

Fachhochschule Bingen



Dezentrale Energieversorgung mit Brennstoffzellen im Biogasbetrieb

DIPLOMARBEIT

im Studienschwerpunkt Energie- und Versorgungstechnik
des Studiengangs Verfahrenstechnik

der Fachhochschule Bingen

von Tobias Langshausen

Matr.-Nr. 188 124

Betreuer Fachhochschule Bingen:

Prof. Dr. Ralf Simon

Externer Betreuer:

Prof. Dr. K. Keilen

Ministerium für Umwelt und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz

Ausgabedatum: 18.10.2000

Eingereicht am: 09.03.2001

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich an Eides Statt, daß ich die vorliegende Diplomarbeit

Dezentrale Energieversorgung mit Brennstoffzellen im Biogasbetrieb

selbständig und ohne fremde Hilfe angefertigt habe. Ich habe dabei nur die in der Arbeit angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt.

.....
(Ort, Datum)

.....
(Unterschrift Diplomand)

Angenommen als Diplomarbeit:

.....
(Ort, Datum)

.....
(Name FH Betreuer)

Vorwort

An dieser Stelle möchte ich all diejenigen danken, die mich bei der Erstellung dieser Diplomarbeit unterstützt haben.

Ein besonderer Dank gilt meinen Eltern, die mich während des gesamten Studiums, besonders aber in der Zeit, in der ich diese Diplomarbeit anfertigte, in jeder Hinsicht unterstützt haben. Ebenfalls möchte ich meinem Bruder herzlich danken, der mir beim Strukturieren der Problematik mit Rat und Tat zur Seite stand. Sie haben wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Für die fachliche Betreuung dieser Arbeit gilt mein Dank allen Mitarbeitern des Fachbereichs Verfahrenstechnik, die mich aktiv oder auch durch die positive Arbeitsatmosphäre unterstützt haben.

Ganz besonderer Beanspruchung durch die Erstellung dieser Arbeit waren die beiden Betreuenden Prof. Dr. Simon und Prof. Dr. Reinartz ausgesetzt. Für die gute Betreuung möchte ich ihnen ganz herzlich danken.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	VI
1. Einleitung	1
1.1 Notwendigkeit der dezentralen Energieversorgung mittels Kraft-Wärme-Kopplung	1
1.2 Ziel der vorliegenden Arbeit	4
2. Bezugsobjekte der Machbarkeitsstudie	6
2.1 Das Hahn Projekt	6
2.1.1 Projektumfang	6
2.1.2 Biogasproduktion der Anlage des Flughafens Hahn	8
2.2 Das Einfamilienhaus	10
3. Grundlagen	12
3.1 Brennstoffzelle	12
3.1.1 Historie	12
3.1.2 Grundlagen der Brennstoffzellentechnologie	13
3.1.3 Aufbau und Schaltung	17
3.1.4 Die verschiedenen Brennstoffzellentypen	18
3.1.4.1 Die Alkalische Brennstoffzelle (AFC)	18
3.1.4.2 Die Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC)	19
3.1.4.3 Die Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)	20

3.1.4.4 Die Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle (MCFC)	21
3.1.4.5 Die Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)	22
3.1.5 Thermodynamische Grundlagen der Brennstoffzellen	23
3.1.6 Kinetik der Brennstoffzelle	27
3.1.7 Wirkungsgrade und deren Zusammenhang	31
3.1.8 Marktübersicht über verfügbare Brennstoffzellensysteme	32
3.2 Biogas	36
3.2.1 Definition von Biogas	36
3.2.2 Biogasentstehung	36
3.2.3 Biogaspotentiale	37
3.2.4 Biochemie und Inhaltsstoffe der Pflanze	39
3.2.5 Biogaszusammensetzung und –eigenschaften	40
3.2.6 Typisierung der Biogas-Erzeugungsverfahren	40
4. Ergebnisse der Machbarkeitsstudie	43
4.1 Ausgewählte Brennstoffzellensysteme und deren Kenndaten	43
4.1.1 Das Vaillant Brennstoffzellenheizgerät	43
4.1.2 Das Sulzer Hexis Brennstoffzellenheizgerät	46
4.1.3 Das PEMFC Eigenbausystem	50
4.2 Methodik der Gasaufbereitung	53
4.2.1 Entschwefelung	53
4.2.2 Gastrennung in CH ₄ und CO ₂	55
4.2.2.1 Das ECB Verfahren	56
4.2.2.2 Biogastrennung in einem Kälteprozeß	57
4.2.2.3 Druckwasserwäsche	59
4.2.3 H ₂ Erzeugung	61
4.2.3.1 Reformierungsprozesse	61
4.2.3.2 Metallmembranverfahren	65

4.3 Gaslogistik	66
4.3.1 Abfüllung in Behälter	66
4.3.1.1 Drucktank	66
4.3.1.2 Flüssig-Gas Tank	69
4.3.1.3 Metallhydridspeicher	70
4.3.1.4 Behältertransport zum Bedarfsort	73
4.3.2 Gaseinspeisung ins öffentliche Gasnetz	74
4.4 Beschreibung und Bewertung der Lösungsvarianten	76
5. Ausblick	85
6. Literaturverzeichnis	86
7. Anhang	
Anhang 1: Erneuerbare Energien: Gesetz (EEG)	
Anhang 2: Wärmeschutzverordnung (WSchVo)	
Anhang 3: Heizzentrale mit konventionellem Gaskessel	
Anhang 4: Heizzentrale mit Vaillant Brennstoffzellensystem	
Anhang 5: Heizzentrale mit Sulzer Hexis Brennstoffzellensystem	
Anhang 6: Heizzentrale mit PEMFC Eigenbausystem	
Anhang 7: Zusammenstellung von Firmen und Instituten, die auf den Gebieten Regenerative Energie und Brennstoffzelle tätig sind.	

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Konzept der Machbarkeitsstudie.	4
Abbildung 2: Energieversorgungskonzept auf dem Flughafen Hahn.	6
Abbildung 3: Jahresgang des Heizenergiebedarfs eines Einfamilienhauses nach WSchVo.	11
Abbildung 4: Tagesgang des Energiebedarfs eines Einfamilienhauses nach WSchVo.	11
Abbildung 5: Vereinfachte Darstellung der Energieumwandlungen bei der Produktion von elektr. Energie; Vergleich zwischen Wärmekraftmaschine und Brennstoffzelle.	13
Abbildung 6: Brennstoffzellenfunktionsprinzip am Bsp. der PEMFC.	15
Abbildung 7: Temperaturen und Reaktionen der verschiedenen Brennstoffzellentypen.	16
Abbildung 8: Schematischer Aufbau der Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle.	17
Abbildung 9: Idealisierte Struktur einer Gasdiffusionselektrode für die PEMFC.	17
Abbildung 10: BZ-Stack.	17
Abbildung 11: U_{rev} in Abhängigkeit zur Temperatur.	25
Abbildung 12: U_{rev} in Abhängigkeit zum Druck.	25
Abbildung 13: Brennstoffzellenheizgerät der Firma Vaillant	43
Abbildung 14: Prozeßflußdiagramm des Vaillant Brennstoffzellenheizgerätes.	44
Abbildung 15: Brennstoffzellenheizgerät der Firma Sulzer Hexis.	46
Abbildung 16: Luftführung im Stack.	47
Abbildung 17: Einzelzelle im Schnitt.	47
Abbildung 18: Temperaturverteilung im Stack.	48
Abbildung 19: Einzelne Module des Hexis Konzeptes.	48
Abbildung 20: PEMFC System der Fa. HGC.	51
Abbildung 21: R+I Fließbild einer Gasentschwefelungsanlage.	54
Abbildung 22: Gasaufbereitung mit Co/Mo Entschwefelungseinheit.	54
Abbildung 23: ECB Verfahren zur kryogenen Gastrennung mit Mikrostrukturapparaten.	56
Abbildung 24: Schaltschema einer Biogastrennanlage auf der Basis eines zweistufigen Kälteprozesses.	57

Abbildung 25: Qualitative Darstellung des Trennprozesses im log p-h Diagramm.	58
Abbildung 26: Schema einer Druckwasserwäsche.	60
Abbildung 27: Temperaturverlauf im Reaktor bei der partiellen Oxidation von CH ₄ .	62
Abbildung 28: Temperaturverlauf im Reaktor bei der Dampfreformierung von CH ₄ .	62
Abbildung 29: Temperaturverlauf im Reaktor bei autothermer Reformierung von CH ₄ .	63
Abbildung 30: Flaschenbündel mit 12 und 28 Druckgasflaschen.	67
Abbildung 31: Druckgasflaschenwagen zur Versorgung von Großverbrauchern.	67
Abbildung 32: 3-stufiger Erdgasverdichter für Erdgastankstellen.	68
Abbildung 33: Flüssiggas-Tank.	70
Abbildung 34: Schematischer Aufbau eines Metallhydridspeichers.	72
Abbildung 35: Kompogas Konzept.	74
Abbildung 36: Schematische Darstellung der verschiedenen Möglichkeiten der Gaslogistik.	79

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1: Verschiedene Brennstoffzellenarten und deren Unterscheidungsmerkmale.	16
Tabelle 2: Theoretische Zellspannung einer Brennstoffzelle bei verschiedenen Treibstoffen.	24
Tabelle 3: Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle bei verschiedenen Treibstoffen.	26
Tabelle 4: Gastechnische Daten für ausgewählte Substrate.	38
Tabelle 5: Biogaszusammensetzung.	40
Tabelle 6: Biogaseigenschaften.	40
Tabelle 7: Biogasanlagenkonzepte im Überblick.	41
Tabelle 8: Einfluß unterschiedlicher Energieträger auf die Arbeitstemperatur einer autothermen Reformierungsreaktion.	64

1.1 Notwendigkeit der dezentralen Energieversorgung mittels Kraft-Wärme-Kopplung

Das heute gängige und am weitesten verbreitete Energieversorgungskonzept ist seit dem Beginn der Elektrifizierung Anfang des 20. Jahrhunderts nahezu unverändert geblieben.

Die elektrische Energie (Strom) wird von Energieversorgungsunternehmen zentral in Großkraftwerken und die thermische Energie (Wärme) dezentral in Hausheizungsanlagen aus fossilen Energieträgern bereitgestellt. Bis weit ins 20. Jahrhundert hinein waren mehrere Einzelfeuerstellen zur Wärmeversorgung (in jeden Raum eine) gang und gäbe.

Die Energieversorgung ruht somit auf den zwei Hauptpfeilern; der Kraft(Strom)- und der Wärmeversorgung, die getrennt voneinander bereitgestellt werden.

Die Hausheizungstechnik hat sich mit den Jahren von holzbeschickten Einzelfeuerungen zu (meist) gasbetriebenen Brennwertgeräten hin fortentwickelt. So wurden der Wirkungsgrad der Anlagen erheblich verbessert und der Schadstoffausstoß durch die moderne Verbrennungssteuerung erheblich gesenkt. Ein zunehmend ins Blickfeld geratenes Problem ist der bei Verbrennung fossiler Energieträger nicht vermeidbare CO₂-Ausstoß in die Atmosphäre, der zu den bekannten Beeinträchtigungen des Weltklimas führt.

Die heutige Stromversorgung basiert noch größtenteils auf konventionellen Kondensationskraftwerken. Auch diese haben zwar in den vergangenen Jahren eine relativ große Wirkungsgradsteigerung und Emissionsminderung erfahren, haben aber den großen Nachteil, dass sie zur Realisierung des konventionellen Kraftwerksprozesses eine Wärmesenke zum Abführen von Energie, in Form von Abwärme, benötigen. Eine große Menge potenziell nutzbarer Energie geht dabei verloren. Außerdem besteht bei den Großkraftwerken, die meistens mit Kohle befeuert werden, das Problem der Abgasemissionen, die neben dem CO₂ auch, je nach Brennstoffzusammensetzung, eine Menge Schadstoffe wie SO₂ und NO_x enthalten und mit großem Aufwand aus den Abgasen herausgefiltert werden müssen, um den gesetzlichen Anforderungen zu genügen. Auch mit modernster Kondensations-Kraftwerkstechnologie, z.B. BoA-Kraftwerke (Braunkohlekraftwerke mit optimierter Anlagentechnik), kombinierte Gasturbinen-Kraftwerke mit nachgeschaltetem Dampfprozeß, können diese Probleme nicht vermieden werden. Der einzige Weg, die Abwärme sinnvoll zu nutzen und den Schadstoffausstoß zu minimieren, ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und somit eine Kopplung der beiden Grundsäulen der Energieversorgung.

Unter KWK versteht man die Stromerzeugung mit zusätzlicher energetischer Nutzung der Abwärme. Diese kann z.B. als Prozeßenergie in Betrieben (in Form von Dampf) oder als Heizenergie für Fabrikhallen oder Wohnungen (direkte Heizung oder Einspeisung in ein Fernwärmenetz) genutzt werden. Zur Realisierung dieser Energieerzeugungstechnik kann einmal die Abwärme eines konventionellen Kraftwerksprozesses, oder, bei dezentraler Anordnung, ein Kleinkraftwerk zur Stromerzeugung dienen. Die heute üblichen Kleinkraftwerke sind Motor-Heiz-Kraftwerke (Motor + Generator = Strom + Wärme). Hier werden große LKW- bzw. Panzer-Dieselmotoren verwendet, die entweder mit Dieselöl, Biodiesel, Klärgasen oder Biogasen (aus thermischen Vergasungsverfahren oder Vergärung) betrieben werden. Hiermit werden sehr hohe Gesamtwirkungsgrade erreicht.

Mit dieser Technologie ist man in der Lage, die eingebrachte Brennstoffenergie sehr effizient zu nutzen, somit eine Menge Brennstoff einzusparen und gleichzeitig die CO₂-Emissionen zu senken. Die Senkung des CO₂-Ausstoßes ist ein primäres Ziel der Energiewirtschaft, da dieses Gas zur Aufheizung der Atmosphäre beiträgt. Diese Tatsache ist weithin bekannt und wurde von den Regierungen der Industrienationen zum Anlass genommen, den CO₂-Ausstoß in Zukunft zu reduzieren. Zu diesem Zweck wurden 1992 in Rio und 1997 in Kyoto internationale Konferenzen veranstaltet, auf denen konkrete Ziele zur CO₂-Reduktion festgelegt wurden.

In Folge dieser internationalen Konferenzen wurden auf nationaler Ebene weiterführende Konzepte und Gesetze zur Realisierung dieser Ziele auf den Weg gebracht. So wurde z.B. in Deutschland das **Erneuerbare Energien Gesetz** (kurz: EEG; siehe Anhang 1) verabschiedet. Dieses Gesetz hat zum Ziel, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen. So ist von der Bundesrepublik Deutschland wie auch der Europäischen Union vorgesehen, den Anteil bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln. Um diese Intension auch in die Praxis umsetzen zu können, schreibt das EEG Mindestvergütungen für Strom vor, der aus regenerativen Energiequellen hergestellt wurde. Die Versorgungsunternehmen (Stromnetzbetreiber) sind zur Abnahme und Vergütung dieses Stromes verpflichtet; dies gilt jedoch ausschließlich für aus Wasserkraft, Windkraft, solarer Strahlungsenergie, Geothermie, Deponiegas, Klärgas, Grubengas oder aus Biomasse hergestellten Strom. Großanlagen im Bereich mehrerer MW elektrischer Leistung sind von der Förderung ausgeschlossen. So ist z.B. für Anlagen, die mit Biomasse als Energiequelle arbeiten und installierten elektrischen Leistungen bis zu 500 kW vorgeschrieben, 20 Pf / kWh zu vergüten. Die Höhe und Dauer der Vergütung ist grundsätzlich vom Betreiber der Anlage unabhängig, so dass auf breiter Basis, bei Versorgungsunternehmen, Industrie und privaten

Betreibern Interesse und Bereitschaft geweckt wird, kleine Anlagen zur Stromproduktion aus regenerativen Energiequellen zu errichten und zu betreiben.

Da in den heute verwendeten Konzepten und Geräten noch ein großes Verbesserungs- und Optimierungspotential liegt, befassen sich mehr und mehr Forschungseinrichtungen und Hochschulen mit dem Themengebiet der Energieerzeugung aus regenerativen Quellen.

So wird seit einigen Jahren von der Transferstelle für rationelle und regenerative Energienutzung an der Fachhochschule Bingen (**TSB**) jährlich der Energietag Rheinland-Pfalz veranstaltet, der über die neusten Entwicklungen auf den Gebieten Energiewirtschaft und Energietechnik informiert. Hier werden beispielhafte Vorhaben zur rationellen und regenerativen Energienutzung vorgestellt. So werden die neuesten Erkenntnisse einer breiteren Öffentlichkeit von interessierten Vertretern aus Industrie und Politik zugänglich gemacht.

Bei der Veranstaltung im letzten Jahr war die Brennstoffzelle und deren Einsatzbereiche eines der Schwerpunktthemen. Die Brennstoffzelle ist gerade wegen ihres sehr hohen Gesamtwirkungsgrades eine sehr geeignete Systemlösung für die KWK.

Auf Grund des hohen Entwicklungspotentials der Brennstoffzellentechnologie haben sich im letzten Jahr die Fachhochschule Bingen, die Transferstelle für rationelle und regenerative Energienutzung (**TSB**) und das Ministerium für Umwelt und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz (**MUF**) zusammengeschlossen, um ein Kompetenzzentrum für rationelle und regenerative Energienutzung zu schaffen.

