

Brennstoffzelle von Typ ONSI PC 25 in Birsfelden

Erfahrungsbericht über 5 Jahre Betrieb sowie Ausblick über die Möglichkeiten zur Verlängerung der technische Nutzungsdauer

Bericht

30. Mai 2006



Verfasser: Stephan Renz
Beratung Thoma & Renz
Elisabethenstrasse 44
4010 Basel

Auftraggeber: AEB Alternativ-Energie Birsfelden AG
c/o Elektra Birseck;
Weidenstrasse 27
4142 Münchenstein

Finanzielle Unterstützung: Bundesamt für Energie (Bern)
Amt für Umwelt und Energie des Kantons Basel-Landschaft (Liestal)
FOGA Forschungsfonds der schweiz. Gasindustrie (Schwerzenbach)

Vorwort des Verwaltungsrates

Rückblick

Die AEB ist eine Pionierin bei der Realisation von alternativen Energieerzeugungsanlagen. Seit ihrer Gründung im Jahre 1985 betreibt sie zukunftsweisend eines der grössten Wärmeverbundsysteme und produziert mehrheitlich CO₂ freie Wärmepumpenenergie. Im Jahre 1996 hatte die AEB aus diesem Background heraus einen weiteren Schritt in die Zukunft gewagt und realisierte, trotz höherem Risiko gegenüber konventionellen Technologien, eine PAFC-Brennstoffzelle der amerikanischen Firma Onsi. Die Projektfinanzierung konnte nur mit Unterstützung der drei Subventionsgebern Bund, Kanton Baselland und der Forschungsgemeinschaft Gas gewährleistet werden.

Stand

Seit Sommer 2005 beschäftigte sich der Verwaltungsrat vor dem Hintergrund anstehender grösserer Ersatzinvestitionen (CHF 350'000 – 600'000) mit der Projektfortführung. Aus technischer Sicht konnte die Brennstoffzelle während 36'000 Betriebsstunden bis Sommer 2005 zufrieden stellend betrieben werden. Seit dem vergangenen Sommer traten diverse unklare technische Probleme auf, die letztendlich gemeinsam mit den ungenügenden Zukunftsperspektiven Ende 2005 dazu führten, den Weiterbetrieb der Brennstoffzelle einzustellen.

Ausblick

Die Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie hat sich in den vergangenen Jahren bei weitem nicht so entwickelt, wie sich die Marktteilnehmer dies Ende der 90er Jahre vorgestellt haben. Zum heutigen Zeitpunkt scheint es fraglich, ob der Marktdurchbruch in der Schweiz im Bereich der 200kW-Klasse für Niedertemperaturanwendung für Heizzwecke überhaupt stattfinden wird. Sicher scheint der AEB, dass am Projektende in der Schweiz keine Ersatzanlage zu marktfähigen Konditionen und Qualitäten vorhanden sein wird. Ebenfalls ist es zu keinem Zeitpunkt gelungen, mehr als 60% der produzierten thermischen Energie zu nutzen, was zu einer beträchtlichen finanziellen Einbusse führte. Da auf Herstellerseite ebenfalls keine deutlichen Kostensenkungen eingetreten sind und die Reparaturanfälligkeit mit zunehmender Alterung ansteigt, bedeutet eine Projektfortführung weitere unplanbare finanzielle Risiken, die für eine Unternehmung wie die AEB mit einem Umsatz von CHF 2.5 Mio. und ohne firmeneigenes Know-how untragbar sind.

Die AEB ist seit jeher gezwungen, ihr finanzielles Engagement zum Wohle der Wärmekunden einzusetzen. Das Preisniveau der AEB ist trotz gestiegenen Energiepreisen für fossile Brennstoffe nach wie vor hoch und kann nicht zu Lasten der Wärmekunden für die Finanzierung von wenig erfolgversprechenden Forschungs- und Entwicklungsprojekten weiter angehoben werden.

Fazit

Unter Berücksichtigung der obigen Zusammenhänge sieht die AEB ohne Fremdgelder keine Möglichkeit mehr, das Projekt zu ihren Lasten wie auch zu Lasten ihrer Wärmekunden fortzuführen. Weiterhin erscheint der Nutzen für die Forschung und Weiterentwicklung nicht mehr gegeben. Selbstverständlich ist die AEB weiterhin Willens, alternative Technologien zu prüfen und bei neuen, erfolgversprechenden Projekten Hand zu bieten.

Inhaltsverzeichnis Bericht

	Seite
0. Zusammenfassung	4
1. Einleitung	5
2. Die Entstehung und die Organisation der AEB	5
3. Von der Projektidee zum Realisierungsentscheid	6
4. Projektrealisierung	6
4.1 Konzept	6
4.2 Projektabwicklung	7
5. Organisation Betrieb und Instandhaltung	8
5.1 Organisation	8
5.2 Voraussetzungen	10
5.3 Kontrolle und Wartung der Anlage	10
5.4 Betrieb und Lastmanagement der Anlage	11
5.5 Erfahrungen und Erkenntnisse	11
6. Betriebserfahrungen und –ergebnisse nach 5 Jahren	12
6.1 Logbuch der Anlage	12
6.2 Wirkungsgrad und Leistung	16
6.3 Stabilität von elektrischer Leistung und Spannung	18
6.4 Einflüsse auf das Stromnetz	18
6.5 Degradation der Stackspannung (Alterung)	18
6.6 Wärmeauskoppelung und Nahwärmeversorgung	21
6.7 Einflüsse des Erdgasnetzes	22
6.8 Emissionen	22
6.9 Betriebsmittelbedarf	23
6.10 Ersatzteile für Wartung und Instandsetzung	23
7. Wirtschaftliche Betriebserfahrungen	24
7.1 Investitionen	24
7.2 Kosten für Betriebsführung, Instandhaltung und Reparaturen	25
7.3 Erfolgsrechnung (Wirtschaftlichkeit)	28
7.4 Erforderliche Korrekturen für kostendeckenden Betrieb	30
7.5 Kapitalwert unter Berücksichtigung von Verbesserungen	31
8. Soziale und politische Erfahrungen	32
9. Möglichkeiten zur Verlängerung der technischen Nutzungsdauer	33
9.1 Technischer Zustand der Anlage	34
9.2 Massnahmen zur Revision der Anlage und Wirtschaftlichkeit	34
9.3 Konklusion	34

0. Zusammenfassung

Während fünf Jahren betrieb die AEB Alternativ-Energie Birsfelden AG eine Brennstoffzelle vom Typ ONSI PC 25 C (heutige Modellbezeichnung UTC PureCell 200 des US Herstellers United Technologies). Die Anlage mit einer elektrischen Nennleistung von 200 kW absolvierte in dieser Zeit 36'000 Betriebsstunden. Der über die gesamte Betriebszeit gemittelte elektrische Wirkungsgrad betrug 39.1%. Die Abwärme der Brennstoffzelle wurde in einem Fernwärmenetz der AEB genutzt, womit ein thermischer Wirkungsgrad von gemittelt 29 % erreicht wurde. Für eine wirtschaftliche Nutzung ist dieser Wert zu tief und muss bei künftigen Anlagen verbessert werden. Die Verfügbarkeit der Anlage war in der Regel hoch. Es wurden Betriebszyklen ohne automatische Abschaltung (Störung) von bis zu 10'000 Stunden erreicht. Auch bei zunehmendem Alter erreichte die Anlage lange Betriebszyklen ohne Störungen. Die Degradation der Spannung (als Mass für die Alterung) der Brennstoffzelle betrug gemittelt 0.45 Volt/1000 Stunden. Bei einer Leistung von 150 kW (75 % der Nennleistung) könnten mit dem Zellstapel aufgrund der Degradation rund 55'000 Betriebsstunden erreicht werden.

Hauptprobleme mit der Anlage entstanden durch den Reformer. Die innere Isolation musste nachgebessert werden (Garantie) und nach 11'000 Betriebsstunde entstand ein zu hoher Druckverlust über einen im Reformer integrierten Wärmetauscher. Die Anlage konnte in der Folge nur noch mit einer Maximalleistung von 175 kW (87.5%) betrieben werden.

Die Anlage wurde in einem realen Umfeld publikumsnah auf einem Schulhof installiert. Die Wartung wurde vorwiegend durch das Servicepersonal der EBM-Technik AG, welche für AEB im Auftrag auch die Fernwärmeversorgung betreut, durchgeführt. Für technischen Support und bei grösseren Wartungs- und Reparaturarbeiten stand der europäische Lieferant der Anlage HGC Hamburg Gas Consult GmbH zur Verfügung.

Das Verhältnis von Betriebsaufwand zu Ertrag erlaubt nur eine teilweise Amortisation der getätigten Investition. Der Deckungsbeitrag beträgt jährlich ca. CHF 45'000.-. Auf der Ertragseite fehlten wegen der ungenügenden Wärmenutzung Einnahmen. Durch die Neuheit der Anlage entstanden Zusatzkosten für die Projektrealisierung, die Schulung von lokalem Servicepersonal sowie die Wartung und den technischen Support durch den geografisch entfernten Lieferanten bzw. Hersteller der Anlage. Zudem sind die Betriebskosten für das Wasseraufbereitungssystem der Anlage zu hoch. Der Aufwand für Ersatzteile (Pumpen) konnte hingegen durch den Einsatz von neueren Produkten gegenüber dem Wartungsplan deutlich reduziert werden. 85 % des Instandhaltungsaufwandes wurden für (geplante) Wartungsarbeiten verwendet. Nur 15 % entstanden durch aus Störungen verursachte Reparaturen.

Nach 36'000 Betriebsstunden erlitt die Anlage im Mai 2005 wegen einer Störung des Steuerungscomputers und einem Defekt am Wechselrichter eine automatische Abschaltung. Der Wechselrichter konnte in der Folge repariert werden. Der Fehler im System der Anlagesteuerung (Computer, Ein-/Ausgangsmodule) wurde bis Ende 2005 nicht eindeutig gefunden. Die Anlage steht seither still. HGC empfiehlt den Ersatz der Steuerungseinheit durch gebrauchte Teile von ausser Betrieb gesetzten Anlagen des gleichen Typs. Der Aufwand sollte laut HGC CHF 10'000.- nicht übersteigen. Bei einer Wiederinbetriebnahme der Anlage sind Kosten für die Jahreswartung und den Ersatz einer Pumpe von rund CHF 17'000.- hinzuzurechnen. Die Restnutzungsdauer des Zellstapels - als teuerste Einheit der Anlage - beträgt bei einer Belastung mit 150 kW noch deutlich über 10'000 Betriebsstunden. Kürzlich ersetzte Pumpen weisen ebenfalls eine Restnutzungsdauer von mehr als 10'000 Stunden auf. Bevor jedoch weitere Ausgaben für die Wiederinbetriebnahme getätigt werden, sollte mindestens der Zellstapel auf allfällige Beeinträchtigungen durch die lange Stillstandzeit überprüft werden. Falls eine spätere Revision oder der Ersatz des Zellstapels und des Entschweflers in Betracht gezogen werden, müssten vorgängig die Verbesserung der Wärmenutzung und die Reduktion von Betriebskosten geprüft werden. Sonst lassen sich die Zusatzinvestitionen nicht amortisieren.

1. Einleitung

"Die Zukunft hat begonnen" war der Leitgedanke des Verwaltungsrates der AEB Alternativ-Energie Birsfelden AG, als er sich Ende 1998 entschieden hatte, für seine Fernwärmeversorgung in Birsfelden eine Brennstoffzellenanlage zu installieren. Nachdem AEB bereits 1985 mit der Inbetriebnahme der damals grössten Wärmepumpenanlage in der Schweiz eine Pionierrolle im Einsatz energieeffizienter und umweltgerechter Energiesysteme übernahm, war es eine logische Entwicklung, wiederum ein innovatives Projekt zu realisieren. Am 1. August 2000 war es soweit. AEB nahm auf einem Schulhof in Birsfelden eine Brennstoffzelle vom Typ ONSI PC 25 C (heute UTC Purecell 200) mit einer Leistung von 200 kW in Betrieb.

Mit der Brennstoffzellenanlage in Birsfelden, der ersten derartigen Anlage in der Schweiz, die für kommerzielle Zwecke eingesetzt wird, verfolgt AEB die Ziele neben der optimalen Energienutzung und minimalen Umweltbelastung die Brennstoffzellentechnologie im praktischen Einsatz zu demonstrieren, die Funktionstüchtigkeit nachzuweisen und die wirtschaftlichen Gegebenheiten zu erfassen.

Der vorliegende Bericht über die 5 Jahren Betrieb mit 36'000 Betriebsstunden zeigt die konkreten Betriebserfahrungen und das Ausmass der Erfüllung der vorgenannten Zielsetzungen.

2. Die Entstehung und die Organisation der AEB

Die AEB ist ein unabhängiges, im Energieversorgungssektor tätiges, rein privatwirtschaftlich organisiertes Unternehmen. Mit einem Aktienkapital von 3.3 Mio. Franken und einem Jahresumsatz von ca. 2.5 Mio. Franken gehört AEB zu den kleinen im Energiegeschäft. Die Aktionäre der AEB setzen sich aus institutionellen Immobilieneigentümern, Immobiliengenossenschaften, Banken, Stromlieferanten sowie der Gemeinde Birsfelden zusammen.

AEB wurde 1984 gegründet und realisierte damals ein 10 Mio. Franken teures Projekt mit Grosswärmepumpen (Heizleistung 4'500 kW) und Fernwärmeversorgung (Wärmeabsatz ca. 15'000 MWh/a) in Birsfelden. Insbesondere von politischer Seite wurde an AEB die Forderung gestellt, den Strombedarf der Elektromotorwärmepumpen mit einem eigenen Wärmekraftkopplungssystem abzudecken. AEB baute 1994 in Birsfelden eine zweite Fernwärmeversorgung auf, mit dem Ziel, die Anlage ab einem Wärmeabsatz von ca. 5'000 MWh/a mit einer Wärmekraftkoppelungsanlage zu ergänzen. Die Systemwahl Gasmotor-Generator oder Brennstoffzelle wurde dabei bewusst offen gelassen.

1997 wurde eine Machbarkeitsstudie mit Vergleich Gasmotor-Generator-System und Brennstoffzelle in Auftrag gegeben, 1998 wurde entschieden, eine 200 kWel Brennstoffzellenanlage mit einer ONSI PC 25C zu realisieren, 1999 wurde die Anlage bestellt und im Sommer 2000 in Betrieb genommen.

AEB hat kein eigene Personal, sondern kauft sämtliche erforderlichen Dienstleistungen nach Bedarf auf dem Markt ein.

3. Von der Projektidee zum Realisierungsentscheid

Für den Betrieb der eigenen mit Elektromotoren angetriebenen Grosswärmepumpenanlage benötigt AEB jährlich erhebliche Mengen Strom. Aus dem energiepolitischen Umfeld im Marktgebiet der AEB wurde deshalb seit ihrer Gründung immer wieder die Forderung nach einer eigenen lokalen Stromerzeugung gestellt. In den Unternehmenszielen der AEB wurde deshalb im Kapitel nachhaltige Energieversorgung auch die Absicht zur Realisierung einer WKK-Anlage festgeschrieben. Die Grösse und das System wurden bewusst offen gelassen.

