - 4 Wochen ohne Vollladung ausreichend genau zu bestimmen. Allerdings ist bei einem Zeitraum von 4 Wochen ohne Vollladung schon eine sehr genaue Strommessung notwendig. Nachteil auch dieses Verfahrens ist, daß bei noch längeren Zeiträumen ohne Vollladung (Winterhalbjahr in PV-Anlagen) oder einer ungenauen Stromerfassung nicht mehr tolerierbare Fehler auch von weit über 20 % auftreten können. Außerdem führt die durch das Verfahren bedingte sehr genaue Stromerfassung zu relativ hohen Preisen für dieses Gerät.

Bei diesen Verfahren ist eine weitere Abschätzung von Batteriegrößen neben der Ladungsbilanz und dem Gasungsverhalten nur bedingt möglich. Die aktuelle Kapazität der Batterie kann zum Beispiel nur dann festgestellt werden, wenn die Batterie auch bis zum Entladeschluß entladen wird und die Bilanz noch eine ausreichende Genauigkeit aufweist.

Trotz der vorher beschriebenen Problematik bietet der bilanzierende Ansatz mit einer Verlustbetrachtung und genauen Stromerfassung für viele PV-Anlagen eine ausreichende Genauigkeit bei der Ladegradbestimmung. Weiterentwicklungen für diesen Ansatz versuchen Rekalibrierungspunkte bereits unterhalb des Vollladezustandes zu finden. Hierzu wurde von Jossen [9] ein Verfahren entwickelt, mit dem es möglich ist, bereits ab einem Ladezustand von ca. 90 % eine Rekalibrierung der Ladungsbilanz durchzuführen.

2.3. Modellgestützte Verfahren

Bereits das letzte Verfahren im vorhergehenden Kapitel kann als ein modellgestütztes Verfahren betrachtet werden. Neben der Ladungsbilanz wurde ein Modell eingesetzt, um die Gasungsverluste der Batterie anhand der Meßwerte Batteriespannung und -temperatur abzuschätzen. Trotzdem entsprechen die wichtigsten Merkmale dieses Verfahrens einer Ladungsbilanzierung.

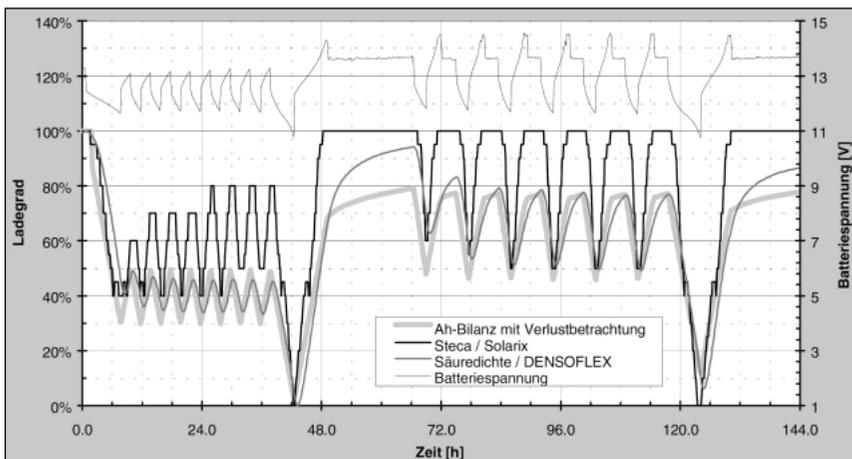


Abbildung 4: Vergleich der Ladegradbestimmung mittels einer Säuredichtemessung, des Steca Solarix Ladereglers, und einer genauen Ah-Bilanzierung mit Verlustbetrachtung

Aufgrund immer höherer Rechenkapazitäten und Rechengeschwindigkeiten ist es mit modernen Mikroprozessoren möglich, die Batterien zumindest in bestimmten Bereichen zu modellieren. Mittels der Meßgrößen Strom, Spannung und Temperatur, die als Eingangsgrößen für diese Modelle dienen, können die inneren Batteriegrößen Ladegrad oder auch Ladezustand geschätzt werden.

Vor allem die folgenden Ansätze sind in letzter Zeit intensiv diskutiert, entwickelt oder untersucht worden:

- Stromspannungskennlinie (Solarix® / Firma Steca)
- nichtparametrisches lineares mathematisches Modell (FH-Ulm)
- lineares physikalisches Modell mit Kalmanfilter (ZSW)
- Bilanzierung mit Abgleich und Korrektur über ein neuronales Netz (BRAINSOC / Fraunhofer-ISE)
- physikalisches Modell (ISET-LAB)
- bilanzierendes Verfahren in Kombination mit einem Stromspannungsmodell (ISET-Algorithmus)

Stromspannungskennlinie

Die Firma Steca GmbH hat ein sehr einfaches aber trotzdem effizientes Stromspannungskennlinienmodell entwickelt und in die Solarladeregler der Familie Solarix® in Form des Atonic Chips integriert. Diese Solarladeregler wurden weltweit bereits über hunderttausendmal verkauft und eingesetzt. Das ISET hat die Genauigkeit dieses Verfahrens in Zusammenarbeit mit der Firma Steca getestet und Vorschläge für eine weitere Optimierung erarbeitet.

Die mit diesem Verfahren zur Zeit erreichte Genauigkeit der Ladegradbestimmung liegt im Mittel bei 6 - 16 % und beträgt maximal bis zu 40 %. Beim Einsatz von ortsfesten (OPzS) Batterien oder Gelbatterien sind noch höhere Abweichungen gemessen worden. Allerdings erlaubt dieses Verfahren einen guten Tiefentladeschutz, da im unteren Ladezustandsbereich bei der im Laderegler integrierten Lastabschaltung die maximalen Fehler 10 % für Solar- und Gitterplattenbatterien und 30 % für Gelbatterien betragen. Durch die vom ISET erarbeiteten Verbesserungsvorschläge scheint es auch möglich, für andere Batterietypen und im oberen Ladezustandsbereich einen maximalen Fehler von 30 % nicht zu überschreiten.

Die Vorteile dieses Ansatzes sind, daß dieses Verfahren vollständig selbstadaptierend arbeitet und nicht einmal die Nennkapazität eingegeben werden muß. Außerdem ist es langzeitstabil, da es auf eine Strombilanzierung völlig verzichtet. Die Anforderungen an die Strommeßgenauigkeit sind minimal. Zusätzlich bietet es die Möglichkeit einer Kapazitätsabschätzung. Die Anforderungen an Rechenkapazität und Rechengeschwindigkeit sind sehr gering, so daß der Einsatz in Solarladeregler möglich wurde. Gegenüber herkömmlichen Laderegler mit einem Tiefentladeschutz über die Spannung ist dieses Verfahren ein großer Fortschritt.

Nichtparametrisches lineares mathematisches Modell

Zur Zeit wird an der FH-Ulm zusammen mit dem ZSW und der Firma Steca ein völlig neuer Ansatz zur Ladezustandsbestimmung besprochen. Dabei ist ein einfacher physikalischer Modellansatz von Burkner [10] soweit vereinfacht worden, daß sich die Ladungsbilanz aus zwei einfachen linearen Gleichungen mit 4 Parametern bestimmen läßt. Da sich diese 4 Parameter nicht mehr physikalisch ableiten lassen, soll dieser Ansatz im weiteren als mathematisches Modell bezeichnet werden. Die 4 Parameter müssen mittels Trainingsdaten und einem Optimierungsverfahren nach der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gelernt werden. Dafür sind Referenzdaten notwendig.

Die bisherigen Ergebnisse dieses Ansatzes sind vielversprechend. Der mittlere Fehler wird mit 4 % [11] angegeben. Dabei wurde die Parameteroptimierung mit Daten der selben Batterie durchgeführt, mit der auch das Verfahren getestet wurde. Für eine andere Batterie (Gelbatterie) bei dem gleichen Belastungszyklus betrug der mittlere Fehler bereits 20 %. Aussagen über die maximalen Fehler wurden bislang nicht gemacht. Wie das Verhalten des Modells bei anderen Belastungszyklen, bei anderen Batterietypen sowie unterschiedlichen Alterungszuständen aussehen wird, ist noch offen.

Die Vorteile dieses Ansatzes liegen in dem sehr einfachen Gleichungssystem mit nur 4 Parametern, die nach einmaliger Optimierung nicht mehr adaptiert werden müssen. Dadurch ist das Verfahren auch für einfachste Mikroprozessoren geeignet. Ein Driftverhalten wie bei bilanzierenden Verfahren ist nicht vorhanden. Außerdem weist das Verfahren eine hohe Fehlertoleranz bezüglich falscher Meßwerte auf. Die Genauigkeit auch bei sehr unterschiedlichen Batterien, unterschiedlichen Belastungszyklen und verschiedenen Alterungszuständen der Batterie muß zunächst noch nachgewiesen werden. Auch Aussagen über die maximalen Fehler sind bislang nicht gemacht worden.

Lineares physikalisches Modell mit Kalmanfilter (ZSW)

Bereits 1988 wurde von Schöner [12] aufbauend auf einem einfachen Modell für die Entladung von Bleibatterien ein Kalmanfilter verwendet, um die inneren Zustandsgrößen Ruhespannung und Innenwiderstand zu schätzen. Zur Zeit wird ein ähnliches Verfahren am ZSW entwickelt und getestet [13]. Der Kalmanfilter dient dabei zur Schätzung des Zustandsvektors eines linearen Modells und ist besonders dort geeignet, wo weder exakte Anfangswerte, noch eine exakte Übereinstimmung von Modell und Wirklichkeit und nur verrauschte oder fehlerbehaftete Meßwerte existieren. Deshalb scheint der Kalmanfilter geeignet, den Zustandsvektor eines linearen Batteriemodells zu schätzen. Wird das Batteriemodell so gewählt, daß eine Größe die Ruhespannung der Batterie widerspiegelt, kann durch einen Kalmanfilter aus den Batteriemeßwerten Strom, Spannung und Temperatur die Ruhespannung geschätzt und der Ladezustand berechnet werden. Die Genauigkeit des geschätzten Zustandsvektors ist von der Genauigkeit des linearen Modells abhängig. Da es sich bei einer Bleibatterie um ein in weiten Bereichen nichtlineares System handelt, müssen Modellfehler in Kauf genommen werden. Am ZSW wird versucht, diese Fehler durch Ausblenden stark nichtlinearer Bereiche – wie zum Beispiel dem Gasungsverhalten – zu minimieren. Außerdem können Vereinfachungen durch statistische Vorgaben für den Filter berücksichtigt werden. Als Batteriemodell wird am ZSW ein vereinfachtes bereits von Burkner verwendetes Modell eingesetzt [10].

Die auf dieser Basis bislang erzielten Ergebnisse sind sehr gut. Der mittels Kalmanfilter geschätzte Ladezustand wies nur einen maximalen Fehler von 6 % bezogen auf eine in diesem Bereich sehr genaue Ladungsbilanzierung mit Verlustbetrachtung auf. Da mittels des Kalmanfilters die Ah-Bilanz im Batteriemodell mit jedem Zeitschritt korrigiert wird, ist dieses Verfahren sehr langzeitstabil. Die hohe Fehlertoleranz bezüglich Meßungenauigkeiten ist ein weiterer Vorteil. Da neben der Ruhespannung prinzipiell auch weitere innere Zustandsgrößen der Batterie geschätzt werden können, ist zukünftig möglicherweise auch eine bessere Abschätzung des Alterungszustandes von Batterien möglich. Allerdings ist zur Zeit die Bestimmung der Batteriemodellgrößen und der Kalman-Parameter mit Aufwand verbunden. An einer Vereinfachung wird am ZSW gearbeitet.

Bilanzierung mit Abgleich und Korrektur über ein neuronales Netz

Bei diesem Verfahren wird versucht, zunächst alle Möglichkeiten der Ladegradbestimmung mittels Bilanzierung zu nutzen (BAKO-Algorithmus ergänzt um das Reststromverfahren

von Jossen [9]). Zusätzlich werden mittels eines selbstadaptiven Verfahrens Informationen aus der Spannungslage bei kleinen Entladeströmen oder in Ruhephasen genutzt, um auf den Ladegrad zu schließen. Durch die intelligente Verknüpfung der Bilanzierung mit den verschiedenen Verfahren zur Rekalibrierung wird eine sehr hohe Langzeitstabilität bereits durch den konventionellen Teil erreicht. Dieser kann auch unabhängig vom neuronalen Netz eingesetzt werden. Der konventionell berechnete Ladegrad dient zusammen mit den Meßwerten für Strom, Spannung und Temperatur zum Belernen des neuronalen Netzes in einer NeuroToolBox. Diese liefert wiederum einen Schätzwert für den Ladegrad, der mit dem konventionellen Wert verglichen wird, um Langzeitdrifts und Meßfehler zu kompensieren [14]. Durch das Verschieben von sogenannten Neuronen wird ein Kennfeld SOC (U,I,T) des Bleiakkumulators gelernt. Die NeuroToolBox ist somit in der Lage, ohne physikalische Kenntnisse ein Kennlinienmodell für die Batterie zu approximieren. Die Vorteile, die sich dadurch ergeben, sind, daß sich das Kennfeld automatisch und ohne vorherige Kenntnis auf die verwendete Batterie einstellt, und so beliebige Typen von Batterien in unterschiedlichen Alterungszuständen mit guter Genauigkeit abgebildet werden können. Auch kann sich das neuronale Netz kontinuierlich im Betrieb dem Alterungszustand anpassen.

Erst ein Vergleich mit einem Referenzverfahren macht Absolutaussagen zur Genauigkeit des Gesamtverfahrens möglich. Eine Realisierung dieses Ansatzes auf einem Mikrocontroller scheint möglich.

Physikalisches Modell (ISET-LAB)

In den letzten Jahren wurde am ISET ein Modell für Bleibatterien entwickelt, das die physikalische und elektrochemische Struktur dieser Speicher nachbildet und zur Parametrierung keinerlei Messung erfordert. Das Modell wurde entwickelt zur Verwendung in automatischen Zustandsüberwachungs- und Fehlerdiagnosesystemen, eingesetzt wird es überwiegend zur Systemauslegung und dem Zelldesign. Das entsprechende Software-Paket (ISET-LAB) wird heute bereits in mehreren großen Industrieunternehmen eingesetzt [15].

Prinzipiell ist mit diesem Modell eine sehr genaue Beschreibung des Ladegrads möglich. Dieser wird vom Modell für die positive und negative Elektrode getrennt bestimmt. Auch die in der Batterie zu einem bestimmten Zeitpunkt und unter definierten Entladebedingungen noch entnehmbare Energie könnte mittels dieses Modells mit einer hohen Genauigkeit bestimmt werden. Die notwendige Rechenkapazität und die benötigte Rechenzeit für diese Aufgaben ermöglichen allerdings bislang keinen Online-Einsatz mit gängigen und kostengünstigen Mikrocontrollern. Auch erfordert dieses Verfahren eine Parametrierung, für die

Detailkenntnisse über die Batterie notwendig sind. Die Batteriehersteller können zwar meistens die notwendigen Daten zur Verfügung stellen, allerdings ist dieses Vorgehen einem Anwender in der Regel nicht zumutbar.

Vorteile dieses Modells ergeben sich, wenn es für vorhandene Datensätze zur nachträglichen Zustandsbeobachtung innerer Batteriegrößen verwendetet wird. Dadurch könnte es möglich sein, genauere Aussagen über die Alterungserscheinungen und Ausfallursachen für Batterien in PV-Anlagen zu bekommen. Auch die Optimierung von Betriebsführungsstrategien bezüglich Batteriebensdauer könnten mit Hilfe des Modells zukünftig auch ohne umfangreiche Batterietests gelingen.

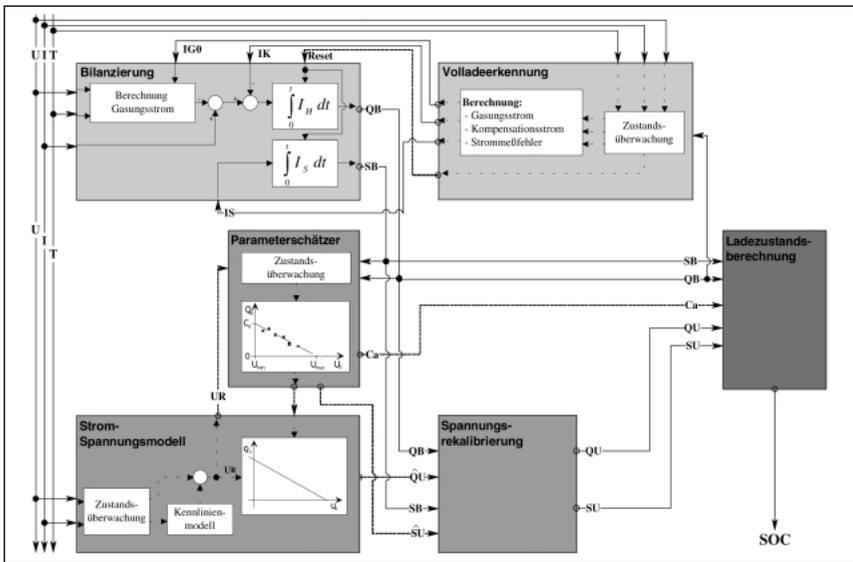


Abbildung 5: Aufbau des ISET Algorithmus zur Ladezustandserfassung. Der ISET Algorithmus besteht aus einem Modul zur Ah-Bilanzierung mit Verlustbetrachtung und Meßfehlerkompensation, einem Modul zur Volladeerkennung mit der Parameteradaption für die Bilanzierung, einem Stromspannungsmodell mit einer Parameteradaption über einen Parameterschätzer, einem Modul zur Rekalisierung über die Spannung und einem Modul zur Ladezustandsbestimmung. Neben der Ladungsbilanz (Q) wird auch immer die Standardabweichung (S) der unterschiedlichen Verfahren berechnet, die eine Aussage über die Genauigkeit beinhaltet. Mittels des Parameterschätzers kann die aktuelle Kapazität (C_a) abgeschätzt werden.

3. Das neue Ladezustandsverfahren des ISET

Allgemein handelt es sich bei diesem Verfahren um einen neu entwickelten Ansatz zur Ladezustandserfassung, der aufbauend auf einer Bilanzierung mit Verlustbetrachtung und mehrstufiger Volladeerkennung auch ein selbstadaptierendes Strom-Spannungsmodell nutzt, um die Ladungsbilanz auch außerhalb des Volladezustandes zu rekalisieren. Für das Stromspannungsmodell wird der lineare Zusammenhang zwischen der Ruhespannung und dem Ladegrad genutzt. Dieser wird in Phasen nach einer Vollladung mittels der dann genauen Ladungsbilanz gelernt. Dies ist wichtig, da der Zusammenhang zwischen Ruhespannung und Ladegrad für unterschiedliche Batterietypen sehr unterschiedlich sein kann. Durch die Festlegung einer unteren Ruhespannung für den Entladeschluß kann die Kapazität einer Batterie abgeschätzt werden. Es wird ein Wert von 1,96 V/Zelle verwendet, was einer Säuredichte im entladenen Zustand von 1,1 kg/l entspricht. Um auch bei kleinen Entladeströmen die Ruhespannung zu schätzen, wird ein nichtlineares Kennlinienmodell verwendet. Während der Ladephasen und Entladungen mit hohen Strömen wird der Ladegrad mittels des bilanzierenden Verfahrens bestimmt. Zusätzlich wurden konsequent statistische Methoden angewendet, um Aussagen darüber zu gewinnen, ob die Ah-Bilanz oder das Stromspannungsmodell zur Zeit die genaueren Informationen über die Ladebilanz bereitstellen kann. Der Aufbau ist der Abbildung 5 zu entnehmen. Dabei wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit das dynamische Modell, das bei Entladeströmen größer dem 10-stündigen Entladestrom die geringere entnehmbare Ladung der Batterie berücksichtigt, nicht mit dargestellt.

Bei der Umsetzung des Algorithmus in die Programmiersprache C++ wurde auf eine übersichtliche und modulare Struktur Wert gelegt. So ist es einfach möglich zusätzliche Module zu implementieren, oder auch die Ladezustandserfassung in ein übergeordnetes Batteriemangement zu integrieren.

Die Vorteile dieses Ansatzes sind:

- keine umfangreichen Voreinstellungen, da der Algorithmus sich vollständig selbstadaptiert,
- sehr einfaches Batteriemodell, dadurch benötigt der Algorithmus nur eine geringe Rechenkapazität,
- äußerst fehlertolerant durch die Kombination zweier unabhängiger Verfahren und das Nutzen statistischer Informationen über die jeweiligen Ungenauigkeiten,
- langzeitstabil durch das Stromspannungsmodell,
- eine Abschätzung der aktuellen Kapazität ist möglich auch ohne Kapazitätstest oder Tiefentladung,

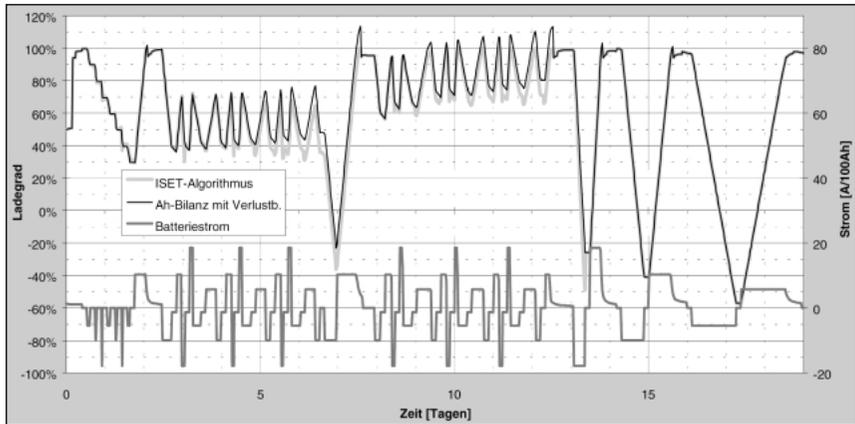


Abbildung 6: Vergleich einer Ah-Bilanzierung mit Verlustbetrachtung und dem ISET-Algorithmus anhand des Testdatensatzes mit einem aufmodellierten Strommeßfehler (+2 % von I_{10} bezogen auf den Betrag des Batteriestroms). Zur Erstellung des Testdatensatzes wurde eine Batterie mit dem ISET-Testzyklus belastet und vermessen.

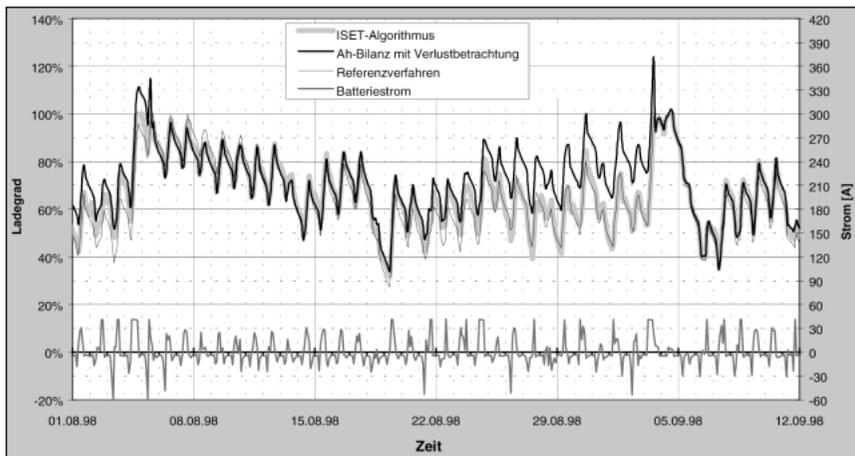


Abbildung 7: Vergleich zwischen dem ISET-Algorithmus, einer Ah-Bilanzierung mit Verlustbetrachtung und dem Referenzverfahren [18] anhand des Testdatensatzes der PV-Hybridanlagen in Brunnenbach (Batterie mit 600Ah). Die Ah-Bilanzierung weist vor der Erkennung des Vollladezustandes einen Fehler von ca. 25 %, der ISET-Algorithmus nach fast 5 Wochen ohne Vollladezustand nur einen Fehler von 5 % auf. Die Übereinstimmung zwischen dem Referenzverfahren (offline) und dem ISET-Algorithmus ist sehr hoch. Die maximale Abweichung liegt hier unter 10 %.

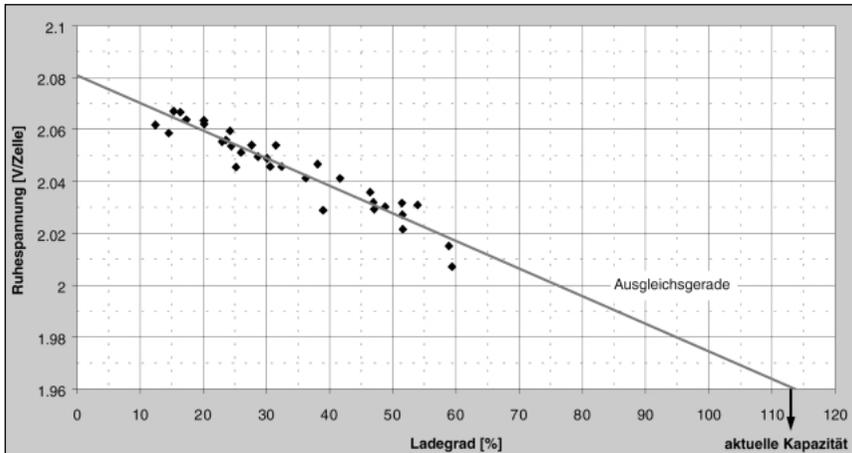


Abbildung 8: Die aus den Testdaten Brunnenbach berechnete Ruhespannungskennlinie mit der entsprechenden Ausgleichsgerade. Auf der X-Achse ist die abgeschätzte Kapazität eingetragen, die ca. 115 % der Nennkapazität beträgt. Dies ist für eine neue Batterie eine sehr realistische Größe.

- die Batteriealterung wird berücksichtigt, durch die ständige Adaption der wichtigsten Batterieparameter und die Kapazitätsabschätzung.

3.1. Test des ISET-Ladezustandsverfahrens

Bislang wurde das Verfahren mit Datensätzen einer Solarstraßenleuchte in Freiburg, der PV-Hybridanlage in Brunnenbach, Daten der PV-Hybridanlage Starkenburgerhütte und einem im Labor aufgezeichneten Datensatz für den ISET-Testzyklus intensiv getestet. Die Ergebnisse geben die Abbildungen 6,7 und 8 wieder. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die bisher erzielten Testergebnisse mit den zwei für die Offline-Tests verwendeten Testdatensätze. Ein maximaler Fehler von mehr als 10 % wurde im Vollladezustand nie überschritten. Nur einmal konnte eine maximale Abweichung der Wertepaare (Ladungsbilanz und Ruhespannung) von mehr als 10 % beobachtet werden. Im Mittel lagen die Abweichungen bei 2 - 7 %. Ebenfalls wurden die Fehler des Referenzverfahrens, welches in [18] in diesem Tagungsband genauer erläutert wird, ausgewertet. Dieses Verfahren – Bilanzierung mit Verlustbetrachtung und Volladeerkennung – gibt den Fehler beim Erreichen des Vollladezustandes an. Dieser Fehler würde bei diesem Verfahren allerdings nur beim Einsatz als Online-Verfahren zum Tragen kommen, da im Offline-Betrieb dieser Fehler genutzt wird, um den Gasungsparameter anzupassen und der Ladezustand an-

schließend mit dem optimierten Parameter neu berechnet wird. Die in der Tabelle 2 angegebenen Fehler entsprechen also einer reinen Bilanzierung mit Verlustansatz ohne jede weitere Stützung der Ladezustandsschätzung und ohne Begrenzung des Wertebereichs. Die Ergebnisse des Referenzverfahrens im Offline-Betrieb sind somit deutlich genauer, als die Ergebnisse in der Tabelle, die für den Online-Betrieb gelten. Die maximalen Fehler lagen hier bei über 30 %.

Der am ISET neu entwickelte Algorithmus zur Ladezustandsbestimmung wird demnächst online in dem von SMA und ISET entwickelten Batteriestromrichter eingesetzt und getestet. Auch wird an einer Implementierung des Algorithmus in neue Laderegler der Firma Uhlmann Solarelectronic GmbH in einem gemeinsamem Kooperationsvorhaben gearbeitet. Zur Zeit werden weitere Tests mit anderen Testdatensätzen sowie eine Optimierung des Algorithmus durchgeführt.

Verfahren	Fehler der Ladegradbestimmung	PV-Hybridsystem Brunnenbach	Solarstraßenleuchte Freiburg
ISET-Algorithmus	Standardabweichung von der Ausgleichsgeraden der Ruhespannungskennlinie	2,5 % bis 5,5 %	2,4 % bis 6,8 %
	maximale Abweichung von der Ausgleichsgeraden	10 %	12 %
	Fehler beim Erreichen des Volladezustandes	kleiner 10 %	kleiner 10 %
Ah-Bilanz mit Verlustansatz	mittlerer Fehler beim Erreichen des Volladezustandes	12 %	10 %
	maximaler Fehler beim Erreichen des Volladezustandes	32 %	32 %

Tabelle 2 : *Überblick über die bisher erzielten Testergebnisse mit dem ISET-Algorithmus und einer reinen Ah-Bilanz mit Verlustbetrachtung für die Testdatensätze des PV-Hybridsystems in Brunnenbach und der Solarstraßenleuchte in Freiburg. Alle Ergebnisse wurden auf die Nennkapazität der Batterie bezogen. Bei der Berechnung der mittleren Fehler beim Erreichen des Volladezustandes sind nur die Fehler berücksichtigt worden, bei denen die letzte Volladungen länger als eine Woche zurücklag.*

Ausblick

Mit den in letzter Zeit neu entwickelten modellgestützten Ladezustandsverfahren sind deutliche Fortschritte bei der Ladezustandsbestimmung erzielt worden. Der ISET-Algorithmus weist für die bisher getesteten Anlagen nur noch maximale Fehler von ca. 10 % auf. Auch andere Verfahren wie z. B. das lineare Modell mit Kalmanfilter oder BRAINSOC werden wahrscheinlich ähnlich gute Ergebnisse liefern. Die Firma Ennos GmbH entwickelt die BAKO ebenfalls stetig weiter. So wird die Bilanzierung inzwischen durch neue intelligente Ruhespannungsverfahren gestützt, was die Langzeitstabilität deutlich verbessern dürfte. Damit werden diese Verfahren die zu Beginn erwähnten Anforderungen bezüglich der Genauigkeit für Online-Verfahren weitestgehend erfüllen. Inwieweit die sehr einfachen Ansätze der Firma Steca (Stromspannungskennlinie) und der FH-Ulm (Nichtparametrisches lineares mathematisches Modell) die Anforderungen ebenfalls erfüllen können, ist noch offen. Für die Zukunft ist nun ein konsequenter Test der unterschiedlichen Ansätze notwendig. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erzielen, sollten alle Ansätze offline mit den selben Testdatensätzen getestet und verglichen werden. Dafür sind Datensätze notwendig, die die unterschiedlichen Einsatzbedingungen und unterschiedlichen Batterietypen in PV-Anlagen widerspiegeln. An der Bereitstellung dieser Testdatensätze wird zur Zeit am Fraunhofer-ISE, ISET und ZSW gearbeitet. Als Vergleichsgröße ist ein Referenzverfahren zunächst von großem Vorteil. Dafür eignet sich das in [18] beschriebene Verfahren, mit dem der Ladezustand offline durch Vorwärts- und Rückwärtsrechnung aus den Meßdaten bestimmt werden kann. Ein Referenzverfahren für die online Berechnung konnte bisher noch nicht definiert werden. Ausgewählte Verfahren sollten dann ihre Eignung auch in einem Feldtest unter Beweis stellen. Eine Umsetzung der erzielten Ergebnisse und neuen Erkenntnisse in industrielle Produkte wurde in der Vergangenheit bereits vollzogen. Durch laufende Kooperationen zwischen Forschungsinstituten und der Industrie wird dieser Weg konsequent fortgesetzt. Diese Zusammenarbeit muß auch in Zukunft von beiden Seiten gesucht werden.

Neben der Genauigkeit werden zukünftig vor allem auch die Anwenderfreundlichkeit (einfach parametrierbar, oder vollständig selbstadaptierend), die notwendige Rechenleistung für die Verfahren, sowie die Anforderungen an die Meßwerterfassung eine entscheidende Rolle bei der Umsetzung der Verfahren in industrielle Produkte spielen. In diesen Bereichen sind bei vielen Verfahren noch Verbesserungen möglich und sinnvoll. Auch Verfahren die neben dem Ladegrad eine Abschätzung des Alterungszustandes liefern, stehen erst am Anfang der Entwicklung. Für sehr dynamisch betriebene Anlagen müssen viele Modelle noch verbessert oder ergänzt werden. In diesem Bereichen liegt somit noch ein nicht unerheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Mit dem Säuredichtesensor DENSO FLEX (ISET/gaskatel) steht heute ein Meßverfahren zur Verfügung, das mit ausreichender Genauigkeit in der Lage ist, die Säuredichte in Batterien zu messen. Vor allem für größere PV-Anlagen kann dies eine interessante Möglichkeit zur kontinuierlichen Zustandsüberwachung der Batterien darstellen.

Mit auf Batteriemodellen aufbauende Offline-Verfahren ist es eventuell möglich, anhand bereits vorhandener Daten genauere Aussagen zur Alterung von Bleibatterien in PV-Anlagen zu bekommen. Hierfür sollte das am ISET entwickelte physikalische elektrochemische Batteriemodell ISET-LAB entsprechend erweitert und genutzt werden. Auch am ZSW und am Fraunhofer ISE werden zu dieser Thematik seit mehreren Jahren erfolgversprechende Verfahren zur Analyse der Meßergebnisse entwickelt (z.B. Fuzzy-Clusteranalyse (ZSW), Modellierung von Alterungsmechanismen (Fraunhofer ISE)). Da die wichtigsten Voraussetzungen für Offline-Verfahren (genaues Batteriemodell und umfangreiche Meßdaten) weitgehend vorhanden sind, lassen sich die oben genannten Ziele relativ schnell erreichen. Genauere Aussagen zur Alterung der Batterien in PV-Anlagen ohne weitere kostenintensiven Hardwaretests, scheinen deshalb möglich. Optimierte Betriebsführungen für die Batterien in PV-Anlagen könnten so wesentlich schneller entwickelt aber auch getestet werden. Bis zur Marktreife besteht aber noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Literatur

- [1] J. Garche, H. Döring „Einfluß von Tiefentladungen auf die Batterielebensdauer“ Workshop: „Elektrochemische Speicher in regenerativen Energiesystemen“ des Forschungsverbundes Sonnenenergie, Ulm (1993)
- [2] M. Rothert, B. Willer „Möglichkeiten und Grenzen der Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien in PV-Anlagen“ 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (1998)
- [3] G. Bopp, H. Gabler, D.U. Sauer, A. Jossen, W. Höhe, J. Mittermeier, M. Bächler, P. Sprau, B. Willer, M. Wollny „A systematic effort to define evaluation and performance parameters and criteria for lead-acid batteries in PV-systems“ 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice (1995)

- [4] B. Willer, M. Wollny, A. Jossen, W. Höhe, G. Bopp, D. U. Sauer, M. Bächler, H. P. Sprau „Betriebsverhalten elektrochemischer Energiespeicher in PV-Anlagen“ 12. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (1997)
- [5] M. Rothert, M. Wollny, B. Willer, A. Jossen, W. Höhe, G. Bopp, D. U. Sauer, M. Bächler, H. P. Sprau „Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien – Begriffsbestimmung, Referenzverfahren, Testdatensätze“ 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (1999) S. 496
- [6] A. Jossen, H.-P. Hönes, H. Karl, G. Lehner „Langzeittests mit Batterien unterschiedlicher Bauweise – Methoden zur Bestimmung des Batteriezustandes“ Workshop: „Elektrochemische Speicher in regenerativen Energiesystemen“ des Forschungsverbundes Sonnenenergie, Ulm (1993)
- [7] M. Kindscher „Die Elektrolytleitfähigkeit als driftfreier Ladezustandsindikator in geschlossenen Bleiakkumulatoren“ Dissertation TU-Berlin (1996)
- [8] G. Bopp, T. Hauser, W. Heydenreich, P. Kremer „State-of-Charge Display for Lead-Acid Batteries – Intention, Methods, Reality“ Third European Power Quality Conference, Bremen (1995)
- [9] A. Jossen „Betriebsführung photovoltaischer Anlagen mit Energiespeichern“ Dissertation, Universität Stuttgart (1994)
- [10] W. Burkner „Verfahren zur Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien in Photovoltaikanlagen“ Dissertation, Technische Universität München (1994)
- [11] Ch. Ehret, M. Ivanov, W. Schroer, P. Adelman „Nichtparametrische Modelle zur Bestimmung des Ladezustands von Bleiakkumulatoren“ 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (1999) S. 171
- [12] H.-P. Schöner „Über die Auswertung des Elektrischen Verhaltens von Bleibatterien Beim Entladen und Laden“ Dissertation RWTH Aachen (1988)
- [13] S. Piller, V. Späth, A. Jossen „Kalman-Filter zur Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien in PV-Anlagen“ 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (1999) S. 454

- [14] D. Kray, D. U. Sauer „Neuronale Netze für Betriebsführungsaufgaben“ 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (1999) S. 465
- [15] ISET „Zehnjahresbericht“, Kassel (1998) S. 70
- [16] M. Rothert, R. Knorr, B. Willer „Entwicklung von Einheiten zur Ladezustandserfassung von Batterien in PV-Anlagen“ Abschlußbericht BMBF FuE-Vorhaben Nr. 0329629, ISET, Kassel (1997)
- [17] B. Willer, M. Rothert, C. Schmitz, B. Burger „Integriertes Batteriemangement für modulare Batteriestromrichter“ 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (1999) S. 129
- [18] M. Wollny, M. Rothert, B. Willer, G. Bopp, D.-U. Sauer, A. Jossen, W. Höhe, H.-P. Sprau, M. Bächler „Ladezustandserfassung – Begriffsbestimmung, Referenzverfahren, Testdatensätze“ Workshop „Elektrochemische Speicher für regenerative Energieversorgungsanlagen“ des Forschungsverbundes Sonnenenergie, Ulm (1999), in diesem Band

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Fehler beziehungsweise Fehleranteile unterschiedlicher Verfahren zur Ladezustandsbestimmung

Abbildung 2: Überblick über die ausgewählten Verfahren

Abbildung 3: Vergleich der Ladegradbestimmung anhand der gemessenen Säuredichte (DENSOFLEX) und einer Ah-Bilanzierung ohne Verlustbetrachtung

Abbildung 4: Vergleich der Ladegradbestimmung mittels einer Säuredichtemessung, des Steca Solarix Ladereglers, und einer genauen Ah-Bilanzierung mit Verlustbetrachtung

Abbildung 5: Aufbau des ISET Algorithmus zur Ladezustandserfassung

Abbildung 6: Vergleich einer Ah-Bilanzierung mit Verlustbetrachtung und dem ISET-Algorithmus anhand des Testdatensatzes mit einem aufmodellierten Strommeßfehler (+2 % von I_{10} bezogen auf den Betrag des Batteriestroms)

Abbildung 7: Vergleich zwischen dem ISET-Algorithmus, einer Ah-Bilanzierung mit Verlustbetrachtung und dem Referenzverfahren [18] anhand des Testdatensatzes der PV-Hybridanlagen in Brunnenbach (Batterie mit 600 Ah).

Abbildung 8: Die aus den Testdaten Brunnenbach berechnete Ruhespannungskennlinie mit der entsprechenden Ausgleichsgrade.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über die Anforderungen bei unterschiedlichen Anwendungen

Tabelle 2 : Überblick über die bisher erzielten Testergebnisse mit dem ISET-Algorithmus und einer reinen Ah-Bilanz mit Verlustbetrachtung für die Testdatensätze des PV-Hybridsystems in Brunnenbach und der Solarstraßenleuchte in Freiburg

Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien mittels eines linearen nichtparametrischen Modells

Christine Ehret, Mikhail Ivanov, Wolfgang Schroer
Fh-Ulm, Institut für angewandte Forschung „Automatisierungssysteme“
Prittwitzstraße 10, 89075 Ulm
Tel: (0731)50-28282, Fax: (0731)50-28270
e-mail: ehret@hugo.rz.fh-ulm.de

Peter Adelman
Steca GmbH, Mammostraße 1, 87700 Memmingen

Zusammenfassung

Die Lebensdauer der in photovoltaischen Anlagen verwendeten Bleibatterien hängt stark von der Betriebsführung der Anlage und der Batterieüberwachung ab. Um die Batterie vor Tiefentladung und Überladung zu schützen, muß der Ladezustand der Batterie bekannt sein. An der Batterie werden die Klemmengrößen Spannung und Strom gemessen. Mit Hilfe mathematischer Modelle kann hieraus der Ladezustand geschätzt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde für einfache PV-Anlagen ein nichtparametrischer linearer Modellansatz entwickelt, der den Ladezustand mit einer für einfache PV-Systeme ausreichenden Genauigkeit schätzt. Es zeigte sich, daß das Modell für unterschiedliche Batterietypen und Alterungszustände geeignet ist.

Summery

The lifetime of the lead-acid batteries, used in photovoltaic systems, depends on the mode of operation of the system and controlling of the battery. To protect the battery from deep discharging and overcharging the state-of-charge (SOC) must be known. The voltage and the current of the battery are measured. With this data the state of charge can be estimated with mathematical models. In this paper a nonparametrical linear model is described for simple PV-systems, that estimates the state-of-charge correct enough for this systems. This model works for different types of Batteries and Batteries of different age.

Einleitung

Die Ladezustandsbestimmung durch Messungen am Elektrolyten ist in der Regel zu aufwendig. Einfache mathematische Modelle z.B. Ah-Bilanzierung erfüllen nicht die Genauigkeitsanforderungen. Daher wurden anspruchsvolle parametrische Modelle entwickelt, die die physikalischen Prozesse der Batterie berücksichtigen. Der Ladezustand kann z.B. unter Anwendung eines Kalman-Filters [1] geschätzt werden. Diese parametrischen Modelle sind für einfache PV-Systeme zu aufwendig. Daher wurden unterschiedliche Methoden der Batteriemodellierung untersucht [4],[5]. Für den Einsatz in einfachen PV-Systemen wurde ein nichtparametrischer Modellansatz entwickelt.

