

T.B.E.
Technische Beratung Energie GmbH

Kurzbericht
zum Betrieb der Brennstoffzellenanlage
im Klärwerk Köln-Rodenkirchen



Datum: April 2010
Berichtszeitraum: März 2000 bis April 2009

Im Auftrag der RheinEnergie AG in Köln und in Zusammenarbeit mit den Stadtentwässerungsbetrieben Köln AöR führte die T.B.E. GmbH eine Betriebsdatenerfassung und Auswertung zu dem Betrieb einer Brennstoffzellenanlage durch.

Der vorliegende Abschlussbericht dokumentiert den Betrieb der ersten klärgasbetriebenen Brennstoffzellenanlage Europas am Standort Köln-Rodenkirchen.

Zugrunde gelegt sind die archivierten Betriebsdaten aus den Jahren 2000 bis Anfang 2009 sowie weitere Notizen und Aufzeichnungen aus dem laufenden Betrieb.

Das Vorhaben wird durch das Ministerium für Umwelt- und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen finanziell unterstützt.

T.B.E.

Technische Beratung Energie GmbH

www.tbe.de

Tel.: 02 03 / 99 54 60

Bereich: Neue Technologien

Duisburg, 22.04.2010

Dr. Helmut Knappstein

Dipl.-Ing. Uwe Dietze

Inhalt:

1.	Einleitung	1
2.	Betriebsergebnisse.....	3
2.1.	Anlagenbetrieb von 2000 bis 2009	3
2.2.	Energiebilanz und Lastprofil	6
2.3.	Anlagenzuverlässigkeit.....	8
2.4.	Anlagenbewertung durch den Hersteller.....	10
2.5.	Alterungsverhalten und Lebenserwartung	12
3.	Überholung des Zellenstapels	15
4.	Weltweite Brennstoffzellenaktivitäten mit Sondergasen	18
4.1.	Verfügbare Anlagentypen.....	19
4.2.	Entwicklungen bei UTC Power (PAFC-Technologie)	20
4.3.	Entwicklungen bei MTU Onsite Energy (MCFC-Technologie).....	20
4.4.	Entwicklungen bei FCE (MCFC-Technologie):.....	21
5.	Alternative Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas.....	22
5.1.	Bewertungsmatrix.....	22
5.2.	Wirtschaftlichkeitsuntersuchung	24
5.3.	Sensitivitätsanalyse	28
5.4.	Fördermöglichkeiten	30
6.	Fazit	32

1. Einleitung

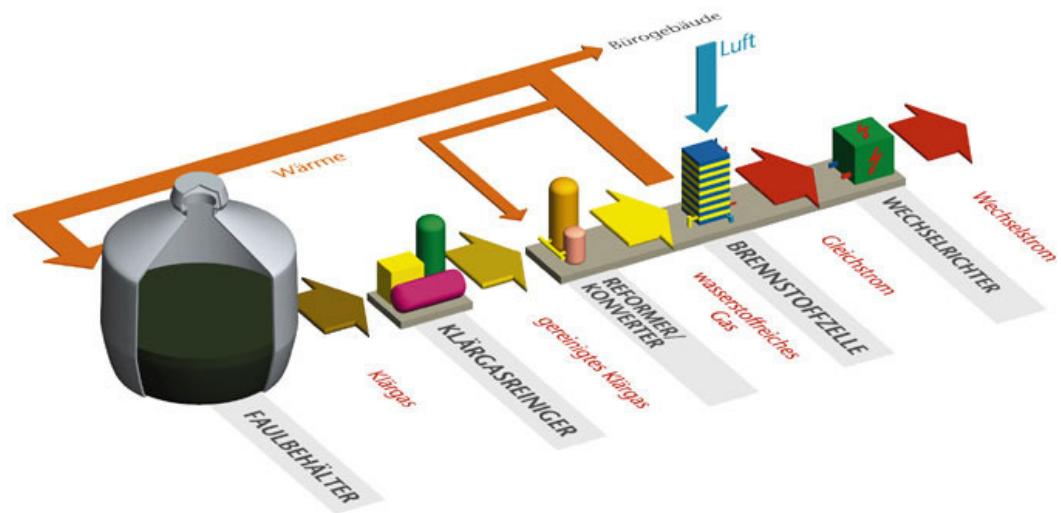
Seit ihrer offiziellen Einweihung am 9. Mai 2000 betreiben die GEW RheinEnergie AG und die Stadtentwässerungsbetriebe Köln AöR (bis April 2001 Amt für Stadtentwässerung der Stadt Köln) im Klärwerk Köln-Rodenkirchen eine Brennstoffzelle vom Typ PC25C des amerikanischen Herstellers UTC Fuel Cells. Im Klärwerk entstehen als Folge der Abwasserbehandlung kontinuierlich zwischen 50 und 70 m³/h Klärgas, die in der Brennstoffzelle umweltfreundlich in Strom und Wärme umgesetzt werden. Die Erstinbetriebnahme der Anlage erfolgte am 8. März 2000.



PC25C im Klärwerk Köln-Rodenkirchen

Zum Zeitpunkt der Entscheidung über dieses Projekt im Jahre 1998 war dies weltweit die einzige kommerziell verfügbare Brennstoffzellenanlage. Seit der Markteinführung im Jahre 1995 sind mehr als 200 PC25C-Anlagen weltweit eingesetzt worden, davon rund 20 Stück für die Verwertung von Klärgas, Deponiegas oder Biogas. In Europa ist die Anlage im Klärwerk Rodenkirchen die erste, bei der Klärgas für den Prozess der Stromerzeugung eingesetzt wird. Dabei wandelt die Brennstoffzelle die im Wasserstoff enthaltene chemische Energie direkt in elektrische Energie um.

Die Brennstoffzellenanlage PC25C ist in Containerbauweise errichtet und besteht im Wesentlichen aus einem Wasserstofferzeuger (Dampfreformierung), einem Brennstoffzellenstapel, einem Kühlsystem mit interner Dampferzeugung aus Abwärme sowie einem Wechselrichter. In dem Gesamtprozess sind der Brennstoffzellenanlage eine Gebläsestation und eine Klärgas-Reinigungsanlage vorgeschaltet.



Verfahrensschema der Brennstoffzellenanlage Rodenkirchen
[Rheinenergie AG]

Die technischen Daten der PC25C Brennstoffzellenanlage sind in der nachfolgenden Tabelle zusammenfassend dargestellt:

Elektrische Leistung	200 kW
Thermische Leistung	205 kW
El. Wirkungsgrad	40 %
Elektrolyt	Phosphorsäure
Länge	5,5 m
Breite	3,0 m
Höhe	3,0 m
Gewicht	18 t

2. Betriebsergebnisse

In den nachfolgenden Kapiteln sind die wesentlichen Betriebsergebnisse aus der neun-jährigen Betriebszeit zusammengefasst. Das beinhaltet den allgemeinen Anlagenbetrieb, die erzeugten Energiemengen, die Zuverlässigkeit, eine Zustandsbewertung nach neun Betriebsjahren durch den Hersteller sowie das Alterungsverhalten und die zu erwartende Lebensdauer.

2.1. Anlagenbetrieb von 2000 bis 2009

Am 8. März 2000 wurde die Anlage erstmals in Betrieb genommen. Nach der offiziellen Einweihung am 9. März begann ab Mai der reguläre Dauerbetrieb. Dabei wird die Leistung der Brennstoffzelle der täglichen Klärgasproduktion im Klärwerk angepasst. Ein Dauerbetrieb mit Nennlast ist am Standort Rodenkirchen aufgrund des Klärgasanfalls nicht möglich und war auch im vornherein nie vorgesehen.

Bereits im ersten Betriebsjahr konnten alle Projektziele erreicht bzw. übertroffen werden:

- Nachweis der Reinigungsleistung der Klärgas-Reinigungsanlage;
- Nachweis des kontinuierlichen Betriebes der Klärgas-Reinigungsanlage (über 5.000 Stunden störungsfreier Betrieb);
- Betrieb der Brennstoffzelle mit Klärgas bei einer maximaler elektrischen Leistung von 200 kW;
- Dauerbetrieb mit Klärgas.

Im Zeitraum vom 1. Juni bis 31. Oktober wurde die Anlage im Rahmen der Weltausstellung EXPO 2000 der Öffentlichkeit präsentiert.

In 2001 war der Betrieb im wesentlichen durch eine Reihe von externen Störungen, die zum größten Teil durch die Gasreinigungsanlage verursacht wurden, gekennzeichnet. Im Mai erfolgte die erste Jahresrevision einschließlich der wiederkehrenden TÜV-Prüfung. Für die Brennstoffzelle sind abweichend vom üblichen 5-Jahres-Rhythmus dreijährige Intervalle für die innere Prüfung festgelegt worden, da es sich um ein U.S.-amerikanisches Produkt handelt. Die Prüfung beinhaltet in der Regel eine Inspektion des Dampfbehälters mittels Endoskopie (Suche nach Spuren von Korrosion oder Lochfraß) und ein Funktionstest des Sicherheitsventils. Darüber hinaus erfolgt jährlich eine äußere Prüfung, bei der

neben der reinen Sichtprüfung auch weitere Sicherheitskriterien (wie z.B. Not-Aus-Funktion oder Auslösen verschiedener Abschaltkriterien) überprüft werden.

Anfang 2002 wurde die defekte Kältemaschine in der Gasreinigungsanlage durch eine wesentlich kleinere ersetzt. Dadurch konnten die im Vorjahr aufgetretenen Störungen der Gasreinigung beseitigt werden.

Im Juni und Juli konnte die Brennstoffzelle wegen eines defekten Inverter-Einschubes nicht betrieben werden. Darüber hinaus musste lediglich die Magnetspule des Dampfventils CV500 ausgetauscht werden.

In 2003 konnte die Anlage ohne gravierende Vorkommnisse oder Betriebsstörungen betrieben werden. Einzige Störung war der Ausfall des Stellantriebes des Regelventils für die Luftzufuhr zum Reformierbrenner. Aufgrund einer unzureichenden Luftversorgung des Reformierbrenners musste zudem eine Neueinstellung des Brenners bzw. Anpassung der Parameter für die Luftmengenmessung durchgeführt werden. Letzteres zeigte, dass Brennstoffzellen wie alle anderen technischen Einrichtungen regelmäßiger Inspektionen und Wartung bedürfen.

Im Zuge der Jahreswartung im Mai erfolgte parallel die erste wiederkehrende Sachverständigenprüfung der Druckbehälter (innere Prüfung), die keine Beanstandungen ergab.

Zwischen dem 17. Juli 2003 und dem 11. Februar 2004 konnte mit über 5.000 Betriebsstunden die längste Betriebsphase ohne Unterbrechung erzielt werden. Im Betrieb mit Erdgas haben PC25C-Anlagen mehrfach demonstriert, dass sie zwischen zwei planmäßigen Jahresrevisionen unterbrechungsfrei laufen (>9.000 h). Der längste unterbrechungsfreie Lauf einer Brennstoffzelle mit Klärgas wird wohl von der PC25C-Anlage der Sapporo Breweries in Japan gehalten (>6.200 h), jedoch wird an diesem Standort alternativ auch Erdgas eingesetzt und die Laufzeit im Klärgaseinsatz ist deutlich geringer.

In 2004 wurde der Betrieb der Brennstoffzelle im wesentlichen nur durch einen Inverterschaden und durch den Kurzschluss eines Heizelements in der Brennstoffzelle unterbrochen. Daneben traten nur noch kleinere Fehlfunktionen auf, die aber allesamt kurzfristig behoben werden konnten.

In 2005 traten mehrere Abschaltungen durch den Temperaturwächter TS431 in der Speisewasserleitung auf. Das Problem konnte durch Austausch der Ventilbaugruppe, bestehend aus dem Rückschlagventil CHV451 und dem Magnetventil LCV451, behoben werden. Eine weitere Störung wurde durch einen stark verschmutzten bzw. verschlammten Schmutzfänger in der Kühlwasserleitung zum Zellenstapel ausgelöst.

