



**Schlussbericht** Juni 2010

---

# **Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) für GSM/UMTS-Basisstationen mit Brennstoffzellen**

## **PEM-FC Back-Up System**

---

Für die finanzielle Unterstützung des Projekts und die Betreuung danken wir herzlich dem Bundesamt für Energie (BFE), vor allem Dr. Stefan Oberholzer und Dr. Michael Spirig. Ein besonderer Dank gilt auch der BFE-Begleitgruppe, insbesondere Dr. Felix Buechi, Paul-Scherrer-Institut und Prof. Michael Höckel, Berner Fachhochschule, die das Projekt in jährlich stattfindenden Sitzungen begleitet und mit ihrem Interesse sowie hilfreichen Anregungen unterstützt haben. Danken möchten wir auch der Swisscom (Schweiz) AG für die Möglichkeit, die Mobilfunk-Basisstation für die Feldtests einzusetzen, vor allem Herrn Willy Kohler und Herrn Martin Ruwe für die gute Zusammenarbeit. Der American Power Conversion Corporation danken wir für die technische Ausrüstung, insbesondere Herrn Joern Ruders, APC Wettingen, für die zuverlässige Projektbegleitung. Ein weiteres herzliches Dankeschön geht an Herrn Mark Kammerer von Hydrogenics Corporation, der mit wertvollen Zusatzinformationen zum Erreichen der Projektziele beitrug.

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
Forschungsprogramm Brennstoffzellen und Wasserstoff  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Kofinanzierung:**

Swisscom (Schweiz) AG, CH-3050 Bern  
American Power Conversion Corporation, CH-5430 Wettingen

**Auftragnehmer:**

Hochschule Luzern – Technik & Architektur  
CC Thermische Energiesysteme & Verfahrenstechnik  
Technikumstrasse 21  
CH-6048 Horw  
[www.hslu.ch/technik-architektur](http://www.hslu.ch/technik-architektur)

**Autoren:**

Ulrike Trachte, [ulrike.trachte@hslu.ch](mailto:ulrike.trachte@hslu.ch)  
Prof. Dr. Beat Wellig, [beat.wellig@hslu.ch](mailto:beat.wellig@hslu.ch)  
Prof. Ernst Lüthi, [ernst.luethi@hslu.ch](mailto:ernst.luethi@hslu.ch)  
Thomas Gander, [thomas.gander@hslu.ch](mailto:thomas.gander@hslu.ch)  
Prof. Vinzenz Härri, [vinzenz.haerri@hslu.ch](mailto:vinzenz.haerri@hslu.ch)

**BFE-Bereichsleiter:** Dr. Stefan Oberholzer

**BFE-Programmleiter:** Dr. Stefan Oberholzer

**BFE-Vertrags- und Projektnummer:** 152868 / 102256

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

## Abstract

An der Hochschule Luzern – Technik & Architektur wurde von Januar 2006 bis August 2009 ein Feldtest mit Brennstoffzellen zur Unterbrechungsfreien Stromversorgung durchgeführt. Das Projekt fand in Zusammenarbeit mit den Industriepartnern Swisscom (Schweiz) AG, als Anwenderin und American Power Conversion Corporation, als Hersteller von Unterbrechungsfreien Stromversorgungs-Anlagen statt. Bei Stromausfall lieferte statt einer Bleibatterie eine Brennstoffzelle den erforderlichen Strom. Zur Überbrückung des verzögerten Anfahrverhaltens der Brennstoffzelle wurden Superkapazitäten eingesetzt.

Das System war an eine im realen Betrieb arbeitende Mobilfunk-Basisstation der Swisscom (Schweiz) AG auf dem Dach der Hochschule Luzern – Technik & Architektur in Horw angeschlossen. Die Wasserstoffbereitstellung erfolgte über zwei Druckgasflaschen, die unter der Verbraucherlast der Mobilfunk-Basisstation eine Autonomiezeit von rund 6 Stunden gewährleisteten. Im Feldtest wurden durch monatliche Stromausfall-Simulationen von 5x5 Minuten sowie 2x20 Minuten die Funktionsfähigkeit und Zuverlässigkeit des Systems unter Beweis gestellt. Auch bei längeren Unterbruchszeiten von über 4 Stunden sowie während zwei realen Stromausfällen bis zu anderthalb Stunden war das System zuverlässig in Betrieb.

Die Tests wurden über einen Zeitraum von über dreieinhalb Jahren durchgeführt. Nach 350 Starts und einer realen Laufzeit von knapp 100 Stunden wurden die Stromausfall-Simulationen beendet. Unter der Verbraucherlast der Mobilfunkantenne startete die Brennstoffzelle zu 100% zuverlässig. Am Ende der Tests wurde ein Spannungsabfall der Brennstoffzelle von ca. 3.3% gemessen. Die insgesamt gelieferte elektrische Energie betrug 470 kWh. Nach Beendigung der Tests war die Brennstoffzelle noch voll funktionsfähig.

In Ergänzung zu den Feldtests wurde die Umweltbelastung der üblicherweise eingesetzten Bleibatterien mit der Umweltbelastung der Brennstoffzelle verglichen. Innerhalb eines Lebenszyklus von 10 Jahren wird mit der Brennstoffzelle im Vergleich zu den Bleibatterien ohne Recycling eine fast 90%-ige Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Äquivalente erreicht. Im Vergleich zu den Bleibatterien mit Recycling ergibt sich eine Reduzierung von über 80%.

Während der Laufzeit des Projekts hat sich der Markt im Bereich der Notstromversorgung mit Brennstoffzellen verändert. Verschiedene Hersteller von Brennstoffzellen und Unterbrechungsfreien Stromversorgungs-Anlagen haben deutliche technische Fortschritte erzielt. Die Notstromversorgung zählt heute zu den erfolgversprechenden Anwendungen der Brennstoffzelle im ‚Early Market‘.

## Summary

The Lucerne University of Applied Sciences and Arts – Lucerne School of Engineering and Architecture conducted fieldtests with an uninterruptible power supply (UPS) with fuel cell technology since January 2006. The project took place in collaboration with the industrial partners Swisscom (Schweiz) AG, as a user of UPS-systems in telecommunications and the American Power Conversion Corporation as a producer and market leader of UPS-Systems. In this project, the lead-acid batteries were replaced by a PEM fuel cell system. The delayed start-up behaviour of the fuel cell was bridged with supercapacitor technology.

The system was connected to an existing working base station of a telecommunication installation, which was installed on the roof of the Lucerne School of Engineering and Architecture in Horw. Hydrogen was provided by two pressure tanks. The full quantity of Hydrogen assured a stand-alone operation for about 6 hours under the load of the telecommunication base station. The fieldtest included monthly grid failure simulations of 5x5 minutes and 2x20 minutes power failures. Also during grid failure simulations for more than 4 hours and during two real outages up to one and a half hour the system provided the demanded power.

The fieldtest was performed for a period of three and a half years. Excellent results of the approximately 350 start-up's confirm the functionality, reliability and performance of the system. Under the load of the base station the fuel cell system started with a reliability of 100%. At the end of the tests a decrease of the fuel cell voltage of about 3.3% was measured. The fuel cell system was still fully operational at this time. An amount of energy of about 470 kWh was provided.

In addition to the fieldtest, the environmental impact of the lead-acid batteries, which are normally used, and the fuel cell system was investigated. The analysis between the fuel cell system and lead-acid batteries without recycling showed a reduction of CO<sub>2</sub>-equivalents of nearly 90% within a life cycle of 10 years. In comparison with lead-acid batteries with recycling there is a reduction of more than 80%.

During the project period the market changed. An increasing number of fuel cell producers and UPS suppliers became aware that the application of fuel cell's as a back-up system respond to critical market demands. They developed ready-to-market products which are suited to achieve early commercialisation success. Hence for the fuel cell UPS application it is no longer the question of functionality but of a successful market entry.

## Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung.....	6
1.1 Ausgangslage .....	6
1.2 Ziel der Arbeit.....	7
2. Anlagekonzept.....	7
2.1 Systemtechnische Integration .....	9
2.2 Brennstoffzelle .....	10
2.3 Superkapazitäten .....	11
2.4 Controlling und Messdatenerfassung.....	12
2.5 Wasserstoffbereitstellung.....	13
3. Messkonzept .....	14
3.1 Testprogramm .....	14
3.2 Testaufbau .....	15
4. Testergebnisse und Auswertung .....	18
4.1 Startverhalten .....	18
4.2 Lastkurven.....	19
4.3 Spannungskurven .....	21
4.4 Kennlinie .....	24
4.5 Wirkungsgrad .....	27
5. Betriebserfahrungen .....	31
5.1 Zuverlässigkeit (Start und Betrieb).....	31
5.2 Betriebstemperatur.....	32
5.3 Superkapazitäten .....	33
5.4 Wasserstoff und Sicherheit .....	37
5.5 Betriebskosten .....	37
6. Bewertung .....	38
7. Umweltbewertung.....	39
7.1 Batterie .....	39
7.2 Brennstoffzelle .....	40
7.3 Berechnung der Umweltbelastung .....	41
7.4 Bewertung .....	44
8. Schlussfolgerungen und Ausblick.....	45
9. Symbolverzeichnis.....	46
9.1 Lateinische Symbole .....	46
9.2 Griechische Symbole .....	46
10. Referenzen .....	47
A1 Anlagenschema .....	48
A2 Datenblatt Brennstoffzelle .....	49
A3 Datenblatt Superkapazitäten.....	50
A4 Datenblatt Ladegerät.....	52
A5 Datenblatt Batterie .....	53
A6 Schaubild Strommix Schweiz.....	54

# 1. Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Die Brennstoffzelle galt in den 1990-er Jahren als *die* grosse Zukunftstechnologie für Fahrzeugantriebe, Hausheizungen und für portable Anwendungen als Batterieersatz. Der Euphorie folgte eine gewisse Ernüchterung, da es in Bezug auf Lebensdauer und Kosten der Brennstoffzelle noch viele offene Punkte zu lösen galt. Dank grossen Investitionen und intensiver Forschung wurden in der Brennstoffzellen-Herstellung markante technische Fortschritte erzielt. Der Schwerpunkt verlagerte sich zu der Frage, in welche geeignete Anwendungen ein Brennstoffzellen-System integriert werden kann.

Ein Bereich, in dem sich die Brennstoffzelle einen erfolgversprechenden Platz auf dem Markt erobern könnte, ist die Notstrom- und Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) [1]. Diese wird vor allem im IT- und Telekommunikationssektor zunehmend wichtiger, da eine immer grössere Daten- und Verbindungs-Sicherheit bei gleichzeitig grösser werdenden Leistungen gefordert wird. Bei einer Notstromversorgung kommen die Brennstoffzellen temporär zum Einsatz, so dass die für den Dauerbetrieb meist noch zu geringe Lebensdauer kein Nachteil ist. Als Ersatz für Bleibatterien oder Diesel-Generatoren weist ein Brennstoffzellen-System hingegen zahlreiche Vorteile auf:

Brennstoffzellen arbeiten leise und sauber. Es entstehen lokal keine schädlichen Abgase. Eine flexible Anpassung der Anlage an die Bedürfnisse der Anwender ist möglich. Die Leistung kann durch modularen Aufbau der Zellen variiert werden. Die erforderliche Autonomiezeit wird über die bereitgestellte Menge an Wasserstoff angepasst. Im Betrieb kann die verbleibende Autonomiezeit einfach über eine Füllstandsmessung kontrolliert werden. Auch bei wechselnden Umgebungstemperaturen ist die Brennstoffzelle betriebsfähig und ein geringer Service- und Wartungsaufwand ist durch eine lange Betriebsbereitschaft zu erwarten.

Aufgrund dieser günstigen Voraussetzungen hat die Hochschule Luzern – Technik & Architektur in einem ersten Projekt [2] im Jahr 2005 eine USV-Anlage mit Brennstoffzellen anstelle von Bleibatterien konzipiert und untersucht. Das Projekt fand bereits in Zusammenarbeit mit den Industriepartnern Swisscom (Schweiz) AG als Anwenderin von USV-Anlagen und American Power Conversion Corporation als Hersteller von USV-Anlagen statt, sowie mit finanzieller Unterstützung durch das Bundesamt für Energie (BFE).

Nach einem Testlauf im Labor wurde das System im Januar 2006 an eine reale Mobilfunk-Basisstation (GSM/UMTS) auf dem Dach der Hochschule Luzern – Technik & Architektur in Horw angeschlossen. Monatliche Stromausfälle wurden unter realer Verbraucherlast simuliert, sowie Tests mit externer Last bis zu 8.5 kW durchgeführt. Das Testprogramm wurde zusammen mit Swisscom (Schweiz) AG ausgearbeitet. In den ersten vier Monaten blieben parallel die Batterien der USV angeschlossen. Ab April bis Ende 2006 lieferten dann ausschliesslich die Brennstoffzelle respektive beim Anfahren die Supercapazitäten den Notstrom. Auch einen netzbedingten Stromausfall, der anderthalb Stunden dauerte, sowie Dauertests von bis zu vier Stunden wurden durch die Anlage problemlos überbrückt. Insgesamt startete die Brennstoffzelle im ersten Betriebsjahr 145 Mal bei einer Gesamtlaufzeit von 39 Stunden. Damit war das Ziel dieses ersten Projekts – der Nachweis der Funktionsfähigkeit des Systems – erreicht. Aufgrund der sehr guten Testergebnisse beschlossen die Projektpartner, den Feldversuch in einem Folgeprojekt bis im Mitte 2009 fortzusetzen.

Parallel zu den laufenden Tests führte die Hochschule Luzern – Technik & Architektur eine Studie zu einer Anwendung der Brennstoffzelle im Bereich mobiler Basisstationen für das Sicherheitsfunknetz POLYCOM durch [3].

## 1.2 Ziel der Arbeit

Ziel dieses Folgeprojekts war es, Erfahrungen im Langzeitbetrieb der Anlage zu gewinnen und die Störanfälligkeit des Gesamtsystems zu testen. Noch besteht bei Herstellern und Anwendern von Brennstoffzellen ein Mangel an Erfahrungen im Langzeitbetrieb unter realen Betriebsbedingungen. Auch braucht es mehr gesicherte Informationen zu den tatsächlichen Betriebs- und Unterhaltskosten über einen längeren Zeitraum.

Die monatlichen Stromausfallsimulationen wurden nach dem gleichen Testprogramm wie im Vorgänger-Projekt durchgeführt. Während der Tests wurden verschiedene Parameter des Systems aufgezeichnet und die entsprechenden Lastkurven der Brennstoffzelle erstellt. Die Auswertung erfolgte im Hinblick auf die Kriterien Zuverlässigkeit, Degradation und Wirkungsgrad. Die Betriebserfahrungen wurden hinsichtlich der Störanfälligkeit von Brennstoffzelle und Systemkomponenten sowie der Betriebssicherheit betrachtet.

Ergänzend zu den Tests wurde eine Umweltbewertung der Brennstoffzelle im Vergleich zu den üblicherweise vom Hersteller eingesetzten Bleibatterien durchgeführt.

## 2. Anlagekonzept

Grundlage für das Konzept der Brennstoffzellen-Anlage war eine im realen Betrieb arbeitende Mobilfunk-Basisstation mit installierter USV. Die bestehende USV ist für den Online-Betrieb ausgelegt, d.h. sie wird bei allen auftretenden Netzstörungen, sowohl bei Netzausfällen als auch bei Spannungsschößen und Frequenzschwankungen, eingesetzt. Bei Netzausfall wird der benötigte Strom über eingebaute Bleibatterien geliefert. Im Projekt wurden diese Batterien von der USV entkoppelt und durch eine Brennstoffzelle ersetzt. Diese wurde in einem separaten Rack neben der USV installiert und direkt an den Batterie-Eingang der USV-Anlage angeschlossen. Die Funktion der USV zum Ausgleich von Spannungsschößen und Frequenzschwankungen blieb auf diese Weise erhalten.

Die Auslegung der Brennstoffzelle orientierte sich an der Leistung der USV-Anlage. Diese ist für eine Spitzenlast von 10 kW ausgelegt. Als Brennstoffzelle wurde ein kommerziell erhältliches System mit einer Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) Brennstoffzelle verwendet. Neben dem Zellstapel enthielt das System auch notwendige Hilfsaggregate zur Steuerung und Kühlung. Die unregelmäßige Ausgangsspannung der Brennstoffzelle wurde über einen DC/DC-Wandler auf die Spannung am Batterie-Eingang transformiert. Diese Spannung beträgt  $\pm 435$  VDC und ist somit ausserordentlich hoch.

Neben dem Einsatz einer Brennstoffzelle sollten die schwermetallhaltigen Batterien komplett ersetzt werden. Als Energiepuffer zur Überbrückung des verzögerten Anfahrverhaltens wurden deshalb Superkapazitäten eingesetzt. Diese mussten auch an den Batterie-Eingang der USV-Anlage und somit an die hohe Spannung gekoppelt werden. Bei einer Spannung von 2.5 VDC pro Kondensator wäre eine unverhältnismässig hohe Anzahl erforderlich gewesen. Aus diesem Grund wurde ein zweiter DC/DC-Wandler eingesetzt, um die Spannung des Superkapazitäten-Moduls auf die hohe Spannung am Batterie-Eingang zu transformieren.

Zur Steuerung und Regelung wurde neben dem Controller der Brennstoffzelle eine übergeordnete Steuerung (SPS) gewählt. Über diese Steuerung erfolgte die Ladung der Superkapazitäten sowie die Erfassung der Messdaten.

Das Gesamtsystem wurde gemäss folgenden Spezifikationen ausgelegt:

Maximale Leistung der Brennstoffzelle	10 kW
Maximale Verbraucherlast am USV-Ausgang:	6 kW <sup>1</sup>
Verbraucherlast während den Tests	2.6 kW
Anschlussspannung am USV Batterie-Eingang:	± 435 VDC
Überbrückungszeit zum Anfahren:	30 sec. bei $P_{\max} = 6 \text{ kW}$
Autonomiezeit (bei Verbraucherlast):	6 h

Als Brennstoff wurde Wasserstoff aus Druckgasflaschen verwendet. Im Blockschaltbild in Abbildung 1 ist die Anordnung der einzelnen Komponenten ersichtlich.

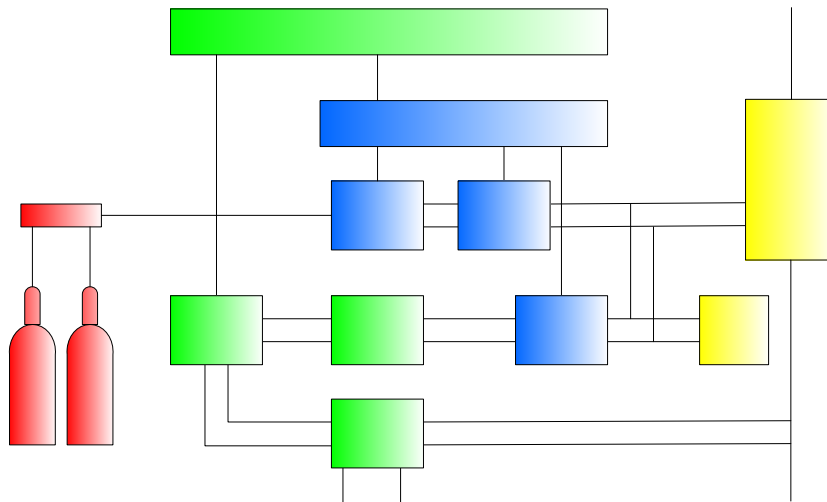


Abbildung 1: Blockschaltbild der Anlage

Die Batterien wurden in der Testperiode nach drei Monaten von der USV abgekoppelt. Die Brennstoffzelle verblieb im Falle einer Stromversorgung über das Netz im Stand-by-Modus. Sie schaltete sich automatisch ein, sobald die USV einen Netzausfall signalisierte.

Wasserstoff ist in einer Konzentration von 4 – 75.6 Volumen-% in Luft leicht entflammbar. Damit die Brennstoffzelle unbeaufsichtigt sicher betrieben werden kann, wurden folgende passive und aktive Sicherheitsmassnahmen getroffen:

- Aufstellung der Druckgasflaschen ausserhalb des Gebäudes.
- Belüftung des Raumes, in dem sich die Brennstoffzelle befindet, durch Lüftungsöffnungen in der Tür und oben in der Wand. Eine natürliche Durchlüftung des Raumes ist dadurch gewährleistet.
- Belüftung des Racks, in dem die Brennstoffzelle montiert ist. Die Belüftung erfolgte über einen Ventilator, der auch im Stand-by-Betrieb der Anlage kontinuierlich in Betrieb war. Über ein Abluftrohr wurde austretender Wasserstoff direkt ins Freie geführt, um so eine kritische Wasserstoffkonzentration im Raum zu verhindern.
- Ein Wasserstoffsensor wurde sowohl in der Abluftleitung als auch im Aufstellungsraum der Anlage installiert. Die Sensoren waren so eingestellt, dass schon bei geringem, unkritischem Wasserstoffgehalt in der Luft eine Alarmmeldung ausgelöst wird und ein Magnetventil am Wasserstoffspeicher die Zufuhr stoppt.

<sup>1</sup> In diesen 6 kW ist die Leistung der Klimaanlage mit eingeschlossen. Die tatsächliche Verbraucherlast während den Tests betrug nur ca. 2.6 kW.



- Ein Alarmierungskonzept wurde in Zusammenarbeit mit Swisscom (Schweiz) AG erarbeitet. Das Swisscom Kontrollcenter in Olten konnte den Zustand der Anlage jederzeit abrufen. Folgende Alarmmeldungen wurden automatisch ausgelöst:
  - Wasserstoffkonzentration in der Luft über dem eingestellten Grenzwert
  - allgemeine Anlagestörung
  - Störung der Brennstoffzelle
  - Wasserstoffflasche leer
  - Information, wenn Brennstoffzelle läuft

## 2.1 Systemtechnische Integration

Die USV-Anlage wurde zusammen mit der Basisstation in einem separaten Container auf dem Dach der Hochschule Luzern - Technik & Architektur installiert. Die Brennstoffzelle wurde in einem separaten 19"-Standard-Rack montiert. Da im Container für ein zusätzliches Rack kein Platz mehr vorhanden war, wurde das Rack in einem Serviceraum aufgestellt, der sich unmittelbar neben dem Container mit der USV-Anlage befindet.

Das Rack war so konzipiert, dass insgesamt drei Brennstoffzellen-Einschübe mit je 10 kW Leistung eingebaut werden können. In der Testanlage wurde oberhalb der Brennstoffzelle ein Einschub mit den Superkapazitäten belegt. Ein Einschub blieb frei. Im unteren Einschub waren die Komponenten für den inneren Kühlkreis platziert. Zusätzlich werden im Rack die SPS und das Ladegerät, sowie die beiden DC/DC-Wandler und der Controller installiert. Das Rack ist in Abbildung 2 dargestellt.

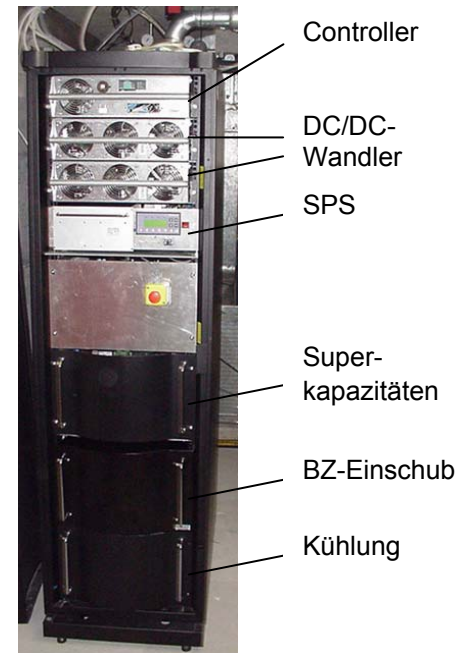


Abbildung 2: Rack mit Brennstoffzelle

Der Rückkühler für den äusseren Kühlkreislauf sowie die Wasserstoffbereitstellung wurden im Aussenbereich aufgestellt. Das Layout der Gesamtanlage mit Container, Rückkühler und Wasserstoffschrank auf dem Dach der Hochschule Luzern ist in Abbildung 3 dargestellt.