Diese Einrichtung wird vom Ministerium für Umwelt und Forsten gefördert und ist ausschließlich mit der Nutzbarmachung und Optimierung innovativer, zukunftssträchtiger Energietechniken betraut. Eine Schwerpunktaktivität des Kompetenzzentrums ist das Thema Brennstoffzellentechnologie und deren Nutzung zur Hausenergieversorgung. So werden für die Zukunft Aktivitäten als wissenschaftlicher Partner bei Feldtests des Brennstoffzellenheizgeräte Herstellers Vaillant angestrebt.

Seit letztem Jahr wird ein Forschungsauftrag des Ministeriums für Umwelt und Forsten bearbeitet, der eine Machbarkeitsstudie über die dezentrale Energieversorgung mit Brennstoffzellen im Biogasbetrieb umfasst. Mit dieser Studie soll insbesondere auf die Situation im Land Rheinland-Pfalz abgehoben werden, da es sich hier um ein in großen Teilen ländlich geprägtes Bundesland handelt und daher dezentrale Energieversorgungskonzepte sinnvolle Lösungen darstellen.

1.2 Ziel der vorliegenden Arbeit

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, die Machbarkeit der dezentralen Energieversorgung mit heute vorhandenen Brennstoffzellensystemen zu untersuchen, die mit Biogas als Energiequelle betrieben werden können. Weiterhin sollen verschiedene Realisierungsmöglichkeiten aufgezeigt und diese bewertet werden.

Die Studie geht von folgender Grundannahme aus (Abb. 1):

Das Biogas wird zentral am Ort des Biomasseanfalls oder einem vorgesehenen Sammelplatz in Biomassefermentern durch Vergärung hergestellt. Anschließend wird das Gas, entsprechend der vom jeweiligen Brennstoffzellentyp geforderten Gasqualität, aufbereitet und schließlich zum Bedarfsort transportiert. Dort soll es ggf. nachkonditioniert und dann dem jeweiligen Brennstoffzellengerät zugeführt werden.

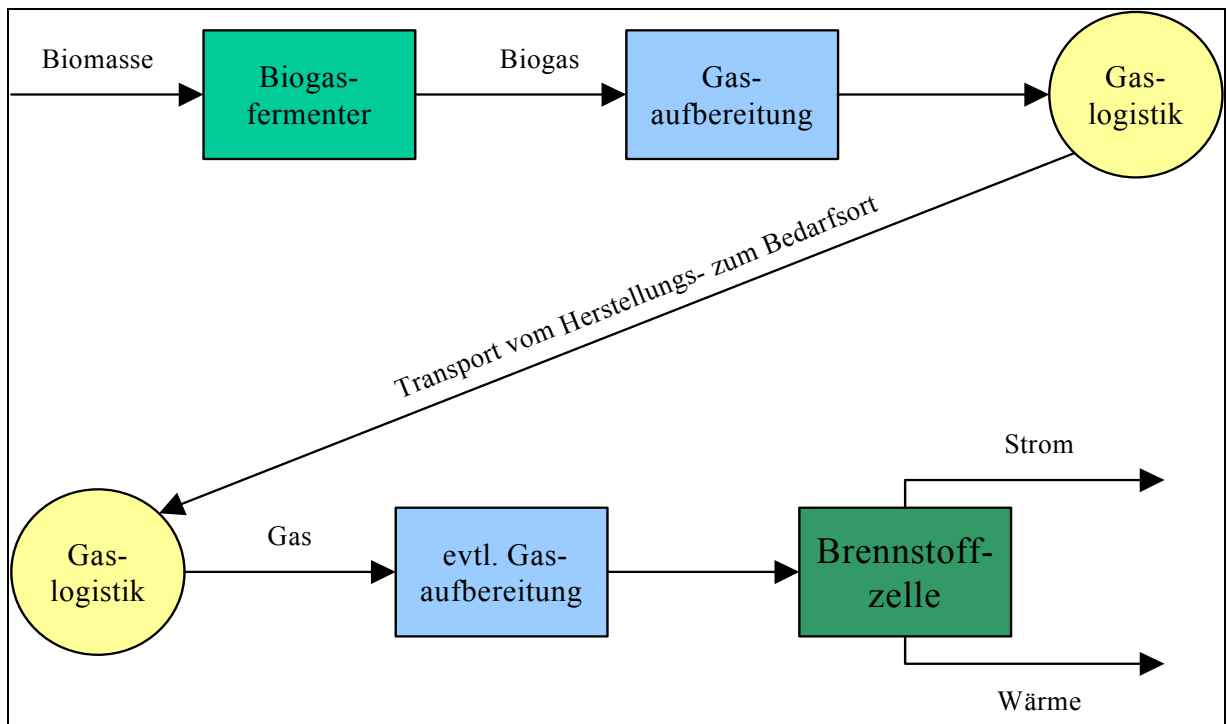


Abbildung 1: Konzept der Machbarkeitsstudie.

Um eine fundierte Aussage über die Machbarkeit dieses Energieversorgungskonzeptes machen zu können, ist es erforderlich, zunächst folgende Fragen zu klären:

1. Welche Brennstoffzellensysteme sind zur Zeit für den geforderten Leistungsbereich (Kap. 2.2) verfügbar?
2. Welche Änderungen sind zur Integration der Brennstoffzellensysteme in die Versorgungskreisläufe des Bezugsobjektes erforderlich?
3. Welche Mengen an Brennstoff / Gas benötigen die Geräte für den gegebenen Bedarfsfall?
4. Welche Brennstoff- /Gasqualitäten sind für die Geräte erforderlich?
5. Welche Gasaufbereitungsverfahren sind dazu anwendbar?
6. Wie ist die Brennstofflogistik zu lösen?

Unabhängig von der Klärung der Machbarkeitsfrage soll diese Arbeit ebenfalls zur Sammlung wichtiger Erkenntnisse über die momentane Marktsituation und den heutigen „Status Quo“ der Brennstoffzellentechnik dienen.

Kapitel vor ►

2.1 Das Hahn Projekt

Um eine realitätsnahe Grundlage für die Biogasproduktion, die dafür notwendigen Parameter und Ausgangsstoffe zu schaffen, wurde für die vorliegende Arbeit das auf dem Flughafen Hahn im Hunsrück, einem ehemaligen U.S. Militärflughafen, im Aufbau befindliche regenerative Energieversorgungskonzept herangezogen. So ist vorgesehen, das Biogas auf dem Flughafen Hahn herzustellen und dann an die Fachhochschule Bingen zu bringen, um dort ein Brennstoffzellenheizgerät zu betreiben.

2.1.1 Projektumfang

Bei dem auf dem Flughafen Hahn geplanten Energieversorgungskonzept handelt es sich um die

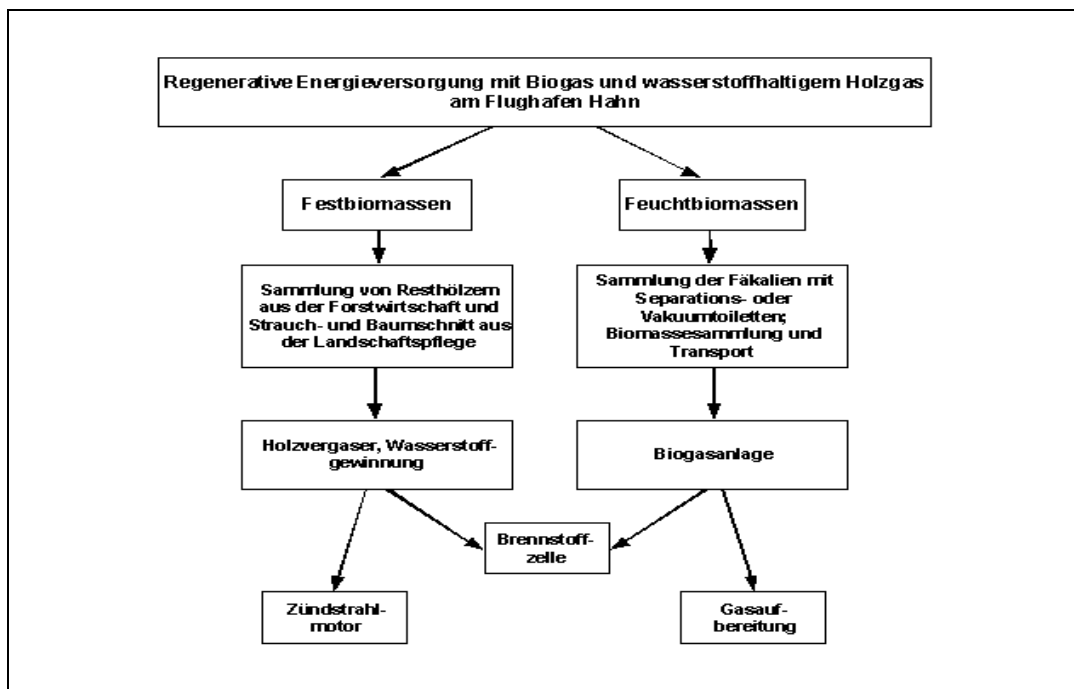


Abbildung 2: Energieversorgungskonzept auf dem Flughafen Hahn (RESOB, 2000).

Umsetzung des EU-Projekts *Regenerative Energieversorgung mit Biogas und wasserstoffhaltigem Holzgas* (siehe Abb. 2). Hierbei wird eine Energieversorgung, basierend auf Fest- und Feuchtbio-massen angestrebt. Die Festbiomassen, wie z.B. Forst-Restholz oder Strauch- bzw. Baumschnitt, werden in Holzvergaseranlagen und die Feuchtbio-massen, wie z.B. Fäkalien oder Gülle, in Naßvergärungsfermentern zu Biogas umgesetzt. Mit diesem Gas

sollen Motor-Heizkraftwerke (MHKWs) und Brennstoffzellen betrieben werden. Ein Teil des Biogases aus der Naßvergärung soll zum Betrieb der in Bingen installierten Brennstoffzelle(n) verwendet werden. Es ist vorgesehen, das Biogas in Druckbehälter abzufüllen.

Mit der Planung dieses EU-Projekts ist die RESOB Ingenieurgesellschaft seit 1995 beauftragt. Die technische Umsetzung ist zur Zeit in vollem Gange.

Im Rahmen dieses Projektes werden mehrere Gebäude auf dem Flughafengelände bauphysikalisch saniert und eine Energieversorgung mit regenerativen Rohstoffen in Form von Biogasvergärungsanlage (Biogasfermenter), Holzvergasungsanlagen, Motorheizkraftwerken (MHKWs) und einem Brennstoffzellen-BHKW aufgebaut. Hierbei ist vorgesehen, dass 4 Holzvergasungsanlagen 2 stationäre MHKWs mit Energie versorgen und eine Biogasanlage ein Container-BHKW versorgt. Das Brennstoffzellen-BHKW ist für den Betrieb mit dem produzierten Biogas vorgesehen. Die beiden MHKWs sind bereits in Betrieb und werden zur Zeit noch mit Erdgas betrieben, um Betriebserfahrung zu sammeln. Neben den MHKWs werden die Biogasfermenter, die mit deren Abwärme beheizt werden, gebaut. In naher Zukunft werden auf dem Areal noch Holzvergasungsanlagen und ein Brennstoffzellen-BHKW, das ebenso mit dem Biogas betrieben werden soll, errichtet (RESOB, 2000).

Zielsetzung des EU-Projekts ist es, zunächst den geplanten Projektumfang auf dem Flughafen Hahn zu realisieren und Erfahrungen zu sammeln, um in der weiteren Zukunft solche KWK-Anlagen (Holzvergaser/Biogasfermenter + MHKW bzw. Brennstoffzellen-BHKW) dezentral zu errichten und zur Wärme- und Stromversorgung, z.B. von einzelnen Stadtteilen oder Siedlungen, zu nutzen. Dazu muß eine Biomasse-Logistik mit zentralen Sammelplätzen und geeigneten Sammelbehältern für Strauch-, Baum- und Grünschnitt (Festbiomassen) und Feuchtbio massen (Gülle, Fäkalien) aufgebaut werden. Interesse dafür wurde bei der Hunsrückkonferenz mit dem Ministerpräsidenten von Rheinland-Pfalz, Beck, von seiten einiger Verbands-Bürgermeister bereits bekundet. Dabei könnten die heutigen Kläranlagenstandorte zum Standort zukünftiger Biogas- bzw. Holzvergasungsanlagen werden. Das in der Biogasanlage produzierte Gas kann nach Gasaufbereitung in das Erdgasnetz eingespeist und an einer anderen Stelle mit einer entsprechenden Wärmenachfrage von einer KWK-Anlage entnommen werden. Bei Verwirklichung dieses MHKW-Konzeptes können 12-15 % des Primärenergiebedarfs einer energetisch sanierten Siedlung allein aus den biogenen Stoffströmen der Haushalte gedeckt werden. Von den Abfällen einer erwachsenen Person kann man ca. 50 l Biogas pro Tag produzieren. Die dazu erforderliche Haustechnik, z.B. die zur Trennung von

Fäkalien und Urin notwendigen Separationstoiletten, werden im Rahmen des Hahn-Projektes von der Firma Roediger geliefert.

Die RESOB Ingenieurgesellschaft verfolgt ein integriertes Gesamtkonzept. Hierbei werden Synergieeffekte der einzelnen Maßnahmen aufeinander mit berücksichtigt.

Der Vorteil dieses Konzeptes ist es, dass auf der Basis der jetzt geplanten und bereits realisierten Anlagen der Einsatz dieses Verwertungsverfahrens in der Zukunft problemlos möglich sein wird und somit ein komplettes Konzept zum Einsatz bereitsteht.

Speziell der Hygienisierung der Abwässer wird in Zukunft eine noch größere Bedeutung auf Grund der steigenden Belastung durch Keime und Hormone zukommen. So sollen beim RESOB Verfahren nach einer Verweilzeit von 30 Tagen und einer Fermentationstemperatur von 55°C bei der Behandlung von Fäkalien alle Keime abgetötet sein. Die FH-Bingen soll mit der wissenschaftlichen Begleitung und Auswertung beauftragt werden.

Ein weiterer Aspekt ist die Trennung des Abwassers in Fäkalien und Urin. Nach einer gewissen Standzeit und dem daraus resultierenden Abbau von Schadstoffen aus dem Urin, kann dieser als Dünger und die Fäkalien als Humus weiterverwendet werden. Die Firma Roediger hat nach diesem Prinzip, unter Einsatz der Separations- / Trenntoilette, bereits eine Siedlung mit 100 Wohneinheiten in Linz / Österreich realisiert. ***So wird die kläranlagenlose Siedlung möglich.*** Im Rahmen eines EU-Förderprogramms soll nun das erarbeitete Konzept für den Flughafen Hahn weiterentwickelt werden, um es später auf die gesamte Region übertragen zu können (LANGSHAUSEN, 2000).

2.1.2 Biogasproduktion der Anlage des Flughafens Hahn

Der Bau der Feuchtbiosseanlage ist für Frühjahr 2001 geplant. Die Biomasselogistik wird vom Maschinenring Simmern übernommen.

Der Biomassebedarf wird von der RESOB Ingenieurgesellschaft auf ca. 8030 m³/a (22m³/d) Gülle und ca. 1643 t/a (4,5 t/d) Gras/Grassilage beziffert. Die Gülle wird voraussichtlich zu 100% aus Rindergülle bestehen; das verfügbare Biomasseaufkommen wird zur Zeit noch vom Maschinenring überprüft. Bei den Gasausbeuten werden die Richtwerte des KTBL-Arbeitspapiers 249 Kofermentation zu Grunde gelegt (RESOB, 2001).

Es ist auf Grund von Erfahrungswerten von einer mittleren Gaszusammensetzung von ca. 60% CH₄ (Methan) und ca. 40% CO₂ (Kohlendioxid) auszugehen. Weiterhin enthält das Gas noch Spurengase wie Sauerstoff, Wasserstoff und Schwefel, deren genauer Anteil erst nach Probelaufen ermittelt werden kann (RESOB, 2000).

Nachfolgend wird die Berechnung des jährlich produzierten Biogasvolumens auf Grund der vorgestellten Grundlagen nachvollzogen.

Für die Anlage sind folgende Parameter vorgegeben:

Es werden der Anlage 1643 t/a Gras/Grassilage und 8030 m³/a Rindergülle zugeführt. Die Dichte der Gülle wird mit 1 t/m³ angenommen, die Fermentationstemperatur beträgt 55 °C und der Fermentationsdruck $p_F = p_u = 1$ bar (RESOB, 2001).

Die gemittelten gastechnischen Werte sind für Rindergülle 8,5 % Trockensubstanz (TS), davon sind 77 % organische TS (oTS), die daraus resultierende Methanausbeute liegt bei 400 l_n/kg oTS_{zu}. Für Gras/Grassilage ergibt sich 75 % TS, davon sind 90% oTS und die daraus resultierende Methanausbeute beläuft sich auf 500 l_n/kg oTS_{zu} (KTBL, 1998).