Darüber hinaus wurde der Anlagenbetrieb von Ende April bis Anfang Juli durch eine externe Störung, verursacht durch den Ausfall eines Gasverdichters in der Verdichterstation, unterbrochen.

In 2006 konnte die Anlage größtenteils störungsfrei betrieben werden. Im Februar und März gab es lediglich drei kleinere Störabschaltungen allerdings ohne, dass ein Defekt festgestellt werden konnte. Im Mai und Juni konnte die Anlage wegen eines externen Defektes in der Gasverdichterstation nicht betrieben werden.

Nach fast 40.000 Betriebsstunden wurde die Anlage im Oktober zur Überholung des Zellenstapels außer Betrieb genommen. Nach Überholung des Zellenstapels beim Hersteller in den USA und dem Wiedereinbau in die Anlage, konnte die Brennstoffzelle im Mai 2007 wieder in Betrieb genommen werden.

In 2007 konnte die Anlage nach der Überholung des Zellenstapels bis auf den Austausch eines Signalwandlers weitestgehend störungsfrei betrieben werden. Am 20. Juni wurden dabei die 40.000 Betriebsstunden erreicht. Zu diesem Zeitpunkt hat die Anlage insgesamt 5.263 MWh Strom produziert. Dies entspricht einer durchschnittlichen Leistungsabgabe von 131,5 kW.

In 2008 traten im wesentlichen zwei größere Stillstandzeiten auf. Im April aufgrund einer Störung im Inverter und im Juni in Folge von Arbeiten an der Verdichterstation. Ende Juli wurde bei 47.617 Betriebsstunden die Jahreswartung durchgeführt. Im Zuge der jährlichen äußeren TÜV Prüfung wurde eine Fehlfunktion des Not-Aus Tasters festgestellt, so dass ein Weiterbetrieb der Anlage untersagt wurde. Der Not-Aus Taster selbst erfüllte zwar seine Funktion, jedoch konnten im Anschluss mehrerer Anlagenteile geschaltet werden, die in diesem Zustand deaktiviert sein sollten. Letztendlich stellte sich heraus, dass ein Fehler in der Hauptsteuerung der Anlage für die Fehlfunktion verantwortlich war. Nach Austausch des Controllers konnte die Anlage Ende Februar 2009 wieder in Betrieb genommen werden.

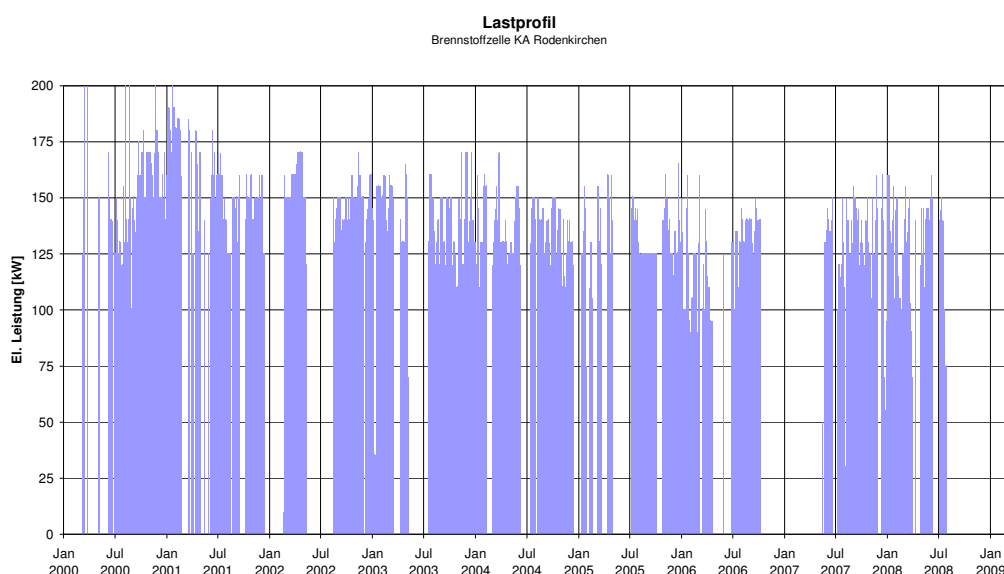
Vom 17. bis 22. Februar 2009 wurde die Anlage durch den Einsatz eines Servicetechnikers des Herstellers vor Ort einer umfassenden Zustandsanalyse nach neun Jahren Klärgasbetrieb unterzogen.

2.2. Energiebilanz und Lastprofil

Bis Ende März 2009 wurden rund 2,9 Millionen Kubikmeter Klärgas in der Brennstoffzelle umweltfreundlich in Strom und Wärme umgewandelt. Rund 6,1 Mio. Kilowattstunden elektrischer Strom konnten dabei erzeugt werden. Geht man von einem Heizwert des Klärgases von rund 6 kWh/m^3 aus, so errechnet sich ein mittlerer elektrischer Wirkungsgrad von rund 35%.

Der hohe Anteil an CO_2 im Klärgas führt zu einem rund 8% höheren Energieeinsatz als bei Erdgas, der elektrische Wirkungsgrad der Brennstoffzelle fällt dementsprechend etwas niedriger aus.

Die folgende Abbildung zeigt das Lastprofil der Anlage über den gesamten Betriebszeitraum.



Lastprofil von 2000 bis 2009

In der ersten Betriebsphase konnte nachgewiesen werden, dass die Anlage im Klärgasbetrieb die volle elektrische Leistung von 200 kW erreicht. Im späteren Dauerbetrieb konnte die Anlage aufgrund des Klärgasanfalls nur mit reduzierter Leistung betrieben werden. Der überwiegende Betrieb erfolgte zwischen 125 und 150 kW. Der Mittelwert über die gesamte Betriebszeit liegt bei ca. 130 kW.

Ausgehend von der maximalen Leistung der Brennstoffzelle von 200 kW wäre die Anlage im Dauerbetrieb in der Lage, rund 50% des Strombedarfs des Klärwerks abzudecken. Im tatsächlichen Betrieb konnte im Schnitt rund 18,6% des Strombedarfs durch die Brenn-

stoffzelle bereit gestellt werden. Der deutliche Unterschied liegt zum einen in der zuvor beschriebenen Leistungsreduktion von ca. 130 kW und der eingeschränkten Verfügbarkeit der Anlage in den einzelnen Jahren. Bei einer jährlichen Betrachtung lagen die besten Werte innerhalb der ersten vier Betriebsjahre um die 23%. Mit den reduzierten jährlichen Betriebsstunden in den folgenden Jahren ging der Anteil an der Stromproduktion ebenfalls deutlich zurück. Zur Veranschaulichung sind die Werte in dem nachfolgenden Diagramm von 2000 bis 2008 dargestellt. Der jährliche Strombedarf des Klärwerks selbst war über die einzelnen Jahre relativ konstant. Im Durchschnitt lag der Strombedarf bei rund 3,6 GWh bei einer Abweichung von $\pm 8\%$.

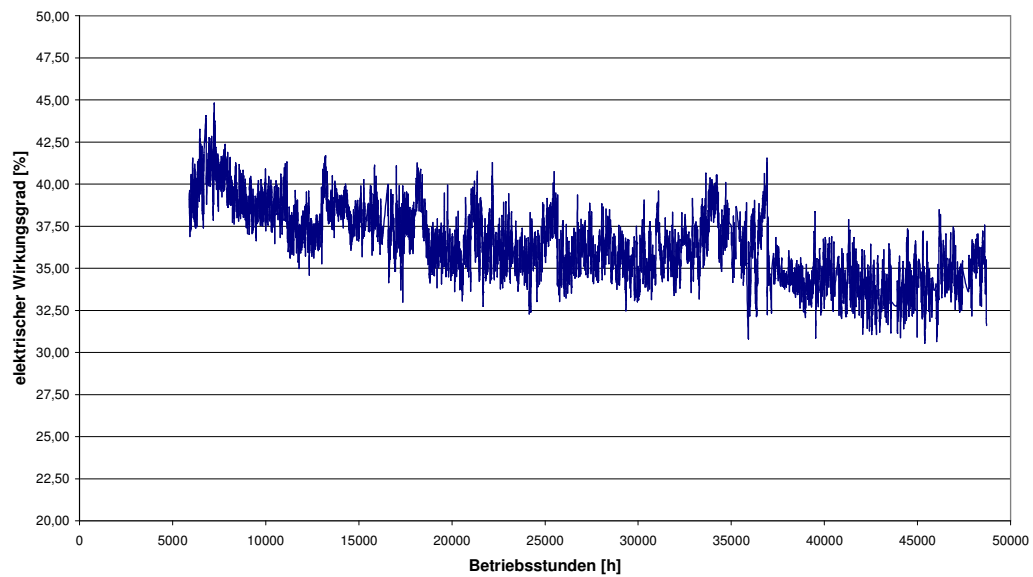
Anteil Stromerzeugung der Brennstoffzelle am Gesamtbedarf in den Jahren 2000 bis 2008
Kläranlage Köln-Rodenkirchen



Anteil Stromerzeugung BZ am Strombedarf des Klärwerks

Das nachfolgende Diagramm zeigt den Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades der Anlage über den gesamten Betriebszeitraum.

Mit zunehmender Betriebszeit ist eine Verschlechterung des elektrischen Wirkungsgrades von anfänglich ca. 40% auf ca. 33% zu beobachten. Die Aufbereitung des Zellenstapels bei 40.000 Betriebsstunden zeigt dabei keinerlei Auswirkung auf den Kurvenverlauf. Im Mittel über die gesamte Betriebszeit lag der elektrische Wirkungsgrad bei 35,3%.

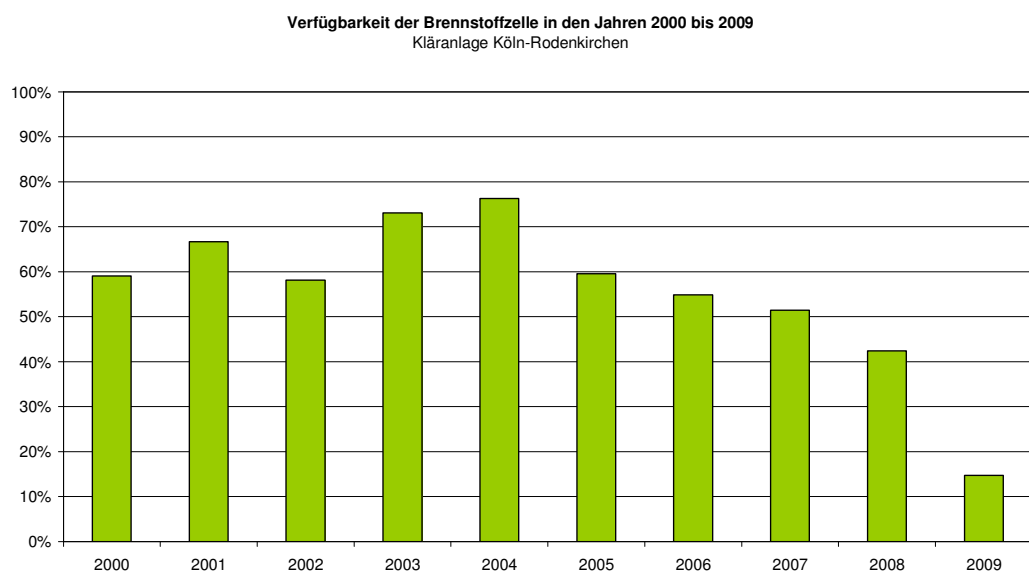


Elektrischer Wirkungsgrad über den Betriebsverlauf

2.3. Anlagenzuverlässigkeit

Zur Bewertung der Zuverlässigkeit werden die Verfügbarkeit (Betriebszeit / Kalenderzeit), Mean Time Between Forced Outages (MTBFO, durchschnittliche Betriebszeit zwischen ungeplanten Abschaltungen) und Mean Down Time (MDT, durchschnittliche Stillstandszeit nach einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung) herangezogen.