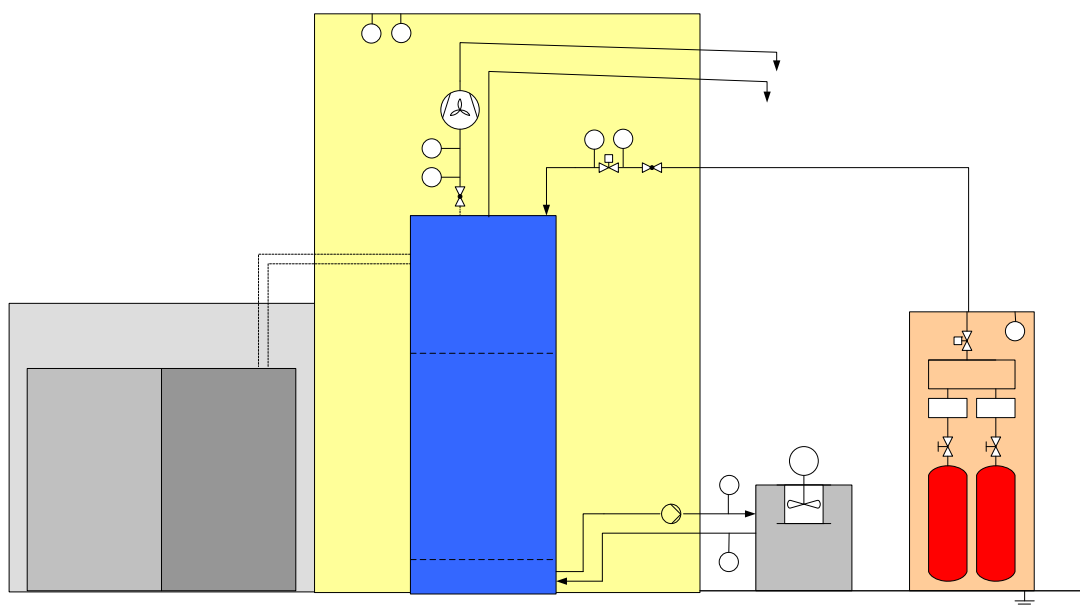


Abbildung 3: Layout der Gesamtanlage

Die Fotos in Abbildung 4 zeigen die Mobilfunkantenne sowie die Aufstellung des Containers mit der USV-Anlage, den Rückkühler und die Wasserstoffversorgung vor Ort.



Abbildung 4: Aufstellung vor Ort mit Mobilfunkantenne

Die wesentlichen Komponenten werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

## 2.2 Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle (BZ) ist ein wasserstoffbetriebenes kommerziell erhältliches System der Firma Hydrogenics vom Typ Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) Zelle. Das Modul ist für eine elektrische Leistung von 10 kW ausgelegt, siehe Datenblatt im Anhang A2. Die Steuerung der Brennstoffzelle erfolgte über einen Controller, die Kühlung des Systems über einen internen Wasserkreislauf. Der externe Kühlkreislauf wurde im Projekt über einen Trocken-Rückkühler realisiert. Das im Betrieb entstehende Wasser konnte in einem Kanister gesammelt werden. Der Sauerstoff wurde über die Umgebungsluft zugeführt.

Technische Daten der Brennstoffzelle:

El. Leistung:	10 kW
Spitzenlast:	12 kW
Spannungsbereich:	37 – 57 VDC
Betriebstemperatur:	65°C
Verbrauch H <sub>2</sub> :	≤ 150 slpm (Herstellerangabe bei Vollast) <sup>2</sup>

Die Fotos in Abbildung 5 zeigen das Modul geöffnet und geschlossen im Rack-Einschub.



Abbildung 5: Brennstoffzelle mit offenem Gehäuse und im Rack-Einschub

<sup>2</sup> Standard Liter Per Minute (bei 1.01325 bar und 0°C)

## 2.3 Superkapazitäten

Superkapazitäten sind an der Hochschule Luzern - Technik & Architektur ein Forschungsschwerpunkt am Kompetenzzentrum 'Integrale, intelligente und effiziente Energiesysteme' (CC IIEE) [4][5]. Das Prinzip der Energiespeicherung beruht bei den Superkapazitäten auf einem elektrostatischen Vorgang (im Gegensatz zu Batterien, welche die Energie elektrochemisch speichern). Superkapazitäten, abgekürzt auch Scaps genannt, sind gewickelte Kondensatoren. Eine dünne Isolationsschicht mit hoher Rauigkeit sorgt für einen minimalen Abstand zwischen den Kondensatorplatten. Dadurch können sie in kurzer Zeit grosse Energiemengen speichern, sowie bei einem Netzerbruch im Sekundenbruchteil den benötigten Strom liefern.

Typ und Anzahl der zu verwendenden Superkapazitäten werden durch die Position im System und durch die Anforderungen bestimmt. Im Projekt wurden die einzelnen Scaps in Serie geschaltet und über Leiterplatten miteinander verbunden. Der Leistungspfad sowie die Steuer- und Überwachungsfunktionen waren auf dieser Platte integriert. Die Überwachung von Spannung und Temperatur ist deshalb wichtig, da Kapazität, Innen- und Parallelwiderstand bei verschiedenen Scaps nie exakt gleich sind. Bei der Verbindung mehrerer Komponenten zu einem Modul müssen die Scaps deshalb ausbalanciert und überwacht werden.

Abbildung 6 zeigt den gewählten Scap-Typ BCAP0010 der Firma Maxwell Technologies. Ein Datenblatt befindet sich im Anhang A3. Die Kenndaten sowie die Auslegungsdaten sind im Folgenden aufgeführt:

Kenndaten des BCAP0010:

- Kapazität: 2600 F<sup>3</sup>
- Spannung: 2.5 VDC
- Gewicht: 525 g
- Abmessung: 60 x 172 mm



Abbildung 6: Superkondensator Typ BCAP0010

Auslegung:

- Überbrückungszeit: 30 sec. bei einer Last von 6 kW
- Anzahl gesamt: 78 (3 Teilmodule zu je 26 Stück parallel)
- Spannung nominal: 65 VDC (26 x 2.5 VDC)
- Gewicht Teilmodul: ca. 20 kg
- Kapazität gesamt: 300 F
- Energieinhalt: 93 Wh (bei 60 – 37 V)

Zur Überbrückung der Anfahrzeit von 30 Sekunden reichen prinzipiell zwei Teilmodule mit je 26 Scaps aus. Bei dieser Konstellation fließen jedoch sehr hohe Ströme (z.B. bei einer Leistung von 10 kW fließen ca. 270 A). Dieser Strom muss von den einzelnen Modulen zu gleichen Teilen geliefert werden. Durch den Einsatz von drei Modulen wird der Strom pro Teilmodul unter 100 A gehalten, was weniger Verluste und kleinere Kabelquerschnitte bedeutet. Zusätzlich wird dadurch das Fassungsvermögen erhöht und die Überbrückungszeit verlängert.

---

<sup>3</sup> Die Fa. Maxwell bietet inzwischen ein Nachfolgemodell des BCAP0010 an mit einer Kapazität von 3000 F statt 2600 F.

Das komplette Scap-Modul wurde im 19“-Rack oberhalb der Brennstoffzelle montiert, wie auf dem Foto in Abbildung 7 dargestellt.



Abbildung 7: Teilmodule der Superkapazitäten eingebaut im Rack

### *Laden der Superkapazitäten*

Die Scaps wurden über ein Ladegerät geladen, das an den USV-Ausgang angeschlossen war. Unmittelbar nach dem Aufstarten der Brennstoffzelle wurden sie über die Brennstoffzelle wieder geladen, damit sie auch bei kurz hintereinander folgenden Stromausfällen betriebsbereit blieben. Das Aufladen erfolgte dreistufig über eine geregelte Ladeschaltung, die den Maximalstrom begrenzt und die Ladezeit sowie den Spannungsausgleich zwischen den Scaps optimiert. Die Regelung war so eingestellt, dass die Spannung entsprechend zur Brennstoffzelle 58 V erreichte. Zum Laden wurde ein Ladegerät der Fa. Schaefer mit einer Leistung von maximal 2 kW eingesetzt. Ein Datenblatt befindet sich im Anhang A4.

## **2.4 Controlling und Messdatenerfassung**

Das gesamte System wurde übergeordnet durch eine SPS der Fa. Selectron in Betrieb gesetzt und gesteuert. Es arbeitete autonom, d.h. das System konnte ohne PC gestartet werden. Die Steuerung erfüllte folgende Aufgaben:

- Messdatenerfassung<sup>4</sup> über eine CAN-Bus-Verbindung:
  - Daten der Brennstoffzelle (Stromstärke, Spannung, Temperatur) aus Controller
  - Betriebszustand der USV
  - Scap-Überwachungsdaten (Temperatur, Spannung)
  - Temperatur- und Druckwerte<sup>5</sup>
- Steuerung des Ladevorgangs der Scaps
- Steuerung des externen Kühlkreislaufs
 

Der Betrieb von Rückkühler und Pumpe wurde über die SPS gesteuert. Um Standschäden zu vermeiden, wurde der Rückkühler monatlich für zwei Stunden in Betrieb gesetzt.
- Schnittstelle zum Kontrollcenter der Swisscom (Schweiz) AG
- Schnittstelle zum Anwender
 

Die Kommunikation erfolgte über ein HMI (Human Machine Interface). Display und Bedienerfeld erlaubten das Bedienen der Anlage sowie das Abfragen der Anlagezustände. Das Interface ist auf dem Foto in Abbildung 8 zu sehen.



Abbildung 8: HMI Interface

<sup>4</sup> Während des Betriebs der Brennstoffzelle wurden alle Daten automatisch aufgezeichnet. Das Auslesen der Daten über den PC erfolgte über eine Ethernet-Schnittstelle.

<sup>5</sup> An der Anlage waren mehrere Temperatur- und Druck-Messstellen zur Überwachung installiert.

– Visualisierung

Der Anlagezustand wurde schematisch auf der Bildschirmoberfläche dargestellt. Die Leistung der Brennstoffzelle und der Ladezustand der Superkapazitäten sind auf den Mess-Skalen ablesbar, wenn die Anlage läuft. Abbildung 9 zeigt das Schema der Visualisierung.

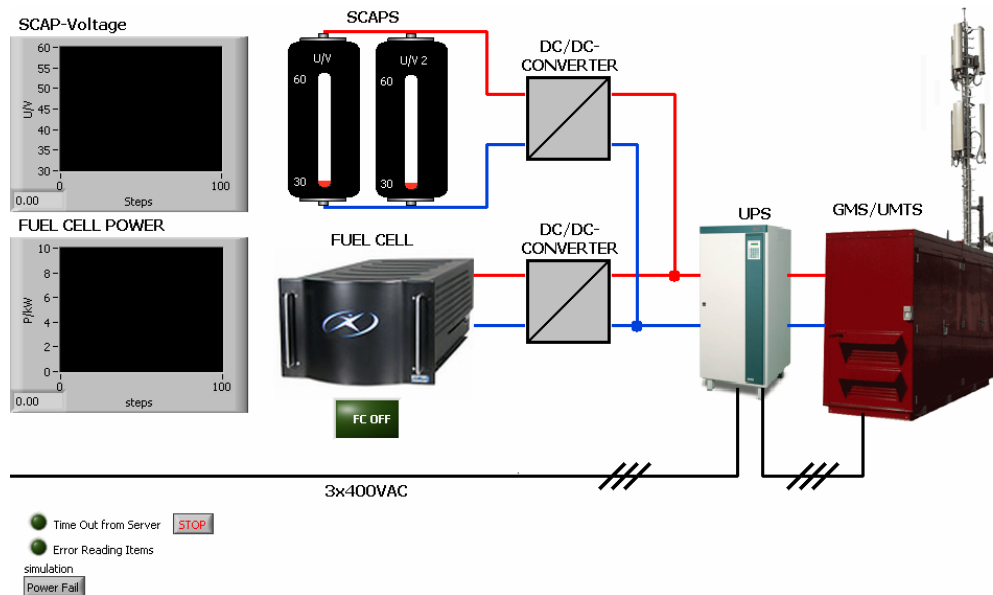


Abbildung 9: Bildschirmoberfläche zur Visualisierung

## 2.5 Wasserstoffbereitstellung

Als Brennstoff wurde Wasserstoff der Qualität 4.0 benötigt, was einem Reinheitsgrad von 99.99 % entspricht. Die Bereitstellung erfolgte über zwei 50-Liter-Druckgasflaschen à 200 bar, die bei Verbraucherlast eine Autonomiezeit von ca. 6 Stunden gewährleisteten. Eine halbautomatische Umschaltstation stellte nach Leerung der ersten Flasche automatisch auf die zweite um. Über eine Füllstandsmessung wurde bei beiden Flaschen der Flascheninhalt überwacht. Sobald eine Flasche leer war, wurde im Kontrollcenter der Swisscom (Schweiz) AG eine Alarmmeldung ausgelöst, damit die Flasche gewechselt werden konnte.

Druckgasflaschen und Umschaltstation waren in einem separaten wetterfesten Flaschenschrank untergebracht, der im Freien aufgestellt wurde. Dies hat zwei Vorteile. Erstens entweicht der Wasserstoff bei einem Leck sofort ins Freie und zweitens gewährleistet die Aufstellung einen einfachen Zugang beim Flaschenwechsel.

Die Installation der Druckgasflaschen mit Umschaltstation ist aus Abbildung 10 ersichtlich. Die Wasserstoffleitungen sowie die Sicherheits- und Kontrollarmaturen wurden von einem erfahrenen Fachmann installiert. Ein Drucktest bestätigte die Dichtheit der Anlage.



Abbildung 10: Wasserstoffversorgung mit Umschaltstation



### 3. Messkonzept

#### 3.1 Testprogramm

Das Testprogramm wurde zusammen mit der Swisscom (Schweiz) AG geplant, um die Bedürfnisse im realen Betrieb so gut wie möglich zu berücksichtigen. So sollte das System sowohl bei kurz aufeinanderfolgenden als auch bei längeren Stromausfällen zuverlässig und dauerhaft funktionieren. Ausgewählt wurden drei Szenarien unter Verbraucherlast:

- 5x5 Minuten Stromausfall, dazwischen je eine Minute Netzstrom
- 2x20 Minuten Stromausfall, dazwischen 20 Minuten Netzstrom
- 4 Stunden Stromausfall kontinuierlich

Die zeitlichen Abläufe des 5x5 Minuten- und des 2x20 Minuten-Tests sind schematisch in den Abbildungen 11 und 12 dargestellt.

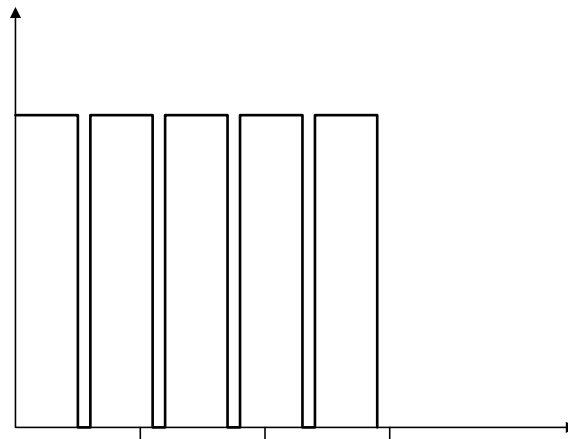


Abbildung 11: Schema 5 x 5 Minuten-Test

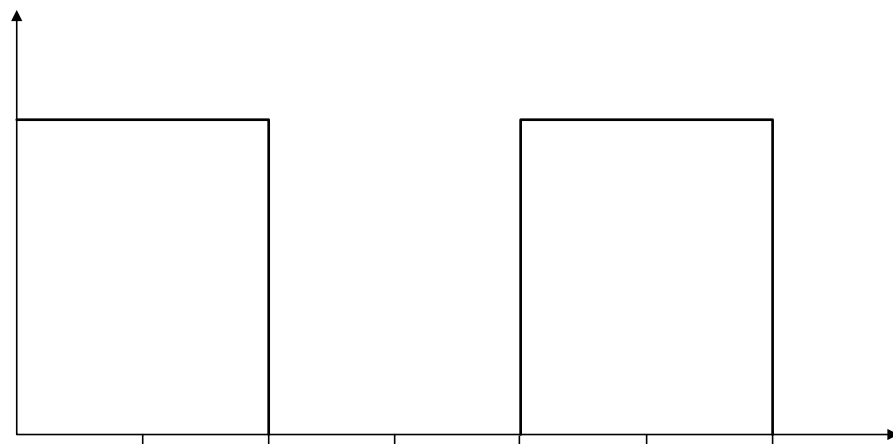


Abbildung 12: Schema 2 x 20 Minuten-Test

Ergänzend sollte das Brennstoffzellen-Modul auch unter höheren Lasten getestet werden. Dazu wurde das System von der Basisstation entkoppelt und an einen externen Widerstand angeschlossen, bei dem die Last stufenweise geregelt werden kann. In Tabelle 1 sind alle durchgeführten Testserien aufgelistet.

	Test	Last	Dauer	Durchführung	Ziel
1	Simulation normaler Stromausfälle mit Wiederholung	Antenne	2x20 min. innerhalb 1 h	Monatlich ab Januar 2006	Zuverlässigkeit
2	Simulation kurz aufeinander folgender Stromausfälle	Antenne	5x5 min. innerhalb 30 min.	Monatlich ab Januar 2006	Zuverlässigkeit
3	Simulation lang anhaltender Stromausfälle	Antenne	4 h	Zwei Mal jährlich	Zuverlässigkeit
4	Belastung bei Volllast	Externe Last	30 min.	Drei Mal jährlich	Degradation
5	Belastung mit abfallender Last	Externe Last	30 min.	Drei Mal jährlich	Degradation Kennlinie

Tabelle 1: Durchgeführte Testserien

Nach Juni 2007 wurden unter Volllast keine Messungen mehr durchgeführt. Bei höheren Lasten wurde ein Fehler in der Steuerung festgestellt. Dieser Fehler wurde durch den Projektpartner jedoch nicht mehr behoben, da dies zu aufwändig gewesen wäre. Auf die weiteren Messungen unter Verbraucherlast stellte dieser Umstand jedoch keine Beeinträchtigung dar, so dass diese Testserien planmässig fortgesetzt werden konnten.

### 3.2 Testaufbau

Stromstärke und Spannung der Brennstoffzelle wurden während des Betriebs direkt am Ausgang der Brennstoffzelle erfasst und kontinuierlich aufgezeichnet. Zur Überwachung der Superkapazitäten wurden Spannung und Temperatur gemessen. Alle Messdaten wurden über die SPS verwaltet und konnten auf dem PC über eine Ethernet-Schnittstelle ausgelesen werden.

Der Wasserstoffverbrauch wurde über die Druckreduktion in den Druckgasflaschen ermittelt. Druck und Temperatur wurden während des Betriebs der Brennstoffzelle gemessen. Aus dem Wasserstoffverbrauch und der abgegebenen elektrischen Energie wird der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle ermittelt, siehe Kapitel 4.5. Um eine Aussage über den Wirkungsgrad des Gesamtsystems mit USV-Anlage  $\eta_{\text{ges}}$  treffen zu können, wurde in einer einmaligen Messreihe die Leistung am Ausgang der USV über einen angeschlossenen Power Analyzer gemessen.

In Tabelle 2 sind die gemessenen Grössen und das Ziel der Auswertung dargestellt. Das Blockschaltbild in Abbildung 13 zeigt auf, an welcher Stelle im System gemessen wurde.

	Gemessene Grösse	Auswertung
<b>Brennstoffzelle</b>	Stromstärke $I_{BZ}$	Last- und Spannungsverlauf
	Spannung $U_{BZ}$	Last- und Spannungsverlauf
	Temperatur $T_{BZ}$	Temperaturverlauf
<b>Superkapazitäten</b>	Entladezeit $t_{Entl}$	Anfahrverhalten
	Aufladezeit $t_{Aufl}$	Anfahrverhalten
	Temperatur $T_{Scap}$	Überwachung
	Spannung $U_{Scap}$	Überwachung
<b>Wasserstoff</b>	Druck $p_{H2,vor/nach}$	Wirkungsgrad Brennstoffzelle $\eta_{BZ}$
	Temperatur $T_{H2,vor/nach}$	Wirkungsgrad Brennstoffzelle $\eta_{BZ}$
<b>USV</b>	Leistung $P_{USV}$	Wirkungsgrad gesamt $\eta_{ges}$

Tabelle 2: Messgrössen

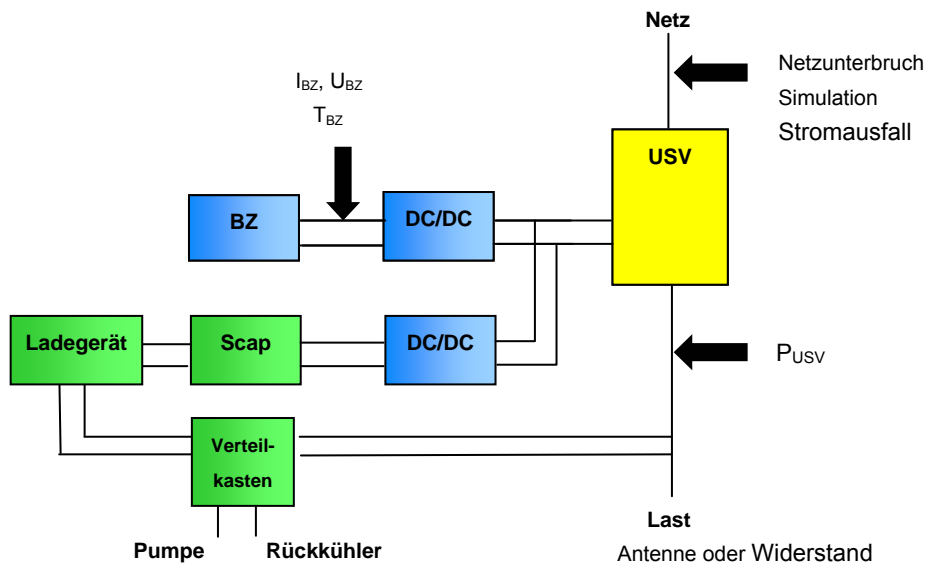


Abbildung 13: Blockschaltbild der Anlage mit Messstellen

Die GSM/UMTS-Basisstation ist an den Ausgang der USV angeschlossen. Die Stromversorgung ist im Normalfall über das Netz gewährleistet. Die Installation der Brennstoffzellen-Anlage erfolgte wie schon erwähnt am Batterie-Anschluss der USV. Bei einem Stromausfall sorgen die Batterien in der USV-Anlage für einen unterbrechungsfreien Betrieb respektive bei unserer Testanlage das Brennstoffzellen-System.



Ein Schema der gesamten Testanordnung ist in Abbildung 14 zu sehen. Die grüne Linie zeigt die Stromversorgung über das Netz. Die rote Linie stellt die Stromversorgung über das Brennstoffzellen-System dar. Um für die Durchführung der Tests einen Stromausfall zu simulieren, wurde die Sicherung vor der USV betätigt.

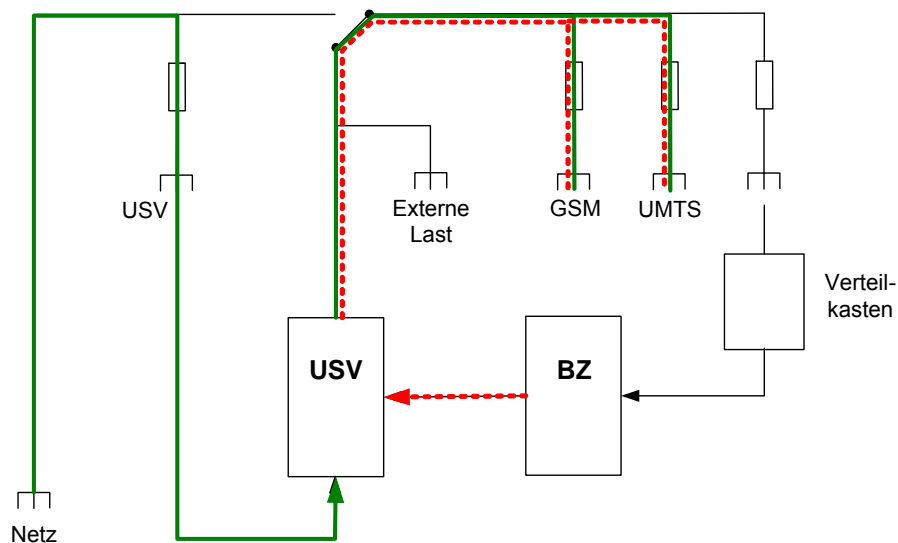


Abbildung 14: Testanordnung mit Verbraucherlast

Für die Zeitdauer der Tests mit externer Last wurde die Basisstation von der USV abgekoppelt und direkt über das Netz versorgt.