Mit dem Ausbau des Fernwärmeabsatzes stieg der Grundlastwärmebedarf. Ab 1997 sah AEB deshalb die Möglichkeit, neben den vorhandenen Wärmepumpen eine weitere Grundlastanlage in Form einer WKK-Anlage zu realisieren und entsprechende Investitionen zu tätigen. Als innovative Energieversorgerin liess AEB die technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften moderner WKK-Systeme prüfen und erkannte Chancen mit der Realisierung einer Brennstoffzellenanlage.

Ein Entscheid für die Brennstoffzelle konnte jedoch nicht aus rein wirtschaftlichen Gründen gefällt werden. AEB erarbeitete und gewichtete einen umfassenden Katalog mit Unternehmenszielen und liess die neue Technologie (Brennstoffzelle) und die konventionelle vergleichen (Blockheizkraftwerk mit Gasmotor). Die Absicht der AEB, sich stärker als innovative Energieversorgerin zu positionieren und mit finanziell tragbarem Aufwand Erfahrungen mit neuen Technologien zu sammeln und dies im Marketing zu zeigen, gab wichtige Punkte für die Brennstoffzelle. Hinzu kamen die Vorteile des höheren elektrischen Wirkungsgrades sowie der markant geringeren Emission von Luftfremdstoffen der Brennstoffzelle. Die höheren Investitionen wurden durch Förderbeiträge von Bund und Kanton (vgl. Kapitel 7) reduziert, so dass schlussendlich die Gesamtbewertung zu Gunsten der Brennstoffzelle ausfiel.

Auf der Basis einer Analyse vorhandener Brennstoffzellensysteme in der Leistungskategorie um 200 kW elektrisch entschied sich AEB 1998 klar für die Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC) vom Typ PC 25 C des US-Herstellers ONSI Corp. (heute UTC-Power). Mit anderen Systemen waren entweder erst geringe Erfahrungen vorhanden oder sie waren noch nicht am Markt erhältlich. Neben dem Hersteller der Anlage waren für AEB auch lokal verfügbares bzw. entwickelbares Know how für Betrieb und Instandhaltung von Bedeutung.

4. Projektrealisierung

4.1 Konzept

Die Brennstoffzelle wurde in unmittelbarer Nähe einer grösseren Heizzentrale der AEB-Fernwärmeversorgung installiert. Damit kann die nutzbare Wärme der Brennstoffzelle in einen Teilstrom des Fernwärmerücklaufes (ca. 50 – 60°C) eingespeist werden. Die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes kann damit jederzeit mit den Heizkesseln auf das erforderliche Niveau (65 – 80°C) erhöht werden. Interessant ist, dass die Brennstoffzelle ohne Pufferspeicher – wie dies bei BHKW's üblich ist – ans Wärmenetz gekoppelt wurde. Durch das gute Teillastverhalten kann die Leistung der Brennstoffzelle entsprechend der Wärmenachfrage moduliert werden.

Der Strom der Anlage wird vorwiegend ins lokale öffentliche Netz (400 V) gespeist. Ein Inselbetrieb wurde nicht vorgesehen. Die Verfügbarkeit der Brennstoffzelle hatte somit nicht höchste Priorität. Die Wärmeversorgung wurde durch die Heizkessel jederzeit sichergestellt und eigene Stromverbraucher durch das lokale Netz versorgt.

Die ONSI-Brennstoffzelle ist für die Installation im Freien konzipiert. In Absprache mit der lokalen Behörde wurde ein Standort zwischen einem Spiel- und Pausenplatz und einem Schulgebäude gewählt. Damit wurde ein Projektziel, die Anlage in einem realen Umfeld möglichst publikumsnah zu demonstrieren erfüllt.

4.2 Projektabwicklung

Die Ingenieurarbeiten erfolgten durch die Lieferantin der Anlage, HGC Hamburg Gas Consult. Dank der Erfahrung aus der Realisierung von gleichen Anlagen in Deutschland erfolgte die Abwicklung routiniert. Interessant war, dass die Baubewilligung innerhalb von nur 4 Wochen erteilt wurde. Die Ausführung der peripheren Bauwerke (Fundament, Heizungsinstallationen, Elektroinstallationen) wurde lokalen Unternehmen übertragen. Die Lieferung der Brennstoffzelle aus den USA erfolgte auf dem Land- und Seeweg. Dank der Containerbauweise waren der Transport und das Aufstellen der Anlage relativ einfach. Lokal wurden nur einige wenige Ergänzungen an der Anlage vorgenommen (Sicherheitsventil, Gasanschluss, zusätzliche Sicherheitskette im Dampfkreislauf, Elektroeinspeisung und Verteilung für lokale Komponenten) und diese mit den vorbereiteten peripheren Anlagen verbunden. Insgesamt erfolgte die Projektabwicklung termingerecht und ohne besondere Schwierigkeiten.

Abb. 1: Anlieferung der BZ ab Meerhafen (Cuxhafen) mit Lastwagen



Abb. 2: Die BZ wird auf das vorbereitete Fundament gehievt



Terminplan der Projektrealisierung

- August 1999 : Bestellung der Brennstoffzelle
- Dezember 1999 : Projektierung Gesamtanlage und Ausschreibung übrige Gewerke
- Januar 2000 : Baubewilligung erteilt
Auftragsvergabe übrige Gewerke und Baubeginn
- Februar 2000 : Factory-Test der Brennstoffzelle beim Hersteller in den USA
- März 2000 : Anlieferung der Anlage in Birsfelden
- April - Juli 2000 : Anschluss der Anlage an die Peripherie
Fertigstellung der peripheren Anlagen
Evaluation lokaler Partner für Bedienung u. Instandhaltung
Schulung und Vorbereitung Inbetriebnahme
- 1. August 2000 : Inbetriebnahme Brennstoffzelle
Probetrieb
Abnahme und Übergabe in den Normalbetrieb

Abb. 3: Areal mit BZ, Kühler und Stickstofflager



Abb. 4: Blick von Strasse nach Install. Schalldämpfer



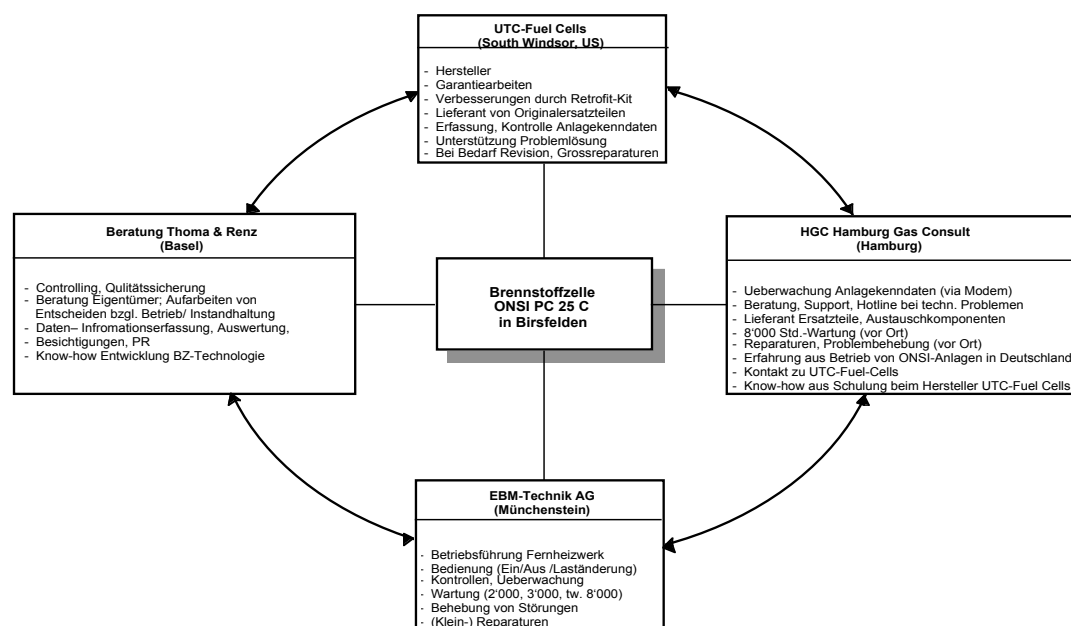
Zur Information der Passanten wurde die Anlage mit einer Tafel versehen, welche das Funktionsprinzip der Brennstoffzelle wiedergibt.

5. Organisation Betrieb und Instandhaltung

5.1 Organisation

Die im weiteren Sinne am Betrieb der Anlage der Brennstoffzelle beteiligten Unternehmen setzen sich wie folgt zusammen:

Abb 5: Organisation Betrieb und Instandhaltung Brennstoffzelle



Die Basisarbeit und damit den Hauptteil der Bedienung und Instandhaltung der Brennstoffzellenanlage übernimmt die vor Ort beauftragte *EBM-Technik AG*. Sie hat von AEB gleichzeitig den Betriebsführungsauftrag für den gesamten Wärmeverbund ab der Heizzentrale Kirchmatt inne und ist dadurch ohnehin in der Bedienung und Instandhaltung der Anlagen "vor Ort" engagiert und dafür verantwortlich.

Mit *HGC Hamburg Gas Consult GmbH* wurde ein Vertrag für die Fernüberwachung der Anlage, den technischen Support sowie die Durchführung von aufwändigen Wartungs- oder Reparaturarbeiten abgeschlossen. HGC verfügt über Erfahrungen aus der Realisierung und dem Betrieb von mehreren ONSI-Anlagen in Deutschland. Durch einen engen Kontakt mit UTC-Fuel Cells und der periodischen Weiterbildung wird ein aktueller Wissensstand sowie breit abgestützte Erfahrungen aus anderen Anlagen als Dienstleistung zur Verfügung gestellt. HGC kann sich via Modem / Telefonnetz in das Betriebssystem der Brennstoffzelle sowie in das Leitsystem BZ-Controll einwählen und die Anlagedaten erfassen, auswerten und bei Bedarf analysieren. Bei Betriebsproblemen der Anlage kann der Servicemonteure von EBM vor Ort unter der telefonischen Anleitung von HGC Störungen beheben sowie Reparaturen ausführen und HGC kann den Betrieb der Anlage Online am Bildschirm in Hamburg verfolgen.

Die Herstellerin der Anlagen, *UTC-Fuel-Cells*, überwacht die Betriebsdaten der Anlage ebenfalls via Telefonnetz-Modem-Einwahl ins Betriebssystem. UTC bietet Unterstützung bei der Fehlersuche und Verbesserungen der Anlage durch die Lieferung von Retrofit-Kits.

Als technische Beraterin der AEB führt *Beratung Thoma & Renz* die Gesamtüberwachung sowie teilweise die Kommunikation durch. Dazu gehört die Beratung bei speziellen technischen Problemen – insbesondere auch der AEB bezüglich technischer / wirtschaftlicher Entscheidungsfindung –, das Einfordern von Massnahmen bei mangelhaftem Betrieb der Anlage, das Vertreten der Interessen der AEB gegenüber UTC, HGC und EBM, die Beobachtung des Betriebszustandes und der Wirkungsgrade der Anlage inklusive des vorliegenden Reporting. Hinzu kommt die Information und die Demonstration der Anlage an interessierte Kreise.

5.2 Voraussetzungen

Für die Bedienung und die Instandhaltung der Anlage ist geschultes Fachpersonal erforderlich. Die gestellten Anforderungen für die Wartungsarbeiten nach jeweils 2'000 und 3'000 Betriebsstunden sind einfach und konzentrieren sich auf den Fachbereich Haustechnik. Aufwändiger ist die 8'000-Stunden Wartung. Höhere Anforderungen werden an die Überwachung der Anlage, das Erkennen von Betriebsproblemen sowie die Behebung von Störungen gestellt. Neben der Instruktion über den Aufbau und die Funktionsweise der ONSI-Anlage ist Fachwissen aus den Bereichen Elektrotechnik, Mess- und Regelungstechnik, Heizungs- sowie Sanitärtechnik gefordert. In der Regel genügt jedoch die Fachausbildung und die Erfahrung der Servicetechniker für Energieanlagen bzw. Gebäudeinfrastrukturanlagen. Für Sonderaufgaben wie das Durchführen von speziellen Messungen an der Anlage (z.B. Anodengas) oder die Durchführung von grösseren Reparaturen an der Anlage sind Spezialisten beizuziehen.

Abb. 6: Brennstoffzelle im geöffneten Zustand



Auf der Basis ihrer Kenntnisse und Erfahrungen führt HGC neben der Instruktion über die Bedienung und Wartung der Anlage vor der Inbetriebnahme eine 1-wöchige Schulung über die Funktionsweise und die Besonderheiten der ONSI-Anlage durch. Wie die Erfahrung gezeigt hat, ist damit eine beauftragte Servicefirma vor Ort weitgehend in der Lage die Anlage zu betreiben.

5.3 Kontrolle und Wartung der Anlage

Die Brennstoffzelle wird wöchentlich kontrolliert. Neben einer Sichtkontrolle werden zahlreiche Anlagewerte erfasst und mit den Nennwerten verglichen. Wie im Kapitel 4.1.2 erwähnt, werden verschiedene Anlagewerte zudem von HGC und von UTC überwacht. Aus den vor Ort durchzuführenden Kontrollen wurden z.B. Probleme (zu lange Laufzeiten) mit der Pumpe PMP 451 (dient der Speisewasser Förderung) bemerkt und deshalb die Last der Anlage reduziert. Aus der Fernüberwachung wurde u.a. wegen veränderter Zellstapelspannung ein Problem mit dem Anodengas erkannt, welches – wie die anschliessenden vertieften Untersuchungen zeigten - durch einen erhöhten Druckverlust im Reformer verursacht wurde (vgl. Kap. 6.1.1). Kritische Anlage-teile werden bezüglich Laufzeiten, Temperaturen, Druck, Spannungen etc. speziell überwacht.

Dazu dient auch das installierte Prozessleitsystem BZ-Controll, mit welchem Daten kontinuierlich erfasst und aufgezeichnet werden. Die Wartungsarbeiten werden nach jeweils 2'000, 3'000 und 8'000 Stunden durchgeführt. Die 2'000 und 3'000-Stunden-Wartungen können bei laufender Maschine ohne Lastreduktion durchgeführt werden. Dabei wird das Wasseraufbereitungssystem gereinigt, die Harzflaschen des Ionentauschers ersetzt, Filter des Lüftungssystems gereinigt oder gewechselt, sowie Pumpen kontrolliert und geschmiert. Für die 8'000-Stunden-Wartung, die mit der vor Ort Unterstützung eines HGC-Mitarbeiters durchgeführt wird, muss die Anlage abgeschaltet werden. Gemäss Wartungsplan sollten dabei drei Pumpen ersetzt sowie diverse Systeme gereinigt, Filter gewechselt, das Wasseraufbereitungssystem erneuert, und die Anlage umfassend inspiziert werden. Zur Reduktion der Wartungskosten bot HGC die Revision der zum Teil teuren Pumpen (in Zusammenarbeit mit einem Pumpenhersteller in Deutschland) an. Durch den Einsatz von verbesserten Pumpen (z.B. die teure Heisswasserpumpe PMP 400) konnte die Nutzungsdauer zudem verlängert werden (vgl. auch Kap. 6.10).

5.4 *Betrieb und Lastmanagement der Anlage*

Die Erfahrungen mit den bisherigen PAFC von UTC haben gezeigt, dass sich insbesondere automatische Schnellabschaltungen (shut down) aber auch häufige manuelle Abschaltungen negativ auf die Zellspannung und damit auf die Lebensdauer der Anlage auswirken. Die Anlage weist demgegenüber eine gute und rasche Regulierbarkeit der Last aus. Der elektrische Wirkungsgrad nimmt bis auf ca. 50 % Teillast (100 kW) sogar noch etwas zu und sinkt erst bei tieferer Leistung ab.