Das folgende Diagramm zeigt die unkorrigierte Anlagenverfügbarkeit von 2000 bis 2009.

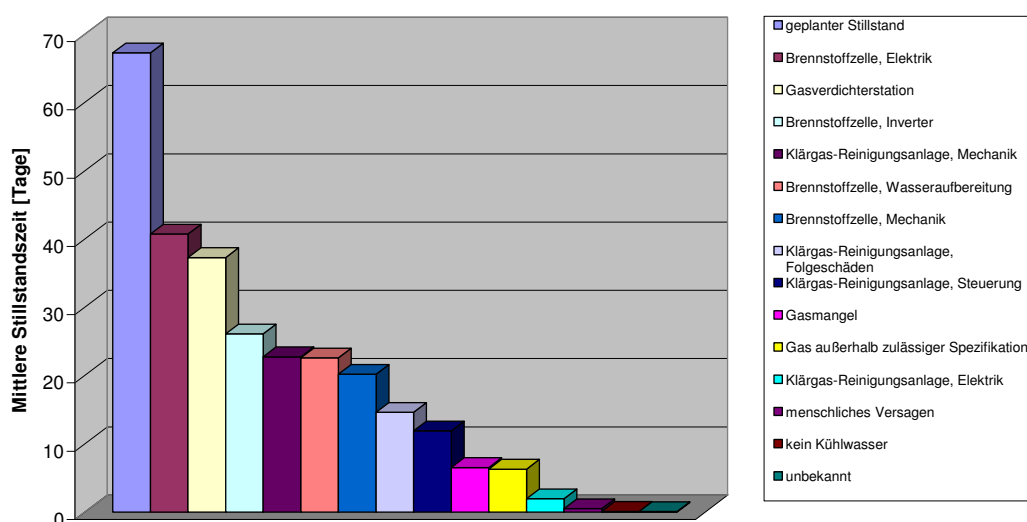


Jährliche Zeitverfügbarkeit 2000 bis 2009

Die höchste Zeitverfügbarkeit wurde in 2004 mit 76% erzielt. In den ersten beiden Betriebsjahren führten vornehmlich externe Störungen in der vorgelagerten Gasaufbereitung zu längeren Ausfällen der Anlage. Bei den Werten für 2006 bis 2008 sind die langen Stillstandszeiten für die Überholung des Zellenstapels und die Beseitigung des im Zuge der TÜV Prüfung erkannten Sicherheitsmangels zu berücksichtigen. Die Angabe für 2009 ist nicht repräsentativ, da nur die Monate Januar bis März betrachtet werden konnten.

In Summe erfolgten 61 Abschaltungen der Anlage, davon 57 automatisch, d.h. durch die Anlagensteuerung, von denen 43 auf Fehlfunktionen der Gesamtanlage zurückzuführen sind. Die Brennstoffzelle selbst ist mit 28 Abschaltungen nur zu unter 50% für die Abschaltungen verantwortlich. 15 Abschaltungen resultieren aus der vorgelagerten Klärgasaufbereitung und Verdichtung, 4 aus zu geringem Klärgasanfall bzw. Qualität, 2 aus Kühlwassermangel sowie 6 aus Bedienfehlern. Weitere 2 Abschaltungen konnten im Nachhinein nicht mehr zugeordnet werden.

Die Störungsursachen wurden analysiert und den verschiedenen Teilsystemen zugeordnet. Die daraus resultierenden mittleren Stillstandszeiten pro Störung sind in dem nachfolgenden Diagramm dargestellt.



Störungsursachen und mittlere Stillstandszeiten

Ein Großteil der Störungen wurde unmittelbar oder als Folgeschaden durch die Kältemaschine in der Klärgas-Reinigungsanlage verursacht. Nach dem Umbau der Klärgas-Reinigungsanlage konnte diese Störungsquelle eliminiert werden.

Die langen Stillstandszeiten resultieren neben der eigentlichen Fehlersuche zum großen Teil aus der Ersatzteilbeschaffung. Teilweise führten aber auch Beschaffungszeiten für Betriebsmittel und die Personalverfügbarkeit im Klärwerk zur Verlängerung einzelner Stillstandszeiten.

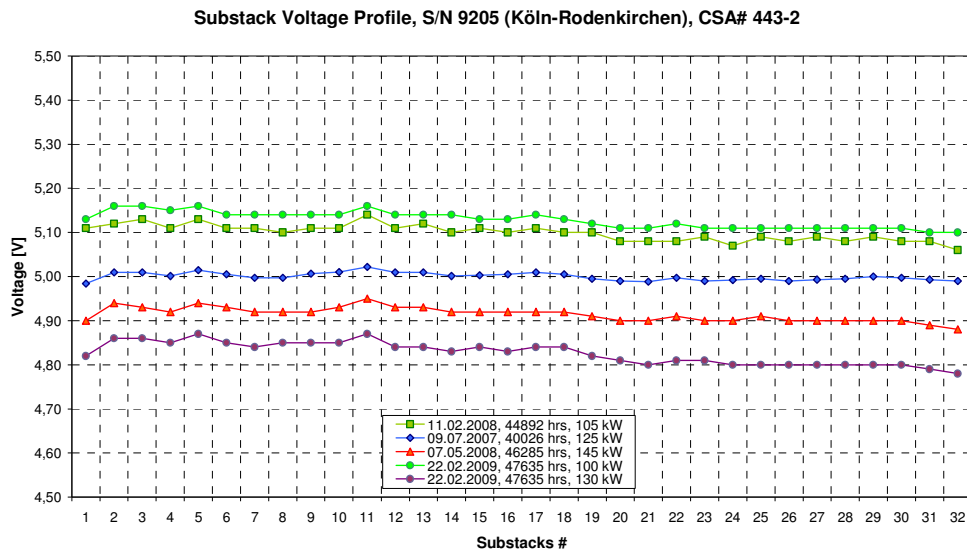
Für die Gesamtanlage wurde eine durchschnittliche Betriebszeit (MTBFO) von 33,2 Tagen (rund 1 Monat) zwischen zwei ungeplanten Stillständen ermittelt. Berücksichtigt man nur die Brennstoffzelle, so beträgt die durchschnittliche Betriebszeit (MTBFO) 95 Tage (>3 Monate). Die durchschnittliche Stillstandszeit (MDT) lag dagegen bei 22,0 Tagen.

Insgesamt lag die Betriebszeit der Brennstoffzellenanlage bei 60,1%. Berücksichtigt man die externen Störungen, dann lag die Zeitverfügbarkeit bei 76,4%. Unter Einbeziehung von unverschuldeten Verzögerungen bei der Fehlerbeseitigung bzw. dem Neustart der Anlage, liegt die tatsächliche Verfügbarkeit noch einmal deutlich höher. Aufgrund fehlender Daten kann an dieser Stelle keine detailliertere Angabe erfolgen.

2.4. Anlagenbewertung durch den Hersteller

Im Zuge der Anlagenbewertung vom 17. bis 22. Februar 2009 durch den Hersteller nach rund 48.000 Betriebsstunden Klärgasbetrieb wurde zunächst eine umfassende Sichtprüfung der Anlagenkomponenten durchgeführt. Dabei konnten bis auf wenige kleinere Mängel keine wesentlichen Defekte oder Schwachstellen festgestellt werden, die gegen einen weiteren Betrieb der Anlage sprechen würden. Zu beanstanden waren lediglich ein defektes Manometer im Kreislauf der Wasseraufbereitung, kleinere Undichtigkeiten im Bereich des Flaschenbündels der Wasseraufbereitung sowie eine undichte Schraubenverbindung an einem Schmutzfänger.

Unmittelbar nach dem Neustart der Anlage wurden am 21. Februar die Gruppenspannungen des Zellenstapels bei 100 kW und 130 kW aufgenommen und mit den zuletzt gemessenen Werten von 2008 bzw. 2007 verglichen.



Gruppenspannungen vor und nach dem Anlagenstillstand in 2008

Das in 2009 aufgenommene Spannungsprofil selbst ist gegenüber den vorangegangenen Messungen aus 2008 und 2007 nahezu identisch. Bezüglich des Spannungsniveaus zeigt sich allerdings ein deutlicher Abfall. Insbesondere bei 130 kW liegt die Kurve deutlich unterhalb der Werte, die im Vorfeld bei 145 kW erreicht wurden. In diesem Fall liegt der Abfall in der Größenordnung von 0,1 Volt. Im kleineren Leistungsbereich von 100 kW liegt die Kurve erwartungsgemäß oberhalb der Vergleichskurve bei 105 kW, so dass der Abfall gegenüber dem 100 kW Profil, das nach dem Wechsel des Zellenstapels bisher nicht gemessen wurden, nur geringfügig zu sein scheint.

Der Spannungsabfall liegt zum einen wahrscheinlich in der langen Stillstandszeit von annähernd 8 Monaten begründet, da auch bei Stillstand Elektrolytmigration, Korrosion und Kornvergrößerung am Pt-Katalysator zu erwarten sind. Zum anderen waren im Vergleich zwischen der 130 kW und der 145 kW Kurve aufgrund der jahreszeitlichen Bedingungen bei der 130 kW Messung im Februar mehr interne Verbraucher (in erster Linie Heizungen) aktiv als bei der 145 kW Messung, die im Mai durchgeführt wurde.

Ausgehend von dem Zellspannungsniveau, das nach dem Neustart der Anlage zu beobachten war, und der unteren Betriebsgrenze für diesen Wert, scheint, unter den gegebenen Bedingungen, ein Betrieb der Anlage bis 130 kW in den Wintermonaten und ggf. 140 kW in den Sommermonaten möglich zu sein.

Am 22. Februar wurden Prozessgasanalysen an drei verschiedenen Messstellen, Ausgang Reformer bzw. Eintritt Shift Converter, Ausgang Shift Converter bzw. Eintritt Anodenseite des Zellenstapels und Ausgang Anodenseite des Zellenstapels und zwei ver-

schiedenen Laststufen (100 und 130 kW) durchgeführt. Gemessen wurden dabei jeweils der Methangehalt CH_4 , die Kohlenmonoxidkonzentration CO und die Kohlendioxidkonzentration CO_2 . Parallel dazu wurden die einzelnen Temperaturmessstellen für die Reformertemperatur, in Summe 8 Stück, gemessen.

Der CO -Gehalt am Anodeneingang lag bei ca. 1% (Neuzustand $<0,5\%$) und der CH_4 -Gehalt am Anodeneingang lag in der Größenordnung $<5\%$ (Neuzustand $<1\%$). Diese Ergebnisse decken sich mit den zu erwartenden Werten für eine Anlage diesen Alters. Damit ist das Alterungsverhalten des Reformers und Shift Converters, gemessen an den bisherigen Erfahrungen mit anderen Anlagen, als normal einzustufen.

Als Gesamtergebnis der Untersuchung kommt der Hersteller, anhand der ihm vorliegenden Erfahrungswerte, zu der Bewertung, dass sich die Anlage gemessen an der Laufleistung in einem guten Zustand befindet. Nach derzeitigem Kenntnisstand könnte die Anlage weiterbetrieben werden, bis die Zellspannung auf einem Wert von 147 Volt abgesunken ist oder die Phosphorsäure im Zellenstapel aufgebraucht ist. Bei einem Weiterbetrieb der Anlage bei 130 kW wäre mit einer weiteren Laufzeit von 1 bis 2 Jahren zu rechnen.