#### *Umgebungsbedingungen*

Die Aufstellung des Brennstoffzellen-Systems in einem Service-Raum der Hochschule Luzern – Technik & Architektur bot im Winter Umgebungstemperaturen deutlich über der Frostgrenze sowie im Sommer Temperaturen bis maximal 30°C. Raumtemperatur und Luftfeuchtigkeit wurden regelmässig erfasst. Folgende Werte wurden gemessen:

- Raumtemperatur: 15 – 30°C
- Relative Luftfeuchtigkeit: 40 ± 10 %

Das System war insgesamt von Januar 2006 bis August 2009 an der USV-Anlage installiert. Von Januar 2006 bis März 2006 war die Batterie der USV zusätzlich zur Brennstoffzelle angeschlossen. Im April 2006 wurden die Batterien abgekoppelt.

Zwischen Februar und Juni 2007 gab es einen fünfmonatigen Betriebsunterbruch, um die definitive Fortsetzung des Projekts mit allen Beteiligten abzustimmen. In dieser Zeit blieb die Brennstoffzelle im Standby-Betrieb, es wurden aber keine Tests durchgeführt.

## 4. Testergebnisse und Auswertung

Die Testergebnisse werden hinsichtlich Degradation und Wirkungsgrad der Brennstoffzelle auf Basis der verschiedenen Lastfälle betrachtet. Ebenso werden die Betriebserfahrungen beschrieben. Nach der gesamten Feldtestperiode weist das Brennstoffzellen-System folgende Betriebsdaten auf:

- Laufzeit gesamt: 83.9 h      Betriebsstunden während der Feldtestperiode  
97.0 h      Betriebsstunden gesamt (inkl. Herstellertests)
- Anzahl Start/Stopps: 350
- „Erzeugte“ el. Energie: 470 kWh

Für die verschiedenen Testserien werden der Verlauf von Leistung, Stromstärke und Spannung in Funktion der Zeit dargestellt. Zum besseren Verständnis der Diagramme wird in einem ersten Schritt das Startverhalten der Brennstoffzelle beschrieben.

### 4.1 Startverhalten

Der Startvorgang der Brennstoffzelle lässt sich in drei Phasen beschreiben. In Phase 1 fährt die Brennstoffzelle an. In dieser ersten Phase liefern die Superkapazitäten die Spannung, um eine unterbrechungsfreie Stromversorgung zu gewährleisten. Abbildung 15 zeigt den Abfall der Spannungskurve der Scaps während der Startphase. Beim Anfahren unter Verbraucherlast sinkt die Scap-Spannung von 58 V bis auf ca. 52 V ab. Nach 20 – 30 Sekunden ist die Brennstoffzelle betriebsbereit. Sie übernimmt die Stromversorgung für die Mobilfunk-Basisstation und lädt gleichzeitig die Superkapazitäten wieder auf. Die Leistungs- und Spannungskurven der Brennstoffzelle in Phase 2 verdeutlichen diesen Prozess. Innerhalb von ca. 100 Sekunden steigt die Spannung der Superkapazitäten wieder auf 58 V an. In Phase 3 liefert die Brennstoffzelle mit einer Leistung von 3.3 kW solange den Strom bis das Netz wieder zur Verfügung steht.

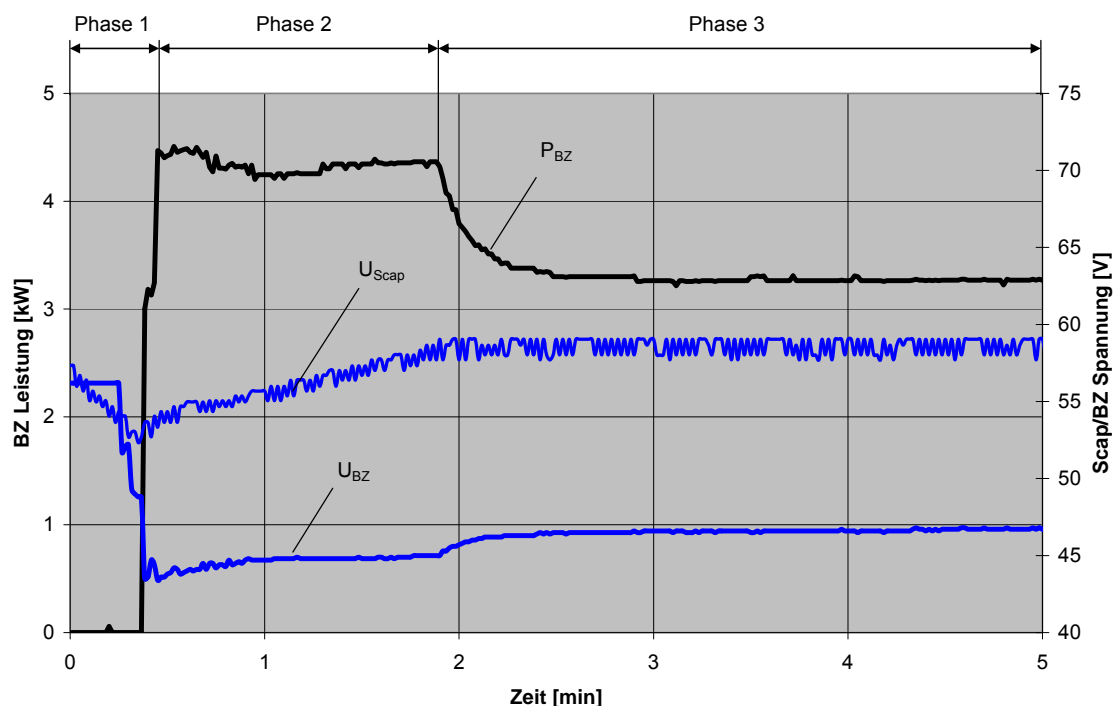


Abbildung 15: Spannungsabfall der Superkapazitäten beim Startvorgang

## 4.2 Lastkurven

In den Lastkurven der einzelnen Testfälle werden über den zeitlichen Verlauf Leistung, Stromstärke und Spannung der Brennstoffzelle sowie die Spannung der Superkapazitäten aufgezeichnet. Auf der ersten y-Achse werden die Werte für die Leistung, auf der zweiten y-Achse werden die Werte für die Stromstärke und die Spannungen dargestellt.

Die Abbildungen 16 – 18 zeigen die Diagramme für den 5x5 Minuten-, den 2x20 Minuten- und den 4 Stunden-Test gegen Ende der Feldtestperiode im Mai 2009. Entsprechend dem in Abbildung 15 beschriebenen Startverhalten ist die Brennstoffzelle nach 20 – 26 Sekunden betriebsbereit. Nach dem Starten sieht man den jeweils erhöhten Leistungsbedarf für das Aufladen der Superkapazitäten. Innerhalb von ca. 75 bis maximal 105 Sekunden sind die Scaps wieder auf 58 V geladen. Die Brennstoffzelle liefert eine Leistung von 3.3 kW.

Beim 5x5 Minuten-Test ist zwischen den Startvorgängen für jeweils eine Minute das öffentliche Stromnetz wieder verfügbar.

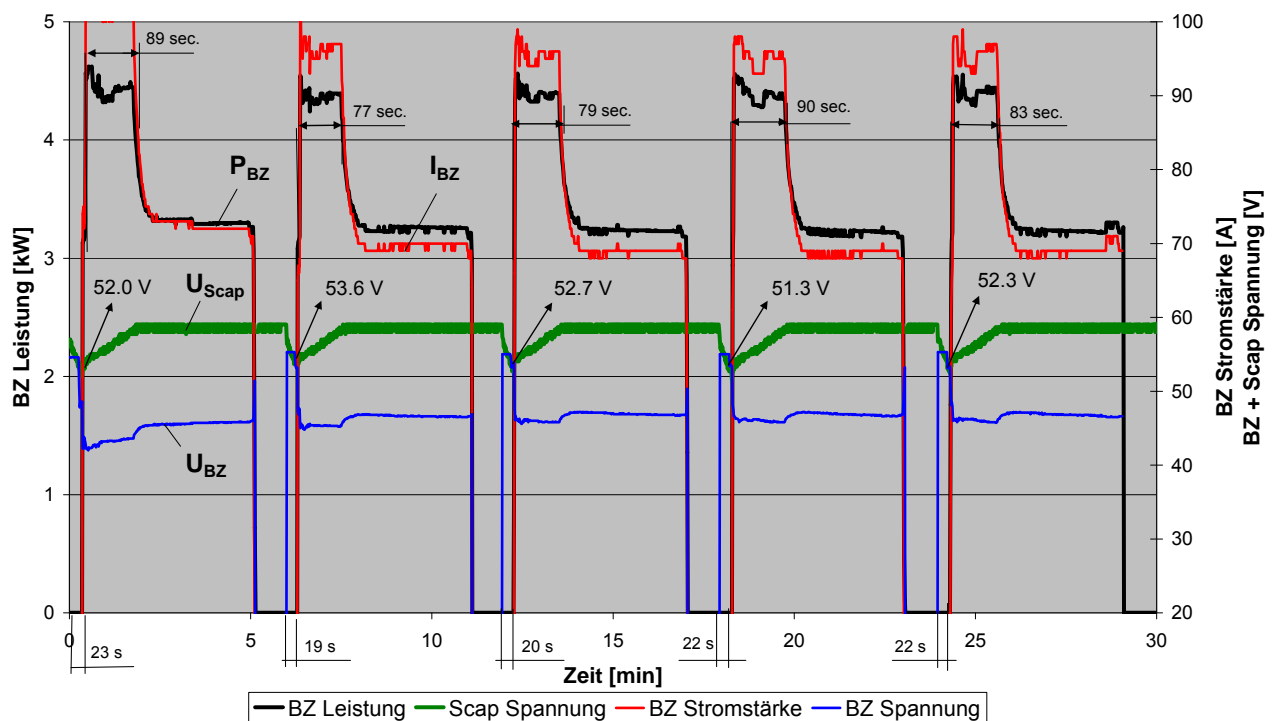


Abbildung 16: Lastkurve 5x5 Minuten-Test Mai 2009 unter Verbraucherlast

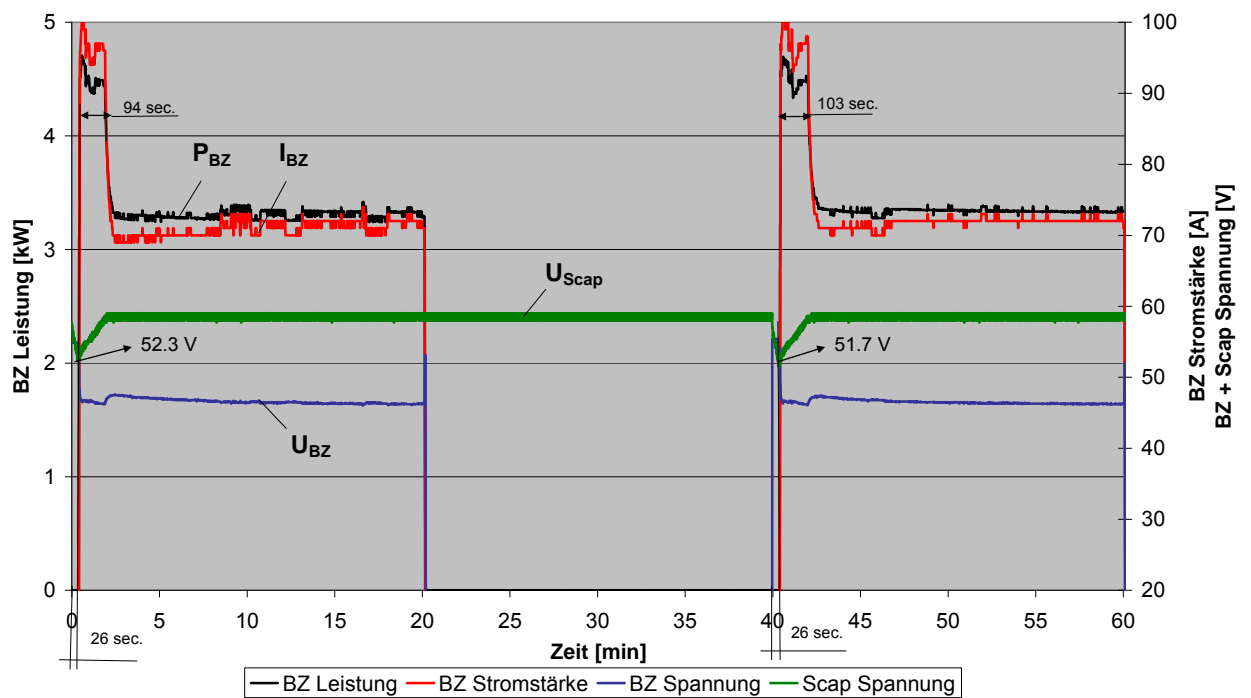


Abbildung 17: Lastkurve 2x20 Minuten-Test Mai 2009 unter Verbraucherlast

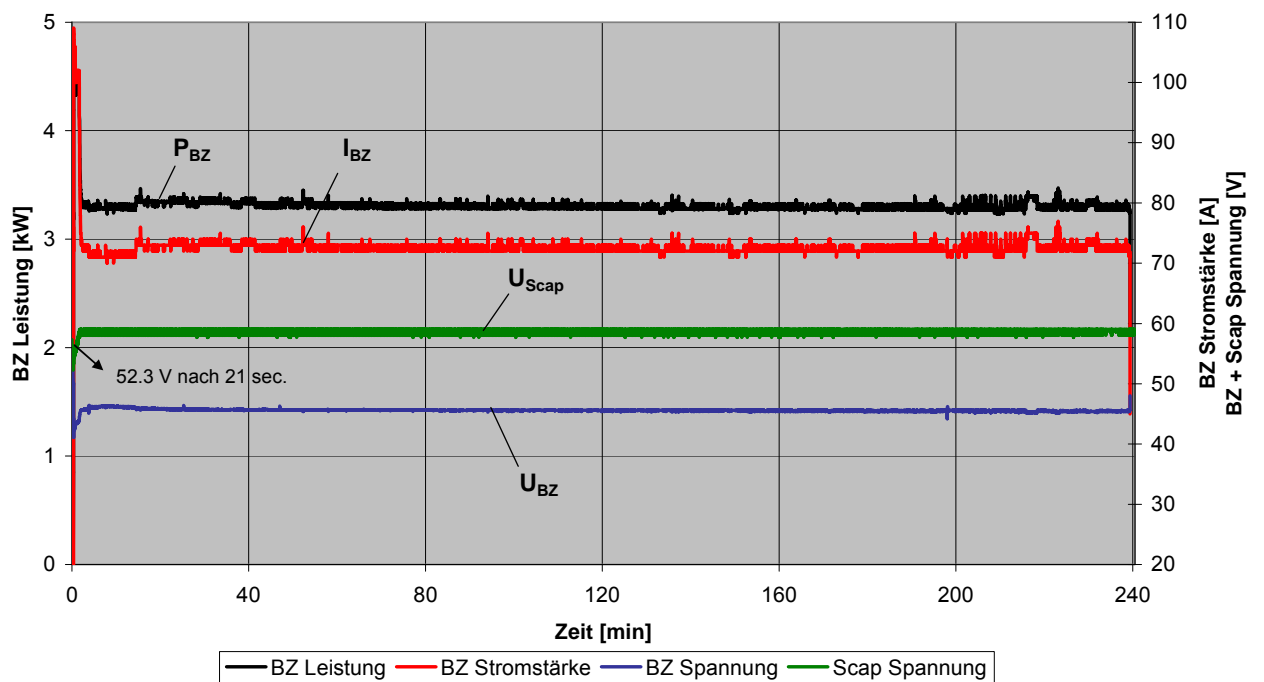


Abbildung 18: Lastkurve 4 Stunden-Test Mai 2009 unter Verbraucherlast

### 4.3 Spannungskurven

Die Lebensdauer der Brennstoffzelle und das Ausmass ihrer Alterung werden neben geräte-technischen Faktoren und Umgebungseinflüssen durch die Laufzeit und die Anzahl der Start/Stopp-Zyklen beeinflusst. Eine Auswirkung der fortschreitenden Lebensdauer zeigt sich durch eine Veränderung der Betriebsspannung bei gleicher Leistung. Ein Abfall der Spannung lässt auf eine fortschreitende Lebensdauer bzw. auf einen Rückgang des Wirkungs-grades der Brennstoffzelle zurückschliessen. Im Folgenden werden die Auswirkungen der fortschreitenden Lebensdauer auf die Spannung untersucht. Der Verlauf der Spannung wird zum einen während den Testserien und zum anderen in Abhängigkeit der Start/Stopp-Zyklen betrachtet.

#### *Vergleich der Spannung während den einzelnen Testserien*

Abbildung 19 zeigt für den 5x5 Minuten-Test den Spannungsverlauf und die Stromstärke der Brennstoffzelle über der Zeit. Berücksichtigt werden die Messung zu Beginn der Feldtests im Mai 2006, sowie die Messungen in etwa jährlichem Abstand im Juni 2007, im Juni 2008 und im Mai 2009<sup>6</sup>. Im Verlauf dieser drei Jahre kann man einen Spannungsabfall der Brennstoffzelle bis zu ca. 1.5 V erkennen.

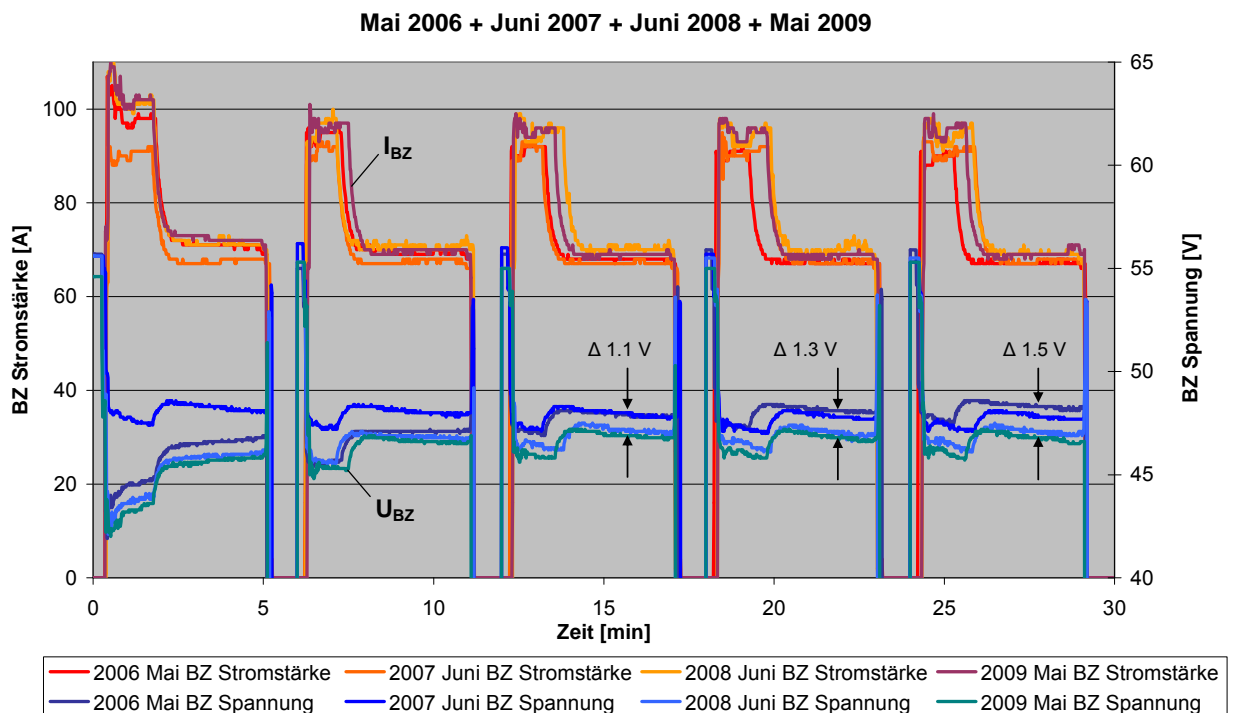


Abbildung 19: Spannungsverlauf und Stromstärke der 5x5 Minuten-Testserie über drei Jahre

Gemäss der 5x5 Minuten-Testserie wird auch für die 2x20 Minuten-, sowie für die 4 Stunden-Testserie der Spannungsverlauf über die drei Jahre dargestellt. Abbildung 20 zeigt das Diagramm für den 2x20 Minuten-Test. Über den Zeitraum von drei Jahren wurde ein Spannungsabfall von 1.9 bzw. 1.6 V<sup>7</sup> gemessen.

<sup>6</sup> Im Juni 2009 wurde die Leistung der Mobilfunk-Basisstation durch den Anlagenbetreiber erhöht. Für diese Diagramme wurde deshalb nur der Zeitraum bis Mai 2009 berücksichtigt. Die Tests wurden noch bis August 2009 durchgeführt.

<sup>7</sup> Mittelwert (aus 10 Minuten Laufzeit ermittelt)

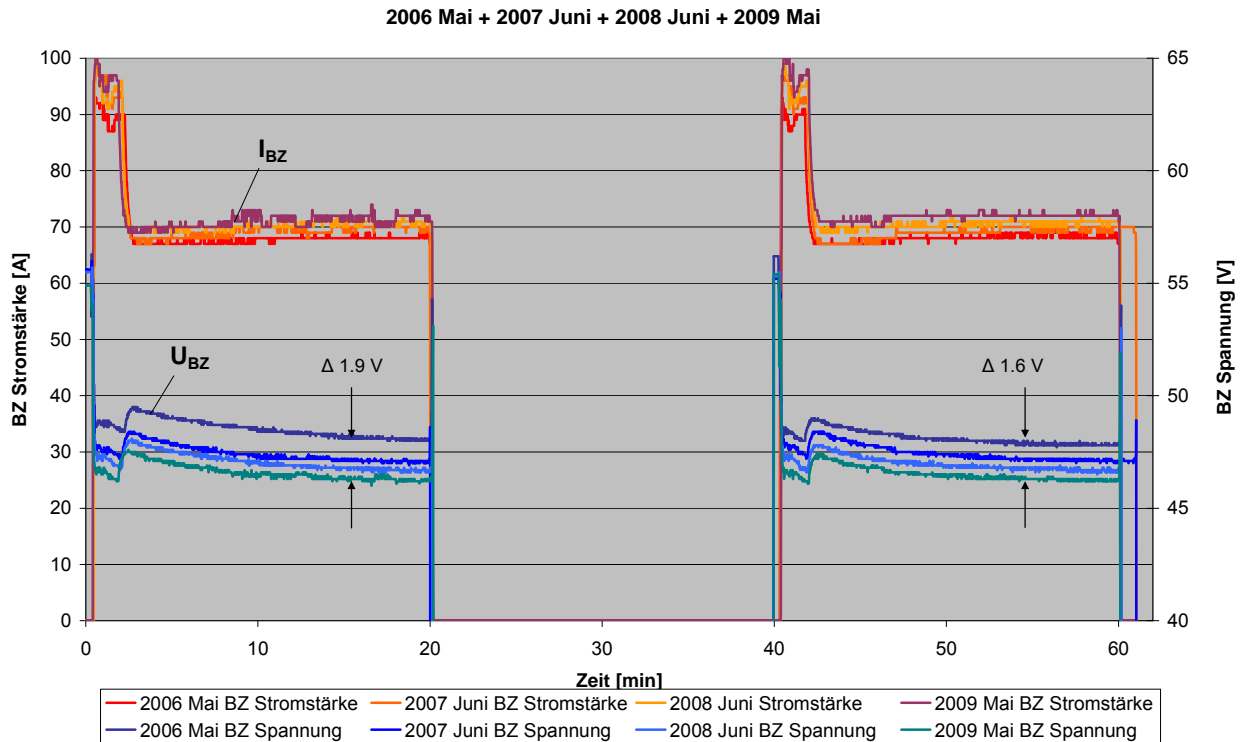


Abbildung 20: Spannungsverlauf und Stromstärke der 2x20 Minuten-Testserie über drei Jahre

Abbildung 21 zeigt das Diagramm der 4 Stunden-Testserie. Über den Zeitraum von 30 Monaten wurde ein Spannungsabfall von 1.6 V<sup>8</sup> gemessen.