1. Batteriemodell

Dem linearen nichtparametrischen Modellansatz liegt das von Burkner [1] entwickelte Batteriemodell zur Ladezustandsschätzung unter Anwendung eines Kalmanfilters zugrunde. Es erhält als Eingangsgröße den Hauptreaktionsstrom I_H und als Ausgangsgröße die Klemmenspannung U_K . Zustandsgrößen sind die Ruhespannung U_{0H} , die Diffusionsüberspannung U_K und der Durchtrittswiderstand R_D (Abbildung 1). Aus der geschätzten Ruhespannung wird der Ladezustand berechnet.

Aus dem Ersatzschaltbild (Abbildung 1) kann mit Hilfe der Kirchhoffschen Gesetze eine lineare Beziehung über die Änderung des Ladezustands DQ abgeleitet werden:

$$\text{mit } \tau_K = c_K r_K$$

$$\begin{aligned} \Delta Q(i) = & (-\tau_K / r_K - \Delta t / r_K) \cdot U(i) + \tau_K / r_K \cdot U(i-1) \\ & + (-r_D \tau_K / r_K - r_D \Delta t / r_K) \cdot I(i) + r_D \tau_K / r_K \cdot I(i-1) \\ & + (-\Delta t / c r_K) \cdot Q(i-1) \\ & + u_{OH, kom} \Delta t / r_K \end{aligned}$$

und mit

$$\begin{aligned} \alpha_0 &= u_{OH, kom} \Delta t / r_K & \alpha_1 &= (-\tau_K / r_K - \Delta t / r_K) & \alpha_2 &= \tau_K / r_K \\ \alpha_3 &= (-r_D \tau_K / r_K - r_D \Delta t / r_K) & \alpha_4 &= r_D \tau_K / r_K & \alpha_5 &= (-\Delta t / c r_K) \end{aligned}$$

$$\Delta Q(i) = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot U(i) + \alpha_2 \cdot U(i-1) + \alpha_3 \cdot I(i) + \alpha_4 \cdot I(i-1) + \alpha_5 Q(i-1) \quad (1)$$

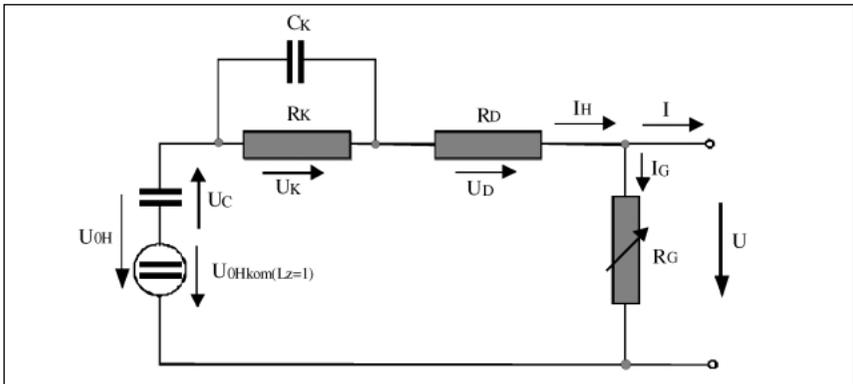


Abbildung 1: Ersatzschaltbild der Batterie

Kennt man den Wert des Diffusionswiderstands r_k , des Durchtrittswiderstands r_D , der Ersatzkapazität c und der Ruhespannung der Hauptreaktion bei Ladezustand 100% $u_{OH, kom}$, so können die Werte $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5$ aus den Bauelementen des Ersatzschaltbilds berechnet werden. Methoden zur Bestimmung von Batterieparametern sind z.B. separierende Messungen oder Zweipol-Betrachtungen.

Da diese Parameter einer Batterie bis zu diesem Zeitpunkt im Rahmen dieser Arbeit noch nicht vollständig meßtechnisch erfaßt sind, wurde zur Ladezustandsbestimmung ein lineares Modell als nichtparametrischer Modellansatz entwickelt (Abbildung 2).

2. Lineares Modell zur Ladezustandsbestimmung

Die Modellparameter $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4, \alpha_5$ des in **Gleichung (1)** beschriebenen linearen parametrischen Modells der Batterie, das das Klemmenverhalten auf den Ladezustand abbildet, werden nach der Methode der kleinsten Fehlerquadrate an vorhandene Meßwerte angepaßt.

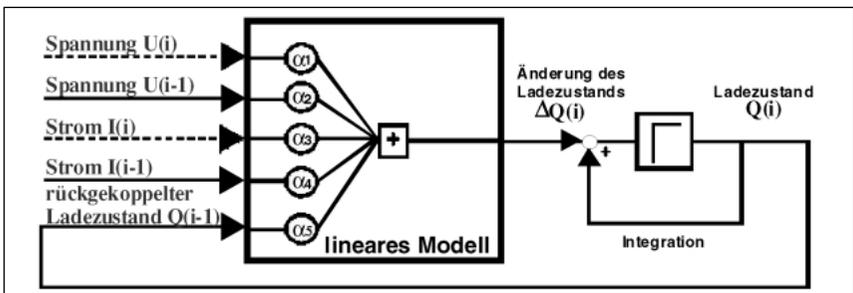


Abbildung 2: Batterie als Black-Box

Ein noch einfacheres Modell, das sich durch hohe Robustheit gegenüber Meßfehlern und falschen Anfangsbedingungen auszeichnet, erhält man, wenn man auf $U(i-1)$ und $I(i-1)$ als Eingangsgrößen verzichtet (**Gleichung (2)**). Zu beachten ist, daß die Parameter dieses einfachen Modells $\beta_0, \beta_1, \beta_3, \beta_5$ nicht mit den physikalisch ableitbaren α -Parametern nach **Gleichung (1)** übereinstimmen, sondern ebenfalls nach der Methode der kleinsten Fehlerquadrate aus den Meßdaten bestimmt werden müssen. Man erhält dann ein lineares nichtparametrisches Modell nach **Gleichung (2)**.

$$\Delta Q(i) = \beta_0 + \beta_1 U(i) + \beta_3 I(i) + \beta_5 Q(i-1) \quad (2)$$

$$Q(i) = Q(i-1) + \Delta Q(i)$$

2.1. Referenzdaten

Als Referenzdaten standen Meßreihen des ZSW Ulm [2] zur Verfügung, die die Temperatur der Batterie, sowie die Klemmengrößen Spannung und Strom enthalten. In einer simulierten PV-Anlage wurden verschiedene Batterietypen unter solartypischen Bedingungen über mehrere Jahre zyklisiert. Das von Burkner entwickelte Verfahren zur Ladezustandsbestimmung wurde am ZSW weiterentwickelt und an die Batterie-Parameter angepaßt. Dadurch konnten die Meßdaten um den Ladezustand ergänzt und als Trainingsdaten für die Erstellung nichtparametrischer Modelle zu Verfügung gestellt werden [3].

2.2. Ergebnisse

Es wurden Parameter aus 2 Meßreihen einer Hoppecke-Batterie (jeweils 14 Wochen) angepaßt und daraus ein lineares Modell erstellt. Zwischen diesen Datensätzen liegt eine Zeitspanne von fast 3 Jahren, Daten einer Batterie im Anfangszustand und nach fortgeschrittener Nutzung. Der Test des Modells erfolgte mit Daten derselben Batterie nach 1 1/2-jährigem Betrieb. Außerdem wurde das Modell mit Daten einer anderen Batterie sowie einer Gelbatterie getestet. Abbildung 3 zeigt Zyklisierungsdaten mit der Varta-Blockbatterie über einen Zeitraum von 40 Tagen. Das lineare Modell weist eine hohe Stabilität und große Übereinstimmung mit dem wesentlich aufwendigeren Kalmanfilter auf.

Das nichtparametrische Modell bildet den Ladezustandsverlauf des Kalmanfilters sehr gut nach. Auch bei anderen Batterien vergleichbarer Bauart weicht der Ladezustandsverlauf des Modells im Mittel gegenüber dem des Kalmanfilters maximal um 4 % ab. Bei einer Gelbatterie wurde ein mittlerer absoluter Fehler von etwa 20 % beobachtet.

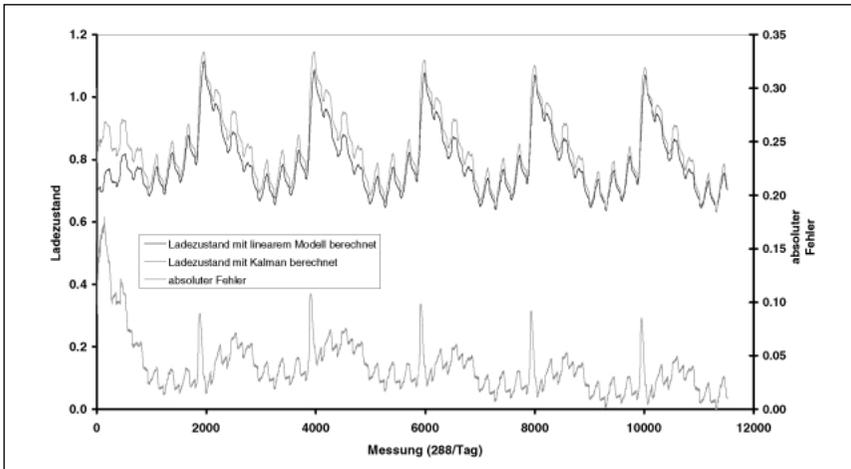


Abbildung 3: Vergleich zwischen dem Ladezustandsverlauf mittels linearem Modell ermittelt und dem mittels Kalmanfilter berechneten Ladezuständen (Varta 3 Jahre alt)

3. Bestimmung des Ladezustands mittels eines nichtlinearen nichtparametrischen Modells

Ein Neuronales Netz kann als „Black-Box“ angesehen werden (Abbildung 4), die die Eingangsvektoren in Ausgangsvektoren abbildet, indem es eine definierte Anzahl von Neuronen, die einfache Berechnungen durchführen, verknüpft. Die Verbindung zwischen zwei Neuronen wird mit einem Gewichtungsfaktor versehen. Im folgenden Modell zur Ladezustandsbestimmung wurde die Ausgabe des vorgeschalteten Neurons mit einem Gewichtungsfaktor multipliziert und anschließend die gewichteten Eingaben aufsummiert.

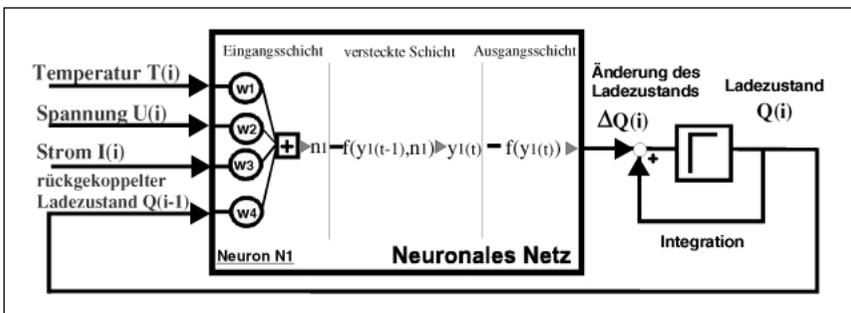


Abbildung 4: Neuronales Netz zu Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien

Das verwendete Neuronale Netz besitzt eine Eingangsschicht mit 4 Eingangsvektoren, der Temperatur $T(t)$, der Spannung $U(t)$, dem Strom $I(t)$ und dem rückgekoppelten Ladezustand $Lz(t-1)$. Außerdem eine versteckte Schicht (hidden layer) und eine Ausgangsschicht. Jeder Eingangsvektor wird unterschiedlich gewichtet. In den Schichten (versteckte Schicht und Ausgangsschicht) wird pro Neuron der jeweiligen Schicht die Summe der gewichteten Eingänge und des Bias gebildet und an eine Transferfunktion F übergeben. Als Output erhält man dann die Ladezustandsänderung und nach Integration den Ladezustand.

3.1. Ergebnisse

Zum Training des Netzes werden dieselben Trainingsdaten verwendet wie für das lineare Modell. In Abbildung 5 sind die Ladezustandsverläufe des Neuronalen Netzes und des Kalmanfilters aufgetragen. Der Ladezustand einer Batterie kann mittels eines rückgekoppelten neuronalen Netzes gut über längere Zeit hinweg geschätzt werden. Die Daten des trainierten Netzes können auf andere Batterietypen und auf Batterien unterschiedlicher Altersphasen übertragen werden. Man erhält auch für diese Zyklisierungsdaten eine sehr gute Anpassung an den Verlauf der Kalmandaten. Der mittlere absolute Fehler liegt bei ca. 5 %.

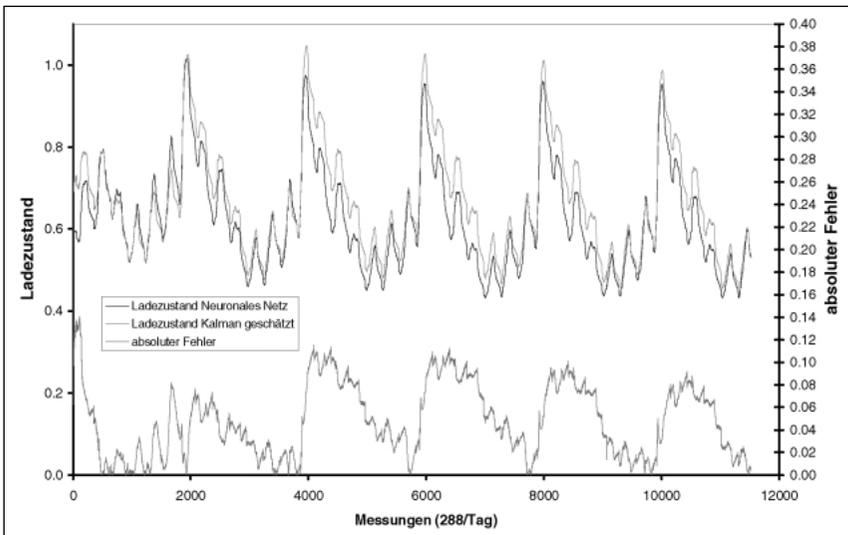


Abbildung 5: Vergleich der Ladezustandsverläufe des Neuronalen Netzes und des Kalmanfilter (Hoppecke 3 Jahre alt)

3.2. Ausgangsflächen $\Delta Q(I,U)$ des Neuronalen Netzes

Stellt man sich die Ein- und Ausgabevektoren der Trainingsmenge als Punkte in einem Datenraum vor, so definiert ein trainiertes Netz die Aufteilung dieses Datenraums in Teilräume. Es entstehen sogenannte Entscheidungsebenen für das Ausgabeneuron. Das Aussehen der Entscheidungsebene hängt stark von der benutzten Aktivierungsfunktion (lineare Funktion oder Tangenshyperbolicus) ab.

Mit den beim Trainieren des Netzes erhaltenen Gewichtsmatrizen $W1$ und $W2$ und Biasvektoren $b1$ und $b2$ wird ein Netz mit konstanter Temperatur, einem Spannungsbereich von 2,0 V bis 2,37 V einem Strombereich von -15 A bis 15 A für verschiedene feste Ladezustände (40 % bis 100 %) simuliert. Dies entspricht den Spannungs- und Strombereichen der zum Training benutzten Daten. Diese Ausgangsflächen $\Delta Q(I,U)$ sind zusammen mit den verwendeten Trainingsdaten für die jeweiligen Ladezustände in Abbildung 6 dargestellt.

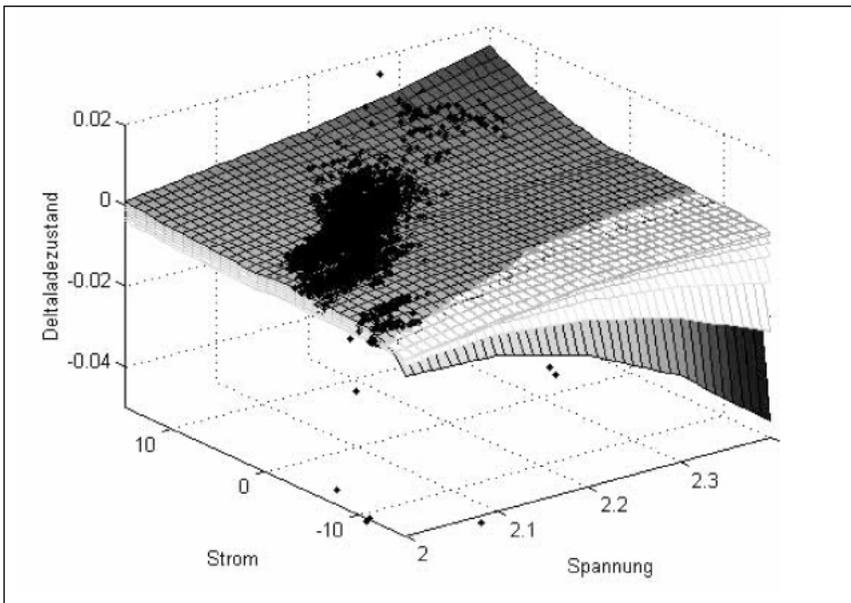


Abbildung 6: Ausgangsflächen $\Delta Q(I,U)$ des Neuronalen Netzes für verschiedene Ladezustände

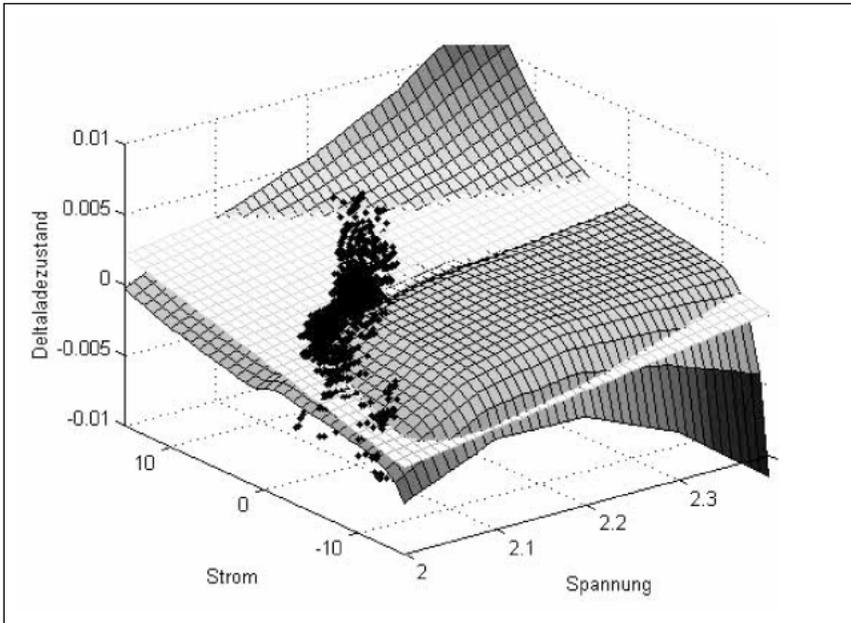


Abbildung 7: Ausgangsflächen $\Delta Q(I, U)$ des Neuronalen Netzes und des linearen Modells für den Ladezustand 60 %

Die Ausgangsflächen liegen übereinander (Ladezustand 40 % oben (farblich unterlegte Netzebene), Ladezustand 100 % unten) und überschneiden sich bei großen negativen Strömen (Entladung). In diesem Bereich ist das Modell instabil, wogegen es im Bereich, indem die Trainingsdaten liegen, stabil ist. Die Ladezustandsänderung ist um so höher, je höher die Spannung bei konstantem Strom und je höher der Strom bei konstanter Spannung ist.

Die Ausgangsflächen sind im stabilen Bereich nahezu lineare Flächen, somit kann auch ein lineares Modell zur Ladezustandsbestimmung verwendet werden. In Abbildung 7 sind die Ausgangsflächen des neuronalen Netzes und des linearen Modells für den Ladezustand 60 % aufgetragen. Es zeigt sich, daß die Trainingsdaten hauptsächlich im linearen Bereich liegen.

4. Berechtigung für den linearen Ansatz zur Ladezustandsbestimmung

- Kennt man den Diffusions-, den Durchtrittswiderstand und die Ruhespannung der Hauptreaktion bei Ladezustand 100 % $u_{0H, \text{kom}}$ einer Batterie, so können Parameter eines Modells zur Bestimmung des Ladezustands aus **Gleichung (1)** berechnet werden. Das Modell kann ohne Training erstellt werden.

- Es konnte gezeigt werden, daß mit einem linearen nichtparametrischen Modell der Ladezustand mit einer für einfache PV-Systeme ausreichenden Genauigkeit geschätzt wird. Das Modell ist für Batterien unterschiedlicher Typen und Alterungszustände geeignet. Das Modell erwies sich nicht nur bezüglich Batterietyp und Alterung als robust. Auch bei Annahme falscher Anfangsladung oder Aussetzen einzelner Meßwerte konvergiert das Modell gegen den genauen mit Hilfe des Kalmanfilters geschätzten Ladezustand.
- Das Ladezustandsverhalten der Batterie ist nichtlinear, aber in den wesentlichen Bereichen des Parameterraumes gut linear anzunehmen.

Diese Arbeit entstand im Rahmen des BMBF geförderten Projekts (Förderkennzeichen 0329793A) „Zustandsbestimmung von Bleibatterien mittels eines Kalmanfilters und Parameteranpassung durch Neuro-Fuzzy Methoden“.

5 Literatur

- [1] W. Burkner:
Verfahren zur Ladezustandsbestimmung von Blei-Batterien in Photovoltaikanlagen,
Dissertation, Technische Universität München, 1994
- [2] H. Döring, J. Garcke, W. Höhe, A. Jossen, D. Köstner, J. Mittermeier, H. Prinz
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Ulm
G. Bopp, D-U. Sauer, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg
B. Willer, M. Wollny, ISET, Kassel
M. Bächler, T. Kraus, A. Masch, P. Sprau, WIP, München
Systemkorrelierende Auswertung und Bewertung des Betriebsverhaltens von
Batteriesystemen in PV-Anlagen,
Abschlußbericht BMBF-Forschungsvorhaben Nr. 032 9564
- [3] S. Piller, V. Späth, A. Jossen
Kalmanfilter zur Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien in PV-Anlagen,
Staffelsteinbeitrag, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Ulm,
März 1999

[4] M. Tasli

Analyse von getesteten PV-Batterien und Lebensdauertest von PV-Batterien,
Abschlußbericht BMBF-Forschungsvorhaben Nr. 032 9644, Fachhochschule Ulm,
Institut für angewandte Forschung Automatisierungssysteme, 1997

[5] Ch. Ehret,

Neuronale Modellierung des Ladezustandes von Bleibatterien,
Interner Bericht, Fachhochschule Ulm, Institut für angewandte Forschung
Automatisierungssysteme, 1998

Abbildungsunterschriften

Abbildung 1: Ersatzschaltbild der Batterie

Abbildung 2: Batterie als Black-Box

Abbildung 3: Vergleich zwischen dem Ladezustandsverlauf mittels linearem Modell ermittelt und dem mittels Kalmanfilter berechneten Ladezuständen (Varta 3 Jahre alt)

Abbildung 4: Neuronales Netz zu Ladezustandsbestimmung von Bleibatterien

Abbildung 5: Vergleich der Ladezustandsverläufe des Neuronalen Netzes und des Kalmanfilter (Hoppecke 3 Jahre alt)

Abbildung 6: Ausgangsflächen $\Delta Q(I,U)$ des Neuronalen Netzes für verschiedene Ladezustände

Abbildung 7: Ausgangsflächen $\Delta Q(I,U)$ des Neuronalen Netzes und des linearen Modells für den Ladezustand 60 %

Formeln

mit $\tau_K = c_K r_K$

$$\begin{aligned} \Delta Q(i) = & (-\tau_K / r_K - \Delta t / r_K) \cdot U(i) + \tau_K / r_K \cdot U(i-1) \\ & + (-r_D \tau_K / r_K - r_D \Delta t / r_K) \cdot I(i) + r_D \tau_K / r_K \cdot I(i-1) \\ & + (-\Delta t / c r_K) \cdot Q(i-1) \\ & + u_{OH, kom} \Delta t / r_K \end{aligned}$$

und mit

$$\begin{aligned} \alpha_0 = u_{OH, kom} \Delta t / r_K & \quad \alpha_1 = (-\tau_K / r_K - \Delta t / r_K) & \quad \alpha_2 = \tau_K / r_K \\ \alpha_3 = (-r_D \tau_K / r_K - r_D \Delta t / r_K) & \quad \alpha_4 = r_D \tau_K / r_K & \quad \alpha_5 = (-\Delta t / c r_K) \end{aligned}$$

$$\Delta Q(i) = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot U(i) + \alpha_2 \cdot U(i-1) + \alpha_3 \cdot I(i) + \alpha_4 \cdot I(i-1) + \alpha_5 Q(i-1) \quad (1)$$

$$\Delta Q(i) = \beta_0 + \beta_1 U(i) + \beta_3 I(i) + \beta_5 Q(i-1) \quad (2)$$

$$Q(i) = Q(i-1) + \Delta Q(i)$$

Systemmanagement

Peter Adelman, Dirk Gutzeit, Steca GmbH, Mammostr. 1, 87700 Memmingen
Walter Commerell, Harald Eckel,
Ingenieurbüro f. Solarelektronik, Beutelreusch 17, 89171 Illerkirchberg;

Die am häufigsten verwendeten Speicher in PV-Anlagen sind nach wie vor Bleiakkumulatoren. Diese Akkumulatoren zeichnen sich durch relativ geringe Kosten, durch einen hohen Wirkungsgrad und geringe Selbstentladung aus. Nachteil bei Bleiakkumulatoren ist, daß diese gegen schädliche Betriebszustände geschützt werden müssen. Diese Schutzfunktionen nimmt der Laderegler wahr. Zu dieser Grundfunktion kommt in immer stärkeren Maße, daß der Laderegler die Aufgabe einer zentralen Monitoring und Steuereinheit übernimmt.

1. Ladezustandsanzeige und Kapazitätsbestimmung

Für einen optimalen Schutz des Bleiakkumulators wird der Ladezustand des Akkumulators benötigt. Deshalb wird bei Laderegeln immer mehr der Ladezustand zum zentralen Parameter. In den letzten Jahren wurden große Fortschritte bei der Ermittlung des Ladezustandes erzielt. Mittlerweile kann der Ladezustand eines Bleiakkumulators mit hoher Genauigkeit (mittlerer Fehler ca. 5%, max. Fehler ca. 10%) bestimmt werden. Von einer genauen Ladezustandsanzeige ist es nur ein kleiner Schritt um die aktuelle Kapazität des Bleiakkumulators zu ermitteln. Im Laufe der Lebensdauer eines Bleiakkumulators verringert sich die verfügbare Kapazität immer mehr. Durch die Kapazitätsanalyse kann der Nutzer erkennen, wann sein Akkumulator unbrauchbar geworden ist. Im Gegensatz zu üblichen Verfahren der Kapazitätsbestimmung, über Bilanzierung der Amperestunden, erfordert der neu entwickelte Algorithmus keine präzise und kostenintensive Peripherie zur Messungen von Strömen und Zeit.

2. Datenübertragung auf der DC-Leitung

Eine weitere neue Technologie stellt die Datenübertragung auf dem vorhandenen Gleichstromleitungsnetzwerk dar. Dabei werden systemrelevante Daten auf die Gleichstromleitung aufmoduliert. Vorteil bei der Nutzung der Gleichstromleitung ist, daß diese Leitung alle wichtigen Systemkomponenten im Gleichstromsystem erreicht.

Zusätzlicher Installationsaufwand einer 2-Drahtleitung oder Elektrosmog durch Funkübertragung entfallen und machen das Energiemanagement wirtschaftlich.

3. Modulationstechnik

Bei Auswahl der Modulationstechnik sind verschiedene Randbedingungen zu berücksichtigen. Ein Nachteil ist, daß der Akku mit seiner geringen Impedanz und hohen Kapazität für geringe Frequenzen ein Filter darstellt. Andererseits sinkt die Impedanz der Ausgangsfilter vieler Verbraucher bei höheren Frequenzen zur Reduzierung der leitungsgebundene Störungen. Bei der Einkopplung des Trägersignals kann dies zu hohen Verlustleistungen führen. Deshalb wurde zur Einkopplung ein fremdangeregter Schwingkreis verwendet, der in dem Impedanzfenster zwischen Batterie und Verbrauchern arbeitet.

4. Systemmanagement

Durch die Kenntnis von Ladezustand und Kapazität ist es nun möglich ein auf das ganze System bezogene Energiemanagement durchzuführen. Durch die Modulation der Daten auf die DC-Leitung können zusätzliche Ladequellen wie auch Verbraucher dezentral zu oder abgeschaltet werden. Dadurch wird aus dem Laderegler immer mehr das zentrale Instrument zum Monitoring und Systemmanagement.

5. Zusammenfassung

Der Laderegler ist eine elektronische Vorrichtung die für den Schutz von Bleiakkumulatoren immer erforderlich ist. Deshalb ist es sinnvoll, daß der Laderegler zusätzliche Funktionen erfüllt. Als solche Funktionen bietet sich das Systemmonitoring an. Durch Kenntnis der entscheidenden Systemparametern kann der Anwender selbst durch sein eigenes Verhalten die vorhandene Energiemenge optimal nutzen. Dieses angepasste Nutzerverhalten kann aber ebenfalls automatisiert werden. Auch für diese Aufgabe ist der Laderegler prädestiniert.

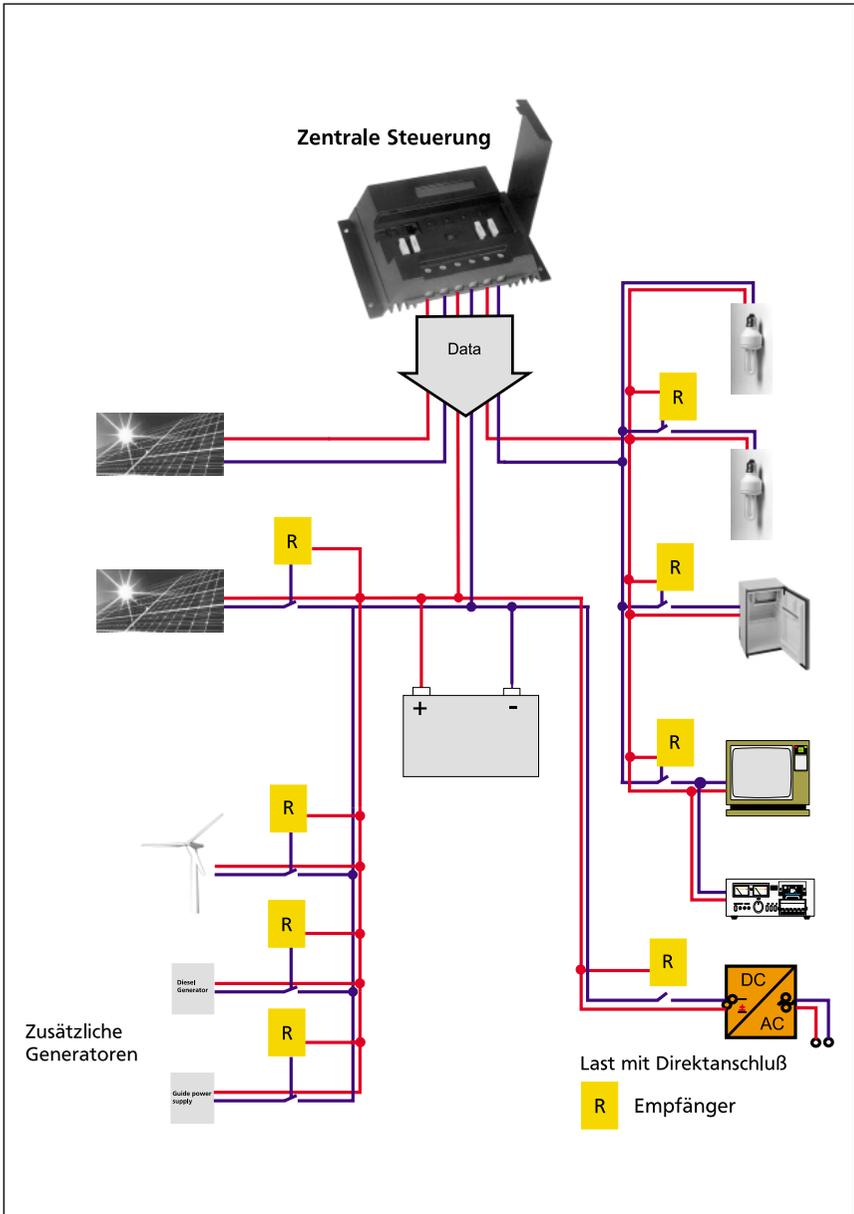


Abbildung 1: Systemmanagement mit einem Zentralregler

Batteriemanagement für Batteriestromrichter

Claus Schmitz, Bernd Willer

Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)

Königstor 59, 34119 Kassel

Tel: 0561/7294-0, Fax: 0561/7294-100

email: cschmitz@iset.uni-kassel.de

Zusammenfassung

Zentrale Komponenten autonomer Energieversorgungsanlagen sind Batterien mit ihren zugehörigen Batteriestromrichtern und Batteriemangementeinheiten. Die Kenntnis der Nutzbarkeit dieser Batterien ist dabei von zentraler Bedeutung für die Steuerung und Regelung der einzelnen Komponenten der Energieversorgungsanlage. Die Nutzbarkeit der Batterien wird dabei vom Ladezustand der Batterie beeinflusst, jedoch nicht ausschließlich. Irreversible Alterungsvorgänge der Batterie beeinflussen ebenso wie reversible Veränderungen, die mit einem Gesundheitszustand der Batterie korreliert werden können, die Nutzbarkeit. Die Einbindung und Berücksichtigung der einzelnen Batteriezustände in eine kompakte Regelungs- und Steuerungsstruktur führt zu einem leistungsfähigen Batteriemangement, welches leicht in ein übergeordnetes Energieversorgungskonzept eingebunden werden kann.

Abstract

Batteries with their battery converter and battery management units are central components in autonomous energy supply systems. The knowledge of the usability of these batteries therefore are of major importance for the regulation and control of the energy supply system and its components. The usability of the batteries is not only determined by the state of charge of the batteries. Irreversible ageing processes together with reversible processes correlating to the reversible state of health of a battery also affect the usability. The consideration of these different battery states and their implementation into a compact and versatile regulation and control structure leads to a very efficient battery management. This battery management can easily be embedded into a superordinated energy management.

Einleitung

Dezentrale elektrische Energieversorgungsanlagen mit regenerativen Energien als Energiequelle benötigen einen Energiespeicher als ausgleichende Komponente zwischen zeitlich unausgeglichenem Energiebedarf und Energieangebot. So steht in photovoltaisch versorgten Anlagen die Energie tagsüber zur Verfügung, wohingegen der Energiebedarf häufig in den frühen Abendstunden besteht. Als zeitlicher Ausgleich für diese Diskrepanz wird in vielen Fällen eine Batterie als Energiespeicher eingesetzt, die zu Zeiten des überschüssigen Energieangebotes geladen wird und zu Zeiten des Energiebedarfs diese Energie zur Verfügung stellt.

Der elektrische Anschluß der Batterie an einen lokalen elektrischen Energiebus, sei es ein DC Energiebus oder ein AC Energiebus, erfordert einen Batteriestromrichter. Dieser Batteriestromrichter ist in einigen Fällen ein PV/Ladegerät, welches eine Spannungsüberwachung der Batterie übernimmt und die Spannung z. B. durch Pulsweitenmodulation des DC Ladestromes regelt oder aber ein Wechselstromrichter mit Anschluß an das dezentrale Wechselstromnetz. Die Regelung der Batteriespannung und/oder des Batteriestromes erfordert ein Batteriemanagement, das die Batterie in Zustände bringt, die in Bezug auf z. B. ökonomische und ökologische Aspekte optimiert sind. Batteriespezifische Gesichtspunkte, wie der Ladezustand der Batterie, aber auch der Alterungszustand und der Gesundheitszustand der Batterie sind wichtige dabei zu berücksichtigende Punkte. Neben den rein batterie-spezifischen Aspekten spielen in einem optimierten Batteriemanagement aber auch Aspekte der übergeordneten Energieversorgung, wie z. B. dem Energieangebot und der Energienachfrage eine Rolle. So ist neben dem (vorausplanbaren) Verbraucherverhalten auch das zeitlich oder wetterbedingte prognostische Energieangebot zu berücksichtigen. Dabei gilt es, die zur Verfügung stehenden Informationen in einfache und zuverlässige Steuerungs- und Regelungsfunktionen umzusetzen.

Modulare Batterien und Batteriestromrichter

In der modularen Systemtechnik der hybriden Energieversorgung dezentraler elektrischer Netze [1-3] nimmt die Energiespeicherung eine zentrale Stellung ein. Sie ermöglicht den Ausgleich zwischen zeitlichen Diskrepanzen auf der Seite der Energiebereitstellung und des Energiebedarfs auf der anderen Seite, was in Abbildung 1 verdeutlicht wird. Die Speicherung der Energie in den verschiedenen Zeitbereichen ermöglicht die Leistungssicherung im elektrischen Netz. Neben der Kurzzeit-Energiespeicherung durch z. B. Schwungräder und der Langzeit-Speicherung durch z. B. (fossile) Brennstoffe (Diesel,

Rapsöl, etc.) ist der Balance-Energiespeicher ein wichtiger Baustein. In vielen Fällen wird dieser zentrale Baustein durch eine elektrochemische Batterie zusammen mit einem bi-direktionalen Stromrichter gebildet. Die Leistungssicherung im Netz, die ein solcher Baustein übernimmt, führt zu besonderen Aufgaben des Stromrichters, der die Verbindung zwischen dem elektrischen Netz und dem elektrochemischen Speicher gewährleistet [4]. Die Kombination eines bi-direktionalen Stromrichters mit einer Batterie in einer Einheit, der sogenannten AC-Batterie [5,6], wurde 1996 als BacTERIE® vorgestellt. Eine in die BacTERIE® eingebaute Rechneinheit übernahm die übergeordnete Steuerung des Batteriemagements und des Stromrichters. Um die Aufgaben eines Batteriemagements zur optimierten Betriebsweise der Batterien und die Aufgabe der Netzanbindung abgestimmt aufeinander übernehmen zu können, ist es sinnvoll, die in den Stromrichtern vorhandene elektronische Hardware zu nutzen und mit einer zusätzlichen Software und ggf. Hardware für das Batteriemangement aufzurüsten, wie dieses in neueren Entwicklungen geschieht [7].

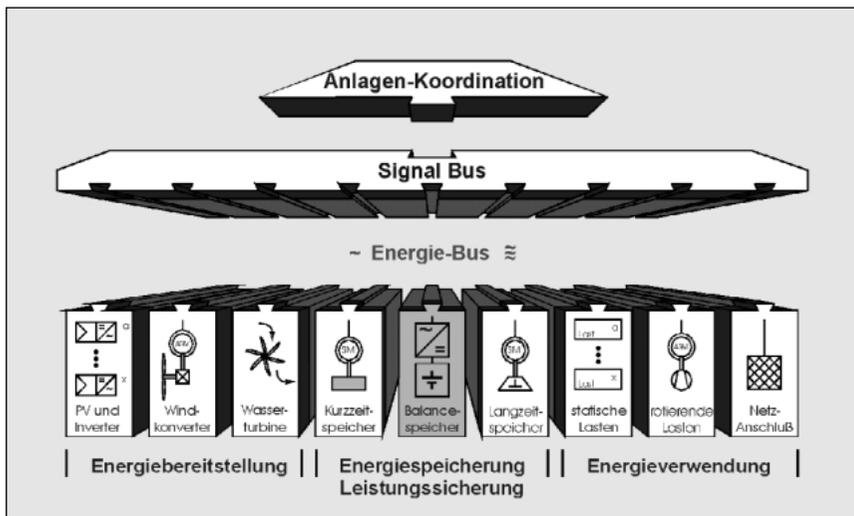


Abbildung 1: Schematische Darstellung der modularen Systemtechnik für hybride Energieversorgungsanlagen mit verschiedenen Bausteinen der Energieaufbereitung, der Energiespeicherung und der Energieversorgung

Batteriemangement

Der Betrieb elektrochemischer Speicher ist an systemspezifische Bedingungen geknüpft. So ist die Entladung einer Batterie mit einem starken Abfall der Zellenspannung verbunden, wenn die Speicherkapazität aufgebraucht und die Batterie „leer“ ist. Bei der Ladung einer Batterie ist auf ein systemspezifisches Spannungsniveau zu achten. Bei zu hohen Ladespannungen können im verstärkten Maße Nebenreaktionen eintreten, die zu einer Zerstörung der Batterie führen. Auch die Batterietemperatur spielt bei einem optimierten Betrieb der Batterie eine wichtige Rolle. Nachfolgend wird beispielhaft anhand einer Bleibatterie der Aufbau eines Batteriemangements unter Einbeziehung verschiedener Einflußgrößen, Regelungen und Batterieerfügbarkeiten beschrieben.

Ein Batteriemangement läßt sich in verschiedene Stufen gliedern. Differenziert werden können eine:

- minimale Batteriebetriebsführung, eine
- erweiterte Batteriebetriebsführung, ein
- optimiertes Batteriemangement und ein
- optimiertes Energiemangement.

Minimale Batteriebetriebsführung

Die Überwachung der Entladeschlußspannung, korrigiert durch eine Stromabhängigkeit der Grenzspannung, vermeidet die Tiefentladung einer Batterie, die in vielen Systemen zu einer Zerstörung der Batterie führt. Im Falle der Bleibatterie führt eine Tiefentladung unter anderem zu einer Verringerung der Säuredichte, was mit einer erhöhten Löslichkeit des Elektrodenmaterials einhergeht. Zur Vermeidung einer Tiefentladung sollte bei Erreichen eines Grenzwertes die Last, die zur Entladung führt, rechtzeitig abgeschaltet werden, um zu große Schädigungen der Batterie zu vermeiden.

Neben der stromkompensierten Entladeschlußspannung ist bei der Ladung der Batterie zu berücksichtigen, daß die Ladespannung nicht ohne Begrenzung ansteigen darf, da bei erhöhten Potentialen Nebenreaktion, im Falle der Bleibatterie die Zersetzung des Wassers im Elektrolyten eintritt. Da diese Wasserzersetzungsreaktion eine hohe Temperaturabhängigkeit aufweist, ist eine temperaturkompensierte Ladespannung für eine minimale Batteriebetriebsführung bei Bleibatterien notwendig.