2.5. Alterungsverhalten und Lebenserwartung

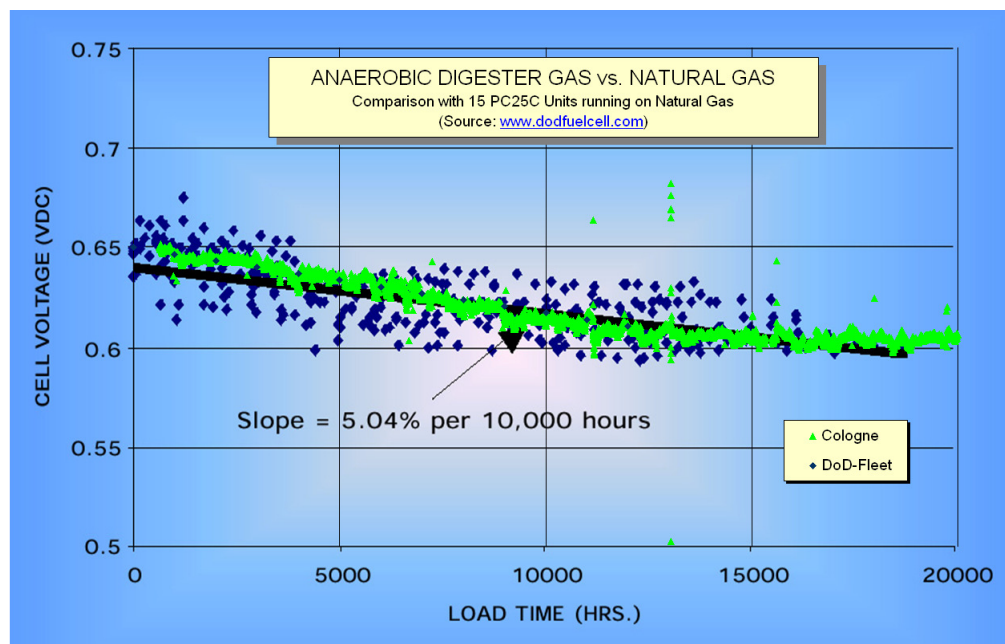
Phosphorsäure-Brennstoffzellen (PAFC) unterliegen, wie alle technischen Systeme, einem Alterungsprozess, der an einer langsamen Verringerung der Zellspannung im Langzeitbetrieb erkennbar ist. Im Gegensatz zu Stromerzeugern mit Gasmotoren findet im Falle der Brennstoffzelle kein mechanischer Verschleiß statt, es handelt sich vielmehr um ein langsames Nachlassen der elektrochemischen Aktivität. Diese schleichende Degradation wird auf eine nachlassende katalytische Aktivität in der Wasserstofferzeugung, eine nachlassende katalytische Aktivität der Kathoden und Anoden sowie Elektrolytverlust durch Verdampfung zurückgeführt.

Nach den bisher vorliegenden Langzeiterfahrungen beträgt die Laufzeit für Anlagen, die Ende der 90er Jahre hergestellt wurden, rund 40.000 Betriebsstunden.

In der Brennstoffzelle im Klärwerk Köln-Rodenkirchen wurde erstmals in Europa Klärgas als Energieträger eingesetzt. Gegenüber Erdgas enthält das aus dem Klärgas erzeugte wasserstoffhaltige Prozessgas deutlich weniger Wasserstoff. Der hohe Anteil an Kohlendioxid im Klärgas, verhält sich zwar chemisch neutral, erhöht aber den Gasdurchsatz erheblich und führt zu größerem Wärmebedarf für die interne Reformierung.

Es stellt sich die Frage, inwieweit der höhere Gasdurchsatz, die geringere Wasserstoffkonzentration an der Anode sowie das Risiko von eingeschleppten Schadstoffen aus dem Klärgas sich negativ auf das Alterungsverhalten auswirken.

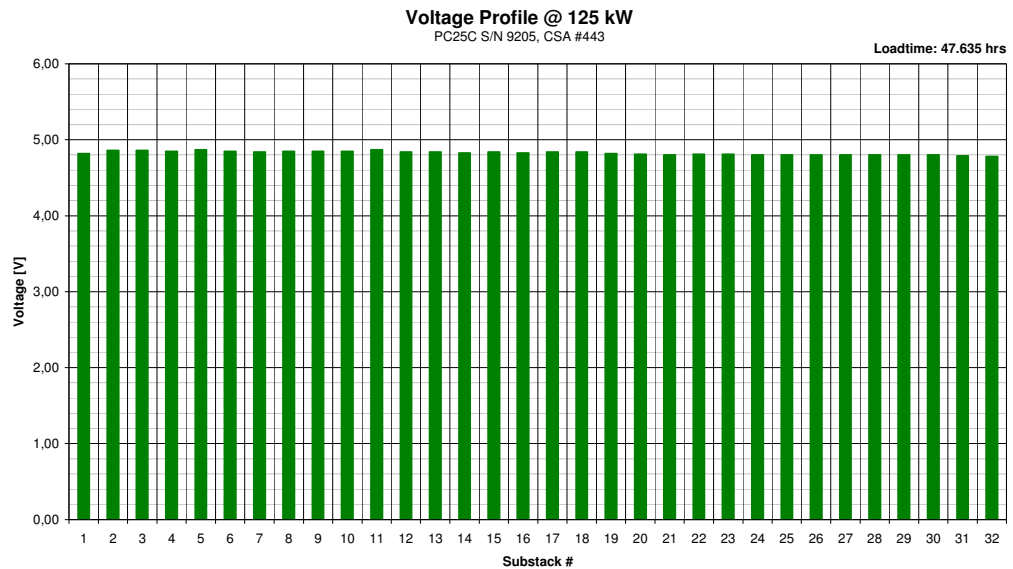
Das nachfolgende Diagramm stellt einen direkten Vergleich mit 15 erdgasbetriebenen Anlagen gleicher Bauart dar. Zum Vergleich wurden die Messwerte der Kölner Brennstoffzelle auf die elektrische Maximallast von 200 kW extrapoliert.



Vergleich Alterungsverhalten Erdgas- und Klärgasbetrieb

Im betrachteten Zeitraum von 20.000 Betriebsstunden lässt sich kein signifikanter Unterschied im Alterungsverhalten der Brennstoffzelle im Betrieb mit Klärgas gegenüber Erdgas erkennen. Dabei ist zu beachten, dass die Anlage in Köln-Rodenkirchen größtenteils, Mangels Klärgasanfalls, ausschließlich im Teillastbetrieb gefahren werden konnte, so dass ein erhöhter Gasdurchsatz im Klärgasbetrieb nicht voll zum Tragen gekommen ist. Daher kann das Ergebnis an dieser Stelle nicht verallgemeinert werden.

Grundsätzlich wirkt sich ein erhöhter Teillastbetrieb sogar positiv auf das Alterungsverhalten aus, da dabei die Stromdichte kleiner und die thermische Belastung geringer ist. Aus der Sicht der Zellentwickler ist grundsätzlich eine geringe Belastung vorzuziehen, wobei dann aber der Zellenstapel größer und teurer werden würde.



Spannungsprofil des Zellenstapels nach 47.635 Betriebsstunden

Wie das vorangestellte Diagramm zeigt, weist der Zellenstapel auch nach annähernd 48.000 Betriebsstunden ein sehr gleichförmiges Spannungsprofil auf, d. h. alle Zellen bzw. Zellgruppen liefern die gleiche Spannung. Damit hat der Betrieb in Rodenkirchen nachgewiesen, dass PAFC-Anlagen mit Klärgas vergleichbare Laufzeiten wie beim Betrieb mit Erdgas erreichen und somit für diesen Einsatzfall sehr gut geeignet sind.

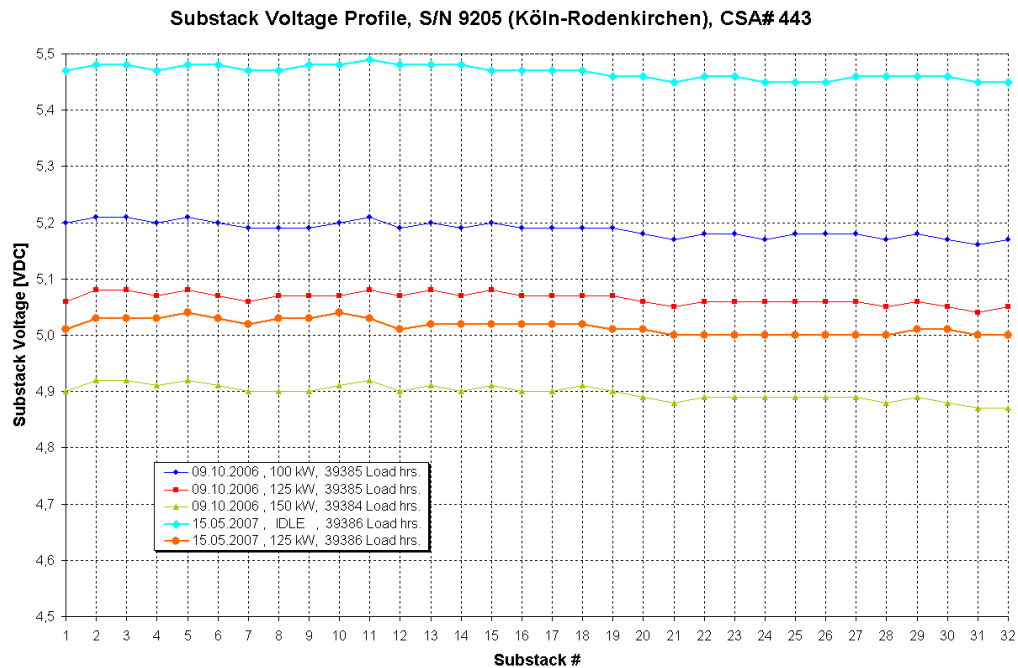
3. Überholung des Zellenstapels

Im Oktober 2006 wurde die Anlage, bei annähernd 40.000 Betriebsstunden, anlässlich der Zellenstapelaufbereitung außer Betrieb genommen. Zum Zeitpunkt der Außerbetriebnahme zeigte der Zellenstapel keine Unregelmäßigkeiten. Alle Zellgruppen lieferten etwa die gleiche Spannung. Da ein Austausch einzelner Zellen nicht möglich ist, kann eine Elektrolytnachfüllung nur dann durchgeführt werden, wenn noch keine irreparable Schädigung des Zellenstapels aufgetreten ist. Für die Elektrolytnachfüllung musste der Zellenstapel ausgebaut und ins Herstellerwerk von UTC Power in die U.S.A. transportiert werden.

Eine äußerliche und innere Inspektion des Zellenstapels ergab, dass sich der Zellenstapel, gemessen an der Laufzeit von annähernd 40.000 Betriebsstunden, in einem erstaunlich guten Zustand befand.

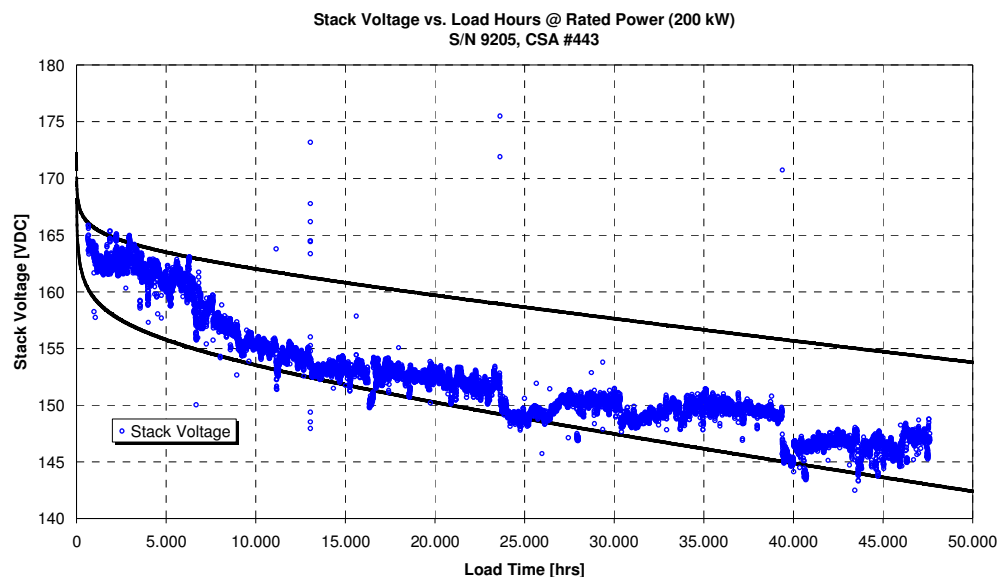
Die Elektrolytnachfüllung erfolgte manuell mit einem speziellen Injektor mit definiertem Volumen und vier Nadeln. In jede der 256 Zellen wurde an vier Stellen Phosphorsäure injiziert, ein zeitaufwendiger Vorgang, der rund eine Woche dauerte. Im Anschluss an die Elektrolytnachfüllung wurde der Zellenstapel wieder zusammengebaut und dann einem Werkstest unterzogen. Die Gruppenspannungen waren auch auf dem Prüfstand sehr gleichförmig und entsprechen den letzten Aufzeichnungen aus Rodenkirchen. Der Werkstest wurde ohne Beanstandungen abgeschlossen. Anschließend wurde der Zellenstapel erneut für den Transport konditioniert und Anfang Februar nach Köln zurück gesendet.

