

Abschlussbericht zum Verbundprojekt

„Aufbereitung von Grubengas mit niedrigen Methangehalten zur Nutzung in Hochtemperaturbrennstoffzellen“

Förderkennzeichen 0327733A

Dieses Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft
und Technologie unter dem Förderkennzeichen 0327733A gefördert.

Projektleitung: EVONIK New Energies GmbH

Verbundpartner: BORSIG Membrane Technology GmbH (0327733B)

Saarbrücken im Juni 2010

Inhaltsverzeichnis

1 KURZDARSTELLUNG	3
<u>1.1 AUFGABENSTELLUNG</u>	4
<u>1.2 VORAUSSETZUNGEN UNTER DENEN DAS VORHABEN DURCHGEFÜHRT WURDE</u>	4
<u>1.3 PLANUNG UND ABLAUF DES VORHABENS</u>	10
<u>1.4 WISSENSCHAFTLICH TECHNISCHER STAND BEI BEGINN DES VORHABENS</u>	12
<u>1.5 PROJEKTPARTNER, ZUSAMMENARBEIT MIT ANDEREN STELLEN</u>	12
2 EINGEHENDE DARSTELLUNG	14
<u>2.1 ERZIELTE ERGEBNISSE IM EINZELNEN</u>	14
<u>2.1.1 Grundlagen</u>	14
<u>2.1.1.1 Membrantechnologie</u>	14
<u>2.1.1.2 Grubengas</u>	20
<u>2.1.1.3 Messtechnik</u>	22
<u>2.1.1.4 Sicherheitstechnik</u>	24
<u>2.1.1.5 Bergrechtliche Genehmigung</u>	24
<u>2.1.2 Experimenteller Teil</u>	25
<u>2.1.2.1 Membranentwicklung</u>	25
<u>2.1.2.2 Membranherstellung</u>	28
<u>2.1.2.3 Verfahrenstechnik, Vorgehensweise</u>	33
<u>2.1.2.3.1 Labormaßstab Voruntersuchungen und Aufbau des Versuchsstandes</u>	34
<u>2.1.2.3.1.1 Bereitstellung und Aufbau des Versuchsfeldes</u>	38
<u>2.1.2.3.1.2 Übergang Labormaßstab auf Technikumsmaßstab</u>	39
<u>2.1.2.3.2 Technikumsmaßstab</u>	39
<u>2.1.2.3.3 Demonstrationsanlage</u>	51
<u>2.1.2.3.3.1 Entwicklung, Konzeptionierung der Membrantrennstufe für die Demonstrationsanlage</u>	53
<u>2.1.3 Vorausberechnung-Simulationen</u>	62
<u>2.1.3.1 Simulationstools</u>	62
<u>2.1.3.2 Modulauslegung</u>	62
<u>2.1.3.3 Prozesssimulation</u>	62
<u>2.1.3.3.1 Taschenmodule</u>	62
<u>2.1.3.3.2 Auswertung der Versuche mit dem PDMS-Spiralwickelmodul</u>	65
<u>2.1.4 Zusammenfassung</u>	68
<u>2.1.5 Referenzen</u>	75
<u>2.2 WICHTIGSTE POSITIONEN DES ZAHLENMÄSSIGEN NACHWEISES</u>	77
<u>2.3 NOTWENDIGKEIT UND ANGEMESSENHEIT DER GELEISTETEN ARBEIT</u>	78
<u>2.4 VORAUSSICHTLICHER NUTZEN, INSBESONDERE VERWENDBARKEIT DES ERGEBNISSES IM SINNE DES FORTGESCHRIEBENEN VERWERTUNGSPLANS</u>	79
<u>2.5 WÄHREND DER DURCHFÜHRUNG DES VORHABENS DEM ZE BEKANNT GEWORDENE FORTSCHRITTE AUF DEM GEBIET DES VORHABENS BEI ANDEREN STELLEN</u>	80
<u>2.6 ERFOLGTE VERÖFFENTLICHUNGEN DES ERGEBNISSES</u>	81