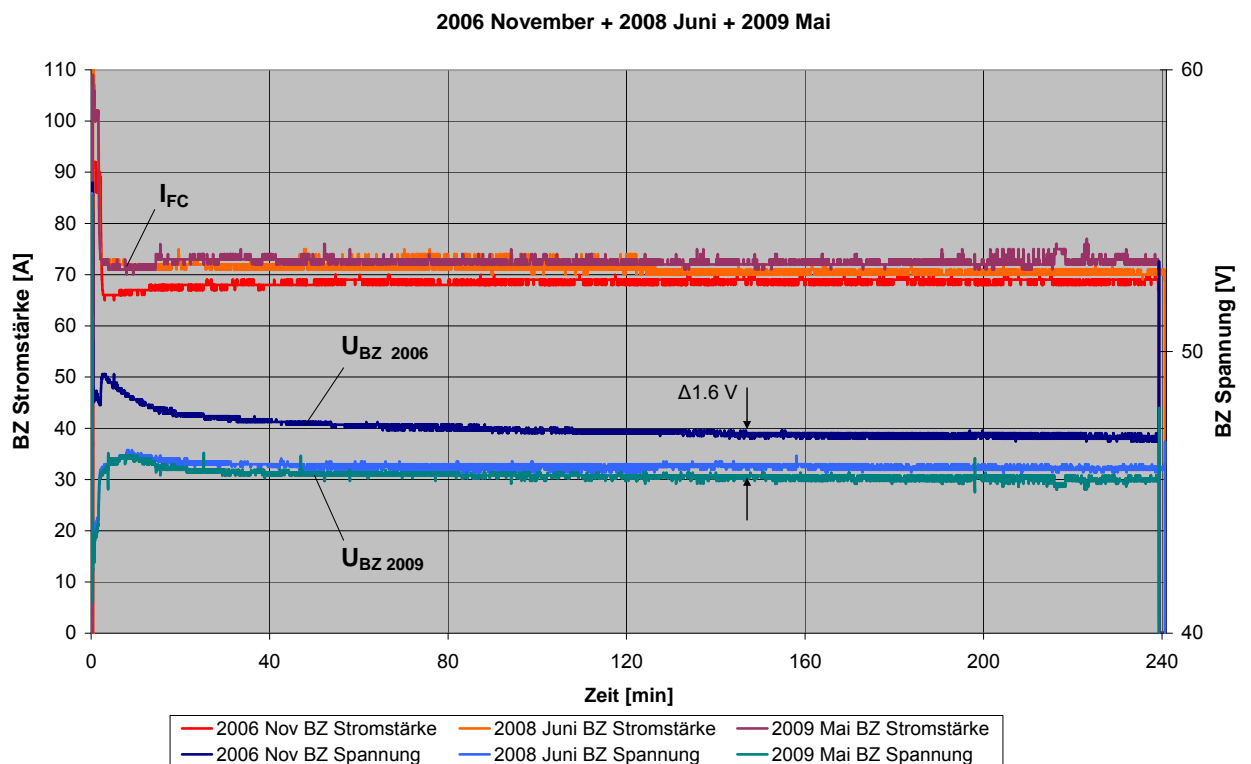


Abbildung 21: Spannungsverlauf und Stromstärke der 4 Stunden-Testserie über 30 Monate

<sup>8</sup> Mittelwert (aus 3 Stunden Laufzeit ermittelt)

Diskussion: Im Verlauf aller Testserien liegen die Spannungsdifferenzen über die drei Test-Jahre erwartungsgemäss in der gleichen Grössenordnung. Unter Zugrundelegung des mittleren Spannungsverlusts von 1.6 V beträgt nach drei Jahren Laufzeit der Verlust 3.4%, bezogen auf eine Ausgangsspannung von 47 V.

Bei der Interpretation dieser Zahlen muss berücksichtigt werden, dass sie auf der Messung der Betriebskurve einer real installierten Anlage basieren. Das bedeutet, dass die Leistung leichten Schwankungen unterliegt und nicht konstant ist wie bei einer Testanlage im Labor.

#### *Verlauf der Spannung in Abhängigkeit der Start/Stopp-Zyklen*

Der Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Start/Stopp-Zyklen wird in Abbildung 22 aufgezeigt. Zur Erstellung der Kurve wurden aus den Messungen einzelne Spannungswerte unter Verbraucherlast erfasst<sup>9</sup>. Die Brennstoffzelle lieferte jeweils eine Leistung von 3.25 kW bzw. bei den letzten beiden Messungen von 3.27 kW. Zwischen den Starts 152 und 153 war die Brennstoffzelle 5 Monate lang nicht in Betrieb aufgrund eines Anlagenumbaus.

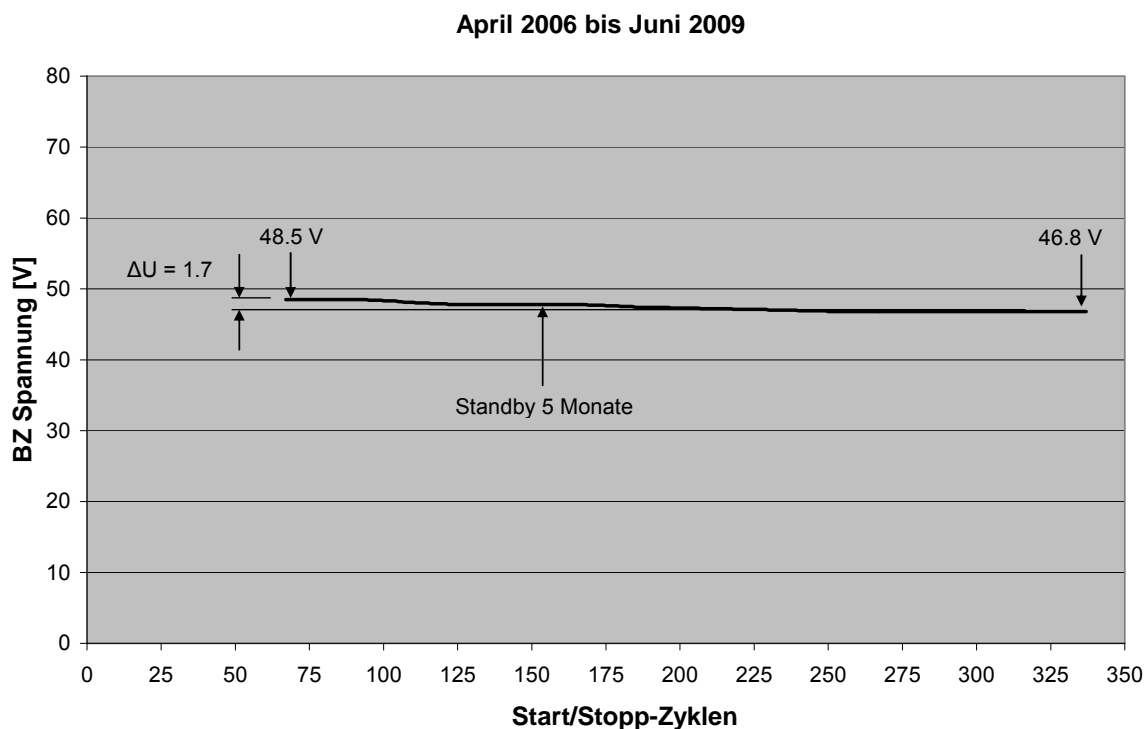


Abbildung 22: Spannungsabfall der Brennstoffzelle in Abhängigkeit der Start/Stopp-Zyklen, April 2006 bis Juni 2009

Diskussion: Aus den Spannungsmessungen in Abhängigkeit der Start/Stopp-Zyklen ergibt sich ein Spannungsabfall der Brennstoffzelle von 1.7 V. Auf die Ausgangsspannung von 48.5 V bezogen ergibt dies einen Verlust von 3.5%. Dieser Wert deckt sich in etwa mit dem Ergebnis von 3.4% aus den Testserien. Auch bei dieser Interpretation muss berücksichtigt werden, dass die Messungen an einer Anlage im realen Betrieb durchgeführt wurden. Die Daten sind Richtwerte.

Nach der Standby-Zeit von 5 Monaten ist aus den vorliegenden Messungen kein Spannungsabfall ersichtlich.

<sup>9</sup> Die Kurve basiert auf insgesamt 7 ausgesuchten Spannungswerten.

#### 4.4 Kennlinie

Die Kennlinie der Brennstoffzelle stellt die Abhängigkeit der Spannung von der Stromstärke dar. Ein Abfall der Spannung im Laufe der Zeit zeigt das Ausmass der fortschreitenden Lebensdauer. Zur Ermittlung der Kennlinie wurde die Anlage von der Basisstation abgekoppelt. Die Brennstoffzelle wurde mit einem externen Widerstand bis zu 8.5 kW<sup>10</sup> belastet. Die Last wurde stufenweise eingestellt von hoher zu niedriger Leistung.

Abbildung 23 zeigt vier Kennlinien, die auf Messungen mit einem externen Widerstand von Februar 2006 bis Juni 2007 basieren. Die Messwerte im Juni 2007 wurden nach 162 Starts und 42.3 Stunden Laufzeit erfasst.

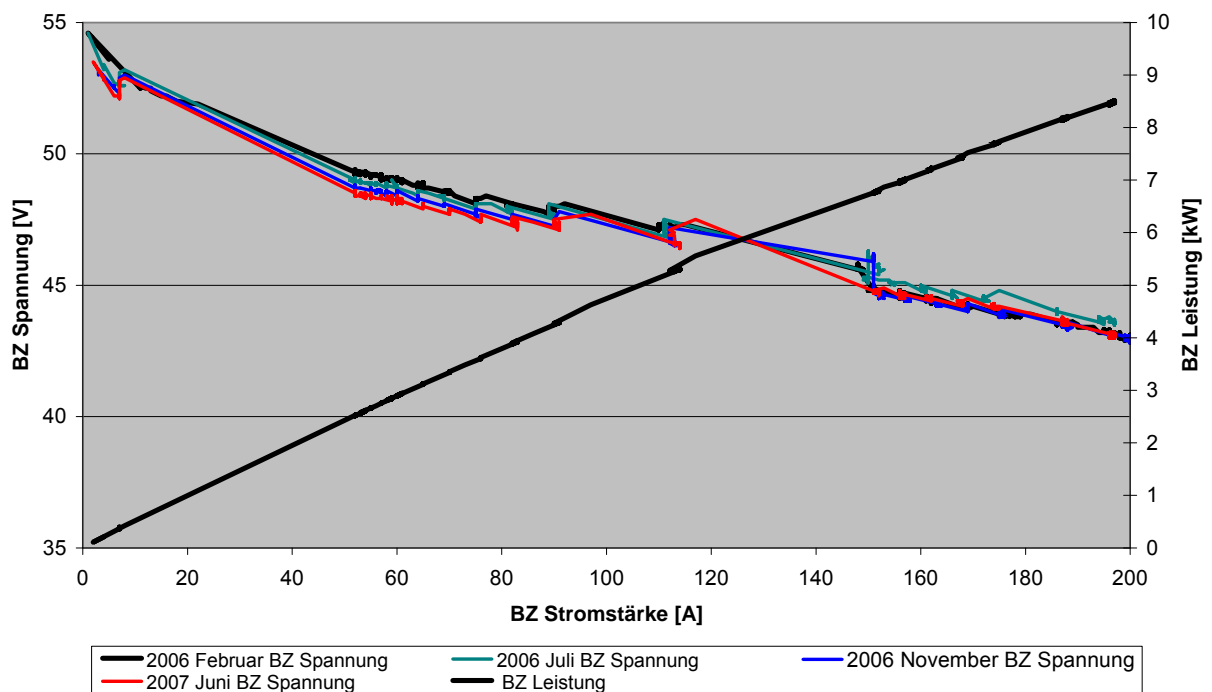


Abbildung 23: Kennlinie – Messungen von Februar 2006 bis Juni 2007

Diskussion: In dieser Darstellung ist eine kontinuierliche Abnahme der Spannung vor allem bei Stromstärken unter 90 A festzustellen. Für die höheren Stromstärken lässt sich keine eindeutige Aussage machen. Die ‚Sprünge‘ in der Kurve ergeben sich aus der stufenweisen Einstellung des externen Widerstands.

Dieser Test konnte nur bis Juni 2007 durchgeführt werden. Danach hätte die Regelung angepasst werden müssen, was jedoch aufgrund des hohen Aufwands nicht durchgeführt wurde, siehe auch Abschnitt 5.1 im nachfolgenden Kapitel. Ergänzend wird deshalb die Entwicklung des Spannungsverlaufs in Abhängigkeit einer konstanten Stromstärke betrachtet. Eine konstante Stromstärke ist während der Ladephase der Supercapazitäten<sup>11</sup> gegeben. Die Abbildungen 24 und 25 zeigen den Verlauf der Spannung am Stack und den Verlauf der mittleren Zellspannung in Abhängigkeit zur Stromstärke während dieser Ladephase.

<sup>10</sup> Die zulässige Höchstlast der Brennstoffzelle beträgt 10 kW. Bei der Testanlage ist die maximal zulässige Last durch den DC/DC-Wandler begrenzt und beträgt 8.5 kW.

<sup>11</sup> Unter der Verbraucherlast nahm die Stromstärke kontinuierlich zu, während die Spannung abfiel.



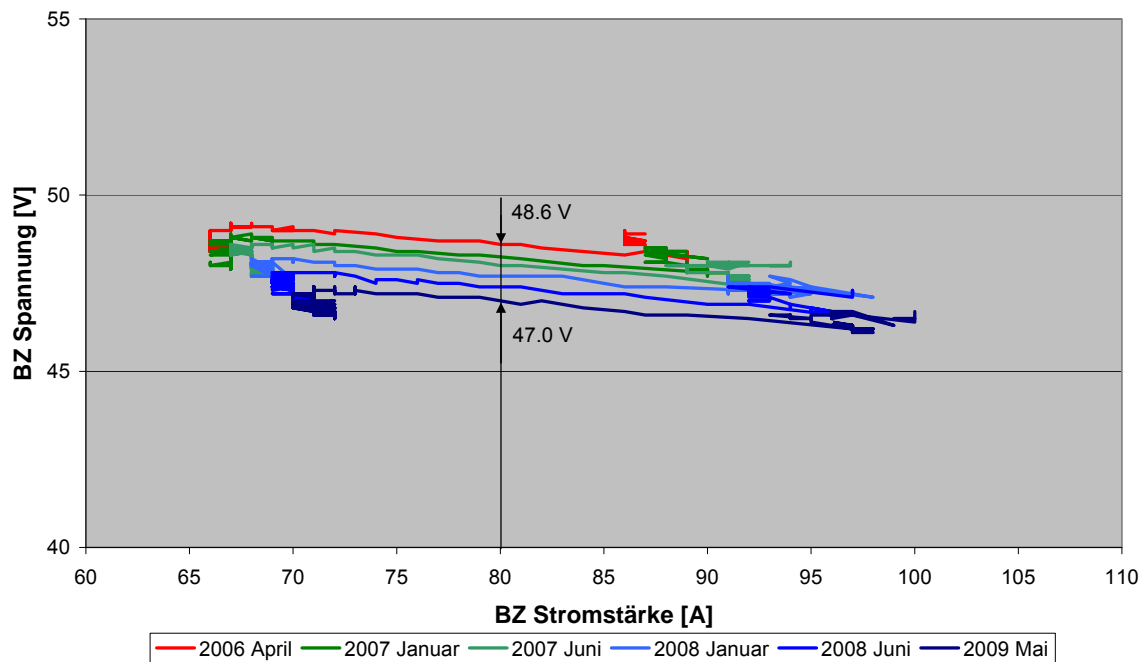


Abbildung 24: Abfall der Spannung der Brennstoffzelle bei 80 A, April 2006 bis Mai 2009

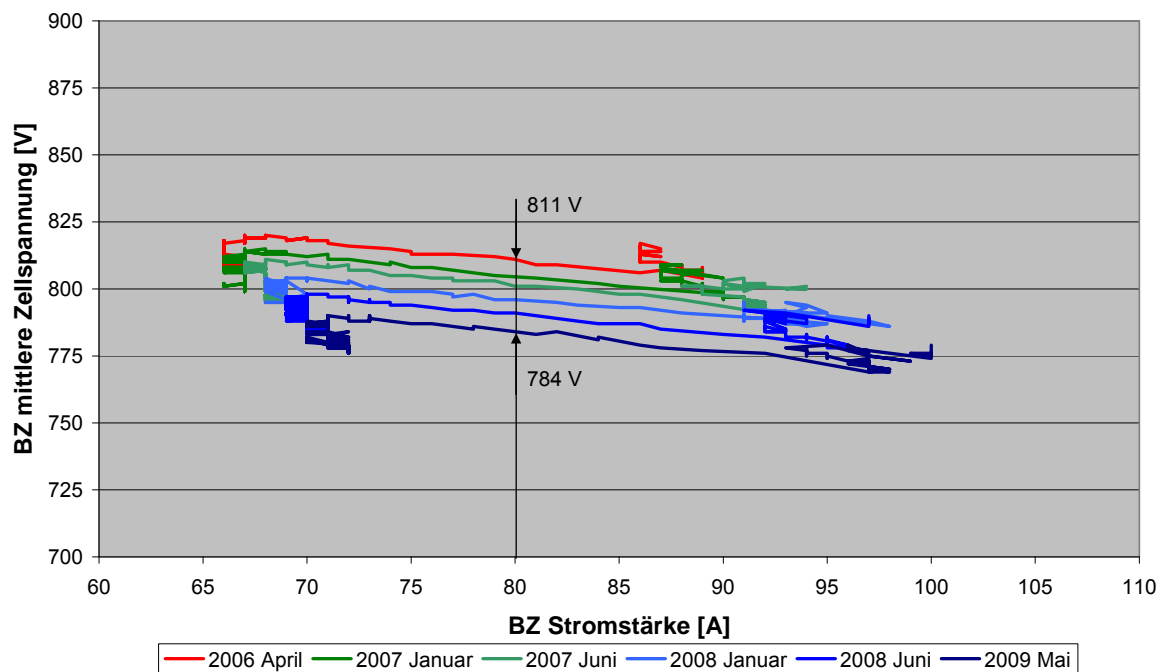


Abbildung 25: Abfall der mittleren Zellspannung bei 80 A, April 2006 bis Mai 2009

Diskussion: Bei einer Stromstärke von 80 A beträgt die Spannungsdifferenz der Brennstoffzelle 1.6 V von April 2006 bis Mai 2009. Bezogen auf die Ausgangsspannung von 48.6 V ergibt sich ein Spannungsabfall von 3.3%. Den gleichen prozentualen Wert erhält man erwartungsgemäss bei der Spannungsdifferenz der mittleren Zellspannung. Dies entspricht einer Reduzierung der Leistung von 3.89 kW auf 3.76 kW.

Auf der Grundlage dieser im Feldtest gemessenen Spannungsdifferenz wird der Verlauf der Spannungskurve für die folgenden Betriebsjahre abgeschätzt. Bei gemessenen 3.3% in drei Jahren, ergibt sich ein Spannungsabfall von ca. 1.1% pro Jahr. Unter der Annahme eines linearen Spannungsabfalls ist der Verlauf der mittleren Zellspannung bei 80 A in Abbildung 26 über eine Betriebszeit von 15 Jahren dargestellt.

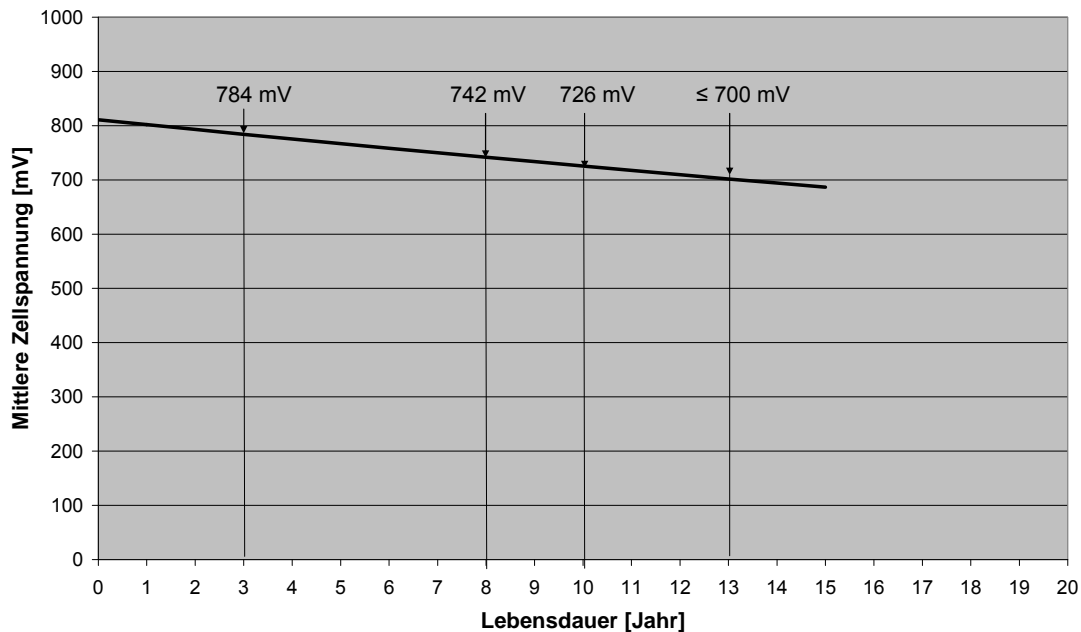


Abbildung 26: Abschätzung der Entwicklung der mittleren Zellspannung bei 80 A über 15 Jahre

Diskussion: Der Ausgangswert bei Lebensbeginn BoL (begin of live) beträgt 811 mV bei 80 A. Unter der Annahme, dass der Spannungsabfall konstant ist, ergibt sich nach 8 Jahren eine mittlere Zellspannung von 742 mV bzw. nach 10 Jahren von 726 mV bei 80 A. Nach 13 Jahren würde die mittlere Zellspannung unter 700 mV sinken.

Ein Rückschluss auf die zu erwartende Lebensdauer ist mit Vorsicht zu betrachten und lässt sich nicht eindeutig extrapolieren. Es gibt in der Literatur keinen Grenzwert für eine Mindestspannung, der das Lebensende EoL (End of life) klar begrenzt<sup>12</sup>. Auch kann nicht sicher vorausgesetzt werden, dass der Spannungsabfall linear fortschreitet. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass andere Faktoren zum EoL führen können.

### Bewertung

Nach Beendigung des Feldtests sind erste Anzeichen der fortschreitenden Lebensdauer der Brennstoffzelle festzustellen. Sie ist jedoch noch voll funktionsfähig und könnte weiter betrieben werden. Ausser einem Spannungsabfall gab es bis zum Ende des Feldtests keine weiteren Anzeichen, die auf eine baldige Begrenzung der Lebensdauer hinweisen. Der Spannungsabfall im gemessenen Umfang war zu erwarten.

Die Werte der gemessenen Spannungsabnahme sind Richtwerte und keine im Labor gemessenen Daten. Es muss beachtet werden, dass die Messungen im realen Betrieb der Basisstation erfolgten und dass es sich bei den Spannungskurven um Betriebskurven handelt. Leistung und Stromstärke waren deshalb nicht in gleichem Masse stabil und konstant wie dies bei einem Labortest möglich ist, sondern unterlagen leichten Schwankungen entsprechend der im Betrieb geforderten Leistung.

<sup>12</sup> Zum Zeitpunkt der Berichterstellung sind den Autoren keine solchen Werte bekannt.

## 4.5 Wirkungsgrad

Unter Nutzbarmachung der gewonnenen elektrischen und der Wärmeenergie können Brennstoffzellen relativ hohe Wirkungsgrade von über 80% erreichen [6]. Bei einem Einsatz als Notstromversorgung ist die Wärmenutzung jedoch nicht gegeben, sondern die Wärme geht „verloren“. Bei einer direkten Umwandlung von chemischer in elektrische Energie kann mit der Brennstoffzelle ein theoretischer Wirkungsgrad von 60% erreicht werden ([7] S.18).

Der Bestimmung des Wirkungsgrades liegt der Heizwert des Wasserstoffs zugrunde. Es ist noch nicht einheitlich definiert, ob der untere oder der obere Heizwert (Brennwert) zur Bestimmung des Wirkungsgrades verwendet werden soll ([7] S.201). Die Werte unterscheiden sich bei Wasserstoff um ca. 18%. Aufgrund dieser relativ grossen Differenz werden die Berechnungen mit beiden Werten durchgeführt.