Erweiterte Batteriebetriebsführung

Aufbauend auf der temperaturkompensierten Ladespannung, der stromkompensierten Entladeschlußspannung und der Grenzwertüberwachung mit eventuellem Lastabwurf, umfaßt eine erweiterte Batteriebetriebsführung die folgenden Steuerungs- und Regelungsfunktionen:

- Ladezustandsermittlung,
- automatischer Start eines „Back-Up“ Generators,
- gesteuerte Volladungen bzw. Ausgleichladungen,
- Batterietemperatur-Überwachung und -Regelung,
- Lüftersteuerung,
- Steuerung einer Elektrolytumwälzung,
- Datenspeicherung und
- Wassernachfüllung.

Während die Entladeschlußspannung einen Grenzwert für einen Abschaltvorgang darstellt, eröffnet die Kenntnis des Ladezustandes einer Batterie weiterreichende Möglichkeiten zur verbesserten Batteriebetriebsführung. So ist der Start eines „Back-Up“ Generators über den Ladezustand steuerbar, ohne daß die „extremen“ Grenzwerte einer Tiefentladung erreicht werden müssen. Die Zyklientiefe der Entladungen und Ladungen kann direkt ermittelt werden und als Variable für eine lebensdauerverlängernde Betriebsweise genutzt werden.

Verschiedene Verfahren zur Ermittlung des Ladezustandes bzw. des Ladegrades (zur Definition der Begriffe siehe [8]) sind in einem eigenen Beitrag in diesem Tagungsband beschrieben. Neben verschiedensten mathematischen Näherungsansätzen erscheint die Bestimmung über ein bilanzierendes Verfahren in Kombination mit einer Ruhespannungskalibrierung zur Zeit am vielversprechendsten. Dabei ist zu berücksichtigen, daß für die Nutzung der Kenntnis des Ladezustandes zur Steuerung und Regelung nur „On-Line“-Verfahren in Betracht kommen.

Über das normale Laden hinaus benötigt die Bleibatterie von Zeit zu Zeit Volladungen und Ausgleichladungen. Diese besonderen Ladeverfahren sind dazu bestimmt, die immer wieder auftretenden Unterschiede zwischen den einzelnen Zellen, aber auch zwischen den beiden Elektroden innerhalb einer Zelle auszugleichen. Kleinste Unterschiede in den Zellen, z. B. durch fabriktionstechnische Streuungen und/oder unterschiedliche Batterie-Temperaturen, führen durch Aufintegration nach einiger Zeit zu Unausgeglichheiten, die es zu beseitigen gilt.

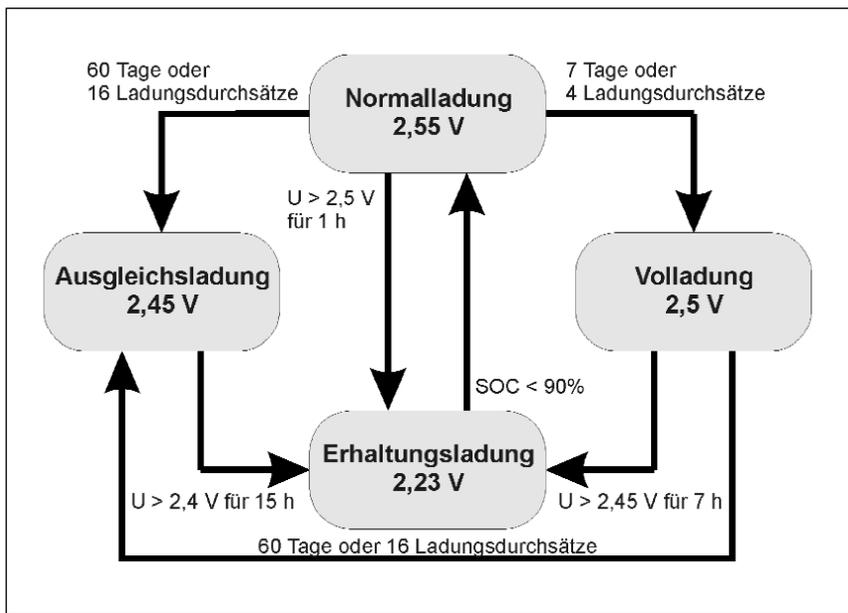


Abbildung 2: Vorgabe verschiedener Sollwerte der Ladespannungen an den Batteriestromrichter und die Spannungs- und Zeit-Abhängigkeiten für die Übergänge zwischen den verschiedenen Ladungen

Zur Beseitigung dieser Differenzen kann von Zeit zu Zeit das Ladeverfahren variiert werden. Neben der Ladespannung ist dabei auch die Zeit, die diese Spannung anliegen soll, variabel. Abbildung 2 gibt beispielhaft eine geeignete Möglichkeit zur Regelung wieder. Bei einer Bleibatterie mit freiem Elektrolyten kann zur schnellen Ladung und zur besseren Nutzung der zur Verfügung stehenden photovoltaischen Energie eine Normalladung mit einer Ladespannung von 2.55 V je Zelle ermöglicht werden. Liegt diese Spannung zu lange an, kann die Batterie übermäßig stark geschädigt werden. Zur Vermeidung einer solchen Schädigung wird nach zwei Stunden, in denen diese hohe Ladespannung gehalten wird, die Ladespannung auf 2,23 V herabgesetzt. Obwohl diese erniedrigte Spannung eine Schonung der Batterie bewirkt, führt sie dazu, daß nur noch sehr wenig Ladung in die Batterie fließt und eine Vollladung kaum möglich ist. Um dennoch Vollladungen zu erzielen, wird abhängig von dem Ladungsdurchsatz der Batterie, bzw. abhängig von der verstrichenen Zeit seit der letzten Vollladung, eine erneute Vollladung initiiert. In dem oben angeführten Beispiel wird nach vierfachem Durchsatz der Nennkapazität und/oder 7 Tage nach der letzten Vollladung die Ladespannung auf 2,5 V je Zelle gesetzt. Damit diese Vollladung ermöglicht wird, ist es notwendig, diese erhöhte Spannung für einige Zeit – in

diesem beispielhaften Fall 7 h – oberhalb 2,45 V/Zelle anstehen zu lassen. Im Anschluß an eine Vollladung wird erneut die Spannung für eine Erhaltungsladung gewählt.

Eine Ausgleichsladung wird alle 60 Tage oder aber nach 16 Nennladungsdurchsätzen initiiert. Die Ladungsspannung wird dann für 15 h auf 2,45 Volt je Zelle erhöht. Die angegebenen Werte gelten beispielhaft für eine Bleibatterie mit freiem Elektrolyten. Andere Zellentypen bzw. Batterien erfordern andere Werte für Ladesollspannungen und Zeiten.

Ein erweitertes Batteriemangement verfügt darüber hinaus über weitere Steuerungs- und Regelungsfunktionen. So kann z. B. automatisch ein Lüfter für den Batterieraum gestartet werden, wenn die Batterie geladen wird. Auch eine Umwälzung der Batteriesäure für Bleibatterien mit freiem Elektrolyten kann gezielt gesteuert werden, um die Säureschichtung innerhalb der Zellen zu beseitigen, ohne daß überschüssige Ladung in die Elektrolyse des Wassers zur Gasbildung gesteckt werden muß. Neben einer Temperaturüberwachung der Batterie zur Notabschaltung kann in Fällen eines erweiterten thermischen Management der Batterie auch regelungstechnisch eingegriffen werden. Eine Speicherung batteriespezifischer Betriebsdaten, wie z. B. durchgesetzte Ladung oder minimale und maximale Werte der Batteriespannung und des Batteriestromes können festgehalten und in einem Datenspeicher gesichert werden, um rückblickend bei einer notwendigen Bewertung der Batterie oder der Betriebsführung dienlich zu sein.

Während die Verfahren der minimalen Batteriebetriebsführung in der Praxis inzwischen weit verbreitet sind, werden Verfahren einer erweiterten Batteriebetriebsführung erst in wenigen Geräten angewandt. Oft sind nur einige der Verfahren in den kommerziellen Geräten verfügbar.

Optimiertes Batteriemangement

Aufbauend auf den Verfahren der erweiterten Batteriebetriebsführung ist es möglich, die verschiedenen batterieschonenden Verfahren einer erweiterten Batteriebetriebsführung besser zu koordinieren, wenn mehr als nur der Ladezustand der Batterie bekannt ist. Die Batterie-Nutzbarkeit, sowohl in Bezug auf die Entladung als auch auf die Ladung ist von Interesse, um Maßnahmen für einen optimalen Betrieb einzuleiten [9]. So sollte die Batterie nicht früh morgens durch einen „Back-Up“ Generator vollgeladen werden, wenn sie in einer hybriden Struktur mit photovoltaischem Energiesammler eingesetzt wird. Es könnte dann die zur Verfügung stehende überschüssige photovoltaische Energie des Tages nicht mehr genutzt werden, um die Batterie zu laden.

Die Begriffe „Nutzbarkeit“ oder auch „Verfügbarkeit“ einer Batterie geben Auskunft darüber, welche Lade- bzw. Entladevorgänge zu einem ausgewählten Zeitpunkt möglich und gut oder schlecht für die Batterie sind. Bisher wurde die Nutzbarkeit einer Batterie nur anhand des auf verschiedene Arten bestimmbaren Ladezustandes beurteilt.

Es ist jedoch bekannt, daß eine Bleibatterie z. B. oberhalb der Ladesollspannung verstärkt zu gasen beginnt und dadurch ein Teil der Ladeenergie durch die Elektrolyse verloren gehen kann (Wirkungsgrad). Die dabei einsetzende Gasung kann jedoch eine Batteriesäureschichtung (Alterung) aufheben und gleichzeitig zu einem Wasseraustrag führen (Wartung). Schließlich ist bekannt, daß eine Batterie im Laufe der Benutzung irreversiblen, mit einer Alterung verbundenen Veränderungen unterliegt. Auch reversible Veränderungen, wie z. B. die Säureschichtung oder ungleichmäßig geladenen Zellen in einem Verband oder ungleiche Elektroden-Ladezustände innerhalb einer einzelnen Zelle tragen zur Nutzbarkeit einer Batterie bei. Abbildung 3. skizziert die verschiedenen Einflußgrößen auf die Nutzbarkeit bzw. Verfügbarkeit einer Batterie.

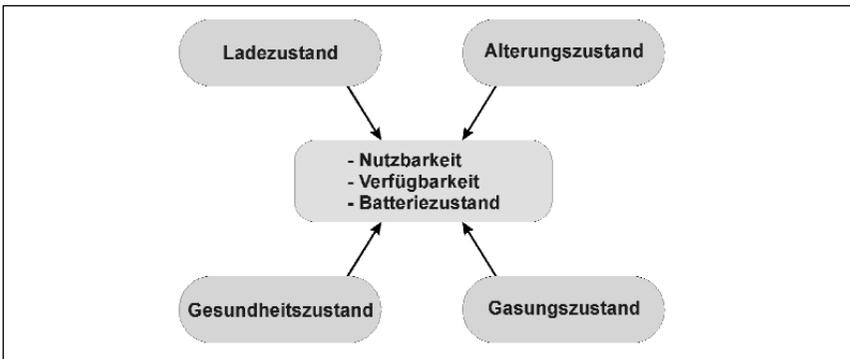


Abbildung 3: *Einfluß verschiedener Bedingungen auf die Nutzbarkeit einer Batterie*

Ähnlich wie beim Ladezustand ist es möglich, den Alterungszustand, den Gesundheitszustand und den Gasungszustand einer Batterie quantitativ zu bewerten und in prozentuale Größen zu überführen. Der Alterungszustand kann als Quotient einer momentan erreichbaren Kapazität und der Nennkapazität definiert werden. Die momentan erreichbare Kapazität ist diejenige Kapazität, die nach einer Vollladung erreichbar ist und aufgrund von irreversiblen Vorgängen von der Nennkapazität abweichen kann. Der Gesundheitszustand einer Batterie erfährt analog dazu die reversiblen Änderungen, die zu einer Veränderung der momentanen Kapazität führen. Beispielhaft sind einige reversible Veränderungen in der Abbildung 4 skizziert.

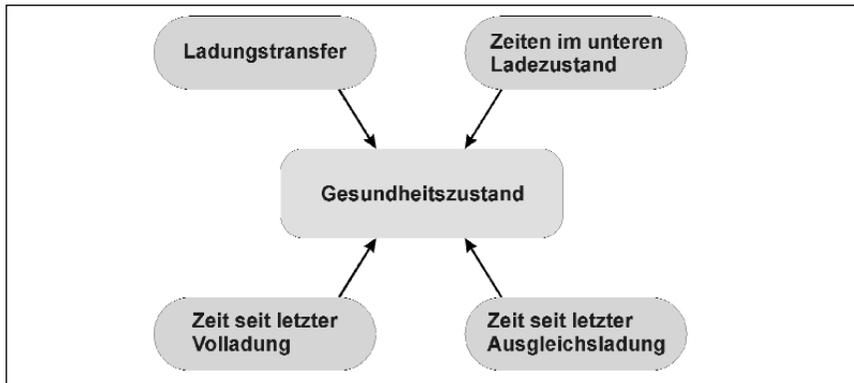


Abbildung 4: *Einfluß verschiedener reversibler Prozesse auf den Gesundheitszustand einer Batterie*

Wird ein Bleiakкумуляtor z. B. entladen und über eine längere Zeitspanne stehen gelassen, können sich die beim Entladen gebildeten PbSO_4 -Kristalle zu größeren, als elektrische Isolatoren wirkende PbSO_4 -Agglomerate zusammenballen. Dies beeinträchtigt die Nutzbarkeit der Batterie in Richtung einer Entladung und entspricht somit einem Gesundheitszustand, der unterhalb des Optimums liegt ($< 100\%$). Durch ein rechtzeitig erfolgendes Volladen der Batterie können diese PbSO_4 -Agglomerate reversibel beseitigt werden, wodurch wieder ein optimaler Gesundheitszustand (100%) entstehen kann.

Als weiteres Beispiel einer reversiblen Änderung (Änderung des Gesundheitszustandes) ist das Auftreten einer Säureschichtung zu nennen, welche durch eine Gasungsladung oder Elektrolytumwälzung beseitigt werden kann. Auch Ladungsdifferenzen zwischen den beiden Elektroden einer einzelnen Zelle oder Differenzen zwischen einzelnen Zellen innerhalb des Verbandes sind zunächst reversible Änderungen, die rechtzeitig durch eine Volladung oder Ausgleichladung beseitigt werden können bevor sie zu beschleunigter Alterung (irreversible Prozesse) führen.

Die explizite Erfassung des Gesundheitszustandes der Batterie ist häufig nicht direkt möglich, da dies eine Vielzahl von Sensoren erforderlich macht. So ist z. B. zur Messung der Säureschichtung der Einsatz zweier Säuredichte-Sensoren in unterschiedlicher Höhe erforderlich. Referenzelektroden in einer Zelle wären notwendig, um die Zustände der einzelnen Elektroden zu erfassen. Der Gesundheitszustand der Batterie kann jedoch anhand einiger impliziten Größen quantitativ festgemacht werden.

So kann

- die seit der letzten Vollladung durchgesetzte Lademenge Q_V ,
- die seit der letzten Vollladung verstrichene Zeit t_V und
- die seit der letzten Ausgleichladung verstrichene Zeit t_A

als Maß für die Bestimmung des Gesundheitszustandes genommen werden. Die drei Größen Q_V , t_V und t_A können leicht bestimmt werden und, wie in Tabelle 1 angegeben, mit bestimmten Bereichen des Gesundheitszustandes korrelieren.

Gesundheitszustand									
Zeit seit letzter Ausgleichladung	0	$\leq t_A < t_{A1}$	$\leq t_A < t_{A2}$	$\leq t_A < t_{A3}$	$\leq t_A$				
Zeit seit letzter Vollladung	0	$\leq t_V < t_{V1}$	$\leq t_V < t_{V2}$	$\leq t_V < t_{V3}$	$\leq t_V$				
Ladungsmenge seit letzter Vollladung	0	$\leq Q_V < x_1 Q_N$	$\leq Q_V < x_2 Q_N$	$\leq Q_V < x_3 Q_N$	$\leq Q_V$				
Gesundheitszustand		100%	67%	33%	0%				

Tabelle 1: *Abhängigkeiten der Zuordnung zu einem Gesundheitszustand als Funktion der Zeit seit der letzten Vollladung bzw. Ausgleichladung bzw. der durchgesetzten Ladungsmenge seit der letzten Vollladung*

Beispielhaft für eine Bleibatterie können die Werte für die Übergänge, wie in Tabelle 2 dargestellt, festgelegt werden.

Größe	t_{A1}	t_{A2}	t_{A3}	t_{V1}	t_{V2}	t_{V3}	$x_1 Q_N$	$x_2 Q_N$	$x_3 Q_N$
Wert	8 w	10 w	12 w	3 w	4 w	5 w	15 Q_N	18 Q_N	20 Q_N

Tabelle 2: *Grenzwerte für die Übergänge bei der Zuordnung eines Gesundheitszustandes für eine Bleibatterie*

Aus der Tabelle kann abgeleitet werden, daß der Gesundheitszustand der Batterie bei $Q_V = t_V = t_A = 0$ als sehr gut zu bewerten ist. In den anderen Bereichen wird der Gesundheitszustand danach beurteilt, welche der drei Größen am schlechtesten ist. Vergeht z. B. mehr Zeit als t_{V1} (hier 3 Wochen) ohne eine Vollladung, so sinkt der Gesundheitszustand der Batterie auf 67 %, vergehen in diesem Beispiel mehr als 4 Wochen seit der letzten Vollladung, so sinkt der Gesundheitszustand auf 33 %. Wird mehr Ladung als der 18fachen Nennladung entsprechend durchgesetzt, so würde auch ein Absinken auf einen Gesundheitszustand von 33 % erfolgen, selbst wenn noch keine 4 Wochen seit der letzten Vollladung verstrichen wären.

Analog zum Gesundheitszustand ist ein Gasungszustand definierbar, der die Stärke der Gasung bei der Bleibatterie widerspiegelt. Eine mögliche Konfiguration ist in Tabelle 3 gegeben:

Gasungszustand							
Zellenspannung	$U_Z >$	U_3	$\geq U_Z >$	U_2	$\geq U_Z >$	U_1	$\geq U_Z$
Gesundheitszustand	100 %		67 %		33 %		0 %

Tabelle 3: Zuordnung von Gasungszuständen als Funktion der Ladespannung

Liegt die Zellenspannung unterhalb einer Ladesollspannung U_2 , jedoch oberhalb einer Spannung U_1 , so ist der Gasungszustand mit 33 % bewertet. Steigt die Zellenspannung über U_2 an, so steigt der Gasungszustand zunächst auf 67 % und bei weiterem Anstieg der Zellenspannung mit Überschreiten des Grenzwertes von U_3 auf 100 % an. Sinkt die Zellenspannung andererseits auf Werte unterhalb eines Wertes U_1 , so weist die Batterie einen Gasungszustand von 0 % auf. Die Grenzwerte U_1 bis U_3 müssen keine absoluten Werte sein, sondern können z. B. durch Differenzbildung zur Ladesollspannung ermittelt werden. Sie sollten für ein Bleibatteriesystem auf jeden Fall temperaturkompensiert bestimmt werden, um den Einfluß der Temperatur auf die Zersetzungsreaktion des Wassers bei der Gasung zu berücksichtigen.

Die oben aufgeführten Betrachtungen zeigen, daß die Nutzbarkeit einer Batterie nicht nur durch den Ladezustand der Batterie, sondern vielmehr durch die zusätzliche Betrachtung des Alterungszustandes, des Gesundheitszustandes und des Gasungszustandes qualitativ beurteilt und quantitativ erfaßt werden kann. Der Alterungszustand kann durch die Bezugnahme auf die verfügbare Kapazität, die sich im Laufe der Alterung im Verhältnis zur Nennkapazität ändert, sehr leicht in den Ladezustand/Ladegrad eingerechnet werden. Abbildung 5 zeigt, wie der Gasungszustand, der Ladezustand und der Gesundheitszustand miteinander kombiniert werden können, um die Nutzbarkeit einer Batterie zu bestimmen. Verschiedene Nutzbarkeitsbereiche mit diskreten Nutzbarkeitsstufen bzw. Batteriezuständen können dabei definiert werden.

Der Bereich der Versorgung, unterteilt in die Zustände Versorgung 1 bis 3, spiegelt den großen Bereich wider, in dem die Batterie überwiegend eingesetzt wird und in der die Nutzbarkeit in hohem Maße gegeben ist. In diesem Bereich sind sowohl ein hoher Ladezustand als auch ein guter Gesundheitszustand gegeben.

Zustände mit reduziertem Ladezustand, schlechtem Gesundheitszustand und starker Alterung liegen im Bereich geringer Nutzbarkeit einer Batterie. Auch hier ist eine weitere

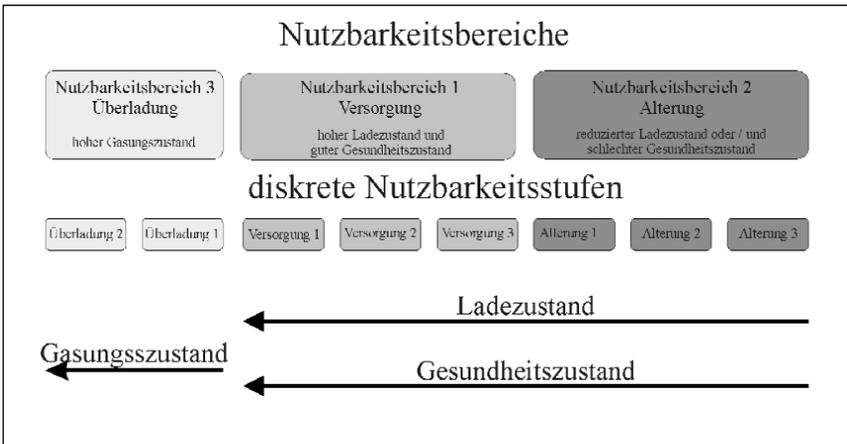


Abbildung 5 : Einteilung der Nutzbarkeit einer Batterie in die Bereiche: Versorgung, Alterung und Gasung, sowie in acht diskrete Nutzbarkeitsstufen und deren qualitativer Zusammenhang mit dem Ladezustand, dem Gesundheitszustand und dem Gasungszustand der Batterie

Differenzierung in drei Alterungszustände möglich. Neben den sechs Zuständen der Versorgung und der Alterung werden zwei Zustände der Gasung definiert. Die Pfeile in Abbildung 5 geben die Richtung des zunehmenden quantitativen Wertes der Zustände an. So steigt der Gesundheitszustand von rechts nach links, d. h. vom Zustand der schnellen Alterung A₃ über A₂ und A₁ zum Bereich der Versorgung hin an. In der Nutzbarkeitsstufe V₁ ist der Gesundheitszustand besser als in der Nutzbarkeitsstufe V₃. Anlog verhält es sich mit dem Ladezustand, der von A₃ über A₂, A₁, V₃ und V₂ zu V₁ hin ansteigt.

Nutzbarkeitsbereich	Nutzbarkeitsbereich 1						α	Nutzbarkeitsbereich 2			Nutzbarkeitsbereich 3	
	V ₁	V ₂		V ₃		A ₁		A ₂	A ₃	U ₁	U ₂	
Ladezustand	größer gleich 60 % und kleiner gleich 100 %	größer gleich 40 % und kleiner 60 %	größer gleich 40 % und kleiner 40 %	größer gleich 20 % und kleiner 40 %	größer gleich 20 % und kleiner 20 %	größer gleich 10 % und kleiner 20 %	größer gleich 10 % und kleiner 10 %	größer 0 % und kleiner 10 %	gleich 0 %			
Gesundheitszustand	größer gleich 67 %	größer gleich 33 % und kleiner 67 %	gleich 33 % und größer 33 %	größer 0 % und kleiner 33 %	gleich 33 % und größer 33 %	größer 0 % und kleiner 10 %	größer 0 % und kleiner 10 %	gleich 10 %				
Gasungszustand	kleiner 33%	kleiner 33%	kleiner 33%	kleiner 33%	kleiner 33%	kleiner 33%	kleiner 33%	kleiner 33%	kleiner 33%	kleiner 33%	größer gleich 33 % und kleiner 67%	

Tabelle 4: Quantitative Zuordnung des Ladezustandes, des Gesundheitszustandes und des Gasungszustandes zu den acht diskreten Nutzbarkeitsstufen

Eine eindeutige Zuordnung des Zustandes einer Batterie zu den acht Nutzbarkeitsstufen ist somit anhand des zuvor beschriebenen Gesundheitszustandes, des Gasungszustandes und des Ladezustandes möglich. Eine möglich Zuordnungsrelation ist in der Tabelle 4 wiedergegeben.

Der in der Tabelle 4 links dargestellten Nutzbarkeitsstufe Versorgung 1 (V_1) liegt ein Batteriezustand zu Grunde, in dem der Ladezustand der Batterie zwischen 60 und 100% liegt, in welcher der Gesundheitszustand der Batterie größer als 67% ist und in der der Gasungszustand der Batterie kleiner 33% ist. Nur wenn alle drei Kriterien erfüllt sind, wird von einer Nutzbarkeit der Batterie für Versorgungszwecke mit höchster Wertigkeit ausgegangen. Ein Übergang zu der nächst geringer bewerteten Versorgungstufe V_2 ergibt sich einerseits wenn der Ladezustand unter 60% fällt oder aber der Gesundheitszustand auf Werte unter 67% sinkt. Der Gasungszustand liegt auch hier unterhalb von 33 %.

Bei einem Ladezustand, der zwischen 10 und 20 % liegt und einem Gesundheitszustand, der größer als 0% ist, würde eine Nutzbarkeit der Batterie im Bereich der Alterung, hier der Stufe A_1 , gegeben sein. Die Stufe A_1 wird auch erreicht, wenn der Ladezustand oberhalb von 10% liegt und der Gesundheitszustand 0% beträgt.

Die Nutzbarkeitsstufen der Gasung werden erreicht, wenn der Gasungszustand oberhalb von 33% (U_1) bzw. oberhalb von 67% (U_2) liegt. Dieses geschieht unabhängig davon, wie der Ladezustand oder aber der Gesundheitszustand der Batterie gewertet werden.

Neben der Wahlmöglichkeit der Übergangskriterien für die einzelnen Nutzbarkeitsstufen ergibt sich auch die Freiheit, die Erreichbarkeit der einzelnen Stufen aus anderen Stufen festzulegen. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 6 dargestellt. Da der Ladezustand der Batterie aufgrund der Ladungsflußintegration keine Sprünge macht, sieht man von Rekalibrierungen einmal ab, kann der Übergang zwischen den einzelnen Nutzbarkeitsstufen auf einer Leiterfunktion erfolgen. Aus Abbildung 6 ist ersichtlich, daß z. B. aus dem Zustand V_1 heraus der Zustand V_2 erreicht werden kann. Aus dem Zustand V_2 heraus kann der Zustand V_3 erreicht werden, aber auch die Rückkehr in den Zustand V_1 hinein möglich sein. Ähnliches ist auch für den Zustand V_3 gegeben. Neben dem Übergang in den Zustand A_1 kann die Rückkehr in den Versorgungszustand V_2 erfolgen. Auch die Zustände A_1 , A_2 und A_3 sind jeweils aus dem nächst höheren Zustand erreichbar. Die Zustände A_1 und A_2 sind auch aus den jeweils nächst niedrigeren Zuständen erreichbar.

Eine Ausnahme in dieser Leiterfunktion ist bei der Rückkehr vom Zustand A_3 in eine höhere Versorgungsstufe gegeben. Dieses ist nur möglich, wenn eine Vollaadung oder

Ausgleichsladung der Batterie durchgeführt würde. Im Falle einer solchen Voll- bzw. Ausgleichsladung sind sowohl der Ladezustand als auch der Gesundheitszustand der Batterie so, daß die Batterie sich in der Nutzbarkeitsufe V_1 befindet.

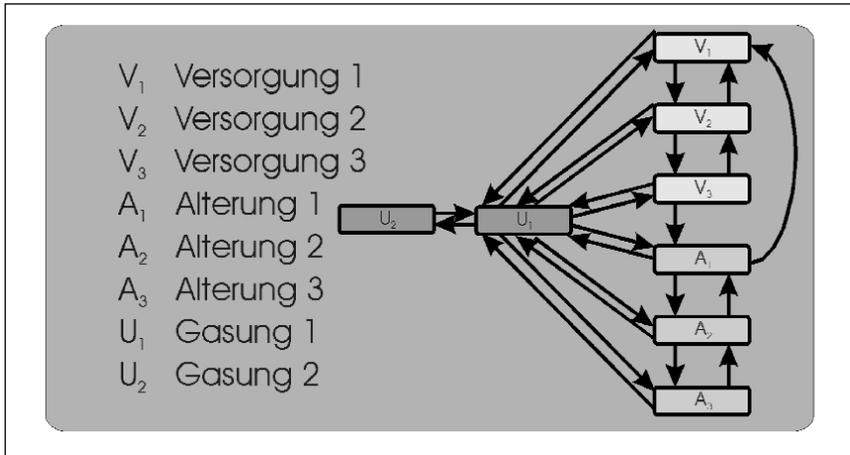


Abbildung 6: Übergangsmöglichkeiten zwischen den einzelnen Batterie-Nutzbarkeitsstufen

Von allen Nutzbarkeitsstufen im Bereich der Versorgung als auch im Bereich der Alterung ist der Zugang in den Bereich der Gasung möglich. Verdeutlicht ist dies in der Abbildung 6 durch die Zugangs Pfeile von den sechs Nutzbarkeitsstufen der Bereiche Versorgung und Alterung in die Nutzbarkeitsstufe U₁ des Gasungsbereichs. Beim Übergang in die Stufe U₁ ist es notwendig, die Nutzbarkeitsstufe, aus der heraus U₁ erreicht wird als Information zu behalten, um bei sinkendem Gasungszustand in die selbe Ausgangsstufe zurückzuspringen. Bei weiter steigendem Gasungszustand erfolgt dahingegen der Übergang in die zweite Gasungsstufe U₂.

Die Kenntnis des Ladezustandes (der Alterungsgrad ist dabei eingeschlossen), des Gesundheitszustandes und des Gasungszustandes, zusammengefügt zur Nutzbarkeit der Batterie, ermöglicht es in einfacher Weise, Steuerungs- und Regelungsaufgaben für den Betrieb der Batterie derart wahrzunehmen, wie es für eine hohe Verfügbarkeit und lange Lebensdauer der Batterie notwendig ist. Dabei werden sowohl energetische Aspekte (Ladezustand) als auch wirtschaftliche Aspekte (Gesundheitszustand, Gasungszustand) in die Betrachtungen einbezogen und der Wechsel zwischen den Nutzbarkeitsstufen nach eindeutig festgelegten Kriterien durchgeführt.

Die Steuerungsfunktionen für den Betrieb eines Batteriestromrichters in einer Energieversorgungsanlage (Abbildung 7), für den dieses Batteriemangement mitentwickelt wurde, im Zusammenspiel mit weiteren Komponenten einer Energieversorgungsanlage, sind in der Tabelle 5 dargestellt. Neben einem PV-Generator, einem „Back-Up“-Generator mit fossilen Brennstoffen und zwei Lastkreisen stellt eine Batterieeinheit mit Batteriestromrichter mit integriertem Batteriemangement den zentralen Baustein in diesem Energieversorgungssystem dar.

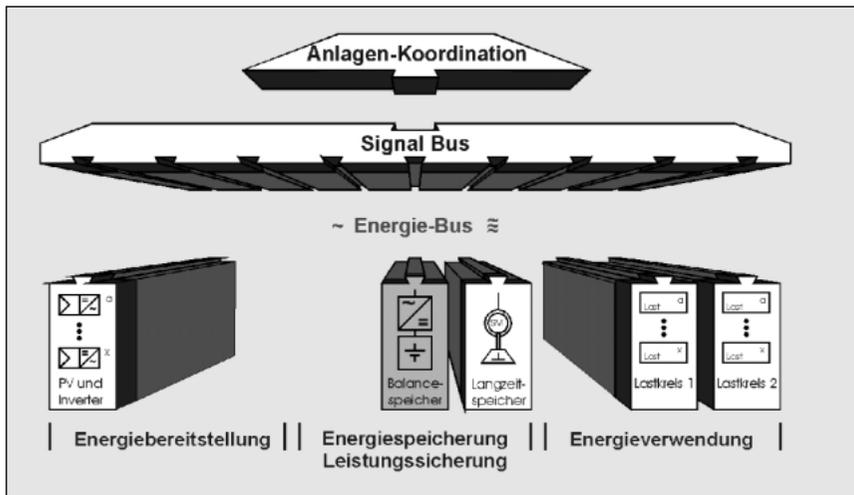


Abbildung 7: Einzelne Bausteine der modularen Systemtechnik einer hybriden Energieversorgungsanlage; hier: ein PV-Generator mit „String-Wechselrichter“, ein „Back-Up“ Generator, zwei Lastkreise und eine Batterieeinheit

Befindet sich die Batterie innerhalb der Nutzbarkeitstufe V_1 oder V_2 , so ist der „Back-Up“-Generator ausgeschaltet, der PV-Generator zur Nutzung der photovolataischen Energie zugeschaltet und beide Lastkreise werden versorgt. Sinkt die Nutzbarkeit der Batterie auf die Nutzbarkeitsstufe V_3 , wird der „Back-Up“-Generator eingeschaltet um die Batterie zu stützen bzw. zu laden. Durch die Ladung der Batterie wird die Nutzbarkeit gesteigert und erneut Stufe V_2 oder V_1 erreicht. Unter Berücksichtigung einer entsprechenden Hysterese wird der „Back-Up“-Generator wieder ausgeschaltet. Diese beispielhaften Steuerungszusammenhänge sind in der Tabelle 5 wiedergegeben.

Nutzbar- keitsstufe	Back-Up		Last 1		Last 2		PV-Feld	
	E	A	E	A	E	A	E	A
U ₂		X	X		X			X
U ₁		X	X		X		X	
V ₁		X	X		X		X	
V ₂		X	X		X		X	
V ₃	X		X		X		X	
A ₁	X			X	X		X	
A ₂	X			X		X	X	
A ₃	X			X		X	X	

Tabelle 5: Zuordnungsmatrix für Schalthandlungen an Bausteinen einer hybriden Energieversorgungsanlage mit einem „Back-Up“-Generator, zwei Lastkreisen und einem schaltbarem PV-Generator

Sinkt hingegen der Ladezustand weiter, z. B. weil der „Back-Up“-Generator nicht gestartet werden kann, so wird beim Erreichen der Nutzbarkeitsstufe A₁ ein Lastkreis abgeschaltet. Bei weiterem Absinken des Ladezustandes und Erreichen der Nutzbarkeitsstufe A₂ wird auch der zweite Lastkreis abgeschaltet.

Ist die Batterie voll und der PV-Generator speist tagsüber weiter Energie ein, so wird zunächst die photovoltaische Energie genutzt, und die Batterie erreicht die Nutzbarkeitsstufe U₁. Erst wenn der Gasungszustand weiter zunimmt und somit die Nutzbarkeitsstufe U₂ erreicht wird, wird zur Vermeidung der Zerstörung der Batterie durch weitere Ladung der PV-Generator abgeschaltet. Die Nutzbarkeitsstufen U₂, A₂ und A₃ sind extreme Fälle des Betriebszustandes und sollten im regulären Betrieb nicht erreicht werden.

Schlußbemerkung

Unterschiedliche Verfahren der Batteriebetriebsführung wurden am ISET in den vergangenen Jahren entwickelt und erprobt. Praktische Erfahrungen gibt es mit der minimalen und erweiterten Betriebsführung, während das optimierte Batteriemangement zur Zeit für den industriellen Einsatz vorbereitet wird. Weiterer Bedarf besteht in der Weiterentwicklung und dem Test von Verfahren zur Einbindung des Ladezustandes, des Alterungszustandes, des Gesundheitszustandes und des Gasungszustandes in eine optimierte Batteriebetriebsführung und in ein optimiertes Energiemanagement.

Die Anwendung der Nutzbarkeitsstufen zur Steuerung von modularen Energiespeichereinheiten in Energieversorgungsanlagen wird den Einsatz dieser Einheiten [10] weiter vereinfachen und zuverlässiger machen.

Danksagung

Die Arbeiten zur Entwicklung eines Batteriemangement wurden in verschiedenen Projekten durchgeführt, die unter anderem von folgenden Mittelgebern unterstützt wurden: dem Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie, der Europäischen Kommission und dem Deutscher Alpenverein. Die Implementierung der Batteriemangement-Software in einem Batteriestromrichter erfolgte in Zusammenarbeit mit der Fa. SMA. Allen Mittelgebern sei an dieser Stelle nochmals gedankt.

Literatur

- [1] H. Hempel, W. Kleinauf, J. Sachau: „Modulare Energieaufbereitung und Anlagentechnik – Strategische Ansätze zur Gestaltung PV-gerechter Systemtechnik“, in: Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 92/93 – Photovoltaik 2 – Systemtechnik und Anwendungen, Köln 1993
- [2] W. Kleinkauf, J. Sachau: „Components for modular expandable and adaptable PV systems“, in: Proceedings of the 12 E.C. Photovoltaik Solar Energy Conference in Amsterdam; Hrsg. R. Hill, W. Pals, P. Helm; Brüssel, 1994
- [3] W. Kleinkauf, F. Raptis: „Electrification with Renewable Energies – Hybrid Plant Technology for Decentralized Grid-Compatible Power Supply“, in: Forschungsverbund Sonnenenergie, Themen 96 / 97, ISSN 0939-7582, Köln 1997
- [4] P. Zacharias, F. Raptis: „Modularisierung in der PV-Systemtechnik – Schnittstellen zur Standardisierung der Komponenten“, in: „Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik“, ISET, Kassel 1996
- [5] C. Schmitz: „Vorteile einer modularen Wechselstrombatterie“, in: „Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik“, ISET, Kassel 1996.

-
- [6] C. Schmitz, B. Willer: „BacTERIE – Modularer Speicher photovoltaischer Solarenergie“ in „Deutscher Kongreß Erneuerbarer Energie '96“, Hrsg.: WIN-KRA-RECOM Messe- und Verlags-GmbH, Hannover, 1996
- [7] B. Burger, G. Cramer: „Battery Inverter for Modularly-Structured PV Power Supply Systems“, Proceedings of „2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion“, Vienna, July 1998
- [8] M. Wollny, M. Rothert, B. Willer, G. Bopp, D.-U. Sauer, A. Jossen, W. Höhe, H.-P. Sprau, M. Bächler: „Ladezustandserfassung – Begriffsbestimmung, Referenzverfahren, Testdatensätze“, Workshop „Elektrochemische Speicher für regenerative Energieversorgungsanlagen“ des Forschungsverbundes Sonnenenergie, Ulm (1999), in diesem Band
- [9] B. Willer, M. Rothert, C. Schmitz, B. Burger: „Integriertes Batteriemangement für modulare Batteriestromrichter“, 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (1999) S. 129
- [10] C. Schmitz, M. Landau: „Two Years Experience from a Field Test with Modular AC-Batteries in a Hybrid Power Supply System with Sustainable Energy“ in: POWER-GEN 99, Frankfurt, June 1999

Konzepte von CHarge EQualizern und Betriebserfahrungen

Dr. Heribert Schmidt, Dipl.-Ing. Ludwin Anton
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Oltmannsstr. 5, D-79100 Freiburg
Tel.: +49 (0) 7 61-45 88-2 26, Fax: -2 17, e-mail: heri@ise.fhg.de

Überblick

Untersuchungen an Batteriebänken in Photovoltaik-Anlagen, Unterbrechungsfreien Stromversorgungen und Elektrofahrzeugen zeigen, daß die Individualisierung einzelner Zellen aufgrund unterschiedlicher Eigenschaften zu einem frühzeitigen Ausfall der Batterien führt. Ein neuartiger Ansatz zur Vermeidung dieses Problems besteht in einem fortlaufenden Angleichen des Ladezustandes der Zellen durch einen automatischen Ladungsausgleich. Dieser Ladungsausgleich verhindert Überladen und Tiefentladen einzelner Zellen. Die erwartete Lebensdauer wird erreicht, die gesamte nominelle Kapazität steht zur Verfügung. Weiterhin können defekte Zellen innerhalb eines Stranges problemlos ausgetauscht werden. Verschiedene Verfahren des Ladungsausgleichs wurden realisiert und untersucht: transformatorisch (T-CHEQ), mit DC/DC-Wandlern (L-CHEQ) und kapazitiv (C-CHEQ). Ergebnisse dieser Untersuchungen werden präsentiert.

Abstract

Investigations of battery banks in photovoltaic systems, UPS and electric vehicles show that individualization of single cells due to different properties leads to premature failures of the whole battery. A new way to overcome this problem is equalizing the state-of-charge (SOC) of all cells by transferring energy between cells of different SOC. This equalization process prevents overcharge and deepdischarge of individual cells. The expected lifetime will be reached, the total nominal capacity is available. Furthermore defective cells can be replaced without any problems. Different principles to transfer charge between cells in a series connection were investigated and realized: Coupling by transformer (T-CHEQ), by DC/DC-converter (L-CHEQ) and by switched capacitors (C-CHEQ). CHarge EQualizers were installed at various batteries in the laboratory and in photovoltaic electricity supplies. Some results will be presented in this paper.

1. Was reduziert die Lebensdauer von mehrzelligen Batterien?

Alle elektrochemischen Speichersysteme reagieren empfindlich auf unerlaubte Betriebszustände wie Überladung, Tiefentladung oder gar Umpolung. Generell ist eine Verkürzung der Lebensdauer, eine Abnahme des Speichervermögens und Wirkungsgrades sowie eine Zunahme des Wartungsbedarfs zu beobachten. Darüber hinaus treten bei einigen Batterietypen wie beispielsweise Lithium-Ionen-Batterien gefährliche Zustände auf, die zur Zerstörung oder gar Explosion führen [1], [2].

Die Hersteller geben daher für einzelne Zellen sehr präzise Vorschriften für die zulässigen Lade- und Entladespannungen, Ströme und auch Temperaturen an – für die Spannungen sind dabei Toleranzen im Prozentbereich durchaus üblich.