Anstelle eines Ein- / Ausschaltbetriebes, wie es bei Gasmotor-Generatorsystemen (BHKW) üblich ist, wird die Brennstoffzellen-Anlage deshalb lastreguliert im Dauerbetrieb gefahren. Voraussetzung ist, dass immer ca. 100 kW elektrischer Strom und ca. 80 – 100 kW Wärme abgesetzt bzw. genutzt werden können. Mit dem Anschluss der Anlage an das öffentliche Netz ist der Stromabsatz jederzeit möglich. Bei einem Wärmeabsatz im Nahwärmesystem der AEB von jährlich rund 5'500 MWh (Wärmehöchstlast ca. 2'500 – 3'000 kW) ist auch der Sommerbedarf (Brauchwarmwasser) genügend hoch um die Wärme der Brennstoffzelle abzusetzen. Wäre dies aus technischen Gründen nicht der Fall, entsorgt die Brennstoffzelle die überschüssige Wärme über den Luftkühler. Ursprünglich war die Anlage mit automatischer Lastregulierung entsprechend dem Wärmebedarf (wärmegeführter Betrieb) vorgesehen gewesen. Die Automatik wurde jedoch nicht realisiert. Starke Schwingungen in der Wärmeentnahme (Leistung, Temperaturen vgl. Kap 6.6) behinderten eine einfache Lösung. In den ersten zwei Betriebsjahren wurde die Leistung der Anlage deshalb in Sommermonaten im Rahmen der wöchentlichen Kontrollen manuell angepasst.

5.5 *Erfahrungen und Erkenntnisse*

Die gewählte Organisation von Betrieb und Instandhaltung der Anlage hat sich in der Praxis bewährt. Wichtig ist vor allem die Erkenntnis, dass die Anlage mit lokal vorhandenen Service-Fachleuten betrieben werden konnte. Die Konstellation zwischen Hersteller (UTC), Lieferant (HGC) und Betreiber (EBM) hat sich dabei gut eingespielt. Die Wartung konnte termin- und fachgerecht ausgeführt und Probleme in der Regel rasch erkannt und behoben werden. Unabdingbar waren dabei das Wissen und die Praxis des Lieferanten HGC aus dem Betrieb von zahlreichen weiteren ONSI-Anlagen in Deutschland. Hinzu kamen die Erfahrungen und Verbesserungen des Herstellers UTC aus der Produktion von rund 260 Anlagen vom gleichen Grundtyp ONSI PC 25 bzw. UTC PureCell 200.

Die Lieferung von Ersatzteilen ab dem Lager von HGC oder direkt vom Hersteller erfolgte in der Regel rasch und es wurden auch die richtigen Teile geliefert. Negativ aufgefallen waren trotzdem einige Verzögerungen in der Anfangsphase (September / Oktober 2000) als die Lieferung eines Thermoelements (ein nachgerüstetes Teil mit Lieferanten aus Deutschland) und anschliessende Probleme im Start der Anlage zu einer zeitlichen Verzögerung der Wiederinbetriebnahme der Anlage führte oder als im Herbst 2001 die Durchführung der 8'000-Stunde-Wartung nicht kurzfristig verschoben werden konnte. Nach einer Abschaltung wegen einem defekten Spannungswandler blieb die Anlage 3 Wochen – bis zur Durchführung der eingeplanten Wartung – stehen. Eine längere Stillstandzeit wurde zudem im Sommer 2004 registriert. Der Entscheid und die Durchführung des Wechsels bzw. der Revision der sehr teuren Pumpe PMP 400 dauerte länger als geplant.

Aufgrund der redundanten Systeme (Wärme- und Stromversorgung) war der Betrieb der Brennstoffzelle nicht zwingend. Deshalb wurde einer geordneten Abwicklung von Instandsetzungsaufträgen der Vorzug gegenüber Eilaufträgen gegeben. Die Zielsetzung die erforderlichen Dienstleistungen für Betrieb und Instandhaltung der Anlage weitgehend vor Ort zu beschaffen, konnte erfüllt werden. Dank den in Europa vorhandenen Erfahrungen konnte Servicepersonal vor Ort instruiert und die Anlage von Beginn an ohne Spezialéquipen des Herstellers oder des Lieferanten betrieben werden. Die erforderlichen Kenntnisse konnten vor Ort rasch aufgebaut und mit den Fähigkeiten heutiger Servicetechniker umgesetzt werden. Der durch HGC gewährleistete Support ist vergleichbar mit der Situation bei anderen Maschinen und Anlagen, wo üblicherweise auch vom Lieferanten oder Hersteller fachliche Unterstützung angeboten und grössere Wartungs- sowie Reparaturarbeiten durchgeführt werden.

In Relation zu den tatsächlichen Aufwändungen für die Behebung von Störungen oder die Durchführung von Reparaturen sind die Gesamtkosten für Bedienung und Instandhaltung sehr hoch. Kostentreibend sind insbesondere hohe Aufwändungen für Anlagenkontrollen, Datenerfassung und die Prämien für die den technischen Support (Hotline) zu HGC. Damit wird ein erheblicher Mehrpreis für (eigene) Unsicherheiten und dem erforderlichen Erfahrungsaufbau einer als Gesamtsystem noch neuen Anlagentechnik bezahlt. Beruhigend ist hingegen die Erkenntnis, dass die effektiven Aufwändungen aufgrund der geringen Störanfälligkeit deutlich tiefer liegen und nach einer Etablierung der neuen Technologie die Kosten entsprechend gesenkt werden können (vgl. Kap. 7.2)

6. Betriebserfahrungen und –ergebnisse nach 5 Jahren

6.1 Logbuch der Anlage

6.1.1 Die wichtigsten Ereignisse

Erfolgreiche Inbetriebsetzung

Die Anlage wurde am 2. August 2000 problemlos gestartet und nach erfolgreichem 72-Stunden-Testlauf für den ordentlichen Betrieb übergeben.

Erste Probleme werden gemeistert

Eine erste automatische Abschaltung (shut down) erfolgte nach 361 Betriebsstunden. Ein Temperaturfühler einer vor Ort nachgerüsteten Sicherheitskette (lokale Vorschriften) war defekt. Der Ersatzfühler des europäischen Herstellers versagte nach 627 Betriebsstunden erneut. Der Temperaturfühler wurde konstruktiv angepasst und funktionierte danach problemlos. Bis zur erfolgreichen Wiederinbetriebnahme entstanden verschiedene kleinere Probleme. Die USV (unterbruch-

freie Stromversorgung) musste nachgebessert und der Startbrenner im Reformer ersetzt werden (Garantie). In den darauf folgenden 3'800 Stunden d.h. bis zum Stand von 4'800 Betriebsstunden verursachte die Brennstoffzelle keine Störung.

Nachbesserung des Reformers

Ein Hauptproblem der Anlage entstand durch den Reformer. Es handelt sich dabei um einen neuen Reformertyp der erst bei wenigen ONSI-Anlagen eingesetzt wurde. Gegenüber früheren Systemen können bei diesem Typ die Thermoelemente einzeln ersetzt werden. Die Fertigung dieses neuen Produktes schien hingegen noch nicht ganz ausgereift zu sein. Nach rund 3'500 Betriebsstunden teilte UTC mit, dass am Reformer wegen mangelhafter Innenisolation zu hohe Oberflächentemperaturen auftreten können. Am Reformer wurde durch einen UTC Spezialisten ein zusätzlicher Temperaturfühler angebracht und die Anlage bis zur Nachbesserung der Innenisolation mit reduzierter Last (zuerst 125 kW danach 150 kW) betrieben. Beim Stand von 5'000 Betriebsstunden wurde die Innenisolation des Reformers durch den Hersteller nachgebessert. Die Aufwändungen inkl. Aufwand von HGC und von AEB (EBM) wurden trotz abgelaufener Garantiezeit von UTC übernommen. Danach konnte die Anlage wieder auf Volllast betrieben werden.

Abb. 7: Blick in Reformer mit Isolation



Abb. 8: Innenleben des Reformers



Nach rund 11'000 Betriebsstunden der Anlage stellt HGC fest, dass die Zellstapelspannung über eine kurze Zeit stärker als erwartet abgesunken ist. Nach verschiedenen Messungen wird die Einstellung der Prozessgaserzeugung geändert, wodurch wiederum normale Betriebsbedingungen bzw. Zellstapelspannungen erreicht werden. Die Ursache für die erforderliche Verschiebung der Einstellwerte wurde nicht sofort erkannt. Nach verschiedenen Messungen und Untersuchungen wurde ein zu hoher Druckverlust über den Reformer festgestellt. Eine Inspektion des Reformers durch einen zusätzlich angebrachten Stutzen und einem Endoskop brachte vorerst keine Erkenntnisse darüber, wo die den Druckverlust verursachende Verstopfung ist. Nach weiteren Untersuchungen wird das Problem in einem Wärmetauscher (HEX 911), der im Reformer integriert ist, geortet.

Das Problem konnte nicht behoben werden. Für die Reparatur wäre der Ausbau des Reformers erforderlich gewesen. UTC übernahm sämtliche Kosten für die vorgenannten Untersuchungen auf Kulanz, nicht jedoch für die Reparatur oder den Ersatz des Reformers. Weil die Anlage zwar auf geringerer Maximalleistung (175 kW anstatt 200 kW) aber sonst ohne Probleme weiterbetrieben werden konnte, verzichtete AEB auf die Instandsetzung des Reformer-Wärmetauschers.

Nebenbei sei erwähnt, dass das Reformerproblem keine automatische Abschaltung oder Stillstandzeiten der Anlage verursachte. Durch die Anlagenfernüberwachung wurden die Probleme rechtzeitig erkannt und die Anlage bis zur Untersuchung des Reformers, die während der Jahreswartung durchgeführt wurde, auf einer tieferen Leistung gefahren.

Zwischen 8'000 und 36'000 Betriebsstunden 8 Shutdowns

Im ersten Betriebsjahr (8'000 Betriebsstunden) ereigneten sich durch diverse Defekte der Anlage 5 automatische Abschaltungen. Danach war die Anlage während 24'000 Betriebsstunden am Netz und verursachte durch eigene Defekte und Störungen nur 8 Abschaltungen (Defekte: Quad Power Supply, Magnetspule PCV500, Quad Power Supply [wegen Regen aus undichter Stelle im Dach!], unbekannt, Pumpe PMP830, Pumpe PMP450, Pumpe PMP400, Absturz Computer). Die Pumpen wurden aus Kostengründen ab 16'000 Betriebsstunden nicht gemäss Wartungsplan gewechselt, sondern waren in der Regel bis Probleme erkannt wurden oder bis ein Defekt auftrat in Betrieb. Diesem Umstand sind 3 von den vorgenannten 8 Shutdowns zuzuordnen.

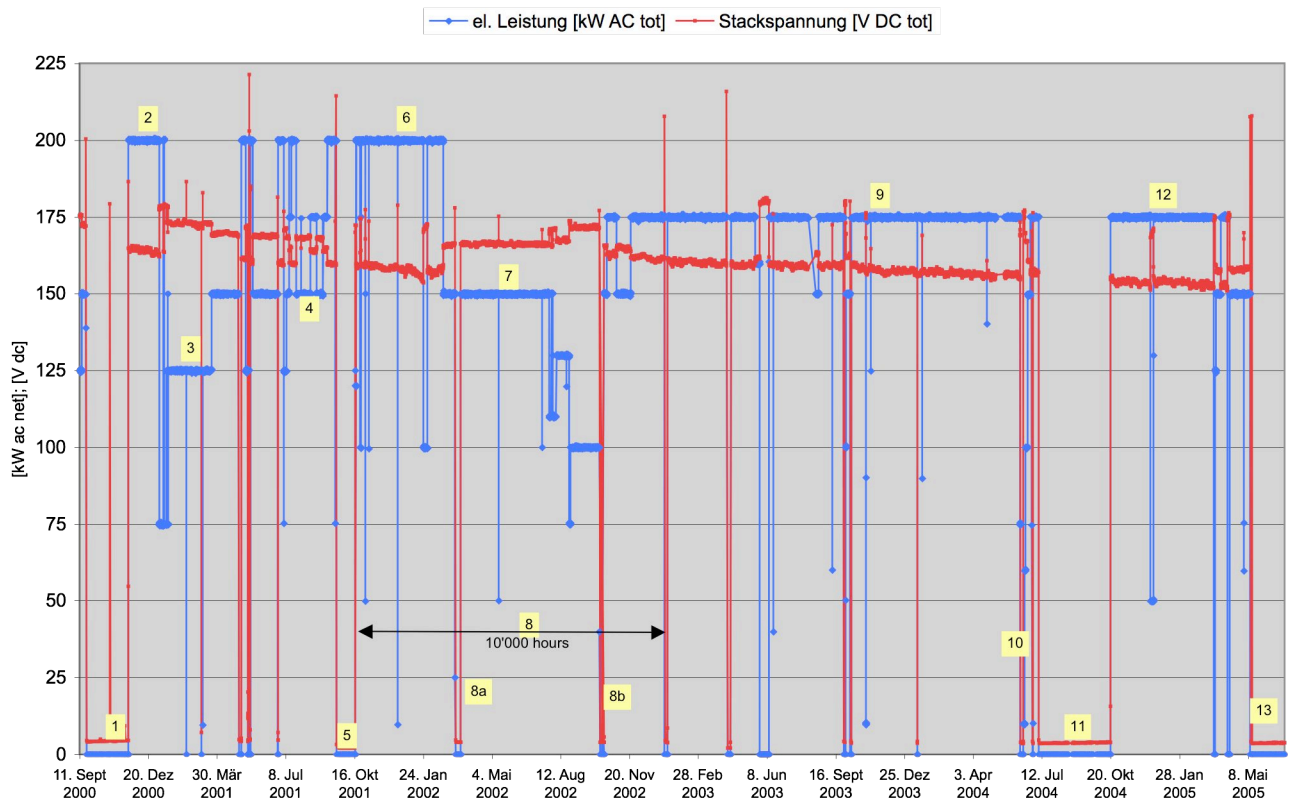
Neben den Shutdowns wurden für Wartungsarbeiten 4 manuelle Abschaltungen durchgeführt. Durch externe Einflüsse (z. B. Arbeiten am Heizkreis der Fernheizzentrale) wurden 3 automatische Abschaltungen verursacht. Wegen externen Störungen (Gewitter, Gasnetz, Stromnetz) wurde die Anlage einige Male in den Leerlauf geschaltet.

Nach 36'000 Betriebsstunden: Computerabsturz verhindert die Wiederinbetriebnahme

Ein Problem mit dem in der Anlage integrierten Steuerungscomputer (PC-Basis) verursachte nach einer langen unterbruchsfreien Betriebsdauer von nahezu 5000 Stunden beim Stand von 36'000 Betriebsstunden eine automatische Abschaltung. Die Ursache des Computerausfalls konnte bisher nicht festgestellt werden. Beim Versuch der Wiederinbetriebnahme wurden zudem Probleme mit Einschüben des Wechselrichters festgestellt. Diese konnten behoben werden. Der Steuerungscomputer oder dessen Steuerungskarten verursachten weitere Probleme, weshalb mehrerer Startversuche nicht erfolgreich waren. Die Eigentümerin der Anlage verordnete eine Überprüfung der Kostensituation und beschloss die Brennstoffzelle bis auf weiteres im Warmhaltezustand zu belassen.