So ergeben sich die gewonnenen Methanmengen mit:

$$V_{Methan} \left[\frac{m^3}{a} \right] = TS[\%] * oTS[\%TS] * Methanausbeute \left[\frac{l_n}{kg oTS_{zu}} \right]$$

für Gras/-silage:

$$V_{Methan} = \frac{1643 * 10^3 kg oTS * 0,75 * 0,9 * 500 * 10^{-3} m^3}{a * kg oTS_{zu}}$$

$$V_{Methan} = 554512,5 \frac{m^3}{a}$$

für Rindergülle:

$$V_{Methan} = \frac{8030 * 10^3 kg oTS * 0,085 * 0,77 * 400 * 10^{-3} m^3}{a * kg oTS_{zu}}$$

$$V_{Methan} = 210225,4 \frac{m^3}{a}$$

Das Methanvolumen vom Normzustand ($T_0=273,15$ K; $p_0=1,013$ bar) auf den realen Zustand ($T_F=328$ K; $p_F=1,013$ bar) umgerechnet ergibt:

$$V_{Methan(T_F, p_F)} \left[\frac{m^3}{a} \right] = \frac{p_0 * V_{Methan} * T_F}{T_0 * p_F}$$

für Gras/-silage:

$$V_{Methan(T_F, p_F)} = \frac{1bar * 554512,5 m^3 * 328K}{a * 273K * 1bar}$$

$$V_{Methan(T_F, p_F)} = 674992,8 \frac{m^3}{a}$$

für Rindergülle:

$$V_{Methan(T_F, p_F)} = \frac{1bar * 210225,4 m^3 * 328K}{a * 273K * 1bar}$$

$$V_{Methan(T_F, p_F)} = 255901,6 \frac{m^3}{a}$$

Zusammen ergibt das ein erzeugtes Methanvolumen von:

$$V_{Methan(T_F, p_F)} = 930894,4 \frac{m^3}{a}$$

Beim gegebenen Methangehalt des Biogases ergibt sich eine Biogasmenge von:

$$V_{Biogas} = \frac{V_{Methan(T_F, p_F)}}{r_{Methan, Biogas}} = \frac{930894,4 m^3}{a * 0,6}$$

$$V_{Biogas} = 1551490,7 = \frac{m^3}{a}$$

2.2 Das Einfamilienhaus

Um die geforderten Berechnungen und Vergleiche anstellen zu können, wurde als Referenzobjekt ein Einfamilienhaus gemäß Wärmeschutzverordnung von 1995 (WschVo; siehe Anhang 2) ausgewählt, in welches im Austausch mit der konventionellen Heizungsanlage ein Brennstoffzellenheizgerät integriert werden soll.

Dieses Gebäude ist mit einer heute gängigen und dem Stand der Technik entsprechenden Hausheizungsanlage (mit Brennwerttechnik) ausgerüstet. Zur Brauchwassererwärmung wird ein separater Warmwasserbereiter verwendet und das Warmwasser über eine Zirkulationsleitung immer wieder durch den Warmwasserbereiter gefahren. Die Darstellung der Schaltung des bestehenden Gebäude-Heizungssystems ist im Anhang 3 beigefügt.

Der durchschnittliche Energiebedarf dieses Hauses beläuft sich auf (BRINNER et al., 1999).

Warmwasser: 300W kontinuierlich, Sommer wie Winter

Elektrische Energie: 300 W kontinuierlich, Sommer wie Winter

Raumheizung: 100 kWh/m², mit einer deutlichen Verbrauchsspitze während der Hauptheizperiode im Winter

Die Jahres- und Tagesgänge des Energiebedarfes sind in den Abbildungen 3 und 4 dargestellt.

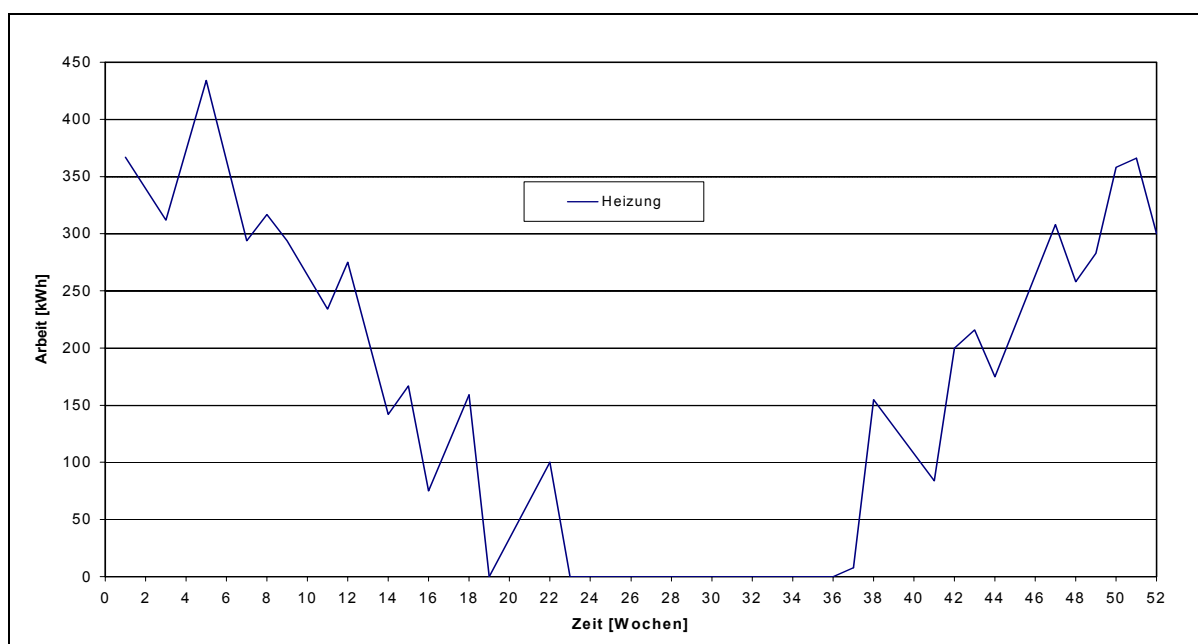


Abbildung 3: Jahresgang des Heizenergiebedarfs eines Einfamilienhauses nach WSchVo (BRINNER et al., 1999).

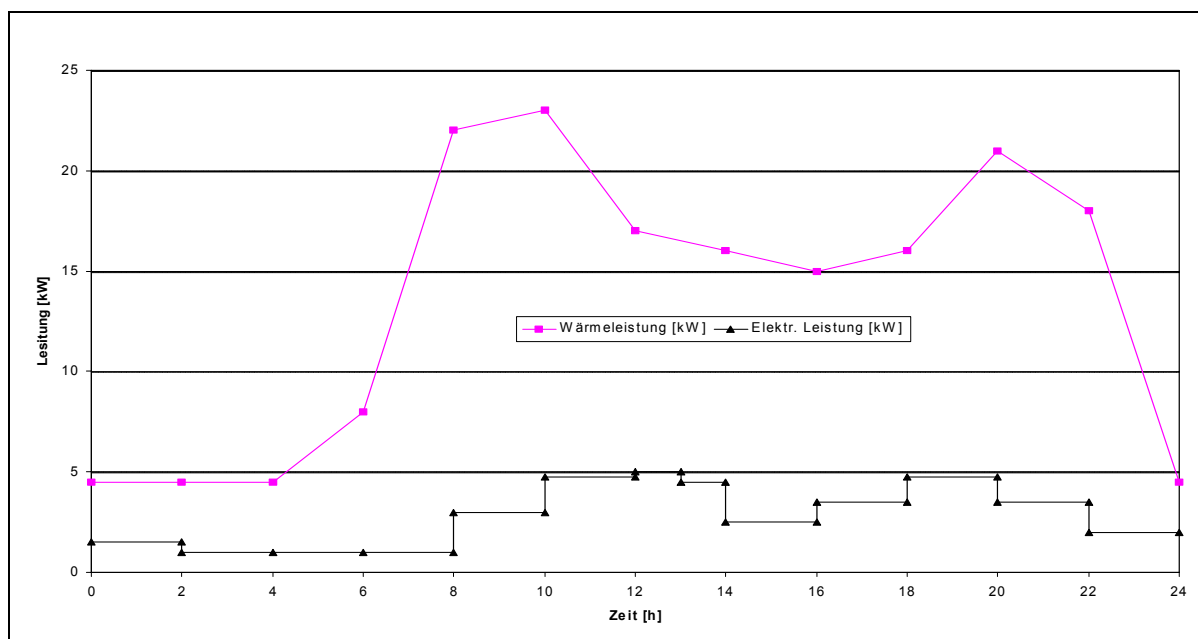


Abbildung 4: Tagesgang des Energiebedarfs eines Einfamilienhauses nach WSchVo (BRINNER et al., 1999).

Im nachfolgenden Kapitel werden die zur Lösung der Fragen notwendigen Grundlagen dargestellt und hergeleitet. Hierbei handelt es sich um die Biogasherstellung als Energielieferant und die Brennstoffzelle als Energieumwandlungseinheit.

3.1 Brennstoffzelle

3.1.1 Historie

Der Brennstoffzelleneffekt wurde von Christian Friedrich Schönbein (1799-1868) entdeckt. Er war von 1829 bis 1868 Professor an der Universität Basel. In einem Brief an den englischen Gelehrten Michael Faraday im Sommer 1838 erwähnt er Versuche, bei denen ein Elektrolyt elektrischen Strom erzeugt, ohne dass sich, wie es bei elektrischen Batterien sonst üblich ist, die Elektroden chemisch umwandeln. Im Januarheft 1839 des Philosophical Magazine berichtete Schönbein über seine im Vorjahr durchgeführten Versuche, bei denen er aus der elektrochemischen Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff oder Chlor an Platinelektroden Elektrizität erzeugt hat. Er deutete seine Beobachtungen korrekt als Polarisierungseffekt.



F. Schönbein
(SULZER, 2000)

Dies war die Geburtsstunde dessen, was später als Brennstoffzelle bezeichnet wurde. Auch in den folgenden Jahren beschäftigte sich Schönbein weiter mit seiner Entdeckung und verfeinerte seine, auch aus heutiger Sicht zutreffende, Theorie.

Für die technische Nutzbarmachung dieses Effektes war jedoch ein anderer verantwortlich. Ein Freund Schönbeins, der Engländer William Robert Grove (1811-1896), deutete den Effekt im Februar 1839 als Umkehrung der Elektrolyse. Er war es auch, der das Potential erkannte, elektrische Energie zu erzeugen. Von 1842 bis 1844 befasste sich Grove intensiver mit der Brennstoffzelle, die er damals noch als Gasbatterie bezeichnete. Er machte auch Versuche mit in Serie geschalteten Elementen, um damit die Gesamtleistung zu erhöhen. Doch von einer praktischen Nutzung im heutigen Sinne war er damals noch weit entfernt.



W. R. Grove
(SULZER, 2000)

Die praktische Nutzung von Schönbeins Entdeckung bzw. Groves Erfindung konnte jedoch erst mehr als hundert Jahre später verwirklicht werden. In der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts wurden Brennstoffzellen für technisch anspruchsvolle Spezialanwendungen gebaut, bei denen der ökonomische Gesichtspunkt nur eine untergeordnete Rolle spielt. Es kam ausschließlich auf die Lösung gegebener technischer Probleme an. Hier wurden vor allem im Bereich der bemannten Raumfahrt große Anstrengungen unternommen.

Auf Grund der sich immer weiter verschlechternden Versorgungslage mit fossilen Energieträgern und der weit fortgeschrittenen Technik geht man heute davon aus, dass die Brennstoffzellentechnologie eine Schlüsselrolle sowohl in der stationären als auch mobilen Energieversorgung des 21. Jahrhunderts spielen wird. Hier werden in den nächsten Jahren und Jahrzehnten entscheidende wirtschaftliche und technische Durchbrüche erwartet (SULZER, 2000).

3.1.2 Grundlagen der Brennstoffzellentechnologie

Brennstoffzellen sind elektrochemische Energiewandler, die die chemische Energie des Primärenergieträgers (Wasserstoff) nicht durch thermische Verbrennung, sondern auf direktem Wege mittels elektrochemischer Oxidation (kalte Verbrennung) zu elektrischer Energie (Sekundärenergie) umwandeln (SIMON, 2000 a).

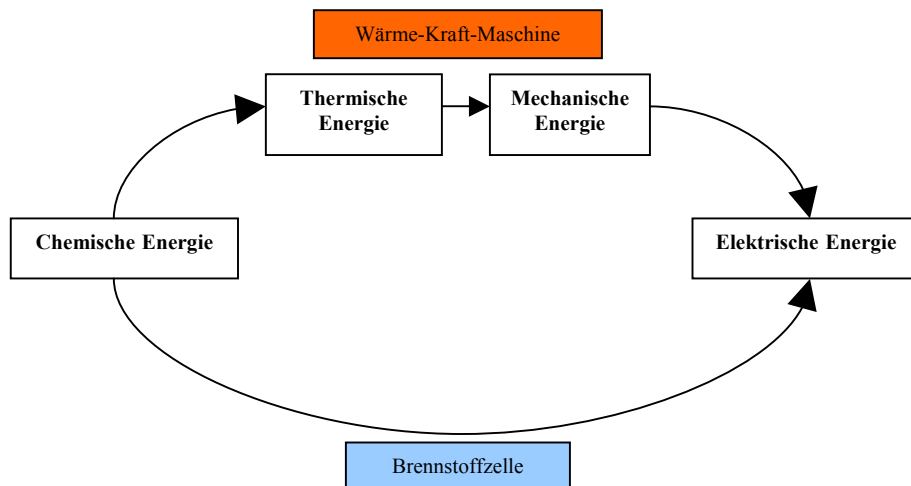


Abbildung 5: Vereinfachte Darstellung der Energieumwandlungen bei der Produktion von elektr. Energie; Vergleich zwischen Wärmekraftmaschine und Brennstoffzelle (SIMON, 2000 a).

Sie weisen die Vorteile von niedriger Schadstoffemission und vor allem eines günstigen Wirkungsgrades des Prozesses auf. Insbesondere im Teillastbereich ist der Wirkungsgrad höher als bei der Wärme-Kraft-Maschine, die erst bei Volllast ihren maximalen Wirkungsgrad erreicht.

Bei der konventionellen Stromerzeugung in Kraftwerken (mittels Wärme-Kraft-Maschine-WKM) wird mit der chemischen Energie des Brennstoffes (z.B. Kohle, Gas oder Öl) zunächst die Enthalpie der im Dampfkessel befindlichen Flüssigkeit erhöht. Diese Enthalpie wird dann in der Turbine in kinetische Energie und die kinetische Energie im Generator (über die Antriebswelle Turbine-Generator) in elektrische Energie umgewandelt. Bei jedem dieser einzelnen Schritte entstehen Umwandlungsverluste.

Der maximal erreichbare Wirkungsgrad der WKM, der Carnot-Wirkungsgrad η_c , ist direkt von der System- und der Umgebungstemperatur abhängig. Dieser Zusammenhang wurde vom französischen Physiker und Begründer der modernen Thermodynamik, Carnot (1796-1832), aufgezeigt.

$$\eta_c = 1 - \frac{T_u}{T}$$

mit:	Systemtemperatur	T [K]
	Umgebungstemperatur	T _u [K]
	Carnot-Wirkungsgrad	η_c

Carnot ging in diesem Falle von der bestmöglichen Wärme-Kraft-Maschine aus. Diese basiert auf einem Kreisprozess aus isothermer Expansion, adiabater Expansion, isothermer Kompression und adiabater Kompression. Der Kreisprozess läuft zwischen der höchsten (System)Temperatur T und der niedrigsten (Umgebungs)Temperatur T_u ab.

Weiterhin basieren Carnot's Betrachtungen auf den Annahmen, dass es sich bei dem Medium um ein ideales Gas handelt und dass der gesamte Prozess reversibel abläuft. In der Praxis sind jedoch weder diese Annahmen erfüllt, noch handelt es sich um einen idealen Kreisprozess (Carnot-Kreisprozess). Der Carnot-Wirkungsgrad bleibt daher eine theoretische Größe (SIMON, 1999).

In der Brennstoffzelle wird diese Begrenzung in der Energieumwandlung umgangen, da hier, wie Abb. 5 zeigt, auf eine Umwandlung in therm.- und mech. Energie verzichtet wird und die Umwandlung direkt von der chemischen in die elektrische Energie erfolgt. Der Wirkungsgrad der Zelle ($\eta_{\text{therm.}}$) berechnet sich wie folgt:

$$\eta_{\text{therm.}} = \frac{\Delta G_0}{\Delta H_0}$$

$$\Delta G_0 = \Delta H_0 - T^* \Delta S_0$$

$$\eta_{\text{herm}} = 1 - \frac{T^* \Delta S_0}{\Delta H_0}$$

mit:	Reaktionsenthalpie	ΔH_0 [kJ/Kg]
	Freie Reaktionsenthalpie	ΔG_0 [kJ/kg]
	Reaktionsentropie	ΔS_0 [kJ/kg*K]
	Temperatur	T [K]

Aus den obenstehenden Gleichungssystemen wird deutlich, dass der Term $T^*\Delta S_0$ den obligaten Energieverlust beschreibt, der bei der Umwandlung von einer in die andere Energieform entsteht und den idealen Wirkungsgrad beeinflusst.

Die im praktischen Betrieb theoretisch erreichbaren elektrischen Wirkungsgrade liegen bei 60-70% und damit deutlich über denen der Wärmekraftmaschine.