1 Kurzdarstellung

Einleitung

Im Rahmen des Vorhabens fanden Untersuchungen in verschiedenen Testanlagen (Labor, Technikums- und Demonstrationsanlagen) statt, um eine Verfahrenskombination zur Aufbereitung von Grubengas mit niedrigen Methangehalten, zur Nutzung in Hochtemperaturbrennstoffzellen, an einem Grubenstandort mit einer existierenden Grubengas-Verdichteranlage zu installieren. Zur Anwendung kam hierbei das Membrantrennverfahren Gaspermeation, ausgestattet mit CH_4 -selektiven Membranen. Die Labor- und Technikumsanlagen dienten zur Untersuchung von geeigneten Verfahrensstrategien, Betriebsweisen, Werkstoffen, sowie der Auswahl geeigneter marktgängiger Anlagenkomponenten. Dazu konnten etwaige Fehlerquellen, zum Beispiel in der Messtechnik oder bei der Auswahl von Betriebsstoffen erkannt und behoben werden. Andererseits erbrachten die durchgeführten Messungen Aufschlüsse sowie Erkenntnisse darüber, dass die angestrebten CH_4 -Aufkonzentrierungen zu erreichen sind.

1.1 Aufgabenstellung

Der weltweite stetig steigende Energiebedarf führt zu einem raschen Erschöpfen der noch vorhandenen konventionellen Energieressourcen, was eine schonende, rationelle/ sparsame und intelligente Handhabung dieser dringend erforderlich macht. Darüber hinaus besteht die Notwendigkeit umweltschädliche Emissionen zu verringern, um dem vorhandenen Treibhauseffekt entgegenzuwirken. Diese Gründe veranlassen die Menschheit nach emissionsarmen und möglichst sparsamen, energieeffizienten Methoden und Techniken der Energiewandlung, sowie Aufbereitung, zu forschen und diese zu entwickeln. Eine zukunftsweisende Technologie stellt dabei das Verfahren der Grubengasverwertung in Hochtemperaturbrennstoffzellen dar.

Um HTFC (High-Temperature-Fuel-Cell) Brennstoffzellen effizient mit Grubengas betreiben zu können, muss der Methananteil im Grubengas bei 30 Vol.% oder mehr liegen. Im aktiven wie auch im stillgelegten Bergbau kann der Methangehalt aber auch häufig unter 30 Vol.% fallen. Temporäre, starke Schwankungen der Methangehalte treten häufig auf und würden eine HTFC-BHKW-Nutzung stark einschränken, gegebenenfalls unwirtschaftlich werden lassen.

Ziel des geplanten Vorhabens „Aufbereitung von Grubengas mit niedrigen Methangehalten zur Nutzung in Hochtemperaturbrennstoffzellen“ war deshalb die Bereitstellung einer geeigneten Anlagentechnik. Diese Anlagentechnik soll es ermöglichen, hohe Brenngasqualitäten aus Grubengas zu generieren, so dass HTFC-Blockheizkraftwerke mit möglichst hoher Verfügbarkeit betrieben werden können.

Da die Membrantechnik grundsätzlich die Möglichkeit bietet, Gasgemische in ihre Komponenten aufzutrennen, sollte mittels

- Modifikation vorausgewählter Membranwerkstoffe,
- der Optimierung von Membranmodulen,
- und der geeigneten verfahrenstechnischen Verschaltung dieser Module

ein Verfahren geschaffen werden, welches die Anforderungen der HTFC-Technik erfüllt.

Das Verfahren sollte einen katalytisch zu optimierenden Vorreformer mit der benötigten Eduktqualität so versorgen, dass die nachgeschaltete HTFC-Zelle grundsätzlich betrieben werden kann und dann mit höchstmöglichem Auslastungs- und Effizienzgrad arbeitet.

1.2 Voraussetzungen unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Die Nutzung von Grubengas in Brennstoffzellen kann einen Beitrag dazu leisten, die Verwendung erneuerbarer Energien zu erhöhen, ohne dabei andere Nachhaltigkeitsanforderungen zu verletzen.

Für stationäre Anlagen in dezentralen Blockheizkraftwerken und zentralen Kraftwerksanlagen ist besonders die SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) Hochtemperatur Brennstoffzelle geeignet, da sie aufgrund ihres hohen Temperaturniveaus von ca. 800 – 950°C, sehr hohe elektrische Systemwirkungsgrade erwarten lässt, die wesentlich über denen vergleichbarer konventioneller Kraftwerksanlagen liegen. Bei

der SOFC ist die Voraussetzung gegeben, dass sie alle in der Kraftwirtschaft üblichen Brenngase, insbesondere auch Grubengas-, mit Luft als Oxidant umsetzen kann.