6.1.2 Betriebsverlauf der Anlage

Abb. 9: Übersicht Leistungs- und Spannungsverlauf über ganze Betriebszeit



- 1 Nach dem Start der Anlage im August 2000 verursachten die Probleme mit einem Temperaturfühler, der USV und dem Starterbrenner einen rund zwei Monate dauernden Stillstand.
- 2 Im Winter 2000/01 lief die Anlage problemlos auf Volllast.
- 3 Wegen erhöhter Temperaturen am Reformermantel wurde die Anlage auf reduzierter Last betrieben. Nach der Ergänzung der Innenisolation im Frühjahr 2001 wurde die Anlage wiederum auf Volllast betrieben.
- 4 Im Sommer 2001 wurde die Leistung entsprechend der geringeren Wärmenachfrage manuell angepasst.
- 5 Mitte September 2001 stieg ein Quad Power Supply (Stromversorgung) aus. Bis zur Durchführung der bereits terminierten Jahreswartung im Oktober war die Anlage ca. 1 Monat ausser Betrieb.
- 6 Im Winter 2001/02 lief die Anlage unterbrechungsfrei auf Volllast.
- 7 Nachdem ein stärkeres Absinken der Zellstapelspannung festgestellt wurde, wurde die Anlage während rund 4'000 Stunden auf 150 kW betrieben.
- 8 Nach dem Defekt des Quad Power Supply Mitte September 2001 lief die Anlage bis zur nächsten automatischen Abschaltung wegen einer Maschinenstörung (16. Januar 2003, Magnetspule PCV 500) während 10'000 Stunden. Dazwischen nur zwei manuelle Abschaltungen: Für den Wechsel eines Wärmetauschers (8a) und für die Jahreswartung bei 16'000 Betriebsstunden (8b).
- 9 Nach dem Erkennen des Problems mit einem zu hohen Druckverlust im Reformier wurde die Anlage nahezu im Dauerbetrieb mit 175 kW gefahren.
- 10 Drei nacheinander defekte Pumpen verursachten automatische Abschaltungen. Die Pumpen waren aus Kostengründen deutlich länger als im Wartungsplan vorgesehen in Betrieb.
- 11 Die Revision der (teuren) Pumpe PMP 400 (Heisswasser) erforderte erweiterte Abklärungen und verursachte eine längere Stillstandzeit bis zur Jahreswartung im Herbst 2004.
- 12 Die Anlage lief nahezu 5'000 Stunden ohne durch eigenen Defekte verursachte Shutdowns. Zwei Mal schaltete die Anlage wegen externen Einflüssen in den Leerlauf.
- 13 Der Absturz des Steuerungscomputers verursachte eine Abschaltung. Die Anlage blieb danach ausser Betrieb (Startbereit im Warmhaltezustand).

6.2 Wirkungsgrad und Leistung

Der elektrische Wirkungsgrad¹ der Anlage lag zu Beginn über 40%. Bis zu einer Teillast von 50% (100 kW_{el}) steigt der Wirkungsgrad sogar leicht an (41.5%).

Abb. 10: Elektrischer Wirkungsgrad PC 25 C in Birsfelden (gemessen nach in Betriebsetzung)

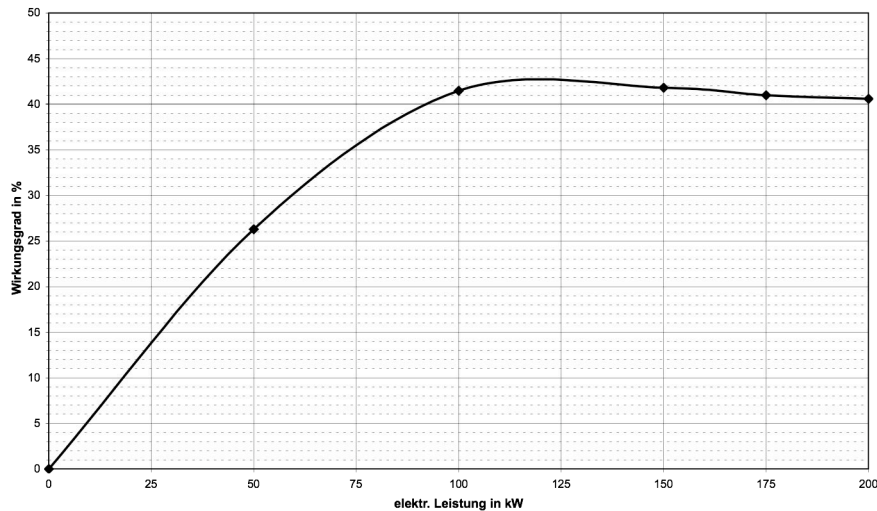


Abb. 11: Kennzahlen Leistung und Wirkungsgrad

Kennzahl		Nenn- betriebs- zustand zu Beginn	Mittelwerte im Betrieb (inkl. Leerlauf, Warmhaltung etc.):					
			2000/01 8'000 h	2001/02 8'000 – 16'000 h	2002/03 16'000 – 24'000 h	2003/04 24'000 – 31'000 h	2004/05 31'000 – 36'000 h	gesamte Betriebs- zeit
Nutzbare elektrische Leistung P_{el}	kW	200	155	160	165	173	165	163
Elektrischer Wirkungsgrad ¹ η_{el}	%	40.5	39.6	39.9	38.8	38.8	37.8	39.1
Nutzbare thermische Leistung P_{th}	kW		107	118	125	129	128	121
Thermischer Wirkungsgrad ² η_{th}	%		27.4	29.5	29.7	29.0	29.4	29.0
Zugeführte Erdgasleistung P_G	kW	493.8	392	402	422	445	436	416
Gesamter Wirkungsgrad η_{tot}	%		67.0	69.3	68.7	67.8	67.1	68.1

Im ersten Betriebsjahr lag die gemittelte Leistung der Anlage wegen den Problemen mit dem Temperaturfühler und einer Leistungsreduktion im Sommerbetrieb deutlich unter dem damals möglichen Nennwert von 200 kW. Im Betriebsjahr 2003/04 erreichte die Anlage mit einer durchschnittlichen Leistung von 173 kW beinahe den (reduzierten) Maximalwert von 175 kW. Interessant ist, dass die Werte der Anlage mit zunehmendem Alter nicht wesentlich schlechter als zu Beginn waren.

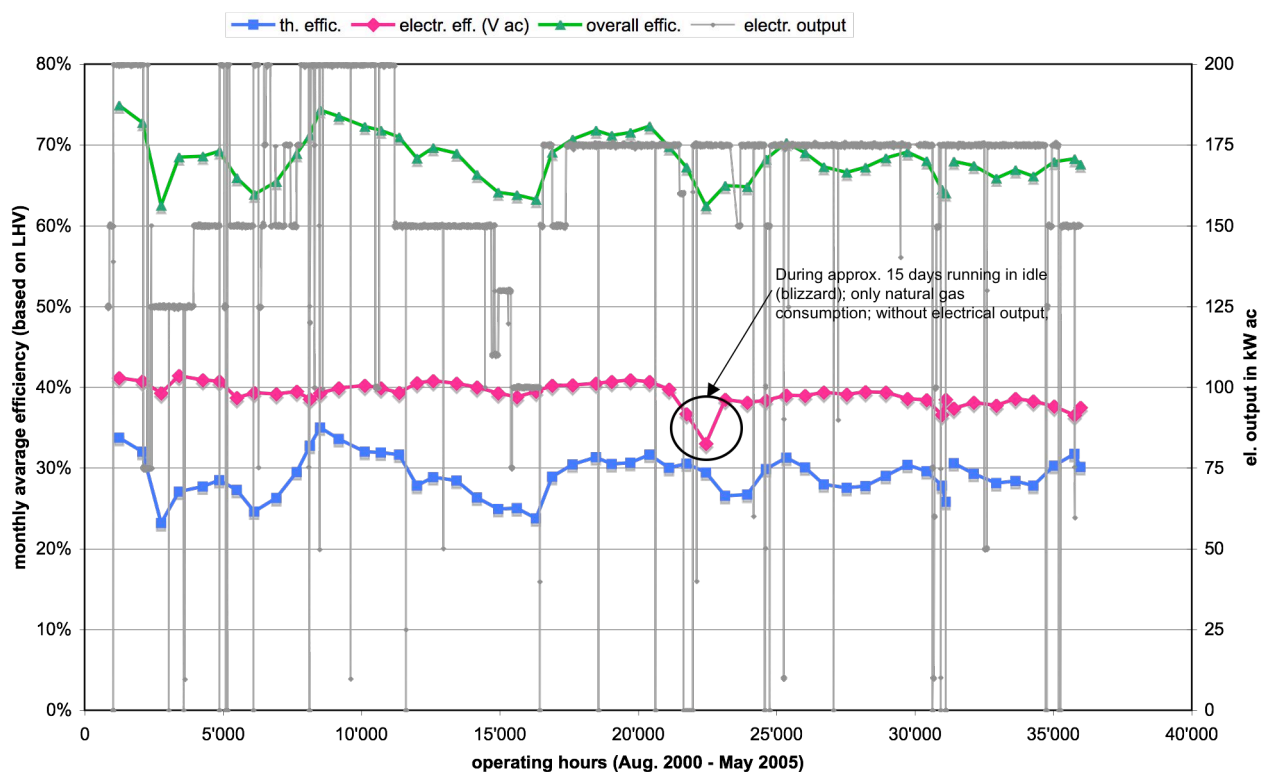
¹ Berechnet aus mit externem Stromzähler gemessenem nutzbaren Wechselstrom (400 V) und gemessener Erdgaszufuhr (unterer Heizwert): Der Strombedarf der internen Anlagekomponenten inkl. Rückkühlmodul ist dabei bereits abgezogen.

² Berechnet aus mit externem Wärmezähler gemessener im Nahwärmeverbund nutzbarer Wärme und gemessener Erdgaszufuhr.

Die maximale elektrische Leistung (Abgabe an externes Stromnetz mit 400 V_{ac}) betrug zu Beginn 200 kW. Wegen dem zu hohen Druckverlust im Reformer (vgl. 6.1.1) wurde die Anlage nach rund 12'000 Betriebsstunden auf maximal 175 kW betrieben. Die Werte wurden monatlich erfasst und ausgewertet. Ein Betrieb im Leerlauf (Gasverbrauch aber keine Stromabgabe) wirkte sich dabei negativ aus. Die besten Monatswerte betrugen:

- Elektrischer Wirkungsgrad¹ η_{el} 41.2 % (Nov. 2000)
- Thermischer Wirkungsgrad³ η_{th} 35.0 % (Okt. 2001)
- Gesamter Wirkungsgrad η_{tot} 74.9 % (Nov. 2000)

Abb. 12: Verlauf Wirkungsgrad und Leistung über gesamte Betriebszeit



Elektrischer Wirkungsgrad

Das Diagramm zeigt die monatlich gemittelten Werte ($\text{Strom}_{\text{netz}} : \text{Gas}_{\text{input}}$). Schwankungen entstehen durch die Laststufe, auf welcher die Anlage betrieben wird, Störungen, die einen Betrieb im Leerlauf verursachen sowie der Wartungszustand. Nach einer Jahreswartung (Reinigung, Einstellung) stieg der Wirkungsgrad in der Regel wieder an.

Thermischer Wirkungsgrad

Der thermische Wirkungsgrad ($\text{Wärme}_{\text{nutzbar}} : \text{Gas}_{\text{input}}$) schwankt durch Einflüsse des Sommer- und Winterbetriebes. Er ist als ungenügend zu bewerten. Die nutzbare Wärme wird durch die Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes bestimmt. Liegt diese zu hoch, kann nur ein Teil der Wärme genutzt werden (vgl. dazu Kap. 6.6).

Elektrische Leistung

In den ersten zwei Betriebsjahren wurde die Leistung im Sommerbetrieb aufgrund des geringen Fernwärmebedarfes im Fernwärmenetz reduziert. Hinzu kamen Probleme mit der Pumpe PMP 450 (zu lange Laufzeiten erforderten eine Reduktion der Leistung bis die Pumpe ausgewechselt

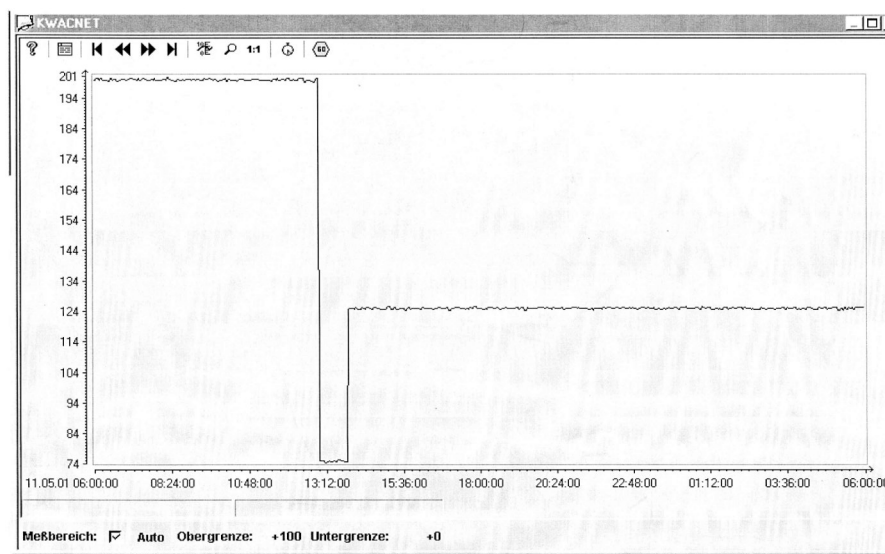
³ Berechnet aus mit externem Wärmezähler gemessener im Nahwärmeverbund nutzbarer Wärme und gemessener Erdgaszufuhr.

wurde) sowie die in Kap. 6.1 erwähnten Probleme mit dem Reformer (längerer Betrieb auf 150 kW). Ab 16'000 Betriebsstunden lief die Anlage nahezu konstant auf 175 kW.

6.3 Stabilität von elektrischer Leistung und Spannung

Die Anlage läuft sehr stabil auf einer vorgegebenen Laststufe. Vorgegebene Lastwechsel werden innert Sekunden nachgefahren und ohne Einpendeln übernommen. Die Spannung über den Stack wie auch nach dem Wechselrichter ist stabil. Die über längere Betriebszeiten entstehende Degradation der Stackspannung (vgl. Kap. 6.5) wird über den Transformer ausgeglichen. Die Spannung am Ausgang bleibt stabil auf 400 V_{ac}.

Abb. 13: Verlauf der elektrischen Leistung bei Laständerung (200kW -> 75kW -> 125 kW)



6.4 Einflüsse auf das Stromnetz

Die Anlage liefert Elektrizität mit 400 V Wechselstrom bei 50 Hz und ist direkt ans öffentliche Netz angeschlossen. Negative Auswirkungen durch Spannungsschwankungen oder Oberschwingungen wurden keine festgestellt.

6.5 Degradation der Stackspannung (Alterung)

Die elektrische Spannung des Brennstoffzellenstapels (Stack) variiert mit der entnommenen Leistung. Mit reduzierter Last bzw. Strom (Ampère) nimmt die Stackspannung zu. Für den Betrieb der Anlage sollte die Stackspannung über 150 V_{dc}⁴ liegen. Mit einem nachzurüstenden elektronischen Baustein kann die Anlage noch bei einer Spannung von 145 V_{dc} betrieben werden. Durch verschiedene Einflüsse sinkt mit zunehmendem Alter die erreichbare Spannung des Stacks, es findet eine Degradation bzw. Alterung statt. Wird der Grenzbereich von 150 V_{dc} erreicht, muss die Leistung der Anlage reduziert werden. Damit erhöht sich die Stackspannung wieder.