Neben dem Heizwert<sup>13</sup> ist der elektrische Wirkungsgrad der Anlage von der Menge des verbrauchten Wasserstoffs abhängig. Die Formeln zur Berechnung des momentanen Wirkungsgrades lauten wie folgt:

$$\eta_{BZ} = \frac{P_{BZ}}{\dot{m}_{H_2} \cdot H_{H_{2unten}}} \quad \text{bzw.} \quad \eta_{BZ} = \frac{P_{BZ}}{\dot{m}_{H_2} \cdot H_{H_{2oben}}}$$

Für die Auswertung der Messergebnisse wird die in der betreffenden Testserie durchschnittliche mittlere Leistung berechnet. Zur Bestimmung der verbrauchten Wasserstoffmasse wird die in der Druckgasflasche vorhandene Wasserstoffmasse jeweils vor und nach der Testserie über das geometrische Volumen der Druckgasflasche und über die Wasserstoffdichte ermittelt. Die Differenz ergibt die verbrauchte Wasserstoffmasse. Die Dichte des Wasserstoffs ist abhängig von Wasserstoffdruck und -temperatur. Mit Hilfe der Software Refprop [8] wurde die Dichte jeweils bei den entsprechenden Druck- und Temperaturverhältnissen ermittelt. Zur Berechnung des Massenstroms wird die verbrauchte Wasserstoffmasse durch die entsprechende Zeitdauer dividiert. Unten stehende Formeln zeigen den Zusammenhang:

$$m_{H_{2,vor}} = \rho_{H_{2,vor}}(p_{H_{2,vor}}, T_{H_{2,vor}}) \cdot V_{geom.} \quad \text{bzw.} \quad m_{H_{2,nach}} = \rho_{H_{2,nach}}(p_{H_{2,nach}}, T_{H_{2,nach}}) \cdot V_{geom.}$$

$$\Delta m_{H_2} = m_{H_{2,vor}} - m_{H_{2,nach}}$$

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{\Delta m_{H_2}}{t}$$

Der Heizwert selbst hängt nur schwach von der Temperatur ab. Die Unterschiede können bei Temperaturen zwischen 0 und 50°C vernachlässigt werden [9]. Ergänzend zum Wirkungsgrad wurde auch der Wasserstoffverbrauch in Standardlitern berechnet. Dazu wurde das verbrauchte Wasserstoffvolumen in der Druckgasflasche mit Hilfe der errechneten Masse und der Dichte bei Standardbedingungen ( $p = 1.01325 \text{ bar}$ ,  $T = 0^\circ\text{C}$ ) ermittelt. Dieses Volumen entspricht dem Wasserstoffverbrauch pro Testserie unter Standardbedingungen. Das Volumen dividiert durch die ‚erzeugte elektrische Energie‘ pro Testserie ergibt den spezifischen Wasserstoffverbrauch in Standardlitern pro Wattstunde:

$$V_{H_{2,Std}} = \frac{\Delta m_{H_2}}{\rho_{H_{2,Std}}}$$

$$\text{Verbrauch pro Wattstunde elektrisch} = \frac{V_{H_{2,Std}}}{P_{BZ} \cdot t}$$

<sup>13</sup> Unterer Heizwert  $H_{unten} = 119972 \text{ kJ/kg}$ ; Oberer Heizwert  $H_{oben} = 141800 \text{ kJ/kg}$ .  
Beide Werte aus Dubbel, Taschenbuch für den Maschinenbau, D44

Die gemittelten Wirkungsgrade für die verschiedenen Testfälle werden im Balkendiagramm dargestellt, jeweils berechnet mit dem unteren und dem oberen Heizwert. Die Abbildungen 27 und 28 zeigen die Werte der 2x20 Minuten- und 5x5 Minuten-Testserie<sup>14</sup> unter Verbraucherlast.

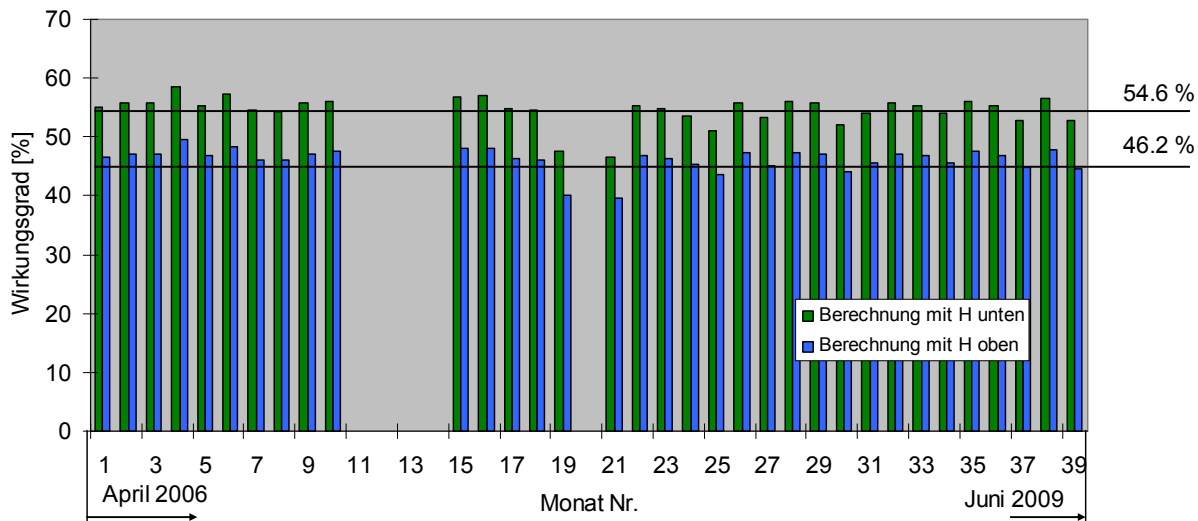


Abbildung 27: Wirkungsgrad-Entwicklung der Brennstoffzelle der 2x20 Minuten-Testserie

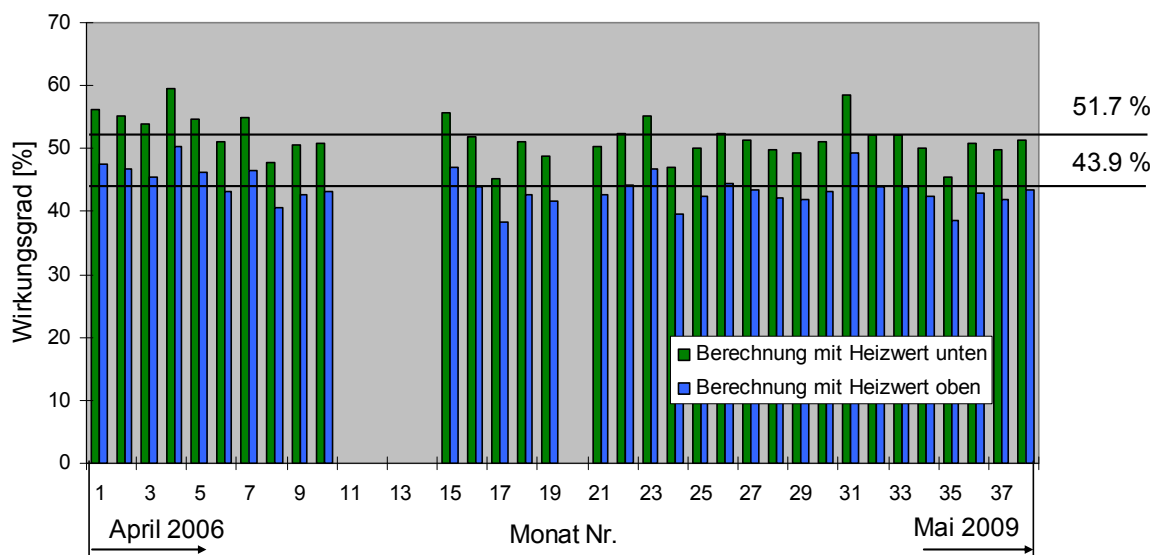


Abbildung 28: Wirkungsgrad-Entwicklung der Brennstoffzelle der 5x5 Minuten-Testserie

<sup>14</sup> Bei der 4 Stunden-Testserie waren die Daten für eine ausreichende Aussage zu ungenau, da während der langen Messzeit von der ersten auf die zweite Wasserstoff-Druckflasche gewechselt werden musste und es nur wenige Messungen gab.

Bei der 2x20-Minuten-Testserie beträgt der mittlere Wirkungsgrad aus 34 Messungen 54.6%, berechnet mit dem unteren Heizwert. Legt man der Berechnung den oberen Heizwert zugrunde so beträgt der Wirkungsgrad 46.2%. Die Berechnungen für die Monate 19 und 21 können als ‚Ausreisser‘ betrachtet werden, siehe Seite 23<sup>15</sup>. Bei der 5x5 Minuten-Testserie beträgt der mittlere Wirkungsgrad aus 33 Messungen 51.7% mit dem unteren bzw. 43.9% mit dem oberen Heizwert.

Zur Bestimmung des Wirkungsgrads des gesamten Systems müssen auch der interne Verbrauch sowie die Wirkungsgrade der Einzelkomponenten (DC/DC-Wandler und die USV selbst) berücksichtigt werden. In einer separaten Messung wurde die Leistung am Ausgang der USV ermittelt, um die Nettoleistung und den daraus resultierenden System-Wirkungsgrad zu bestimmen, siehe Lastkurve in Abbildung 29. Gemäss dieser Messung betrug die Leistung 2.4 kW am Ausgang der USV, die für die eigentliche Basisstation benötigt werden. Mit dieser Leistung beträgt der System-Wirkungsgrad berechnet mit dem unteren Heizwert 40.8% bzw. 34.5% mit dem oberen Heizwert.

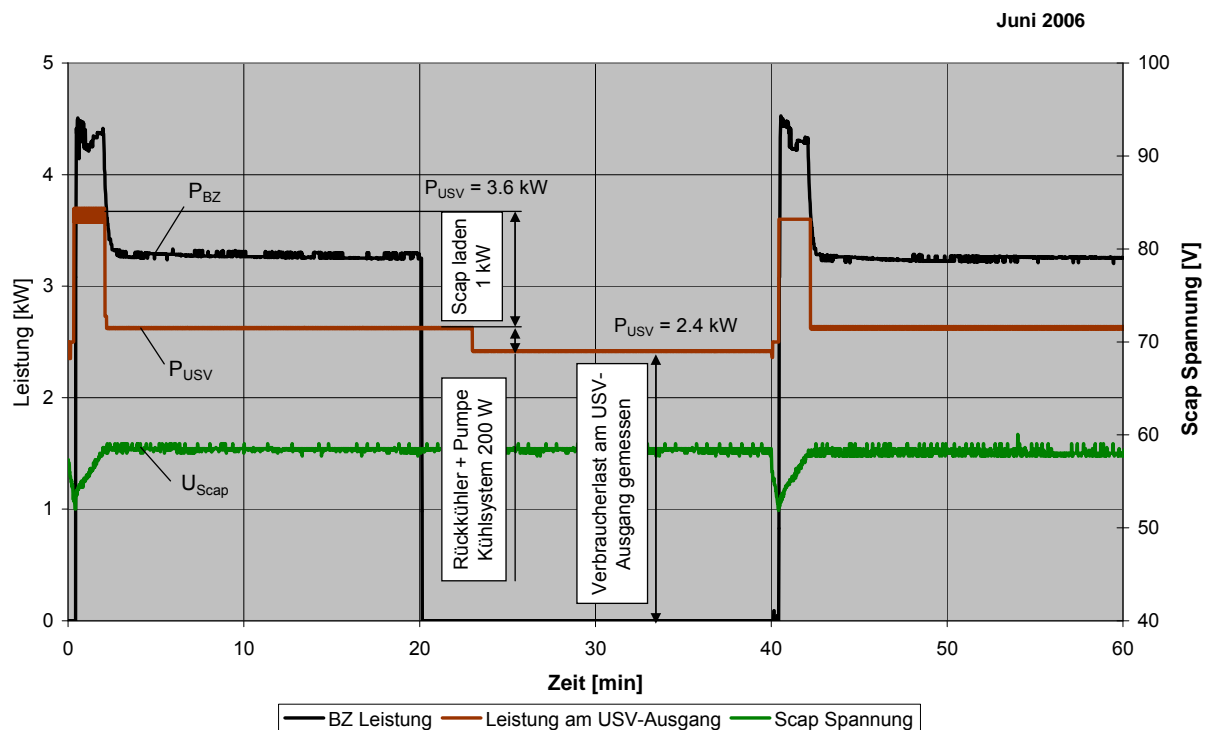


Abbildung 29: Lastkurve der 2x20 Minuten-Testserie mit Messung der USV-Ausgangsleistung

<sup>15</sup> Zu dieser Zeit mussten die Tests mit dem externen Widerstand abgebrochen werden und die Brennstoffzelle arbeitete nicht im normalen Betriebsmodus, sondern überwiegend in einem sogenannten ‚Erholungsmodus‘.

Tabelle 3 fasst die Ergebnisse für die verschiedenen Testserien gemessen mit dem unteren und dem oberen Heizwert zusammen.

Testserie	Anzahl Messungen	Wirkungsgrad in [%]			
		Mittelwert mit Heizwert $H_{H2unten}$	Min – Max	Mittelwert mit Heizwert $H_{H2oben}$	Min - Max
<b>2x20 Min.</b>	34	<b>54.6</b>	51.1 - 58.1	<b>46.2</b>	43.2 - 49.2
<b>5x5 Min.</b>	33	<b>51.7</b>	45.2 – 58.4 <sup>16</sup>	<b>43.9</b>	38.4 – 49.4 <sup>17</sup>

Testserie	Anzahl Messungen	System-Wirkungsgrad in [%]	
		mit Heizwert $H_{H2unten}$	mit Heizwert $H_{H2oben}$
<b>2x20 Min.</b>	1	<b>40.8</b>	<b>34.5</b>

Tabelle 3: Zusammenfassung der Wirkungsgrade der verschiedenen Testserien

Wie schon erwähnt basiert die Berechnung der Wirkungsgrade auf dem Mittelwert der Leistung pro Testserie und der verbrauchten Wasserstoffmasse. Der mittlere spezifische Wasserstoffverbrauch<sup>18</sup> aus 82 Messserien betrug 0.63 sl/Wh unter Standardbedingungen ( $p = 1.01325 \text{ bar}$ ,  $T = 0^\circ\text{C}$ ), respektive 0.68 l/Wh unter Standarddruck und einer Temperatur von  $20^\circ\text{C}$ .

### Bewertung

Mit über 54% liegt der gemittelte Wirkungsgrad der 2x20 Minuten-Testserie im erwarteten Bereich. Der gut 3% tiefere Wirkungsgrad bei der 5x5 Minuten-Testserie erklärt sich durch einen höheren Wasserstoffverbrauch für das fünfmalige Aufstarten. Der System-Wirkungsgrad liegt mit 40% zwar deutlich tiefer, aber er kann durchaus mit Diesel Generatoren konkurrieren. In zukünftigen Systemen ist ein höherer Wert zu erwarten, da der Aufbau im getesteten System mit den zwei DC/DC-Wandlern aufwändig war und in dieser Form nur für den Prototyp realisiert wurde.

Eine Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Start- bzw. Betriebstemperatur der Brennstoffzelle ist überprüft worden, liess sich bei diesen Tests jedoch nicht eindeutig feststellen. Auch ein Einfluss durch die Degradation der Zellen lässt sich bei der Anzahl Tests nicht unmittelbar ableiten. Die Schwankungen der Einzelwerte innerhalb der gleichen Testserie sind vor allem auf Mess-Ungenauigkeiten (u.a. durch Flaschenwechsel) zurück zuführen oder teilweise durch verschiedene Betriebsmodi der Brennstoffzelle. Die Differenz der Wirkungsgrade gemessen mit dem oberen und dem unteren Heizwert entspricht der schon im vorhergehenden Abschnitt erwähnten Differenz von 18%.

<sup>16</sup> Ohne Messungen Juli 06

<sup>17</sup> Ohne Messungen Juli 06

<sup>18</sup> Der Eigenverbrauch des Systems ist in diesen Werten nicht enthalten. Unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs ist der mittlere Wasserstoffverbrauch höher.

## 5. Betriebserfahrungen

### 5.1 Zuverlässigkeit (Start und Betrieb)

Die Brennstoffzelle startete in der Testperiode insgesamt 350 Mal. Die Zuverlässigkeit der Starts betrug 100%. Unter den Starts waren auch drei reale netzbedingte Stromausfälle, die in Tabelle 4 aufgelistet sind.

Datum	Dauer	Grund
11.03.2006	100 min.	EDV-Arbeiten an Hochschule Luzern
05.07.2006	57 min.	Unwetter
28.04.2009	23 min.	Kabel beschädigt aufgrund von Bauarbeiten

Tabelle 4: Netzbedingte Stromausfälle zwischen 2006 und 2009

Bei allen Starts lieferte die Brennstoffzelle in weniger als 28 Sekunden die geforderte Leistung. Auch bei den realen Stromausfällen und nach einer Stand-By-Zeit von fünf Monaten (18.01. – 11.06.2007) ist die Brennstoffzelle problemlos wieder gestartet.

#### *Betrieb*

Um die Zuverlässigkeit der Anlage im Betrieb beurteilen zu können, muss das Gesamtsystem betrachtet werden. Fehler und Störungen können sowohl im Brennstoffzellen-System selbst auftreten, aber auch bei den Peripheriekomponenten wie Kühlung, DC/DC-Wandler, Steuerung, Kommunikation, Mess- und Sicherheitseinrichtungen oder bei der Wasserstoff-Installation.

Während der Umbauphase im ersten Quartal 2007 wurde festgestellt, dass ein Kondensator auf einer Platine im DC/DC-Wandler defekt war. Die fertige Platine wurde von einem Unterlieferanten bezogen. Nach Abklärung mit dem Unterlieferanten wurde die Auslegung des Kondensators neu angepasst und es gab keine weiteren Defekte.

Eine Störung im Betrieb ist mit einer externen Last von 8 kW im November 2007 aufgetreten. Das System „schaukelte sich auf“. Die Brennstoffzelle wechselte von hoher zu tiefer Spannung bis der Fehler ‚cell under-voltage‘ angezeigt wurde. Ursache war ein Fehler in der Regelung. Die Brennstoffzelle arbeitete unter der hohen Last im Betriebsmodus ‚hard recovery‘, das heisst, dass der von der Brennstoffzellen-Regelung zulässige Strom CDA (current draw allowed) für eine kurze Zeit reduziert wird. Die übergeordnete Regelung forderte jedoch den Strom der angehängten Last CDR (current draw request). Durch eine Anpassung des Controllers hätte dieser Betriebsfall neu geregelt werden müssen, was jedoch für den Industriepartner einen zu hohen Aufwand bedeutet hätte und deshalb nicht mehr durchgeführt wurde.

Auf die Testserien unter Verbraucherlast hatte dies keinen Einfluss, so dass diese planmässig fortgesetzt werden konnten.

## 5.2 Betriebstemperatur

Die Betriebstemperatur war bei allen Tests im vorgegebenen Bereich zwischen 63 und 65°C. Um diese Betriebstemperatur zu erreichen, wurde der Sollwert der Regelung auf eine Temperatur von 56°C eingestellt. Die Tests zeigen, dass die Kühlung über den Rückkühler auch im Sommer bei hohen Umgebungstemperaturen von über 30°C für einen konstanten Temperaturverlauf sorgte. Die Kurven in Abbildung 30 stellen die Temperaturverhältnisse dar.

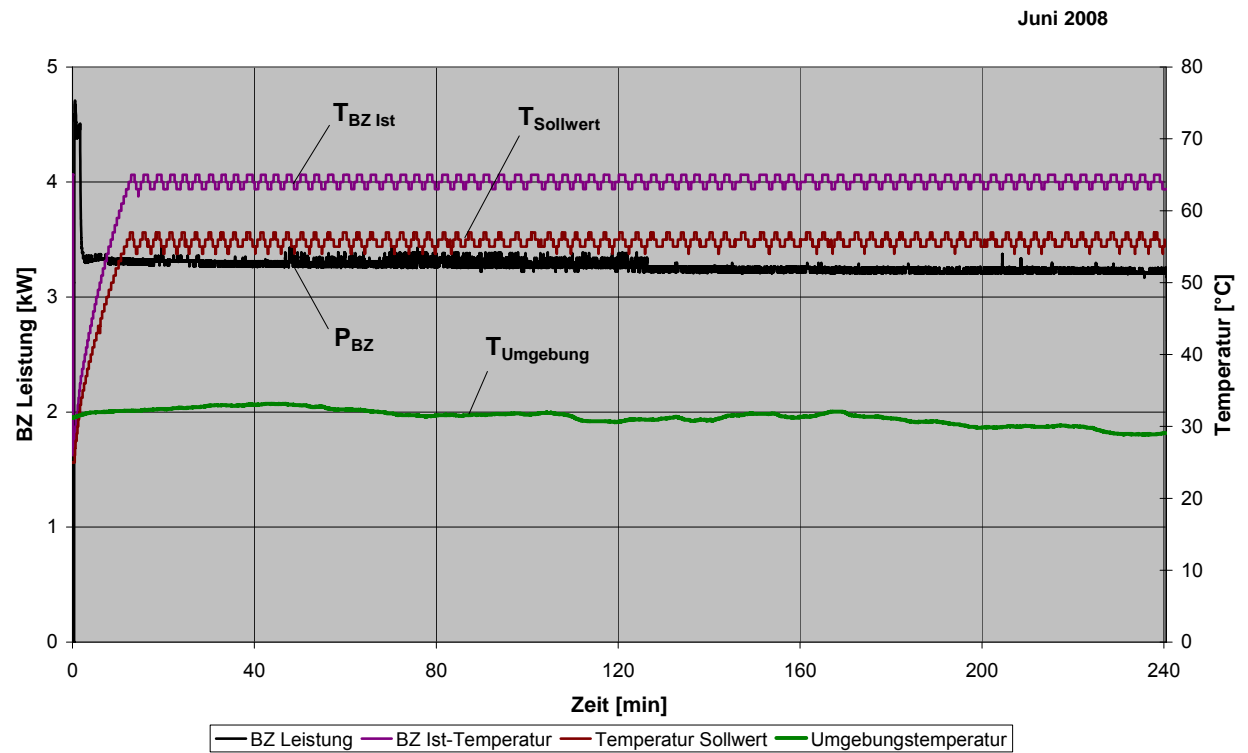


Abbildung 30: Temperaturverlauf der Brennstoffzelle bei hohen Umgebungstemperaturen.



### 5.3 Superkapazitäten

Die Superkapazitäten haben während der gesamten Betriebszeit zuverlässig die Anfahrverzögerung der Brennstoffzelle überbrückt. Es gab keine Ausfälle oder Auffälligkeiten der Scaps durch Spannungsspitzen oder Übertemperatur. Nach Abbau der Anlage wurden die einzelnen Scaps am Kompetenzzentrum (CC) 'Integrale, intelligente und effiziente Energiesysteme' (IIEE) hinsichtlich ihrer Qualität überprüft. Die Scap wiesen zu diesem Zeitpunkt folgende Merkmale auf:

Kalendarisches Lebensalter:	5 Jahre
Anzahl Ladezyklen:	350

Zur Qualitätsbeurteilung werden die Einzelspannungen und der Innenwiderstand der Scaps überprüft. Dazu wurden drei verschiedene Messungen durchgeführt, in denen die Module in einer Prüfeinrichtung aufgeladen wurden, siehe Abbildung 31.



Abbildung 31: Scap-Modul mit Ladegerät

#### *Erste direkte Spannungsmessung*

Die einzelnen Scaps wurden direkt nach dem Abbau aus der Anlage ausgemessen. Vor Messbeginn wurden die Zellen auf 0 V kurzgeschlossen, damit alle die gleiche Startspannung hatten und der effektive Spannungsdrift evaluiert werden kann. Im Anschluss wurden die Scaps mit dem Ladegerät mit einem konstanten Strom von 10 A aufgeladen bis das Modul eine Spannung von 45 V erreicht hatte. Danach wurde die Spannung der einzelnen Scaps gemessen.

Bei einer Modulspannung von 45 V und einer Anzahl von 26 Scap pro Modul beträgt die Nennspannung eines Scap 1.73 V. Erwartungsgemäss variieren bei der Messung die einzelnen Spannungen leicht, wie in Abbildung 32 dargestellt. Die gemittelte Spannung über alle Scaps pro Modul entspricht der Nennspannung von 1.73 V.