Geht man jedoch von der Einzelzelle zu der üblicherweise notwendigen Reihenschaltung mehrerer Zellen oder Gruppen von Zellen über, so tritt bei allen Anwendungen von Laptops über Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen bis hin zu USV- und Netzstützungsanlagen das bekannte Phänomen auf, daß sich alle Zellen in der Reihenschaltung individuell anders verhalten. Diese Individualisierung beruht auf produktions-, alterungs- und temperaturbedingten Unterschieden von Zellkapazitäten, Selbstentladung, Ladefaktor usw. und ist prinzipiell nicht vermeidbar.

Herkömmliche Laderegler können dieses individuelle Verhalten der Zellen nicht erkennen, so daß es zu den oben genannten schädlichen Betriebszuständen mit entsprechenden Konsequenzen kommt. In der Praxis zeigt sich, daß das „schwächste Glied in der Kette“ die Qualität des Gesamtverbandes bestimmt und bereits das abweichende Verhalten einer einzelnen Zelle zu einer Kettenreaktion führen kann.

2. Wie ist das Problem lösbar?

Die Problematik der Individualisierung einzelner Zellen eines Batterieverbandes ist seit Anbeginn der Batterietechnik bekannt, und entsprechend wurden im Laufe der Zeit eine Reihe unterschiedlicher Verfahren zur Lösung entwickelt. Im folgenden wird ein Überblick über die Grundprinzipien mit einer Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile gegeben.

2.1. Ausgleichsladung

Die sogenannte Ausgleichsladung stellt die einfachste Möglichkeit zum Angleichen unterschiedlicher Ladezustände der einzelnen Zellen oder auch der Elektroden innerhalb der Zellen dar [3]. Hierbei wird die Batteriebank im Anschluß an eine Vollladung so lange mit einem kleinen Strom weitergeladen, bis man davon ausgehen kann, daß alle Zellen den Vollladezustand erreicht haben. Diese Ausgleichsladung wird abhängig von der Betriebsweise der Batterie in regelmäßigen Abständen wiederholt.

Von Vorteil ist die einfache Realisierbarkeit ohne Zusatzkomponenten. Nachteilig wirkt sich aus, daß die Mehrzahl der Zellen während der Ausgleichsladung überladen wird, was zu einer deutlichen Verringerung des Wirkungsgrades und auch zu einer vorzeitigen Alterung der Batterie führt.

Da die Ausgleichladung über viele Stunden hinweg durchgeführt werden muß, ist sie weiterhin in vielen Anwendungsfällen kaum praktikabel.

2.2. Passive Schaltungen

2.2.1. Einzelzellenüberwachung

Einen ersten Schritt zur Vermeidung von schädlichen Über- und Tiefentladungen stellt die Überwachung jeder einzelnen Zellenspannung mit einer davon abgeleiteten Beeinflussung der Lade- und Entladeströme dar. Hardwaremäßig kann dies über ein entsprechend vielkanaliges Meßwerterfassungssystem mit nachgeschalteter Auswertung erfolgen, für Kleinsysteme und Gerätebatterien werden hierzu auch integrierte Lösungen angeboten, z. B. BENCHMARQ bq 2058 oder EXAR XR-8105.

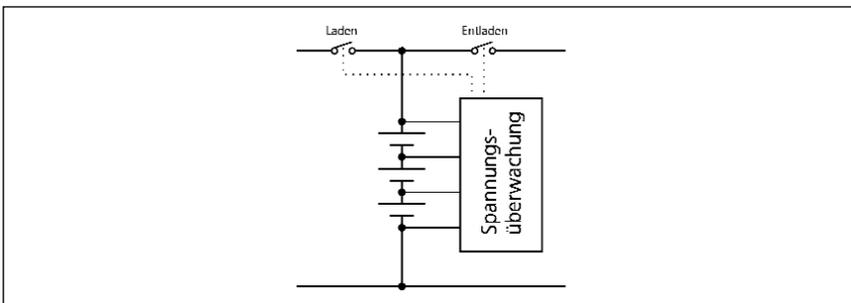


Abbildung 1: Prinzip der Einzelzellenüberwachung mit Abschaltung des Lade- bzw. Entladestroms.

Bei diesen Systemen wird der Lade- bzw. Entladestrom unterbrochen, sobald eine der Zellenspannungen die vorgegebenen festen Spannungsschwellen über- bzw. unterschreitet. Hierdurch wird eine Schutzfunktion erreicht, auf der anderen Seite bestimmt jedoch die schwächste Zelle des Verbandes dessen Gesamtverhalten.

2.2.2. Spannungsstabilisierendes Widerstandsnetzwerk

Eine in älteren Publikationen zu findende Möglichkeit zur Vergleichmäßigung der Zellenspannung besteht aus der in Abbildung 2 gezeigten Parallelschaltung eines ohmschen Spannungsteilers zur Batterie [3]. Der Widerstandswert wird dabei so niedrig gewählt, daß nahe der Vollladung die Spannungsverteilung im wesentlichen durch den Spannungsteiler und nicht durch die bei Vollladung relativ hochohmigen Batteriezellen bestimmt wird.

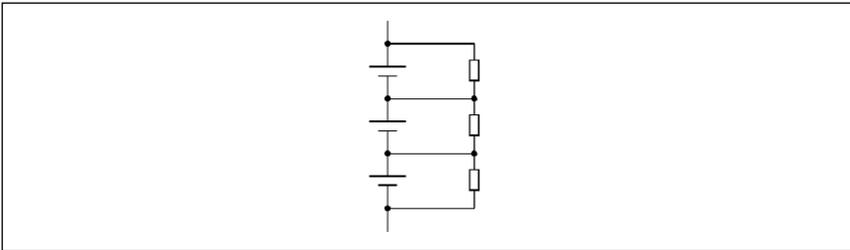


Abbildung 2: Prinzip der Vergleichmäßigung von Zellenspannungen durch Widerstandsnetzwerk.

Neben einer eher geringen Stabilisierungswirkung steht bei diesem einfachen Konzept der große Nachteil, daß andauernd ein Querstrom in der Größenordnung des 10-fachen Ladeerhaltungsstromes durch das Stabilisierungsnetzwerk fließen muß und es somit zu einer hohen Selbstentladung bzw. einem schlechten Wirkungsgrad kommt. Sie findet daher keine Anwendung.

Eine in dieser Hinsicht deutliche Verbesserung stellt die in Abbildung 3 dargestellte Variante mit einem hochohmigen Spannungsteilernetzwerk und zwischengeschalteten Impedanzwandlern dar. Bei geeignetem Schaltungsdesign können die Ruhestrome vernachlässigbar klein gehalten werden, wobei über die niederohmigen Querwiderstände dennoch eine gute stabilisierende Wirkung erzielt werden kann.

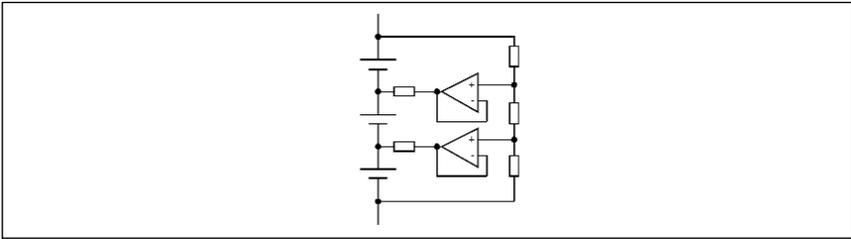


Abbildung 3: Spannungsvergleichmäßigung mit Widerstandsnetzwerk und Impedanzwandler

2.2.3. Spannungsstabilisierung mit Zenerdioden

Den Nachteil des andauernd fließenden Querstromes bei den oben genannten Versionen umgeht man, wenn die Widerstände durch Zenerdioden oder auch aktive Schaltungen mit vergleichbarer Charakteristik ersetzt. Bis zum Erreichen der Ladeschlußspannung fließt zunächst kein nennenswerter Strom über die parallel zu den Zellen liegenden Begrenzungselemente – wird die Ladeschlußspannung jedoch überschritten, so wird ein schnell zunehmender Teil des Ladestroms von diesen übernommen und an der betreffenden Zelle vorbeigeleitet (Bypass).

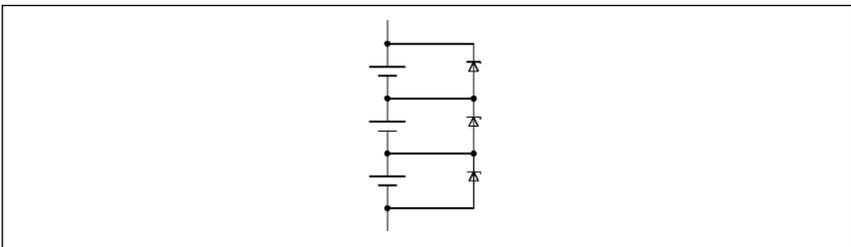


Abbildung 4: Spannungsvergleichmäßigung mit Zenerdioden

Von Vorteil ist bei diesem Konzept der relativ geringe Aufwand und die Tatsache, daß der Ladestrom auch dann weiterfließen kann, wenn erste Zellen bereits die Vollladung erreicht haben. Nachteilig wirkt sich aus, daß der an der einzelnen Zelle vorbeigeleitete Strom für die Ladung verloren geht und der Wirkungsgrad sinkt. Weiterhin greift das Verfahren nur im Bereich der Vollladung – bei der Entladung bestimmt weiterhin die schwächste Zelle die entnehmbare Kapazität. Spannungsstabilisierende Elemente der beschriebenen Art werden für größere stationäre Batterien z. B. von der Fa. ERICSSON vertrieben [4].

2.2.4. Schaltbares Widerstandsnetzwerk

Eine weitere Möglichkeit zur Vergleichmäßigung des Ladezustandes der einzelnen in Reihe verschalteten Zellen besteht in einer gezielten Belastung von überladenen Zellen. Hierzu werden, wie in Abbildung 5 dargestellt, Verlustwiderstände über Schalter parallel zu den Zellen geschaltet, wobei ein Monitoringsystem mit einer nachgeschalteten Logik entscheidet, welche Zelle belastet werden soll.

Auf diesem Prinzip beruhende Batterieüberwachungssysteme sind in Form integrierter Schaltungen erhältlich, z. B. MOTOROLA MC 33345/47 oder TEMIC Si 9730 [4]. Auch diese Systeme erlauben eine gute Spannungsstabilisierung, z. T. sowohl während der Ladung als auch der Entladung. Nachteilig ist auch hier der Verlust an Energie und die Bestimmung der entnehmbaren Ladung durch die schwächste Zelle.

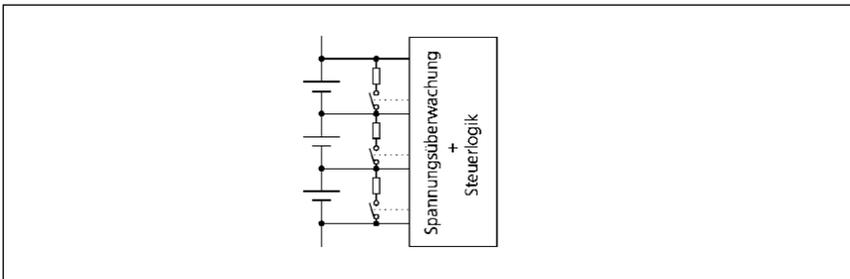


Abbildung 5: Spannungsvergleichmäßigung mit geschalteten Widerständen

2.3. Aktive Schaltungen

Während bei den meisten der o. g. Schaltungen der überschüssige Anteil an Ladeleistung in einem Bypasselement in Verlustwärme umgesetzt wird, wird dieser bei den im folgenden aufgeführten aktiven Schaltungen auf die übrigen Zellen der Reihenschaltung umverteilt. Gemäß Abbildung 6 findet diese Umverteilung idealerweise nicht nur während oder gar nur am Ende der Ladung statt, sondern dauernd, also auch bei der Entladung.

Dies hat zur Folge, daß kapazitätsärmere Zellen während der Entladung aus den übrigen Zellen gestützt werden und somit im relativen Ladezustand gleichmäßig mit den stärkeren Zellen abnehmen. Auf diese Art kann die gesamte verfügbare Kapazität aller Zellen genutzt werden. Während der Ladung wird ein Teil des Ladestromes von schwächeren Zellen auf stärkere umverteilt, so daß diese letztlich mit einem größeren Strom und somit schneller geladen werden.

Die Umverteilung der Energie erlaubt es, auch Zellen mit größeren Kapazitätstoleranzen miteinander in Reihe zu verschalten, so daß sich eine Selektion beim Zusammenstellen eines Batterieblockes erübrigt. Im Extremfall ist nach einem Austausch defekter Zellen auch ein gemischter Betrieb von alten und neuen Zellen möglich. Intensive Untersuchungen in Labor und Praxis zeigen weiterhin, daß der energetische Wirkungsgrad trotz der Umverteilung von Energie insgesamt ansteigen kann, da Überladungen oder Inversladungen prinzipiell vermieden werden.

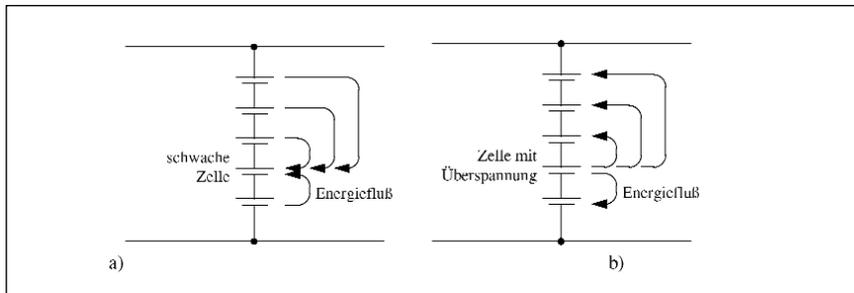


Abbildung 6: Stützung einer schwachen Zelle beim Entladen durch Umverteilen von Energie aus stärkeren Zellen (a) bzw. Schutz vor Überladung (b)

Am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE wurden mehrere unterschiedliche Verfahren zum automatischen Ladungsausgleich entwickelt und patentiert [5]. Diese unter dem Namen „CHarge EQualizer“ (CHEQ) veröffentlichten Systeme wurden zunächst für die Anwendung in Photovoltaikanlagen konzipiert, lassen sich jedoch ebenso in der Elektrotraktion oder der Unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) einsetzen. Auch im Bereich der Gerätebatterien sind die Verfahren vorteilhaft anzuwenden. Weiterhin ist ein Einsatz bei generell allen Energiespeichern oder -wandlern denkbar, die aus einer Reihenschaltung mehrerer gleicher Einzelelemente bestehen, also auch beispielsweise Doppelschichtkondensatoren oder Brennstoffzellen.

Im folgenden werden die Grundprinzipien dargestellt, und im Anhang finden sich technische Daten der realisierten Geräte sowie Abbildungen.

2.3.1. Ladungspumpen

Der Ladungstransfer zwischen benachbarten seriell verschalteten Zellen läßt sich durch abwechselndes Parallelschalten eines Kondensators zu den Zellen herbeiführen. Der Kondensator nimmt dabei an der Zelle höherer Spannung Ladung auf und gibt sie an die

Zelle mit niedrigerer Spannung wieder ab – dieser Vorgang führt letztlich zu dem gewünschten Angleichen der beiden Spannungen.

Die Funktion der Ladungspumpe läßt sich in verschiedenen Topologien und in einem weiten Leistungsbereich realisieren – für den Ausgleich zwischen zwei einzelnen kleineren Zellen bietet sich der Einsatz handelsüblicher integrierter Ladungspumpen an, z. B. NATIONAL SEMICONDUCTOR LM 2663 [4]. Diese können bei einer größeren Anzahl von Zellen entweder durch eine Überlappung kaskadiert werden oder vorteilhafterweise wie in Abbildung 7 dargestellt mit einer Kette von synchronen Schaltern.

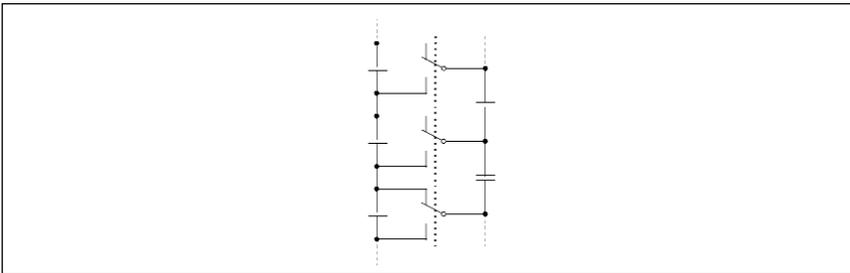


Abbildung 7: *CHarge EQualizer mit geschalteten Kondensatoren (C-CHEQ)*

2.3.2. Drosselwandler

Die Zwischenspeicherung der zwischen den Zellen zu transferierenden Energie kann anstatt in einem Kondensator auch in einer Spule erfolgen. Dies führt zu der in Abbildung 8 gezeigten einfachen Struktur zum Ladungsausgleich zwischen zwei Zellen. Der Wechselschalter kann dabei entweder mit einem konstanten Tastverhältnis betrieben werden oder aber vorteilhafterweise abhängig von der Art des Ungleichgewichts so angesteuert werden, daß sich bereits bei kleinen Spannungsdifferenzen größere Ausgleichströme ergeben. Auch mit diesem modularen System lassen sich mehrzellige Batteriebänke durch eine Überlappung einzelner Geräte ausgleichen.

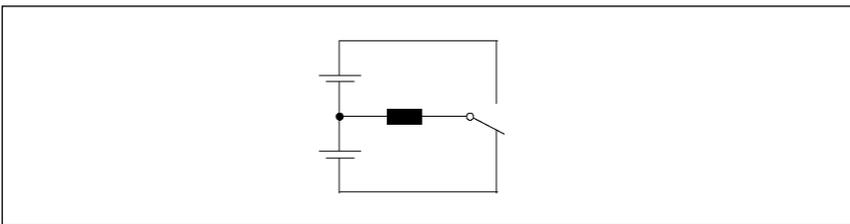


Abbildung 8: *CHarge EQualizer mit bidirektionalem invertierendem Drosselwandler (L-CHEQ II).*

2.3.3. Bidirektionale Sperrwandler

Die überlappende Kaskadierung mehrerer der oben beschriebenen Drosselwandler führt dazu, daß ein Energietransfer zwischen weiter auseinanderliegenden Zellen über mehrere Zwischenstufen erfolgen muß – sie beschränkt sich daher auf kleinere Systeme. Bei einer größeren Anzahl von Zellen bietet sich das in Abbildung 9 gezeigte Verfahren mit bidirektionalen Sperrwandlern an. Abhängig von der Spannungslage der einzelnen Zellen im Vergleich zur mittleren Spannung wird mit diesen Wandlern entweder Energie aus einzelnen Zellen entnommen und über einen gemeinsamen Energiebus in die Gesamtbatterie gespeist oder aber umgekehrt. Dieser Vorgang kann natürlich simultan bei mehreren Zellen stattfinden.

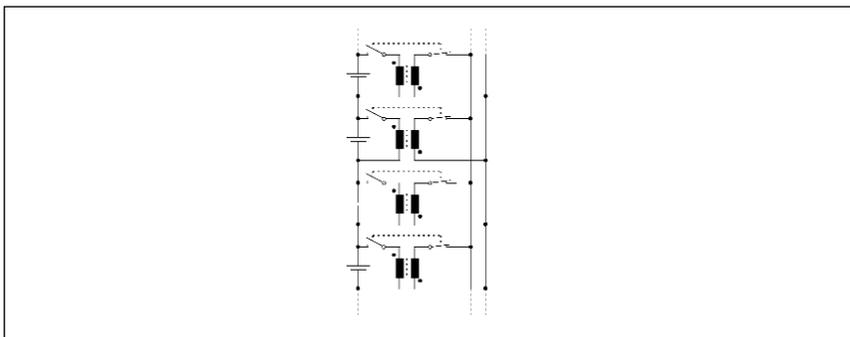


Abbildung 9: CHarge EQualizer mit bidirektionalen Sperrwandlern (L-CHEQ I)

2.3.4. Mehrtor-Durchflußwandler

Für einen weiten Leistungsbereich, aber insbesondere für höhere Leistungen, bietet sich der Einsatz eines Mehrtor-Durchflußwandlers gemäß Abbildung 10 an. Hierbei erfolgt die Verkopplung der Zellen magnetisch über Wicklungen, die auf einem gemeinsamen Kern sitzen und über Halbleiterschalter periodisch mit wechselnder Polarität an die Einzelzellen gelegt werden. Aufgrund der engen Kopplung der Wicklungen wird dabei in allen die gleiche Spannung induziert, so daß bei abweichenden Zellenspannungen automatisch ein entsprechender Ausgleichstrom fließt. Von Vorteil ist hierbei, daß alle angeschlossenen Zellen simultan bearbeitet werden. Weiterhin läßt sich dieses Verfahren durch Aufbringen einer weiteren Wicklung auf den Kern zu einem Ladegerät erweitern.

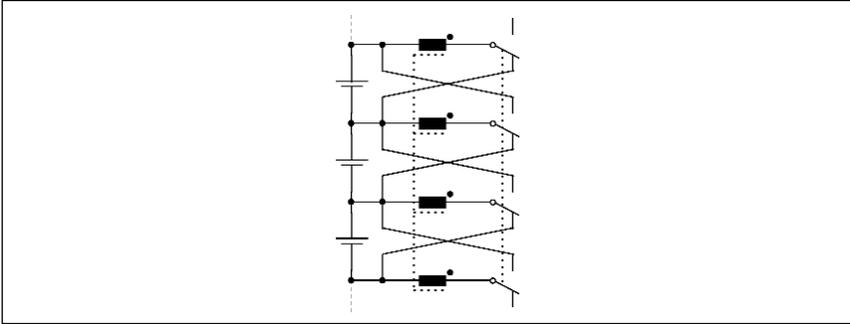


Abbildung 10: CHarge EQUALizer mit transformatorischer Verkopplung (T-CHEQ).

3. Betriebserfahrungen

Die oben beschriebenen aktiven Schaltungen zum Ladungsausgleich vielzelliger Batterieverbände wurden am Fraunhofer ISE schaltungstechnisch realisiert und in einer Vielzahl von Labor- und Feldtests erprobt. Einen Schwerpunkt bildet dabei die Untersuchung der transformatorischen Verkopplung über einen Mehrtor-Durchflußwandler. Die Richtigkeit des Konzeptes wurde eindrucksvoll in einem mit dem ALABC (Advanced Lead Acid Battery Consortium) durchgeführten Langzeittest von Batterien mit und ohne CHarge EQUALizer gezeigt, bei welchem sowohl höhere Zyklenzahlen und umgesetzte Energiemengen als auch Wirkungsgrade im Vergleich zur Referenzbatterie erzielt wurden [3].

Abbildung 11 zeigt einen typischen Ladezyklus aus diesem Langzeittest mit aktiviertem CHarge EQUALizer (T-CHEQ). Die Ladung der Gesamtbatterie erfolgt nach dem I/U-Ladeverfahren mit einem Strom von 16 A und einer mittleren Ladeschlußspannung von 2,35 V/Zelle. Die oberen Kurven zeigen die 16 einzelnen Zellenspannungen, die unteren die individuellen Zellenströme. Die Zellen mit geringerer Kapazität sind als erste vollgeladen – ihre Spannung steigt über den Mittelwert. Der CHarge EQUALizer entlastet diese Zellen und lädt gleichzeitig Zellen mit niedrigem Ladezustand verstärkt. Bei der Zeitmarke 9,0 h werden einzelne Zellen effektiv nur noch mit 5 – 10 A geladen, bei anderen beträgt der Ladestrom 20 A. Am Ende der Ladephase hat der CHarge EQUALizer alle Spannungen zusammengeführt und alle Zellen sind vollständig geladen.

Durch diese Maßnahme wird das gleichzeitige Auftreten von hoher Spannung und hohem Strom an einer Zelle vermieden, welches sonst zu einer starken Gasung verbunden mit Energieverlusten, Erwärmung und einem Abblasen von Elektrolysegasen führt.

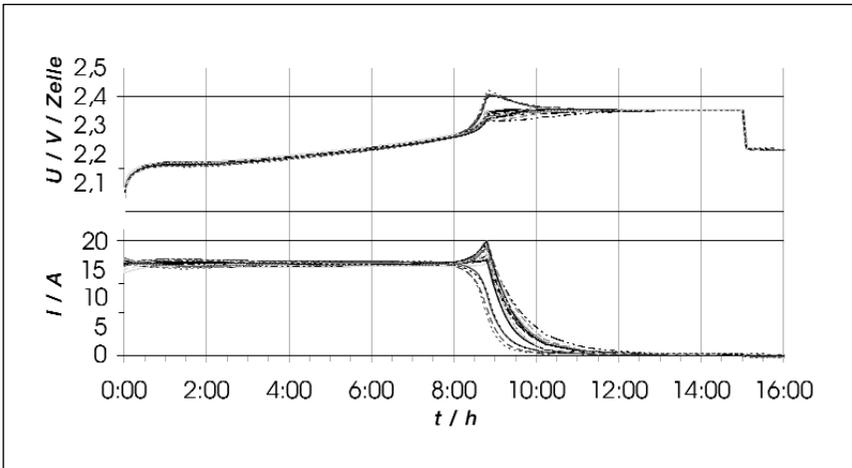


Abbildung 11: Spannungs- und Stromverläufe der Einzelzellen beim Laden mit aktivierten CHarge EQualizer

Kapazitätsstarke Zellen hingegen werden durch den erhöhten Strom schnell vollständig geladen, was insgesamt zu einer verkürzten Ladezeit führt. Untersuchungen an der in Abbildung 12 gezeigten 342 V / 200 Ah Blei-Gel-Batterie mit 8 kaskadierten T-CHEQ zeigen auf, daß auch derart hohe Systemspannungen mit den gegen Überladung empfindlichen Batterien mit festgelegtem Elektrolyten problemlos realisierbar sind.

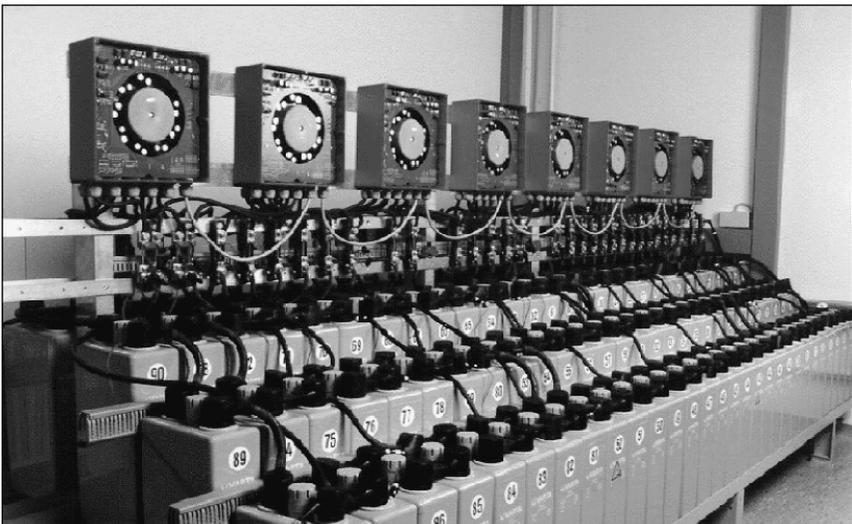


Abbildung 12: 342 V / 200 Ah Blei-Gel-Batterie mit 8 kaskadierten T-CHEQ.

Eine wichtige Frage stellen die Kosten dieser zusätzlichen Batterieperipherie dar. Hierzu wurden eingehende Berechnungen unter Annahme realistischer Randbedingungen durchgeführt [7], die zeigen, daß bei einer Einbeziehung der Vorteile wie längere Lebensdauer, erhöhte nutzbare Kapazität, verbesserter Wirkungsgrad, verringerte Wartung, Austauschbarkeit defekter Zellen und mögliche Integration eines Monitoringsystems mit Langzeitanalyse bereits mit den in Kleinstückzahl hergestellten Prototypen ein wirtschaftlicher Vorteil zu erzielen ist.

4. Dank

Die diesem Beitrag zugrundeliegenden Arbeiten wurden zum Teil im Rahmen des BMBF-Förderprojekts 0329597 durchgeführt.

5. Literatur

- [1] „Batterien und Ladekonzepte“, Begleittexte zum Entwicklerforum 1996, Design & Elektronik, 1996
- [2] dito, 1997
- [3] „Bleiakkumulatoren“, VARTA-Batterie-AG, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1986
- [4] Prospekte und Datenblätter der genannten Firmen
- [5] „Welcher CHarge EQualizer für welche Anwendung“, Ch. Siedle, H. Schmidt, VDI-Bericht Nr. 1169, 1994
- [6] „CHarge EQualizer in Advanced Long Battery Strings“, H. Schmidt et al., Proceedings 30th ISATA-Conference, Florence, 1997
- [7] „Vergleichende Untersuchungen von Ladungsausgleicheinrichtungen zur Verbesserung des Langzeitverhaltens vielzelliger Batteriebanken“, Dissertation Ch. Siedle, VDI-Verlag, Reihe 21: Elektrotechnik, Nr. 245, 1998, ISBN 3-18-324521-3

Abbildungsunterschriften

Abbildung 1: Prinzip der Einzelzellenüberwachung mit Abschaltung des Lade- bzw. Entladestroms.

Abbildung 2: Prinzip der Vergleichmäßigung von Zellenspannungen durch Widerstandsnetzwerk.

Abbildung 3: Spannungsvergleichmäßigung mit Widerstandsnetzwerk und Impedanzwandler

Abbildung 4: Spannungsvergleichmäßigung mit Zenerdioden

Abbildung 5: Spannungsvergleichmäßigung mit geschalteten Widerständen

Abbildung 6: Stützung einer schwachen Zelle beim Entladen durch Umverteilen von Energie aus stärkeren Zellen (a) bzw. Schutz vor Überladung (b)

Abbildung 7: CHarge EQualizer mit geschalteten Kondensatoren (C-CHEQ)

Abbildung 8: CHarge EQualizer mit bidirektionalem invertierenden Drosselwandler (L-CHEQ II).

Abbildung 9: CHarge EQualizer mit bidirektionalen Sperrwandlern (L-CHEQ I)

Abbildung 10: CHarge EQualizer mit transformatorischer Verkopplung (T-CHEQ).

Abbildung 11: Spannungs- und Stromverläufe der Einzelzellen beim Laden mit aktivierten CHarge EQualizer

Abbildung 12: 342 V /200 Ah Blei-Gel-Batterie mit 8 kaskadierten T-CHEQ.

Systemtechnik und Betriebsführung von PV-Systemen

Ladeverfahren und Ladeelektronik für Gerätebatterien in PV-versorgten Kleingeräten

Dr. Heribert Schmidt

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Oltmannsstr. 5, D-79100 Freiburg

Tel.: +49 (0) 7 61-45 88-2 26, Fax: -2 17, e-mail: heri@ise.fhg.de

Überblick

Mobile und stationäre Kleingeräte und -systeme werden zunehmend mit einer photovoltaischen Energieversorgung realisiert. Die Leistungsabgabe der eingesetzten Solargeneratoren liegt im Bereich von einigen mW bis zu einigen 10 Watt. Als Speicher werden Blei, NiCd, NiMH und Li-Ionen Batterien eingesetzt, teilweise auch Doppelschichtkondensatoren, mit Speicherkapazitäten von einigen mAh bis zu einigen 10 Ah. Für die unterschiedlichen Speichertechnologien werden Lade- und Entladestrategien sowie Möglichkeiten der Ladezustandsbestimmung dargestellt.

Abstract

Photovoltaic power is increasingly used to supply small appliances and stationary systems. The power of the PV-Generators, typically covers a range of some mW to some 10 Watts. As energy storage, Lead Acid, NiCd, NiMH and Li-Ion batteries are used, in some applications also double-layer capacitor are set in. The capacity ranges from some mAh to some 10 Ah. This paper gives an overview how these different storage technologies are optimally charged and discharged in PV-applications and how the state of charge can be determined.

1. Einleitung

Mobile oder stationäre Kleingeräte und -systeme werden zunehmend mit einer photovoltaischen Energieversorgung realisiert. Der Anwendungsbereich reicht dabei von der Armbanduhr über Küchengeräte, Kommunikationsendgeräte, Meßgeräte, Notrufsäulen bis hin zu Beleuchtungseinrichtungen für Wege und Warthallen. Hierbei kommen Solargene-

ratoren von einigen zehntel Watt bis zu einigen 10 Watt zum Einsatz, die Leistungsaufnahme der Geräte reicht vom Mikrowatt bis zu einigen Watt.

Einige Randbedingungen sowie Anforderungen im praktischen Einsatz sind im folgenden aufgeführt:

- stark schwankende und bei mobilen Geräten schwer abzuschätzende Einstrahlungsverhältnisse
- Lastprofil (Nutzerverhalten) variabel
- Einsatz im Außenbereich mit extremen Temperaturschwankungen (-20 ... +40° C), innerhalb von Geräten auch > 60° C
- zuverlässiger Betrieb unter allen Randbedingungen, auch im Winter
- lange Lebensdauer
- geringe Wartung
- niedrige Kosten

Diese zum Teil sich widersprechenden Anforderungen erfordern eine sorgfältige Auswahl der Komponenten und des Systemdesigns. Als Energiespeicher wurden in der Vergangenheit hauptsächlich verschlossene Blei-Säure-Batterien eingesetzt, bei mobilen oder kleinen Anwendungen Nickel-Cadmium (NiCd)-Batterien und Doppelschichtkondensatoren. Nickel-Metall-Hydrid (NiMH)-Batterien ersetzen zunehmend die NiCd-Technologie, da sie einen vernachlässigbaren Memory-Effekt haben und umweltverträglich sind. Die Entwicklung von hochstromfesten NiMH erlaubt jetzt auch deren Einsatz z. B. in Elektrowerkzeugen. Wiederaufladbare Alkali-Mangan-Primärzellen (RAM-Zellen) sind von den meisten ihrer Eigenschaften gut geeignet für einen Einsatz in PV-Kleinsystemen, nachteilig wirkt sich die bei tiefen Entladungen zu geringe Zyklenzahl aus. Lithium-Ionen (Li-Ionen)-Batterien zeichnen sich durch hohe Energiedichten und Zyklenzahlen aus, auch erscheint eine sinnvolle Betriebsführung unter den genannten Randbedingungen möglich. Hierzu werden z. Zt. Grundsatzuntersuchungen durchgeführt [1, 2]. Nachteilig wirkt sich der um den Faktor 3 ... 7 höhere Preis gegenüber NiCd oder Bleibatterien aus. Lithium-Polymer-Batterien mit einem Festkörperelektrolyten befinden sich weltweit in einer intensiven Entwicklungsphase, erste Prototypen erscheinen auf dem Markt. Die prognostizierten Eigenschaften entsprechen weitgehend denen der Li-Ionen-Batterien, vorteilhaft für Geräteanwendungen ist die sehr dünne Bauform (<0,5 mm) und ihr gegenüber Li-Ionen-Batterien weniger kritische Verhalten bei Überladung.

Doppelschichtkondensatoren wurden zunächst in Kleinstanwendungen wie Solararmbanduhren eingesetzt, finden aber aufgrund technologischer Fortschritte (Hochstromfestigkeit und Kapazitätssteigerung) zunehmend Einsatz im höheren Leistungsbereich. Auch hier

erfolgen z. Zt. Grundsatzuntersuchungen zum Verhalten innerhalb photovoltaischer Energieversorgungen [2, 3].

2. Systemtechnische Aspekte

Auf die elektrochemischen Eigenschaften der Speichersysteme wird an anderer Stelle innerhalb dieser Tagung eingegangen. In diesem Beitrag wird im folgenden auf die Anforderungen der Speicher in photovoltaisch versorgten Geräten eingegangen.

2.1. Blei-Säure-Batterien

Die in PV-Kleinsystemen mit Systemleistungen von einigen Watt (Beleuchtungssysteme, Parkscheinautomaten, Meßstationen etc.) am häufigsten eingesetzte Batterie ist die verschlossene Blei-Säure-Batterie (Valve Regulated Lead Acid, VRLA) mit in einem Gel oder Vlies festgelegten Elektrolyten. Sie zeichnet sich durch die niedrigsten Kosten im Vergleich zu anderen Speichern aus, Lebensdauer und Wirkungsgrad weisen akzeptable Werte auf. Eine Einschränkung stellt der nutzbare Temperaturbereich von etwa 0 ... 45° C und bei mobilen Geräten die relativ geringe Energiedichte dar.

Die Betriebsführungsstrategien für Blei-Säure-Batterien im Gerätebereich lehnen sich an die bekannten Verfahren aus Großanlagen an. Die Ladung erfolgt nach einem I-U-Verfahren, wobei bei größeren Temperaturschwankungen der Batterie die Ladeschlußspannung der Temperatur nachgeführt werden muß.

Die Begrenzung der Ladeschlußspannung erfolgt i. a. durch schaltende Serien- oder Shuntregler, im kleinen Leistungsbereich bieten sich auch lineare Spannungsregler an [4]. Gleichspannungswandler (DC/DC-Wandler) zur Anpassung der Kennlinien von Solargenerator und Batterie und auch zum Nachführen des Solargenerator-Arbeitspunktes (MPP-Tracking) finden bisher selten Anwendung, da bei geeigneter Wahl der Solargeneratorspannung (Anzahl der seriell verschalteten Zellen) bereits eine sehr gute Anpassung vorliegt. Der Einsatz derartiger Wandler erscheint aber sinnvoll, wenn bei Kleinleistungsmodulen anstatt einer Vielzahl in Serie geschalteter kleiner Einzelzellen (z. B. 36 Stück) wenige große Zellen verwendet werden, deren Ausgangsspannung von z. B. 2 ... 5 Volt auf die benötigte Ladespannung heraufgesetzt wird [5]. Der zusätzliche Aufwand im Laderegler wird dabei durch eine deutliche Vereinfachung bei der Modulproduktion überkompensiert.

Bleibatterien sollten nicht tiefentladen werden – die Entladung ist also durch eine entsprechende Maßnahme bei etwa 30 ... 50 % Entladetiefe zu begrenzen. Als Kriterium hierfür wird i. a. die Klemmenspannung der Batterie herangezogen, wobei die Lastabwurfswelle abhängig von der Entladestromstärke im Bereich von 1,85 V bis zu 2 V liegen kann. Bei unbekanntem, schwankenden Entladeströmen wird diese Schwelle idealerweise automatisch dem Strom nachgeführt.

Zur Bestimmung des momentanen Ladezustandes der Batterie kann in einfachen Anwendungen die Batteriespannung herangezogen werden. Komplexere Methoden zur Ladezustandmessung beruhend auf Ladebilanzierungen mit selbstadaptierendem Verlustansatz oder auch auf der Nachbildung des Batterieverhaltens in Rechnermodellen befinden sich in der Entwicklung und teilweise im Einsatz.

2.2. NiCd und NiMH-Batterien

NiCd und NiMH-Batterien werden im großen Stil in kommerziellen Produkten wie Handys, Camcorder, Laptops etc. eingesetzt. Hierbei erfolgt eine Ladung aus dem Netz, bei dem Energie jederzeit und unbegrenzt zur Verfügung steht. In den letzten Jahren sind für diese Anwendungen eine Reihe aufwendiger (Schnell-) Ladeverfahren mit zugehörigen integrierten Schaltkreisen entwickelt worden mit der Zielsetzung eines möglichst optimalen Batteriebetriebs. Mehrere Verfahren zur Erkennung des Vollladezustandes von Batterien sind hierzu entwickelt worden, sie beruhen zumeist auf einer Auswertung charakteristischer Verläufe der Batteriespannung bei einer Konstantstromladung: Maximum oder Wendepunkt der Spannungskurve werden herangezogen, weiterhin ein Temperaturanstieg der Zellen. Zumeist werden mehrere Kriterien kombiniert, verbunden mit einer Zeitbegrenzung der Ladung als zusätzliche Sicherheitsmaßnahme.

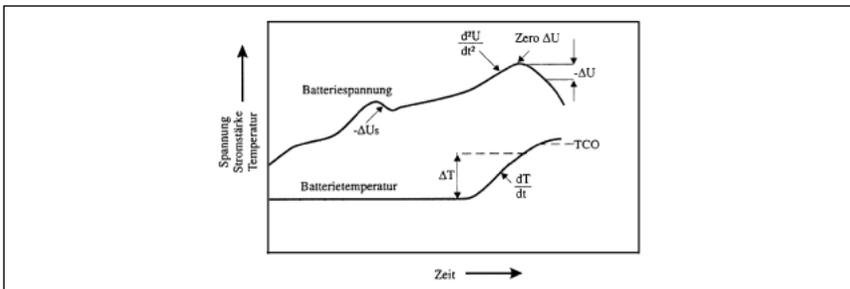


Abbildung 1: In Netzladegeräten angewandte Verfahren zur Vollerladungserkennung von NiCd- und NiMH-Batterien

Es hat sich gezeigt, daß die aus der Netzladetechnik bekannten Verfahren zur Volladungserkennung auf photovoltaische Systeme nicht oder nur stark eingeschränkt übertragen werden können, da die Voraussetzungen eines konstanten und zeitlich unbegrenzten Ladestromes nicht gegeben sind. Vielmehr schwankt der Ladestrom mit der Einstrahlung, und oftmals ist ein Entladestrom überlagert, so daß es zu häufigen Wechseln zwischen Ladung und Entladung kommt. Die in den handelsüblichen Lade-ICs integrierten Verfahren und Algorithmen sind bei einem solchen Ladestromverlauf nicht in der Lage, eine sinnvolle Betriebsführung der Batterien zu gewährleisten.

Auch zur Ladezustandsanzeige von NiCd- oder NiMH-Batterien sind mehrere integrierte Schaltungen auf dem Markt erhältlich, so z. B. für Rasierapparate o. ä. Eingehende Untersuchungen zeigten, daß diese Schaltkreise im Bereich der Photovoltaik nicht einsetzbar sind, da die zur Rekalibrierung solcher bilanzierenden System notwendigen Volladungen in photovoltaischen Systemen, insbesondere im Winterhalbjahr, zu selten auftreten [6].