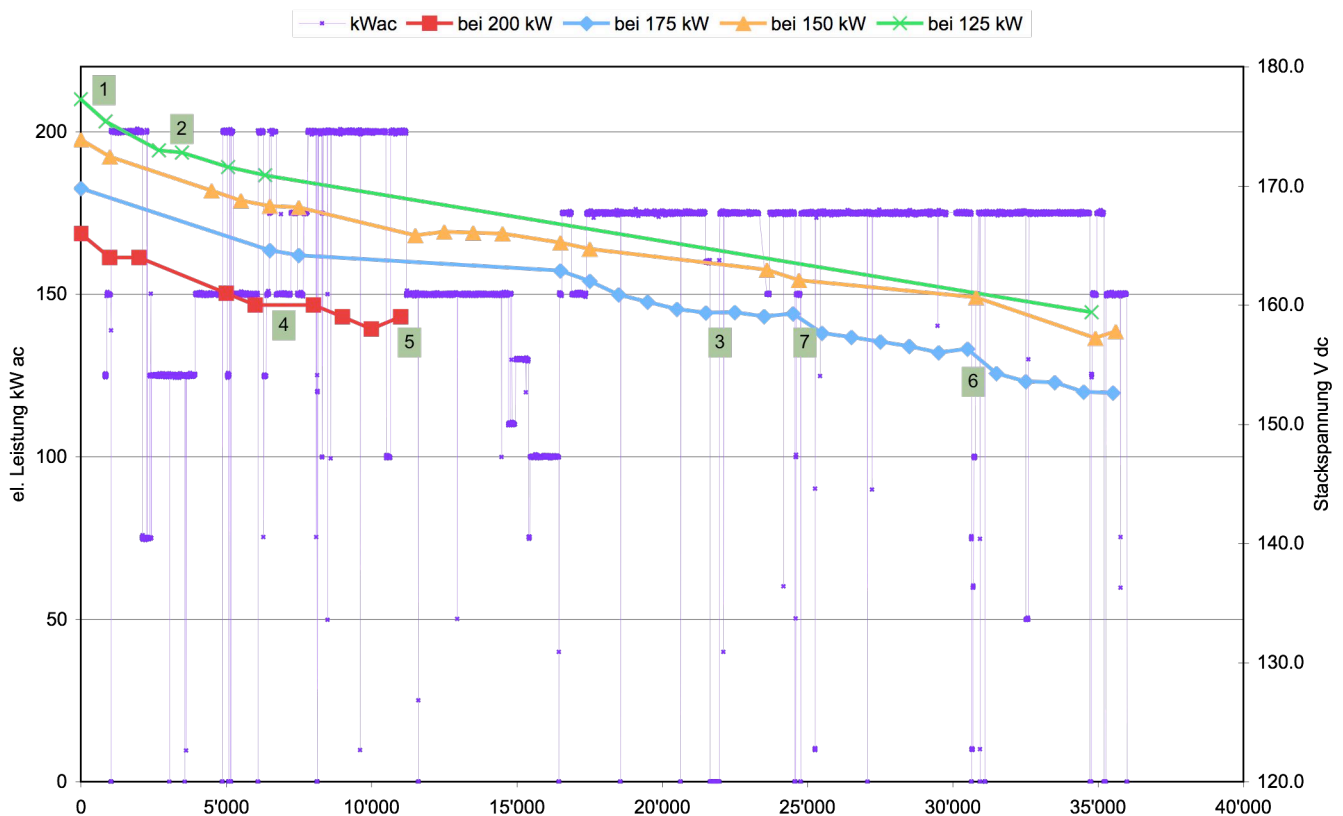
⁴ Gleichstrom: direkt current (dc)

Abb. 14: Stackspannung (Gleichstrom) bei verschiedenen Leistungen und Betriebsstunden

Leistung	Stand Betriebsstunden					gemittelte Degradation	
	0 h	1000 h	10'000 h	20'000 h	35'000 h	bis 1000 h	ab 1000 h
200 kW	166.0 V	164.0 V	159.0 V			0.70	0.50
175 kW	169.8 V		163.7 V	159.3 V	152.6 V	0.49	0.41
150 kW	173.9 V	172.4 V	166.8 V	164.0 V	157.8 V	0.46	0.42
125 kW		175.4 V			159.4 V	0.47	0.42
100 kW	180.6 V		171.6 V	170.6 V	167.1 V	0.39	0.18

Die gemittelte Degradation liegt bei ca. $0.45 \text{ V}_{\text{dc}}/1000 \text{ Stunden}$. Über die Nutzungsdauer erfolgt diese jedoch nicht linear, sondern wird durch diverse Ereignisse beeinflusst. Nach dem Start der Anlage ist ein signifikant stärkerer Spannungsverlust festzustellen als nach der Startperiode von rund 1000 Stunden. Bei tieferer Last ist die Degradation tendenziell geringer. Nach 36'000 Betriebsstunden konnte die Anlage noch problemlos auf 175 kW betrieben werden (Stackspannung rund $153 \text{ V}_{\text{dc}}$). Die Betriebsgrenze auf Volllast errechnet sich mit ca. 32'000 Betriebsstunden. Wie in Kap. 6.1.1 erwähnt, konnte die maximale Leistung wegen einem zu hohen Druckverlust über den Reformator nach rund 12'000 Betriebsstunden nicht mehr gefahren werden. Der Wert von 32'000 Betriebsstunden wurde somit mit der gemittelten Degradation berechnet.

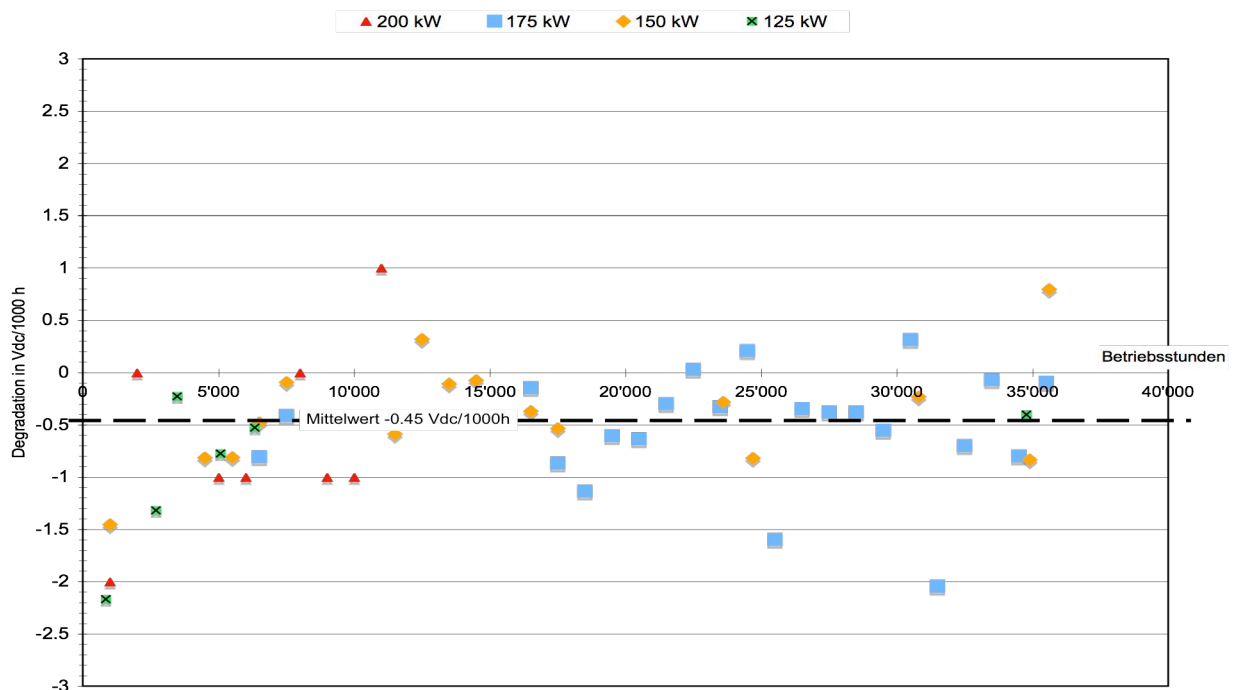
Abb. 15: Veränderung der Stackspannung (gemittelte Werte pro 1000 h)



Die Ursachen für die Degradation der Spannung bzw. die Alterung des Stacks wurden nicht untersucht. Folgendes wurde jedoch festgestellt:

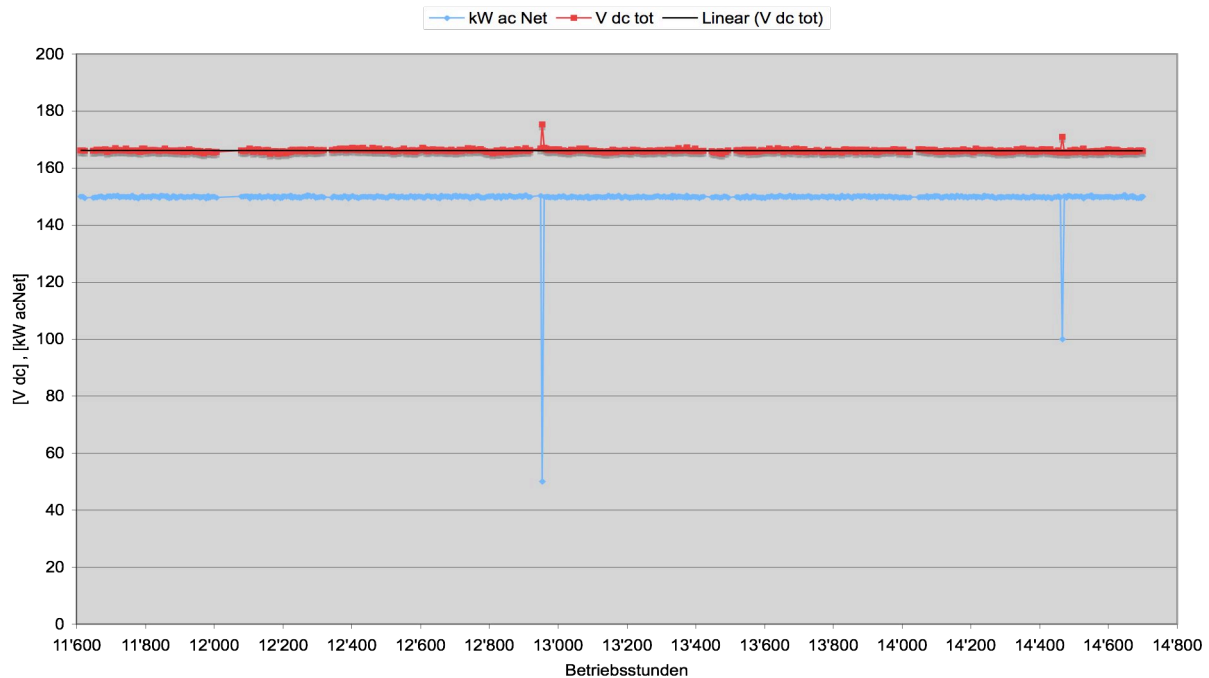
- Nach dem ersten Start der Anlage resultierte ein grösserer Spannungsverlust. Bis 1'000 Betriebsstunden „verlor“ die Anlage ca. $2 V_{dc}$ gegenüber dem Startzustand①. Danach flachte die Kurve ab②.
- Automatische Abschaltungen (Shutdowns) haben bei rascher Wiederinbetriebnahme (einige Tage) *keinen messbaren* Einfluss auf die Stackspannung. Im Umfeld von 100 – 200 Betriebsstunden vor und nach einem Shutdown wurde keine Veränderung der Degradation festgestellt③.
- Manuelle Abschaltungen (Aus oder Leerlauf) haben ebenfalls keinen negativen Einfluss.
- Die Degradation erfolgt nicht linear. Die Verschmutzung der Anlage nach längerer Betriebsdauer (Verschlechterung) und die Reinigung im Rahmen der Jahreswartung (8'000 Betriebsstunden; Verbesserung) haben einen Einfluss. ④
- Durch Optimieren der Zusammensetzung des Brenngases (Anode) nach längerer Betriebszeit kann die Spannung wiederum erhöht werden⑤.
- Eine längere Stillstandzeit (2 – 3 Monate) kann eine verstärkte Degradation zur Folge haben. Dies wurde nach dem Stillstand vom 7.7.2004 bis 19.10.2004 festgestellt. Ein Verlust von ca. $2 V_{dc}$ zeigt einen ähnlichen Effekt wie bei der erstmaligen Inbetriebnahme⑥. Ein ähnliches Absinken bei ca. 25'000 Betriebsstunden konnte jedoch nicht auf dieselbe Ursache zurückgeführt werden. ⑦ Die Anlage lief damals ohne wesentliche Störung.
- Das zunehmende Alter der Brennstoffzelle hat keinen erkennbaren Einfluss auf die Degradation. Der Spannungsverlust kann gemittelt pro 1'000 Betriebsstunden zwar stark schwanken oder sogar einen Zuwachs aufweisen. Die Mittelwerte über längere Betriebszeiten gleichen sich jedoch an und nähern sich dem Gesamtmittel von ca. $0.45 V_{dc}/1'000$ Stunden.

Abb. 16: Streuung der Degradation pro 1000 Betriebsstunden in V_{dc}



- Interessant ist der Betriebsverlauf zwischen 11'600 und 14'800 Betriebsstunden. Bei einem Betrieb auf 150 kW zeigte die Anlage während 3'200 Stunden nahezu keine Degradation ($< 0.005 V_{dc}/1'000$ Stunden. Dies ohne positiven Einfluss einer Jahreswartung.

Abb. 17: Keine Degradation während mehr als 3000 Stunden

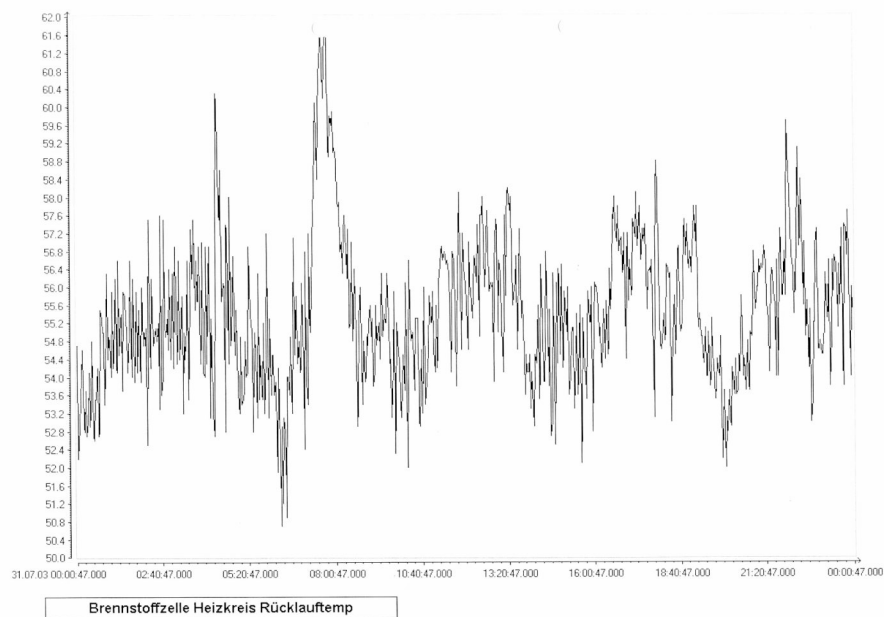


6.6 Wärmeauskoppelung und Nahwärmeversorgung

Das lokale Wärmeversorgungsnetz bedient vorab Wohngebäude sowie die angrenzende Schule. Die Energie wird für Raumwärme und Warmwasser genutzt. Das System ist ganzjährig in Betrieb. Der Sommerwärmebedarf (Warmwasser) ist gross genug, um die von der Brennstoffzelle produzierte Wärme zu nutzen. Das Nahwärmesystem wird mit einer variablen Vorlauftemperatur bis zu 80°C betrieben. Der Rücklauf schwankt zwischen 55° und 65°C. Die für eine verbesserte Wärmenutzung ab der Brennstoffzelle angestrebten 50°C Rücklauftemperatur wurden nicht erreicht. Weil die Brennstoffzelle mit dem Heizkessel der Nahwärmeversorgung in Serie geschaltet ist, hat die Vorlauftemperatur der Brennstoffzelle eine sekundäre Bedeutung. Die Temperatur des Netzzvorlaufes wird durch die Heizkessel gesteuert.