Das Grundprinzip der Brennstoffzelle wird durch die räumliche Trennung der Reaktionspartner

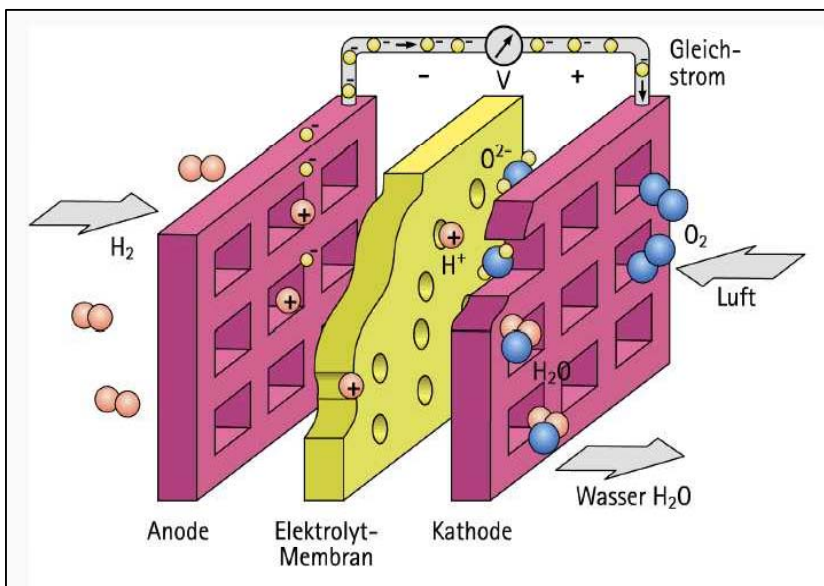


Abbildung 6: Brennstoffzellenfunktionsprinzip am Bsp. der PEMFC
(VAILLANT, 2000)

(in anodischen und kathodischen Reaktionsraum) mittels eines Elektrolyten / einer Membran verwirklicht. So wird gewährleistet, dass der bei jeder chemischen Reaktion stattfindende Elektronenaustausch nicht lokal (bei Sauerstoff + Wasserstoff → Knallgasreaktion), sondern über einen äußeren Stromkreis

abläuft. Gleichzeitig dringen bewegliche Ionen durch den Elektrolyten.

Prinzipiell sind alle Redoxreaktionen, das sind Reaktionen, bei denen ein direkter Elektronenaustausch stattfindet, zur elektrochemischen Stromerzeugung geeignet.

Der Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff für die Brennstoffzelle wird favorisiert, weil er eine gute Reaktivität beim Einsatz geeigneter Katalysatoren, eine hohe Energiedichte und eine gute Speicherbarkeit (z.B. in Druck- oder Hydridtanks) aufweist. Nach Art der Elektrolyten werden die Brennstoffzellentypen, die sich in verschiedenen Entwicklungsstadien befinden, unterschieden. Die verschiedenen Zellentypen werden nach der Art des verwendeten Elektrolyten bezeichnet.

Deutsche Bezeichnung	Englische Bezeichnung	Abkürzung	Elektrolyt	Elektroden	Art der Ionenleitung
Alkalische BZ	Alkaline Fuel Cell	AFC	Kalilauge (KOH)	Ni/Ag (Pt/Pt)	OH^-
Polymer-membran BZ	Proton Exchange Memmbran Fuel Cell	PEMFC	Festpolymer	Pt, PtRu / Pt	H^+
Phosphorsaure BZ	Phosphoric Acid Fuel Cell	PAFC	Phosphorsäure	Pt / Pt	H^+
Karbonat-schmelze BZ	Molten Carbonate Fuel Cell	MCFC	Lithiumkarbonat + Kaliumkarbonat	Ni / NiO	CO_3^{2-}
Festoxid BZ	Solid Oxide Fuel Cell	SOFC	Zirkonoxid Yttrium dottiert	Ni-YSZ Cerment / (LaSr)MnO ₃	O^{2-}

Tabelle 1: Verschiedene Brennstoffzellenarten und deren Unterscheidungsmerkmale. BZ= Brennstoffzelle (SIMON, 2000 a).

Der Elektrolyt kann in fester oder flüssiger Form vorliegen und bestimmt wesentlich über

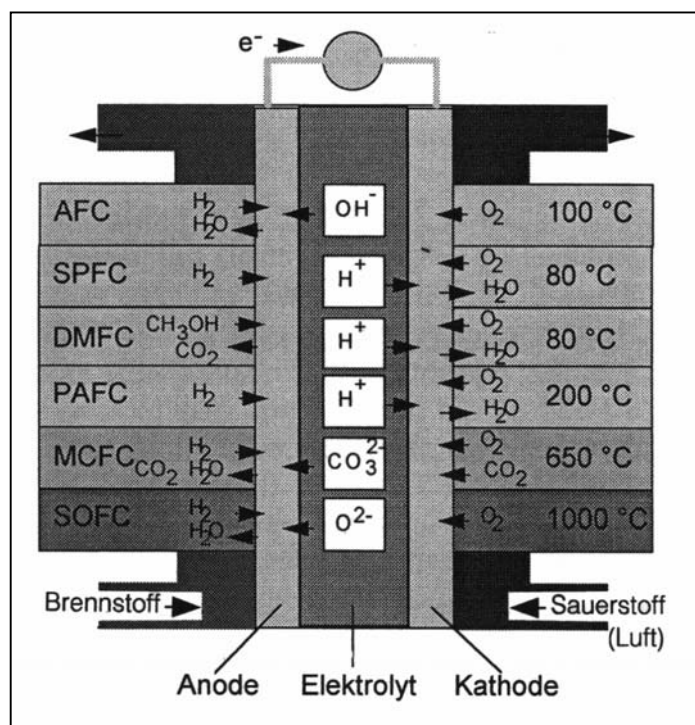


Abbildung 7: Temperaturen und Reaktionen der verschiedenen Brennstoffzellentypen(LEDJEFF, 1995)

Anmerkung zu Abbildung 7: Die hier dargestellte DMFC wird in der Diplomarbeit nicht weiter berücksichtigt! SPFC=PEMFC

Brennstoffe und die vorliegende Ionenleitung durch den Elektrolyten (STEFENER, 2000; LEDJEFF, 1995; STIMMIG et al., 1998; SIMON a, 2000).

Bauform, Betriebstemperatur, Art und Reinheit des Brennstoffs und des Oxidationsmittels sowie die vorliegende Ionenleitung (siehe Tab.1 und Abb.7).

Auf Grund der unterschiedlichen durch den Elektrolyten wandernden, je nach Typ verschiedenen, Ionen kann das Produktwasser einmal an der Anode (negative Elektrode; Oxidationselektrode) oder an der Kathode (positive Elektrode; Reduktionselektrode) entstehen.

Abbildung 7 zeigt die verschiedenen Brennstoffzellentypen mit englischen Bezeichnungen, die eingesetzten Anodengase /

3.1.3 Aufbau und Schaltung

Die Brennstoffzelle besteht aus einer Membran- / Elektrolytschicht, die sich jeweils auf

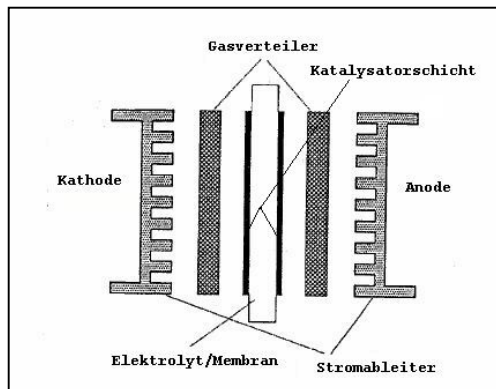


Abbildung 8: Schematischer Aufbau der Polymermembran-Brennstoffzelle (STEFENER, 2000).

Anoden- wie auf Kathodenseite mit einer Gasdiffusionselektrode (Katalysatorschicht) in Kontakt befindet. Mit den beidseitigen Gasdiffusionselektroden werden nun jeweils Gasverteiler (flow-fields) verbunden, die neben der Gaszu- und abfuhr auch der Stromleitung dienen. Diese werden aus Graphit oder Metallen (Edelstahl, Titan,...) gefertigt und besitzen feine Kanäle, die das Gas gleichmäßig auf der Membranfläche verteilen.

Um einen reibungslosen Betrieb der Zelle zu gewährleisten, d.h. Minimierung von Über-

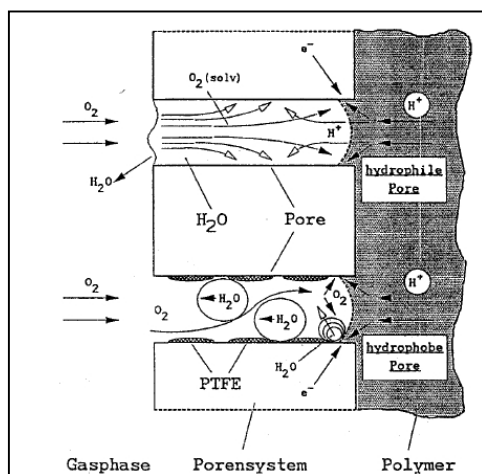


Abbildung 9: Idealisierte Struktur einer Gasdiffusionselektrode für die PEMFC (STEFENER, 2000)

spannungen und Spannungsverlusten, Sicherstellung einer ausreichenden Gaszu- und Wasserabfuhr, muss die Elektrode jeweils eine große aktive Oberfläche haben und somit eine poröse Struktur aufweisen. So kann der Stofftransport in der Dreiphasenzone Katalysator / Elektrolyt / Gas bzw. Wasser optimal ablaufen. Eine ideale Struktur einer Gasdiffusionselektrode für den PEMFC Zellentyp zeigt Abbildung 9 (SIMON, 1992).

Da die Leistung einer einzelnen Zelle bei weitem nicht ausreichend ist, werden die Einzelzellen



Abbildung 10: BZ-Stack (HGC, 2000).

zu größeren Einheiten, den sog. Stacks, zusammengeschaltet. Hierbei werden die Zellen (meistens) in Sandwich-Bauweise übereinandergeschichtet und voneinander durch Bipolarplatten getrennt. Mit dem äußeren Metallgehäuse werden die Einzelzellen zusammengepresst, damit ein ausreichender elektrischer Kontakt zwischen Elektrolyt und den Elektroden gewährleistet ist. Über Gaskanäle werden die Gase auf die Einzelzellen verteilt und nach dem Durchströmen wieder gesammelt. Üblich ist eine

Kreuzstromführung der Gase, da sie einen einfacheren Stackaufbau ermöglichen. Die Zellen werden gasseitig parallel und spannungsseitig in Reihe geschaltet (SIMON, 2000 a).

3.1.4 Die verschiedenen Brennstoffzellentypen

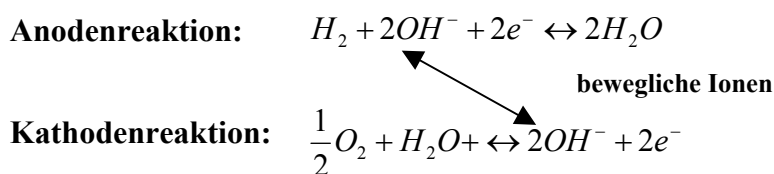
In nachfolgendem Kapitel werden die verschiedenen Brennstoffzellentypen, deren Technologie und Materialien kurz vorgestellt.

3.1.4.1 Die Alkalische Brennstoffzelle (AFC)

Die alkalische Brennstoffzelle wurde in den 50er und 60er Jahren für die Raumfahrt (Apollo- und Geminimissionen) und den Verteidigungssektor (z.B. U-Boote) entwickelt und dort erfolgreich eingesetzt, so dass ihr Entwicklungsstand weit fortgeschritten ist. Als Brennstoff benötigt sie hochreinen Wasserstoff, da der Elektrolyt aus reiner Kalilauge (Kaliumhydroxid, KOH, in Wasser gelöst) besteht. Die hohe CO₂-Empfindlichkeit des Elektrolyten hat zur Folge, dass die PAFC ausschließlich mit Reinstgasen betrieben werden kann, da sonst Ablagerungen entstehen können, welche die Leistungsfähigkeit der Gasdiffusionselektrode schnell vermindern. So reagieren das Luft-CO₂ mit der Kalilauge zu unlöslichem Kaliumcarbonat und bildet die beschriebenen Ablagerungen. Als Katalysatormaterial wird hier meist Raney-Nickel bzw. Raney-Silber oder Aktivkohle verwendet. Die Zelle kann in einem niedrigen Temperaturbereich zwischen 20-90 °C, je nach Zusammensetzung des Elektrolyten, gefahren werden.

Auf Grund ihrer hohen Anforderungen an die Gasbeschaffenheit (CO₂-Empfindlichkeit) und der hohen Materialkosten wird sich die Anwendung der AFC wohl weiterhin auf den militärischen Bereich und die Raumfahrt beschränken.

Bei der PAFC können elektrische Wirkungsgrade (η_{el}) von bis zu 60% erreicht werden. An Anode und Kathode laufen folgende Reaktionen ab:



Bei dieser Reaktion wandern OH⁻ Ionen durch den Elektrolyten.

3.1.4.2 Die Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC)

In der Polymermembranbrennstoffzelle besteht der Elektrolyt aus einer Protonenaustauscher-Membran, d.h. aus einer protonenleitenden Folie auf der Basis eines perfluorierten und sulfonierten Polymers. Dieser ist gut handhabbar und übernimmt gleichzeitig noch die Funktion des Katalysatorträgers für die anodischen und kathodischen Katalysatoren. Außerdem weist der Elektrolyt ein geringes Gewicht und auf Grund seiner hohen Protonenleitfähigkeit eine hohe Leistungsdichte auf.

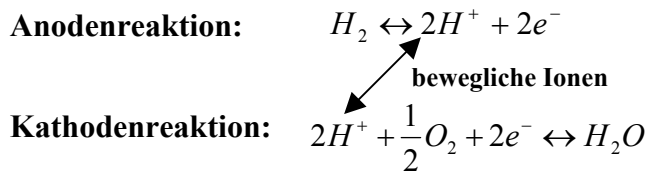
Der PEMFC kann auf der Kathodenseite Luft und auf der Anodenseite wahlweise reiner Wasserstoff oder kohlendioxidhaltiges Reformatgas zugeführt werden. Dieses wird verwendet, wenn zum Betrieb der Brennstoffzelle kein reiner Wasserstoff zu Verfügung steht. Hierbei erfolgt eine, als Prozeßschritt vorgeschaltete, Umwandlung von Kohlenwasserstoffen mit Zusatz von Wasser zu Kohlendioxid und Wasserstoff, die u.a. von Daimler Benz im NECAR 3 mit einem Flüssig-Methanoltank und einer nachgeschalteten Reformierungseinheit eingesetzt wird.

Ein weiterer, zwingend notwendiger Prozeßschritt bei der PEMFC ist die Reinigung des Reformatgases von Kohlenmonoxid (CO), da das CO an der anodischen Edelmetallkatalysatorschicht (Platin) absorbiert wird und den Katalysator deaktiviert.

Eine Schwierigkeit beim PEMFC-Betrieb ist, dass die Membran nur in feuchtem Zustand protonenleitfähig ist und deshalb die Feuchte der Membran über die Feuchtigkeit der zugeführten Gase immer konstant gehalten werden muß. Andererseits ist darauf zu achten, dass das Kathodenwasser ausreichend abgeführt wird. Wird dies nicht gewährleistet, kann die Zelle in beiden Extremfällen (Austrocknen und Überfluten) ausfallen.

Die aktuellen Entwicklungsanstrengungen bei der PEMFC sind groß, da sie insbesondere für mobile Anwendungen nach heutigem Kenntnisstand das größte Potential aufweist. Sie kann mit Luft als kathodenseitigem Gas betrieben werden, ist kaltstartfähig (sie benötigt keine externe Vorwärmung), kompakt in der Bauform und enthält keinen giftigen Elektrolyten. Auch der Einsatz in der dezentralen Energieversorgung im kleinen Leistungsbereich ist ebenfalls Gegenstand aktueller Studien, wie am Bsp. des Heizgeräteherstellers Vaillant zu sehen ist. Namhafte Automobilhersteller, wie z.B. Daimler Chrysler (NECar 4) oder Toyota (RAV 4) setzen ebenfalls auf das Entwicklungspotential der PEMFC.

Bei der PEMFC können elektrische Wirkungsgrade (η_{el}) von 40 - 45% erreicht werden. An Anode und Kathode laufen folgende Reaktionen ab:



Bei dieser Reaktion wandern H^+ -Ionen durch den Elektrolyten.

3.1.4.3 Die Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)

Die phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC) ist eine der am weitesten entwickelten Brennstoffzellentypen. Sie kann, wie auch die PEMFC, kathodenseitig mit Luft betrieben werden und verträgt anodenseitig auch CO_2 -haltiges Gas, da der Elektrolyt aus Phosphorsäure besteht, die nicht mit CO_2 reagiert. Der Elektrolyt liegt nicht wie bei der AFC in flüssiger Form vor, sondern wird, von einem Kunststoffvlies sorbiert, in die Zelle eingebracht. Die PAFC ist durch diese Charakteristika besonders für den Betrieb mit reformiertem Erdgas und Methanol geeignet. Gegenüber CO_2 ist sie nicht so empfindlich wie die AFC. CO -Restgehalte von ca. 2 Vol-% dürfen jedoch nicht überschritten werden. Diese sind durch vorgeschaltete Reformierungseinheiten gut zu unterschreiten.

Ein großer Vorteil der PAFC ist ihre hohe Betriebstemperatur von 150-200°C. So kann auch die Abwärme der Zelle noch weiter genutzt werden, so z.B. zur Prozeßdampfherzeugung oder zur Raumheizung. Unterhalb dieser angestrebten Betriebstemperatur ist die Ionenleitfähigkeit der Phosphorsäure eher gering, da Kohlenmonoxidablagerungen am Katalysator die Zelle lahmlegen können. Auf der anderen Seite ist die Temperatur aber auch nicht zu sehr materialbelastend, so dass keine ernsthaften Werkstoffprobleme auftreten.