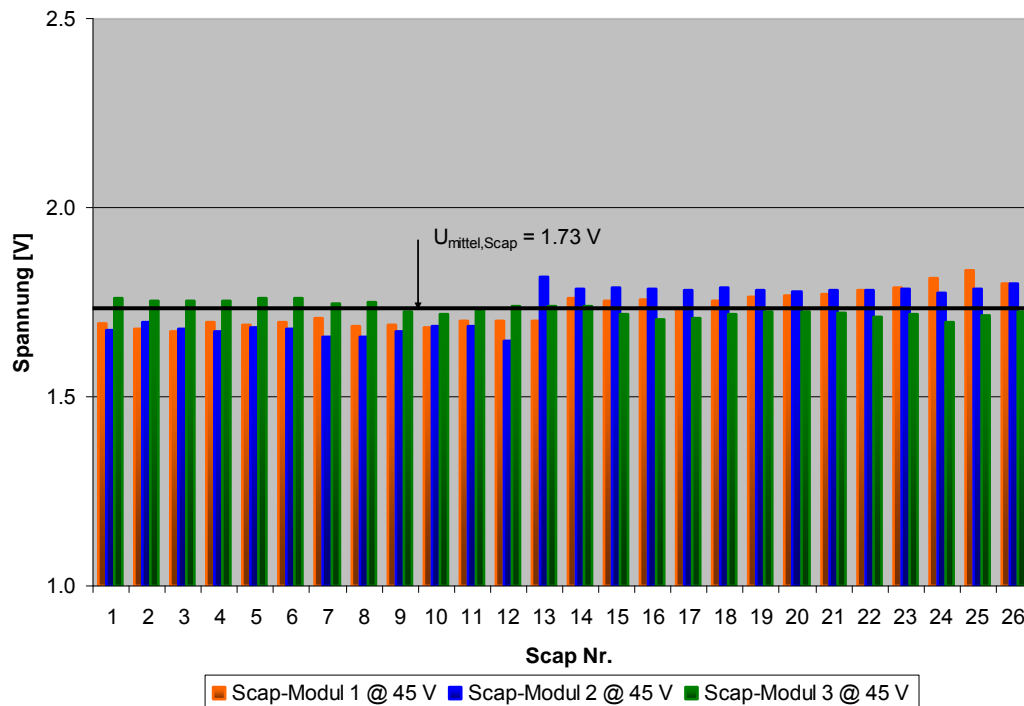


Abbildung 32: Erste Spannungsmessung der Scaps (Modulspannung 45 V)

### Zweite Spannungsmessung

Für die zweite Messung wurden die Scaps wiederum mit einem konstanten Strom von 10 A aufgeladen bis das Modul eine Spannung von 52 V erreicht hatte. Danach wurden nochmals die einzelnen Scap-Spannungen der drei Module gemessen. Bei einer Modulspannung von 52 V beträgt die Nennspannung der einzelnen Scap 2.0 V. Die Ist-Spannungen zeigen die Messergebnisse in Abbildung 33. Im Mittel wurde auch bei dieser Messung die Nennspannung von 2.0 V erreicht.

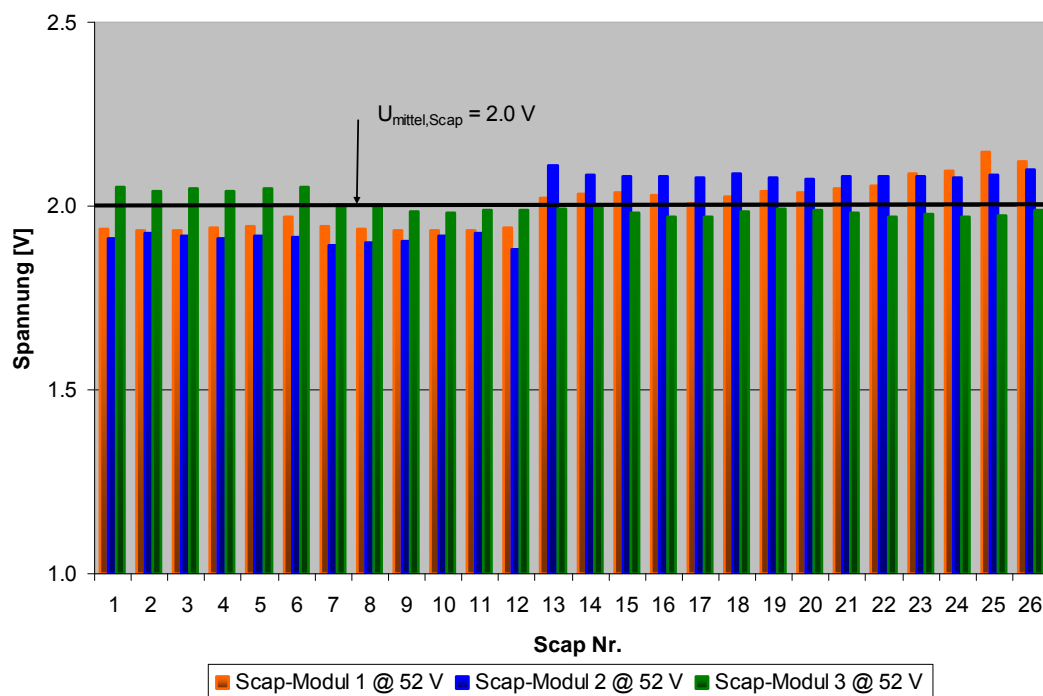


Abbildung 33: Zweite Spannungsmessung der Scaps (Modulspannung 52 V)

## Messung der Innenwiderstände

Zum Bestimmen der Innenwiderstände wurden die Scap-Module mit einem konstanten Strom von 50 A aufgeladen. Der Spannungsanstieg je Scap wurde beobachtet. Nach Abschalten des Ladegeräts wurde der Spannungseinbruch  $\Delta U$  am Kathodenstrahl-Oszilloskop (KO) abgelesen, siehe Abbildung 34. Der Innenwiderstand wurde berechnet nach folgender Formel:

$$R_{\text{innen}} = \Delta U / I$$

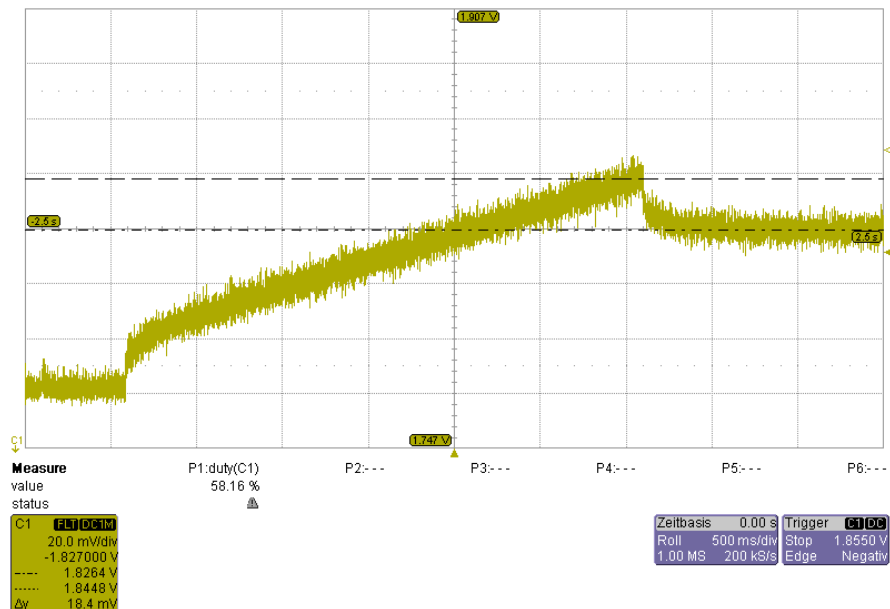


Abbildung 34: Scap-Spannungseinbruch am KO nach Abschalten des Ladegeräts

In Abbildung 35 sind die gemessenen Innenwiderstände der einzelnen Scaps dargestellt.

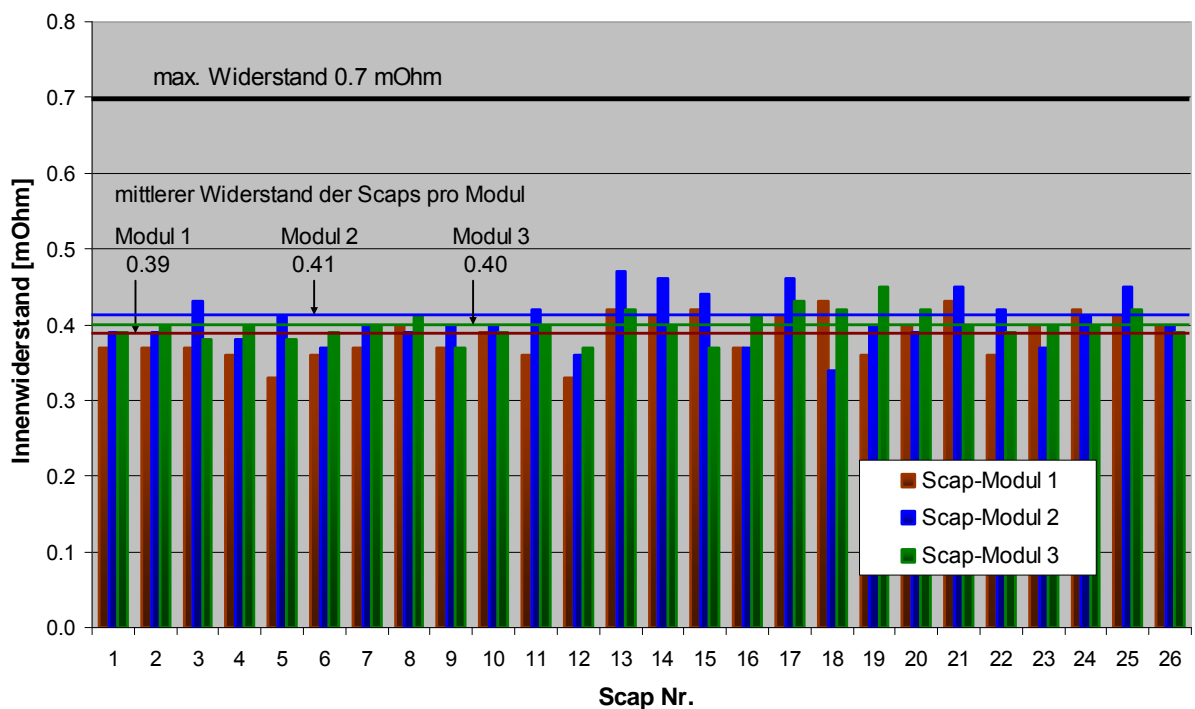


Abbildung 35: Innenwiderstände der Supercapazitäten nach 5 Jahren Lebensdauer

Der mittlere Widerstand über alle Scaps gemessen beträgt ca. 0.4 mOhm. Der kleinste Widerstand eines einzelnen Scap hat einen Wert von 0.33 mOhm, der maximale Widerstand wurde mit 0.47 mOhm gemessen. Dieser Wert ist noch deutlich unterhalb von 0.7 mOhm, was gemäss den Herstellerangaben von Maxwell der maximale Widerstand ist, siehe Datenblatt im Anhang A3.

### Auswertung

Die Spannung der einzelnen Scap nach dem Ladevorgang variiert je nach Zustand des Scap. Die maximale Spannungsdifferenz zwischen den Scap pro Modul gemäss der ersten und zweiten Messung ist in Tabelle 5 aufgeführt. Aus diesen Werten lässt sich der Altersdrift der Scaps pro Modul ermitteln.

	Scap-Modul 1		Scap-Modul 2		Scap-Modul 3	
<b>Ladespannung [V]</b>	45	52	45	52	45	52
<b>Nennspannung [V]</b>	1.73	2.0	1.73	2.0	1.73	2.0
<b>Spannungsdifferenz max. [V]</b>	0.162	0.215	0.170	0.230	0.064	0.083
<b>Altersdrift [%]</b>	<b>9.4</b>	<b>10.8</b>	<b>10.0</b>	<b>11.5</b>	<b>3.7</b>	<b>4.2</b>

Tabelle 5: Spannungsdifferenzen und Altersdrift der Scaps pro Modul

Bei der zweiten Messung wurden die Module auf 52 V aufgeladen. Einzelne Scap haben die Nennspannung von 2.0 V nicht mehr erreicht. Addiert man deren Spannungsdifferenzen zur Nennspannung auf, so ergeben sich Spannungsverluste bezogen auf den maximal zur Verfügung stehenden Energieinhalt. Das heisst, durch diese Verluste wird Energie in Bezug auf die maximal mögliche Energie unter Nennspannung eingebüsst. Der Energieinhalt Q der Scaps wird nach folgender Formel berechnet.

$$Q_{\text{Scap}} = \frac{1}{2} \cdot C_{\text{Scap}} \cdot U_{\text{Scap}}^2$$

Die Spannung U fliesst dabei quadratisch in die Berechnung mit ein. Die Kapazität C der Scaps beträgt 2600 F gemäss den Herstellerangaben von Maxwell. Die errechneten Energie-Verluste sind in Tabelle 6 absolut und in Prozent aufgeführt.

<b>Energie-Inhalt</b>	<b>Scap-Modul 1</b>	<b>Scap-Modul 2</b>	<b>Scap-Modul 3</b>
Maximal	976 Wh	976 Wh	976 Wh
Ist	950	937	965
Verlust	26	40	12
<b>Verlust in Prozent</b>	<b>2.7%</b>	<b>4.1%</b>	<b>1.2%</b>

Tabelle 6: Verluste des Energieinhalts der Scap-Module nach 5 Jahren Lebensdauer

### Bewertung

Superkapazitäten haben eine Lebensdauer von ca. 10 Jahren. Nach dieser Zeit beginnt der Elektrolyt auszutrocknen. Die Messergebnisse zeigen erste Anzeichen, dass nach 5 Jahren die kalendarische Lebensdauer fortgeschritten ist. Dies widerspiegelt sich vor allem bei den Messungen der einzelnen Scap-Spannungen. Diese weisen einen Altersdrift auf, der bei den

Teilmodulen 1 und 2 grösser als 10% der Nennspannung beträgt. Modul 3 wurde als Reservemodul eingebaut, weshalb hier der Altersdrift mit ca. 4% geringer ausfällt.

Die Verluste des potentiellen Energieinhalts sind noch in einem unkritischen Bereich. Die Werte für die berechneten Innenwiderstände sind erwartungsgemäss. Es lässt sich aus dieser Messung noch keine Abnutzung und kein Leistungsabfall ableiten.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass alle Scaps noch funktionsfähig sind und weiterhin eingesetzt werden könnten. Alle Werte sind bisher unkritisch, es ist jedoch zu erwarten, dass die Spannungsdifferenzen zunehmen werden.

#### **5.4 Wasserstoff und Sicherheit**

An der Wasserstoff-Umschaltstation wurden kurz nach der Installation zwei Reparaturen durchgeführt:

- Austausch Ventilkegel (November 2005)  
Dies war eine Garantie-Leistung des Herstellers.
- Undichtigkeit an Umschaltstation (April 2006)

Eine undichte Stelle wurde durch Druckverlust in der Wasserstoffflasche bemerkt und konnte an der Verschraubung der Drucktransmitter lokalisiert werden. Eine geklebte Stelle wurde undicht. Die Transmitter mussten ausgebaut und im Werk überarbeitet werden. Es ist zu vermuten, dass die undichte Stelle durch wetterbedingte Temperaturdifferenzen (Winter – Sommer) aufgetreten ist.

Nach diesen Reparaturen gab es bis zum Ende des Projektes keine weiteren Vorfälle und die Versorgung funktionierte einwandfrei.

#### **5.5 Betriebskosten**

Die Betriebskosten für den Wasserstoffverbrauch hängen von der Qualität des Wasserstoffs und den Preisen des Gaslieferanten ab. Im Projekt wurde Wasserstoff der Qualität 4.0 mit einer Reinheit von 99.99 Volumen-% eingesetzt. Eine 50-Liter-Druckgasflasche mit 200 bar reichte für ca. 10 kWh nutzbare elektrische Energie. Bei einem im Projekt gezahlten Nettopreis von CHF 74.- betrugen die Verbrauchskosten pro Kilowattstunde ca. CHF 7.40. Bei günstigeren Einkaufskonditionen fällt der Preis entsprechend niedriger aus.

Die Investitionskosten für die Brennstoffzelle betrugen vor 5 Jahren ca. CHF 10'000.- pro Kilowatt elektrischer Leistung. Diese Kosten sind bis heute stark gesunken und sollen weiter gesenkt werden. Unter den aktuellen Voraussetzungen bewegen sich jedoch die Investitionskosten einer USV mit Brennstoffzelle noch deutlich über dem Niveau von denen einer USV mit Batterie.

Ziel der Forschenden, sowie Wunsch und Notwendigkeit der Industrie ist eine Annäherung der Kosten der beiden Systeme.

## 6. Bewertung

Die Funktionalität der Technik hat sich über den Testzeitraum von über drei Jahren bestätigt. Das System hat sich als sehr zuverlässig erwiesen und auch die Leistungsfähigkeit war für den Betrieb mit Verbraucherlast gewährleistet. Der Stack wies über diese Zeit zwar Spannungsverluste auf, die Zellen waren jedoch weiterhin ausreichend betriebsfähig. Um Aussagen zur tatsächlichen Lebensdauer zu erhalten, müssten die Tests fortgesetzt werden.

Bei den System-Komponenten hat sich gezeigt, dass alle Teile hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit gut aufeinander abgestimmt werden müssen. In unserem Fall wurde ein defektes Bauteil nicht an der Brennstoffzelle, sondern auf einer Platine des DC/DC-Wandlers festgestellt, die von einem Unterlieferanten bezogen wurde. Dadurch wurde deutlich, dass neben der Auswahl der Komponenten auch die Qualität der Zulieferer für Brennstoffzellen-Systeme von entscheidender Bedeutung ist. In unserem Projekt hatte der Unterlieferant die Komponente angepasst und der Fehler hat sich bei den fortlaufenden Tests nicht wiederholt. Während der Projekt-Laufzeit haben sowohl der Hersteller der Brennstoffzelle als auch der Hersteller der Brennstoffzellen-USV ihre Systeme kontinuierlich verbessert.

Nach Ende der Feldtests wurde die Anlage abgebaut. Die Projektpartner haben gemeinsam beschlossen, die Anlage nicht weiter zu betreiben. Die Anlage war ein Prototyp und ein fortlaufender Service kann durch den USV-Hersteller nicht gewährleistet werden. Zudem ist zwischenzeitlich ein neues Modell des eingesetzten USV-Typs mit niedrigerer Spannung auf den Markt gekommen, ebenso wie ein neues Rack mit installierten Brennstoffzellen-Modulen für Leistungen von 10, 20 oder 30 kW. Abbildung 36 zeigt das neue Rack im Vergleich zum Design der Versuchsanlage.



Abbildung 36: neues Design von APC und Prototyp der Testanlage

## 7. Umweltbewertung

Im Projekt werden die Bleibatterien einer bestehenden USV durch Brennstoffzelle, Superkapazitäten und Wasserstoff ersetzt. In einer Umweltbewertung werden diese verschiedenen Systeme hinsichtlich ihrer Umweltbelastung miteinander verglichen. Der Vergleich soll so gut wie möglich auf der realen Situation des Projekts basieren. Zur quantitativen Erfassung der Umweltbelastungen werden die anerkannten Ökobilanzmethoden UBP 1997<sup>19</sup> (Umweltbelastungspunkte nach BUWAL) und CO<sub>2</sub>-Äquivalente verwendet. Die Anwendung beider Methoden erhöht die Aussagekraft der Resultate. Beide Methoden wurden mit der Software Gabi4<sup>20</sup> am Kompetenzzentrum ‚Integrale, intelligente und effiziente Energiesysteme‘ (IIEE) berechnet.

Zur Erfassung der Umweltdaten für die Herstellung der Systeme haben sowohl der Hersteller der in der USV eingesetzten Batterien als auch der Hersteller der Brennstoffzelle ihre Materialdaten<sup>21</sup> zur Verfügung gestellt. Der Hersteller der Brennstoffzelle erwartet, dass in Zukunft deutlich Material eingespart werden kann. Diese zukünftige Option wird in der Bilanz auch berücksichtigt. Die Leistung der Systeme orientiert sich an der realen Anlagenleistung der letzten drei Jahre.

Zur Bewertung des Betriebs werden drei verschiedene Szenarien mit 10, 50 und 100 Stunden Laufzeit pro Jahr betrachtet. In Tabelle 7 sind die Betriebsdaten zusammengefasst.

Leistung der Brennstoffzelle unter Verbraucherlast		ca. 3.3 kW
Verbraucherlast		ca. 2.6 kW
Lebensdauer der Anlage		10 Jahre
Geforderte Autonomiezeit		1.5 Stunden
Laufzeit pro Jahr	Szenario 1	10 h/Jahr
	Szenario 2	50 h/Jahr
	Szenario 3	100 h/Jahr

Tabelle 7: Betriebsdaten von Batterie und Brennstoffzellen-System

### 7.1 Batterie

Die Anzahl der benötigten Batteriezellen hängt von drei Faktoren ab: von der geforderten Leistung, der maximalen Autonomiezeit und der Umgebungstemperatur. Je höher die Temperatur desto kürzer ist die Lebenszeit der einzelnen Batteriezellen und desto häufiger müssen sie ersetzt werden. Einen zusätzlichen Einfluss auf die Lebensdauer hat die Geschwindigkeit der Entladung. Je langsamer eine Bleibatterie entladen wird, desto grösser ist die Kapazität der einzelnen Zelle.

In der eingesetzten USV-Anlage sind standardmässig zwei Pack Batterien zu je 64 Stück eingebaut. Der Hersteller gibt eine Lebensdauer von 3 bis 5 Jahren an, abhängig von der Umgebungstemperatur. Da für die Leistung bei Antennenlast ein Pack<sup>22</sup> Batterien ausrei-

<sup>19</sup> Die neueren Bewertungen nach UBP 2006 standen für die Berichterstellung nicht zur Verfügung. Nach UBP 2006 wird strenger bewertet als nach UBP 1997.

<sup>20</sup> Für Graphit und Sekundärblei wurden die Daten von ecoinvent verwendet, da sie im Gabi4-Grunddatensatz nicht enthalten waren.

<sup>21</sup> Die Daten sind den Autoren bekannt, werden aber in diesem Bericht nicht veröffentlicht.

Der Hersteller der Superkapazitäten hat seine Daten nicht zur Verfügung gestellt.

<sup>22</sup> Zwei Sätze erhöhen die Autonomiezeit.

chend ist, wird in der Umweltbewertung nur ein Pack Batterien berücksichtigt. Die Lebensdauer wird mit 3 bis 4 Jahren angenommen. Das heisst, bei einer Laufzeit der Anlage von 10 Jahren müssen die Batterien zwei Mal ausgetauscht werden. Tabelle 8 zeigt die technischen Daten der Batterie. Ein Datenblatt befindet sich im Anhang A5.

Typ	Panasonic LC-R127R2P
Anzahl Batterien pro Pack	64
Anzahl Batterien in 10 Jahren	192
Zellenspannung:	12 V
Kapazität	5.25 Ah, d.h. 3.5 A bei 1.5 h Entladezeit
Wirkungsgrad (angenommen)	80%
Zellengewicht:	2.47 kg

Tabelle 8: Technische Daten der Batterie

Unter Verbraucherlast erreicht ein Pack Batterie mit voller Ladung eine Autonomiezeit von ca. 1.5 Stunden.

Die Materialien der Batterie sind dem Datenblatt des Herstellers entnommen. Die Batterien enthalten zu 50% Blei und zu 25% den Stoff Blei(IV)-oxid<sup>23</sup>, ein dunkelbraunes Pulver, welches durch seine stark oxidierende Wirkung als Elektrodenmaterial eingesetzt wird.