Die Speicher photovoltaischer Kleinsysteme sind typischerweise auf eine Autonomiezeit von mehreren Tagen bis zu Wochen ausgelegt, um Schlechtwetterperioden im Winter überbrücken zu können. Die bei einer derartigen Auslegung vom Solargenerator gelieferten Ströme sind dann relativ klein, so daß die Eigenschaft von NiCd und NiMH-Batterien genutzt werden kann, daß sie bei kleinen Strömen ($I_{100} \dots I_{10}$) dauerladefest sind. Bei Einhaltung der zulässigen Temperaturbereiche ist also eine direkte Kopplung von Solargenerator und Energiespeicher gemäß Abbildung 2a möglich. Eine Rückstromdiode oder eine vergleichbare Schaltung verhindert nachts eine Entladung durch den unbestrahlten Solargenerator. Wird ein derartiges Einfachsystem für den Winterbetrieb ausgelegt, so ist der Solargenerator i. a. im Sommer deutlich überdimensioniert, so daß dann eine Begrenzung des maximalen Ladestromes durch einen Vorwiderstand oder eine zwischengeschaltete Konstantstromquelle sinnvoll sein kann (Abbildung 2b, 2c).

Eine Ladung bei zu hohen Temperaturen kann durch einen Temperaturschalter, ggf. auch einem Kaltleiter (PTC-Widerstand) gemäß Abbildung d) verhindert werden. Hierbei kann davon ausgegangen werden, daß der Akkumulator beim Auftreten von extremen Temperaturen bereits vollständig geladen ist und die Abschaltung keine Energieverluste bedingt.

Ist die o. g. Voraussetzung einer Dauerladefestigkeit nicht gegeben, so sind Maßnahmen zur zuverlässigen Volladungserkennung und einer davon abhängigen Abschaltung des Ladestroms erforderlich. Hierzu bestehen z. Zt. keine in der Photovoltaik einsetzbaren Verfahren.

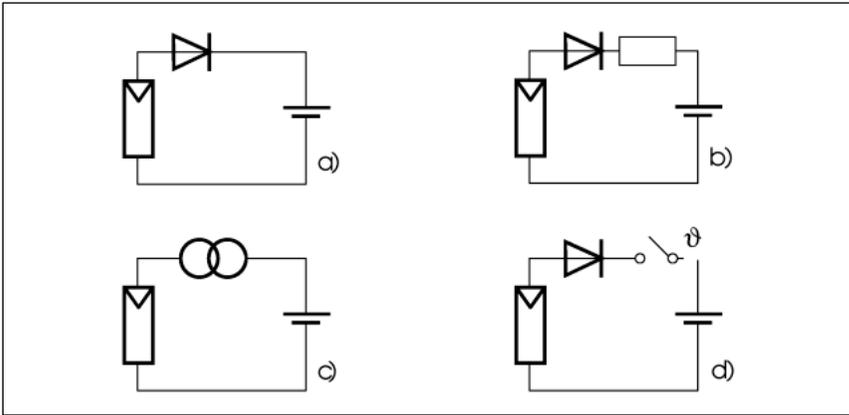


Abbildung 2: Kopplung von NiCd- oder NiMH-Batterie an Solargenerator
 a) direkt, b) mit Vorwiderstand, c) mit Strombegrenzung,
 d) mit Temperaturüberwachung

Die aus der Netzladetechnik bekannten Verfahren zum Schnellladen von Akkumulatoren mittels Strompulsen findet bislang in der Photovoltaik keine Anwendung – wie oben dargestellt sind hierzu die Randbedingungen i. a. nicht gegeben. Ein Vorteil des Pulsladens könnte jedoch bei sehr kleinen Solargeneratorströmen bestehen: diese werden von NiCd-Batterien schlecht aufgenommen, so daß eine Zwischenspeicherung der Energie z. B. in einem Kondensator und eine anschließende pulsformige Übertragung in den Akkumulator gemäß Abbildung 3 sinnvoll sein könnte. Hierzu sind entsprechende Grunduntersuchungen erforderlich.

Eine Einschränkung der Ladefähigkeit besteht auch bei niedrigen Temperaturen – ab etwa $+10^{\circ}\text{C}$ ist eine Ladestromreduktion vorzunehmen, bei Minustemperaturen ist eine Ladung nicht mehr zulässig. Ein Vorschlag zur Umgehung dieser Einschränkung besteht in einem Erwärmen des Akkumulators mit der nicht nutzbaren Solargeneratorleistung – diese wird

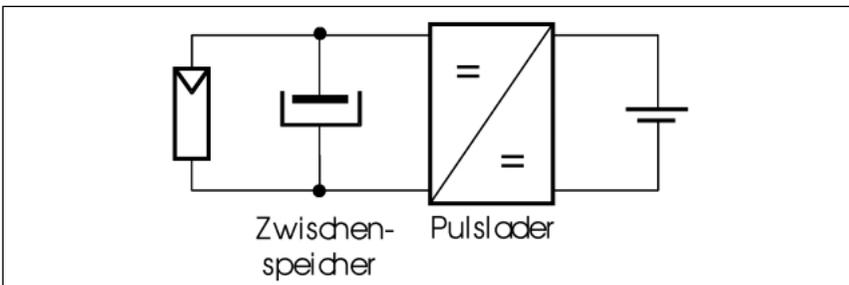


Abbildung 3: Pulsladen von Akkumulatoren

automatisch auf Ladeleistung und Heizleistung aufgeteilt, so daß sie optimal genutzt wird [7]. Analog ist auch eine aktive Kühlung mittels Peltierelementen denkbar, wenn auch deutlich aufwendiger.

2.3. Li-Ionen-Batterien und ladbare Primärzellen (RAM-Zellen)

Li-Ionen-Batterien weisen für photovoltaisch versorgte Geräte nahezu ideale Eigenschaften auf, benötigen jedoch eine sehr präzise Ladetechnik. Ihre Nennspannung beträgt 3,6 V, die Ladeschlußspannung typischerweise 4,1 V und sie dürfen bis ca. 2,5 V entladen werden. Diese Grenzen, insbesondere die Ladeschlußspannung, müssen sehr exakt eingehalten werden (< 1%), da Li-Ion-Akkus nicht inhärent überladefähig sind und es zu gefährlichen Betriebszuständen (Explosion) kommen kann. Li-Ionen-Akkus werden daher i. a. mit integrierten Überwachungsschaltungen geliefert, wie Spannungs- und Temperaturüberwachung sowie selbststrücksetzenden Überstromsicherungen (Polymer-PTC-Widerstände).

Die Laderegung selbst kann sowohl mit linear als auch schaltend arbeitenden Reglern nach einem I-U-Ladeprofil erfolgen.

Werden zur Erzielung höherer Systemspannungen mehrere Einzelzellen in Reihe geschaltet, so ist durch schaltungstechnische Maßnahmen sicherzustellen, daß die sehr scharfen Vorschriften bezüglich der Lade- und Entladespannungen für jede einzelne Zelle eingehalten werden.

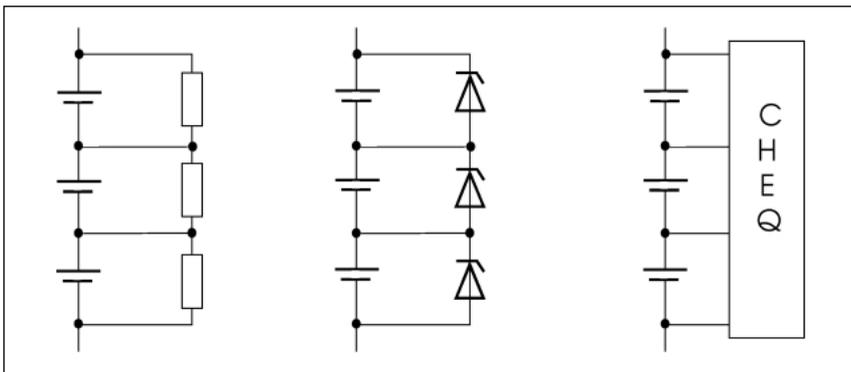


Abbildung 4: Spannungssymmetrierung mittels (a) Widerstandsnetzwerk, (b) Zenerdioden oder (c) CHARGE EQUALIZER

Hierzu geeignete Verfahren sind im niedrigen Leistungsbereich Widerstandsnetzwerke oder Zenerdioden gemäß Abbildung 4a, b. Im höheren Leistungsbereich können auch aktive Ladungsausgleichssysteme (CHarge EQualizer, CHEQ) eingesetzt werden, die durch einen gezielten Ladungstransfer zwischen den Zellen für eine gleichmäßige Spannungsverteilung sorgen; siehe hierzu auch Tagungsbeitrag »Erfahrungen mit CHarge EQualizer«. Die verschiedenen Möglichkeiten bedürfen einer systematischen Untersuchung in Bezug auf Energieverluste, Zuverlässigkeit und Aufwand.

Zur Bestimmung des Ladezustandes und als Kriterium zur Beendigung der Entladung kann bei Li-Ionen-Akkumulatoren die Klemmenspannung herangezogen werden, die einen deutlichen Zusammenhang mit dem Ladezustand aufweist. Mit den oben genannten Einschränkungen sind auch bilanzierende Ladezustandsmeßverfahren einsetzbar.

Wiederaufladbare Primärzellen (RAM-Zellen) werden wie Li-Ionen-Zellen ebenfalls nach einer I-U-Strategie geladen, wobei die Ladeschlußspannung bei ca. 1,65 V liegt [8]. Bei einer Reihenschaltung mehrerer Zellen sind auch hier Maßnahmen zur Spannungssymmetrierung unverzichtbar.

Zur Erreichung hoher Zyklenzahlen (> 500) ist die Entladetiefe in jedem Zyklus auf < 20 % zu begrenzen. Als Kriterium hierzu wird i. a. die Zellenspannung herangezogen. Als untere Grenze sind hierbei ca. 0,9 V anzusetzen, bei kleinen Entladeströmen ist sie entsprechend der Herstellerangaben höher vorzugeben.

2.4. Doppelschichtkondensatoren

Doppelschicht- oder Super-Kondensatoren finden zunehmend Einsatz als Energiespeicher in photovoltaischen Systemen. Ihre auf physikalischen statt auf elektrochemischen Effekten beruhenden Mechanismen erlauben eine sehr hohe Zyklenzahl (>500.000) und eine Lebensdauer in der gleichen Größenordnung wie die des zu versorgenden Gerätes. Der direkte Zusammenhang zwischen gespeicherter Energie und Kondensatorspannung ($E = 1/2 CU^2$) erlaubt weiterhin eine einfache und zuverlässige Bestimmung des Ladezustandes. Andererseits zeigt dieser Zusammenhang, daß jede Speicherung oder Entnahme von Energie zwangsläufig auch mit einer Spannungsänderung verbunden ist, was besondere Anforderungen an die systemtechnische Einbindung von Superkondensatoren in photovoltaische Systeme stellt: Solargenerator und Last sollten oder müssen bei einer möglichst konstanten Spannung arbeiten, während die Speicherspannung u. U. in weiten Grenzen variiert.

Superkondensatoren reagieren empfindlich auf Überladungen, da sich ab einer bestimmten Spannungshöhe der Elektrolyt zersetzt. Die zulässige Ladespannung eines einzelnen Elementes liegt dabei in der Größe von etwa 2...3 Volt. Auch negative Spannungen (Umpolungen) sind zu vermeiden. Werden zur Erzielung höherer Systemspannungen mehrere Einzelzellen in Reihe geschaltet, so ist durch schaltungstechnische Maßnahmen sicherzustellen, daß jedes Einzelelement innerhalb der zulässigen Grenzen betrieben wird [9]. Geeignete Maßnahmen hierzu sind unter Punkt 2.3. beschrieben.

Im folgenden sind einige Möglichkeiten zur Einbindung von Doppelschichtkondensatoren in Photovoltaik-Systeme mit ihren Eigenschaften dargestellt.

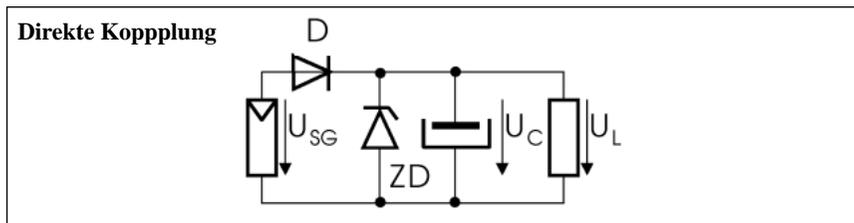


Abbildung 5: Direkte Kopplung und Spannungsbegrenzung mittels Zenerdiode

Wie in den meisten konventionellen photovoltaischen Systemen mit Energiespeicher sind Solargenerator, Energiespeicher und Last ohne besondere Anpaßmaßnahmen parallel geschaltet. Zur Vermeidung von Rückströmen kann eine Rückstromdiode D oder eine vergleichbare Schaltung vorhanden sein, eine Begrenzung der Ladeschlußspannung kann durch schaltende oder lineare Spannungsregler erfolgen, im Beispiel durch eine spannungsbegrenzende Zenerdiode ZD parallel zum Speicherelement.

Von Vorteil ist der geringe schaltungstechnische Aufwand, bei geeigneter Komponentenwahl auch ein geringer Energieverlust innerhalb dieser Komponenten. Nachteilig ist die zwangsweise Kopplung der Arbeitspunkte von Solargenerator Speicher und Last. Hierdurch entstehen Fehlanpassungsverluste am Solargenerator und die Lastspannung schwankt mit dem Ladezustand des Energiespeichers. Die Fehlanpassungsverluste hängen stark vom Typ der verwendeten Solarzellen ab – bei Zellen mit schlechtem Füllfaktor und entsprechend flachem Verlauf der Leistungskennlinie sind sie geringer als bei hocheffizienten Zellen und können u. U. toleriert werden.

Die Auswirkungen einer schwankenden Lastspannung müssen im Einzelfall untersucht und bewertet werden.

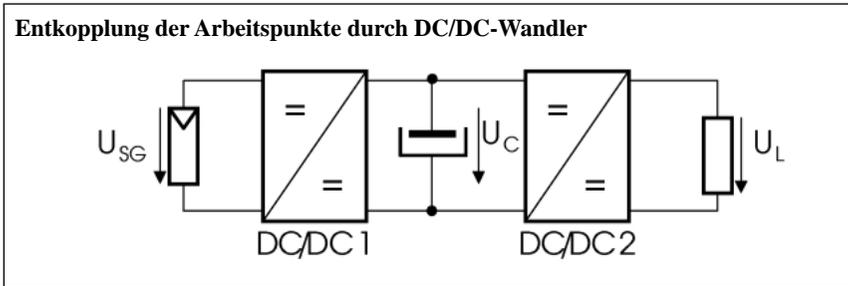


Abbildung 6: *Kopplung der Komponenten über DC/DC-Wandler.*

In diesem Beispiel sind die Systemkomponenten durch zwischengeschaltete DC/DC-Wandler entkoppelt – je nach Anforderung reicht auch der Einsatz eines der beiden Wandler aus.

Der erste Wandler verfügt über zwei sich ablösende Regelkreise, wobei zunächst bei noch nicht vollständig geladenem Energiespeicher die Eingangsspannung (Solargeneratorspannung) auf einen konstanten Wert geregelt wird – dieser entspricht möglichst der MPP-Spannung und kann fest vorgegeben sein oder über einen MPP-Tracking-Algorithmus eingestellt werden. Dem Solargenerator wird die maximal mögliche Leistung entnommen und diese an Last und Energiespeicher weitergegeben. Erreicht dieser seine vorgegebene Ladeschlussspannung, so begrenzt ein zweiter Regelkreis die Kondensatorspannung auf diesen konstanten Ausgangsspannungswert, wobei sich die Solargeneratorspannung in Richtung des Leerlaufpunktes verschiebt. Auf diesen zweiten Regelkreis kann verzichtet werden, wenn die überschüssige Energie ähnlich wie im ersten Beispiel in einem parallel zum Energiespeicher liegenden Begrenzungselement in Wärme umgesetzt wird.

Der zweite DC/DC-Wandler entkoppelt Energiespeicher und Last, so daß eine konstante Ausgangsspannung zur Verfügung steht. Vorteilhaft an diesem Konzept ist die Möglichkeit, die Arbeitspunkte der Komponenten zu entkoppeln und optimal einzustellen.

Nachteilig ist der erhöhte Aufwand und ein schlechter Wirkungsgrad, da die gesamte zur Last fließende Energie beide Wandler durchlaufen muß.

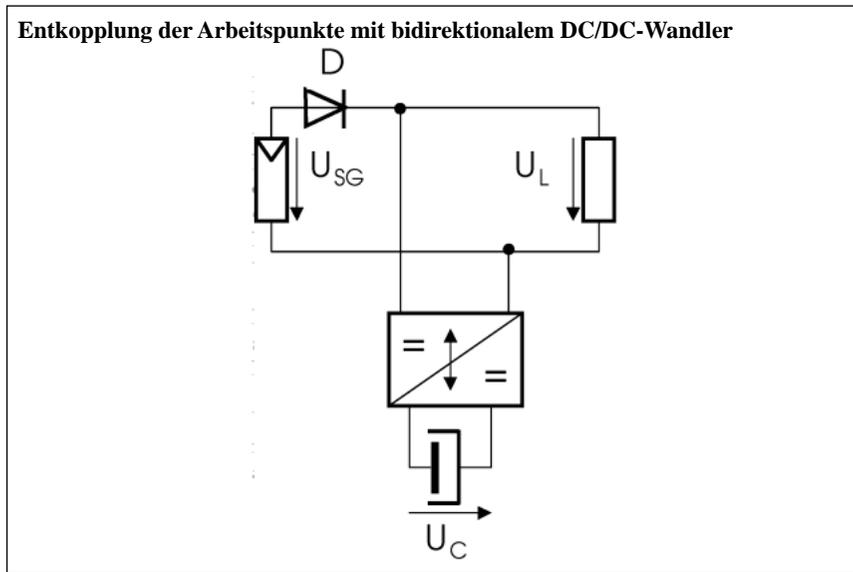


Abbildung 7: Kopplung der Komponenten mittels bidirektionalem DC/DC-Wandler

Bei dieser Variante wird der Speicherkondensator über einen bidirektional arbeitenden DC/DC-Wandler an den Solargenerator angekoppelt, zu dem die Last direkt parallel geschaltet ist. Wie im vorigen Beispiel sorgt auch hier ein Regelkreis des DC/DC-Wandlers für eine konstante Eingangsspannung und somit Solargenerator- und Lastspannung. Wird die Ladeschlussspannung erreicht, so kann wie vorher ein zweiter Regelkreis für eine konstante Ausgangsspannung (Kondensatorspannung) sorgen, Solargenerator- und Lastspannung steigen dabei an. Ist das für die Last nicht zulässig, können zusätzliche Maßnahmen wie beispielsweise dissipative Regler ergriffen werden.

Reicht die vom Solargenerator gelieferte Leistung nicht mehr zur direkten Versorgung der Last aus, so kehrt sich die Energieflußrichtung des DC/DC-Wandlers um, und die Last wird aus dem Energiespeicher versorgt. Die Lastspannung bleibt dabei konstant.

Von Vorteil ist gegenüber Variante 2 ein verminderter Aufwand und ein erhöhter Wirkungsgrad, da nur der zwischengespeicherte Teil der Energie über den DC/DC-Wandler transferiert werden muß, allerdings zwei mal.

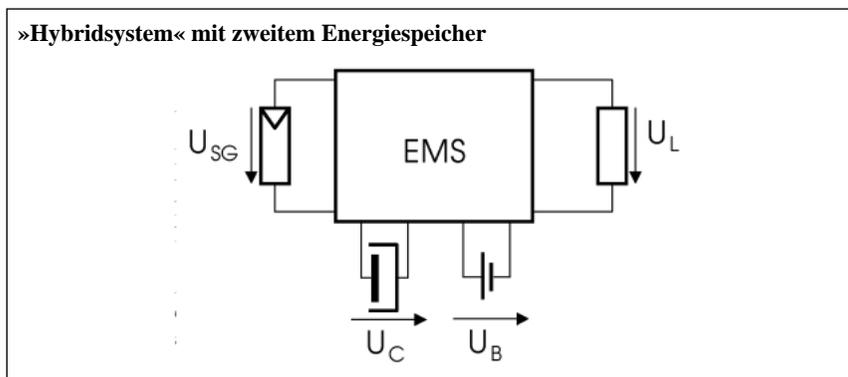


Abbildung 8: Hybridsystem mit zwei Energiespeichern

In dieser Variante werden die Vorteile von zwei unterschiedlichen Speichersystemen miteinander verbunden: eine (Primär- oder Sekundär-) Batterie mit großem Energieinhalt dient als Langzeitspeicher, während der Kondensator als zyklenfester Kurzzeitspeicher betrieben wird. Ein Energiemanagementsystem EMS steuert hierbei den Energiefluß zwischen den Komponenten.

Abhängig von den Randbedingungen läßt sich mit einem solchen Hybridsystem die Betriebsdauer einer Primärzelle erheblich verlängern – mit Lithium Primärzellen sind Nutzungsdauern von mehr als 10 Jahren denkbar.

3. Zusammenfassung und Ausblick

Als Energiespeicher für photovoltaisch versorgte Geräte und Kleinsysteme sind die verschlossenen Bleibatterien und die NiCd-Batterie etabliert. NiMH, wiederaufladbare Primärzellen sowie Superkondensatoren finden zunehmend Einsatz. Von der systemtechnischen Einbindung bestehen unterschiedliche Anforderungen – relativ klare Ladestrategien bestehen für die Bleibatterie, die Li-Ionen Batterie sowie die aufladbaren Primärzellen, die nach einer I-U-Kennlinie geladen werden. Werden NiCd- oder NiMH-Batterien mit größeren Strömen geladen, so ist die Ladung bei Erreichung der Vollladung abzurechnen – für PV-Systeme bestehen hierzu noch keine zuverlässig arbeitenden Verfahren. Doppelschichtkondensatoren erfordern zum optimalen Betrieb aufgrund ihres prinzipiell großen Spannungshubs Anpaßmaßnahmen wie DC/DC-Wandler zwischen den Systemkomponenten. Tiefentladungen werden bei allen Speichertechnologien durch einen spannungsgesteuerten Lastabwurf verhindert.

Die Bestimmung des Ladezustandes ist bei Superkondensatoren einfach und eindeutig über die Klemmenspannung möglich; bei Batterien gibt diese nur einen Anhaltswert. Derzeit kommerziell erhältliche bilanzierende Ladezustandsanzeigen sind für den Einsatz in Photovoltaiksystemen nicht geeignet, hier besteht weiterhin ein Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Bei allen Speichertechnologien ist bei einer Reihenschaltung auf eine Spannungssymmetrierung zu achten, besonders empfindlich reagieren Li-Ionen- und RAM-Batterien sowie Doppelschichtkondensatoren. Geeignete Maßnahmen hierzu sind bekannt, bedürfen jedoch einer Umsetzung und Evaluierung.

Zukünftige Batterietechnologien wie Li-Polymer-Batterien erscheinen von ihren Daten her gut für Photovoltaiksysteme geeignet, zugeschnittene Ladestrategien für diese Batterien müssen entwickelt und verifiziert werden.

4. Dank

Die diesem Beitrag zugrundeliegenden Arbeiten wurden im Rahmen des BMBF-Förderprogramms 032980A »Photovoltaik für Geräte und Kleinsysteme« durchgeführt.

5. Literaturangaben

- [1] A. Jossen, et. al., »Speichersysteme für photovoltaisch versorgte Kleinsysteme«, Tagungsband 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1999, 459-463
- [2] H.-J. Höfer, »Untersuchung neuartiger Speichertechnologien für den Einsatz in photovoltaisch versorgten Geräten und Kleinsystemen«, Diplomarbeit, Fraunhofer ISE, Freiburg, 1999
- [3] R. Knorr et. al., »Doppelschichtkondensatoren im Vergleich. Was leisten verfügbare Typen?«, Tagungsband 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie Staffelstein, 1999, 491-495

- [4] H. Schmidt, et al., »Solarladeregler – warum eigentlich keine Linearregler?«, Tagungsband 12. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1997, 334-338
- [5] T. Meyer, »Aus wenig mach viel«, Elektronik 5/1999, München, 1999, 24-26
- [6] J. Kuhmann, et al., »Low-Power Design und Einsatz von Ladebilanzierungs-/Ladecontroller ICs in photovoltaisch versorgten Produkten«, Begleittexte zum Entwicklerforum Batterien und Laderegler, Design & Elektronik, München, 1997, 293-304
- [7] H. Schmidt, »Universelle Ladeschaltung für NiCd-Akkumulatoren«, Tagungsband 7. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1992, 349-355
- [8] Taucher-Mautner, W., et al., »Das aufladbare alkalische Braunstein-Zink-Batteriesystem«, Begleittexte zum Entwicklerforum Batterien, Ladekonzepte & Stromversorgungsdesign, Design & Elektronik, München, 1999, 22-27
- [9] T. Dietrich, »Richtig Laden – Ultra-Caps in der Praxis«, Elektronik Journal, Landsberg, 1999, 66-68

Abbildungsunterschriften

Abbildung 1: In Neztladegeräten angewandte Verfahren zur Volladungserkennung von NiCd- und NiMH-Batterien

Abbildung 2: Kopplung von NiCd- oder NiMH an Solargenerator a) direkt, b) mit Vorwiderstand, c) mit Strombegrenzung, d) mit Temperaturüberwachung

Abbildung 3: Pulsladen von Akkumulatoren

Abbildung 4: Spannungssymmetrierung mittels Widerstandsnetzwerk (a), Zenerdioden (b) oder CHarge EQualizer (c)

Abbildung 5: Direkte Kopplung und Spannungs-begrenzung mittels Zenerdiode

Abbildung 6: Kopplung der Komponenten über DC/DC-Wandler

Abbildung 7: Kopplung der Komponenten mittels bidirektionalem DC/DC-Wandler

Abbildung 8: Hybridsystem mit zwei Energiespeichern

Modulare Systemtechnik und Batteriestromrichter für elektrische Inselnetze

Günther Cramer
SMA Regelsysteme GmbH
Hannoversche Straße 1- 5, D-34266 Niestetal,
Tel. +49 561 9522-0, Fax: -100
e-mail: cramer@sma.de

Dr. Bruno Burger
Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V.
Königstor 59, D-34119 Kassel,
Tel. +49 561 7294-142, Fax: -100
e-mail: bburger@iset.uni-kassel.de

Überblick

Die Versorgung kleiner, dezentraler Verbraucher im Leistungsbereich von 2 bis 30 kW, die nicht an ein vorhandenes elektrisches Netz angeschlossen werden können, ist weltweit, insbesondere in den Entwicklungs- und Schwellenländern, von großer Relevanz. Dies ist eine nahezu ideale Aufgabe für photovoltaische Energieversorgungssysteme im Inselbetrieb. Die Erfahrungen mit bisherigen Anlagen haben aber deutlich gemacht, daß diese Systeme im genannten Leistungsbereich nicht nur robust, kostengünstig und zuverlässig sein müssen, sondern vor allem modular aufgebaut und damit u.a. auch nachträglich erweiterbar sein sollten. Auch die Einbeziehung von Dieselaggregaten und kleinen Windenergieanlagen muß auf einfache Weise realisierbar sein. Erst eine einfach strukturierte, unkompliziert zu betreibende und flexibel zu handhabende Systemtechnik für diese photovoltaischen Energieversorgungssysteme wird eine große Verbreitung und Anwendung ermöglichen.

Abstract

Experience with existing island-type PV power supply systems from 2 to 30 kW especially in developing and threshold countries has shown that systems of this size not only have to be robust, cost-effective and reliable but it is imperative that they are structured in a modular way for a later expansion as well as the possible integration of additional components

such as diesel aggregates and wind energy converters. The battery inverter is the central component of such a modular power supply technology. As none of the inverters marketed today are able to fulfil the criteria for modularly-structured power supply systems, ISET e.V. Kassel and SMA Regelsysteme GmbH with the financial assistance of the German BMBF are working on a joint project to develop a new battery inverter (SUNNY ISLAND) with a nominal power of 3.3 kW. Due to the modular concept of the battery inverter presented, the power range from 3.3 to 30 kW can be achieved by single- and three-phase parallel operation. Furthermore, it is possible to expand existing plants or to convert single-phase into three-phase systems by using the modular concept. The usage of this battery inverter will therefore significantly reduce design, installation and system costs for PV island-type supplies.

Der Batteriestromrichter

Die zentrale Komponente einer solchen modularen und baukastenartigen Versorgungstechnik ist der Batteriestromrichter (Sunny Island). Er muß auf der Wechselspannungsseite für konstante Netzgrößen, insbesondere Spannung und Frequenz, sorgen und nutzt dazu die Batterie als Pufferspeicher. Eine intelligente Betriebsführung und Regelung muß es ermöglichen, nicht nur verschiedene Verbraucher zu versorgen, sondern auch zur Einspeisung verschiedene Generatoren, wie z.B. String-Wechselrichter für Netzkopplung, kleine Windenergieanlagen oder Dieselaggregate einzusetzen. Der Batteriestromrichter muß dabei im 4-Quadrantenbetrieb arbeiten.

Dies erfordert auf der Wechselspannungsseite des Batteriestromrichters eine Spannungs-, Frequenz-, Wirk- und Blindleistungsregelung. Der Batteriestromrichter ist dahingehend auszulegen, daß bei entsprechender Kopplung von drei Geräten auch eine dreiphasige Versorgung und durch die direkte Parallelschaltung von mehreren Stromrichtern an einer Phase auch eine Leistungserhöhung möglich ist. Für einfache Konfigurationen muß der Batteriestromrichter das Batterie- und Lastmanagement übernehmen können.

Auf der Gleichstromseite entfällt auf ihn die Aufgabe einer schonenden Batteriebehandlung, d.h. die Einhaltung temperatur- und stromabhängiger Spannungsgrenzen, die Durchführung regelmäßiger Volladungen und die Anpassung der Ladeverfahren an den Batterietyp und die Einsatzgegebenheiten. Außerdem sollte der Ladezustand der Batterien berechnet und angezeigt werden.

Es lassen sich damit folgende Anforderungen für Batteriestromrichter in modular aufgebauten elektrischen Inselsystemen ableiten:

- Betriebsmodi: Inselnetzbetrieb – Batterieladebetrieb – Netzparallelbetrieb,
- modulare Erweiterbarkeit (parallel schaltbar),
- Aufbau von 1- und 3-phasigen Netzen,
- intelligentes Batteriemangement für eine hohe Lebensdauer der Batterien: Lade- und Entladeregelung, regelmäßige Vollladungen
- Ladezustandsanzeige
- Lastmanagement für einfache Grundkonfigurationen von kleinen Systemen und
- hoher Wirkungsgrad, auch im Teillastbereich bei geringen „Stand by“-Verlusten.

Ausgehend von dem oben genannten Entwicklungsziel wird in Zusammenarbeit zwischen dem ISET e.V. Kassel und SMA Regelsysteme GmbH mit Förderung des BMBF ein neuartiger Batteriestromrichter mit einer Leistung von 3,3 kW entwickelt.

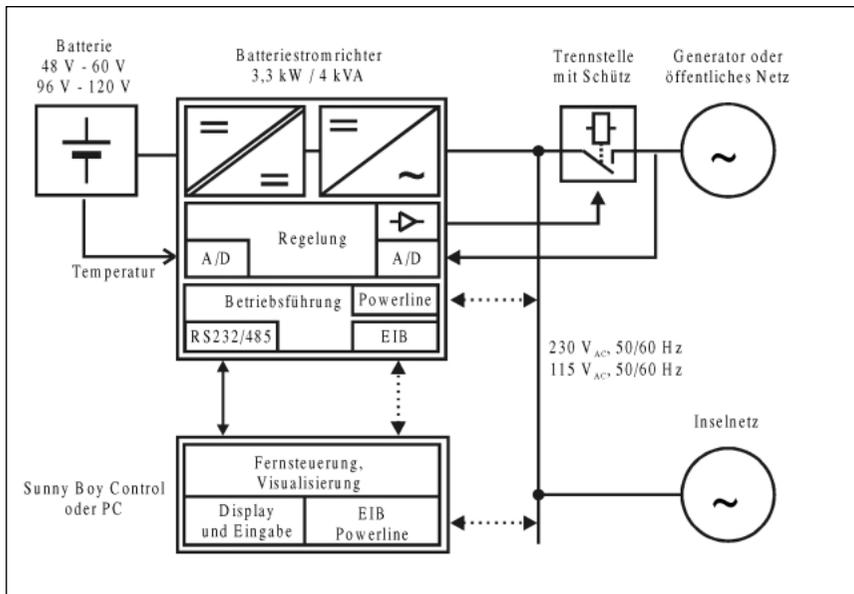


Abbildung 1: Blockschaltbild des Batteriestromrichters

Damit ein flexibel einsetzbares Gerät entsteht, werden Regelung und Steuerung (lokale Betriebsführung) jeweils von einem eigenen Prozessor übernommen. Dies ermöglicht die Integration einer schnellen Regelung und einer lokalen Betriebsführung in den neuen Batteriestromrichter, welches Voraussetzungen für ein Gerät der „modularen Systemtechnik“

sind. Die schnelle Regelung erlaubt die geforderten Betriebsmodi und eine Parallelschaltung von Stromrichtern. Die lokale Betriebsführung übernimmt das Batteriemangement, ermöglicht ein begrenztes Lastmanagement und stellt Kommunikationsschnittstellen für optionale Betriebsführungsgeräte zur Verfügung.

Weiterhin wird auf einen Netztransformator zur Spannungsanpassung verzichtet. Dies führt zu einer Gewichtsreduktion und vereinfacht den Betrieb von Geräten, wie z. B. einem Föhn mit unsymmetrischen Strömen. Um dennoch Batteriesätze mit niedrigen Spannungen verwenden zu können, wird ein galvanisch getrennter bidirektionaler DC/DC-Wandler eingesetzt.

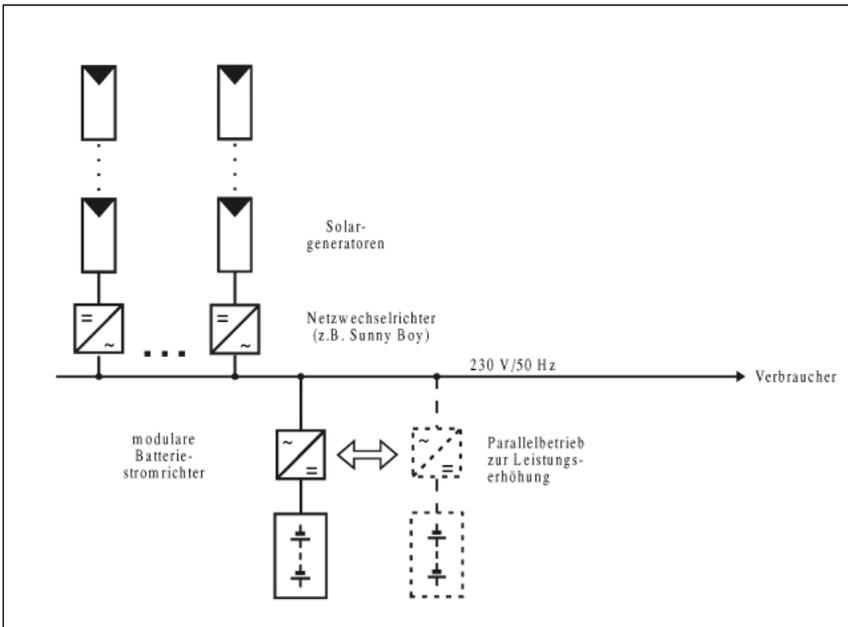


Abbildung 2: Beispiel für den Aufbau eines einphasigen modularen Inselnetzes

Einphasige Anwendungen

Ein einfaches einphasiges Inselnetz kann mit einem Batteriestromrichter ohne zusätzliches Betriebsführungsgerät aufgebaut werden. Die Regelung ermöglicht die Leistungserhöhung durch Parallelschaltung von bis zu drei Batteriestromrichtern an einer Phase. Es können herkömmliche Netzwechselrichter zur Einspeisung von Energie aus Photovoltaikanlagen angeschlossen werden. Weiterhin ist der Betrieb am Netz (öffentliches Verbundnetz oder

Dieselgenerator) möglich; das Lastmanagement generiert Signale für das Zu- und Abschalten von Diesel/Netz sowie von Lasten.

Dreiphasige Anwendungen

Die kleinste Ausbaustufe eines dreiphasigen Systems hat eine Leistung von 10 kW und ist mit 3 synchronisierten Stromrichtern zu je 3,3 kW aufgebaut. Die Synchronisation erfolgt über eine RS 485 Steuerleitung, über die auch Daten ausgetauscht werden. Dreiphasige Systeme vereinfachen die Einbindung von größeren Dieselgeneratoren oder Kleinwindkraftanlagen, die meistens dreiphasig ausgeführt sind. Mit neun Stromrichtern läßt sich eine Leistung von 30 kW realisieren. Werden mehr als 9 Stromrichter in einem Netz zusammengeschaltet, so empfiehlt sich die Steuerung der Gesamtanlage über einen PC oder ein optionales Betriebsführungsgerät. Hierfür sind entsprechende Schnittstellen vorgesehen. Die Zuordnung der Batterien zu den Stromrichtern ist frei gestaltbar, d. h. daß mehrere Stromrichter eine oder mehrere Batteriesätze nutzen können. Es ist zu empfehlen, daß die Stromrichter, die ein dreiphasiges System bilden, eine gemeinsame Bank nutzen.

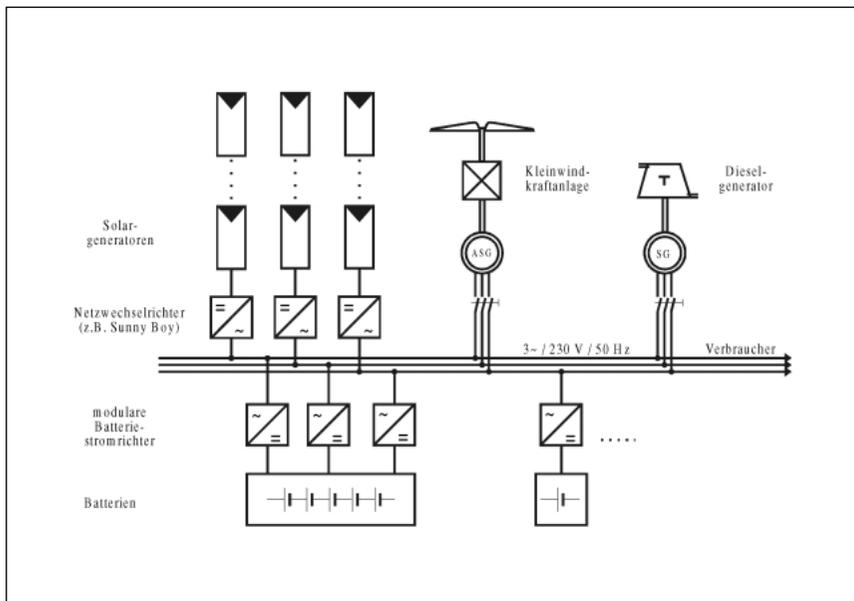


Abbildung 3: Beispiel für den Aufbau eines dreiphasigen modularen Inselnetzes

Ausblick

Aufgrund der modularen Konzeption des Batteriestromrichters sind durch die Parallelschaltung im einphasigen und dreiphasigen Betrieb Leistungsbereiche von 3,3 kW bis 30 kW abdeckbar. Außerdem ist es möglich, bestehende Anlagen nach dem Baukastenprinzip zu erweitern oder einphasige Systeme dreiphasig auszubauen. Der Einsatz dieses systemfähigen Batteriestromrichters wird somit zu einer deutlichen Verringerung der jeweiligen Planungs-, Ausführungs- und Systemkosten für photovoltaische Inselversorgungen führen.

Dank

Das ISET und SMA möchten dem BMBF für die Förderung des Vorhabens „Modularer Batteriestromrichter: Entwicklung eines Batteriestromrichters für die modulare Systemtechnik in PV-Anlagen“ recht herzlich danken.

Literatur

- [1] W. Kleinkauf, J.Sachau: Components for Modular Expandable and Adaptable PV Systems, 12th European PV Solar Energy Conference, Amsterdam, April 1994
- [2] W. Kleinkauf, F. Raptis, P. Zacharias: Gestaltung von Hybridsystemen – Modularisierung und Standardisierung der Systemtechnik, Elfes Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1996
- [3] B. Burger: Battery Inverter for Modularly-Structured PV Power Supply Systems 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Hofburg Congress Center, Vienna, Austria, July 1998

Pulsbelastungen und Pulsladen in PV-Anlagen – ein EU-Projekt

Dr. Heinz Wenzl

Beratung für Batterien und Energietechnik

Am Bergwäldchen 27, 37520 Osterode

Tel: 05522 91917, Fax: 05522 919173

e-mail: heinz.wenzl@t-online.de

Überblick

Batterien in vielen existierenden Photovoltaikanlagen werden pulsförmig belastet und mit Strompulsen geladen. Sowohl die Lade- als auch Entladeströme enthalten Wechselstromanteile verschiedener Frequenzen und hoher Amplituden, die durch die im System verwendeten Wechselrichter, nicht-linearen Verbraucher und Leistungselektronik auf der Last- und Stromerzeugungsseite erzeugt werden, und die oft zu höheren Strömen als der Gleichstromanteil alleine führen können.

Im folgenden wird ein EU-Projekt vorgestellt, das zusammen mit sieben europäischen Unternehmen und Forschungseinrichtungen durchgeführt wird. Ziel des Projekts ist, die Wirkung von Strompulsen auf die Lebensdauer und Kapazitätsentwicklung von Bleibatterien zu untersuchen und unter anwendungsspezifischen Restriktionen die Stromführung durch die Batterie zu verbessern. Der in dem Projekt verwendete Forschungsansatz basiert auf der These, daß Verbesserung der Lade- und Entladebedingungen von Batterien nur für genau definierte Klassen von Anwendungen bzw. Energiesystemen durchgeführt werden können. In diesem Projekt kann auf die bereits von anderen [1] durchgeführte Klassifizierung von Batterieanwendungen zurückgegriffen werden. Es müssen aber die in den Anlagen tatsächlich vorkommenden Pulsbelastungen bis zu Frequenzen im Bereich mehrerer Kilohertz zusätzlich erfaßt und in die Klassifizierung eingebunden werden.

Der Beitrag beschreibt schnelle Änderungen von Batterieströmen und bisherige Ergebnisse, die belegen, daß auch Frequenzen oberhalb der Netzfrequenz relevante Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems haben können. Zusätzlich wird dargestellt, daß die Testbedingungen von Batterien überarbeitet und zukünftig Pulsbelastungen beim Laden und Entladen berücksichtigt werden müssen.

Overview

Batteries in photovoltaics systems are subjected to pulse currents during charging and discharging. Both charging and discharging currents contain AC-components of various frequencies and high amplitudes, which are the results of inverters, non-linear loads and power electronics on the generation and load side. The AC currents are often higher than the DC component of the battery current.