Ein großer Nachteil dieses Zelltyps ist jedoch der niedrige Wirkungsgrad von 36-46 %.

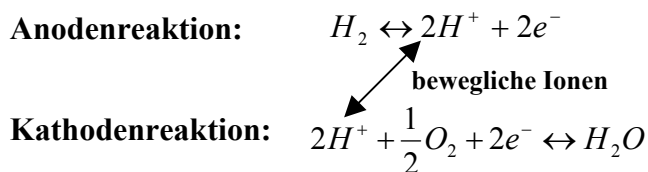
Trotzdem ist die PAFC am weitesten in der Praxisanwendung vertreten. So gibt es mittlerweile BHKW Anlagen mit bis zu 11 MW_{el} (Kraftwerk der Tokyo Electric Power Company in Ichihara, Japan). Besonders erwähnenswert erscheint darüber hinaus der amerikanische Hersteller ONSI, der mit seiner PC25 (200 kW_{el}) auch auf dem europäischen Markt stark auf dem Vormarsch ist.

In Deutschland bietet die Hamburg Gas Consult (HGC) bereits seit 1996 Brennstoffzellen-KWK-Geräte an und hat seitdem schon Brennstoffzellen mit einer Gesamtleistung von 1,4 MW

vermarktet. So konnte man bereits wichtige Betriebserfahrungen sammeln. Dipl. Ing. Irina Reese hat darüber am Energietag Rheinland-Pfalz, am 27.10.2000 in Bingen, berichtet (REESE, 2000).

Weiterhin hat die Firma ZeTek Power GmbH in Köln im März die Produktion von PAFCs aufgenommen. Derzeit läuft noch der Probetrieb mit einer Kapazität von 5 MW produzierter Gesamtleistung im Jahr (POTT, 2001).

Bei der PAFC können elektrische Wirkungsgrade (η_{el}) von 36 - 46% erreicht werden. An Anode und Kathode laufen folgende Reaktionen ab:



Bei dieser Reaktion wandern H^+ -Ionen durch den Elektrolyten.

3.1.4.4 Die Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle (MCFC)

Die Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle wird bei einer Betriebstemperatur von ca. 650 °C gefahren und gehört deswegen, zusammen mit der oxidkeramischen Brennstoffzelle, zu den Hochtemperaturbrennstoffzellen. Als Elektrolyt dienen in diesem Falle die schmelzflüssigen Alkalikarbonate Li_2CO_3 und K_2CO_3 , die in einer Matrix aus $LiAlO_2$ eingelagert sind. Dank der hohen Temperatur kann die Gasaufbereitung durch eine interne Reformierung, d.h. ohne vorgeschalteten Prozeßschritt, realisiert werden; als Katalysatorschichten wird billiges Nickel anstatt teurerem Edelmetall verwendet. Eine Besonderheit dieses Zellentyps ist die Beimischung von CO_2 in das Kathodengas. Dieses reagiert mit dem Luftsauerstoff zu CO_3^{2-} und bildet so die beweglichen Ionen zum Durchgang durch den Elektrolyten. Das CO_2 wird üblicherweise im Kreislauf gefahren.

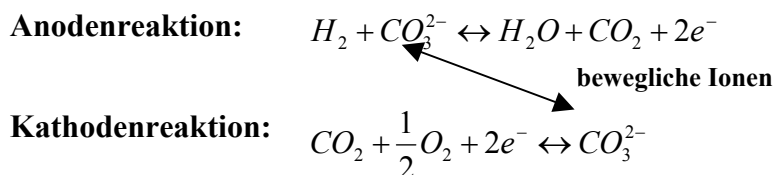
Der große Vorteil von Hochtemperaturzellen ist der problemlose Einsatz von Brenngasen wie Erdgas, Kohlegas u.a., da diese auf Grund des hohen Temperaturniveaus prozessintern oder unter Ausnutzung der anfallenden Abwärme in einer vorgeschalteten Reformierungsstufe umgesetzt werden können.

Probleme entstehen jedoch auf Grund der Betriebstemperaturen bei der Werkstoffhaltbarkeit, da die Lebensdauer der Komponenten stark absinkt. Ebenfalls problematisch ist das langsame Auflösen (Degeneration) der NiO-Katalysatorschicht im Elektrolyten. Dabei werden die von

der NiO-Schicht abgegebenen Ni-Ionen in der Karbonatschmelze gelöst und in der keramischen Matrix im Bereich der Anode wieder zu metallischem Nickel reduziert. So kann es zu einem Kurzschluß durch die Matrix hindurch kommen.

Doch trotz der Probleme, die zum größten Teil die Materialhaltbarkeit betreffen, haben die MCFCs einen weit fortgeschrittenen Entwicklungsstand erreicht. So wurden in den USA bereits mehrere Demonstrations-Kraftwerksanlagen gebaut und in Langzeittests erprobt. In Europa befasst sich u. a. die MTU Friedrichshafen mit dieser Technologie. Hier wurde ein 280 kW_{el} Versuchsstack entwickelt, um den Einsatz in industriellen Anwendungen zu testen. MTU hat an der Universität Bielefeld eine Anlage mit 153 kW_{el} installiert, mit der jetzt erste Betriebserfahrungen gesammelt werden. Dipl. Ing. Klaus Danwerth hat darüber am Energietag Rheinland-Pfalz, am 27.10.2000 in Bingen, berichtet (DANWERTH, 2000).

Bei der MCFC können elektrische Wirkungsgrade (η_{el}) von 48 - 56% erreicht werden. An Anode und Kathode laufen folgende Reaktionen ab:



Bei dieser Reaktion wandern CO_3^{2-} -Ionen durch den Elektrolyten.

3.1.4.5 Die Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)

Die oxidkeramische Brennstoffzelle ist wie die MCFC eine Hochtemperaturbrennstoffzelle, so dass hier die selben Materialprobleme wie bei der MCFC auftreten. Ziel der derzeitigen Forschungsaktivitäten ist u.a., die Absenkung der Betriebstemperatur, um das Materialproblem zu entschärfen. Vorteilhaft bei der SOFC ist die bessere Handhabbarkeit des Elektrolyten, eine niedrigere Korrosionsanfälligkeit und die nicht benötigte Rezirkulation des CO_2 . Der Elektrolyt besteht aus Keramik; Yttrium dotiertem Zirkonoxid (ZrO_2). Der Betrieb der Zelle mit Erdgas ist möglich, da auch hier eine interne Reformierung stattfindet. Das Elektrolytmaterial erfordert die sehr hohe Betriebstemperatur von 1000°C, da erst dann ein geringer Widerstand zu Stande kommt, der sich positiv auf die erreichbaren Stromdichten auswirkt.

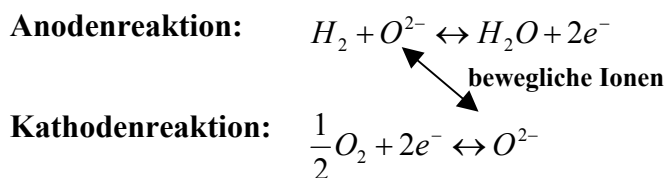
Der entscheidende Vorteil der SOFC ist jedoch die hohe Temperatur der Abwärme, die einen Einsatz dieser Technologie in der stationären Kraft-Wärme-Kopplung nahelegt. So sind auch

einige Hersteller mit Nachdruck dabei, KWK Anlagen mit SOFC Technik zu entwickeln. Die Ansätze reichen von 1 kW_{el} bis zu 220 kW_{el} Anlagen.

So entwickelt Siemens Westinghouse eine 220 kW Anlage mit integrierter Mikro-Gasturbine und die Firma Sulzer Hexis ein Hausheizgerät mit 1 kW_{el}. Erste Erfahrungen werden von der Firma Sulzer Hexis zur Zeit noch in Feldtests gesammelt, bevor die Serienproduktion im Herbst 2001 beginnen soll. Die EWE AG in Oldenburg ist Feldtestpartner von Sulzer Hexis, deren Mitarbeiter, Dipl. Ing. (FH) Robert Münning, darüber am Energietag Rheinland-Pfalz, am 27.10.2000 in Bingen, berichtet hat (MÜNNING, 2000).

Derzeit wird verstärkt die Fragestellung untersucht, ob die SOFC auch auf die Dauer mit Biogas betrieben werden kann und mit dieser Technologie die 0-Emission-Energieversorgung (Zero-Emission-Energy-Supply) verwirklicht werden kann.

Bei der SOFC können elektrische Wirkungsgrade (η_{el}) von 55 - 65% erreicht werden. An Anode und Kathode laufen folgende Reaktionen ab:

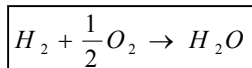


Bei dieser Reaktion wandern O²⁻- Ionen durch den Elektrolyten.

(STEFENER, 2000; LEDJEFF, 1995; STIMMIG et al., 1998)

3.1.5 Thermodynamische Grundlagen der Brennstoffzellen

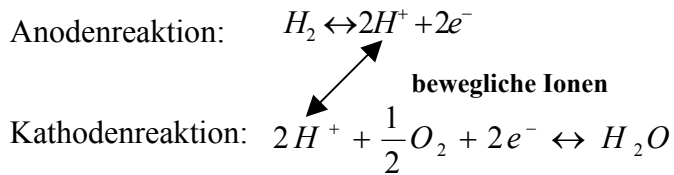
An den beiden Elektroden von Brennstoffzellen läuft, unabhängig vom Typ, stets die *Brutto-reaktion*



als sogenannte kalte Verbrennung ab. Die Teilreaktionen an Anode und Kathode sind von Typ zu Typ unterschiedlich und beruhen auf der chemischen Beschaffenheit des Elektrolyten. (Vergleiche Kap. 3.1.2)

Zur weiteren Erklärung und Berechnung charakteristischer Werte wird im Folgenden das Beispiel der PEMFC herangezogen, da die gegebene H₂ / O₂ Reaktion nach einer gut überschaubaren Reaktionskinetik abläuft und dieser Zellentyp sehr weit verbreitet ist.

Nachfolgend sind noch einmal die Elektrodenreaktionen für die PEMFC aufgeführt:



Die chemische Energie des Brennstoffes wird in einer elektrochemischen Reaktion direkt in elektrische Energie umgewandelt. (Vergl. Abb. 5) Die maximal zu gewinnende Arbeit entspricht dabei der freien Reaktionsenthalpie der Zellreaktion:

$$\Delta G_R = \Delta H_R - T * \Delta S_R$$

Bei (theoretischem) reversiblen Betrieb ist die höchste erreichbare Spannung durch die freie Enthalpie begrenzt und wird folgendermaßen berechnet:

$$U_0 = - \frac{\Delta G_R}{n * F}$$

mit: Elektr. Potentialdifferenz U [V]
 Freie Enthalpie ΔG_R [kJ/mol]
 Anzahl der übertragenen Elektronen n
 Faraday Konstante $F=96487$ [C/mol]

Unter chemischen Standardbedingungen beträgt die reversible Zellspannung (thermodynamische Gleichgewichtsspannung) bei der PEMFC:

$$U_0 = U_{rev}(298K) = - \frac{\Delta G_R^0}{n * F} = 1,229V$$

Bei anderen Brennstoffen weicht der Wert, je nach Zellreaktion, ab.

Brennstoff	Reaktion	ΔG_0 [kJ/mol]	n	$U_0(298K)$ [V]
Wasserstoff	$H_2(g) + 1/2 O_2(g) \rightarrow H_2O(l)$	-237,2	2	1,229
Methan	$CH_4 + 2 O_2(g) \rightarrow CO_2(g) + 2H_2O(l)$	-817,6	8	1,060
Kohlenmonoxid	$CO(g) + 1/2 O_2(g) \rightarrow CO_2(g)$	-257,0	2	1,332
Kohlenstoff	$C(s) + 1/2 O_2(g) \rightarrow CO(g)$	-137,2	2	0,711

Tabelle 2: Theoretische Zellspannung einer Brennstoffzelle bei verschiedenen Treibstoffen (IVERS-TIFÉE, 2000).

Der berechnete Zahlenwert ist bei der jeweiligen Zellreaktion jedoch nicht konstant. Er variiert mit der Druck- und Temperaturabhängigkeit der freien Enthalpie (ΔG_R).

Für die Temperaturabhängigkeit gilt:

$$\left[\frac{\partial U_{rev}}{\partial T} \right]_p = - \frac{1}{zF} \left[\frac{\partial \Delta G_R}{\partial T} \right]_p = \frac{\Delta S_R}{zF} < 0$$

Für die Druckabhängigkeit gilt:

$$\left[\frac{\partial U_{rev}}{\partial p} \right]_T = - \frac{1}{zF} \left[\frac{\partial \Delta G_R}{\partial p} \right]_T = \frac{\Delta V_R}{zF} > 0$$

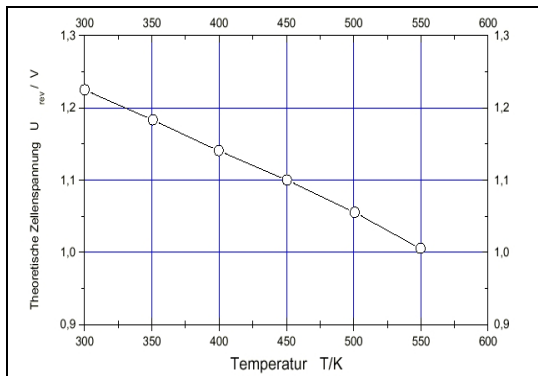
Folglich sind die Temperaturabhängigkeit durch die Entropieänderung während der Reaktion (ΔS_R) und die Druckabhängigkeit durch die Volumenänderung während der Reaktion (ΔV_R) gegeben.

Die gasförmigen Komponenten können bei niedrigeren Drücken als ideale Gase angesehen werden. Unter dieser Voraussetzung kann die gesamte Abhängigkeit der Potentialdifferenz U_0 (thermodynamische Gleichgewichtsspannung) von Druck, Temperatur und Gaszusammensetzung mit der Nernst'schen Gleichung beschrieben werden:

$$U_0(T, p) = U_0(T^0, p^0) - \frac{RT}{zF} \ln \left[\frac{p_{H_2O}}{p_{H_2} p_{O_2}^{0.5}} \right]$$

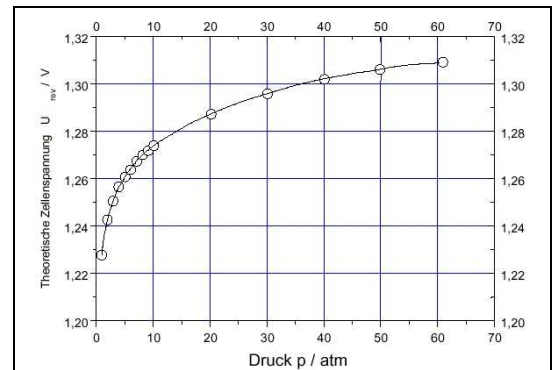
mit: Allgemeine Gaskonstante $R = 8.314$ [J/mol K]
 Absolute Temperatur T [K]
 Partialdrücke der beteiligten Gase p_i [bar]

Aus der Nernst'schen Gleichung kann man nun erkennen, dass die thermodynamische Gleichgewichtsspannung ($U_{rev} = U_0$) mit steigender Temperatur absinkt (Abbildung 11) und mit steigendem Druck zunimmt (Abbildung 12).



$p = p_0$

Abbildung 11: U_{rev} in Abhängigkeit zur Temp. (STEFENER, 2000).



$T = T_0$

Abbildung 12: U_{rev} in Abhängigkeit zum Druck (STEFENER, 2000).

Beim Betrieb der Brennstoffzelle mit Luft als Kathodengas ist auf Grund des niedrigen Partialdrucks des Sauerstoffs ebenfalls eine niedrige Gleichgewichtsspannung zu erwarten.

Den maximal erreichbaren reversiblen Wirkungsgrad erhält man, wenn man die reversible Zellspannung bzw. die Änderung der freien Enthalpie auf die Reaktionsenthalpie bezieht.

$$\eta_{U, max} = \frac{\Delta G_R}{\Delta H_R^0} = \frac{-U_0(zF)}{\Delta H_R^0}$$

Bei chemischen Standardbedingungen beträgt der maximale Wirkungsgrad für die PEMFC

$$\eta_{U,\max} = 0,83$$

Hieran kann man das enorme Entwicklungspotential der Brennstoffzelle erkennen. Die Hauptanstrengung wird in der Zukunft darin liegen, das technisch Machbare dem theoretisch Möglichen anzugleichen. Bei gleichen Bedingungen (Standardbedingungen) ist der Carnot-Wirkungsgrad (maximaler Wirkungsgrad einer WKM) deutlich niedriger (SIMON, 2000 b).

Da Brennstoffzellen neben Wasserstoff (PEMFC) auch andere Gase als Brenngas verwenden können, ist in diesen Fällen auch der max. mögliche Wirkungsgrad unterschiedlich, wie in Tabelle 3 zu sehen ist.

Brennstoff	Reaktion	ΔH_0 [kJ/mol]	ΔG_0 [kJ/mol]	$\eta_{U,\max}$
Wasserstoff	$\text{H}_2(\text{g}) + 1/2 \text{O}_2(\text{g}) \rightarrow \text{H}_2\text{O}(\text{l})$	-285,8	-237,2	0,83
Methan	$\text{CH}_4 + 2 \text{O}_2(\text{g}) \rightarrow \text{CO}_2(\text{g}) + 2\text{H}_2\text{O}(\text{l})$	-889,9	-817,6	0,919
Kohlenmonoxid	$\text{CO}(\text{g}) + 1/2 \text{O}_2(\text{g}) \rightarrow \text{CO}_2(\text{g})$	-282,8	-257,0	0,909
Kohlenstoff	$\text{C}(\text{s}) + 1/2 \text{O}_2(\text{g}) \rightarrow \text{CO}(\text{g})$	-110,5	-137,2	1,241

Tabelle 3: Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle bei verschiedenen Treibstoffen (IVERS-TIFÉE, 2000).