Aufgrund der zu hohen Rücklauftemperatur wurde die nutzbare Wärmeleistung der Brennstoffzelle reduziert. Hinzu kamen Schwingungen im Temperaturverlauf. Eine um ca. 10°C höhere Rücklauftemperatur reduziert die auskoppelbare Wärmemenge um ca. 40 kW. Dies entspricht rund 320 MWh/a. Die Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes schwingt vor allem ausserhalb der Heizperiode typisch zwischen +/- 3°C und einer Frequenz von ca. 15 Anschlägen pro Stunde. Die Regulierung der Brennstoffzelle (3-Weg-Ventil, überträgt die Wärme an den Heizkreis oder den Kühler) verstärkt die Schwingungen, wodurch die nutzbare Wärmeleistung oft in einem Bereich von +/- 40 kW pendelt!

Abb. 18: Rücklauf Temperatur zur Brennstoffzelle



Die Wärmetauscher der Brennstoffzelle, über welche die Wärme ausgekoppelt wird, sind nicht für eine maximale Wärmenutzung optimiert. Dazu gehört vorab der Kondensator, der die Abgase des Reformers sowie die Abluft der Brennstoffzelle abkühlt und kondensiert. Weil für die Kondensation des Wasserdampfs (H_2O aus der Brennstoffzelle) tiefere Temperaturen erforderlich sind, wäre auch der Einsatz einer nachgeschalteten Wärmepumpe zu prüfen! AEB wollte an der Anlage keine Eingriffe vornehmen (Optimierung des Kondensators), sondern sie im Originalzustand belassen und aus finanziellen Gründen auch keine weiteren Investitionen für Zusatzsysteme wie eine Wärmepumpe tätigen. Für die Wirtschaftlichkeit der Anlage ist der ungenügende thermische Wirkungsgrad nachteilig. Diesem Umstand sollte in der Weiterentwicklung der Anlage – insbesondere für den mittel- und nordeuropäischen Markt – verstärkt Rechnung getragen werden. Dies ist ein mit herkömmlicher Technik verbesserungsfähiger Teil der UTC-Anlage.

6.7 Einflüsse des Erdgasnetzes

Durch die unterschiedliche Herkunft des Erdgases im Netz des lokalen Gasversorgers schwankt die Zusammensetzung. Neben einem variierenden Wasserstoffanteil sind vor allem die verschiedenen Odorierungsstoffe des aus Frankreich bzw. des aus Deutschland nach Basel importierten Erdgases ein Problem. Die Einstellung des Anodengases kann deshalb nicht auf einen stabilen Wert vorgenommen werden. Der Schwefelgehalt der Geruchsstoffe muss über einen vorgeschalteten Entschwefler eliminiert werden. Dringt Schwefel in den Zellstapel, entsteht eine schädliche Verunreinigung der Anlage, was die Lebensdauer verkürzt. Offensichtliche negative Auswirkungen konnten bisher noch keine festgestellt werden. Bei einer stärkeren Verbreitung von Brennstoffzellen müsste eine Änderung der dem Erdgas beigemischten Geruchsstoffe angestrebt werden.

6.8 Emissionen

Die Emissionen der Anlage wurden vom zuständigen Amt in einem Abstand von zwei Jahren gemessen. Die Ergebnisse liegen zum Teil über den Herstellerangaben, aber unterschreiten die Grenzwerte der Luftreinhalteverordnung (LRV) deutlich.

Abb. 19: Emissionswerte

Messparameter		Grenzwerte LRV	Messungen vom		Hersteller- angabe
			01.11.01	04.11.03	
Kohlenmonoxid CO	mg/m ³	100	41	5	7
Stickoxide NOx	mg/m ³	80	12	29	3
Gesamtkohlenstoff C	mg/m ³	-	<2	<2	8
Schwefeldioxid SO ₂	mg/m ³	-	<5	<5	k. A.

6.9 Betriebsmittelbedarf

Neben dem Brennstoff Erdgas für den Betrieb der Anlagen werden vor allem Stickstoff (N₂) und Mittel für die Wasseraufbereitung verbraucht. Der Stickstoff wird bei der Abschaltung der Anlage aus Sicherheitsgründen eingesetzt. Er wird in Gasflaschen, die direkt mit der Anlage verbunden sind, unter Druck gelagert. Bei einer Notabschaltung wird die gesamte Anlage mit Stickstoff gespült.

Für das integrierte Wasseraufbereitungssystem werden periodisch Harze für die Wasserenthärtung und im Austausch Flaschen für die Wasserreinigung (Spuren von organischen Substanzen) benötigt.

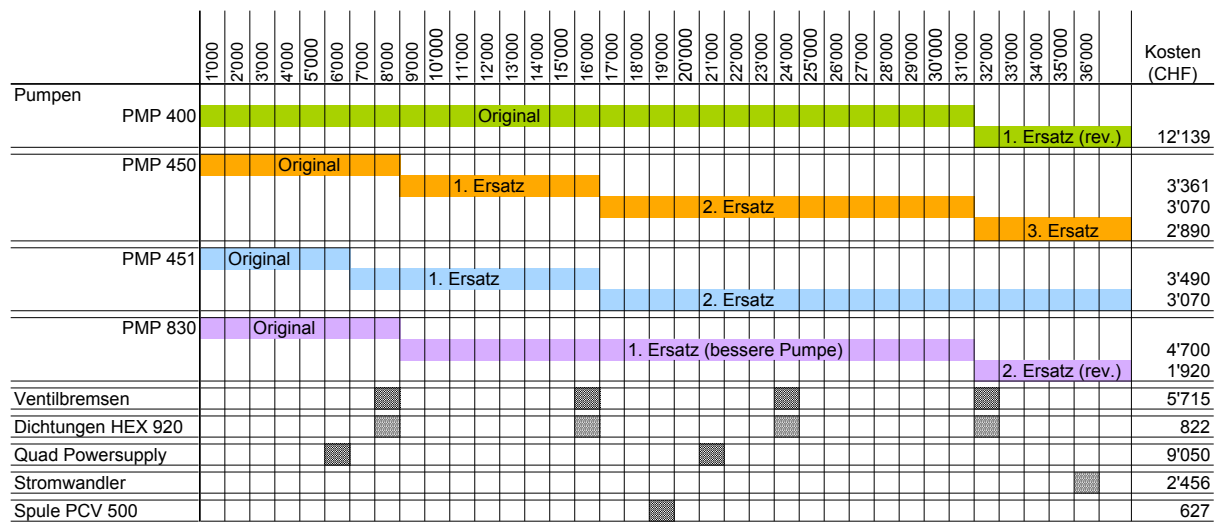
Im Normalbetrieb verbraucht die Anlage kein von aussen zugeführtes Wasser, sondern produziert durch die Kondensation der Abgase und der Kathodenabluft einen Wasserüberschuss, welcher in die Kanalisation abgeleitet wird.

6.10 Ersatzteile für Wartung und Instandsetzung

Die Wartungsarbeiten nach 2'000 und 3'000 Betriebsstunden betreffen vorwiegend das Wasseraufbereitungssystem und periodisch den Ersatz von Filtern im Luftansaugsystem. Der Mittelbedarf für die Wasseraufbereitung wurde in Kap. 6.9 beschrieben. Nach 8'000 Betriebsstunden, d. h. jährlich, wird eine grössere Wartung durchgeführt. Gemäss Wartungsplan des Herstellers sind dabei verschiedene Pumpen zu ersetzen. Nach jeweils 8'000 Betriebsstunden sind die Pumpen PMP 450, PMP 451 und PMP 830 und nach jeweils 16'000 Betriebsstunden die kostspielige Pumpe PMP 400 (Heisswasser) zu wechseln. Wie aus Abb. 20 ersichtlich, wurden die Pumpen zu Beginn gemäss Wartungsplan ersetzt und danach zum Teil deutlich länger betrieben. Hauptgrund dafür war der Austausch der Originalpumpen durch andere und offensichtlich bessere Produkte. Zum Teil konnten die Pumpen revidiert werden, womit Kosten eingespart wurden. Dies zeigt insbesondere im Vergleich zu den älteren Modellen der ONSI-Brennstoffzelle eine deutliche Verbesserung und zugleich die Möglichkeiten, das Produkt bezüglich Wartung weiter zu optimieren auf. Das Ziel muss sein, die Nutzungsdauer der Pumpen auf mindestens 40'000 Betriebsstunden zu erhöhen.

Die nicht im Rahmen der Garantie abgegoltenen Ersatzteile für Reparaturen wurden vorwiegend im elektrischen Teil der Anlage benötigt. Wie aus Abb. 20 ersichtlich, waren Anzahl und Kosten im Vergleich zum Gesamtaufwand gering.

Abb. 20: Nutzungsdauer Pumpen und Ersatzteile



Weitere Informationen über den Wartungs- und Reparaturaufwand sind in Kap. 7.2 aufgeführt.

7. Wirtschaftliche Betriebserfahrungen

7.1 Investitionen

Die Netto-Investition der AEB für die *Umsetzung des Projektes* (vgl. Ziff. 2 in Abb. 21) betragen CHF 1'196'000.--. Hinzu kamen Ausgaben für die Vorabklärungen und die Entscheidungsfindung der AEB (rund CHF 74'000.--) sowie für die Schulung von Servicepersonal, welches vor Ort verfügbar ist (CHF 53'000.--). Gefordert durch das lärmempfindliche Umfeld wurden Schalldämpfer nachgerüstet (CHF 25'000.--). Zur besseren Überwachung der Anlage und zur Erfassung und Auswertung von Daten über die Anlage wurde ein von HGC entwickeltes Datenerfassungs- und -kontrollsystem nachgerüstet (CHF 60'000.--).

Aufgrund der Neuheit des Projektvorhabens für die Bauherrschaft, aber auch durch die Erstmaligkeit und die Rahmenbedingungen der lokalen Umsetzung musste ein Zusatzaufwand geleistet werden, der entsprechende Mehrkosten verursachte.

Abb 21: Übersicht Investitionen gesamte Projektabwicklung

		alle Werte in CHF
1	Vorabklärungen bis Entscheidungsfindung AEB VR (1997 - 1999)	
1.1	Vorabklärungen; Systemvergleich BHKW-BZ; Subventionsgesuche	37'151.15
1.2	Projektvorbereitung und Entscheidungsfindung VR	36'726.20
	Total Projektvorbereitung	73'877.35
2	Vorbereitung, Projektierung, Realisierung Brennstoffzellenanlage (1999 - 2000)	
2.1	Projektsteuerung ab Entscheid bis IBS und Abnahme	75'108.60
2.2	Projektplanung Phase 2	50'007.80
2.3	Ingenieurleistungen Phase 3-5	65'883.60
2.4	Lieferung Brennstoffzelle (Wechselkurs 1.65 CHF/USD)	1'131'743.40
2.5	Inbetriebnahme	151'365.70
2.6	Baumeisterarbeiten	75'466.40
2.7	Rohrinstallationen	98'634.30
2.8	MSRT; Elektroplanung	25'901.05
2.9	Elektroinstallationen	42'991.00
2.10	Elektroanschluss ans Netz	29'083.70
2.11	Gasanschluss	2'790.00
2.12	Bewilligungen, Gebühren	4'381.50
	Total Vorbereitung bis Realisierung (effektive Ausgaben excl. Mwst.)	1'753'357.05
	Förderbeiträge AUE und BFE (netto excl. Mwst.)	-557'620.00
	Saldo Aufwand	1'195'737.05
3	Zusatzaufwand für Schulung Servicepersonal, Datenerfassung und Schallschutz	
3.1	Schulung und Instruktion Servicepersonal vor Ort	52'507.55
3.2	BZ-Controll	59'669.90
3.3	Schalldämmmassnahmen	25'209.00
	Total Zusatzaufwand	137'386.45
	Förderbeitrag Gasindustrie (FOGA)	-40'000.00
	Saldo Aufwand	97'386.45
Total Projektkosten ab Vorabklärungen bis Schallschutz (1997 - 2001)		
	Total Investitionen Ziff. 1 - 3	1'964'620.85
	Total Förderbeiträge	-597'620.00
	Netto Investition AEB	1'367'000.85

7.2 Kosten für Betriebsführung, Instandhaltung und Reparaturen

7.2.1 Betriebsführung

Der Aufwand der Betriebsführung umfasste die wöchentliche Kontrolle der Anlage, die periodische Datenerfassung sowie das Ändern der Leistung bei zu geringem Wärmebedarf im Fernwärmenetz (im Sommer 2001). Die Arbeiten erfolgten im Rahmen der Überwachung der Fernheizzentrale und wurden nicht separat erfasst.

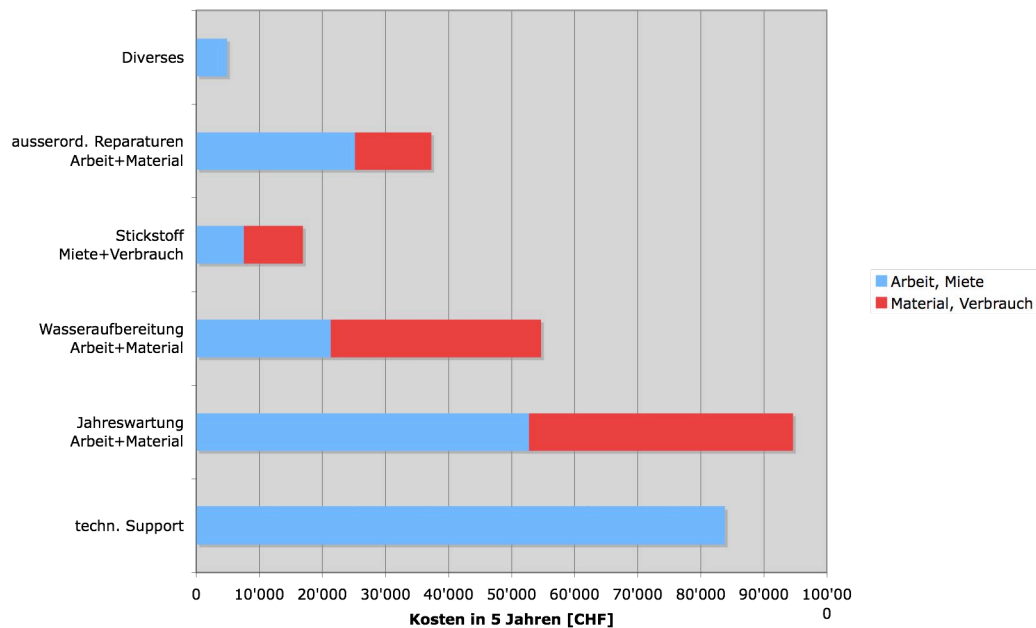
7.2.2 Instandhaltung und Reparaturen

Wie aus Abb. 22 ersichtlich ist, werden die grössten Kosten für Arbeit durch den *technischen Support* verursacht. Dieser umfasst eine monatliche Pauschale, welche dem europäischen Lieferanten der Anlage für die periodische Kontrolle der Anlagedaten und die telefonische Unterstützung bei Störungen und Reparaturen der Anlage bezahlt wird. Dadurch entstehen Mehrkosten für

das lokal fehlende Know how über die noch wenig bekannte und verbreitete Technik. Bei einer stärkeren Verbreitung der Systeme, müssten diese Leistungen nur bei Bedarf abrufbar und deutlich günstiger sein.