Trotz des langen Stillstands lief die Startprozedur Mitte Mai rein automatisch ab, ohne dass manuelle Eingriffe erforderlich gewesen wären. Unmittelbar nach dem Start wurden die Gruppenspannungen des Zellenstapels aufgenommen und mit den Werten unmittelbar vor dem Ausbau im Oktober 2006 verglichen. Wie das nachfolgende Diagramm zeigt, lag das Spannungsniveau geringfügig unter den vor der Elektrolytnachfüllung aufgezeichneten Werten. Die Gruppenspannungen waren jedoch unverändert gleichförmig.



Gruppenspannungen vor und nach dem Zellenstapelwechsel

Das nachfolgende Diagramm stellt den Verlauf der Zellspannung für den Betriebszeitraum von rund 50.000 Stunden dar.



Entwicklung der Zellenstapelspannung über die Betriebszeit

Wie der Zellspannungsverlauf zeigt, hat die Überholung des Zellenstapels bei rund 39.000 Betriebsstunden keine Verbesserung der Zellspannung zur Folge gehabt. Im weiteren Betrieb zeigt sich sogar ein deutlicher Abfall von 3 bis 4 Volt gegenüber dem Be-

trieb vor der Überholung. Diese Verschlechterung könnte auf die mehrfache Konditionierung des Zellenstapels zurückzuführen sein, die für den Transport durchgeführt werden musste.

Der Nutzen der Überholung liegt damit weniger in einer Leistungssteigerung, sondern vielmehr in einer Verlängerung der Laufzeit bis erste Zellgruppen durch Austrocknung des Elektrolyten irreversibel geschädigt werden. Tritt eine solche Schädigung auf, dann dauert es zum einen erfahrungsgemäß nur noch wenige tausend Betriebsstunden, bis das Ende des Zellenstapels erreicht ist und zum anderen ist an dieser Stelle eine Überholung des Zellenstapels nicht mehr möglich bzw. sinnvoll.

Wie die Anlagenüberprüfung durch den Hersteller gezeigt hat, deutet das Spannungsprofil, rund 10.000 Betriebsstunden nach der Überholung, bisher auf keine Beeinträchtigung des Zellenstapels hin, so dass mit einem weiten Betrieb der Anlage von 1 bis 2 Jahren gerechnet werden kann. Sofern sich diese Werte durch den weiteren Betrieb in der Praxis bestätigen ließen, dann hätte die Überholung des Zellenstapels eine Verlängerung der Betriebszeit in der Größenordnung von ca. 50 bis 65 Prozent, bezogen auf die normale Lebenserwartung von 40.000 Betriebsstunden, zur Folge gehabt.

Verglichen mit einem neuen Zellenstapel, weist ein grundüberholter Zellenstapel demnach eine Lebenserwartung zwischen der Hälfte und Zweidrittel auf, wobei die Kosten dafür im Vergleich nur rund 20% betragen. Eine Überholung des Zellenstapels ist somit empfehlenswert, jedoch nur bei einer Durchführung vor Ort. Die Erfahrungen in Rodenkirchen haben gezeigt, dass der Aufwand für den Transport in die USA zu groß ist. Zum einen aufgrund der damit verbundenen zusätzlichen Kosten und zum anderen durch den erheblichen Zeitaufwand.

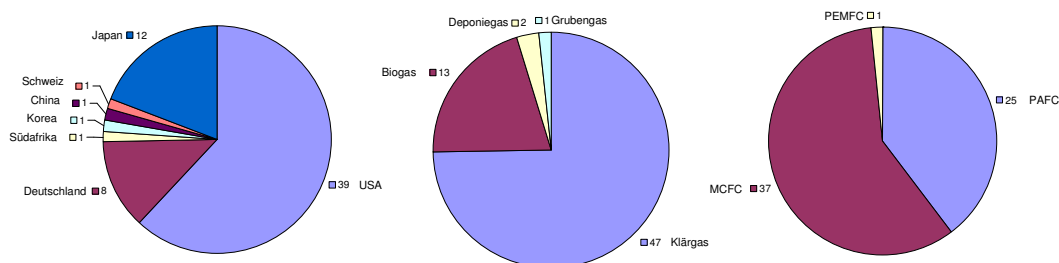
Grundsätzlich muss das Verfahren der Elektrolytnachfüllung – bei UTC Power zur Zeit Handarbeit – vereinfacht werden. Erfahrungen anderer Hersteller zeigen, dass dies möglich ist. Zum Beispiel hat die Firma Westinghouse diesbezüglich, für deren luftgekühlte PAFC-Entwicklung, ein patentiertes Verfahren entwickelt.

Zum aktuellen Zeitpunkt, bei rund 50.000 Betriebsstunden, scheint eine Gesamtlaufzeit von über 60.000 Stunden realistisch. Das gesetzte Ziel von 80.000 Betriebsstunden, soweit der Betrieb der Anlage entsprechend fortgesetzt würde, wird damit voraussichtlich nicht erreicht werden können.

4. Weltweite Brennstoffzellenaktivitäten mit Sondergasen

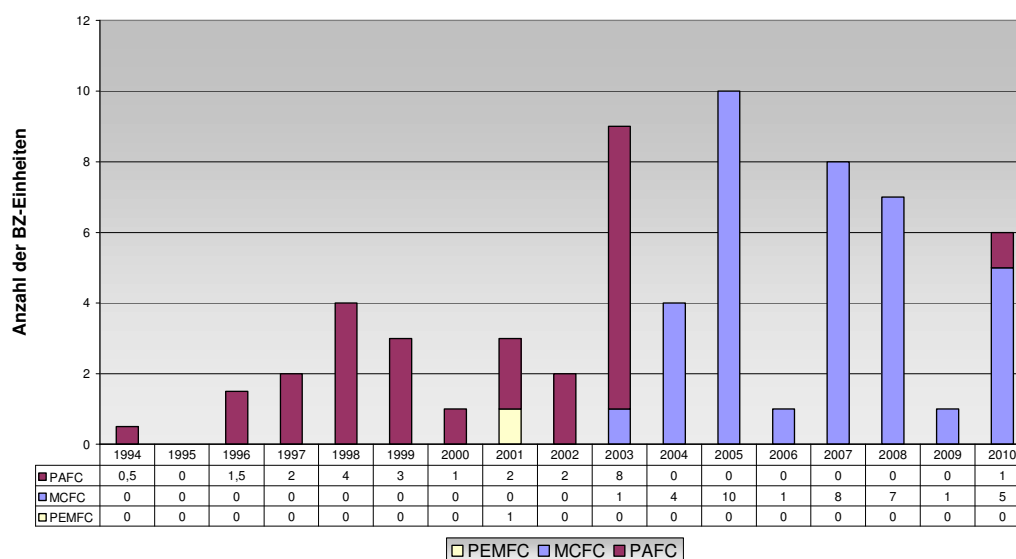
Seit 1994 sind weltweit bis dato ca. 63 Brennstoffzellenanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von mehr als 17 MW zur Verwertung von Klärgas, Biogas und Deponiegas installiert und getestet worden. Die Anlagen wurden überwiegend in den U.S.A. und in Japan installiert, wo stringente nationale Regelungen für die Vermeidung von Luftschadstoffen und die Verwertung von Reststoffen existieren.

Die nachfolgenden Grafiken geben eine Übersicht über die weltweit installierten Anlagen. Da nicht alle Hersteller bereit waren, eine entsprechende Referenzliste zur Verfügung zu stellen, besteht an dieser Stelle kein Anspruch auf Vollständigkeit.



Weltweite BZ-Projekte sortiert nach Ländern, Gasart und BZ-Typ

Die nachfolgende Abbildung zeigt die zeitliche Abfolge der einzelnen Brennstoffzellen-Anlagen unterteilt nach den verschiedenen Brennstoffzellen Typen. Die „Halbe“ Anlage in 1994 resultiert daraus, dass die Anlage 1996, an einem anderen Standort verlegt wurde.



Zeitliche Abfolge der weltweiten Anlageninstallationen mit Sondergasen

Seit der ersten Installation einer Sondergas Brennstoffzellenanlage in Deutschland in Köln-Rodenkirchen in 2000 sind in der Zwischenzeit 7 weitere Projekte dieser Art realisiert worden. Dabei kam jedoch ausschließlich der Anlagentyp HotModule von der Firma MTU zum Einsatz.

4.1. Verfügbare Anlagentypen

In der Kategorie „einige 100 kW_{el}“, die für den Einsatz auf einer Kläranlage in Frage kommt, sind momentan hauptsächlich die Hersteller Fuel Cell Energy (FCE) aus Danbury, Connecticut, UTC Power aus South Windsor, Connecticut und MTU Onsite Energy aus Ottobrunn, Deutschland am Markt vertreten. Das Spektrum an verfügbaren Modellen reicht dabei von einer elektrischen Leistung von 200 kW (UTC PureCell 200) bis 2.800 kW (FCE DFC 3000). In der nachfolgenden Tabelle sind die einzelnen Modelle und deren wesentlichen technischen Daten zusammengestellt.

Hersteller		Fuel Cell Energy	Fuel Cell Energy	Fuel Cell Energy	MTU Onsite Energy	UTC Power	UTC Power
Modell		DFC 300	DFC 1.500	DFC 3.000	HM 400	PureCell 200	PureCell 400
BZ-Typ		MCFC	MCFC	MCFC	MCFC	PAFC	PAFC
Elektrische Wirkleistung	kW	300	1.400	2.800	345	200	400
Thermische Leistung	kW	237 bei 49 °C 141 bei 121 °C	1.093 bei 49 °C 649 bei 121 °C	2.186 bei 49 °C 1.299 bei 121 °C	250 T _{Abluft} ~ 75 °C	271 bei 60 °C 139 bei 121 °C	500 bei 60 °C 230 bei 121 °C
Wirkungsgrade:							
Elektrisch	%	47	47	47	49	40	42
Thermisch	%	n.a.	n.a.	n.a.	35	n.a.	n.a.
Gesamt	%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	max. 90 %
Emissionen:							
NO _x		4,5 g/MWh	4,5 g/MWh	4,5 g/MWh	<2 ppm	<6,5 g/MWh	16 g/MWh
CO		n.a.	n.a.	n.a.	<9 ppm	<8 g/MWh	4 g/MWh
Gesamtgewicht	kg	35.000	110.000	163.000	30.000	18.100	27.200
Abmessungen							
Breite	m	6,1	12,8	~17	3	2,9	2,5
Höhe	m	4,4	6,1	7,6	3,9	3	3
Tiefe	m	8,5	17,7	23,8	10	5,4	8,7

4.2. Entwicklungen bei UTC Power (PAFC-Technologie)

Die PAFC-Technologie wird seit Jahren kritisch bewertet, da sie bisher keine wirtschaftliche Alternative zu herkömmlichen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auf der Basis von Gasmotoren und Gasturbinen darstellt. Zunächst schien es um das Jahr 2000 so, dass UTC sich von der Technik der PC25 verabschieden wolle, als UTC Power einen Technologiewechsel auf die Protonenaustauschermembran-Brennstoffzelle (PEMFC) ankündigte.