Der Differenzbetrag zwischen der freien Reaktionsenthalpie und der Reaktionsenthalpie ist die Reaktionsentropie. Sie wird als Wärme abgegeben und ist mit der sog. reversiblen Überspannung ΔU_0 verknüpft.

$$\Delta U_0 = \frac{-T\Delta S_R}{zF}$$

Die bis jetzt vollzogenen Betrachtungen sind größtenteils auf reversible Systeme bezogen. Sie stellen jedoch nur den ersten Schritt zum vollständigen Verständnis der Vorgänge in der Brennstoffzelle dar.

Unter Praxisbedingungen wird selbst bei geringen Stromdichten keine Reversibilität der Zellreaktionen beobachtet; bei Belastung der Zelle durch Stromfluß sinkt die Zellspannung weiter ab. Bei einigen Elektrodenreaktionen (z.B. Sauerstoffreduktion) und der Sauerstoffentwicklung liegt das Ruhepotential bereits tiefer als das reversible Elektrodenpotential.

Nachfolgend sollen die charakteristischen Kenngrößen von realen Elektrodenreaktionen und deren Strom-Spannungs-Kennlinien erläutert werden (STEFENER, 2000; IVERS-TIFÉE, 2000).

3.1.6 Kinetik der Brennstoffzelle

Entnimmt man einer Brennstoffzelle Strom, so sinkt die Klemmenspannung, wie z.B. bei Batteriesystemen, im Bezug auf die Ruhespannung ab. Die Ursache ist das Auftreten sog. Überspannungen (Polarisationen) an den Elektroden, d. h. Spannungsverluste relativ zum Ruhepotential der jeweiligen Elektrode.

Der Grund für diese Überspannungen ist die endliche Geschwindigkeit des Massetransfers der elektroaktiven Substanz von und zur Elektrode und des Ladungsdurchtritts an der Elektrode selbst.

Hier sei zu erwähnen, dass sich die Strom-Spannungs-Charakteristik der Brennstoffzelle aus den Strom-Potential-Kurven der Einzelelektroden und dem Spannungsabfall am Elektrolyt zusammensetzt. Hierbei wird unterschieden zwischen: Durchtrittsüberspannung, Konzentrationsüberspannung und dem Ohm'schen Spannungsabfall.

Bisher wurde im Kapitel 3.1.5 die thermodynamische Brennstoffzellenspannung, d.h. die Spannungsdifferenz zwischen den beiden Elektroden betrachtet. Für die Ermittlung der Durchtrittsüberspannung, der Konzentrationsüberspannung und des Ohm'schen Spannungsabfalls ist es jedoch notwendig, die Vorgänge an den Einzelelektroden zu betrachten.

Das entscheidende Problem hierbei ist jedoch, dass die Spannungsdifferenz zwischen Elektrode und Elektrolyt, das sog. Absolutpotential, nicht bekannt und prinzipiell nicht meßbar ist. Wenn dennoch in diesem Zusammenhang von Einzelspannungen gesprochen wird, die auch häufig als Gleichgewichtselektrodenpotentiale bezeichnet werden, so sind immer Zellspannungen gemeint, die gegen eine Hilfelektrode gemessen wurden. Als Bezugsgröße für die Elektrodenspannungen dient die Normal-Wasserstoffelektrode, deren Einzelspannung, auf Grund internationaler Konventionen, gleich null gesetzt wurde.

Die Durchtrittsüberspannung ΔU_D einer Elektrode wird durch die endliche Geschwindigkeit des Ladungsdurchtritts der Elektronen durch die Phasengrenze Elektrode / Elektrolyt (Elektronenleiter / Ionenleiter) hervorgerufen. Die Durchtrittsgeschwindigkeit hängt sowohl von den an der Durchtrittsreaktion beteiligten Stoffen, als auch vom Elektrolyten selber und von den Elektrodenkatalysatoren (Edelmetalle) ab.

Die zwischen Stromdichte und Durchtrittsspannung bestehende exponentielle Beziehung wird durch die Butler-Volmer-Gleichung beschrieben.

Für jede Einzelelektrode gilt:

$$i = i_+ - |i_-| = i_0 \left[\exp \left[\frac{(1-\alpha)\Delta U_D F}{RT} \right] - \exp \left[\frac{-\alpha\Delta U_D F}{RT} \right] \right]$$

mit:	Stromdichte	i [A/cm ²]
	Austauschstromdichte	i_0 [A/cm ²]
	Anodische Teilstromdichte	i_+ [A/cm ²]
	Kathodische Teilstromdichte	i_- [A/cm ²]
	In Elektrodenreakt. übertr. e ⁻ z	
	Farraday Konstante	$F = 96487$ [C/mol]
	Durchtrittsüberspannung	ΔU_D [V]

An der Phasengrenze Elektrode/Elektrolyt liegt jedoch ein dynamisches Gleichgewicht vor; d.h. auch am Gleichgewichtspotential ($U_D=0$) wird die Phasengrenze ständig von Ladungsträgern in beiden Richtungen überschritten. Außen fließt jedoch kein Strom. Der für $U_D=0$ in beide Richtungen fließende Strom wird als Austauschstromdichte i_0 bezeichnet und kann so als Maß für die Geschwindigkeit herangezogen werden, mit der sich das Gleichgewicht einstellt.

Wenn man nun in die Butler-Volmer-Gleichung den Grenzfall für sehr kleine Überspannungen ($\Delta U_D < 0,01$ V) einsetzt, reduziert sie sich auf eine Proportionalität zwischen Stromdichte und Spannung.:

$$\Delta U_D = \frac{RT}{F} \frac{i}{i_0}$$

Die Grenzflächen der Elektrode verhalten sich demnach bei kleinen Stromdichten wie ein Ohm'scher Leiter. Aus der obigen Formel können nun Stromdichte, oder umgekehrt, die Überspannung errechnet werden.

Bei großen und positiven Überspannungen ($\Delta U_D > 0,1$ V) gilt:

$$i = i_0 \exp \left[\frac{(1-\alpha)\Delta U_D F}{RT} \right]$$

In halblogarithmischer Darstellung ergibt sich ein linearer Zusammenhang. Die Gleichung wird als Tafelsche Gleichung bezeichnet.

$$\Delta U_D = \frac{RT}{\alpha z F} \ln i_0 + \frac{RT}{\alpha z F} \ln i$$

Bei großen und negativen Überspannungen gilt:

$$i = i_0 \left[- \exp \left[\frac{-\alpha \Delta U_D F}{RT} \right] \right]$$

$$\Delta U_D = \frac{RT}{(1-\alpha)zF} \ln i_0 - \frac{RT}{(1-\alpha)zF} \ln i$$

Anodische Ströme (Oxidation) werden nach der Vorzeichenkonvention als positiv und kathodische Ströme (Reduktion) als negativ bezeichnet.

Zusammenfassend kann man festhalten, dass sowohl die Austauschstromdichte i_0 , als auch die Tafel-Steigung $(RT)/(\alpha zF)$ bzw. $(RT)/((1-\alpha)zF)$ als wichtige Kenngrößen für elektrochemische Reaktion dienen, da diese Rückschlüsse auf die Reaktionsmechanismen erlauben.

Die Konzentrationsüberspannung (ΔU_{Konz}) kommt auf Grund der an den Elektrodenoberflächen stattfindenden elektrochemischen Reaktionen durch den Abfall der Eduktkonzentration zustande. Um eine kontinuierliche Reaktion zu gewährleisten, müssen Edukte durch Diffusion nachgeliefert werden. Gleichzeitig steigt die Konzentration an; diese müssen wiederum abtransportiert werden, da bei steigender Konzentration der Edukte die Rückreaktion bevorzugt abläuft.

Diese, durch Diffusion erfolgenden, Stofftransportvorgänge in der Nähe der Elektrode werden durch das 1. Fick'sche Gesetz beschrieben.

$$\dot{n}_i = -D_i \nabla c_i$$

In eindimensionalen Systemen unter der Voraussetzung eines linearen Konzentrationsabfalles vereinfacht sich das 1. Fick'sche Gesetz folgendermaßen:

$$\dot{n} = D \frac{(c_0 - c_s)}{\delta}$$

mit:	Mengenstrom	n [mol/s]
	Stoffmenge	n [mol]
	Ungestörte Konzentration	c_0 [mol/dm ³]
	Oberflächenkonzentration	c_s [mol/dm ³]
	Dicke der Nernst'schen Diffusionsschicht	δ [cm]
	Diffusionskoeffizient	D [cm ² /s]

Bei Stromfluß werden durch den Stofftransport im Elektrolyten und den Elektronentransport in den elektrischen Leitern gleiche Ladungsmengen transportiert.

$$\dot{n} = \frac{i}{zF}$$

Eingesetzt in die vorgehende Gleichung ergibt sich:

$$i = zFD \frac{(c_0 - c_s)}{\delta}$$

Die maximal Stromdichte ist dann erreicht, wenn die Konzentration c_s an der Elektrodenoberfläche auf Null absinkt. Diese nennt man Grenzstromdichte i_L .

$$i_L = zFD \frac{c_0}{\delta}$$

Die Konzentrationsüberspannung erhält man aus der Differenz des konzentrationsabhängigen elektrochemischen Potentials innerhalb des Elektrolyten (E) und an der Oberfläche (E_s).

$$\Delta U_{Konz} = E - E_s = \frac{RT}{zF} \ln \frac{c_s}{c_0}$$

bzw. nach Einsetzen ins 1. Fick'sche Gesetz:

$$\Delta U_{Konz} = \frac{RT}{zF} \ln \left[1 - \frac{i \delta}{zF D c_0} \right]$$

Die Ohm'schen Verluste (R_{Ohm}) treten in der Zelle auf Grund von Ionentransportwiderständen im Elektrolyten und Elektrodentransportwiderständen durch den Elektrolyten auf.

$$\Delta U_{Ohm} = i_{eff} R_{Ohm}$$

mit: Stromdichte i [A/cm²]
Gesamtwiderstand der Zelle R_{Ohm} [Ω]
(elektronischer und ionischer
Kontaktwiderstand)

Die Summe aus Durchtritts- und Konzentrationsüberspannung ergibt sich:

für die Anode:

$$\Delta U_a = \Delta U_{D,a} + \Delta U_{Konz,a}$$

und für die Kathode:

$$\Delta U_k = \Delta U_{D,k} + \Delta U_{Konz,k}$$

Die reale Zellspannung (U_{eff}) ergibt sich durch Subtraktion der anodischen und kathodischen Überspannung ($\Delta U_a; \Delta U_k$) und des Ohm'schen Spannungsabfalls (ΔU_{Ohm}) von der reversiblen Zellspannung (U_0).

$$U_{eff} = U_0 - \Delta U_a - \Delta U_k - \Delta U_{Ohm}$$

3.1.7 Wirkungsgrade und deren Zusammenhang

Der Gesamtwirkungsgrad der Brennstoffzelle (η_{FC}) setzt sich aus folgenden Einzelwirkungsgraden zusammen:

Der Spannungswirkungsgrad η_V :

$$\eta_V = \frac{U_{eff}}{U_0} = \frac{U_{eff, ges.}}{a U_0}$$

mit: Anzahl der Einzelzellen im Stack a
Gesamtspannung des Stack $U_{eff, ges.}$ [V]

Der ideale Wirkungsgrad (thermischer Wirkungsgrad) η_{th} :

$$\eta_{th} = \frac{\Delta G_R^0}{\Delta H_R^0}$$

Farraday'scher Wirkungsgrad (η_F):

$$\eta_F = \frac{I}{n_{max} F v_i} = \frac{I}{I_m}$$

mit: Strom der Zelle I [A]
Theoret. Strom entspr. Brenngasverbrauch I_m [A]
Maximal Anzahl austauschbarer Elektronen n_{max}
Geschwindigkeit der vollst. Umsetzung von i v_i [mol/s]

Umsatz des Brenngases (U):

$$U = \frac{\dot{n}_{aus}}{\dot{n}_{ein}}$$

mit: Einströmende Brenngasstoffmenge $\dot{n}_{ein}$ [mol/s]
Ausströmende Brenngasstoffmenge $\dot{n}_{aus}$ [mol/s]

Heizwert Wirkungsgrad (η_H):

$$\eta_H = \frac{\Delta H_r}{\Delta H_c}$$

mit: Heizwert des elektrochem. umgesetzten Brenngases [MJ/m³]
Heizwert aller Brenngase [MJ/m³]

Gesamtwirkungsgrad der Brennstoffzelle (η_{FC}):

$$\eta_{FC} = \eta_{th} * \eta_V * \eta_F * U * \eta_H$$

Wenn man um die ganze Brennstoffzelle eine Systemgrenze zieht und die Stromseite betrachtet, erhält man einen weiteren Wirkungsgrad, den

Elektrischen Gesamtwirkungsgrad ($\eta_{FC,el}$):

$\eta_{FC,el} = \frac{P_{el} \cdot 10^{-3}}{\dot{m}_{ProzGas} H_{u,Gas}} = \frac{P_{el}}{P_{Gas,in}}$	mit:	Elektrische Leistung der Zelle	P_{el}	[kW]
		Verbrauchte Brenngasmenge	$\dot{m}_{ProzGas}$	[kg/s]
		Heizwert des Brenngases	$H_{u,Gas}$	[MJ/kg]
		Eingebrachte Gasleistung	$P_{Gas,in}$	[kW]

(STEFENER, 2000; SIMON, 2000 a)

3.1.8 Marktübersicht über verfügbare Brennstoffzellensysteme

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über den momentanen Markt für Brennstoffzellensysteme gegeben. Die Marktübersicht wurde im Zeitraum von Herbst 2000 bis Januar 2001, hauptsächlich auf Grund von Internetrecherchen, angefertigt. Hierbei sind nur Systeme, die in der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden, berücksichtigt worden. Es ist anzunehmen, dass in diesem stark wachsenden Markt hiernach noch technische Neuerungen veröffentlicht wurden, welche nicht mehr berücksichtigt werden konnten.

Eine Auflistung weiterer Hersteller, Forschungseinrichtungen und Institute befindet sich im Anhang (Anhang 7).

Alkalische Brennstoffzelle (AFC):

Die AFC ist, wie bereits im Kapitel 3.1.4.1 dargelegt, auf Grund der hohen geforderten Gasreinheiten eine reine Spezialanwendung. Sie wird heute noch in U-Booten und Raumfahrzeugen (z.B. Space Shuttle) verwendet. Weiterführende Forschungen für anderweitige Anwendungen sind derzeit nicht bekannt. Im Laufe der Zeit konnte man mit vielen gebauten AFC Anlagen weitreichende Betriebserfahrungen sammeln, so dass sie zu den sehr weit entwickelten Brennstoffzellen gehört.

Führender Hersteller ist die amerikanische International Fuel Cell Corp. In Deutschland hat die Firma ZeTek Power GmbH eine Fabrik eröffnet und den Probetrieb mit einer Anlage begonnen, die Brennstoffzellen mit einer Gesamtleistung von 5 MW pro Jahr produzieren soll.

Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC):

Auf dem Gebiet der PEMFC laufen zur Zeit umfangreiche Forschungsvorhaben. Das Hauptforschungsziel auf diesem Gebiet sind Membran, Reduzierung der Platinbelegung der Katalysatoren, CO-Verträglichkeit der Katalysatoren und die Betriebsdruckminimierung.

Es ist zwar noch kein PEMFC-BHKW zur Serienreife gebracht worden, aber die Firma Vaillant hat bereits Feldtestanlagen in Betrieb genommen und ist dabei, das System zur Serienreife zu bringen. Vaillant verwendet Brennstoffzellenstacks der Firma Plug Power. Außerdem hat Hamburg Gas Consult (HGC) in Zusammenarbeit mit der Dais-Analytic-Corporation (USA) eine PEMFC-Hausenergieversorgung entwickelt. Deren Markteinführung ist für 2003 geplant. Eine solche Anlage wird in Ludwigshafen, im Rahmen der Modernisierung von Gebäuden im Brunckviertel, eingesetzt. Die **Transferstelle für rationelle und regenerative Energienutzung (TSB)** ist mit der wissenschaftlichen Begleitung dieses Projektes beschäftigt. Dipl. Ing. (FH) Christian Pohl von der TSB berichtete darüber am Energietag Rheinland-Pfalz am 27.10.2000 (POHL, 2000).

Ebenfalls im BHKW Bereich tätig sind in den USA die Firmen Alstom (Systemlieferant) / Ballard Power Systems (Brennstoffzellenhersteller), die in Kanada bereits Anlagen mit 200 kW_{el} installiert haben, American Power, Energy Partners, H Power, Allied Signal, etc. Das 200 kW_{el} System der Firma Alstom / Ballard wird in einem Demonstrationsprojekt unter der Führung der BEWAG (Berlin) zusammen mit vier weiteren europäischen Energieversorgern ausgiebig getestet. Die BEWAG hat ihr Brennstoffzellensystem in das Heizwerk Treptow integriert. Dipl. Ing. Martin Pokojski (BEWAG) hat darüber am Energietag Rheinland-Pfalz am 27.10.2000 berichtet (POKOJSKI, 2000).