Der Energieinhalt des Grubengases wird hauptsächlich von Methan geliefert und wird beim Untertageabbau von Steinkohle frei. Im Gebiet der Bundesrepublik entweichen aus den Bergbauregionen jährlich 1,5 – 1,7 Mrd. m³ CH₄ [1].

Sowohl stillgelegte, als auch aktive Steinkohlebergwerke, sind Quellen für nutzbare Methangasmengen. Bei stillgelegten und gut abgedichteten Bergwerken können CH₄-Gehalte bis zu 80 % auftreten. Der CH₄-Gehalt im Grubengas kann jedoch auch deutlich unter 30 % liegen. Leider ist es bis heute nicht möglich, für die jeweiligen Förderstandorte langfristige Aussagen über die förderbaren Mengen, die Nutzungszeiträume und die nutzbaren Konzentrationen zu machen.

Im Saarland wird Grubengas schon seit den 40er Jahren des vergangenen Jahrhunderts zur ökonomisch und ökologisch sinnvollen Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Grubengas ist heute Teil des Energiekonzeptes der Evonik New Energies GmbH, die auch auf dezentrale Energieversorgung in Kraft-Wärme-Kopplung setzt. Das im Saarland anfallende Grubengas unterliegt deutlichen Schwankungen in der Menge und der Methankonzentration. Zur besseren Handhabung wurde deshalb in den vergangenen Jahrzehnten ein ca. 110 km langes Grubengasnetz errichtet, welches die saarländischen Absaugstellen und Abnehmer miteinander verbindet. [5]

Im Saarland existieren 11 Absaug- und Verdichterstationen (Einspeisestellen) die sowohl aus stillgelegten als auch aus betriebenen Bergwerken methanhaltiges Gas in das vorhandene Grubengasverbundnetz einspeisen können. So existieren Absaugstellen und Entnahmepunkte, die sich besonders zur dezentralen Energieerzeugung z.B. in HTFC-Blockheizkraftwerken auf Brennstoffzellenbasis wirtschaftlich anbieten würden. Um sicher zu gehen, dass HTFC-Blockheizkraftwerke technisch und ökonomisch mit Grubengas betrieben werden können, müssen bestimmte Mindestmethangehalte und nicht zu große Konzentrationsschwankungen garantiert werden können.

Das Investitionsrisiko für die Errichtung von Anlagen zur Grubengasnutzung hängt ganz entscheidend von der Methankonzentration und -menge im Grubengas ab. Beobachtungen haben gezeigt, dass es neben Betriebsstellen mit recht konstanten Methangehalten auch Betriebsstellen mit stark schwankenden Methangehalten gibt. Das Grubengas kann in Menge und Zusammensetzung stark variieren. Somit besteht unter anderem das Risiko, dass bei der Errichtung von Brennstoffzellen-Kraftwerken zur Nutzung des Energieträgers Grubengas, der Methangehalt nach Installation der Grubengasnutzungsanlage dauerhaft deutlich unter 40 % fallen kann. Auch stark temporäre Schwankungen der Methankonzentrationen mit Unterschreitung der Nutzungsgrenze, sind wahrscheinlich und würden eine BHKW-Nutzung wirtschaftlich fragwürdig werden lassen. Der effiziente Einsatz der HTFC-Technik wäre nicht mehr gewährleistet, das heißt es müsste mit verkürzten Laufzeiten gerechnet werden und Neuerschließungen könnten eventuell nicht genutzt werden.

Erste Schätzungen besagen, dass ca. 10 – 20 % der potentiell neu zu erschließenden Grubengasquellen CH₄-Konzentrationen kleiner 40 Vol. -% besitzen. [2]

Im März 2004 wurde die Grubengasgewinnungs-Richtlinie für das Saarland modifiziert. Daraus ergaben sich geänderte verfahrenstechnische Randbedingungen: sofern der Sauerstoffgehalt des Grubengases unter 6 % liegt, darf die Förderung des