In this paper a EU project is presented which is carried out together with seven European companies and research organisations. It is the aim of the project to investigate the effects of current pulses on the lifetime and capacity of lead acid batteries and to improve the current flow through the battery taking application specific restrictions into account. The research program is based on the concept that any improvements of the charging and discharging conditions can only be made for batteries in well defined categories [1], but not for batteries in general. Published categories of battery applications can be used, however, pulse currents up to a frequency of a few kilohertz which exist in actual installations have to be measured and incorporated into the existing categories.

This paper describes fast changes of battery currents and existing evidence which proves the impact of pulsed currents beyond the mains frequencies on the performance of the system as a whole. Additionally it is shown that test conditions for batteries should be revised and should, in future, include pulsed currents during charging and discharging.

1. Einleitung

Die Lade- und Entladebedingungen von Batterien hängen von der Auslegung des Gesamtsystems ab und unterliegen anwendungsspezifischen Restriktionen. Ein Vergleich mit den Lade- und Entladebedingungen, die für die Entwicklung und Tests von Batterien verwendet werden, zeigt sehr große Unterschiede:

- Die Stromamplitude beim Laden und Entladen ändert sich schnell.
- Die Batterie wird selten vollgeladen, sie bleibt lange im teilentladenen Zustand und unterliegt in PV-Anlagen bei niedrigem Ladezustand täglichen Teilzyklen.
- Lade- und Entladeströme wechseln sich schnell ab.

Eine Optimierung der Lade- und Entladebedingungen, die unter den Restriktionen eines PV-Systems realisiert werden kann, muß von den tatsächlichen Lade- und Entladebedingungen ausgehen. Es müssen Aspekte der Batterienutzung bewahrt werden, die sich auf

die Lebensdauer und Kapazitätsentwicklung positiv auswirken und solche Aspekte vermieden oder zumindestens gemildert werden, die sich negativ auf die Lebensdauer und Kapazitätsentwicklung auswirken.

Im September 1998 wurde mit der Durchführung eines EU-Vorhabens begonnen, das die Optimierung der Lade- und Entladebedingungen unter den anwendungsspezifischen Restriktionen von Anlagen mit erneuerbaren Energiequellen zum Ziel hat. Der Forschungsansatz ist grundsätzlich auch für die Optimierung der Lade- und Entladebedingungen bei anderen Anwendungen geeignet. Es werden folgende Schritte durchgeführt:

- Klassifizierung der Anwendung mit dem Ziel, die Nutzung der Batterie und ihre Lade- und Entladebedingungen präzise beschreiben zu können.
- Modifizierung des Systems (Lastmanagement, Leistungselektronik, usw.) zur Vermeidung ungünstiger Betriebsbedingungen der Batterie.
- Entkoppelung des Batteriestroms vom Energiefluß des Gesamtsystems im Rahmen der technischen und wirtschaftlichen Restriktionen, um die Lade- und Entladebedingungen zu verbessern.
- Konzeption von speziellen Regenerierungszyklen, um im Rahmen von Wartungsarbeiten außerhalb der Restriktionen der jeweiligen Anwendung negative Einflüsse der Betriebsbedingungen, die noch nicht zu irreversiblen Schäden geführt haben, wieder rückgängig zu machen.

Die Frage, die im Rahmen des Projekts im Mittelpunkt steht, ist, welche Lade- und Entladebedingungen positive und welche negative Auswirkungen auf die Lebensdauer und Kapazitätsentwicklung der Batterie haben, und welche Modifikationen wirtschaftlichen Erfolg versprechen. Es liegen dazu nach so kurzer Projektlaufzeit noch keine Ergebnisse vor. Es gibt jedoch bereits einige Überlegungen, die den Forschungsansatz bestätigen und aufzeigen, wie wichtig es ist, Optimierungen immer unter Berücksichtigung der genauen Lade- und Entladebedingungen durchzuführen.

Im Rahmen dieses Projekts werden die Lade- und Entladebedingungen mit einer so hohen zeitlichen Auflösung untersucht, daß auch noch Schaltvorgänge der Leistungselektronik im Bereich mehrerer Kilohertz erfaßt und experimentell nachgebildet werden können. Die Berücksichtigung derartig hoher Frequenzen erscheint sinnvoll, da zum einen, durch die Leistungselektronik in den Systemen bedingt, kurze Strompulse mit einer Wiederholfrequenz von ca. 5 kHz auftreten können, und zum anderen kommerzielle Geräte zur Vermeidung von Sulphatierungseffekten angeboten werden, die kurze hohe Stromimpulse mit einer Wiederholfrequenz im Bereich von 8-12 kHz erzeugen. Wenn diese Geräte die Sulphatierung

von Batterien positiv beeinflussen können, so müssen entsprechend hohe Frequenzen mit untersucht werden können.

2. Wechselstromanteile von Lade- und Entladeströmen

Abbildung 1 zeigt den durch die Batterie fließenden Strom in einer Photovoltaikanlage, in der die Lasten über einen Wechselrichter mit einer Frequenz von 60 Hz versorgt werden. Sie zeigt, daß der durch die Batterie fließende Strom kein Gleichstrom ist, der mit Wechselstromanteilen verschiedener Frequenzen und Amplituden überlagert ist, sondern als Wechselstrom verschiedener Frequenzen und Amplituden aufgefaßt werden muß, der einen Gleichstromanteil enthält.

Der verwendete pulsweitenmodulierte Wechselrichter (Trace) führt zu einer Verdoppelung der Netzfrequenz beim Batteriestrom. Zu beachten ist, daß die Induktivitäten im Wechselrichter und im Netz zu einer kurzen Umkehr der Stromrichtung führen können. Lediglich im Standby-Betrieb ist u.U. eine andere Form des Batteriestroms zu erwarten.

Beim Anschluß nicht-linearer Lasten an ein Wechselspannungsnetz wird die Stromform stark verzerrt. Der Scheitelfaktor, der den maximalen Strom im Verhältnis zum maximalen Strom bei der Grundfrequenz beschreibt, kann deutlich über 2 liegen, bei überwiegendem Anschluß von Schaltnetzteilen oder Leuchtstofflampen auch darüber. Es liegen uns noch keine Messungen vor, die die Auswirkungen derartiger Lasten auf den Batteriestrom beschreiben. Da Wechselrichter im allgemeinen keine großen Energiespeicher enthalten, ist zu erwarten, daß die Batterie neben der Grundfrequenz des Netzes auch mit Oberwellen hoher Amplitude belastet sein wird. Im Sinne einer Systemoptimierung können hier Anregungen aus dem Bereich USV-Anlagen aufgenommen werden. Die maximale Strombelastung im Netz sinkt deutlich, wenn die Auswahl der angeschlossenen Lasten sorgfältig durchgeführt wird. Bei Leuchtstofflampen führt z.B. die Verwendung von Vorschaltgeräten mehrerer Hersteller statt der Verwendung nur eines Vorschaltgerätes eines bestimmten Typs zu einer wesentlichen Verringerung von Oberwellen und Spitzenströmen [2].

In Energiesystemen, in denen erneuerbare Energiequellen eingesetzt werden, wird gleichzeitig Energie erzeugt und verbraucht. Für die Batterien in Systemen mit Wechselrichtern bedeutet das, daß sich bei Sonnenschein und ausreichend Wind Lade- und Entladeströme ständig abwechseln, es sei denn, daß die erzeugte elektrische Leistung ständig über der Spitzenlast der angeschlossenen Verbraucher liegt.

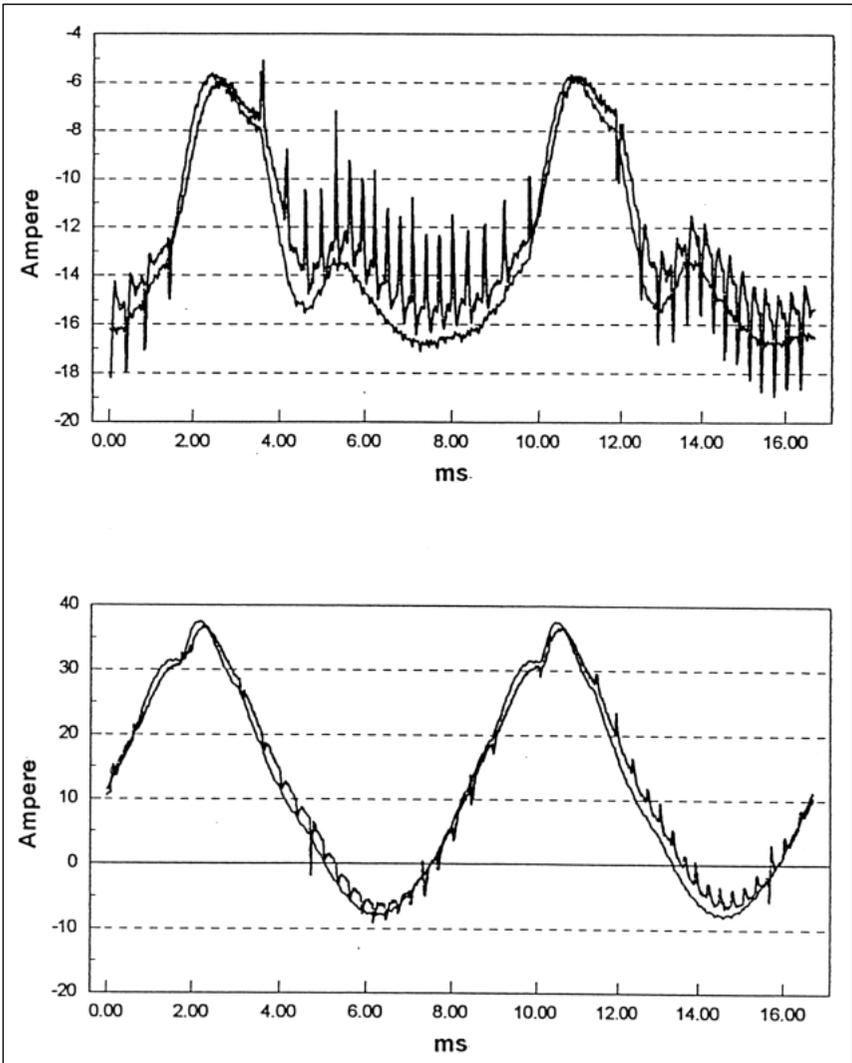


Abbildung 1: Messung des Batteriestroms in einem PV-System (24V-Batterie) mit Wechselrichter zur Versorgung unterschiedlicher Lasten, oben 250 Watt, unten 400 Watt; Der Batteriestrom wurde sowohl über einen Shunt gemessen (Schaltvorgänge sind zu erkennen) als auch über einen Hall-sensor, dessen zeitliche Auflösung nicht ausreichte, um die Schaltvorgänge in der Leistungselektronik zu erfassen. Die Stromumkehr mit einer Dauer von ca. zwei Millisekunden ist vermutlich auf Induktivitäten im Wechselrichter und Netz zurückzuführen.

Pulsförmige Veränderungen der Lade- und Entladeströme gibt es aber auch dann, wenn die Verbraucher nicht über einen Wechselrichter gespeist werden. Ein Parkscheinautomat, eine Blinklichtanlage oder eine Funkstation haben keine konstante Stromaufnahme, und übliche Solarregler liefern während der Konstantspannungsphase Strom in der Form von Rechteckimpulsen variabler Frequenz. Die Batterien unterliegen somit während eines großen Teils ihrer Betriebsstunden einem ständigen Wechsel von Lade- und Entladeströmen. Bei der Untersuchung von Pulsströmen ist das bisher häufig vernachlässigt worden.

Bei Batterieströmen werden üblicherweise keine Frequenzanalysen gemacht. Es ist aber unmittelbar klar, daß die Amplitude einiger Wechselstromanteile deutlich über dem Gleichstromanteil liegen wird und in vielen Fällen die Summe der Wechselstromamplituden vergleichbar zur Amplitude des Gleichstromanteils ist.

Im Rahmen des EU-Projekts werden wir für Batterien in Inselanlagen mit erneuerbarer Energie derartige Messungen durchführen und bei der Beschreibung der Batterieanwendungen entsprechend berücksichtigen.

These: Für weitere Entwicklungsarbeiten über die Wirkung von Lade- und Entladeströmen auf Batterien erscheint es erforderlich zu sein, Ströme nicht als Gleichstrom mit Wechselstromanteilen sondern grundsätzlich als Wechselströme mit Gleichstromanteil zu betrachten.

3. Auswirkungen von Wechselstromanteilen und Pulsen

3.1. Pulsförmige Belastung beim Entladen

Die Auswirkungen gepulster Ströme auf die Kapazität von Batterien sind am besten und eindeutigsten beim Entladen untersucht worden. Abbildung 2 zeigt den Spannungsverlauf beim Entladen mit konstantem Strom und einer Entladung mit 500 Hz Rechteckstrompulsen mit gleicher durchschnittlicher Stromamplitude [3]. Systembedingt ist in vielen Anwendungen die Batterie nicht mehr weiter nutzbar, wenn die Spannung unter eine bestimmte Grenze gefallen ist, da dann die Verbraucher nicht mehr oder nicht mit ausreichender Qualität weiter betrieben werden können. In dem gezeigten Beispiel beträgt die Batteriekapazität (Entladeende bei Erreichen der Spannungsuntergrenze) bei der Belastung mit einem Rechteckpulsstrom etwa 25 % weniger als bei einer Entladung mit konstantem Strom (einstündiger Strom), und die aus der Batterie entnehmbare Energie beträgt ca. 28 % weniger. In PV-Anlagen liegen die durchschnittlichen Entladeströme viel niedriger, so daß dieser Effekt nicht so ausgeprägt sein wird.

Selbst wenn die Spannungsgrenze ohne Auswirkungen auf die Lebensdauer vermindert werden könnte¹, wäre die entnehmbare Energie wegen der nach unten verschobenen Spannungskurve bei hohen Entladeströmen bereits um ca. 3 % geringer. Ähnliche Ergebnisse sind relativ häufig veröffentlicht worden, haben aber bisher noch nicht zu einer Empfehlung zur Vermeidung von Stromspitzen beim Entladen geführt. Bei Mobiltelefonen wird jetzt aber begonnen, die Batterie mit den tatsächlichen Belastungsprofilen statt mit konstantem Strom zu testen.

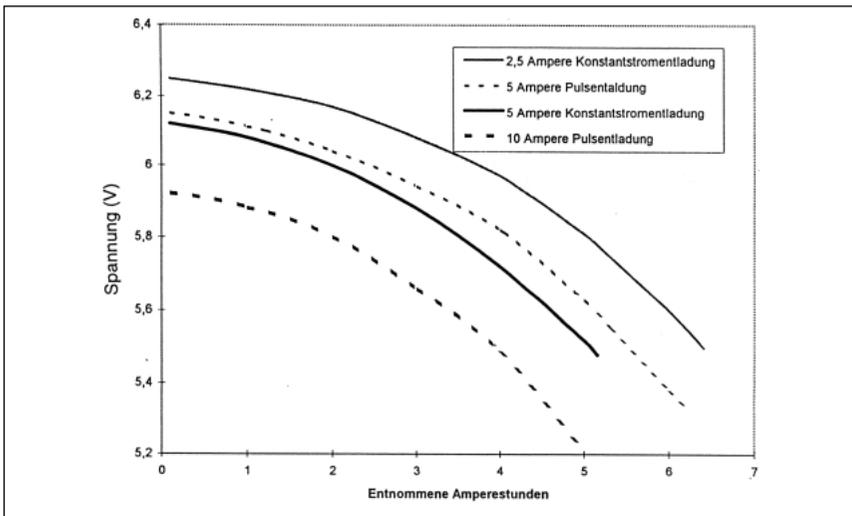


Abbildung 2: Spannungsverlauf einer verschlossenen Bleibatterie (6V, 10 Ah Nennkapazität) in Abhängigkeit von der entnommenen Ladungsmenge; Die Pulsentladung wurde mit 500 Hertz Rechteckimpulsen durchgeführt, die Entladung mit konstantem Strom erfolgte über einen Widerstand. Bezogen auf die systembedingte Spannungsgrenze von 5,5 V verringert die Pulsentladung mit 5 A Pulsen die entnehmbare Ladungsmenge um ca. 15 % im Vergleich zu einer Konstantstromentladung mit 2,5 Ampere und die entnehmbare Energie um ca. 17 %. Bei einer Pulsentladung mit 10 A wird die entnehmbare Ladungsmenge um ca. 25 % und die entnehmbare Energie um ca. 28 % im Vergleich zu einer Konstantstromentladung mit 5 A verringert.

Negative Auswirkungen pulsförmiger Entladungen auf die danachfolgende Kapazität und die Lebensdauer der Batterie durch hohe Stromimpulse beim Entladen statt einer konstanten Entladung sind zwar theoretisch zu erwarten, aber nicht nachgewiesen.

¹ Es sind keine Untersuchungen bekannt, die Aussagen über Lebensdauerwirkungen bei geringerer Spannungslage, aber gleicher, insgesamt entnommener Ladungsmenge ermöglichen würden. Die Übertragung des Kugelhafenmodells auf diese Fragestellung läßt aber eine negative Auswirkung vermuten.

In einer theoretischen Arbeit von Schattner [4] ist ein interessanter Hinweis auf eine mögliche Abhängigkeit der Keimbildung für Bleisulfatkristalle in Abhängigkeit der Frequenz des Entladestroms enthalten.

3.2. Pulsförmige Ströme beim Laden

Experimentelle Untersuchungen, die den Frequenzbereich abdecken, dem Batterien tatsächlich unterworfen sind, sind kaum vorhanden. Einige Modelle, wie z.B. das Kugelhaufenmodell [5] oder das Modell für die Entstehung der Säureschichtung von Sauer [6] lassen eine Verbesserung erwarten, wenn der Ladestrom erhöht wird. Bei vorgegebener Systemstruktur ist das nur durch Leistungselektronik und Zwischenspeicherung von Energie in Spulen und Kondensatoren möglich. Wegen des kleinen Energiespeichers können absichtlich herbeigeführte Frequenzen deshalb nur im Bereich deutlich über der Netzfrequenz angesiedelt sein. In der Dissertation von Geuer [7] ist experimentell nachgewiesen worden, daß ein pulsformiger Ladestrom während der Hauptladephase positive Auswirkungen auf die Kapazität der Batterie zu haben scheint.

Es erscheint wichtig, zwischen Betriebszuständen zu unterscheiden, bei denen der Batteriestrom nur in eine Richtung fließt, und Anwendungen, bei denen systembedingt der Batteriestrom häufig zwischen Laden und Entladen wechselt. Viele Versuche zum Einfluß von Pulsen auf das Laden und Entladen haben bisher nur Pulse untersucht, die die Stromrichtung nicht verändern.

Bei folgenden Anwendungen und Betriebszuständen ist ein häufiger Wechsel zwischen Lade- und Entladeströmen zu erwarten:

- USV-Anlagen im Ladeerhaltungsbetrieb
- Photovoltaikanlagen und Windanlagen, wenn Energie gleichzeitig verbraucht und erzeugt wird.
- Anlagen zur Netzstabilisierung

Traktionsbatterien werden dagegen nur in seltenen Fällen so genutzt, daß ein häufiger Wechsel zwischen Lade- und Entladestrom geschieht. Selbst wenn eine Nutzbremse vorhanden ist, wird ein Großteil der erzeugten Energie von den anderen Verbrauchern genutzt, die gleichzeitig eingeschaltet sind.

Was gut oder schlecht für die Lebensdauer und Kapazität der Batterie ist, kann aus der Literatur, in der die tatsächlich vorhandenen Verhältnisse oft nicht ausreichend berück-

sichtigt werden, nicht abgeleitet werden. Davon auszugehen, daß die Welligkeit und Pulsform der Lade- und Entladeströme keine Auswirkungen hat, ist aber sicher kein zulässiger Ansatz.

Die Geschwindigkeit der Prozesse an der Grenzfläche Elektrode/Elektrolyt ist für eventuelle Auswirkungen wichtig. Wenn Prozesse beim Lösungs/Fällungsmechanismus, die wenige Mikrosekunden oder Millisekunden dauern mit einem Strom überlagert werden, der innerhalb der gleichen Zeit die Richtung des Prozesses umkehrt, dann erscheinen Auswirkungen auf die Mikrostruktur der Materialien durchaus wahrscheinlich zu sein.

These: Für die weiteren Arbeiten zur Optimierung von Lade- und Entladeströmen sollten immer die tatsächlichen Betriebsbedingungen von Batterien als Ausgangspunkt genommen werden. Kapazitätstests und Laden von Batterien müssen in vielen Fällen mit gepulsten Strömen statt mit Gleichstrom durchgeführt werden, um aussagekräftig zu sein.

4. Testbedingungen von Batterien

Einige der oben beschriebenen Auswirkungen von Pulsströmen auf die Kapazität sind erheblich, andere, noch nicht ausreichend untersuchte, können sich zumindestens in der Summe zu erheblichen Auswirkungen addieren. Die Zusammenhänge müssen in den Testbedingungen berücksichtigt werden.

Sowohl beim Laden als auch beim Entladen und bei den Wartezeiten während des Tests sollten deshalb Testbedingungen präziser festgelegt werden. Angesichts der Vielfalt der Anwendungen von Batterien und der Parameter beim Testen müssen jene ausgewählt werden, für die Testbedingungen relativ leicht realisiert werden können, und deren Berücksichtigung eine technische Bedeutung hat. Beispiele dafür könnten sein:

- Beim Entladen
Gleichstromentladungen und Entladung mit 100 Hertz bzw. weiteren harmonischen Oberwellen der Netzfrequenz müssen berücksichtigt werden. Die Arbeiten von Schattner [4] und anderen (z.B. [8]) zeigen darüberhinaus, daß die Zeit zwischen Ladeende und Beginn der Entladung präzise kontrolliert werden sollte, und auch sehr geringe Entladeströme vor Beginn der eigentlichen Entladung zu unterschiedlichem Verhalten der Batterie führen können.
- Beim Laden
In der Ladephase, in der die Ladegerät in der Nähe ihres Nennstroms arbeiten, ist die Welligkeit des Ladestroms bei fast allen Ladegeräten klein. Viel anders sieht es aus,

wenn die Ladegeräte in der Nachladephase arbeiten. Der Strom muß dann auf ca. 10-20 % des Nennwertes (UIa bei Traktionsbatterien) bzw. auf ca. 0,2-0,5 % des Nennwertes bei Ladeerhaltung heruntergeregt werden. Ob es sich hier um einen Strom mit einer Welligkeit von 5 A/100Ah wie bei USV-Anlagen handelt, oder die Welligkeit 0,05 % des Nennstroms (d.h. z.B. +/- 25 mA Ladeerhaltungsstrom bei 50 A Nennstrom) beträgt oder ein thyristorgesteuerter Umkehrstromrichter verwendet wird, sollte zukünftig spezifiziert werden.

These: Die Testbedingungen müssen zukünftig sehr viel präziser festgelegt werden. Dafür ist ein eigenständiges Forschungsprogramm durchzuführen. Ob sich angesichts dieser Komplexität einheitliche Testbedingungen vorgeben lassen, oder Testbedingungen jeweils für bestimmte Anwendungen vorgegeben werden müssen, wird sich erst als Ergebnis der dazu erforderlichen Arbeiten zeigen.

5. Schlußfolgerungen

Lade- und Entladeströme in bestehenden PV-Anlagen stellen pulsformige Belastungen der Batterie dar. Es ist kaum möglich, sie zu vermeiden. Ihre Auswirkungen müssen untersucht werden. Ein Teil der Effekte wird in dem jetzt begonnen EU-Forschungsvorhaben untersucht werden.

Die Beachtung unterschiedlicher Lade- und Entladeströme beim Testen von Batterien führt zu weiteren Variablen und noch höherer Komplexität bei der Entwicklung und Tests von Batterien. Da die Auswirkungen auf die Batteriekapazität und Lebensdauer groß sein können, müssen diese Parameter in Zukunft bei Tests mitberücksichtigt werden.

6. Literaturverzeichnis

- [1] D.-U.Sauer, et.al „What Happens to Batteries in PV-Systems, Costs, Lifetimes, Strains“, LABAT `96, Varna (Bulgarien) (1996)
- [2] O. Boix, L. Sainz, J. Pedra „Harmonic compensation between different kinds of gas discharge lamps“, Proc. 4th European Power Quality Conference, Nürnberg (1997) 31
- [3] P. Symons „Optimising the performance and life of batteries in continuous power systems“, Proc. 9th International Power Quality Conference, Las Vegas (1996) 169
- [4] S. Schattner „Reversible Kapazitätsentwicklung von Bleibatterien bei Belastung mit wechselstromhaltigen Gleichströmen“, Diplomarbeit Elektrotechnisches Institut Universität Karlsruhe (1997)
- [5] A. Winsel, E. Voss, U. Hullmeine „Die Kugelhaufenelektrode“, Dechema Monographien Bd. 121, Frankfurt (1986)
- [6] D.-U. Sauer „Modelling of local conditions in flooded lead-acid batteries in photovoltaic systems“, Journal of Power Sources 64 (1997) 197
- [7] W. Geuer „Untersuchungen über das Alterungsverhalten von Bleiakkumulatoren“, Dissertation RWTH Aachen (1992)
- [8] E. Meissner, H. Rabenstein „Reversible capacity decay of PbO₂ electrodes – Influence of high rate discharges and rest times“, Journal of Power Sources, 40 (1992) 157

Die Arbeiten, über die in diesem Beitrag berichtet wurde, und das beschriebene Forschungsprojekt werden von der Europäischen Kommission (JOR3CT98-0216) finanziell unterstützt.

Einfluß der Betriebsführung auf die Batterielebensdauer und das Systemverhalten

Georg Bopp, Robert Kaiser ¹

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Oltmannsstr. 5, 79100 Freiburg

Tel.: 0761 / 4588-240, Fax: 0761 / 4588-217

Überblick

Die Betriebsführung in PV-Inselsystemen hat einen erheblichen Einfluß auf die Zuverlässigkeit des Systems sowie auf die Akzeptanz durch den Nutzer. Regelmäßige Vollladungen alle vier Wochen durch einen Zusatzenergieerzeuger verdoppeln z. B. die Batterielebensdauer.

Abstract

The control strategy of autonomous PV-Systems has a relevant impact on the reliability of the system and the acceptance through the user. Regular full charging of the battery every four weeks with a back-up generator is doubling the lifetime of the battery.

1. Einleitung

Bei der Planung und Errichtung von PV-Inselsystemen wird die Implementierung der Betriebsführung in der Regel als zweitrangig angesehen. Aus den Erfahrungen mit dem Betrieb von PV-Inselsystemen gilt mittlerweile jedoch als gesichert, daß die Betriebsführung einen erheblichen Einfluß auf die Funktionsfähigkeit und die Zuverlässigkeit der photovoltaischen Energieversorgung hat. So sind die heute verfügbaren Betriebsführungssysteme nicht in der Lage, insbesondere bei komplexen Systemen einen optimalen Betrieb zu gewährleisten. Eine häufig beobachtete Folge ist der vorzeitige Ausfall von Komponenten. In erster Linie ist davon die Batterie betroffen, die in vielen Systemen bereits nach wenigen Jahren ersetzt werden mußte, was über die Gesamtnutzungsdauer des Systems eine erhebliche Steigerung der Kosten zur Folge hat. Zudem ist festzustellen, daß die Nutzer häufig über den geringen Automatisierungsgrad und die fehlende Transparenz der Betriebsführung klagen.

¹ R.Kaiser ist als freier Mitarbeiter für die Abteilung Photovoltaische Systeme und Meßtechnik am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE tätig.

Die gezielte Entwicklung neuer und besserer Betriebsführungsverfahren und -strategien scheiterte bisher daran, daß keine zuverlässigen mathematischen Modelle für die Darstellung der Batteriealterung zur Verfügung standen. Auf der Basis solcher, am Fraunhofer ISE entwickelter quantitativer Alterungsmodelle ist es nun erstmals möglich, den Einfluß der Betriebsführung auf die Lebensdauer der Batterie aufzuzeigen, die in der Praxis beobachteten Effekte nachzuvollziehen und neue Betriebsführungsverfahren zu entwickeln und vor dem Einsatz in der Praxis mit Simulationsrechnungen zu testen [1]. Erste Untersuchungen mit Hilfe dieses Modells machten deutlich, daß eine erhebliche Reduktion der Kosten der photovoltaischen Energieversorgung möglich ist, wenn die Auslegung des Systems, die Auswahl der Systemkomponenten und die Implementierung der Betriebsführung aufeinander abgestimmt werden [2].

2. Untersuchungsmethode

Der Einfluß der Betriebsführung auf das Betriebsverhalten eines PV-Inselsystems und auf die Lebensdauer der Batterie wurde mit Hilfe von Simulationsrechnungen untersucht. Um eine möglichst große Realitätsnähe zu gewährleisten, wurden in zwei Anlagen gemessene Zeitreihen der Einstrahlung und des Verbrauchs verwendet, die über einen Zeitraum von jeweils 2 Jahren als 15-minütige Mittelwerte zur Verfügung standen:

- ES: Energieautarkes Solarhaus (Standort Freiburg). Das Lastprofil zeigt eine für Haushalte typische Charakteristik, bei der der Großteil des Verbrauchs bei kleiner Verbraucherleistung entsteht (mittlerer täglicher Verbrauch 4 kWh, max. an einzelnen Tagen 7 kWh).
- RWH: Rotwandhaus (Standort Spitzingseegebiet südöstlich von München). Das Rotwandhaus ist ein ganzjährig bewirtschaftetes Unterkunftshaus des Deutschen Alpenvereins. Zum Energieverbrauch tragen hier mittlere Verbraucherleistungen erheblich bei (mittlerer täglicher Verbrauch 9 kWh, max. 25 kWh).

Die Lastprofile unterscheiden sich im Energieverbrauch in den einzelnen Leistungsklassen und in der Höhe des täglichen Energieverbrauchs. Um eine gute Vergleichbarkeit zu erreichen, wurden die Originaldaten des Verbrauchs auf eine maximale Leistung von 3 kW umgerechnet. Abb. 1 zeigt die Beiträge der Leistung zum Gesamtenergieverbrauch.

Das den Untersuchungen zugrunde gelegte PV-Inselsystem besteht aus Solargenerator, Batterie, Wechselrichter, einem Zusatzenergieerzeuger (Motorgenerator) und dem Betriebsführungssystem. Das Ein- und Ausschalten des Zusatzenergieerzeuger wird vom

Betriebsführungssystem veranlaßt. Beim Betrieb des Zusatzenergieerzeugers werden die Verbraucher direkt versorgt und die Batterie über ein Ladegerät geladen. Um den Einfluß der Dimensionierung des Solargenerators und der Batterie zu berücksichtigen, wurden die Untersuchungen für 7 verschiedene Systemdimensionierungen durchgeführt (Tabelle 1).

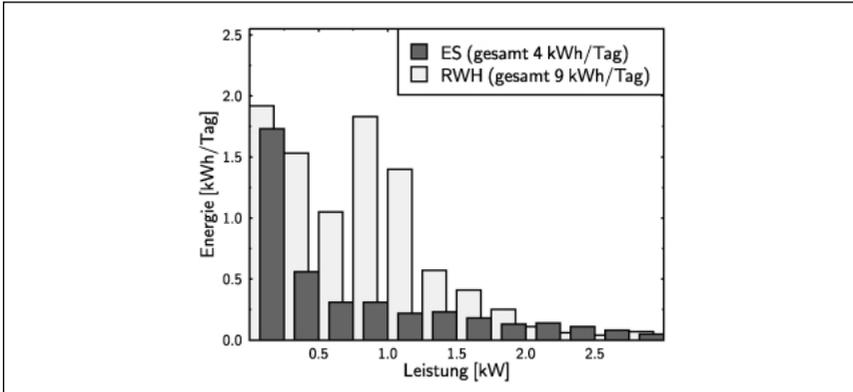


Abbildung 1: Energieverbrauch in einzelnen Leistungsklassen (auf Maximalleistung von 3 kW umgerechnete Daten)

Systemdimensionierung	Batterie [Tage]	Solargenerator ES [kW]	Solargenerator RWH [kW]	Solare Deckungsrate [%]
1	2	1.0	1.7	60
2	2	1.7	2.5	75
3	4	1.0	1.7	60
4	4	1.7	2.5	80
5	4	2.5	3.4	90
6	6	1.7	2.5	80
7	6	2.5	3.4	90

Tabelle 1: Batterienennkapazität (auf mittleren täglichen Verbrauch bezogen) und Solargeneratorleistung der Systeme ES und RWH für Deckungsraten von ca. 60 bis 90 %. Aufgrund des höheren Energieverbrauchs ist die absolute Batteriekapazität (nicht aufgeführt) beim System RWH etwa doppelt so groß wie bei dem System ES. Da beim System RWH im Winterhalbjahr die Einstrahlungsverhältnisse besser sind und der mittlere Verbrauch kleiner ist, ist nur etwa das 1,5-fache der Solargeneratorleistung des Systems ES erforderlich, um ähnliche Deckungsraten zu erreichen.

3. Betriebsführung und Batteriealterung

Bei dem für PV-Inselsysteme typischen Betriebsverlauf sind die starke Teilzyklisierung in teilweise sehr tiefen Ladezuständen und seltene Vollladungen der Batterie charakteristisch. Diese Betriebssituationen haben bei Blei-Säure-Batterien mit flüssigem Elektrolyten den Aufbau einer Säureschichtung und eine verstärkte Sulfatierung zur Folge, die – neben weiteren Prozessen – für die beschleunigte Alterung der Batterie verantwortlich sind [3], [4].

Die wichtigsten Betriebsführungsmaßnahmen, um diesen Alterungsprozessen entgegenzuwirken, sind daher die Vermeidung von Tiefentladungen und die regelmäßige Vollladung der Batterie. Die untersuchten Betriebsführungsverfahren sind in Tabelle 2 aufgeführt. Sie unterscheiden sich in dem Kriterium für das Einschalten des Zusatzenergieerzeugers, um eine Tiefentladung der Batterie zu verhindern (bzw. um die Batterie nachzuladen) und in dem Kriterium für die Durchführung einer Vollladung.

Verfahren	Betriebsführungskriterium für Nachladung / Vollladung		Entwicklungsstand
1	Batteriespannung	–	kommerziell in Laderegeln
2	Batteriespannung	Zeit	implementiert
3	SOC	–	technisch realisiert, noch nicht in breitem Maßstab eingesetzt
4	SOC	Zeit	
5	SOC, entladestromabh.	Zeit	Laborstadium, Einsatz in Kürze
6	SOC	QBZ	Laborstadium

Tabelle 2: *Betriebsführungsverfahren für die Steuerung des Zusatzenergieerzeugers zur Vermeidung von Tiefentladungen und zur Durchführung von Vollladungen. Die Ladeschlußspannung beträgt im Normalbetrieb 2,35 V/Zelle und wird bei einer Vollladung auf 2,6 V/Zelle erhöht. Liegt die Batteriespannung länger als 5 h über 2,5 V/Zelle so wird angenommen, daß die Batterie vollgeladen ist. (SOC: Ladezustand, QBZ: Qualitativer Batteriezustand)*

Um Tiefentladungen zu vermeiden, wird bei der spannungsbasierten Betriebsführung der Zusatzenergieerzeuger gestartet, wenn die Batteriespannung unter 1,95 V/Zelle sinkt. Die Verwendung des Ladezustands als Betriebsführungskriterium setzt spezielle Verfahren für seine Berechnung aus einfach meßbaren Größen voraus, da er mit vertretbarem Aufwand nicht direkt meßbar ist. Für die Nachladung der Batterie wird die Betriebszeit des Zusatzenergieerzeugers bei den Verfahren 1 und 2 über eine vorgegebene Energiemenge (halbe Batterienennenergie) festgelegt, bei allen anderen Verfahren ist der Zusatzenergieerzeuger

so lange in Betrieb, bis sich der Ladezustand auf 70% erhöht hat (Standardwerte für Steuerung der Nachladung: 1.95 V/Zelle (Verfahren 1,2) bzw. Ladezustand 30% (Verfahren 3-6).

Für die zeitgesteuerte Volladung wird der Zusatzenergieerzeuger gestartet, wenn die letzte Volladung länger als ein vorgegebener Zeitraum zurückliegt (Standardwert: 4 Wochen).

Die entladestromabhängige Steuerung der Nachladung (Verfahren 5) [5] führt dazu, daß der Zusatzenergieerzeuger bei einem hohen Verbrauch und geringer Einstrahlung bereits bei höheren Ladezuständen als 30 % startet. Auf diese Weise werden bereits bei mittleren Ladezuständen hohe Verbraucherleistungen direkt vom Zusatzenergieerzeuger gedeckt. Dieses Verhalten ist hinsichtlich des Wirkungsgrades der Zusatzenergienutzung günstiger als eine Versorgung der Verbraucher aus der Batterie mit anschließendem Nachladen; zugleich wird damit vermieden, daß der Ladezustand bei hohem Verbrauch schnell in die Nähe des minimal zulässigen Wertes sinkt.

Der Qualitative Batteriezustand (QBZ), der bei Verfahren 6 als Kriterium für die Durchführung der Volladung verwendet wird, beschreibt qualitativ die Auswirkungen des Betriebsverlauf auf die Alterung der Batterie. Eine Volladung erfolgt, wenn der QBZ, der durch ein „Fuzzy-Betriebsbewertungsmodul“ berechnet wird, einen vorgegebenen Wert unterschreitet [6]. Die Grundlage dieses Verfahrens ist eine Wissensbasis, die in Form von Regeln Expertenwissen über den Zusammenhang bestimmter Betriebssituationen und der Batteriealterung beschreibt. Der Qualitative Batteriezustand, der diese Einschätzung wiedergibt, ist ein Maß dafür, als wie gut oder kritisch der Zustand der Batterie anzusehen ist. Der Betrieb im teilentladenen Zustand hat eine stetige Abnahme des QBZ zur Folge, die mit der Entladetiefe zunimmt. Eine unvollständige Ladung führt dagegen nicht zu einer Erholung des Qualitativen Batteriezustands. Dies entspricht der Situation im realen Betrieb, da infolge des Betriebsverlaufs aufgetretene Veränderung (z.B. Sulfatierung und Säureschichtung) nur durch eine Volladung wieder rückgängig gemacht werden können.

Die Berechnung der Batterielebensdauer erfolgte nachträglich, indem die durch das Simulationsmodell berechneten Zeitreihen des Ladezustands und des Batteriestroms als Eingangsgrößen für das Alterungsmodell [1] [2] verwendet wurden. In diesem Alterungsmodell wird die Anzahl der Nennzyklen zusätzlich mit der Korrosion, der Zeit zwischen zwei Volladungen, und der Säureschichtung gewichtet. Die berechneten und im folgenden angegebenen Werte der Batterielebensdauer dienen als Kriterium, um die verschiedenen Betriebsführungsverfahren im Hinblick darauf zu bewerten, welches Verfahren als günstiger bzw. weniger günstig einzuschätzen ist.

4. Ergebnisse

Bei der spannungsbasierten Nachladung der Batterie sind für die Wahl der Entladeschlussspannung mehrere Faktoren wie das Entladeverhalten und die Nennkapazität der Batterie sowie die auftretenden Entladeströme maßgebend. Letztere hängen von der Struktur des Lastprofils ab, über das in der Praxis meist nur grobe Informationen vorliegen und das sich im Verlauf der Nutzung der Anlage häufig ändert. Eine optimale, für die gesamte Nutzungszeit des Systems gültige Einstellung der Entladeschlussspannung ist daher schwierig. Die ladezustandsbasierte Steuerung hat diesen Nachteil nicht.

Abbildung 2 zeigt die Batterielevensdauer bei der spannungsbasierten (Verfahren 1 und 2) und bei der ladezustandsbasierten (Verfahren 3 und 4) Steuerung der Nachladung. Beim System RWH wird mit der spannungsbasierten Steuerung nur etwa die Hälfte der Lebensdauer wie beim System ES erreicht. Die Ursache für dieses Verhalten liegt darin, daß die mittleren (auf die Nennkapazität bezogenen) Entladeströme im System RWH nur etwa halb so groß sind wie beim System ES. Bei identischer Entladeschlussspannung führt dies dazu, daß beim RWH wesentliche tiefere Ladezustände erreicht werden (Abbildung 2 rechts). Die ladezustandsbasierte Steuerung verhindert diesen unerwünschten Einfluß des Lastprofils auf die Steuerung des Zusatzenergieerzeugers. Die regelmäßigen Vollaadungen, die einen Abbau der Säureschichtung und der Sulfatierung bewirken, führen bei beiden Systemen zu einer deutlichen Verlängerung der Lebensdauer.

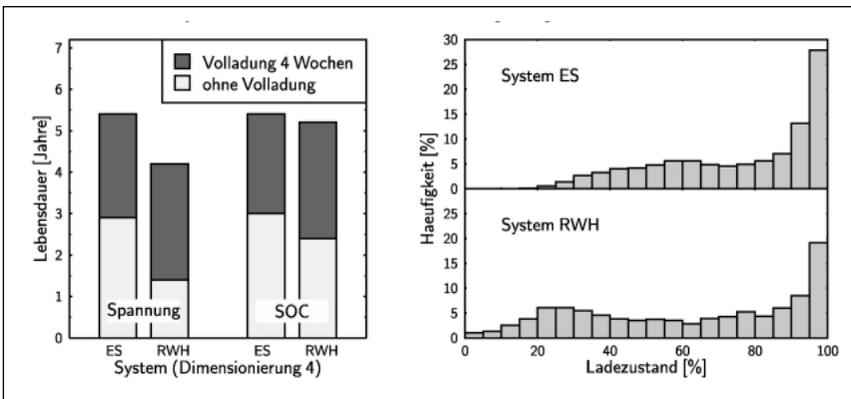


Abbildung 2: Batterielevensdauer (Dimensionierung 4) bei spannungs- und ladezustandsbasierter Betriebsführung (linkes Bild) und Häufigkeitsverteilung des Ladezustands bei der spannungsbasierten Steuerung ohne zusätzliche Vollaadungen (rechtes Bild).