In Europa ist neben der Siemens AG, die schwerpunktmäßig mit Sauerstoff und Wasserstoff betriebene Anlagen für U-Boote baut, auch die italienische Firma Nuvera auf dem Gebiet der stationären Energieversorgung tätig. In Japan wird die Forschung von den Firmen Mitsubishi, Matsushita, Sanyo und Toshiba vorangetrieben, die auch bereits Versuchsanlagen gebaut haben.

Außerdem ist die PEMFC im Bereich des Fahrzeugantriebs im Einsatz. Hier forschen namhafte Firmen wie Daimler Chrysler (NECAR 4), Toyota, Ford, etc.

Der weltweit führende Anbieter ist aber der kanadische Hersteller Ballard Power Systems.

Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC):

Das einzige zur Zeit erhältliche PAFC-System ist das PC 25 System der Firma ONSI, dem führenden Hersteller und Entwickler. Dieses leistet 200 kW_{el} und ist bereits ca. 200 mal verkauft worden. Das System wird von den Gas- Elektrizitäts- und Wasserwerken Köln AG zur Nutzung von Klärgas zur Energiegewinnung im Klärwerk Köln Rodenkirchen eingesetzt.

Dieser Zellentyp ist auf Grund seiner nicht sehr hohen Betriebstemperatur von max. 200 °C zur Versorgung eines Nahwärmenetzes gut geeignet.

Das weltweit größte Brennstoffzellen-BHKW wurde 1991 von der Tokyo Electric Power mit einer Leistung von 11 MW_{el} in PAFC-Technologie gebaut. Weitere japanische Firmen, die auf diesem Gebiet forschen und produzieren, sind: Fuji Electric, Mitsubishi, Sanyo und Toshiba.

Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle (MCFC):

Die MCFC ist auf Grund ihrer max. Betriebstemperatur von 600°C gut zur Kraft-Wärme-Kopplung geeignet. So werden auch BHKWs in Leistungsbereich von 1kW_{el} bis zu 300 kW_{el} konzipiert, die einen Wirkungsgrad von bis zu 50% aufweisen sollen.

Die bisher größte Versuchsanlage wurde von der amerikanischen Firma Energy Research Corporation (ERC) mit einer Leistung von 2 MW_{el} und einem Wirkungsgrad von 44% gebaut. Die Anlage wurde 4000h im Testbetrieb gefahren. In Deutschland ist die Firma MTU auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung aktiv. In Zusammenarbeit mit Haldor Topsoe A/S , Elkraft, Ruhrgas und RWE hat MTU die *Arbeitsgemeinschaft MCFC* gegründet und das sog. Hot Module, eine kompakte MCFC, mit ca. 300 kW_{el} entwickelt. Eine Demonstrationsanlage hat Ende 1999 den Betrieb in Bielefeld aufgenommen.

Aktueller Forschungsschwerpunkt ist die Werkstoffoptimierung. Hier sind auf Grund der hohen Betriebstemperatur Entwicklungsarbeiten erforderlich.

Führende Hersteller und Entwickler sind Fuel Cell Energy (USA), Fuji Electric (Japan), MTU (Deutschland), ECN (Niederlande) und Ansaldo (Italien).

Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC):

Die SOFC ist auf Grund ihrer sehr hohen Betriebstemperatur von bis zu 1000 °C sehr gut zur Auskopplung von Prozeßwärme oder zur KWK geeignet.

Der weltweit führende Hersteller für Großanlagen ist Siemens Westinghouse, der in Röhrentechnologie bereits Anlagen einer Leistung von 25 kW_{el} und (seit 1998) 100 kW_{el} baut und betreibt. In der Entwicklung ist derzeit eine gekoppelte SOFC-Gasturbinen-Anlage mit 300 kW_{el}.

Ein Hersteller kleiner SOFC-KWK-Anlagen ist die Schweizer Firma Sulzer Hexis. Das von ihr angebotene System ist ein planares SOFC-System, das 1 kW_{el} leistet und zur Energieversorgung von Einfamilienhäusern konzipiert wurde. Momentan laufen noch umfangreiche Feldtests; die Marktreife und der Produktionsstart sind für Herbst 2001 geplant.

Aktuelle Forschungsschwerpunkte sind die Absenkung der Betriebstemperatur und die Reduktion der Herstellungskosten der Anlagen. Dazu werden heute zwei Wege beschritten: Zum Einen die Verringerung der Elektrolytdicke und zum Anderen der Einsatz eines alternativen Festelektrolyten.

Führende Hersteller und Entwickler sind Siemens Westinghouse (Deutschland), Sulzer Hexis (Schweiz), Mitsubishi, Fuji Electric (beide Japan) und ECN (Niederlande).

(STIMMIG, 1998; ASUE, 2000)

3.2 Biogas

3.2.1 Definition von Biogas

Biogas, ein Gemisch überwiegend aus Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2), entsteht durch bakteriellen Abbau von pflanzlicher und tierischer Materie unter Ausschluß von Luftsaauerstoff. Die Erzeugung von CH_4 (Methanogenese) ist ausschließlich einer kleinen Gruppe hochspezialisierter Bakterien vorbehalten. Diese Gruppe bildet das letzte Glied in der Kette von Mikroorganismen, die Biomasse vollständig auflösen (MAURER, WINKLER, 1980).

3.2.2 Biogasentstehung

Biogas entsteht in einem mehrstufigen Vergärungsprozeß. An diesem Prozeß sind mehrere Mikroorganismenstämme beteiligt. An bestimmte Prozeßbedingungen (Substrat, Fermentationstemperatur, pH-Wert, etc.) ist ein Mikroorganismenstamm angepasst. Daher ist fast jede organische Substanz vergär- und damit abbaubar. Die hochmolekulare organische Substanz wird in **4 Stufen** zu wenigen niedermolekularen Stoffen bis hin zum Methan abgebaut.

Neben dem methanreichen Biogas entsteht in dieser Prozeßkette auch der sog. Gärrückstand; ein Gemisch aus Wasser, nicht abbaubarer organischer Substanz (zellulosereiche oder holzige Substanz) und nicht organischer Substanz (Sand, andere Bodenteilchen, Salze, Minerale...). Der Vergärungsprozeß findet in feuchtem Milieu statt, da die Mikroorganismen mindestens ca. 50% Wassergehalt im Ausgangssubstrat benötigen (MAURER, WINKLER, 1980).

*Die 1. Stufe der Vergärung: **Hydrolyse**.* In dieser Phase wird hochmolekulare organische Substanz von Bakterien zu kleineren Einheiten, in der Regel durch Anlagerung bzw. Zwischenlagerung von Wassermolekülen an die Spaltstellen (**Hydrolyse**), aufgespalten. Die Aufspaltung von holziger Substanz (Lignin) ist den Mikroorganismen nur sehr schwer möglich, weshalb Holz insgesamt als in der Vergärung nicht oder nur extrem langsam abbaubar gilt.

*Die 2. Stufe der Vergärung: **Säurebildung**.* In dieser Phase werden die kleineren Moleküleinheiten von Bakterien zu niedermolekularen organischen Säuren, z.B. zu

Propionsäure, Buttersäure, Milchsäure, sowie Alkoholen, Kohlendioxid (gering) und Wasserstoff (gering) abgebaut.

Das Temperaturoptimum für die Säurebildung liegt bei etwa 30 °C, das pH-Optimum bei etwa pH 6. Der im gesamten Prozeß gebildete und nicht abgeführte Wasserstoff hat eine hemmende Wirkung auf die Säurebildungsphase.

*Die 3. Stufe der Vergärung: **Essigsäurebildung**.* In dieser Phase werden die niedermolekularen organischen Säuren und Alkohole von Essigsäurebakterien zu Essigsäure, Kohlendioxid und Wasserstoff abgebaut. Auch auf diesen Prozeß wirkt eine erhöhte Wasserstoffkonzentration hemmend.

*Die 4. Stufe der Vergärung: **Methanbildung**.* In dieser Phase werden Essigsäure, Kohlendioxid und Wasserstoff von Bakterien zu Methan umgesetzt. Kohlendioxid ist hierbei im Überschuß vorhanden und verbleibt als Rest im Gasmisch.

Aufgrund verschiedener beteiligter Mikroorganismengruppen ergeben sich für diesen Prozeß zwei Temperaturoptima. Der mesophile Bereich (ca. 35 °C) und der thermophile Bereich (ca. 55 °C). Das pH-Optimum liegt bei etwa pH 7, so dass eine kontinuierliche Verarbeitung der Zwischenprodukte erforderlich ist, um eine Versäuerung des Prozesses zu verhindern (BOXER, 2000).

3.2.3 Biogaspotentiale

Die Menge des bei der Vergärung entstehenden Methans und somit auch die Biogaszusammensetzung sind direkt von den verwendeten Ausgangsstoffe abhängig. Die Verwendung von pflanzlichen oder tierischen Stoffen als Rohstoff für den Biogasprozess ergeben dabei grundsätzlich verschiedene Methanausbeuten; der Vergleich von Rindergülle (200-260 l_n/kg oTS_{zu}) und Grünschnitt (600l_n/kg oTS_{zu}) zeigt dies deutlich (KTBL, 1998).

Aus diesem Grund werden dem Biogasprozess in der Praxis beide Rohstoffgruppen zugegeben. Dieses Prinzip nennt man Kofermentation; hierbei stellen die pflanzlichen Stoffe (Wirtschaftsdünger) den größten Anteil dar. Die tierischen Stoffe (z.B. Gülle) werden als Ko-Substrat zugegeben.

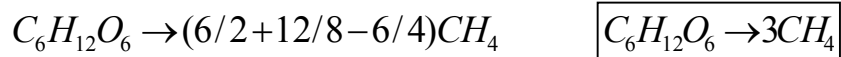
Das Biogaspotential pflanzlicher Substanz hängt maßgeblich vom C / H / O –Verhältnis ihrer Bestandteile ab.

Durch folgende Näherungsformel (nach Buswell, vereinfacht) kann die theoretische, maximale Methanausbeute abgeschätzt werden.:

$$C_xH_yO_z \rightarrow (x/2 + y/8 - z/4)CH_4$$

So kann der molare Methanertrag, entsprechend der C/H/O–Molanteile, für eine durchschnittliche Gesamtpflanze abgeschätzt werden.

Würde man z.B. reine Kohlenhydrate ($C_6H_{12}O_6$) vergären, würden sich folgende Molverhältnisse ergeben:



Ein Mol vergärter Kohlenhydrate ergibt 3 Mol CH_4 .

Diese Werte gehen jedoch, idealisierterweise, von einem 100 %igen Abbau der organischen Substanz aus, was in der Praxis nicht zu erreichen ist. Für die praxisbezogene Abschätzung des Biogasanfalls ist es wichtig, den Trockensubstanzanteil (TS [%]) des Substrates, den Gehalt an organischer Trockensubstanz der gesamten Trockensubstanz (oTS [%TS]) und die tatsächliche Abbauleistung der Biogasanlage zu kennen (BOXER, 2000).

So kann z.B. 1 t Laub mit 85 %TS, 82% oTS, und 70% Abbauleistung der Biogasanlage $195,2m^3$ reines Methan / t Frischsubstrat liefern. (Angaben siehe Tab. 4)

$$\frac{1000kg * 0,85 * 0,82oTS * 400l_n * 0,7}{kg * oTS} * \frac{m^3}{1000l_n} = 195,2m_n^3CH_4$$

Nachfolgend sind einige vergärbare und häufig eingesetzte Substrate mit ihren gastechnischen Kenngrößen aufgeführt:

Substrat	LAGA Nr.	TS [%]	oTS [%TS]	C/N	Methanausbeute [l_n / kg oTS _{zu}]
Rindergülle	13702	6-11	68-85	10-17	200-260
Schweinegülle	13702	2,5-9,7	60-85	5-10	260-450
Silage (Gras)	n.V.	26-82	67-98	---	500
Laub	91701	85	82	50	400
Bioabfall	91701	40-75	30-70	25-80	200-600
Grünschnitt	91701	11,7	87-93	12-27	600
Mähgut	91701	22-37	93-96	23	500

Tabelle 4: Gastechnische Daten für ausgewählte Substrate (KTBL, 1998).

Erläuterung zu Tabelle 4:

LAGA bedeutet **L**änder**a**rbeits**g**emeinschaft **A**bfall. Diese Vereinigung hat ein System der Abfallklassifizierung entwickelt, in dem die verschiedenen Abfallsorten nach Stoffgruppen kategorisiert werden.

Tabelle 4 stellt für verschiedene Substrate deren TS -, oTS-Gehalt, das Verhältnis C/N und die Methanausbeute dar und macht die Substrate somit vergleichbar. Die Gasausbeuten sind von entscheidender Bedeutung für die Kofermentation.

Das bayerische Landesamt für Umweltschutz hat zur Kofermentation umfangreiche Untersuchungen durchgeführt. Hierbei wurde der Einfluß der Zugabe unterschiedlicher Kosubstrate auf Gasmenge und Gaszusammensetzung untersucht.

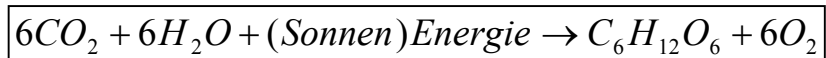
Insbesondere wurde dabei festgestellt, dass bei Anlagen mit sehr hohen Ko-Substrat Anteil am Gesamtsubstrat (62,5 Vol-%) die Höchstwerte für Ammoniak ($1,5 \text{ mg/m}^3 \text{ Gas}$) und Toluol ($7,4 \text{ mg/m}^3 \text{ Gas}$) erzielt wurden. Normalerweise liegt der Ko-Substrat Anteil bei höchstens 20 Vol-%. In dieser Anlage wurde neben Fettabscheiderflotaten verschiedene organische Stoffe wie z.B. Wolle, Bioanfall, Aromastoffe usw. zugegeben (BlfU, 2000).

3.2.4 Biochemie und Inhaltsstoffe der Pflanze

Die Pflanze gewinnt mit Hilfe des Chlorophylls (Blattgrün) in der Photosynthese ihre Energie. Die gewonnene Energie wird durch die Bildung von Adenosintriphosphat (ATP) aus Adenosindiphosphat + Phosphorsäurerest (ADP+P) gespeichert, in der Pflanze zum Ort des Bedarfs transportiert und dort zum Aufbau energiereicher Stoffe (Zucker) genutzt.

Somit ist die Photosynthese der fundamentale Prozeß zur Bildung neuer organischer Substanz (Biomasse) und somit zum Wachstum der Pflanze.

Vereinfacht dargestellt, läuft bei der Photosynthese folgende Reaktion ab:



Kohlendioxid + Wasser + (Sonnen)Energie $\rightarrow$ Einfachzucker (Glukose) + Sauerstoff

Aus den gebildeten Zuckern werden durch weitere biochemische Prozesse die Stoffwechselprodukte der Pflanze gebildet.

- Kohlenhydrate (Stärke, Zellulose, Inulin,...)
- Fettstoffe (Wachs, Fettsäuren, Carotin,...)
- Eiweißstoffe (Protein, Nucleoprotein, Phosphorprotein,...)

Es werden auch andere Stoffwechselprodukte wie Vitamine, Enzyme, Harze, usw. von der Pflanze gebildet (BAYREUTHER, 1992).

Die Verteilung der Inhaltsstoffe ist von Pflanze zu Pflanze wie auch in den verschiedenen Pflanzenteilen einer einzigen Pflanze völlig verschieden. Somit ist auch der Energiegehalt von verschiedenen Pflanzen und Pflanzenteilen nicht gleich. Um jedoch den zu erwartenden Energieertrag zu bestimmen, ist eine Abschätzung der Inhaltsstoffverteilung notwendig.

So enthält z.B. die Kartoffelknolle ca. 85% Stärke (15% Zucker, 70% Stärke) und ca. 10% Eiweiß; ihr Fettgehalt ist verschwindend gering (BOXER, 2000).

3.2.5 Biogaszusammensetzung und -eigenschaften

Unter Berücksichtigung der verschiedenen Substrate und Kosubstrate kann man für Biogas folgende Zusammensetzung(sspanne) als grobe Abschätzung annehmen (BOXER, 2000):

Biogas Komponente	Anteil [Vol-%]
Methan	40-75
Kohlendioxid	25-55
Wasserdampf	0-10
Stickstoff	0-5
Sauerstoff	0-2
Wasserstoff	0-1
Amoniak	0-1
Schwefelwasserstoff	0-1

Tabelle 5: Biogaszusammensetzung (BOXER, 2000).

Biogas Eigenschaft	
Dichte	1,2 [kg/m ³]
Heizwert	4-7,5 [kWh/m ³]
Zündtemperatur	700 °C
Zündgrenze Gasgehalt	6-12%
Geruch	faule Eier (wenn Biogas nicht entschwefelt ist !!!)

Tabelle 6: Biogaseigenschaften (BOXER, 2000).

3.2.6 Typisierung der Biogas-Erzeugungsverfahren

Für den Bau einer Biogasanlage gibt es eine Vielzahl von möglichen Verfahren. Die Auswahl des Verfahrens ist immer eine speziell zu treffende Entscheidung, die von vielen Faktoren abhängt.

Die verschiedenen Klassifikationskriterien sind, wie in Tabelle 7 wiedergegeben, nach den Kategorien Trockensubstanzgehalt, Temperaturniveau, Stufigkeit der Anlage, Beschickung, Fermenterform, Durchmischung und Substrate typisiert.