In den letzten Jahren verdichten sich die Anzeichen, dass der PAFC eine Renaissance bevorsteht, nachdem UTC Power die Mittel und Ressourcen für eine Weiterentwicklung und Verbesserung der PC25C, die zwischenzeitlich in PureCell 200 umbenannt worden war, erhöht hat. Mitte des Jahres 2005 erfolgte eine Pressemitteilung, in der ehrgeizige Ziele für das Nachfolgemodell PC25D genannt wurden. So soll die Lebensdauer des Zellstapels auf 10 Jahre bzw. 80.000 Stunden Dauerbetrieb verdoppelt werden. Ferner soll erneut eine Verkleinerung des Aggregates erfolgen, ähnlich wie schon bei der Weiterentwicklung von den A- und B-Modellen auf die PC25C. Dank geringerer Abmessungen der Hauptkomponenten soll die Herstellung wesentlich einfacher und damit kostengünstiger ausfallen als bisher, auch wenn steigende Rohstoffpreise dem entgegenstehen. Zudem ist eine Ausführung mit doppelter Leistung (400 kW) vorgesehen. Die Markteinführung dieser Generation von PAFC-Anlagen (PureCell 400) ist in Nordamerika in 2009 erfolgt. Für das Jahr 2010 ist auch eine Klärgasvariante angekündigt. Ab wann genau der neue Anlagentyp PureCell 400, als auch die PureCell 200, hier in Europa erhältlich sein werden, ist derzeit noch nicht bekannt.

4.3. Entwicklungen bei MTU Onsite Energy (MCFC-Technologie)

In den letzten Jahren verschob sich das Interesse zunehmend auf die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC). Im Gegensatz zur PAFC wird in einer MCFC Kohlendioxid für die Bildung von Karbonat-Ionen benötigt, welche den Ladungstransport durch die Zelle bewirken. Der Betrieb mit CO₂-haltigen Gasen wirkt sich positiv auf den Betrieb einer MCFC aus und macht diesen Brennstoffzellentyp besonders gut geeignet für Klärgas, Deponiegas und Biogas. Allerdings ist auch die MCFC-Technik derzeit noch sehr teuer.

Insbesondere in Deutschland wurde zuletzt bei der Installation von Brennstoffzellen zur Verwertung von Klärgas die MCFC-Technologie gewählt. Konkret handelt es sich um das sogenannte HotModule der Firma MTU Onsite Energy aus Ottobrunn mit einer elektri-

schen Leistung von 250 kW. Die erste Anlage wurde im Sommer 2005 in der Kläranlage Ahlen in Betrieb genommen. Die Projektabwicklung erfolgte seinerzeit durch die RWE Fuel Cells GmbH aus Essen, die bereits im Folgejahr eine weitere vergleichbare Anlage zur Verwertung von Biogas errichtet und in Betrieb genommen hat.

Neben der Anlage mit 250 kW ist inzwischen auch eine 345 kW Variante („HM400“, HotModule400) mit einem elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 49 % erhältlich. Das aktuelle Produkt wird vollkommen eigenständig von der MTU Onsite Energy GmbH entwickelt und gebaut. Noch vor einigen Jahren wurde der Stack vom damaligen Partnerunternehmen Fuel Cell Energy (FCE) aus den USA bezogen. Auch die für den Betrieb von Sondergasen erforderliche Gasaufbereitung kann direkt von MTU bezogen werden. Derzeit sind verschiedene Ausführungen für den Betrieb mit Erdgas (Modell „HM400N“), Biogas (Modell „HM400B“), Klärgas (Modell „HM400S“) und Methanol (Modell „HM400M“) erhältlich.

4.4. Entwicklungen bei FCE (MCFC-Technologie):

Bei Fuel Cell Energy (FCE) aus den USA sind momentan drei Leistungsklassen verfügbar. Dabei stellt die DFC300 mit 300 kW_{el} die kleinste Anlage dar. Des Weiteren sind zwei Modelle mit der Bezeichnung DFC1.500 (1.400 kW_{el}) und DFC3000 (2.800 kW_{el}) verfügbar. Die Anlagen von FCE sind vornehmlich in den USA und dort größtenteils in Kalifornien installiert worden. Aktuell ist ein Vertrieb in Europa derzeit nicht geplant.

In 2007 wurde ein Kooperationsvertrag über 10 Jahre mit dem Energieversorger POSCO Power aus Süd Korea geschlossen. Im Rahmen der Kooperation hat POSCO bis Ende 2009 die bisher weltweit größte Produktionsstätten für Brennstoffzellen in Süd Korea mit einer Kapazität von 50 MW pro Jahr errichtet. Der Stack und damit die Kernkomponente für die Brennstoffzellenanlagen wird dabei von FCE geliefert. In 2009 waren in Summe ca. 23 MW in Süd Korea installiert. Für 2010 / 2011 wurden in 2009 weitere 30,8 MW geordert. Langfristig ist zum einen der Ausbau der Produktion auf 100 MW pro Jahr geplant (bis 2011) und zum anderen soll auch die Stackproduktion zukünftig bei POSCO in Süd Korea erfolgen. Ein entsprechender Vertrag für den Technologietransfer wurde im Herbst 2009 unterzeichnet.

5. Alternative Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas

Im folgenden werden weitere Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas, hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile als auch ihrer Wirtschaftlichkeit gegenübergestellt und bewertet.

5.1. Bewertungsmatrix

Die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas werden im folgenden nach verschiedenen Kriterien bewertet. Die Bewertung erfolgt dabei nicht absolut, sondern im Vergleich der Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas untereinander durch die Vergabe von Noten, d. h. es wird in fünf Kategorien unterschieden, ob die untersuchten Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas hinsichtlich eines Kriteriums "sehr gut" (++), "sehr schlecht" (--) oder irgendwo dazwischen abschneiden.

Technische Bewertung

In einer ersten Bewertung werden technische Eigenschaften, wie Wirkungsgrade, Umweltverträglichkeit, Lärm sowie Wartungs- und Instandhaltungsaufwand gegenübergestellt.

Alternative	Wirkungsgrad			Umweltverträglichkeit	Lärm	Wartung/Instandhaltung
	Elektrisch	Thermisch	Gesamt			
Brennstoffzelle	++	O	+	++	+	-
Zündstrahlmotor	++	+	+	-	O	-
Gasmotor mit EGR	+	+	+	+	O	-
Mikrogasturbine	-	O	O	+	+	+
Gaswärmepumpe	n.a.	++	++	++	O	-
Stirling-Motor	--	++	O	O	O	O
Gasmotor mit ORC	++	-	+	+	O	-
Einspeisung Gasnetz	n.a.	n.a.	n.a.	+	O	O
Erdgas-Tankstelle	n.a.	n.a.	n.a.	+	+	O
H ₂ -Nutzung	n.a.	n.a.	n.a.	++	+	O

n.a. = nicht anwendbar

++ sehr gut + gut O mittelmäßig - schlecht -- sehr schlecht

Marktwirtschaftliche Bewertung

In einer zweiten Bewertungsmatrix werden weniger technische Details wie Emissionsverhalten und Wirkungsgrade betrachtet, sondern es wird eine globale, subjektive Einschätzung nach Machbarkeit, Marktreife und Kosten vorgenommen. Das Bild wird abgerundet, indem eine Spalte "Effizienz" ergänzt wird. Darin sind die Ergebnisse aus der vorherigen Bewertungsmatrix "Wirkungsgrad, gesamt" übertragen worden.

Alternative	Effizienz	Technische Machbarkeit	Marktreife	Kosten
Brennstoffzelle	+	O	O	--
Zündstrahlmotor	+	+	+	++
Gasmotor mit EGR	+	+	-	+
Mikrogasturbine	O	+	O	-
Gaswärmepumpe	++	+	O	O
Stirling-Motor	O	O	-	-
Gasmotor mit ORC	+	O	-	-
Einspeisung Gasnetz	n.a.	O	-	--
Erdgas-Tankstelle	n.a.	O	O	--
H ₂ -Nutzung	n.a.	O	-	--

n.a. = nicht anwendbar

++ sehr gut + gut O mittelmäßig - schlecht -- sehr schlecht

Gesamtbewertung

Wegen hoher Kosten und teils mangelnder Marktreife scheiden derzeit die Verfahren Brennstoffzelle, Stirling-Motor, ORC, Gasnetzeinspeisung, Erdgastankstelle und Wasserstoffnutzung aus.

Beste Resultate erreichen neue Motorenkonzepte mit Zündstrahlmotoren und Gasmotor-BHKW. Die Gaswärmepumpe wird wegen der exzellenten Effizienz und Umweltverträglichkeit ebenfalls insgesamt positiv bewertet, sie verlangt aber einen geeigneten Einsatzort mit entsprechendem Wärmebedarf.

Die Mikrogasturbine liegt insgesamt im Mittelfeld. Sie bleibt dann attraktiv, wenn eine Anwendung für einen Heißgasstrom vorliegt.

Alternative	Wirkungsgrad El. Th. Ges.	Umweltverträglichkeit	Wartung/ Instandhaltung	Kosten	Technische Machbarkeit	Marktreife	Gesamt
Brennstoffzelle	+	+	-	--	+	O	-
Zündstrahlmotor	+	-	-	++	+	+	+
Gasmotor mit EGR	+	+	-	+	+	-	+
Mikrogasturbine	O	+	+	-	+	O	O
Gaswärmepumpe	++	++	-	O	+	O	+
Stirling-Motor	O	O	O	-	O	-	-
Gasmotor mit ORC	+	+	-	-	O	-	-
Einspeisung Gasnetz	n.a.	+	O	--	-	O	-
Erdgas-Tankstelle	n.a.	+	O	--	O	O	-
H ₂ -Nutzung	n.a.	++	O	--	O	-	-

n.a. = nicht anwendbar

++ sehr gut + gut O mittelmäßig - schlecht -- sehr schlecht

5.2. Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

Für eine detailliertere Untersuchung der Wirtschaftlichkeit werden die Verfahren Zündstrahlmotor, Gasmotor-BHKW, Mikrogasturbine mit Schlamm Trocknung und Gaswärmepumpe mit Wärmegewinnung aus Abwasser näher betrachtet.

	Zündstrahlmotor	Gasmotor-BHKW	Mikrogasturbine	Gaswärmepumpe
Hersteller (Beispiel)	Schnell	UPB	Capstone	MDE
elektrische Leistung	150 kW	150 kW	2 x 66 kW	(150 kW _{mech.})
thermische Leistung	146 kW	178 kW	2 x 99 kW	705 kW
Klärgasbedarf	365 kW	396 kW	2 x 225 kW	400 kW
Betriebszeit p.a.	7.000 h	7.000 h	7.000 h	7.000 h
Grundüberholung	25.000 h	32.000 h	30.000 h	32.000 h

Die erforderlichen Investitionen werden anhand von Herstellerangaben und Erfahrungswerten folgendermaßen angenommen (die Kosten für eine Schlamm Trocknungsanlage sind dabei nicht berücksichtigt):

Zündstrahlmotor	ca. 167.000 €
Gasmotor-BHKW	ca. 180.000 €
Mikrogasturbine	ca. 225.000 €
Gaswärmepumpe	ca. 490.000 €

Für die wärmeseitige Anbindung der Gaswärmepumpe an ein Nahwärmenetz oder ein zu versorgendes Objekt wurde eine Leitungslänge von ca. 500 m angenommen.

Die Investitionen werden annuitätisch über einen Zeitraum von 10 Jahren abgeschrieben. Als Zinssatz werden einheitlich 6% angenommen. Daraus resultiert ein Kapitaldienst von **13,59%**.