## 7.2 Brennstoffzelle

Das eingesetzte Brennstoffzellen-Modul hat eine maximale Spitzenleistung von 12.5 kW<sup>24</sup>. Die Materialmengen<sup>25</sup> basieren auf den Angaben des Herstellers und beziehen sich für die Umweltbewertung auf die am Stack gemessene Leistung von 3.3 kW. In dieser Leistung ist der Eigenverbrauch des Systems mit eingeschlossen. In Tabelle 9 sind die technischen Daten der Brennstoffzelle zusammengefasst:

Leistung der Brennstoffzelle unter Verbraucherlast (aus Messungen)	3.3 kW <sup>26</sup>
Spannungsbereich	37 – 57 VDC
Typ	PEM-BZ, Hydrogenics
Max. Verbrauch H <sub>2</sub>	1.1 sl/Wh <sup>27</sup>
Gewicht Modul	6 kg/kW

Tabelle 9: Technische Daten der Brennstoffzelle

<sup>23</sup> Für Blei(IV)-oxid sind in keiner für das Projekt zur Verfügung stehenden Datenbank Umweltdaten vorhanden. Da jedoch ein relativ hoher Anteil in der Batterie vorhanden ist, wurde der Sauerstoff aus der Verbindung anteilmässig reduziert und für die verbleibende Masse Blei angenommen.

<sup>24</sup> Gemäss aktueller Herstellerangabe.

<sup>25</sup> Der Stack enthält zu einem sehr geringen Anteil Platin, welches zu 95% recycelt wird. Platin wird deshalb in diesen Berechnungen nicht mit eingeschlossen.

<sup>26</sup> Diese Leistung entspricht der Brutto-Leistung und berücksichtigt die Wirkungsgradverluste durch die Komponenten.

<sup>27</sup> Maximaler Verbrauchswert inklusive Eigenbedarf des Systems; abgeschätzt unter ungünstigen Bedingungen.



Für die nächste Generation des Brennstoffzellen-Moduls hat der Hersteller eine deutliche Reduzierung von Material und Komponenten geplant. Er erwartet, dass das Gewicht von heute 6 kg/kW sich in etwa auf die Hälfte verringern wird.

### 7.3 Berechnung der Umweltbelastung

Die Umweltbelastung wird im Folgenden in UBP 1997 und CO<sub>2</sub>-Äquivalenten angegeben. Zuerst wird die Herstellung der Systeme betrachtet, im Anschluss die Belastung im Betrieb gemäss den drei Szenarien.

#### *Herstellung der Systeme*

Zur quantitativen Erfassung der Belastung durch die Herstellung von Batterien und Brennstoffzellen-System werden je zwei verschiedene Varianten berechnet:

- Bleibatterien ohne Recycling von Blei
- Bleibatterien mit Recycling von Blei
- Heutige Brennstoffzelle: Stack und Gehäuse bei Leistung P = 3.3 kW
- Nächste Generation Brennstoffzelle: Stack und Gehäuse bei Leistung P = 3.3 kW

Wie schon im vorigen Abschnitt beschrieben wird angenommen, dass ein Pack Bleibatterien nach drei bis vier Jahren ausgetauscht werden muss. Über eine Laufzeit von 10 Jahren muss das Pack also zwei Mal gewechselt werden. In Abbildung 37 ist die Entwicklung der Umweltbelastung von drei Pack Batterien in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten über die Laufzeit von 10 Jahren dargestellt.

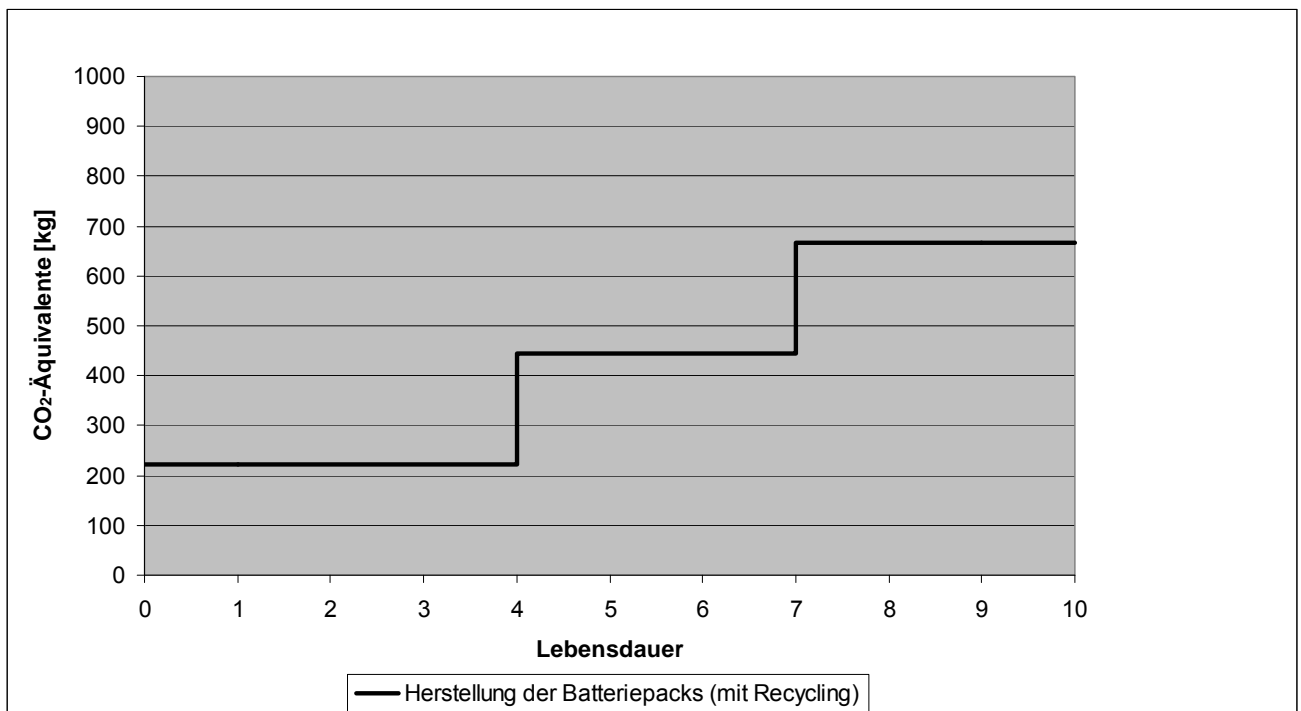


Abbildung 37: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Äquivalente für die Herstellung von drei Pack Bleibatterien (mit Recycling) über einen Zeitraum von 10 Jahren

Betrachtet man die Umweltbelastung beider Systeme über die gesamte Laufzeit, so ergibt sich eine Belastung durch die Bleibatterien mit Recycling von über 600 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalenten ohne Recycling von fast 900 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Abbildung 38 stellt die Werte sowohl für einen Batteriepack als auch für alle drei Batteriepacks im Säulendiagramm einander gegenüber. Das bestehende Brennstoffzellen-System liegt mit knapp 100 kg deutlich tiefer. Die zukünftige Generation weist mit ca. 50 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalenten noch tiefere Werte auf.

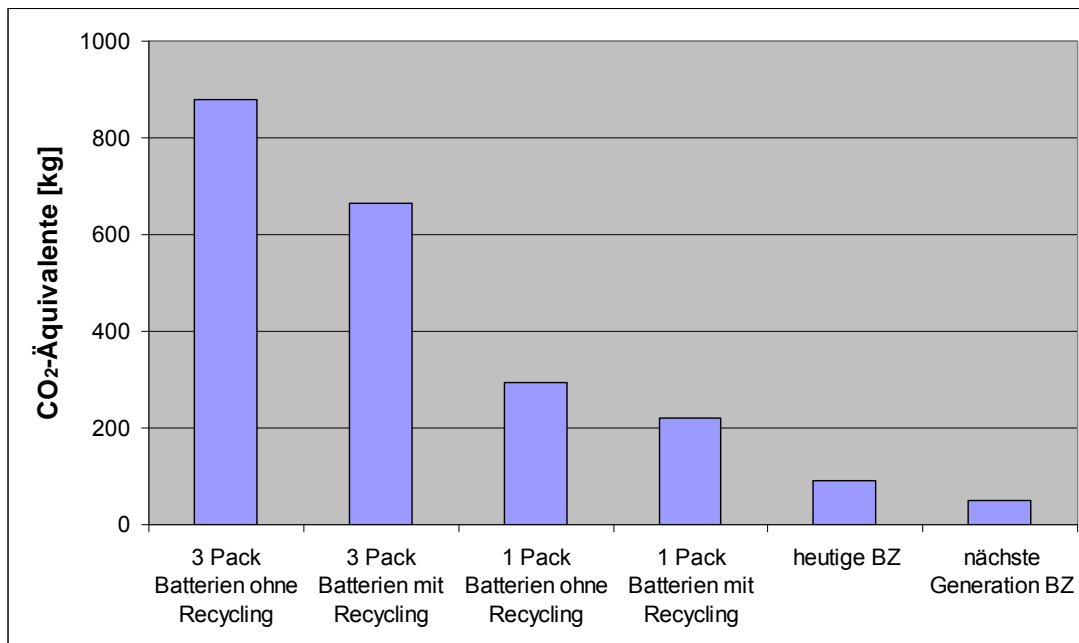


Abbildung 38: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Äquivalente für die Herstellung der Batteriepacks und der Brennstoffzelle

Ähnliche Grössenverhältnisse sind auch aus den Berechnungen nach den Umweltbelastungspunkten ersichtlich, wie in Abbildung 39 dargestellt.

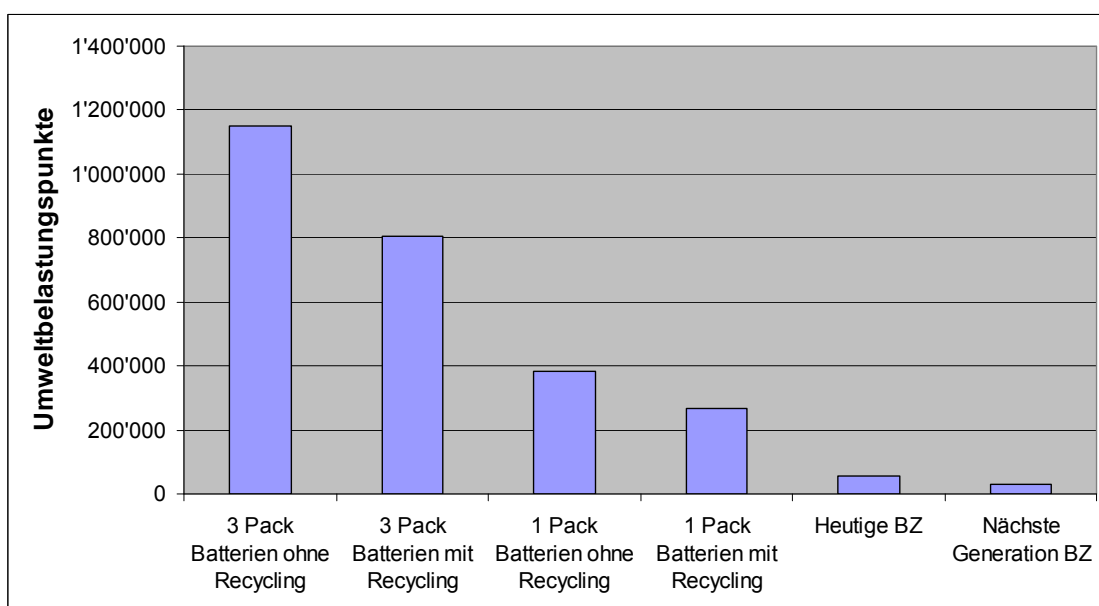


Abbildung 39: Vergleich der Umweltbelastungspunkte UBP für die Herstellung der Batteriepacks und der Brennstoffzelle

Die Hauptumweltsünder bei den verwendeten Bleibatterien sind vor allem das Blei sowie der schwer entflammbare Gehäusekunststoff ABS und die zu einem geringen Anteil enthaltene Schwefelsäure. Wie schon erwähnt bestehen die Batterien des Typs Panasonic LC-R127R2P zu 75% aus den Stoffen Blei und Blei(IV)-oxid (zusätzlich ein geringer Anteil Bleisulfat). Diese Stoffe sind als giftig und umweltgefährdend eingestuft.

Demgegenüber ist der Hauptumweltsünder der im Projekt eingesetzten Brennstoffzelle vor allem Aluminium. Bezüglich der Giftigkeit der Materialien enthält das aktuelle System ausser einem geringen Anteil an Zink keine giftigen oder umweltgefährdenden Materialien. In der Produktion der nächsten Generation soll Zink ganz eliminiert werden.

### Betrieb der Systeme

Im Betrieb wurde die Entwicklung der Umweltbelastung für drei Szenarien mit den Laufzeiten 10, 50 und 100 Stunden pro Jahr untersucht. Die Laufzeiten sind relativ gering, was für ein Notstromaggregat ein realistischer Einsatz ist. Als Datengrundlage wurde zum Nachladen der Batterien der in der Schweiz übliche Strommix angenommen, siehe Schaubild im Anhang A6. Die Daten zur Wasserstoffherzeugung basieren auf dem Verfahren der Dampfreformierung<sup>28</sup> von Erdgas. Dieser Prozess ist hauptsächlich ein thermisches Verfahren mit geringem Stromverbrauch. Es ist die am weitesten verbreitete Methode [10] zur Herstellung von Wasserstoff.

Für den Betrieb werden die entstehenden CO<sub>2</sub>-Äquivalente beim Nachladen der Batterie sowie bei der Herstellung der im Betrieb verbrauchten Wasserstoffmenge miteinander verglichen. Nach 10 Jahren und einer jährlichen Laufzeit von 100 Stunden betragen die CO<sub>2</sub>-Äquivalente für den Batteriebetrieb 43 kg und für den Betrieb der Brennstoffzelle 31 kg.

Werden nun die einzelnen Umweltbelastungen für die Herstellung der Systeme und für den Betrieb addiert, so zeigt sich, dass bei den Batteriepacks die Hauptbelastung hauptsächlich durch die Herstellung entsteht und dass der Betrieb einen vergleichsweise kleinen Beitrag leistet. Die Abbildungen 40 und 41 zeigen die Werte für Herstellung und Betrieb in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten bzw. nach der Methode der Umweltbelastungspunkte UBP 1997. Die Werte für die Laufzeiten von 10, 50 und 100 Stunden pro Jahr wurden entsprechend aufaddiert.

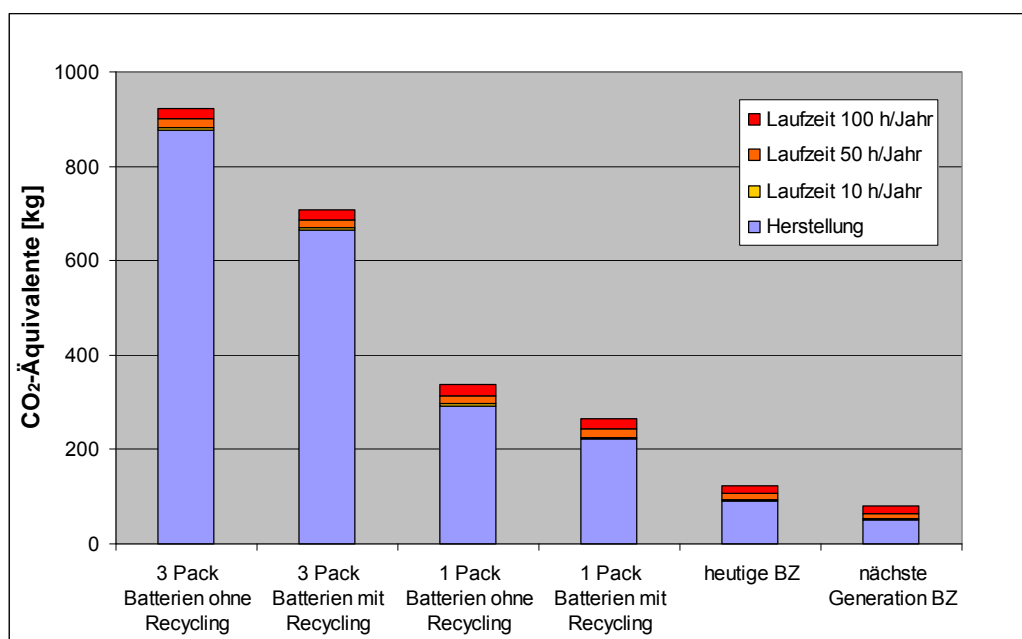


Abbildung 40: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Äquivalente für Herstellung und Betrieb der Batteriepacks und der Brennstoffzelle

<sup>28</sup> Werte aus Europa RER (Region of European Republics)

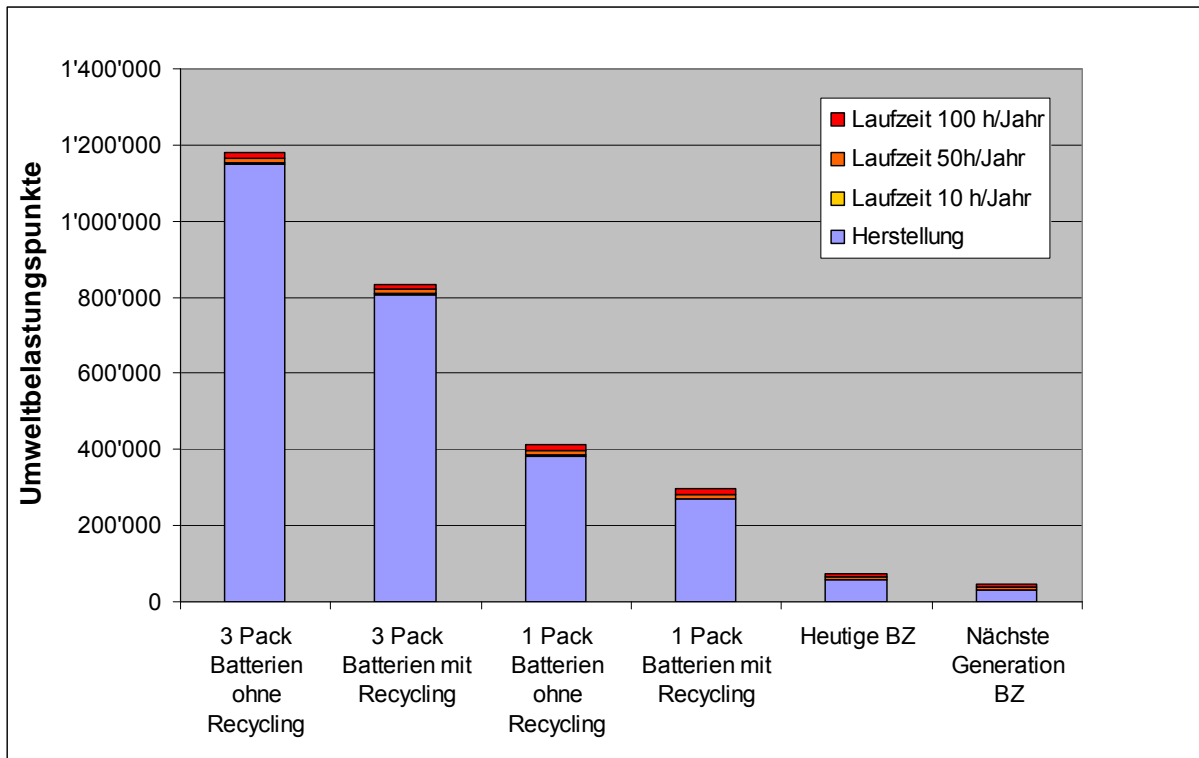


Abbildung 41: Vergleich der Umweltbelastungspunkte UBP für Herstellung und Betrieb der Batteriepacks und der Brennstoffzelle

## 7.4 Bewertung

Das Brennstoffzellen-System ist gemäss den Voraussetzungen der gegebenen Installation deutlich umweltfreundlicher in der Herstellung als die Bleibatterien. Im Vergleich zu den Bleibatterien ohne Recycling kann innerhalb von 10 Jahren eine fast 90%-ige Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Äquivalente erreicht werden. Im Vergleich zu den Bleibatterien mit Recycling ergibt sich eine Reduzierung von über 80%. Jedoch muss bei dieser Betrachtung beachtet werden, dass die Superkapazitäten und auch das Material des DC/DC-Wandlers nicht in der Berechnung berücksichtigt wurden. Dennoch ist die Tendenz absehbar, dass die Brennstoffzelle hinsichtlich ihrer Umweltbelastung im Vergleich zu den Batterien auf der positiven Seite steht. Diese Tendenz wird umso deutlicher, je mehr Batteriepacks über die Laufzeit einer Anlage ausgetauscht werden müssen.

Im Betrieb zeigt sich ein vergleichsweise geringer Unterschied zwischen den Steigungen der Kurven von Strom- und Wasserstoffverbrauch. Aber auch hier schneidet die Brennstoffzelle etwas besser ab. Unter anderem dürfte das daran liegen, dass die Batterien aufgrund ihrer Selbstentladung regelmässig nachgeladen werden müssen, während durch die relativ geringen Laufzeiten in der Anwendung als Notstromversorgung nur verhältnismässig kleine Mengen an Wasserstoff gebraucht werden.

Weitere Verbesserungen der Bilanz der Brennstoffzelle sind durch Materialeinsparungen zu erwarten, wie die Bilanz der Brennstoffzelle der nächsten Generation zeigt. Zusätzliche positive Effekte sollen durch einen verbesserten Wirkungsgrad erzielt werden. Auch die Entwicklung zukünftiger neuer Verfahren zur Wasserstoffherstellung ohne fossile Brennstoffe könnte einen Beitrag zu einem nachhaltigen sparsamen Umgang mit den vorhandenen Ressourcen leisten.

## 8. Schlussfolgerungen und Ausblick

Die guten Testergebnisse im Langzeitbetrieb bestätigen das vorhandene Potential der Anwendung von Brennstoffzellen im Bereich der Notstrom- und Unterbrechungsfreien Stromversorgung. Die Funktionalität der Technik, die Zuverlässigkeit und Sicherheit des Systems konnten während des gesamten Testzeitraums von über drei Jahren demonstriert werden.

Wie schon in einem der vorherigen Kapitel erwähnt, wird das Projekt nicht verlängert und die Anlage wurde abgebaut. In den letzten Jahren haben sowohl der Hersteller der USV als auch der Hersteller des Brennstoffzellen-Systems grosse Fortschritte erzielt.

Aber auch der Markt hat sich in diesem Zeitraum insgesamt stark verändert. Eine steigende Zahl von Brennstoffzellen-Produzenten und USV-Herstellern hat realisiert, dass die Anwendung von Brennstoffzellen im Notstrombereich entscheidende Marktbedürfnisse abdeckt. Sie haben marktreife Produkte entwickelt, die für einen frühen Markterfolg geeignet sind.

Dennoch erweist sich der Markteintritt für diese neue Technologie trotz ihrer Vorteile als schwierig. Sie muss sich in einem sich stark verändernden Umfeld positionieren. Die Brennstoffzelle steht als Alternative zur Batterie. Doch auch in diesem Bereich werden zunehmend Fortschritte hinsichtlich Lebensdauer und Handhabung erzielt, so dass die Brennstoffzelle zunehmend als Ergänzung zur Batterie betrachtet werden kann.

Eine Hürde für den Markteintritt sind die Investitionskosten, die im Vergleich zu Batterien und Diesel-Generatoren noch zu hoch sind. Ausserdem ist in der Schweiz das Stromnetz relativ stabil, so dass der Vorteil der langen Autonomiezeit bei kurzen Backup-Zeiten nicht ausreichend zum Tragen kommt. Die höheren Kosten rechtfertigen sich vor allem dann, wenn Backup-Zeiten über mehrere Stunden gefordert sind oder die Anlage in einem exponierten Gelände aufgestellt wird.

Um die Kosten weiter zu senken, streben die Hersteller verschiedene Massnahmen an. Die Systeme sollen schlanker, mit weniger Bauteilen und weniger Material konzipiert werden. Eine gute Auswahl der Zulieferfirmen muss getroffen und eine gute Zusammenarbeit aufgebaut werden. Auch die Fertigungskosten für die Herstellung der Zellen sollen durch höhere Stückzahlen gesenkt werden, was wiederum nur durch einen gelungenen Markteintritt möglich sein wird.

Ein zusätzlicher Punkt, der den Markteintritt erschwert, ist die häufig geringe Erfahrung im realen Langzeitbetrieb und dadurch das fehlende Vertrauen der potentiellen Anwender in die neue Technologie. Jeder einzelne Hersteller wird die Zuverlässigkeit seines Brennstoffzellen-Systems in der Praxis beweisen und Strukturen aufbauen müssen, die dem häufigen Wunsch des Anwenders nach einem umfassenden Service entsprechen. Erschwerend kommt hinzu, dass es noch keine einheitlichen Sicherheits- und Installationsstandards gibt und Betreiber und Installateure für die neue Technik geschult werden müssen.