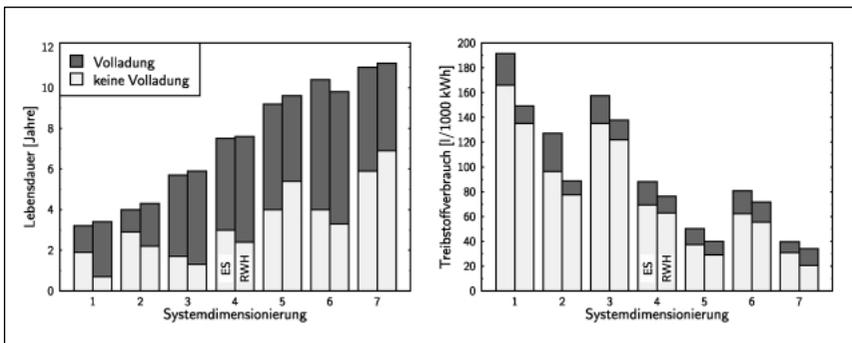


Abbildung 3: Lebensdauer und Zusatzenergieverbrauch für alle Systemdimensionierungen (s. Tabelle 1) bei zusätzlichen, von der Betriebsführung veranlaßten Vollladungen. Es wird hier nicht nach den einzelnen Betriebsführungs-Verfahren unterschieden; der aufgetragene Wert der Lebensdauer ist der jeweils beste Wert, der sich mit den Verfahren mit zusätzlichen Vollladungen (Verfahren 4 – 6) ergab. Der Treibstoffverbrauch (rechtes Bild) ist auf den Energieverbrauch normiert.

Abbildung 3 verdeutlicht für alle Systemdimensionierungen den Effekt von zusätzlichen, von der Betriebsführung veranlaßten Vollladungen auf die Batterielebensdauer (realisiert nach den Verfahren 4 – 6). Während sich ohne Vollladung die Batterielebensdauer bei den Systemen ES und RWH teilweise deutlich unterscheiden, sind die erzielbaren Lebensdauern bei der Durchführung von Vollladungen nahezu gleich. Dabei führen die Vollladungen nicht zu einem wesentlichen Mehrverbrauch an Zusatzenergie.

Wegen der Komplexität des Zusammenwirkens von Betriebsbedingungen, Systemdimensionierung und Betriebsführung sind solche Betriebsführungsverfahren von Vorteil, bei denen die Betriebsführungs-Maßnahmen nicht an starre Kriterien gekoppelt sind, sondern dann veranlaßt werden, wenn sie aufgrund der Betriebssituation tatsächlich sinnvoll oder erforderlich sind. Die Verfahren (5) und (6) haben zum Ziel, eine solche automatische Anpassung der Betriebsführung an die jeweilige Betriebssituation zu ermöglichen.

Mit einer entladestromabhängigen Steuerung der Nachladung (Verfahren 5) wird gegenüber einer festen Einschaltsschwelle eine längere Batterielebensdauer erreicht (Abbildung 4). Für die einzelnen Systemdimensionierungen zeigen sich deutliche Unterschiede, ebenso ist die Änderung des Zusatzenergieverbrauchs von der Dimensionierung abhängig. Diese Unterschiede deuten darauf hin, daß die für diese Untersuchung gewählte Implementierung der entladestromabhängigen Steuerung noch nicht optimal ist.

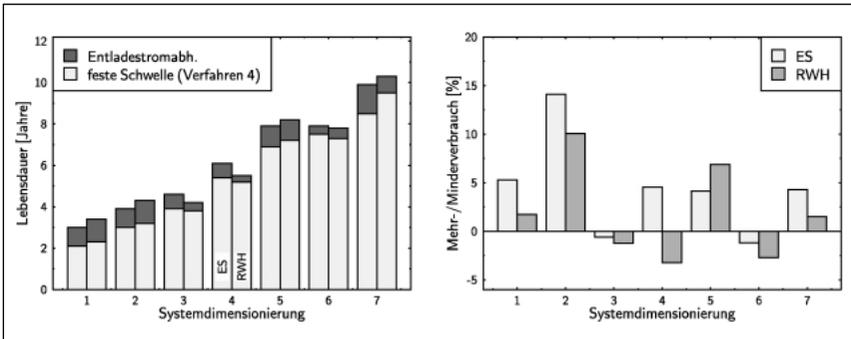


Abbildung 4: Auswirkung einer entladestromabhängigen Einschaltswelle (Verfahren 5) auf die Batterielevensdauer und den Zusatzenergieverbrauch (Vollladung alle 4 Wochen).

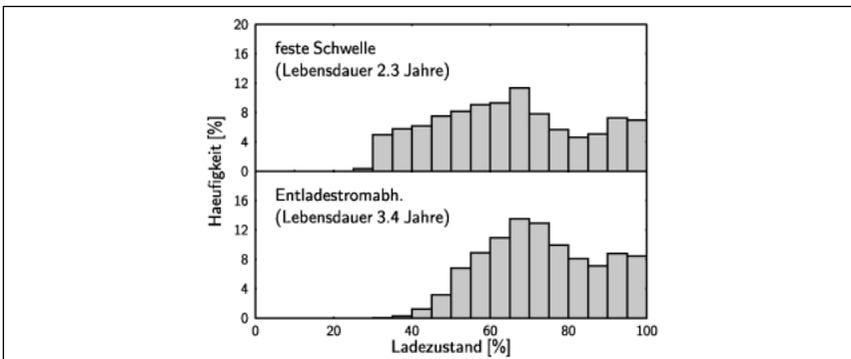


Abbildung 5: Häufigkeitsverteilung des Ladezustands bei fester und entladestromabhängiger Schwelle (System RWH, Dimensionierung 1)

Das günstigere Betriebsverhalten ist darauf zurückzuführen, daß die Batterie infolge des früheren Zuschaltens des Zusatzenergieerzeugers bei hohen Entladeströmen bei insgesamt höheren Ladezuständen betrieben wird (Abbildung 5). Wird für die Steuerung der Nachladung der minimale Ladezustand auf 40 % eingestellt (dies entspricht etwa dem minimalen Ladezustand, der sich bei der entladestromabhängigen Steuerung einstellt), erhöht sich die Lebensdauer lediglich auf 2,5 Jahre (gegenüber 3,4 Jahren mit der entladestromabhängigen Steuerung).

Die Betriebsführungsverfahren mit zeitabhängiger Steuerung der Vollladung berücksichtigen noch nicht, daß bei einem ungünstigen Betriebsverlauf (z.B. längere Schlechtwetterperioden bei gleichzeitig hohem Verbrauch) häufigere Vollladungen vorteilhaft, oder umge-

kehrt bei günstigen Verhältnissen Volladungen auch über einen längeren Zeitraum hin nicht notwendig sind. Abbildung 6 zeigt den Ladezustandsverlauf für die zeitgesteuerte Volladung (Verfahren 4) und für die Steuerung auf der Basis des Qualitativen Batteriezustands QBZ (Verfahren 6).

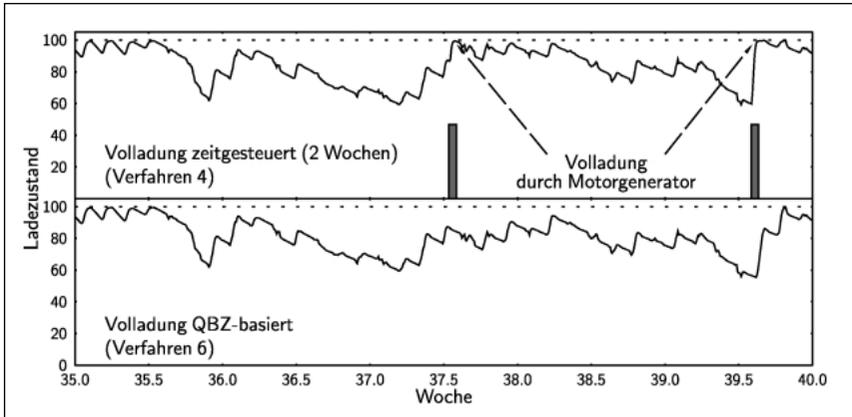


Abbildung 6: Verlauf des Ladezustands (System ES, Dimensionierung 4, Zeitraum Sept./Okt.)

Da der Ladezustand im dargestellten Zeitraum hoch bleibt, sind zusätzliche Volladungen nicht erforderlich, was von der QBZ-basierten Betriebsführung erkannt wird. Die Batterielebensdauer betrug bei beiden Verfahren 6 Jahre. Bei der zeitabhängigen Steuerung beträgt der Zeitraum zwischen den Volladungen 2 Wochen, gegenüber der QBZ-basierten Steuerung entsteht ein Treibstoff-Mehrverbrauch von etwa 17 %.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Während in PV-Inselsystemen die vor 10 Jahren errichtet wurden die Batterien oft nur eine Lebensdauer von 4 Jahren erreichten, ist heute eine Lebensdauer der Batterien von 6 bis 8 Jahren erreichbar, wenn wesentliche Elemente der hier beschriebenen Betriebsführungsstrategien berücksichtigt werden. Eine regelmäßige Volladung alle 4 Wochen verdoppelt z. B. nahezu die Lebensdauer der Batterie.

Ergänzend zu den in anderen Untersuchungen gemachten Aussagen [2] wurde hier gezeigt, daß auch das Lastprofil bei der Implementierung der Betriebsführung Berücksichtigung finden sollte. Da eine optimale Anpassung der Betriebsführung in der Praxis häufig zu auf-

wendig oder wegen unvollständiger Kenntnis der Komponenteneigenschaften und der Betriebsbedingungen nicht möglich sein dürfte, sollte der Schwerpunkt weiterer Entwicklungen auf Verfahren gelegt werden, die sich an die jeweiligen Gegebenheiten automatisch anpassen und flexibel auf sich verändernde Betriebsbedingungen reagieren können. Ein wichtiges Merkmal solcher Verfahren, die eine Batterielebensdauer von 8 bis 10 Jahren erwarten lassen, wird die Fähigkeit sein, bei den Entscheidungen über die Betriebsführungsmaßnahmen auch die Alterung der Batterie zu berücksichtigen. Mit der entladestromabhängigen Steuerung der Nachladung und einem am Fraunhofer ISE entwickelten Fuzzy-Betriebsbewertungsmodul wurden hier erste erfolgversprechende Ansätze für die Entwicklung fortschrittlicher Betriebsführungsverfahren vorgestellt.

Zusätzlich müssen moderne Betriebsführungsverfahren Eingriffsmöglichkeiten und Transparenz für den Nutzer bieten. Hierfür sind noch sozialwissenschaftliche Forschungsarbeiten und technische Entwicklungsarbeiten notwendig.

Literatur

- [1] H.-G. Puls, D. U. Sauer: *Optimisation of Stand Alone PV System Design and Control Strategy*, Eurosun 1996, Freiburg
- [2] R. Kaiser, D.U. Sauer, A. Armbruster, H.G. Puls, G. Bopp: *New concepts for system design and operation control of photovoltaic systems*, 14th European Photovoltaic Energy Conference, Barcelona 1997
- [3] J. Garcke, H. Döring, P. Harnisch: *Alterserscheinungen an Bleiakumulatoren in: Fortschrittliche Back-up- und Speichersysteme für regenerative Energieversorgungsanlagen*, Hrsg. Forschungsverbund Sonnenenergie, Köln, 1996
- [4] D.U. Sauer, S. Schattner: *Batteriealterung verstehen durch Modellierung und Simulation*, 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1998
- [5] G. Bopp, R. Kaiser, M. Schulz: *Vergleich Anlagenbau – Optimierungsansätze*, 6. Workshop im Rahmen des MUD-/MDO-Programmes, Calau, 1997, Tagungsband erstellt von WIP Energie und Umwelt, München
- [6] R. Kaiser: *Control strategies for photovoltaic systems*, EuroSun 1996, Freiburg

Langzeitfeldtests von Betriebsstrategien für verschlossene Bleibatterien in realen PV-Anlagen

Rainer Wagner
EXIDE German Group R&D Centre
Accumulatorenfabrik Sonnenschein GmbH
63652 Büdingen

Dirk Uwe Sauer
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Oltmannstraße 5
79100 Freiburg

Zusammenfassung

Im Sommer 1992 wurde eine 216 V, 2200 Ah Bleibatterie mit positiven Röhrenplatten und Gelelektrolyt in einer Solaranlage in Flanitzhütte, einer kleinen Ortschaft im Bayerischen Wald, die nicht an das elektrische Netz angeschlossen ist, installiert. Bisher hat die Batterie erfolgreich und ohne nennenswerte Probleme gearbeitet. Die Erfahrungen nach fast 7 Jahren Einsatzzeit werden aufgezeigt einschließlich einer Diskussion über die beste Ladestrategie für Gelbatterien die in Solaranwendungen zum Einsatz kommen.

In einem von BMBF geförderten Projekt „Entwicklung und Test von Ladestrategien für Gel- und Vliesbatterien in autonomen PV-Systemen“ wurden Gel- und Vliesbatterien in unterschiedlichen Anlagen und Einsatzbereichen installiert und verschiedene Betriebsstrategien entwickelt. Der Test in realen Anlagen wurde im Sommer 1998 begonnen und erste Ergebnisse liegen vor. Die Testreihen umfassen recht große Batterien bis zu 100 kWh und einem Back-up System aber auch kleine Systeme mit Batterien von etwa 1 kWh ohne Back-up System. Neben unterschiedlichen Lade- Entladestrategien wird in einer Anlage auch der Einfluß eines Charge Equalizers getestet.

In the summer of 1992, a 216 V and 2200 Ah lead/acid battery with positive tubular plates and gelled electrolyte was installed at a solar power plant in Flanitzhütte, a small village in the south of Germany which is not connected to the electricity grid. Up to now the gel battery has operated successfully and without any problem worth mentioning.

The experience gained during nearly 7 years are given which includes a discussion about the best charge strategy for such gel batteries when used for solar power applications.

There is a project, funded by BMBF, with the title „Development and test of charge strategies for gel and AGM batteries in stand alone PV systems“. Gel and AGM batteries were installed in various applications and different charge strategies were developed. The test started in summer 1998 and first results are already available. The test includes rather large systems with batteries up to 100 kWh with a back up system as well as small systems with batteries of about 1 kWh without any back up. Beside of different charge / discharge strategies there is also an investigation on the effect of a charge equalizer in one application.

1. Einleitung

Bleibatterien werden seit mehr als 130 Jahren in vielen verschiedenen Anwendungen eingesetzt, z.B. im Automobilbereich, für unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV), in Telekommunikationssystemen und bei unterschiedlichen Traktionsanwendungen. Auch die Anwendung in Solaranlagen ist inzwischen ein sehr interessanter Markt für Bleibatterien.

Die Photovoltaik ist heute bereits im Bereich der netzfernen und autonomen Anwendungen wirtschaftlich und konkurrenzfähig. Der überwiegende Anteil der Weltsolarzellenproduktion wird heute in diesen Systemen eingesetzt. Unverzichtbar ist dabei ein Energiespeicher, der Lastspitzen und einstrahlungsarme Zeiten überbrücken kann. Für diesen Zweck werden heute fast ausschließlich Bleibatterien eingesetzt, und dies wird sich in absehbarer Zukunft auch nicht ändern.

Verschlossene Gel- oder Vlies-Batterien setzen sich in den letzten Jahren verstärkt auf dem Markt durch. Diese haben den Vorteil, daß sie wesentlich weniger Wartungsaufwand benötigen und die Anforderungen an den Batterieraum aufgrund der geringen Gasung erheblich geringer sind. Verschlossene Batterien können in einem Raum mit anderen elektronischen Systemelementen oder auch in unmittelbarer Nähe zu den Verbrauchern in jeder beliebigen Lage eingesetzt werden. Insbesondere im Gerätebereich sind dies große Vorteile. Für ihre Anwendung im Photovoltaikbereich spricht grundsätzlich auch ihre geringere Empfindlichkeit gegen Tiefentladungen im Vergleich zu Batterien mit flüssigem Elektrolyt. In der Literatur gibt es inzwischen zahlreiche Veröffentlichungen über verschlossene Bleibatterien, z.B. [1-10].

Um eine lange Lebensdauer bzw. einen hohen Ladungsumsatz zu erreichen, sind geeignete Lade- und Betriebsführungsstrategien notwendig. Die im USV- oder Elektrotraktions-

bereich gebräuchlichen Strategien haben sich für die Anwendung in Photovoltaiksystemen als ungeeignet erwiesen und müssen daher speziell für diese Anwendungen neu entwickelt werden. So ist z.B. bis heute strittig, ob verschlossene Batterien in PV-Anlagen mindestens gleiche oder längere Lebensdauer als geschlossene Batterien erreichen können. Zusätzlich muß untersucht werden, ob für verschiedene Systemtypen z.B. mit und ohne Back-up Generator eine Differenzierung der Strategien notwendig ist.

Im folgenden werden die Betriebserfahrungen mit einer Gelbatterie diskutiert, die nun seit 7 Jahren in einer Solaranlage in Flanitzhütte im Einsatz ist, sowie ein vom BMBF gefördertes Projekt vorgestellt, bei dem verschiedene Betriebsstrategien für verschlossene Bleibatterien in unterschiedlichen autonomen PV-Systemen entwickelt und getestet werden.

2. Solaranlage in Flanitzhütte

Flanitzhütte ist eine kleine Ortschaft im Bayerischen Wald. Es gibt dort 5 Häuser und 2 Pensionen. 10 Personen leben das ganze Jahr über dort. Zusätzlich kommen jedoch Feriengäste nach Flanitzhütte und dadurch steigt die Zahl der sich dort aufhaltenden Personen auf bis zu 70. Der elektrische Energiebedarf beträgt über 40 MWh pro Jahr. Flanitzhütte liegt mitten im Wald, relativ weit von anderen Ortschaften entfernt. Die elektrische Versorgung wird als Inselnetz betrieben. Die alte 20 kV Leitung erforderte einen erheblichen Wartungsaufwand und war schließlich in einem so schlechten Zustand, daß sie komplett hätte erneuert werden müssen. Da die Installation einer neuen Leitung sehr teuer gewesen wäre, entschied das für dieses Gebiet zuständige Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Bayernwerke, die Gelegenheit zu nutzen, um Erfahrungen im Betrieb von Solaranlagen für elektrische Inselssysteme zu sammeln. Daher wurde in Flanitzhütte eine Solaranlage installiert und seit dem Sommer 1992 bezieht Flanitzhütte keine elektrische Energie mehr aus dem Netz, sondern der gesamte Energiebedarf wird durch die Solaranlage bereitgestellt [11-14].

Das Schema der Solaranlage Flanitzhütte zeigt Abbildung 1. Wesentliche Teile sind der Solargenerator, die Batterie, der Gasmotor mit Generator und die Gleich-/Wechselrichter. Der Solargenerator besteht aus 360 qm Silicium Solarzellen mit einer Spitzenleistung von 40 kW. Über einen DC/DC-Wandler und 2 dreiphasigen DC/AC-Wechselrichtern, ein 25 kW System für den Grundbedarf und ein zweites 40 kW System für die Spitzenleistungen, ist 3-phasiger Wechselstrom mit der üblichen Spannung und Frequenz für alle Gebäude in Flanitzhütte verfügbar. Auf der DC-Seite ist die Bleibatterie angeschlossen, die zusätzliche Energie zur Verfügung stellen kann, wenn die Solarzellen weniger Energie liefern als vom Verbraucher benötigt wird. Die Batterie wird geladen, wenn die Solarzellen mehr

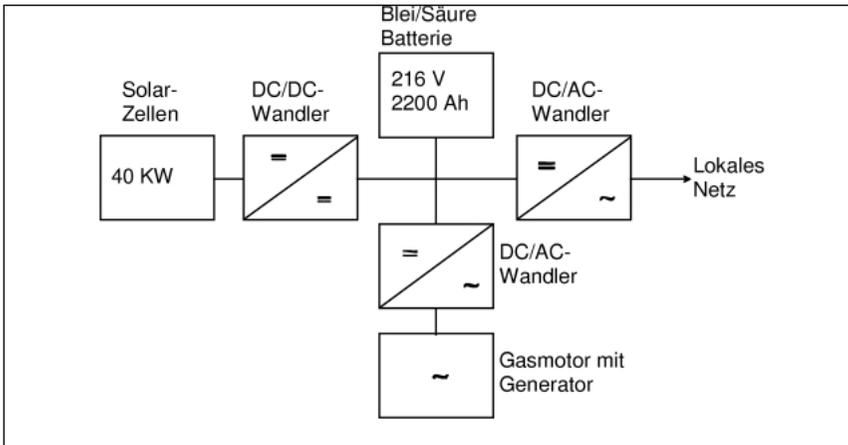


Abbildung 1: Schema der Solaranlage in Flanitzhütte.

Energie liefern als der gerade vorliegende Bedarf. Das heißt, während der Nacht und wann auch immer die Lichteinstrahlung relativ niedrig ist, übernimmt die Batterie einen wesentlichen Teil der Energieversorgung und während der Sonnenscheinperioden übernehmen die Solarzellen die Energieversorgung und überschüssige Energie wird zum Laden der Batterie verwendet.

Die 216 Volt und 2200 Ah Bleibatterie in Gelausführung mit positiven Röhrenplatten besteht aus 2 V OCSV Zellen mit einer Kapazität von 1100 Ah, wobei 2 Stränge parallel geschaltet sind. Jeder Strang ist mit 108 Zellen von jeweils 1100 Ah bestückt. Insgesamt ergibt das eine 475 KWh Batterie, und diese Größe wurde gewählt, um Flanitzhütte mit einer elektrischen Autonomie von wenigstens 3 Tagen auszustatten. Die Batterie hat auf der negativen Seite Kupfer als Gittermaterial, da für solch hohe Kapazitäten relativ lange Platten benötigt werden. Obwohl der Entladestrom in Solaranwendungen eher klein ist, ergibt der Einsatz von Kupfer dennoch Vorteile, da ein deutlich besserer Ladewirkungsgrad erhalten werden kann.

In den vergangenen Jahren war der Anteil der Solarenergie an dem gesamten Energieverbrauch von Flanitzhütte auf das ganze Jahr bezogen im Bereich von 65 %. Im Sommer lag der Wert bei etwa 98 %, im Winter dagegen unterhalb von 50 %. Der Anteil im Winter könnte erhöht werden durch die Installation eines größeren Solargenerators, aber hierbei ist zu beachten, daß dies hohe Kosten bedeuten würde und außerdem einen merklichen Überschuß an Energie während des Sommers ergebe, der nicht in der Batterie gespeichert werden könnte.

Die Differenz zwischen der verbrauchten Energie und der durch die Solarzellen produzierten Energie wird durch einen Gasmotor mit Generator ausgeglichen, der immer dann für einige Stunden zum Einsatz kommt, wenn der Ladezustand der Batterie zu gering geworden ist. Das passiert sehr selten während des Sommers, aber deutlich häufiger während des Winters, insbesondere beim Auftreten von längeren Regenperioden. Im allgemeinen beginnt der Gasmotor sich einzuschalten, wenn der Ladezustand der Batterie geringer als 40 % ist, und diese Zusatzladung wird gestoppt, wenn der Ladezustand wieder auf 80 % zugenommen hat. Tatsächlich sind aber die Algorithmen für die Steuerung des Gasmotors wesentlich komplexer und werden durch ein Computerprogramm kontrolliert, das weitere Bedingungen berücksichtigt, z.B. ob Sommer oder Winter ist, Tages- oder Nachtzeit vorliegt und wie der Ladezustand der Batterie ist. Die Strategie ist darauf ausgerichtet, soweit es geht, einen Überschuß an Solarenergie zu vermeiden, der nicht durch die Batterie gespeichert werden kann, weil ihr Ladezustand zu hoch ist. Das bedeutet zum Beispiel, daß ein Ladezustand bis hinunter zu 30 % akzeptiert wird, wenn er zum Ende einer Nacht auftritt und erwartet werden kann, daß die Solarzellen nun bald genügend Energie liefern, um den Ladezustand der Batterie wieder zu erhöhen.

In den vergangenen Jahren gab es eine Reihe umfangreicher Untersuchungen, wie sich der Ladezustand der Batterie während der Sommer- und Winterzeit ändert. Aus den dabei erhaltenen Werten über den Energieverbrauch von Flanitzhütte und der Energiezulieferung durch die Solarzellen konnte das Computerprogramm verbessert werden und dadurch der Anteil der Solarenergie immer weiter angehoben werden [15]. Gleichzeitig konnte die Gebrauchsdauer des Gasmotors weiter verringert und der Anteil der Solarenergie von zuvor 65 % auf über 70 % gesteigert werden.

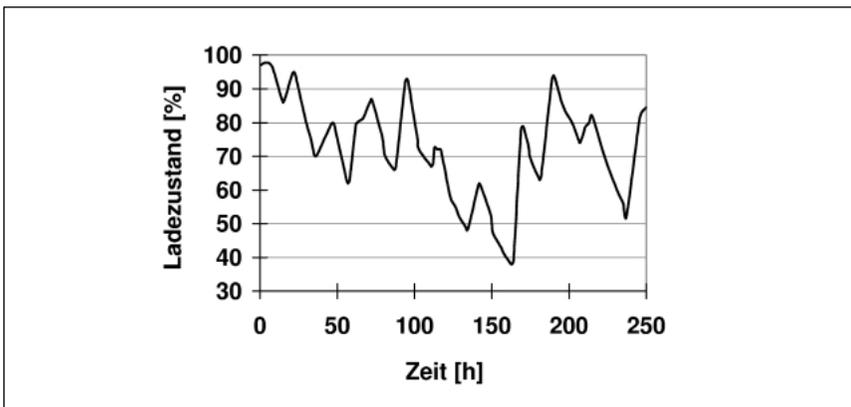


Abbildung 2: Ladezustand der Batterie in Flanitzhütte über einen Zeitraum von 250 Stunden während des Sommers

Abbildung 2 zeigt den Ladezustand der Batterie über einen Zeitraum von 250 Stunden während des Sommers. Der Ladezustand wird durch eine Ah-Bilanz gemessen, die durch einige Parameter wie Temperatur, Batteriespannung und die Höhe der Lade/Entladeströme korrigiert wird. Eine komplette Aufladung mit einer zusätzlichen Überladung wird von Zeit zu Zeit vorgenommen, um die Batterie völlig aufzuladen und den Ladezustandsanzeiger wieder auf 100 % setzen zu können. Diese Zusatzladung wird später noch genauer diskutiert. Aus der Kurve in Abbildung 2 läßt sich erkennen, daß der Ladezustand meistens zwischen 90 % und 40 % lag. Diese Kurve stellt aber nur ein Beispiel dar. Der jeweilige Verlauf hängt sehr stark von der Jahreszeit und dem Energieverbrauch von Flanitzhütte ab.

Ein typisches Jahresprofil (von Oktober 1992 bis September 1993) der von den Solarzellen gelieferten Energie, des Energieverbrauchs in Flanitzhütte und des Batterieumsatzes zeigt Abbildung 3. Die ungünstigste Zeitperiode lag zwischen November und Februar, weil während dieser Zeit die Solarzellen die niedrigste Energiemenge lieferten, der Energieverbrauch in Flanitzhütte aber recht hoch war. Der Batterieumsatz pro Monat lag zwischen 1,7 und 3,3 MWh, was insgesamt dann einen Wert von nahezu 30 MWh im Jahr ergab. Als Energiewirkungsgrad der Batterie wurde ein Wert von ca. 91 % gefunden, was bemerkenswert hoch ist.

Es ist wohlbekannt, daß das Ladeverfahren einen bedeutenden Einfluß auf die Lebensdauer von Bleibatterien ausübt. Untersuchungen über den Einfluß der Ladung auf Strukturveränderungen der positiven Masse wurden kürzlich veröffentlicht [16,17]. Auch über die spe-

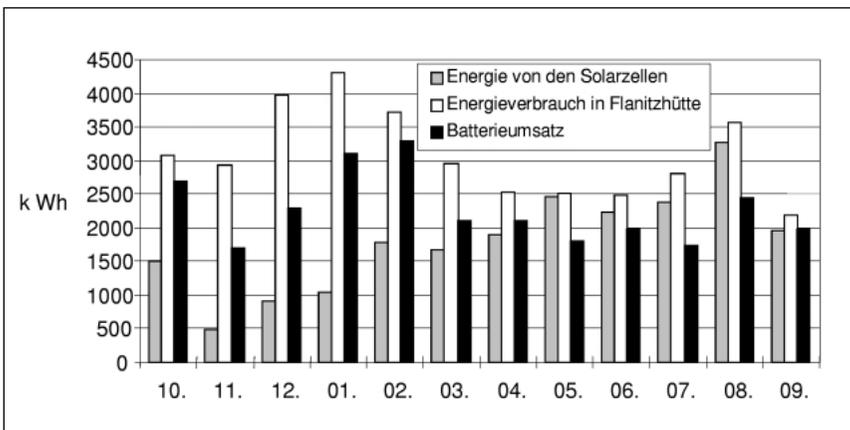


Abbildung 3: Ein typisches Jahresprofil (von Oktober 1992 bis September 1993) der von den Solarzellen gelieferten Energie, des Energieverbrauchs in Flanitzhütte und des Batterieumsatzes

zielle Situation in verschlossenen Bleibatterien gibt es eine ganze Reihe von Literaturhinweisen [18-23]. Im allgemeinen sollte die maximale Ladespannung bei Solaranwendungen deutlich höher liegen als die Ladeerhaltungsspannung. Die Wahl der günstigsten Ladespannung hängt natürlich sehr stark vom Lade- und Entladeprofil während des Einsatzes ab. Bei Anwendungen in Solaranlagen liegt oft nur ein relativ kleiner Bereich zwischen einer zu starken Überladung, die zu einer beschleunigten Gitterkorrosion sowie zu starkem Wasserverlust und Austrocknung führt und einer Unterladung, die Sulfatierung der Platten und eine beschleunigte Strukturveränderung des positiven aktiven Materials bewirkt.

Es hat eine ganze Reihe von Untersuchungen über das Verhalten von verschlossenen Batterien unter verschiedenen Ladeverfahren gegeben, bei denen sich herausgestellt hat, daß für harten Zyklenbetrieb eine Spannung von 2,4 V/Zelle nötig ist, um Sulfatierung zu vermeiden [18,22]. Darüber hinaus ist eine noch höhere Ladespannung als 2,4 V, natürlich nur für eine begrenzte Zeitperiode von maximal einigen Stunden, hilfreich, um die positive Masse in einem guten Zustand zu halten. Dadurch werden Veränderungen der Kristallstruktur des positiven aktiven Materials verlangsamt, was eine bessere Zyklenfestigkeit ergibt. Dies wurde kürzlich noch einmal bestätigt in Untersuchungen über den Einfluß des Ladeverfahrens auf die Zyklenlebensdauer von Vliesbatterien unter Entladebedingungen, wie sie in Elektrofahrzeugen vorliegen [24].

Das Laden mit einer hohen Ladespannung muß sorgfältig eingesetzt werden. Im Prinzip gibt es zwei Möglichkeiten. Entweder es wird mit konstanter Spannung von mehr als 2,4 V/Zelle für eine begrenzte Zeitperiode geladen, oder es wird eine Konstantstromladung am Ende der Normalladung eingesetzt, bei der der Strom so eingestellt wird, daß die Ladespannung über 2,4 V/Zelle ansteigt. Bei beiden Verfahren hat sich herausgestellt, daß hierdurch die Lebensdauer von verschlossenen Batterien verbessert werden kann. Dennoch erscheint in vielen Anwendungen der Einsatz eines konstanten Stromes günstiger zu sein als eine Ladung mit einer recht hohen konstanten Spannung, da bei letzterem Verfahren die Gefahr des „thermischen runaways“ besteht. Allerdings sind Konstantstromladungen in PV-Anlagen mit der derzeit verwendeten Laderegler in den allermeisten Fällen nicht möglich und es gibt bisher keine und bekannte Anlage, in der eine Konstantstromladung realisiert worden ist. Der Nutzen einer hohen Ladespannung tritt sowohl bei Vlies- als auch bei Gelbatterien auf. Es muß jedoch beachtet werden, daß die Wahl der besten Ladespannung durch die Elektrolytkonzentration in der Zelle beeinflusst wird, das heißt, eine geringere Säuredichte erfordert auch eine geringere Ladespannung und umgekehrt. Außerdem wird das optimale Ladeverfahren natürlich auch von der jeweiligen Anwendung der Batterie bestimmt.

In einer Reihe von Laboruntersuchungen wurden Lade- und Entladeprofile gefahren, wie sie in Flanitzhütte vorkommen. Dabei wurde gefunden, daß eine maximale Ladespannung von 2,33 V/Zelle zu niedrig ist, um die aktive Masse in einem guten Zustand zu bewahren, obwohl 2,33 V merklich höher liegt als die Ladeerhaltungsspannung. Durch die Verwendung einer Ladespannung von 2,38 V und gelegentlichen Zusatzladungen mit konstantem Strom konnte jedoch eine Sulfatierung vollkommen vermieden werden. Diese Laborresultate passen gut zu den Erfahrungen, die bisher in Flanitzhütte gewonnen worden sind, wo die maximale Ladespannung variiert wurde zwischen 2,33 und 2,38 V und die höhere Spannung deutlich bessere Ergebnisse erbracht hat.

Es wurde auch der Effekt einer vollständigen Aufladung mit Hilfe einer Zusatzladung mit konstantem Strom von 11 A pro Batteriestrang (1 A/100 Ah) über 8 Stunden untersucht. In der Anfangszeit wurde die Zusatzladung abwechselnd zu jeweils einem Strang der Batterie gegeben und zwar wenigstens einmal pro Monat, was insgesamt bis zu 20 Zusatzladungen pro Jahr und Batteriestrang bedeutete. Nach 3 Jahren und entsprechender Analyse über die Lade- und Entladeprofile wurde die Zeitdauer zwischen zwei Zusatzladungen ausgedehnt auf zwei Monate während der Sommerzeit und einen Monat während des Winters. Das heißt, daß die Zahl der Zusatzladungen merklich reduziert werden konnte auf insgesamt 10 Zusatzladungen pro Jahr und pro Batteriestrang.

3. Entwicklung und Test von Ladestrategien für verschlossene Bleibatterien in autonomen PV-Systemen

In einem vom BMBF geförderten Projekt „Entwicklung und Test von Ladestrategien für Gel- und Vliesbatterien in autonomen PV-Systemen“ wurden Gel- und Vliesbatterien in unterschiedlichen Anlagen und Einsatzbereichen installiert. Der Test in realen Anlagen wurde im Sommer 1998 begonnen. Im folgenden werden die verschiedenen Anlagen vorgestellt und die im Rahmen des Projektes entwickelten Betriebstrategien beschrieben sowie erste Ergebnisse der Testreihen gezeigt.

3.1. Talhof (Haus Landenberger)

4 Systeme mit je 12 Volt Nennspannung

Zellentyp: (2 V) 6 OPzV 360 (Gel), Nennkapazität 300 Ah_{10h}

Das Haus Landenberger besitzt ein autonomes Stromversorgungssystem. Dieses besteht im wesentlichen aus einer wartungsfreien 48 Volt Batterie des Typs 6 OPzV 360 sowie einem Solar- und Gasgenerator.

Der Energieverbrauch liegt im Mittel bei etwa 4 bis 5 kWh pro Tag. Die Anlage enthielt bisher ein System, das auf dem Konzept des ISE 5-Spannungswechselrichters basiert. Die Anlage wurde vollständig umgebaut, so daß der parallele Test von 4 Batteriegruppen mit je 12 Volt Nennspannung möglich geworden ist. Jedes der 4 Systeme im Haus Landenberger hat nun einen Solargenerator mit 12 parallel verschalteten Modulen des Typs AEG PQ 10/40/01 (38 W_p , $U_{OC} = 22,4 \text{ V}$, $I_{SC} = 2,41 \text{ A}$, $U_{MPP} = 17,5 \text{ V}$, $I_{MPP} = 2,19 \text{ A}$), einer Batterie aus 6 seriell verschalteten Zellen des Typs 6OPzV360 (2 V, $C_{10} = 300 \text{ Ah}$), einen Laderegler vom Typ Uhlmann SLR130 für 12 Volt-Systeme sowie einen durch den Anlagenutzer bestimmten Energieverbrauch. Die Regelfrequenz des Ladereglers bei Erreichen der Ladeschlußspannung beträgt 100 Hz.

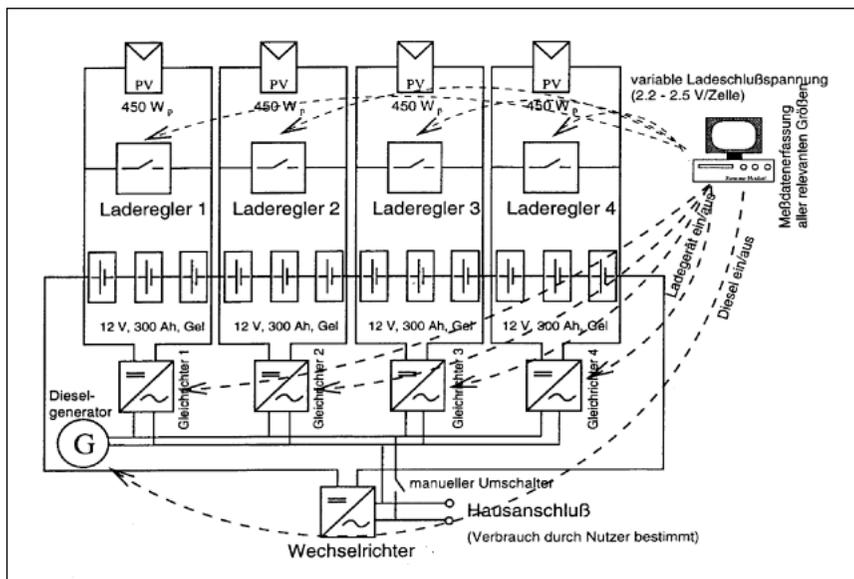


Abbildung 4: Prinzipbild der vier seriell verschalteten Batteriesysteme im Talhof (Haus Landenberger) mit insgesamt 48 V Systemspannung.

Die 4 Systeme sind seriell verschaltet, so daß die Systemspannung 48 Volt beträgt (siehe Abbildung 4). Die Verbraucher im Haus werden durch einen Wechselrichter vom Typ ASP TC3000 mit 48 Volt Nenneingangsspannung und 3 kW Nennausgangsleistung versorgt. Eine Nachladung des Systems kann durch den Gasgenerator Honda ES5500 mit 5,0 kVA Ausgangsleistung (nominell) erfolgen. Die Ladegleichrichter für die einzelnen Gruppen (je ein Gerät Astec MP6-3N-00 mit 39 A und 15 Volt Nennausgangsspannung und ein Gerät Astec MP4-2N-00 mit 20 A und 15 Volt Nennausgangsspannung in Parallelschaltung) können vom Leitrechner aus angesteuert werden und somit eine individuelle Nachladung der einzelnen Testsysteme ermöglichen.

Damit ergeben sich für jede Gruppe maximale Ladeströme durch den PV-Generator von 26,3 A, Nachladeströme durch den Gasgenerator und die Ladegleichrichter von 59 A sowie Entladeströme von maximal 60 A (in Spitzen bis zu 75 A). Der größte Teil der Entladung findet allerdings im Bereich um und unter 10 A statt. Die Batterien sind auf einem Standgerüst im Keller des Hauses untergebracht. Die Konstruktion des Kellers läßt eine Schwankung der Raumtemperatur im Jahresverlauf zwischen etwa 5° und 25° C zu.

Die 48 Volt Batterie ist in vier Gruppen mit je sechs 2 V Zellen unterteilt. Jede dieser vier Gruppen besitzt eine eigene regelbare Versorgungseinheit über den PV- und Gasgenerator. Diese Anordnung ermöglicht 4 unterschiedliche Betriebsstrategien innerhalb einer Anlage und somit direkte Vergleichsmöglichkeiten. Der installierte Gasgenerator soll nur ein Minimum des durch den Anlagenbenutzer bestimmten Energieverbrauchs erzeugen. Eine weitere Einschränkung ist die vorgegebene Nachtruhe zwischen 23 und 7 Uhr. Während dieser Zeit muß ein Betrieb des Gasgenerators vermieden werden. Nur um eine mögliche Batterietiefentladung zu verhindern ist eine Ausnahme möglich. Wenn DOD (depth of discharge) > 80 % wird auch nachts der Gasgenerator eingeschaltet. Um diese Ausnahme wirkungsvoll zu verhindern, müssen in der Betriebsstrategie entsprechende Voraussetzungen geschaffen werden.

In den Abendstunden wird geprüft, ob der Energievorrat in der Batterie unter Annahme des Mittleren Verbrauchs pro Nacht ausreicht bis zum Ende der Nachtruhe. Wenn nicht, wird die Batterie so nachgeladen, daß zu Beginn der Nachtruhe der Nachladeprozeß abgeschlossen ist.

Getestet werden Varianten der Betriebsführung betreffend die maximale Entladetiefe und die Entladeschlußspannung. Dabei werden für die Ladeschlußspannung sowohl Varianten mit konstantem Spannungswert als auch solche, die die kurz- und mittelfristige Vergangenheit der Batterie berücksichtigen, getestet. Vollladungen werden definiert über das Erreichen

einer Konstantspannungsphase mit von der Spannung abhängigen Dauer. Dies kann durch den PV-Generator oder durch den Gasgenerator erreicht werden und entspricht einer solaren Vollladung [25]. Es wird sichergestellt, daß eine Vollladung mindestens alle 30 Tage (± 2 Tage) erreicht wird (wenn nötig durch den Gasgenerator). Bei Erreichung dieser Vollladung wird die DOD-Berechnung auf 0 rekaliert.

In den Systemen 1 bis 3 wird nach einem Jahr jeweils eine Zelle ausgebaut und einer zerstörenden Prüfung unterzogen. Um die neu zu installierenden Zellen dem Alterungsprozeß der in der Anlage verbleibenden Zellen anzugleichen, werden diese vorab künstlich gealtert und somit den Anlagenverhältnissen angepaßt. Die Zellen im System 4 werden später durch weiterentwickelte Zellen komplett getauscht.

Um die Batterie gegen Tiefentladungen zu schützen, soll bei einem bestimmten Spannungswert in Abhängigkeit der jeweiligen Belastung bei 90 % DOD eine Not – Lastabschaltung erfolgen. Die hierzu erarbeiteten Kennlinien beziehen sich auf eine Betriebstemperatur von 25° C. Die Unterbringung der Batterie läßt eine Schwankung der Betriebstemperatur im Jahresverlauf zwischen 5° und 25° C erwarten und wird somit zeitweise unterhalb der Nenntemperatur liegen. Die mögliche hiermit verbundene Kapazitätsminderung wird im ungünstigsten Fall ca. 5 % betragen. Aufgrund dieser möglichen geringen Kapazitätsminderung und unter Berücksichtigung des Vertrauensbereiches bei der DOD Bestimmung kann auf eine Temperaturkompensation der in Abbildung 5 gezeigten Kennlinien verzichtet werden.