Durch die geografische Distanz zum Lieferanten und zum Hersteller der Anlage entsteht auch ein erheblicher Mehraufwand für die Arbeitsleistungen der *Jahreswartung*. Der Aufwand für Ersatzteile konnte im Vergleich zu den Vorgaben im Wartungsplan hingegen deutlich reduziert werden (vgl. Kap. 6.10). Durch eine weitere Verbesserung der Pumpen, welche die Hauptkosten verursachen, ist eine zusätzliche Reduktion anzustreben.

Abb. 22: Kosten nach Aufwandskategorien für Instandhaltung und Reparaturen



Aufwändig ist das in der Anlage integrierte *Wasseraufbereitungssystem*. Die Arbeiten können zwar problemlos von lokal verfügbarem Servicepersonal ausgeführt werden. Die Kosten, welche durch die Beschaffung der Harze und der Filterpatronen sowie die Reinigung des Systems anfallen, sind zu hoch. Für eine Kostenreduktion ist dieser Anlagenteil konzeptionell zu überarbeiten.

Der Aufwand für den *Stickstoff* (Miete der Stickstoffflaschen und Kosten für den verbrauchten Stickstoff) wurde durch diverse kleinere Defekte in die Höhe getrieben (undichte Ventile des Stickstofflagers, unnötiges Entleeren des gesamten Stickstoff-Vorrates wegen Fehler in der Anlagensteuerung).

Der Aufwand für *ausserordentliche Reparaturen* war im Vergleich zu den anderen Aufwandpositionen gering. Der Ersatz von defekten Pumpen, die mindestens die vorgegebene Betriebszeit des Wartungsplanes erreicht haben, wurde zu Lasten der ordentlichen Wartung gebucht. Ein Teil der Aufwendungen (Reparaturen während der Garantiezeit, Abklärungen betreffend die Reformprobleme) wurde vom Hersteller übernommen und ist im Aufwand zu Lasten der AEB nicht enthalten. Die schlussendlich geringen Kosten für Reparaturen zeigen eine hohe Zuverlässigkeit der Anlage sowie, dass die Verschleissteile, die in den ordentlichen Wartungsintervallen auszu-tauschen sind, weitgehend bekannt sind. In dieser Beurteilung ist der nicht rasch feststellbare Defekt des Steuerungscomputers, der nach 36'000 Betriebsstunden zum Stillstand der Anlage geführt hatte, nicht enthalten!

Abb. 23: Anteile planbare Kosten (Betrieb, Wartung) und ausserordentliche Kosten (Reparaturen)



Eine Gegenüberstellung der diversen Arbeitskategorien verdeutlicht den Überhang für den technischen Support sowie die Jahreswartung (Abb. 24). Bei den Kosten für Material und Betriebsmittel (ohne Erdgas) dominieren die Wasseraufbereitung und der Pumpenersatz (Abb. 25).

Abb. 24: Aufteilung Kosten für Arbeit

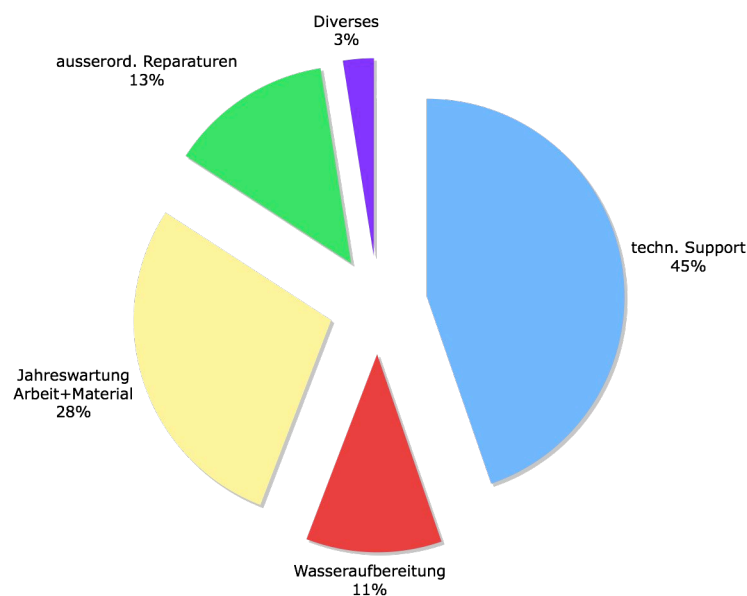
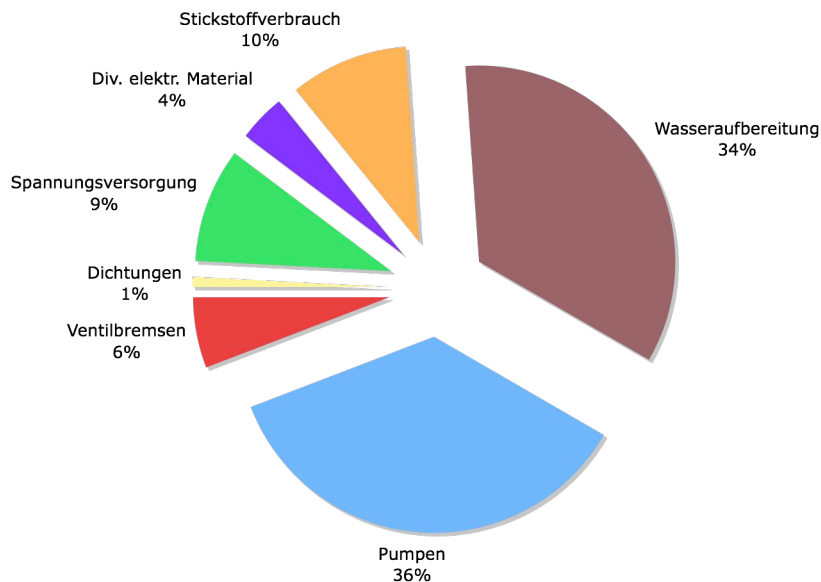


Abb. 25: Aufteilung Kosten Material und Betriebsmittel



7.3 Erfolgsrechnung (Wirtschaftlichkeit)

Für die Berechnung des Aufwandes wurden die tatsächlichen in den 5 Betriebsjahren aufgelaufenen Kosten für den Betrieb der Anlage aus der Buchhaltung der AEB erfasst und ausgewertet. Der Ertrag setzt sich aus den effektiv erzielten Einnahmen aus dem Stromverkauf (Rückspeisung ins lokale Stromnetz) sowie einen kalkulierten Ertrag für den ans Fernheizwerk der AEB gelieferten Strom und die Wärme zusammen.

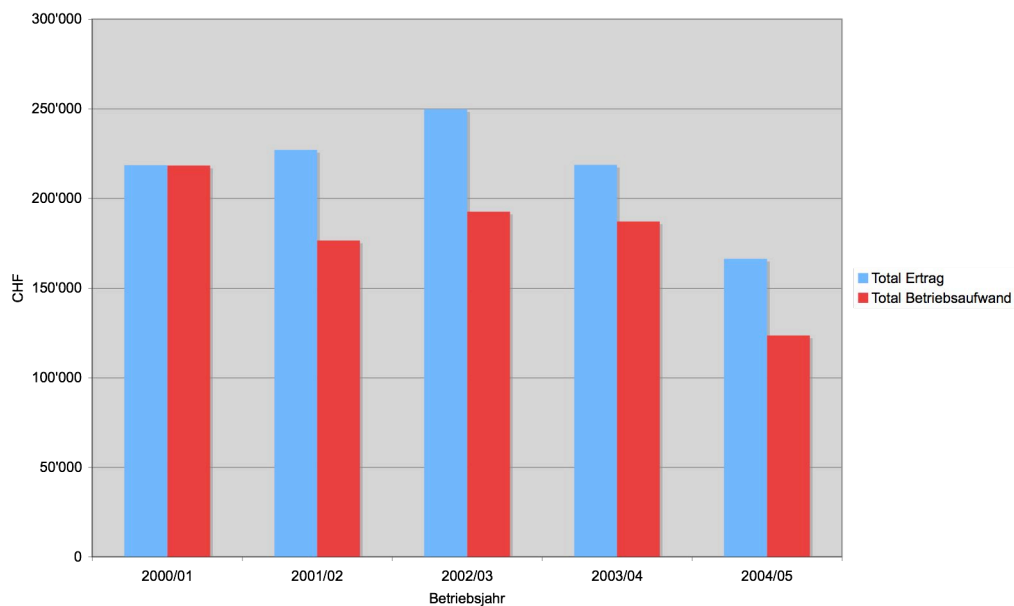
Im ersten Betriebsjahr wurde kein Deckungsbeitrag erwirtschaftet. Danach betrug er durchschnittlich CHF 45'000.- pro Jahr. In den fünf Betriebsjahren wurde damit ein Deckungsbeitrag von insgesamt CHF 183'000.- erwirtschaftet. Die erforderlichen Abschreibungen auf dem investierten Kapital von CHF 1'367'000.- (netto AEB) konnten deshalb nur teilweise vorgenommen werden. (Abb. 26). Ein Betrag von CHF 1'184'000.- ist nicht amortisiert.

Die Entwicklung von Aufwand und Ertrag zeigt einen überproportionalen Aufwand im ersten Betriebsjahr (August 2000 bis September 2001) und eine deutliche Verbesserung in den Folgejahren (Abb. 27). Durch den zweimonatigen Stillstand im 2003/04 erfolgte ein Einbruch des Ertrages bei gleichzeitig höherem Aufwand durch den Ersatz von drei Pumpen.

Abb. 26: Energiebilanz, Erfolgsrechnung und Kennzahlen über 5 Betriebsjahre

		2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	Summe
Erdgasbezug	kWh	3'185'702	3'284'312	3'499'110	2'892'399	2'125'649	14'987'172
Stromproduktion	kWh	1'262'480	1'309'680	1'365'640	1'122'700	803'280	5'863'780
Wärmenutzung	kWh	871'455	967'938	1'037'971	839'631	624'011	4'341'006
Wärme Kühler	kWh	833'628	745'538	898'721	790'441	591'541	3'859'869
Betriebsstunden	h	8'136	8'178	8'293	6'504	4'873	35'984
Ø Leistung Strom	kW	155	160	165	173	165	163
Ø Leistung Wärme	kW	107	118	125	129	128	121
Ø Leistung Gas	kW	392	402	422	445	436	416
η_{el}		39.6%	39.9%	39.0%	38.8%	37.8%	39.1%
$\eta_{th\text{ nutz}}$		27.4%	29.5%	29.7%	29.0%	29.4%	29.0%
η_{tot}		67.0%	69.3%	68.7%	67.8%	67.1%	68.1%
Stromrückl. Ans Netz	kWh	1'167'650	1'192'660	1'259'100	1'016'920	719'305	5'355'635
Strombezug ab Netz	kWh	34'305	10'205	12'665	27'195	32'710	117'080
Strombedarf subst.	kWh	94'830	117'020	106'540	105'780	83'975	508'145
Ertrag Strom rückl.	CHF	128'808	139'888	146'466	136'041	94'828	646'031
Ertrag Strom subst.	CHF	16'595	20'479	18'645	18'512	14'696	88'925
tot. Ertrag Strom	CHF	145'403	160'366	165'111	154'553	109'523	734'956
Ertrag Wärme *	CHF	71'330	68'074	84'572	66'481	56'200	346'657
Total Ertrag	CHF	216'734	228'440	249'683	221'034	165'723	1'081'614
Kosten Erdgas	CHF	130'378	115'491	142'551	114'509	95'720	598'649
Betrieb+Wartung	CHF	69'324	51'533	46'390	64'485	22'445	254'177
Störung+Instandsetz	CHF	18'754	9'550	3'669	8'224	5'509	45'706
Total Betriebsaufwand	CHF	218'456	176'574	192'610	187'218	123'674	898'532
Betriebserfolg	CHF	-1'723	51'866	57'073	33'817	42'048	183'082
Amortisation	CHF	96'100	96'100	96'100	96'100	96'100	480'500
Gewinn/Verlust	CHF	-97'823	-44'234	-39'027	-62'283	-54'052	-297'418
Preis Erdgas	Rp/kWh	4.09	3.52	4.07	3.96	4.50	3.99
Preis Strom rückv.	Rp/kWh	11.03	11.73	11.63	13.38	13.18	12.06
Preis Strom subst.	Rp/kWh	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50
Preis Wärme	Rp/kWh	8.19	7.03	8.15	7.92	9.01	7.99
Betrieb+Wartung	Rp/kWh _{el}	5.49	3.93	3.40	5.74	2.79	4.33
Störung+Instandsetz	Rp/kWh _{el}	1.49	0.73	0.27	0.73	0.69	0.78
tot. Betrieb+Instand	Rp/kWh _{el}	6.98	4.66	3.67	6.48	3.48	5.11

Abb. 26: Betriebsaufwand und Ertrag



7.4 *Erforderliche Korrekturen für kostendeckenden Betrieb*

- Veränderbar sind:
- Produktionsmengen
 - Wirkungsgrad
 - Aufwand für Betrieb und Instandhaltung
 - Ertrag für Strom
 - Investitionen
 - Nutzungsdauer (Amortisationszeit)

Erhöhung Produktionsmenge

Über die 5 Betriebsjahre erreichte die Anlage bezogen auf die Nennleistung eine Auslastung von 67%. Bezogen auf die Betriebsstunden betrug die Auslastung 82%. Falls die Beeinträchtigung der maximalen Leistung durch das Reformerproblem nicht entstanden wäre und einige Stillstandzeiten vermieden worden wären, hätte die Anlage ca. 10% mehr produzieren können. Der Betriebsgewinn würde sich damit in den 5 Jahren um CHF 45'000.- verbessern.

Verbessern Wirkungsgrad

Der gemittelte elektrische Wirkungsgrad von 39.1% wird im Vergleich zur konventionellen Technik als gut bewertet. Ungenügend ist insbesondere der thermische Wirkungsgrad (29%). Eine Verbesserung auf 45% würde den Betriebsgewinn in den 5 Jahren um CHF 192'000.- bzw. bei erhöhter Produktionsmenge um CHF 211'000.- verbessern. (Der Gesamtwirkungsgrad würde damit ca. 85% betragen.)