Die EU hat diese hemmenden Randbedingungen realisiert und stellt nun öffentliche Fördergelder zur Verfügung, um diesen frühen Markt zu unterstützen und eine breite Akzeptanz der Technologie zu fördern. Im aktuellen Programm der Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) ist ein Demonstrationsprojekt zu diesem Thema angekündigt, um vor allem die Klein- und Mittelständischen Unternehmen in diesem Bereich zu stärken.

## 9. Symbolverzeichnis

### 9.1 Lateinische Symbole

$C$	Kapazität	F
$H_{H_2\text{oben}}$	Oberer Heizwert des Wasserstoffs	kJ/kg
$H_{H_2\text{unten}}$	Unterer Heizwert des Wasserstoffs	kJ/kg
$I_{BZ}$	Stromstärke am Ausgang des Brennstoffzellenstacks	A
$I_{Scap}$	Stromstärke der Superkapazitäten	A
$\dot{m}_{H_2}$	Massenstrom des Wasserstoffs	kg/s
$m_{H_2}$	Masse des Wasserstoffs	kg
$P_{BZ}$	Leistung am Ausgang des Brennstoffzellenstacks	kW
$P_{USV}$	Leistung der USV	kW
$P_{max}$	Maximale Leistung	kW
$p_{H_2}$	Druck in der Wasserstoffflasche	bar
$Q_{Scap}$	Energieinhalt der Superkapazitäten	Wh
$R_{innen}$	Innenwiderstand	Ohm
$T_{BZ}$	Temperatur der Brennstoffzelle	°C
$T_{H_2}$	Temperatur des Wasserstoffs	°C
$T_{Scap}$	Temperatur der Superkapazitäten	°C
$t$	Zeitdauer der Testserie	s
$t_{Entl.}$	Entladezeit der Superkapazitäten	s
$t_{Aufl.}$	Aufladezeit der Superkapazitäten	s
$U_{BZ}$	Spannung am Ausgang des Brennstoffzellenstacks	VDC
$U_{Scap}$	Spannung der Superkapazitäten	VDC
$V_{geom.}$	Geometrisches Volumen	m <sup>3</sup>
$V_{H_2}$	Füllmenge/Volumen	l

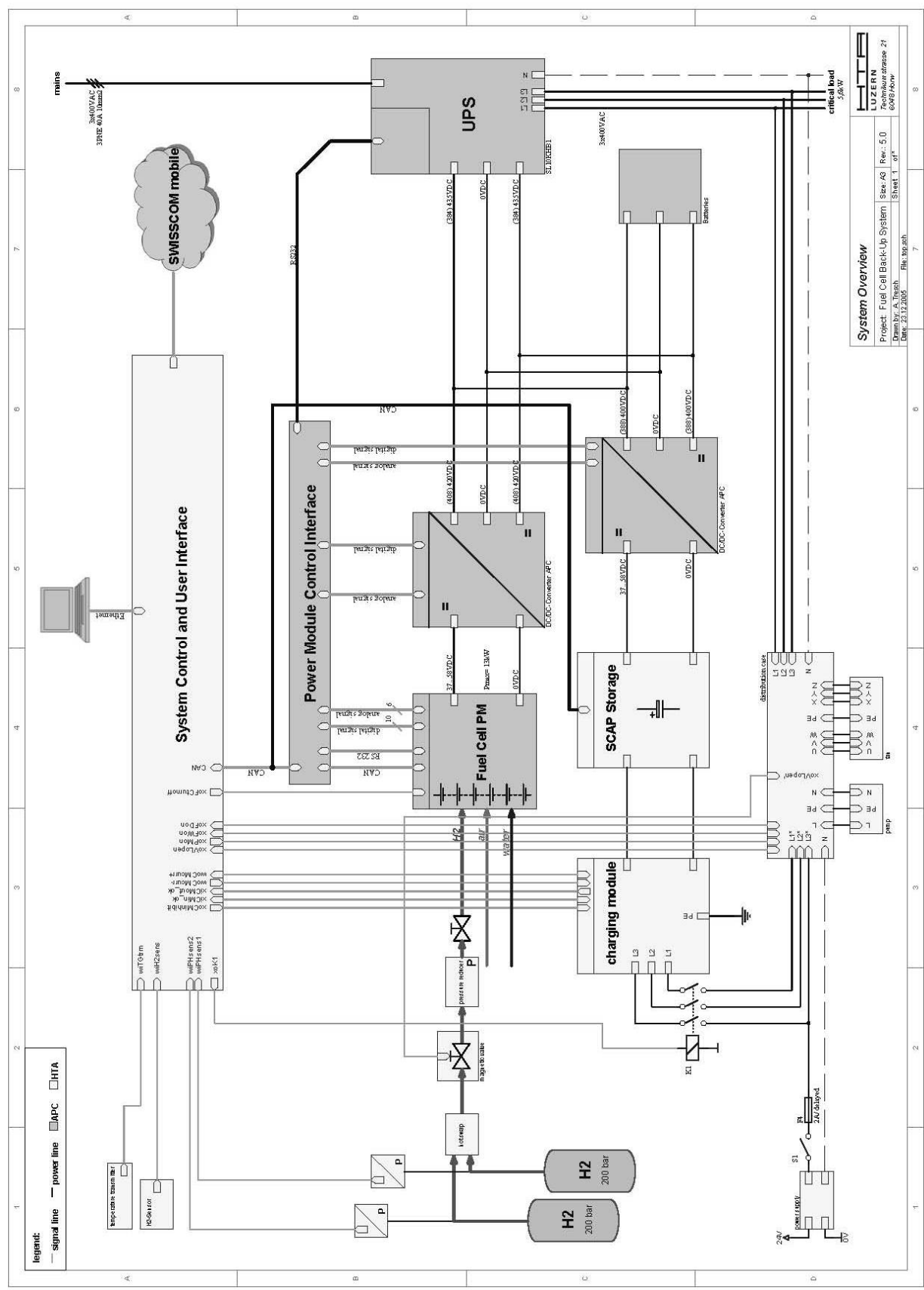
### 9.2 Griechische Symbole

$\eta_{BZ}$	El. Wirkungsgrad des Brennstoffzellenstacks	[-]
$\eta_{ges}$	Wirkungsgrad des Gesamtsystems	[-]
$\rho_{H_2}$	Dichte des Wasserstoffs	kg/m <sup>3</sup>

## 10. Referenzen

- [1] U. Trachte: Erste kommerzielle Brennstoffzellen im Notstrombereich, BULLETIN SEV / VSE, Oktober 2008, Heft 19, S. 17 – 21.
- [2] U. Trachte, E. Lüthi: USV für GSM-Basisstationen, BFE Schlussbericht, März 2007, BFE Projektnummer: 100 957.
- [3] U. Trachte, E. Lüthi, B. Wellig: Konzeptstudie für Energieversorgung mobile Basisstation mit Brennstoffzellen, BFE Schlussbericht, März 2008, BFE Projektnummer: 102 202.
- [4] V. Härri, S. Egger, S. Eigen: Industrietauglicher Superkapazitätspeicher SAM, Schlussbericht Dezember 2002, KTI Projekt 4504.1 FHS, Januar 2003.
- [5] V. Härri, D. Carriero, P. Collins: Kleinbus TOHYCO-Rider mit SAM Superkapazitätspeicher, Forschungsbericht über TR-Bus für den Energiefonds der Stadt Luzern, Mai 2006, Hochschule Luzern - Technik & Architektur.
- [6] S. Karamanolis: Brennstoffzellen, 1. Auflage, Würzburg, Vogel Buchverlag, 2003, S. 32.
- [7] R. A. Zahoransky: Energietechnik; 4. Auflage, Wiesbaden, Vieweg + Teubner Verlag, 2009.
- [8] REFPROP: Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database, Version 8.0, National Institute of Standards and Technology, Boulder, 2007.
- [9] H. D. Baehr, St. Kabelac: Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen, 14. Auflage, Berlin Heidelberg Springer Verlag, 2009, S. 469.
- [10] Auszug aus: [www.hydrogeit.de/wasserstoff.htm](http://www.hydrogeit.de/wasserstoff.htm)

A1 Anlagenschema





## A2 Datenblatt Brennstoffzelle

### SPECIFICATIONS

Fuel Cell Technology		Proton Exchange Membrane (PEM)
Performance		
Rated net continuous power		10 kW
Peak power		12 kW
Voltage range <sup>1)</sup>		37 to 57 VDC
Rated current		350 A
Max. system efficiency <sup>2)</sup>		53 %
Operational lifetime		>1000 hours
Fuel		
Type		Gaseous Hydrogen > 99.99% purity
Gas supply pressure		310 to 710 kPa, gauge
Stack operating pressure		≤ 20 kPa, gauge
Consumption		≤ 150 std L/min
Operating Environment		
Stack operating temperature		65°C
Ambient temperature		15 to 30°C
Ambient pressure		101.3 kPa, absolute
Cooling Sub-system (supplied by user)		
Coolant		De-ionized water
Physical		
Dimensions (height, width, length)		310 x 560 x 900 mm
Mass		88 kg, dry

1) Beginning of life

2) Lower heating value basis, excluding user-supplied radiator fan

© Hydrogenics Corporation, Mississauga, Ontario, Canada. All specifications and illustrations contained in this brochure are based on the latest product information available at the time of printing. Hydrogenics Corporation reserves the right to make changes at any time without notice, in materials, equipment, specifications and models. Printed in Canada 11/2003 Edition

# A3 Datenblatt Superkapazitäten



Electric Double Layer Capacitor: BOOSTCAP® Ultracapacitor

Round, bus bar type

Series: BCAP



› **Features:**

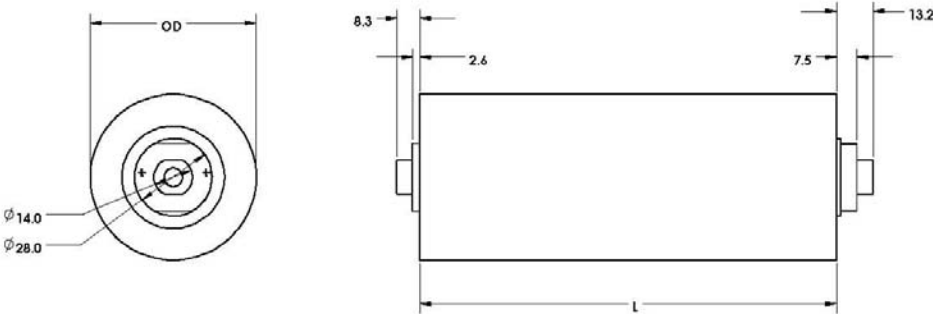
- › Over 500,000 duty cycles
- › 10 year life capability
- › Higher energy vs electrolytic
- › Higher power vs. batteries
- › Aluminum construction
- › Round, double ended design
- › Ultra-low internal resistance
- › Resistant against reverse polarity

› **Applications:**

- › Automotive subsystems
- › Heavy duty vehicle subsystems
- › Rail system power
- › Windmill pitch control systems
- › Wireless transmissions



› **Dimensions:**



Case size	Dimensions, mm		Weight [g]	Vol. [l]	Typical package qty
	L	OD			
BCAP0008	150	50	400	0.3	25
BCAP0010	150	60	525	0.42	25
BCAP0013	75	50	190	0.15	25

Product dimensions and specifications may change without notice. Please contact Maxwell Technologies directly for any technical specifications critical to application.

Electric Double Layer Capacitor: BOOSTCAP® Ultracapacitor

| Doc. # 1006292 | Rev. 4 |

› **Specifications:**

	Product Specification				
	BCAP0008	BCAP0010	BCAP0013	Tolerance	Standard
Mounting	Screw Type				
Capacitance, C <sub>R</sub> [F]	1,800	2,600	450	+/- 20%	
Voltage, U <sub>R</sub>	2.5				
Internal resistance, DC [ohm]	0.0009	0.0007	0.0024	+/- 25 %	
Internal resistance, 1 kHz [ohm]	0.00045	0.0003	0.0008	+/- 25 %	
Rated current, [A]	450	600	180		5s discharge to 1/2 U <sub>R</sub>
Leakage current [mA]	4	5	3		72 hrs, 25°C
Operating temp. range [C]	-40 to 65				
Storage temp. range [C]	-40 to 70				
Endurance, Capacitance [F]	< 20% decrease				1000 hrs @ U <sub>R</sub> and 70°C
Endurance, Resistance [ohm]	< 40% increase				
Power, P <sub>d</sub> [W/kg]	2080	2040	1640		See additional technical information
Power, P <sub>v</sub> [W/l]	2780	2550	2080		
Life Time	△C > 20% decrease, ESR < 200% increase				from initial value after 10y @ 25°C
Cycle Life	△C > 20% decrease, ESR < 200% increase				from initial value after 500K cycles @ 25°C (l = 20A)

› **Markings: Capacitors are marked with the following information**

Rated capacitance, Rated voltage, product number, name of manufacturer, positive and negative terminal, warning marking

› **Mounting Recommendations:**

Maximum torque for M8 screw terminals is 7Nm with one key and 10Nm using a counter key.  
See B-F0-0130 for additional information.

Components should not be operated outside recommended limits.

› **Additional Technical Information:**

$$P_d = (0.12 \times E^2 / R_d) / M \quad \text{where } E = \text{charge voltage (U}_R\text{), } R_d = \text{internal resistance (DC)}$$

$$M = \text{capacitor weight (kg)}$$

$$P_v = (0.12 \times E^2 / R_d) / V \quad \text{where } V = \text{capacitor volume (l)}$$

US Patents: 6,525,924

Worldwide Headquarters	European Office	 www.maxwell.com
MAXWELL TECHNOLOGIES 9244 Balboa Avenue • San Diego, 92123 CA, USA PHONE: +1 (619) 558 5033 FAX: +1 (619) 558 5033 EMAIL: ultracapacitors@maxwell.com	MAXWELL TECHNOLOGIES SA CH-1728 Rossens • Switzerland PHONE: +41 (0) 26 411 85 00 FAX: +41 (0) 26 411 85 05 EMAIL: ultracapacitors@maxwell.com	

## A4 Datenblatt Ladegerät

### C 4786 V - AC/DC converter



Input	Nominal voltage	3x 400/440 VAC
	Voltage range	3 x (320 - 460) V AC ph-ph, 50/60 Hz
	input frequency	47-63 Hz
	no load input power	10 W
	input protection	with external fuse ( rating 10A )
	input fuse	10 A
	hold-up time	approx. 20 ms
	inrush current	limited via thermistor A
	bursts	acc. to EN 61000-4-4 (level 3)
	High energy pulses (surge)	acc. to EN 61000-4-5 (level 3)
Output	Nominal voltage	60 VDC
	max. current output 1	30.00 A
	Power	2040.0 Watt
	turn on rise time	2ms typ.
	response time	2ms typ.
	Efficiency	92 %
	control	IU characteristic
	line regulation ( $\pm 10\%$ )	0.1%
	load regulation (10-90%)	0.2%
	load transient (10-90-10%)	6% typical
	ripple	approx. 100mVpp
	short circuit protected	standard
	overload protection	current limited to 105 - 110% of full Io
	overvoltage protection	OVP switches off module with automatic return to operation
	remote sensing	standard
General	redundant operation	yes, with decoupling diodes (option 'dd')
	parallel operation	yes, current balancing by decoupling diodes or option 'cs'
	temperature coefficient	0.02% / °C typical
	operating temperature	-20°C to +75°C (optional: -40°C to +75°C)
	load derating	2.5% / °C from +55°C
	storage temperature	-40°C to +85°C
	cooling	natural convection
	switching frequency	approx. 20 kHz
	isolation resistance	> 10M Ohm at 500 VDC
	isolation (input - ground)	3500.0 VDC
	isolation (output - ground)	2100.0 VDC
	isolation (input - output)	3500.0 VDC
	isolation voltage	acc. to EN 60950, class 1 (SELV ask factory)
	safety	acc. to EN 60950, class 1
	creepage distance	acc. to VDE 0110, >= 4mm
	air distance	acc. to VDE 0110, >= 3mm
	earth leakage	< 3.5mA at 230 VAC, acc. to EN 60950
	EMC emission	acc. to EN 55022 class A, optionally class B
	EMC immunity	acc. to EN 55022 class A, optionally class B
	dimensions	[H x W x D], 6U x 28 TE x 300mm, (11,81inch)
	weight	8 kg/ 17,7 lb
	CE marking	yes
	MTBF	approx. 100000h
	connector	H 15 acc. to DIN 41612



77855 Achern-Gamshurst  
Oststrasse 17 Germany

Tel.: (49) 78 41 / 20 52 - 0  
Fax: (49) 78 41 / 20 52 - 52

<http://www.schaeferpower.de>  
[info@schaeferpower.de](mailto:info@schaeferpower.de)

Page 1/2



## A5 Datenblatt Batterie

### VALVE-REGULATED LEAD ACID BATTERIES: INDIVIDUAL DATA SHEET

#### LC-R127R2P



#### Specifications

Nominal voltage		12V
Rated capacity (20 hour rate)		7.2Ah
Dimensions	Length	5.945 inches (151.0 mm)
	Width	2.539 inches (64.5 mm)
	Height	3.702 inches (94.0 mm)
	Total Height*	3.937 inches (100.0 mm)
Approx. mass		5.45 lbs (2.47 kg)
Standard Terminals and Resin	UL94HB Faston 187	LC-R127R2P
	UL94HB Faston 250	LC-R127R2P1
Optional Terminals and Resin	UL94V-0 Faston 187	◆ LC-V127R2P
	UL94V-0 Faston 250	◆ LC-V127R2P1

\* The total height with #250 terminal is 101.5mm.

◆ Please contact Panasonic for availability on optional items. Optional items may be subject to minimum order quantities.

#### Characteristics

Capacity <sup>(note)</sup> 77°F (25°C)		20 hour rate (360mA)	7.2Ah
		10 hour rate (680mA)	6.8Ah
		5 hour rate (1260mA)	6.3Ah
		1 hour rate (4900mA)	4.9Ah
		1.5 hour rate discharge Cut-off voltage 10.5 V	3.5A
Internal resistance		Fully charged battery 77°F (25°C)	Approx. 40mΩ
Temperature dependency of capacity (20 hour rate)		104°F (40°C)	102%
		77°F (25°C)	100%
		32°F (0°C)	85%
		5°F (-15°C)	65%
Self discharge 77°F (25°C)		Residual capacity after standing 3 months	91%
		Residual capacity after standing 6 months	82%
		Residual capacity after standing 12 months	64%
Charge Method (Constant Voltage)	Cycle use (Repeating use)	Initial current	2.88 A or smaller
		Control voltage	14.5V to 14.9 V (per 12V cell 25°C)
	Trickle use	Initial current	1.08 A or smaller
		Control voltage	13.6V to 13.8V (per 12V cell 25°C)

(Note) The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge cycles not the minimum values

**Panasonic**

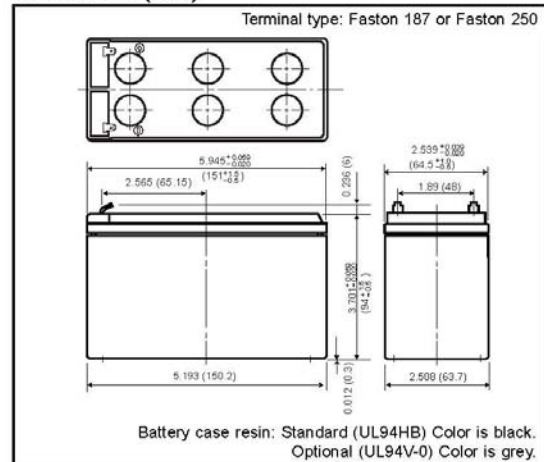
**VRLA BATTERIES**

**FEBRUARY 2002**

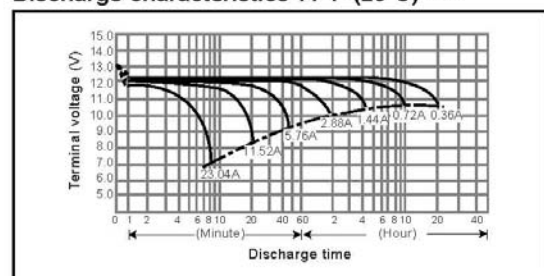
This information is generally descriptive only and is not intended to make or imply any representation, guarantee or warranty with respect to any cells and batteries. Cell and battery designs/specifications are subject to modification without notice. Contact Panasonic for the latest information.

For main and standby power supplies.  
Expected trickle life: 3-5 years at 25°C, Approx. 5 years at 20°C.

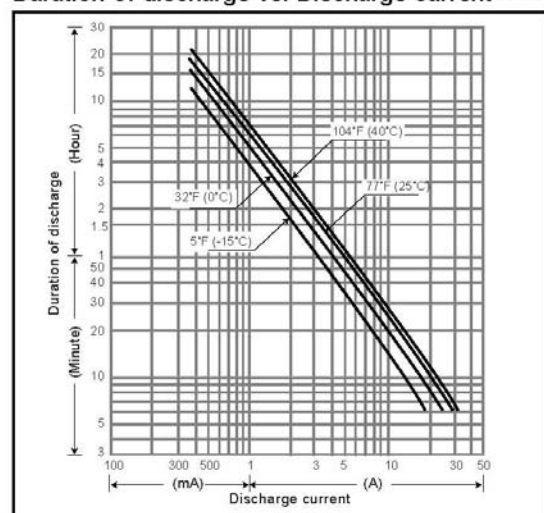
#### Dimensions (mm)



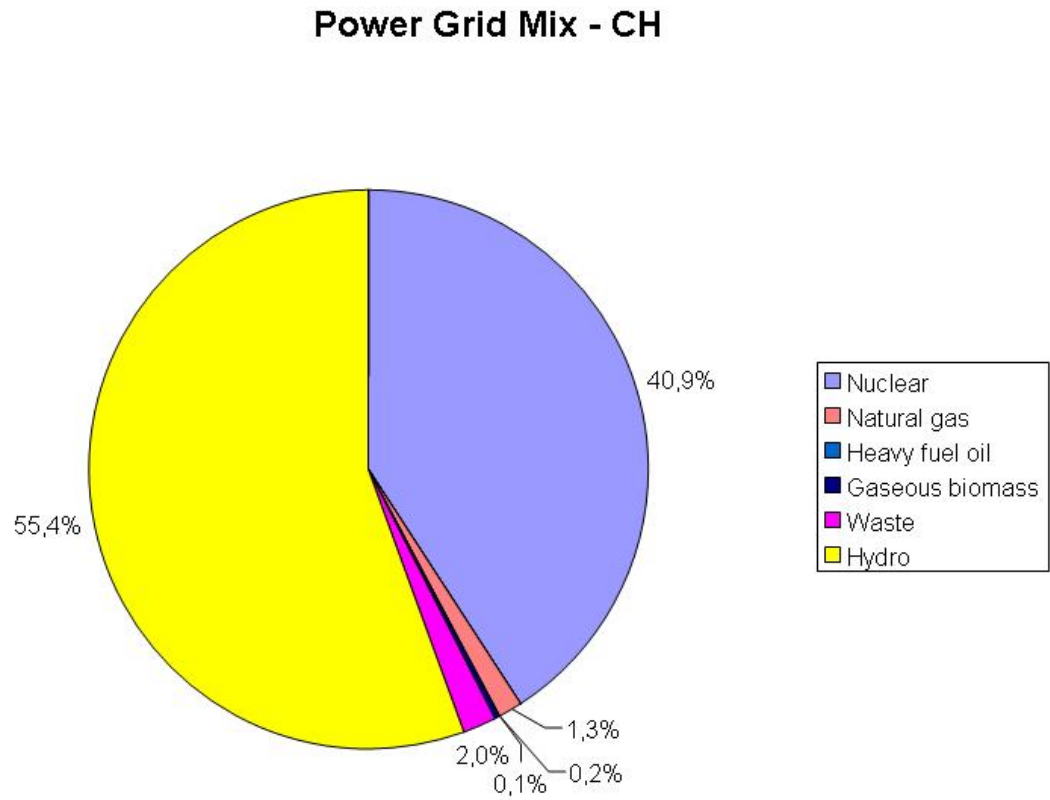
#### Discharge characteristics 77°F (25°C) (Note)



#### Duration of discharge vs. Discharge current (Note)



## A6 Schaubild Strommix Schweiz



Referenzjahr 2002

PE INTERNATIONAL GmbH  
Hauptstraße 111 - 113  
70771 Leinfelden-Echterdingen  
Germany