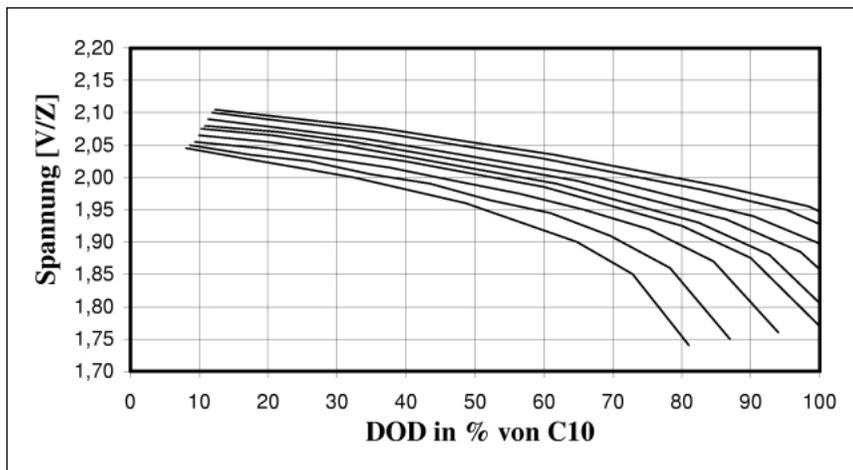


Abbildung 5: Entladekurven bei 20° C, U VS DOD für I= 3A, 6A, 12A,18A, 24A, 30A, 36 A, 48 A, 60A der OPzV Solar Batterie

Bei der Entwicklung der Betriebsführungsstrategien wurde hier wie auch in allen anderen Systemen besonders darauf geachtet, daß sowohl die Bedürfnisse der Anlagenbewohner (Nachtruhe, möglichst kurze Generatorlaufzeiten, geringer Gasverbrauch) als auch die Energieeffizienz und die Bedürfnisse der Batterie berücksichtigt werden. Eine Betriebsführungsstrategie ausschließlich für eine lange Lebensdauer zu entwickeln, ist einfach. Schwierig wird der Ausgleich der Interessen, die oftmals nicht miteinander vereinbar scheinen.

3.2. Solarhaus Freiburg

4 Systeme mit je 48 Volt Nennspannung

System 1-3, Batterietyp 12V SB12/185 (Gel) Nennkapazität 155 Ah_{10h}

System 4 Batterietyp 6V dcp 6144 (Vlies) Nennkapazität 144 Ah_{10h}

Das Solarhaus Freiburg wurde von 1992 bis 1996 als energieautarkes Wohnhaus betrieben. Die elektrische Energie wurde durch einen PV-Generator erzeugt und in einer Bleibatterie als Kurzzeitspeicher und einem Wasserstoff/Sauerstoff-Speicher mit Elektrolyser und Brennstoffzelle als Jahresspeicher gespeichert. Das Hausnetz wurde durch einen 3 kW Wechselrichter versorgt. Heute arbeitet im Solarhaus eine Firma und dient dem Fraunhofer ISE als Experimentierplattform für Komponenten verschiedenster Art.

Im Gegensatz zum Haus Landenberger ist das Solarhaus Freiburg an das öffentliche Stromnetz angeschlossen, soll aber soweit möglich autonom betrieben werden. Die 192 Volt Batterie ist in vier Gruppen mit je 48 Volt Nennspannung unterteilt. Jede dieser vier Gruppen besitzt eine eigene regelbare Versorgungseinheit über den PV-Generator und über das öffentliche Stromnetz. Diese Anordnung ermöglicht daher ebenfalls 4 unterschiedliche Betriebsstrategien innerhalb einer Anlage und somit direkte Vergleichsmöglichkeiten. Statt des Gasgenerators wird hier das öffentliche Stromnetz als Back-up verwendet, was für die Durchführung der Batterietests keinen wesentlichen Unterschied bedeutet. Vom Anlagenbetreiber gibt es keine Bedingungen, die in der Betriebsstrategie berücksichtigt werden müßten.

Aufbauend auf dem vorhandenen PV-Generator wurden 4 Systeme im Solarhaus Freiburg errichtet. Dabei sind für jedes System 6 Module des Typs Siemens SM50 parallel und 3,5 Module seriell verschaltet, so daß sich ein Kurzschlußstrom bei Nennbedingungen von 18,6 A und eine Leerlaufspannung von 74,5 V ergibt. Für jedes System stehen 1050 W Nennleistung zur Verfügung. Die Batterien der Systeme 1 bis 3 werden aus je 4 Modulen

des Typs SB12/185A mit je 12 Volt Nennspannung und einer Nennkapazität von 155 Ah zu einem 48 Volt-System verschaltet. Das 4. System wird aus 8 Modulen des Typs dcp6144 mit je 6 Volt Nennspannung und einer Nennkapazität von 144 Ah gebildet. Die Laderegler vom Typ Uhlmann SLR16 für 48 Volt-Systeme arbeiten nach dem Shuntregler-Prinzip mit einer Regelfrequenz von 100 Hz.

Die 4 Systeme wurden seriell verschaltet, so daß die Systemspannung 192 Volt beträgt (siehe Abbildung 6). Um einen möglichst vergleichbaren Verbrauch wie in dem Testsystem Talhof zu erhalten, wird der Energieverbrauch am Talhof kontinuierlich als Minutenmittelwerte aufgezeichnet und mit einem zeitlichen Versatz von 24 Stunden an das Solarhaus übertragen. Dort wird eine modifizierte und für dieses Projekt weiterentwickelte Variante des Wechselrichters aixcon PU5020 eingesetzt, dem nun vom Leitrechner aus ein Lastprofil vorgegeben werden kann. Die aus den Batterien entnommene Energie wird in das Hausnetz eingespeist. Der Wechselrichter hat eine Nennleistung von 5 kW. Eine Nachladung der Batterie kann durch 2-Quadranten-Netzteile der Firma Höcherl&Hackerl vom Typ Quelle/Senke 2QS1206 C20-16-1 erfolgen. Die eingesetzten Geräte können nach Strom oder Spannung geregelt werden, wobei der Strombereich 20 A (Ladung und Entladung) und der Spannungsbereich 0 bis 60 Volt beträgt. Mit diesen Geräten kann auch der halb-jährliche Kapazitätstest nahezu vollautomatisch durchgeführt werden.

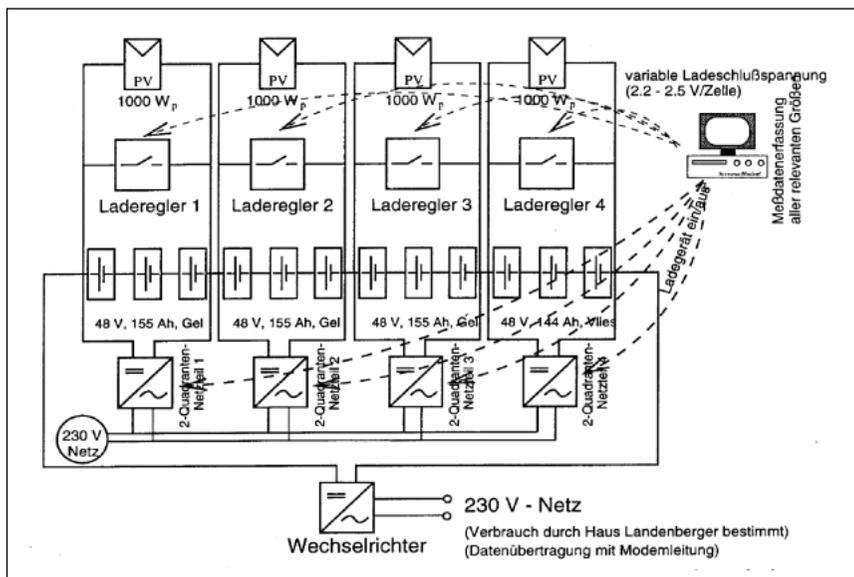


Abbildung 6: Prinzipbild der vier seriell verschalteten Batteriesysteme im Solarhaus Freiburg mit insgesamt 192 V Systemspannung

Damit ergeben sich für jede Gruppe maximale Ladeströme durch den PV-Generator von 18,6 A, Nachladeströme durch die Ladegeräte von 20 A und Entladeströme durch den Wechselrichter von 25 A. Die Batterien werden auf einem Standgerüst im Keller des Hauses untergebracht. Die Konstruktion des Kellers läßt eine Schwankung der Raumtemperatur im Jahresverlauf zwischen etwa 12° und 25°C zu.

Es wurden die gleichen Betriebsführungsstrategien wie im Talhof getestet. Dies ermöglicht aufgrund des gleichen Lastprofils (umnormiert entsprechend der unterschiedlichen System- und Batteriegröße) und des sehr ähnlichen Wetters einen Vergleich zwischen der im Talhof eingesetzten Panzerplatten- und der im Solarhaus eingesetzten Gitterplatten-technologie bei Gel-Batterien.

3.3. Kleinsysteme

16 Systeme mit je 24 Volt Nennspannung, alle Systeme unabhängig

Batterietyp: 12V, S12/41 (Gel) Nennkapazität 34,2 Ah_{10h}

Batterietyp: 12V, HDSM 12380 (Vließ) Nennkapazität 39,0 Ah_{10h}

Alle Kleinsysteme sind aufgebaut gemäß der Prinzipskizze (Abbildung 7) aus zwei in Serie verschalteten Modulen der Typs BP 250/1 (50 W_p, U_{OC} = 21,2 V, I_{SC} = 3,22 A, U_{MPP} = 17,0 V, I_{MPP} = 2,94 A), einer Batterie aus je zwei seriell verschalteten Blöcken des Typs HDSM 12380 (12 V, C₁₀ = 39 Ah) oder S12/41A (12 V, C₁₀ = 34,2 A), einem Laderegler vom Typ Uhlmann SLR 308-4000 für 12 oder 24 Volt-Systeme sowie einer Last von 7 W.

Basierend auf einer mit dem Programm PVS für Windows durchgeführten Systemsimulation für den Standort Freiburg wurde die Last auf 7 Watt dimensioniert. Diese Last kann in 8 Monaten des Jahres vollständig gedeckt werden. Im Dezember wird eine Deckungsrate von etwa 50 % erreicht. Der zu erwartende Laststrom für die Batterie wird bei etwa 0,25 A liegen. Dies entspricht etwa dem 150-stündigen Laststrom, bezogen auf eine Kapazität von 41 Ah_{100h} bei S12/41A und 45 Ah_{100h} bei HDSM 12380. Durch Einschränkung der Leuchtzeiten, kann die Lastaufnahme reduziert werden (Sommer und Wintermodus sind möglich). Derzeit wird die Last im Sommer ganztägig und während des Winterhalbjahres 16 Stunden am Tag betrieben.

Die Unterbringung der Batterien erfolgt in einem Stahlgerätehaus des Typs Spacemaker GH87, in dem alle Batterien in einer Ebene untergebracht werden können. Das Stahlgerätehaus enthält keine Isolierung und kann von der Sonne direkt beschienen werden, so

daß Temperaturschwankungen im Laufe des Jahres im Bereich von -15° bis $+45^{\circ}$ C zu erwarten sind. Der Tiefentladeschutz soll in allen Systemen durch eine Überwachung der Spannung realisiert werden.

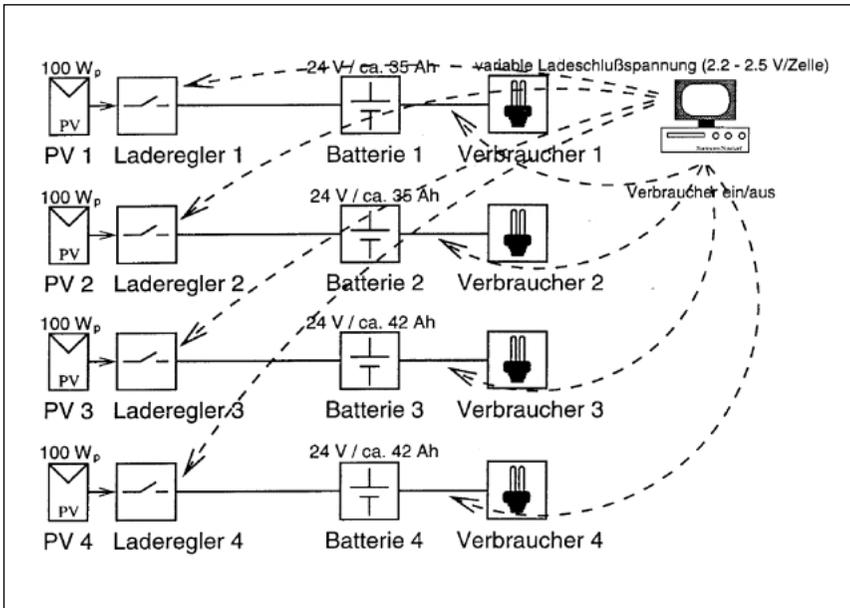


Abbildung 7: Prinzipbild der Kleinsysteme (insgesamt 16 Systeme)

Auch hier werden unterschiedliche maximale Entladetiefen sowie verschiedene Modi bei der Bestimmung der Ladeschlußspannung getestet.

3.4. Rotwandhaus

2 parallele aber nicht unabhängige Batteriestränge mit 162 Volt Nennspannung
Zellentyp: (2V) 6 OPzV 360, Nennkapazität 300 Ah_{10h}

Das Rotwandhaus besitzt ein autonomes Stromversorgungssystem. Dieses besteht im wesentlichen aus einer wartungsfreien, in zwei Strängen parallelgeschalteten 162 Volt Batterie des Typs 6 OPzV 360, sowie einem Solar-, Wind- und Dieselgenerator. Grund dieser Parallelschaltung ist es, den Einfluß des Einsatzes eines „CHargeEQualizers“ auf einem der Stränge zu testen. Es ist zu erwarten, daß dieser an einer der beiden parallelgeschalte-

ten Stränge eingesetzte „CHargeEQualizer“, neben der Betriebsstrategie auch einen merklichen Einfluß auf den Energieumsatz und die Batterielebensdauer ausübt.

Wie in jeder autonomen Stromversorgungsanlage mit Hybrid-System soll auch der in dieser Anlage installierte Dieselgenerator nur einen möglichst geringen Anteil des durch den Anlagenbenutzer bestimmten Energieverbrauchs erzeugen. Neben dieser elementaren Forderung sind weitere Einschränkungen bezogen auf den Betrieb des Dieselgenerators durch den Anlagenbetreiber möglich. Eine Ausnahme dieser Forderungen sollte nur zur Verhinderung einer Tiefentladung der Batterie möglich sein, der einen von der Tageszeit unabhängigen Dieselgeneratorstart zwingend erfordert. Um diese Ausnahme weitgehend zu verhindern, müssen in der Betriebsstrategie entsprechende Voraussetzungen geschaffen werden.

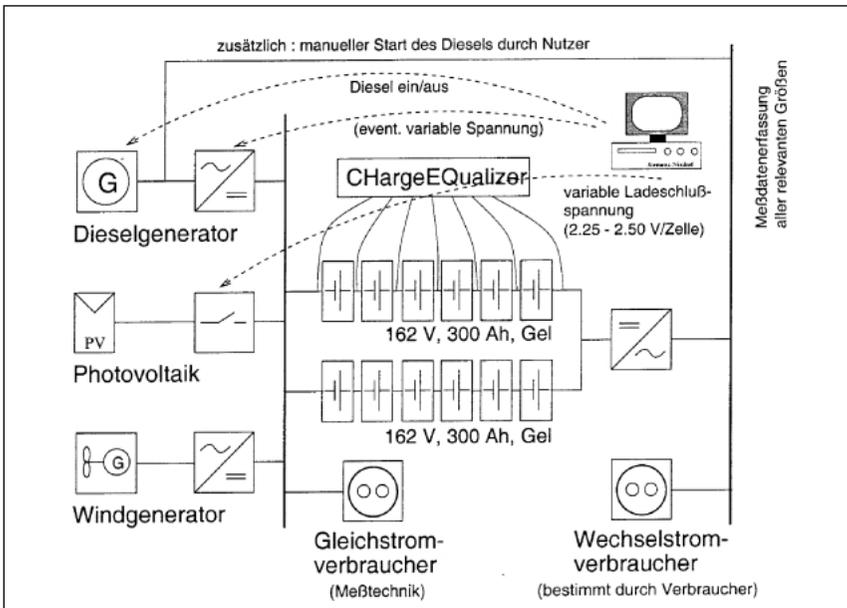


Abbildung 8: *Prinzipische Skizze des Energieversorgungssystems und der Batterieanlage am Rotwandhaus*

Hierzu ist es notwendig, den typischen Energieverbrauch einer sich wiederholenden Periode zu berücksichtigen. Eine verbesserte Energiebilanz und der daraus resultierende verbesserte Entladezustand (DOD) der Batterie kann den Dieselgeneratorstart zu unerwünschten Tageszeiten verhindern und innerhalb zulässiger Zeiten entsprechende Schaltschwellen bilden:

Entscheidung über sofortige Nachladung

$DOD \geq XY \%$ Gasgenerator an

$DOD < XY \%$ Gasgenerator aus

Abbildung 8 zeigt den Aufbau des Energieversorgungssystems am Rotwandhaus und die neu eingebaute Batterie, aufgebaut aus zwei parallelen Strängen. Für den ChargeEqualizer sind jeweils 3 Zellen zu einer 6 Volt-Einheit zusammengefaßt. Daraus ergeben sich 27 Einheiten, zwischen denen der CHEQ einen Ladungsausgleich vornehmen kann. Da jede Standardeinheit des CHEQ an acht 6 Volt-Blöcke angeschlossen werden kann (zusätzlich ein Eingang zur Überlappung zur nächsten Einheit), sind 4 Standardeinheiten notwendig, die dann aber entsprechend eine größere Überlappung aufweisen können, was dem Energietransfer zwischen den Einheiten nur förderlich ist.

Der CHEQ selber verfügt über eine Meßwerterfassung, mit der Stringstrom, die Batterietemperatur sowie die Spannung der einzelnen Blöcke vermessen werden. Aus diesen Werten werden sowohl Zeitreihen mit Mittelwerten gebildet, als auch Statistiken über die Abweichungen der einzelnen Blockspannungen zum Mittelwerte gebildet. Diese Statistiken können zur Bewertung des Verhaltens der einzelnen Blöcke verwendet werden.

Zusätzlich zu den Spannungen der 6 Volt-Einheiten, die auch in gleicher Weise an dem String ohne CHEQ vermessen werden, werden an beiden Strings die jeweils 24 ersten Zellen einzeln vermessen. Aus diesen Messungen kann das Verhalten der einzelnen Zellen auch innerhalb einer 6 Volt-Einheit, die vom CHEQ als kleinste Einheit erfaßt wird, beobachtet und bewertet werden. Damit werden insgesamt 48 Einzelzellen vermessen, 54 6 Volt-Einheiten, die Batterietemperaturen an jeweils einer Stelle der beiden Strings, die Einzelströme der beiden Strings, der Gesamtbatteriestrom sowie die beiden Stringspannungen und die Batteriespannung.

Der Motorgenerator am Rotwandhaus wird durch den Hüttenwirt häufig manuell gestartet. Dies ist erforderlich bei Bedarf von Drehstrom und dem Betrieb der Wasserpumpe. Über die Handhabung der Batterienachladung bei manuellem Generatorstart ist noch mit dem Betreiber zu diskutieren. Hier muß das Verhältnis zwischen optimaler Nutzung der regenerativen Energien und den Laufzeiten des Generators gefunden werden. Die Festlegung des DOD erfolgt über eine Ah – Bilanz einschließlich der Verlustfunktion und bezieht sich auf die Batterienennkapazität (K_{10}).

Die Kalibrierung der Ah – Bilanz erfolgt durch eine Vollladung. Diese wird entweder unter normalen Betriebsbedingungen erreicht oder, wenn dieses nicht möglich ist, nach spätestens 30 Tagen (± 2 Tage) durch den Dieselgenerator durchgeführt.

3.5. Kapazitätstests

An allen Testsystemen soll zweimal im Jahr ein Kapazitätstest zur Bestimmung der aktuellen Batteriekapazität durchgeführt werden. Um den natürlichen saisonalen Zyklus im Batteriebetrieb nicht zu sehr zu verfälschen, sollen die Tests jeweils im Herbst und im Frühjahr durchgeführt werden.

Der Zyklus für den Kapazitätstest ist in allen Anlagen gleich, auch wenn durch die unterschiedlichen örtlichen Voraussetzungen in der Durchführung Unterschiede bestehen.

1. Vollladung nach den Kriterien, die im normalen Betrieb auch als Vollladung anerkannt werden
2. Entladung der Batterie mit I_{10} bis zu 1,8 V/Zelle
3. Aufladung der Batterie mit IUa-Ladung mit $I_{\max} = I_{10}$, $U = 2,35$ V/Zelle, $I_a = 0,08 \cdot I_{10}$ bis 112 % der bei der vorangegangenen Entladung entnommen Strommenge zurückgeführt worden sind bzw. mindestens 112 % der Nennkapazität wieder eingeladen worden sind
4. Entladung der Batterie mit I_{10} bis zu 1,8 V/Zelle
5. Aufladung der Batterie mit IU-Ladung bis zu einem geeigneten Betriebsladezustand

Ziel dieses bei Feldtests aufwendigen Verfahrens ist es, Informationen über den Grad des im normalen Betrieb erreichbaren Ladezustands zu bekommen (1. Entladung) und eine Aussage über die bei „richtiger“ Vollladung noch verfügbare Kapazität (2. Entladung) zu erhalten.

Die Durchführung der Kapazitätstests im System Talhof ist aufwendig, weil während der Tests die Stromversorgung im Haus aufrecht erhalten werden muß. Dies ist notwendig, da die Anlagennutzer selbstverständlich während des Tests im Haus verbleiben und weil die technischen Geräte zur Durchführung und Dokumentation der Kapazitätstests ebenfalls eine Stromversorgung benötigen. Daher muß das Energieversorgungssystem durch eine mobile Batterie und einen mobilen Stromgenerator ergänzt werden, die an geeigneter Stelle in das bestehende System geschaltet werden, so daß der Hauptgenerator für die Batterietests zur Verfügung steht und die Batterien selber für die Tests freigeschaltet werden können. Im Rotwandhaus wird der Test an den beiden Strängen sequentiell durchgeführt und der Betrieb der Anlage jeweils über den anderen Strang aufrecht erhalten.

Die beiden folgenden Tabellen enthalten exemplarisch die des 1. Kapazitätstests nach etwa 7 Monaten Betriebsdauer für den Gesamtstring und die einzelnen Zellen. Der Gesamtstring

wurde bis etwa 1,75 V/Zelle entladen, die dargestellte Kapazität bezieht sich aber auf die Entladeschlußspannung von 1,80 V/Zelle.

String	Batterie gesamt	Zelle 1	Zelle 2	Zelle 3	Zelle 4	Zelle 5	Zelle 6
1	94,0 %	95,0 %	95,0 %	95,2 %	94,2 %	92,9 %	92,4 %
2	92,9 %	93,7 %	95,7 %	94,5 %	93,7 %	92,7 %	89,2 %
3	95,2 %	94,6 %	94,7 %	98,6 %	94,6 %	97,7 %	94,7 %
4	89,7 %	90,7 %	90,7 %	90,7 %	89,7 %	87,7 %	88,3 %

Tabelle 1: *Ergebnisse des Kapazitätstests an den Batteriesystemen im Talhof im Herbst 1998 bei der ersten Entladung (nach solartypischer Aufladung), alle Angaben in Prozent der Nennkapazität.*

String	Batterie gesamt	Zelle 1	Zelle 2	Zelle 3	Zelle 4	Zelle 5	Zelle 6
1	105,8 %	106,4 %	106,9 %	107,1 %	106,6 %	104,5 %	104,2 %
2	105,7 %	105,2 %	108,1 %	107,8 %	106,8 %	105,2 %	102,7 %
3	106,5 %	105,5 %	106,0 %	108,6 %	106,0 %	108,0 %	106,4 %
4	103,7 %	106,6 %	104,3 %	104,2 %	103,7 %	102,2 %	102,7 %

Tabelle 2: *Ergebnisse des Kapazitätstests an den Batteriesystemen im Talhof im Herbst 1998 bei der zweiten Entladung (nach 112 %-Ladung), alle Angaben in Prozent der Nennkapazität.*

Auffallend ist der hohe Unterschied zwischen der verfügbaren Kapazität nach der solar-typischen Volladung und der 112 %-Volladung. Die Variation der Kapazitäten der einzelnen Zellen innerhalb eines Systems ist gering. Das System 4 zeigt eine geringere Kapazität. Dieses System wird im normalen Betrieb bis zu einer Entladetiefe von 90 % entladen, während die anderen Systeme nur eine Entladetiefe von 70 % haben.

Auch an den Batterien vom Solarhaus Freiburg und an den Kleinsystemen wurden inzwischen erste Kapazitätsprüfungen durchgeführt. Aus den Ergebnissen der Kapazitätstests nach etwa einem halben Jahr Betriebszeit können die folgenden ersten Rückschlüsse gezogen werden:

1. Ein signifikanter Einfluß der verschiedenen Ladestrategien ist außer am System 4 im Talhof (Entladetiefe 90 % statt 70 % in den System 1 bis 3) bisher nicht zu erkennen.
2. Die Kapazitäten der Gel-Batterien zeigen insgesamt eine geringe Streuung zwischen den Blöcken bzw. Zellen. Bei den Vlies-Batterien sind die Streuungen größer.
3. Bei den Gel-Batterien konnte keine Zunahme der Kapazität gegenüber den Eingangstests festgestellt werden, während bei den Vlies-Batterien in den Kleinsystemen einige Blöcke einen Anstieg aufweisen.
4. Der Unterschied zwischen dem ersten und dem zweiten Kapazitätstest ist in allen

Systemen mit Werten zwischen 5 und 15 % sehr hoch. Dies zeigt, daß im normalen Betrieb eine Vollladung eigentlich nie erreichbar ist und die verfügbare Kapazität um 5 bis 15 % niedriger als die tatsächliche Kapazität ist.

Durch geeignete Tests soll herausgefunden werden, ob die Differenz in den Kapazitäten nach der solartypischen Vollladung und der 112 %-Ladung nur auf die verbesserte Ladung oder auch auf andere Effekte, die mit Entlade- und Ladevorgang zusammenhängen, zurückzuführen sind. Dies ist hinsichtlich einer optimalen Betriebsführung von großem Interesse. Unter Umständen ist nicht nur eine gute Ladung sondern auch eine „gute“ Entladung von Zeit zu Zeit notwendig.

3.6. Ausblick

In allen Systemen werden neben allen Strömen und der Batterie-, der Raum- und der Umgebungstemperatur sowie der Systemplanung auch alle Block- und Zellenspannungen kontinuierlich vermessen. Diese Daten stehen zur Auswertung und Analyse zur Verfügung.

Für jede Kombination von Batterietyp und Betriebsführungsstrategie stehen mindestens vier individuelle Zellen oder Blöcke unter der Vermessung. Dies erlaubt eine Abschätzung, ob es sich bei den gemessenen Effekten um Ausnahmen oder systematische Ergebnisse handelt. Zudem werden während und am Ende der Testreihen einzelne Zellen einer physikochemischen Analyse unterzogen um die Alterungs- und eventuelle Ausfallursachen zu bestimmen. Datenanalyse, Kapazitätstests und physikochemische Analysen werden eine fundierte Analyse der Untersuchungen zulassen, die sich über eine Testphase von 3.5 Jahren hinziehen wird.

4. Fazit

Die Solaranlage in Flanitzhütte befindet sich nunmehr seit fast 7 Jahren im Einsatz und bisher hat die Gelbatterie erfolgreich gearbeitet, ohne daß nennenswerte Probleme aufgetreten sind. Es ist zu erwarten, daß Solaranwendungen ein interessanter Markt für Bleibatterien wird und wahrscheinlich kommt hierbei ein beträchtlicher Anteil von verschlossenen Bleibatterien zum Einsatz. Der Markt liegt bevorzugt in den Entwicklungsländern, aber es dürfte auch einen Bedarf in Europa geben an Stellen, wo elektrische Insellösungen benötigt werden. In solchen Fällen könnte es wirtschaftlicher sein, eine Solaranlage zu installieren, statt eine teure Anbindung an das Netz herzustellen.

In Flanitzhütte konnte unter technisch idealen Bedingungen eine ideale Betriebsführung entwickelt und umgesetzt werden. Die laufenden Arbeiten zielen darauf ab, auch in technisch weniger aufwendigen Systemen eine gute Betriebsführung mit den am Markt als Standardkomponenten eingeführten Systemkomponenten zu realisieren.

Ein weiterer Anwendungsbereich liegt bei der Speicherung von Windenergie. Die heute installierten Windkraftanlagen erzeugen immer größere Leistungen. Da die Standorte dieser Anlagen jedoch oftmals an den Ausläufern der Netze zu finden sind, bereitet es Probleme, die erzeugte Energie in den vorhandenen Netzen abzuführen. Als Konsequenz müßten entweder die Netze ausgebaut werden oder die Energie zwischengespeichert werden, um sie zu geeigneten Zeiten in die Netze „dosiert“ einzuspeisen. Speziell in dünnbesiedelten Ländern bietet sich die Kombination Windenergie/Batterie für den Betrieb von Inselnetzen an. Positive Erfahrungen werden bereits seit einigen Jahren in mehreren Anlagen gesammelt.

Literatur

- [1] B. Culpin and J.A. Hayman, in L.J. Pearce (ed.), Power Sources 11, International Power Sources Symposium Committee, Leatherhead, UK, 1987, p. 45
- [2] C.S.C. Bose and N.A. Hampson, J. Power Sources, **19** (1987) 261
- [3] A.M. Harman, J. Power Sources, **23** (1988) 127
- [4] H. Tuphorn, J. Power Sources, **31** (1990) 57
- [5] R.F. Nelson, J. Power Sources, **31** (1990) 3
- [6] G.J. May, J. Power Sources, **42** (1993) 147
- [7] D. Berndt, Maintenance-Free Batteries, Research Studies Press, Taunton, Sommerset, UK, 1993
- [8] R. Wagner, J. Power Sources, **53** (1995) 153
- [9] B. Culpin, J. Power Sources, **53** (1995) 127

- [10] R. Wagner, *J. Electrochem. Soc.*, **143** (1996) 139
- [11] R. Wagner, *Elektrische Energietechnik*, **2** (1993) 6
- [12] U. Kranz, in J. Garche (ed.), *Elektrochemische Speicher in regenerativen Energiesystemen*, Universitätsverlag Ulm, Germany, 1994
- [13] R. Wagner, in J. Garche (ed.), *Elektrochemische Speicher in regenerativen Energiesystemen*, Universitätsverlag Ulm, Germany, 1994
- [14] M. Eingartner, R. Knapp and U. Kranz, *Elektrizitätswirtschaft*, **21** (1995) 1376
- [15] H. Miggenrieder, *Diplomarbeit*, Technische Universität München, 1995
- [16] E. Meissner and E. Voss, *J. Power Sources*, **33** (1991) 231
- [17] E. Meissner, *J. Power Sources*, **46** (1993) 231
- [18] R. Wagner, *J. Power Sources*, **67** (1997) 163
- [19] W.B. Brecht, D.O. Feder, J.M. McAndrews and A.J. Williamson, *INTELEC 1988, Conf. Proc.*, San Diego, CA, USA, Oct. 1988
- [20] M.E. Fiorino, F.J. Vaccaro and R.E. Landwehrle, *INTELEC 1988, Conf. Proc.*, San Diego, CA, USA, Oct. 1988
- [21] W.B. Brecht and N.F. O'Leary, *INTELEC 1988, Conf. Proc.*, San Diego, CA, USA, Oct. 1988
- [22] R. Wagner, *Proc. Eleventh Int. Lead Conf.*, Venice, Italy, 1993
- [23] D. Calasanzio, M. Caselli, and D. Ghiotto, *J. Power Sources*, **53** (1995) 143
- [24] R. Wagner, W. Bögel, J.-P. Büchel, *Proc. 29th Int. Symposium on Automotive Technology & Automation*, Florence, Italy, 1996

- [25] M. Rothert, M. Wollny, B. Willer, G. Bopp, D. U. Sauer, A. Jossen, W. Höhe, P. Sprau, M. Bächler, Tagungsband „Ladezustandsbestimmungen von Bleibatterien – Begriffsbestimmungen, Referenzverfahren, Testdatensätze“ Staffelstein, Germany (1999) 496.

Wir danken dem BMBF für die Förderung des unter Punkt 3. beschriebenen Projektes „Entwicklung und Test von Ladestrategien für Gel- und Vliesbatterien in autonomen PV-Systemen“. Zudem danken wir Familie Landenberger und der Sektion „Turner Alpenkränzchen“ des deutschen Alpenvereins für die zur Verfügungstellung ihrer Anlagen für die Tests.

Abbildungen

Abbildung 1: Schema der Solaranlage in Flanitzhütte.

Abbildung 2: Ladezustand der Batterie in Flanitzhütte über einen Zeitraum von 250 Stunden während des Sommers.

Abbildung 3: Ein typisches Jahresprofil der von den Solarzellen gelieferten Energie, des Energieverbrauchs in Flanitzhütte und des Batterieumsatzes.

Abbildung 4: Prinzipbild der vier seriell verschalteten Batteriesysteme im Talhof (Haus Landenberger) mit insgesamt 48 V Systemspannung.

Abbildung 5: Entladekurven bei 20°C für $I = 3A, 6A, 12A, 18A, 24A, 30A, 36A, 48A, 60A$ der 6 OPzV 360 Solar Batterie.

Abbildung 6: Prinzipbild der vier seriell verschalteten Batteriesysteme im Solarhaus Freiburg mit insgesamt 192 V Systemspannung.

Abbildung 7: Prinzipbild der Kleinsysteme (insgesamt 16 Systeme).

Abbildung 8: Prinzipskizze des Energieversorgungssystems und der Batterieanlage am Rotwandhaus.

Zusammenfassung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfs

Zusammenfassung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfs

Jürgen Garche

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Helmholtzstr. 8, 89081 Ulm

Speicherbetriebsführung und Zustandsbestimmung (Dr. Willer)

Optimierung der Betriebsführung

- Die Betriebsführung von Batteriespeichern kann durch Einbindung des Ladezustandes, des Alterungszustandes, des Gesundheitszustandes und des Gasungszustandes weiter optimiert werden.
- Verfahren zur Gesundheitsbestimmung von Batteriespeichern müssen weiterentwickelt und getestet werden.
- Der Einsatz von flexiblen und selbstadaptiven Lademethoden wird zu weiteren Lebensdauersteigerungen der Batteriespeicher führen.
- Es sollte eine Einbindung der Batteriebetriebsführung in Energiemanagementverfahren, einschließlich Lastoptimierung und Parallelbetrieb mehrerer Speicher erfolgen.

Batteriezustandsbestimmung

- Um eine zuverlässige und verbesserte Betriebsführung zu ermöglichen, müssen Online-Verfahren zur Ladezustands- und Alterungsbestimmung verwendet werden. Hier sollte eine Optimierung ausgewählter Online-Verfahren für Bleibatterien erfolgen.
- Da neue Batterietechnologien zunehmend an Bedeutung gewinnen, müssen vorhandene Verfahren zur Zustandsbestimmung auf diese Batterietechnologien übertragen werden.
- Die Modellierung von Alterungsvorgängen ist nach wie vor noch nicht zufriedenstellend gelöst. Die Entwicklung und Optimierung entsprechender Modelle muß daher fortgeführt werden.
- Zur Alterungsanalyse sollten vorhandene physikalische Modelle genutzt werden.
- Die Verifikation von Alterungsmodellen muß mittels vorhandener Langzeitdaten erfolgen.

Charge-equalizer

- Der Einsatz des Charge-equalizers führt zu einer deutlichen Lebensdauerverbesserung der eingesetzten Batterien.
- Der Charge-equalizer sollte weiterentwickelt und in ein Marktprodukt überführt werden.

Systemlösungen

- Eine weitere Optimierung der Batterielebensdauer wird durch die Entwicklung einer Batterie-Laderegler-Einheit gesehen.

Erfahrungen, Anforderungen und Märkte (Herr Bächler)

Laderegler

- Es sollte die Entwicklung von selbstlernenden Ladereglern, die sich der Betriebssituation anpassen und die Betriebsführung entsprechend modifizieren, gefördert werden.
- Entsprechende Laderegler sollten zudem die Batteriealterung berücksichtigen.
- Die heute üblicherweise eingesetzten Spannungsschwellen (z.B. beim Tiefentladeschluß) sollten durch Ladezustands-Methoden ersetzt werden.
- Laderegler mit MPP-Tracking sollten weiter optimiert werden.

Batterien

- Testmethoden für „PV-Batterien“ sollten entwickelt und verifiziert werden. Insbesondere sollten Methoden erarbeitet werden, die zur Vergabe eines „Gütesiegels“ herangezogen werden können.
- Die Streuung der individuellen Zellkapazitäten sollte durch Verbesserungen bei der Batterieproduktion reduziert werden.
- Da das Laden mit kleinen Ladeströmen und/oder bei niedrigen Temperaturen problematisch ist, sollten PV Batterien diesbezüglich optimiert werden.
- Zur Steigerung der Lebensdauer sollte bei Solar-Home-Systemen eine Elektrolytumwälzung eingesetzt werden. Bestehende Systeme sind hierfür jedoch zu teuer. Die Entwicklung eines Low-cost-Umwälzsystems sollte daher erfolgen.

- Da solare Kleinanwendungen an Popularität zunehmen, sollte das Ladeverhalten der hier eingesetzten Batteriesysteme untersucht werden und die Entwicklung angepaßter Ladeverfahren und Laderegler erfolgen.

Systemtechnik

- Da bis heute wenig Betriebserfahrungen über Solar-Home-Systeme sowie netzunabhängige kleine Versorgungssysteme existieren, sollte durch ein Meßprogramm eine größere Anzahl solcher Systeme vermessen werden.
- Die Modularisierung der Systemtechnik im Bereich Hausstrom- und Dorfstromversorgung würde deutliche Vorteile bringen, um auf Energie- und Leistungsbedarfsteigerungen flexibel reagieren zu können.

Allgemein

- Eine Verbesserung des Know-how-Austausches zwischen Batterieherstellern, Komponentenentwicklern und Systemdesignern würde der Weiterentwicklung von Komponenten hilfreich sein.
- Es sollte ein Know-how- und Technologietransfer in Entwicklungsländer erfolgen. Bisherige Beispiele zeigen, daß hierdurch eine deutliche Verbesserung der „in-country“ Produkte möglich ist.

Stand und Zukunft von Speichersystemen (Dr. Döring)

Bleibatterien

- Die verschlossenen Bleibatterien (VRLA-Batterien) haben sich in vielen Anwendungsfeldern durchgesetzt, für die sowohl Vlies- (AGM) - als auch Gelsysteme bevorzugt sind. In PV-Anwendungen sind VRLA-Batterien noch kein Standard. Eine eindeutige Bevorzugung eines Systems ist noch nicht gegeben.
- Es müssen daher mehr praktische Einsatzerfahrungen in unterschiedlichen PV-Bereichen gewonnen und analysiert werden.
- Die standardmäßig verwendeten Batterien müssen insbesondere für PV-Anwendungen und insbesondere mit Blickrichtung Lebensdauer weiter verbessert werden.
- In Solar-Home-Systemen (SHS) werden in Entwicklungsländern nach Ausfall der

Originalbatterie meistens landesübliche Starterbatterien mit extrem kurzer Lebensdauer eingesetzt. Dies sind in der Regel trocken vorgeladene Batterien.

Aufgabe von F&E ist die Lebensdauer solcher Low-cost-Batterien zu verbessern und eine effektive Inbetriebnahme (Säureaktivierung) zu entwickeln.

Neue Systeme

- Der generelle Einsatz neuer Systeme, wie verschlossener Ni-Cd-, Ni-MeH-, Li-Systeme (Li-Metall, Li-Ion, Li-Polymer), scheitert insbesondere an den Kosten. Im Bereich der Kleinanwendungen ist die Kostenproblematik etwas reduziert und die hohe spezifische Energie bzw. Energiedichte kommt zum Tragen. Für diese Systeme müssen erweiterte Einsatzerfahrungen gewonnen und analysiert werden.
- Nach wie vor ist für unsere Breiten die Jahresspeicherung ungelöst. Nur Systeme mit einer Entkopplung von Energie und Leistung bieten eine Lösung: Gasakkumulator und Redox-Flow-Zellen.
- Da der Gesamtwirkungsgrad des Gasakkumulators mit $< 40\%$ keine echte Lösung darstellt, sollte der Entwicklungsschwerpunkt auf die Redox-Flow-Zellen gelegt werden. Erste Demonstrationsvorhaben in PV-Anlagen sind notwendig.

Netzunabhängige PV-Anlagen (D.-U. Sauer)

- Zur richtigen Bewertung der Speicher sind definierte, auf verschiedene Anwendungen ausgelegte Testverfahren und auch entsprechendes Testequipment zu entwickeln. Dies ist international abgestimmt vorzunehmen. Unabhängige Institute sollen regelmäßig vergleichende Tests durchführen. Der Batteriehersteller hat auf dieser Grundlage selbst Tests durchzuführen und den Nutzer dann in PV-spezifischen Datenblättern darüber zu informieren.
- Da diese Tests in der Regel langwierig sind, müssen in Zusammenarbeit zwischen Industrie Zeitraffertests entwickelt werden.
- Zur besseren Betriebsführung sind effektive Algorithmen zur Zustandsbestimmung (Ladegrad, kritisches Alter) von Bleibatterien aber auch von den neuen Systemen zu entwickeln.
- Der Einfluß von Wechselstromanteilen auf die Lebensdauer bedarf grundlegender theo-

- retischer und praktischer Untersuchungen. Zusammen mit der Industrie muß darauf aufbauend eine Kosten/Nutzen Rechnung bzgl. des technischen Mehraufwands gemacht werden.
- Zur besseren Einbindung des Nutzers in das PV-System müssen soziologische, sozio-technische und sozio-ökonomische Untersuchungen vorgenommen werden. Darauf aufbauend sind geeignete Kommunikationsschnittstellen und Schulungsmaterial durch die Industrie zu entwickeln.