Reduktion Kosten Instandhaltung und Reparaturen

Bei einer stärkeren Verbreiterung der Technik sollten die Kosten für den *technischen Support* um $\frac{3}{4}$ gesenkt werden können. Falls für die *Jahreswartung* kein externer Spezialist mehr eingeflogen werden muss, können die Kosten ebenfalls reduziert werden. Wie der Einsatz verbesserter Pumpen gezeigt hat, sind in Zukunft tiefere Materialkosten für Ersatzteile zu erwarten. Ein Bedarf zur Kostenreduktion weist das *Wasseraufbereitungssystem* auf. Insgesamt sollten die Kosten dadurch um ca. 45% gesenkt werden können, was einer Verbesserung des Betriebsergebnisses in den 5 Jahren um CHF 133'000.- entspricht.

Erhöhung Ertrag aus der Stromproduktion

Für ins öffentliche Versorgungsnetz eingespeisten Strom bezahlt der lokale Stromversorger EBM gemittelt rund 12 Rp/kWh. Der tarif ist durch den Gesetzgeber vorgegeben. Der Preis für den Strombezug muss auch die Verteilkosten des Lieferanten berücksichtigen und liegt deshalb höher. Falls der gesamte produzierte Strom für den Eigenbedarf genutzt werden könnte, würde sich der Betriebsgewinn der Brennstoffzellenanlage in den 5 Jahren um CHF 291'000.- bzw. CHF 323'000.- bei erhöhter Produktionsmenge verbessern.

Summe der Verbesserung des Betriebsergebnisses

Falls alle vorgenannten Verbesserungen ausgeführt werden können, kann das Betriebsergebnis um in den 5 Jahren insgesamt rund CHF 640'000.- erhöht werden. Der resultierende Kapitalwert beträgt damit nach 5 Jahren CHF 802'000.-.

7.5 *Kapitalwert unter Berücksichtigung der vorgenannten Verbesserungen*

7.5.1 Instandsetzung

Auf der Basis der bisherigen Betriebserfahrungen und den vorgenannten Verbesserungspotentialen werden für zwei Varianten Kapitalwertberechnungen für den weiteren Anlagebetrieb durchgeführt.

Variante 1: Revision des Brennstoffzellenstapels (Stack)

- 2005: Zusatzinvestition für die Reparatur der Anlagensteuerung und Wiederinbetriebnahme (CHF 50'000.-)
- 2006 Nach 40'000 Betriebsstunden Revision des Stacks und des Entschweflers sowie kleinere Instandsetzungen (CHF 250'000.-)
- 2008 Sonderreparaturen entsprechend Anlagealter (CHF 50'000.-)
- 2010 Stilllegung der Anlage nach 32'000 h mit dem revidierten Stack. Die Anlage hat total 72'000 h erreicht. Für die weiter nutzbaren baulichen Werte der Anlage werden CHF 150'000.- eingesetzt

resultierender Kapitalwert: CHF 1'284'000.-

Variante 2: Ersatz des Brennstoffzellenstapels (Stack)

- 2005: Zusatzinvestition für die Reparatur der Anlagensteuerung und Wiederinbetriebnahme (CHF 50'000.-)
- 2007 Nach 44'000 Betriebsstunden Ersatz des Stacks und des Entschweflers sowie kleinere Instandsetzungen (CHF 500'000.-)
- 2009 Sonderreparaturen entsprechend Anlagealter (CHF 50'000.-)
- 2012 Stilllegung der Anlage nach 44'000 h mit dem ersetzten Stack. Die Anlage hat total 88'000 h erreicht. Für die weiter nutzbaren baulichen Werte der Anlage werden CHF 130'000.- eingesetzt

resultierender Kapitalwert: CHF 1'311'000.-

Erkenntnisse

Unter Einbezug der in Kap. 7.4 aufgeführten Verbesserungen sind mit dem aktuellen Stand der Stack-Nutzungsdauer Investitionen von ca. 1.3 Mio. CHF amortisierbar. Verbesserungen sind somit primär im Bereich der peripheren Anlagekomponenten (Wärmeauskoppelung, Lebensdauer Pumpen, Wasseraufbereitungssystem) sowie – kundenseitig – in der Erhöhung des anrechenbaren Ertrages für die Strom- und die Wärmeproduktion anzustreben.

Unter der Annahme, dass die Vorbereitung des Areals für das Aufstellen der Brennstoffzelle sowie deren Einbindung ins Strom und ins Fernwärmenetz für CHF 300'000.- realisierbar sind, stehen damit für die Beschaffung der Brennstoffzelle CHF 1'000'000.- zur Verfügung (ungefähr USD 810'000.-). Laut Angaben des Herstellers liegt der aktuelle Preis rund 20% höher.

Insgesamt kann jedoch festgestellt werden, dass die erforderlichen Verbesserungen nicht unerreichbar erscheinen. Die Optimierung der Pumpen ist ein Beispiel in die richtige Richtung. Weitere Anstrengungen des Herstellers sowie eine stärkere Verbreitung der Technologie sind erforderlich. Die vom Hersteller angekündigte Erhöhung der Stacklebensdauer auf 80'000 Betriebsstunden wären ein wichtiger Beitrag. Zwingen sind auch erweiterte Garantien des Herstellers (Nutzungsdauer, Leistung, Wirkungsgrad), welche die Risiken der Kunden reduzieren.

8. Soziale und politische Erfahrungen

Der Standort für die Installation der Brennstoffzelle, auf einem Pausenhof neben einem Schulgebäude und einem vom Publikum stark frequentierten Einkaufszentrum, erforderte die Akzeptanz der lokalen Behörde und der verantwortlichen Politiker. Durch eine gute Kommunikation bereits im Vorfeld der Projektrealisierung konnte die Öffentlichkeit auf den Einsatz der neuen Technologie vorbereitet werden.

Das Baubewilligungsverfahren konnte innert kurzer Frist und ohne Einsprachen der betroffenen Nachbarschaft oder Einwände der Behörden abgewickelt werden. Durch die relativ einfachen baulichen Massnahmen, die für die Vorbereitung des Areals erforderlich waren, entstanden nur geringe Auswirkungen - z.B. durch Baulärm - auf die Umgebung.

Nach der Inbetriebnahme der Anlage entstanden vorerst keine Einwände von der Nachbarschaft. Durch ein an der Anlage angebrachtes Plakat (vgl. Abb. 4) informierte AEB die Passanten mit einem vereinfachten Prinzipschema über die Funktionsweise einer Brennstoffzelle. Dies wurde positiv aufgenommen und erklärte auch die deutlich sichtbare Dampfschwade, welche vor allem im Winter durch den kondensierenden Wasserdampf entstand. Durch die Ansaug- und Ausblasgeräusche der Ventilatoren der Brennstoffzelle entstand in der Nacht für eine nahe gelegene Wohnung ein zu hoher Lärmpegel. Dies führte zu Beanstandungen. Der in der Originalausführung vorhandene Lärmpegel von 60 dBA in einer Distanz von 10 m ist für die Verhältnisse in einem Wohnquartier zu hoch. AEB rüstete die Anlage deshalb mit Schalldämpfern nach. Diese Verbesserung sollte bei ähnlichem Einsatzgebiet bereits in der Grundausrüstung werkseitig ausgeführt werden.

Es wurden rund 20 Besichtigungen der Anlage mit Behörden, Fachverbänden, Studenten, Unternehmen und Studenten z.T. mit Referaten über die Brennstoffzellentechnologie durchgeführt.

Insgesamt kann die Akzeptanz der Anlage als sehr gut bezeichnet werden. Sie wurde als Bestandteil der Schulanlage in Birsfelden wahrgenommen und verursachte keine negativen Wechselwirkungen mit dem Umfeld.

Abb. 27: Die Anlage in publikumsnahem Umfeld



9. Möglichkeiten zur Verlängerung der technischen Nutzungsdauer

9.1 Technischer Zustand der Anlage

Die Letzte Betriebsphase

Vor dem wegen einem Steuerungsproblem verursachten Shutdown im Mai 2005 lief die Anlage während rund 5'000 Stunden weitgehend auf der zulässigen Volllast von 175 kW und ohne eigene Störungen (vgl. Abb. 9). Die Degradation lag im langjährigen Durchschnitt. Deshalb ist davon auszugehen, dass alle Anlagekomponenten ohne Probleme funktionierten.

Zustand des Zellenstapels

Ein Kennwert für die Beurteilung des Zustandes des Zellenstapels (Stack) ist die Spannung und der Verlauf der Degradation. Wie in Kapitel 6.5 festgestellt, erreicht die Anlage bei einer Last von 175 kW noch eine Stackspannung von 153 Volt und bei einer Last von 150 kW eine Spannung von 158 Volt. Bis zur technischen Betriebsgrenze von 150 Volt verbleiben bei einer mittleren Degradation von 0.42 V/1000 h (vgl. Abb. 14) noch rund 6'000 Betriebsstunden mit 175 kW und weitere 12'000 Stunden mit 150 kW (= 75% der ursprünglichen Nennleistung). Die Leistung könnte weiter reduziert und damit die Spannung wiederum angehoben bzw. die technische Nutzung verlängert werden.

Über den Zustand der einzelnen Platten des Zellenstapels (Verteilung der Spannung) sind keine aktuellen Informationen vorhanden. Bei einer nächsten Wiederinbetriebnahme sollte dies überprüft werden.

Entschwefler

Nicht bekannt ist der Zustand des Entschweflers. Dieser hat eine begrenzte Kapazität zur Aufnahme des Schwefels aus dem Erdgas. Ein Ersatz kostet USD 57'000. Der Schwefelgehalt im Erdgas wird im wesentlichen durch die beigemischten Geruchsstoffe bestimmt.

Zustand der Pumpen

Wie in Kapitel 6.10 erläutert sind vor allem die Pumpen die kostenintensiven Ersatzteile, die periodisch im Rahmen der Wartungsarbeiten gewechselt werden müssen. Bei einem Stand von rund 31'000 Betriebsstunden wurden drei Pumpen (PMP 400, PMP 450, PMP 830) gewechselt. Diese waren seither erst rund 5'000 Stunden in Betrieb. Eine weitere Nutzungsdauer von ca. 10'000 Stunden ist zu erwarten. Nicht erneuert wurde die Pumpe PMP 451. Diese muss demnächst ersetzt werden (Anschaffung CHF 3'000.-). Hinzu kommen weitere Ersatzteile für die Jahreswartung von rund CHF 2'000.-).

Reparatur Steuerungscomputer

Der Grund für den aktuellen Stillstand der Anlage ist ein Defekt in der Anlagesteuerung. Die nach dem Shutdown im Mai 2005 aufgetretenen Probleme mit dem Wechselrichter konnten laut HGC behoben werden. Trotz verschiedenen Untersuchungen und Startversuchen konnte das Problem mit der Anlagensteuerung nicht geortet und repariert werden. Die Anlage kann zwar in den Startzustand versetzt und gestartet werden. Nach kurzer Betriebszeit wird ein Ventil durch die Steuerung falsch eingestellt und die Anlage schaltet aus. Unklar ist, ob der Fehler durch den Steuerungscomputer oder eines der Ein-/Ausgangsmodule verursacht wird. HGC empfiehlt für die Reparatur Bestandteile von ausser Betrieb gesetzten Anlagen zu beschaffen und diese zu installieren. Die Kosten können damit auf die Arbeitsleistungen beschränkt werden. Ein aufwändigeres Verfahren wäre eine neue Steuerung einzubauen, wie sie in den neueren Anlagen von UTC (PureCell 200) eingesetzt wird. Durch die erforderliche Änderung der Software könnten aber dadurch zusätzlich Aufwändungen entstehen.

9.2 Massnahmen zur Revision der Anlage und Wirtschaftlichkeit

Für einen weiteren Betrieb der Anlage stehen drei Varianten zur Auswahl:

Reparatur der Steuerung und Weiterbetrieb mit bestehendem Stack

Wie in kap. 9.1 erwähnt hat der Stack eine Restnutzungsdauer von mehr als 10'000 Stunden. In den USA sind Anlagen mit über 60'000 Stunden in Betrieb. Unsicher ist der Einfluss der längeren Stillstandzeit seit Mai 2005, die nur durch einige Startversuche unterbrochen wurde. Laut HGC sollte die im Warmhaltezustand belassene Anlage längere Stillstände ohne Schaden überstehen. Bevor Reparaturarbeiten an der Anlage durchgeführt werden, sollte die wichtigsten Anlagekomponenten auf mögliche Beeinträchtigungen geprüft werden. Die bisherigen Erkenntnisse der Fehlersuche im Steuerungssystem sollten unter dem Beizug von Spezialisten überprüft werden. Je nach Ergebnis sind von bestehenden Anlagen Ersatzteile zu beschaffen und die Reparatur durch die Spezialisten durchgeführt werden. Die Aufwand- und Ertragssituation der Anlage wird sich nicht wesentlich ändern. Die Reparaturaufwendungen sind deshalb in Relation zum durchschnittlichen Deckungsbeitrag von jährlich CHF 45'000.- zu setzen. Mit der erwarteten Restlebensdauer ist ein kumulierter Deckungsbeitrag von rund CHF 90'000.- zu erwirtschaften.

Revision des Zellenstapels (Stackrevision)

Die Herstellerfirma hat in der Vergangenheit verschiedene Anlage revidiert. Dabei wird der Stack ausgebaut und beim Hersteller überholt und wieder installiert. Durch RWE Energietechnik wurde in Deutschland eine ONSI PC 25 C erneuert. Die Anlage war ursprünglich in Nürnberg in Betrieb und verrichtet ihren Dienst nun in Dinslaken. Mit dem revidierten Stack wurden seither über 30'000 Betriebsstunden erreicht. Die Investitionen für die Anlagerevision werden sich auf rund CHF 250'000.- belaufen. Mit dem bisherigen Betriebsergebnis der Anlage lässt sich diese Zusatzinvestition nicht amortisieren. Wie in Kapitel 7.4 bzw. 7.5 vorgeschlagen müssten verschiedene Verbesserungen zur Erhöhung des Ertrages und Reduktion des Aufwandes erzielt werden. Diese können aber mit der bestehenden Anlage nur begrenzt umgesetzt werden.

Ersatz des Zellenstapels

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit den Zellenstapel durch einen neuen zu ersetzen. Gleichzeitig sollte auch der Entschwefler erneuert und der Reformer repariert (zu hoher Druckverlust) werden. Die Investitionen werden sich auf über CHF 500'000.- belaufen. Analog zur Beurteilung der Revision des Zellenstapels muss festgestellt werden, dass sich die Investition trotz längerer Nutzungsdauer mit den bestehenden wirtschaftlichen Gegebenheiten der AEB Anlage nicht amortisieren lässt.

9.3 Konklusion

Der generelle Zustand der AEB Anlage lässt eine weitere Nutzungsdauer von mehr als 10'000 Betriebsstunden erwarten. Der erzielbare Deckungsbeitrag liegt bei rund CHF 90'000.-. Dadurch liesse sich ein Aufwand für die Instandsetzung des Steuerungssystems der Anlage rechtfertigen. Das Risiko ist das Fehlschlagen der Reparatur und eine Beeinträchtigung von Anlagekomponenten durch die lange Stillstandzeit. Mit den bisherigen wirtschaftlichen Gegebenheiten der AEB Anlage lässt sich eine Revision oder der Ersatz des Zellstapels nicht amortisieren. Der Ertrag müsste zuerst durch eine bessere Nutzung der Wärme erhöht und der Aufwand für technischen Support, Jahreswartung und Wasseraufbereitung reduziert werden.

Basel, 30. Mai. 2006 / rev.11. September 2006 / St. Renz