Für Betrieb, Wartung und Instandsetzung der verschiedenen Varianten werden anhand von Herstellerangaben und Erfahrungswerten folgende jährliche Kosten angenommen:

Zündstrahlmotor	30.000 €/a
Gasmotor-BHKW	35.000 €/a
Mikrogasturbinen	22.000 €/a
Gaswärmepumpe	32.000 €/a

Es wird davon ausgegangen, dass Klärgas kostenneutral zur Verfügung steht. Für den Zündstrahlmotor wurde ein Zündölbedarf von 2 Liter pro Stunde berücksichtigt. Beim Einsatz von Biodiesel mit einem Bezugspreis von 0,90 € pro Liter ergeben sich Kraftstoffkosten in Höhe von 12.600 € pro Jahr.

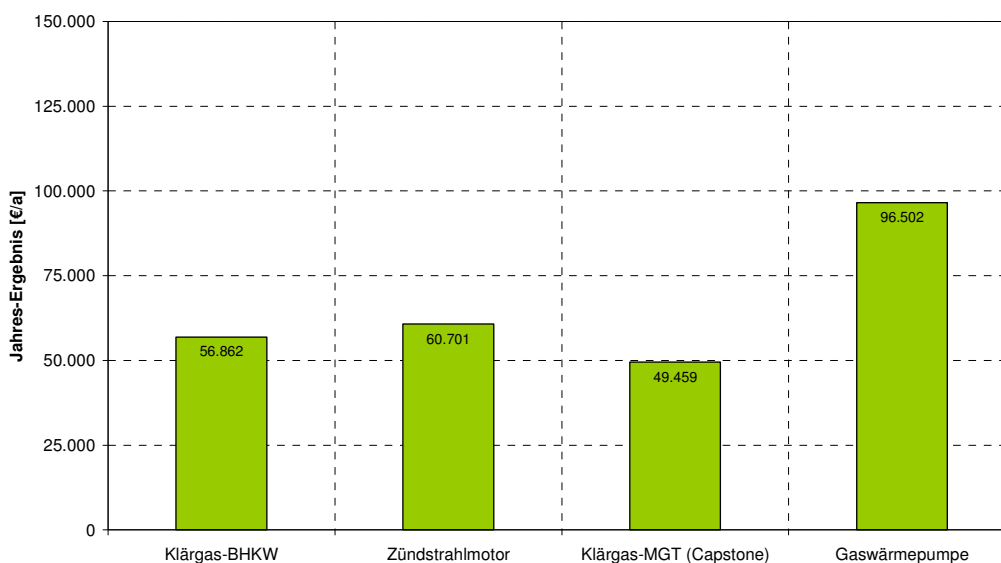
Die Vergütung für Strom aus Klärgas nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) beträgt 7,11 € Ct./kWh bei einer Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2009. Bei der Nutzung neuer Technologien wie etwa Mikrogasturbine, ORC, Stirling oder der Aufbereitung / Durchleitung durch Erdgasnetze kommt ein Technologiebonus in Höhe von 2,00 € Ct./kWh hinzu.

Die über die letzten Jahre stark gestiegenen Energiepreise haben dieses Niveau bereits überschritten. Daher ist eine Reduzierung des Strombezugs wirtschaftlicher als eine Einspeisung ins öffentliche Netz und einer Vergütung nach EEG. Für die Kalkulation wurden die aktuellen Kosten für den Strombezug für die Kölner Außenklärwerke in der Größenordnung von **12,0 € Ct./kWh** angenommen.

Unter Berücksichtigung von Kesselverlusten ergibt sich, bei einem Erdgaspreis von 4,20 € Ct./kWh, ein Wärmepreis in Höhe von **4,90 € Ct./kWh**.

Kläranlagen werden ganzjährig und möglichst ohne Unterbrechung betrieben. Lediglich die Menge des erzeugten Klärgases variiert entsprechend der Abwassermenge und Schmutzfracht. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung werden **7.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr** angenommen. Dies entspricht auch den bisherigen Ergebnissen mit Gas-motor-BHKW auf den Kölner Außenklärwerken.

Unter den vorgenannten Rahmenbedingungen ergibt die Wirtschaftlichkeitsrechnung die folgenden Jahresergebnisse für die verschiedenen Varianten:



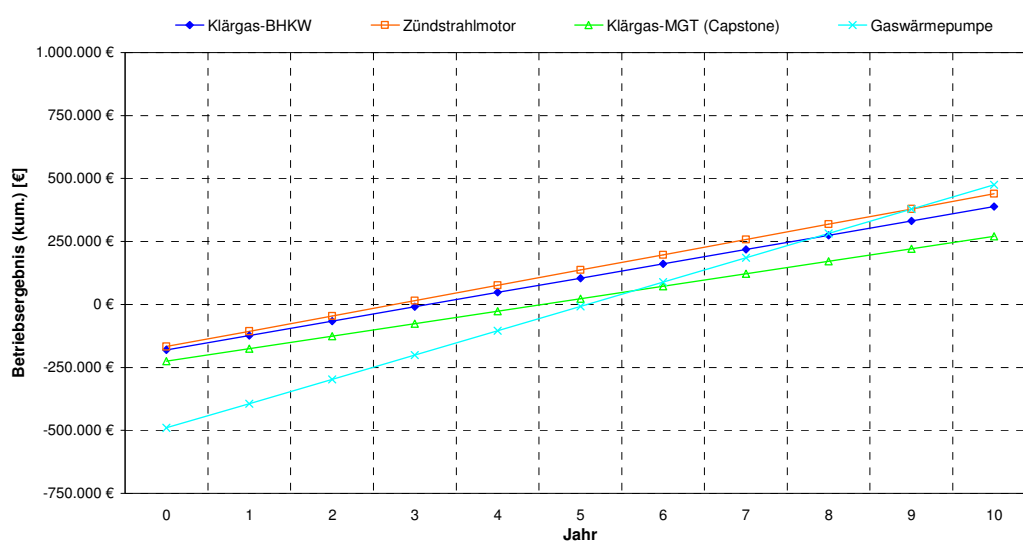
Vergleich Jahresergebnisse

Die Gaswärmepumpe liefert das beste Jahres-Ergebnis. Allerdings sind die Investitionskosten hier auch am höchsten. Betrachtet man die statische Kapitalrücklaufzeit, so ergibt sich folgendes Ergebnis:

Zündstrahlmotor	2,75 Jahre
Gasmotor-BHKW	3,17 Jahre
Mikrogasturbinen	4,55 Jahre
Gaswärmepumpe	5,08 Jahre

Die Mikrogasturbinen erreichen eine Kapitalrücklaufzeit von viereinhalb Jahren und machen gegenüber den motorisch betriebenen BHKW nur Sinn, wenn sie Bestandteil eines Konzeptes zur Schlamm-trocknung sind. Die beiden motorischen Varianten erreichen vergleichbare Kapitalrücklaufzeiten von rund drei Jahren und die Gaswärmepumpe liegt bei rund fünf Jahren. Deutlich erkennbar ist der Einfluss der Effizienz auf das wirtschaftliche Ergebnis, der Wirkungsgrad bringt den Ertrag.

In dem nachfolgenden Diagramm sind die erwarteten Betriebsergebnisse dargestellt.



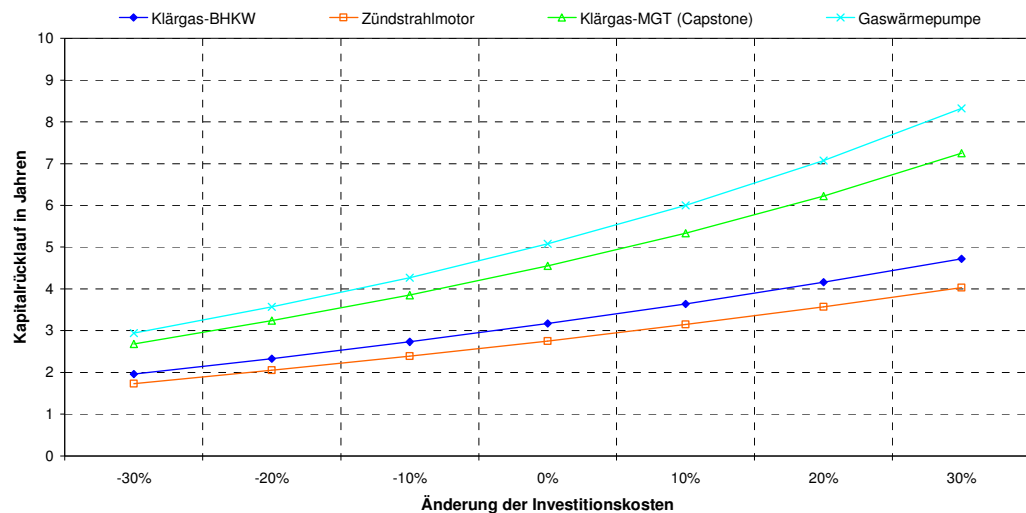
Kumulierte Betriebsergebnisse

Die erwarteten Betriebsergebnisse sind im oben abgebildeten Diagramm dargestellt. In einem Zeitraum von 10 Jahren erwirtschaftet die Gaswärmepumpe das höchste Betriebsergebnis. Auf der anderen Seite ist in diesem Falle die Investition am höchsten, entsprechend hoch ist damit auch das unternehmerische Risiko.

5.3. Sensitivitätsanalyse

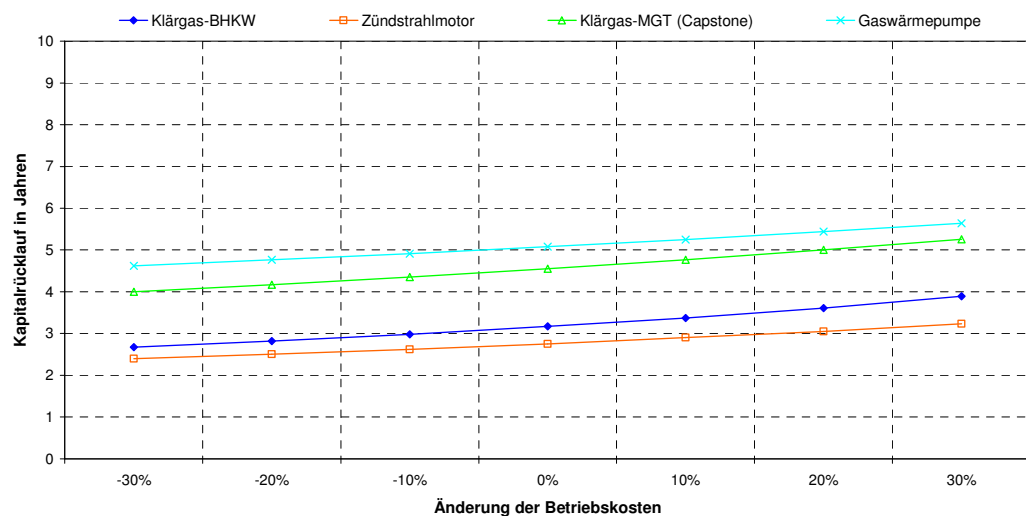
Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird geprüft, welche Auswirkungen eine Abweichung einzelner Faktoren auf das wirtschaftliche Ergebnis haben werden.

Änderung der Investitionskosten



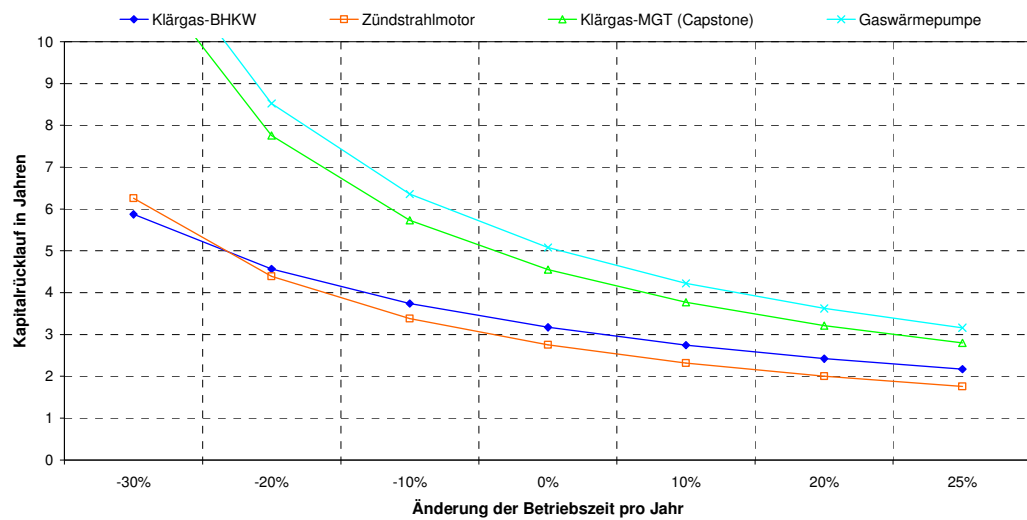
Sensitivitätsanalyse - Investitionskosten

Änderung der Betriebskosten pro Jahr



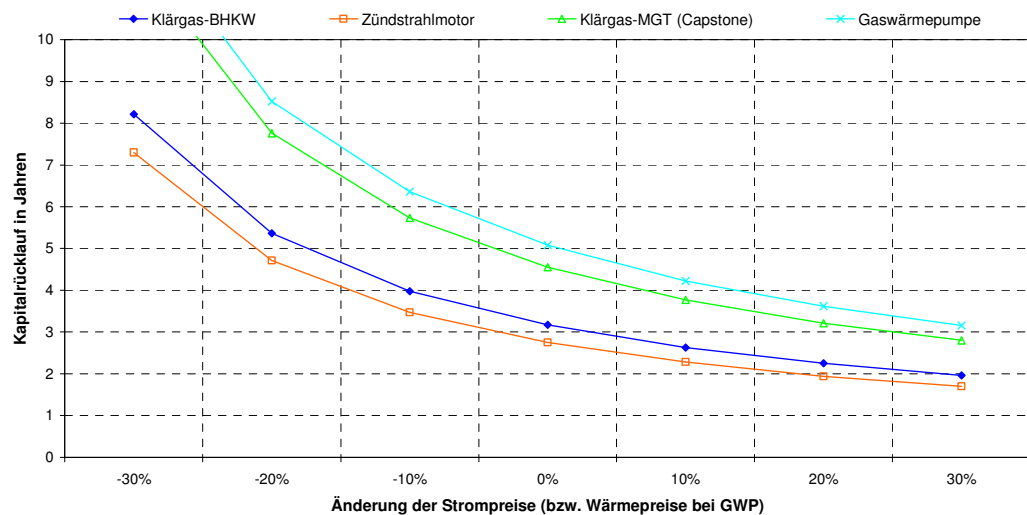
Sensitivitätsanalyse – Betriebskosten

Änderung der Betriebszeit pro Jahr



Sensitivitätsanalyse - Betriebszeit

Änderung der Strom- bzw. Wärmepreise



Sensitivitätsanalyse – Strompreis bzw. Wärmepreis

5.4. Fördermöglichkeiten

In der nachfolgenden Tabelle sind die wesentlichen Fördermöglichkeiten in Deutschland auf Bundes- und Länderebene zusammengestellt. Bei den Länderförderungen wurde die Auswahl auf das Bundesland NRW beschränkt.

Förderprogramm	Förderziel	Art der Förderung	Nutzungsvariante
Nationales Innovationsprogramm für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)	Weiterentwicklung und Einführung der Brennstoffzellentechnologie	Zuschuss	1, 10
Umweltinnovationsprogramm des BMU (UIP)	Anlagen mit Demonstrationscharakter	Darlehen, Zuschuss	Alle, wenn Demonstrationscharakter vorliegt
ERP-Umwelt- und Energieeffizienzprogramm	Unterstützung von Umweltschutzmaßnahmen und Energieeffizienzmaßnahmen	Darlehen, (Zuschuss)	Alle (KWK-Anlagen nicht, wenn hauptsächlich ins Netz gespeist wird)
KfW-Programm „Erneuerbare Energien“	Erzeugung von Strom oder Strom & Wärme (KWK) aus erneuerbaren Energien	Darlehen	1-4, 6, 7
KfW-Programm „Kommunal investieren“	Investitionen in kommunale Infrastruktur (Energieeinsparung, Umstellung auf erneuerbare Energieträger)	Darlehen	Alle
Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)	Vorrangige Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (auch Klär- und Grubengas)	Feste Vergütungssätze für den erzeugten Strom	1-4, 6, 7, (8)
KWK-Gesetz	Förderung von KWK-Anlagen zur Erhöhung des Anteils von KWK-Strom	Feste Zusatzvergütung für den erzeugten Strom	1-4, 6, 7
Technologieprogramm Klimaschutz und Energieeffizienz	Förderung von Vorhaben „entlang der gesamten Energiekette“	Zuschuss	Alle, wenn es sich um innovative Forschungs- oder Demonstrationsvorhaben handelt
progres.nrw (Markteinführung) [Programm momentan eingestellt, soll 2010 wieder aktiviert werden]	Förderung der Neuerrichtung von innovativen Anlagen zur effizienten Energiewandlung	Zuschuss	Alle, wenn Innovations- oder Demonstrationscharakter vorliegt
progres.nrw (Innovationen) [Programm momentan eingestellt, soll 2010 wieder aktiviert werden]	Unterstützung von innovativen Vorhaben im Energiebereich	Zuschuss	Alle, vor allem bei außerordentlichem Landesinteresse
Maßnahmen zur Nutzung von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm)	Förderung von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt	Zuschuss	(1-4, 6, 7), 5

Innerhalb der Tabelle sind die verschiedenen Nutzungsvarianten durchnummeriert. Die dazugehörige Zuordnung erfolgt in der nachfolgenden Tabelle.

Nummer	Anlagentyp
1	Brennstoffzelle
2	Zündstrahlmotor
3	Gasmotor mit EGR
4	Mikrogasturbine
5	Gaswärmepumpe
6	Stirling-Motor
7	Gasmotor mit ORC
8	Einspeisung ins Gasnetz
9	Erdgas-Tankstelle
10	H ₂ -Nutzung

Je nach Anlagentyp kann sich die Situation ergeben, dass für verschiedene Anlagenteile auch verschiedene Förderprogramme jeweils besser geeignet sind. Möglicherweise kommen für einen Anlagenteil oder die vollständige Anlage auch mehrere Förderprogramme in Frage. In einem solchen Fall muss projektbezogen geklärt werden, ob die Förderungen kumuliert werden können, also ob zwei oder mehrere Förderprogramme gleichzeitig in Anspruch genommen werden dürfen.

6. **Fazit**

Klärgas ist wie Erdgas ein vielseitig einsetzbarer Energieträger. Vor dem Hintergrund steigender Preise für Gas und Öl ist eine möglichst effiziente Nutzung dieses erneuerbaren Energieträgers von besonderer Bedeutung.

Die derzeitige Praxis, aus Klärgas Strom und Wärme mittels Kraft-Wärme-Koppelung zu erzeugen und damit den Eigenbedarf des Klärwerks teilweise zu decken, wird in absehbarer Zukunft gängige Praxis bleiben und die wirtschaftlichste Variante sein. Das höchste Jahresergebnis könnte beim Einsatz einer Gaswärmepumpe erzielt werden, jedoch ist in diesem Fall, durch die deutlich höheren Investitionskosten auch das unternehmerische Risiko am größten.

Das Demonstrationsprojekt im Klärwerk Köln-Rodenkirchen, mit der ersten Brennstoffzellenanlage in Europa die mit Klärgas betrieben wurde, hat gezeigt, dass Brennstoffzellenanlagen grundsätzlich für diesen Einsatz geeignet sind und bereits heute vergleichbare Laufzeiten wie motorisch angetriebene BHKW erreichen können, auch wenn die ursprünglich angestrebte Laufzeit von 80.000 Betriebsstunden mit der vorliegenden Zellenstapelgeneration noch nicht zu erreichen ist. Nachteilig gegenüber einem motorisch angetriebenen BHKW sind derzeit allerdings auch noch die deutlich höheren Investitionskosten. Dagegen lagen die Betriebskosten der Brennstoffzellenanlagen schon heute unter denen der Alternativtechnologien.

Weltweit betrachtet werden seit mehr als 10 Jahren Demonstrationsprojekte durchgeführt, welche die Eignung von Brennstoffzellen im Betrieb mit Sondergasen unter Beweis gestellt haben. Die daraus gewonnenen Langzeiterfahrungen bestätigen die in Köln-Rodenkirchen gewonnenen Erkenntnisse.

Gegenüber der Grundüberholung bei einem Motor-BHKW hat sich die Überholung des Zellenstapels an der Brennstoffzelle als äußerst aufwendig erwiesen, sowohl was die Kosten als auch was den Zeitaufwand angeht. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass der bestehende Zellenstapel ausgebaut und beim Hersteller in den USA für den Weiterbetrieb überholt wurde. Bei einem Austausch gegen einen bereits aufbereiteten Zellenstapel einer anderen Anlage oder besser noch eine Elektrolytnachfüllung direkt vor Ort, ließe sich insbesondere der zeitliche Aufwand auf ein vergleichbares Maß reduzieren. Verglichen mit dem Austausch gegen einen neuen Zellenstapel ist die Elektrolytnachfüllung jedoch empfehlenswert, da gemessen an einer Laufzeit von 50 bis 65% gegenüber

einem neuen Zellenstapel die Kosten eines überholten Zellenstapels nur bei rund 20% liegen.

Im Erdgasbetrieb ist es dem gleichen Anlagentyp bereits gelungen, mehrfach Laufzeiten mit dem ersten Zellenstapel von über 60.000 Betriebsstunden nachzuweisen. Aktuelle Entwicklungen beim Hersteller laufen derzeit dahingehend, dass mit der neuesten Anlagengeneration, die voraussichtlich ab 2010 in Europa verfügbar sein wird, sogar über 80.000 Betriebsstunden erreicht werden sollen. Damit wäre dann hinsichtlich der Betriebsstunden ein Gleichstand mit einem Motor-BHKW gegeben, ohne dass dafür eine Grundüberholung, wie beim BHKW, erforderlich wäre.

Der Betrieb erfordert bei heutigem Stand der Technik hoch motiviertes Personal, das bereit ist, sich in die komplexen Zusammenhänge einzuarbeiten. Die an der Anlage in Köln-Rodenkirchen aufgetretenen Störungen konnten im Verlauf zu großen Teilen vom Klärwerkspersonal beseitigt werden. Die Beanspruchung des Herstellers oder der wissenschaftlichen Begleitung für jedes dieser Betriebsprobleme hätte den finanziellen Rahmen gesprengt.

Seitens der Hersteller ist eine stetige Weiterentwicklung ihrer Produkte hinsichtlich der technischen Zuverlässigkeit, der Langlebigkeit der Zellenstapel sowie der Reduzierung der Produktionskosten zu beobachten. Mit Produktionsstätten, wie der von POSCO Power in Süd Korea, werden erste Grundsteine in Richtung einer Serienproduktion gelegt.

Angesichts der in dem hier betrachteten Leistungsbereich bisher installierten Anlagen in einer Größenordnung von wenigen hundert Stück über einen Zeitraum von annähernd 20 Jahren lässt der weltweite Marktdurchbruch der Brennstoffzelle allerdings noch auf sich warten. Insbesondere in dem Bereich der Sondergasanwendungen ist es unabdingbar, dass weitere Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen unternommen werden müssen.

Für die Zukunft bleibt somit abzuwarten, in wie weit sich diese Technologie im Markt weiter etablieren wird und ob insbesondere die Investitionskosten weiter deutlich reduziert werden können, so dass neben der technischen Marktreife zukünftig auch ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen möglich sein wird.

Der Mut und Pioniergeist, den die Stadtentwässerungsbetriebe Köln und die RheinEnergie vor zehn Jahren mit der Entscheidung für den Bau einer Brennstoffzelle im Klärwerk Rodenkirchen bewiesen haben, hat dazu sicher einen wertvollen Beitrag leisten können.