Kriterium	System	Merkmale
Trockensubstanzgehalt	Naßvergärung	bis ca. 15 % TS-Gehalt
	Trockenvergärung	Von 25-35 % TS-Gehalt
Temperaturniveau	psychrophil	bis 20 °C
	mesophil	35 °C
	thermophil	55 °C
Stufigkeit	einstufig	alle Abbaustufen gleichzeitig nebeneinander
	zweistufig	Trennung von Hydrolyse und Methanbildung
	mehrstufig	Trennung von Hydrolyse, Säurebildung und Methanbildung
Beschickung	kontinuierlich	täglich gleiche Substratmenge wird aus- und eingetragen
	Batch-Betrieb	Komplettbefüllung und Kompletentleerung, Wechselbehälter erforderlich
Fermenterform	Gärkanal	langgestreckt, eckig, Beton
	liegender Tank	Stahlbehälter, z.B. gebrauchter Öltank
	vertikaler Rundbehälter	Silo aus Beton oder Stahl
Durchmischung	mechanisch	langsam laufendes zentrales Rührwerk
		schnell laufendes seitliches Rührwerk
		Paddelrührwerk (bei liegenden Fermentern)
	hydraulisch	externe Pumpe
	pneumatisch	Einblasung von Biogas
		Nutzung des Gasdrucks zur Erzeugung von hydraulischem Gefälle
Substrate	landwirtschaftliche Anlagen	Gülle, Mist, Grünschnitt
	Co-Fermentationsanlagen	Gülle, Mist, Grünschnitt + gew. Abfallstoffe (z.B. Fett)
	industrielle Anlagen	nur gewisse Abfallstoffe (z.B. "Grüne Tonne")

Tabelle 7: Biogasanlagenkonzepte im Überblick (BOXER, 2000).

Das Kernstück der Biogasanlage ist der Fermenter / Reaktor, der auf Grund der aggressiven Reaktionsbedingungen, meist aus Beton oder Stahlplatten (emailliert, beschichtet oder aus Edelstahl) besteht. Der Reaktor ist nach außen isoliert und mit einer Heizung (externe Wärmetauscher, Heizspiralen an der Innenwand oder Fußbodenheizung) versehen. Schließlich wird auch ein Rührwerk benötigt, um ein Aufrühren des Substrates zu gewährleisten. Dies ist notwendig, da es sonst im Verlauf der meist 3 Wochen langen Verweilzeit zu Entmischungen (Schwimm- als auch Sinkschichten) kommt.

Ein weiterer Bestandteil einer Biogasanlage sind Zwischenlager für ausgefaultes Substrat, da dieses nicht direkt weiterverwendet werden kann und deshalb einige Zeit ruhen muß. Pumpen zur Beschickung und Entleerung des Reaktors, eine Aufbereitung (zur Zerkleinerung, Vormischung, Mengenpufferung, Störstoffsartierung oder Hygienisierung), eine Gasstrecke mit Zähler, Kondensatabscheider, Entschwefelung und einen Gasspeicher komplettieren die Ausstattung.

Das erzeugte Biogas wird heute in den meisten Fällen zum Betrieb von MHKWs verwendet (BOXER, 2000).

[◀Kapitel zurück](#) [Kapitel vor▶](#)

4.1 Ausgewählte Brennstoffzellensysteme und deren Kenndaten

Auf Grund der Marktübersicht und des damit verbundenen Einblicks in die derzeitigen Entwicklungsarbeiten der Hersteller wurden drei Brennstoffzellen-BHKW-Systeme ausgewählt. Das Hauptkriterium dieser Auswahl war die mögliche Versorgung des in Kap.2.2 dargestellten, repräsentativen Einfamilienhauses; d.h., dass es sich bei den ausgewählten Geräten ausschließlich um Geräte der unteren Leistungsklasse handelt.

4.1.1 Das Vaillant Brennstoffzellenheizgerät

Das von Vaillant entwickelte Brennstoffzellenheizgerät (BZH) ist mit einem PEMFC-Stack der

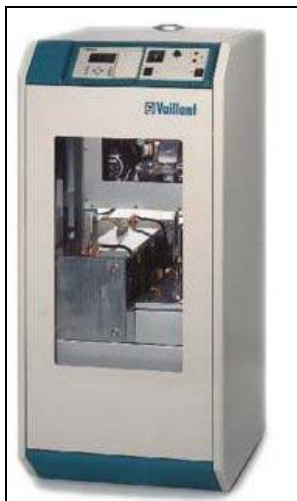


Abbildung 13: Brennstoffzellenheizgerät der Firma Vaillant (BERG, 2000).

Firma Plug Power (USA) bestückt. Das Gerät soll nach umfangreichen Feldtests im Jahr 2004 auf den Markt kommen. Als Brennstoff wird Erdgas verwendet, dass in einem dem Brennstoffzellenstack vorgeschalteten und im Gerät integrierten Reformer aufbereitet wird. Das Gerät leistet von 0,7 bis 4,6 kW_{el} und von 1 bis 7 kW_{th}. Thermische Spitzenlasten bis zu 30 kW_{th} können mit dem integrierten Zusatzheizgerät abgedeckt werden.

Das System wird parallel zum öffentlichen Stromnetz, wärmegeführt, betrieben; das bedeutet, dass der Wärmebedarf des Gebäudes nachgefahren wird und der überschüssig anfallende Strom ins öffentliche Stromnetz eingespeist und vergütet wird.

Die Konzeption des Gerätes erlaubt sowohl den Einsatz in einem Neubau als auch in einem zu sanierenden Altbau. Der Platzbedarf des Gerätes beträgt lediglich 2,5m x 2,0m (BxT). Die geforderte Höchststrücklauftemperatur beträgt 55°C.

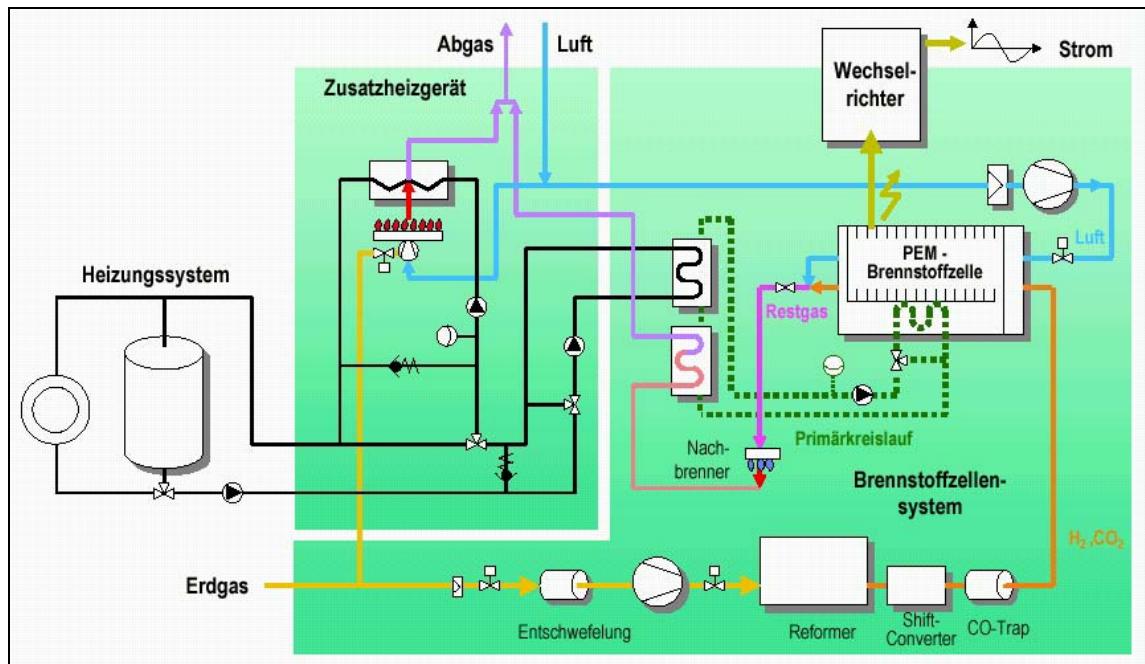


Abbildung 14: Prozessflußdiagramm des Vaillant Brennstoffzellenheizgerätes (BERG, 2000).

Wenn mehrere dieser Geräte zusammengeschaltet, d. h. durch eine gemeinsame Schaltzentrale gesteuert werden, kann innerhalb einer kleinen Siedlung oder eines Stadtviertels ein „Virtuelles Kraftwerk“ aufgebaut werden. So können Bedarfsspitzen auf der einen und geringer Bedarf in Einzelfällen auf der anderen Seite vom „Virtuellen Kraftwerk“ ausgeglichen werden, so dass die Geräte dauerhaft in ihrem Leistungsoptimum betrieben werden können (BERG, 2000).

Der Einbau erfolgt anstatt einer konventionellen Heizungsanlage. Das Vaillant-System besitzt keinen Warmwasserspeicher bzw. -bereiter. Ein installierter Zusatzbrenner kann bei Bedarf zugeschaltet werden. Es sind also keine Umbauarbeiten an den Versorgungskreisläufen notwendig. Zusätzlich ist beim Anlagen austausch lediglich ein Anschluss an das Hausstromnetz und eine Regelelektronik für die Netzeinspeisung zu installieren (Systemzeichnung siehe Anhang 4).

Der maximale Brenngasbedarf der Brennstoffzelle ist auf Grund des Wärmebedarfs des Referenzhauses bei der thermischen Nennleistung des Gerätes von 7 kW_{th} zu berechnen.

Den Berechnungen liegt der Jahresgesamtenenergiebedarf ($W_{\text{JahrGes.}}$ [kWh]) des Referenzhauses zu Grunde (siehe hierzu Kap. 2.2).

Zur Berechnung des Gesamtenergiebedarfs wird in der Heizungstechnik vereinfachend davon ausgegangen, dass die (Heizungs)Anlage $t_{\text{Nennl.}} = 2000 \text{ [h/a]}$ mit Vollast läuft. Die Nennleistung der jeweiligen Brennstoffzellengeräte (P_{el} und P_{th}) wird nun zur Berechnung des Gasverbrauches (m_{Gas} [kg/h]) herangezogen. Dieser maximale Gasverbrauch wird mit dem Heizwert des Brenngases ($H_{\text{U,Gas}}$ [kWh/kg]) multipliziert und ergibt damit die in das Gerät

eingebraachte Gasleistung ($P_{\text{Gas,in}}$ [kW]). P_{el} und $P_{\text{Gas,in}}$ stehen über $\eta_{\text{FC,el}}$ in direktem Zusammenhang (siehe hierzu Kap. 3.1.7). Multipliziert man nun die Gasleistung mit der Betriebszeit der Anlage bei Nennleistung ($t_{\text{Nennl.}} = 2000$ [h/a]), so ergibt sich $W_{\text{JahrGes.}}$ [kWh]. Dividiert man $W_{\text{JahrGes.}}$ [kWh] durch $H_{\text{U,Gas}}$ [kWh/kg], erhält man die für ein Jahr benötigte Gasmasse $m_{\text{Gas,Jahr}}$ [kg/a] (REINARTZ, 2000).

Als Datengrundlage zur Berechnung des Vaillant-Systems dienen die im Vortrag von Herrn Dipl.-Ing. Joachim Berg (Vaillant) auf dem Energietag Rheinland-Pfalz am 27.10.2000 und von Herrn Jörg Kohlhage (Vaillant) mitgeteilten Werte (BERG, 2000; KOHLHAGE, 2001):

Leistungsdaten:	$P_{\text{el}} = 4,6 \text{ kW}$	Prozeßgas:	Wasserstoff (H_2)
	$P_{\text{th}} = 7 \text{ kW}$		$H_{\text{u, H}_2} = 119,9 \text{ [MJ/kg]}$
	$\eta_{\text{FC,el}} = 35\%$		$= 10,6 \text{ [MJ/m}^3\text{]}$

Da in diesem Falle Daten zum Stack wie Zellenzahl, Zellenfläche, u.a. fehlen, wird der Gasverbrauch über den elektrischen Gesamtwirkungsgrad ($\eta_{\text{FC,el}}$) berechnet.

$$\eta_{\text{FC,el}} = \frac{P_{\text{el}} \cdot 10^{-3}}{\dot{m}_{\text{H}_2} H_{\text{u,H}_2}}$$

Für die Nennleistung ergibt sich folgender Gasverbrauch:

$$\dot{m}_{\text{H}_2} = \frac{P_{\text{el}}}{\eta_{\text{FC,el}} \cdot H_{\text{U,H}_2}} = \frac{4,6 \text{ kW} \cdot 10^{-3} \cdot \text{kg}}{0,35 \cdot 119,9 \text{ MJ}} = 0,3946 \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right]$$

Die eingebrachte Gasleistung errechnet sich wie folgt:

$$P_{\text{H}_2,\text{in}} = \dot{m}_{\text{H}_2} \cdot H_{\text{U,H}_2} = \frac{P_{\text{el}}}{\eta_{\text{FC,el}}} = \frac{4,6 \text{ kW}}{0,35} = 13,14 \text{ kW}$$

Mit der gegebenen Betriebszeit bei Nennleistung ($t_{\text{Nennl.}} = 2000$ h/a) ergibt sich:

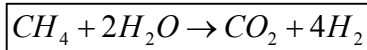
$$W_{\text{JahrGes}} = P_{\text{H}_2,\text{in}} \cdot t_{\text{Nennl.}} = 13,14 \text{ kW} \cdot 2000 \frac{\text{h}}{\text{a}} = 26285,7 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

Der Jahresgasbedarf ergibt somit:

$$\dot{m}_{\text{H}_2,\text{Jahr}} = \frac{W_{\text{JahrGes}}}{H_{\text{U,H}_2}} = \frac{26285,7 \text{ kWh} \cdot \text{kg}}{33,306 \text{ kWh}} = 789,23 \frac{\text{kg}}{\text{a}}$$

Da das Vaillant Gerät mit Wasserstoff als Prozeßgas arbeitet, der in einem dem Brennstoffzellenstack vorgeschalteten Reformer aus CH₄ gewonnen wird, muss die Umwandlung des Methans in der Reformierung berücksichtigt und so die benötigte Methanmenge ausgerechnet werden.

Die Reformierung läuft nach folgender Summenformel ab:



Bei einem idealen Reformerwirkungsgrad ($\eta_{Ref}=1$) ergibt sich folgendes Molverhältnis zwischen H₂ und CH₄:

$$\boxed{\frac{n_{CH_4}}{n_{H_2}} = \frac{1}{4} * \eta_{Ref} = \frac{1}{4} = 0,25} \quad \text{mit:} \quad n = \frac{m}{M}$$

Daraus ergibt sich für $m_{CH_4, \text{Jahr}}$:

$$\boxed{\dot{m}_{CH_4, \text{Jahr}} = \frac{\dot{m}_{H_2, \text{Jahr}} * M_{CH_4} * \eta_{Ref}}{M_{H_2} * 4} = \frac{789,23 \text{ kg} * 16,043 \text{ kg} * 1 * \text{ kmol}}{a * \text{ kmol} * 2,0258 \text{ kg} * 4} = 1570,3 \frac{\text{ kg}}{a}}$$

Bei einer Normdichte des CH₄ von $\delta_{0, CH_4} = 0,7175 \text{ kg/m}^3$ ergibt sich ein Normvolumen von:

$$\boxed{\dot{V}_{0, \text{Jahr}} = \frac{\dot{m}_{CH_4, \text{Jahr}}}{\delta_{0, CH_4}} = \frac{1570,3 \text{ kg} * m_0^3}{a * 0,7175 \text{ kg}} = 2188,6 \frac{m_0^3}{a}}$$

4.1.2 Das Sulzer Hexis Brennstoffzellenheizgerät

Die Schweizer Sulzer Hexis AG hat als erstes und bisher einziges Unternehmen ein SOFC-System im kleinen Leistungsbereich entwickelt. Derzeit werden noch Feldtests durchgeführt, im Herbst 2001 soll die Marktreife erreicht sein und die Serienfertigung beginnen.



Abbildung 15: Brennstoffzellenheizgerät der Firma Sulzer Hexis (SULZER, 2000).

Das Gerät leistet 50 W_{el} bis 1 kW_{el} und 0,4 bis 3 kW_{th} und wird mit Erdgas betrieben. Für erhöhten thermischen Bedarf ist ein Zusatzbrenner integriert, mit dem thermische Leistungen bis zu 25 kW_{th} erzielt werden können. Das Gerät wird nach dem Bedarf an elektrischer Energie modulierend gefahren. Es ist vorgesehen, damit den elektrischen Grundbedarf (Mindestbedarf) zu decken, (Kap. 2.2,

Abb. 4) die darüber hinaus benötigte elektrische Leistung wird durch Strom aus dem öffentlichen Stromnetz abgedeckt. Auch die aus der Stromproduktion resultierende Prozesswärme reicht meistens nicht gänzlich zur Bedarfsabdeckung aus, so dass der Rest mit dem integrierten Zusatzbrenner abgedeckt wird (SULZER, 2000).

Die Firma Sulzer Hexis AG beschränkt sich bei der Entwicklungsarbeit ausschließlich auf die Systemtechnik; die keramische Membran, das sog. PEN-Element, wird von Spezialfirmen entwickelt und produziert.

Eine Besonderheit des Hexis-Systems ist der Aufbau des Stacks, der aus runden Einzelmodulen, den sog. Stack Repeat Elements, aufgebaut ist, wie die Abbildungen 16 und 17

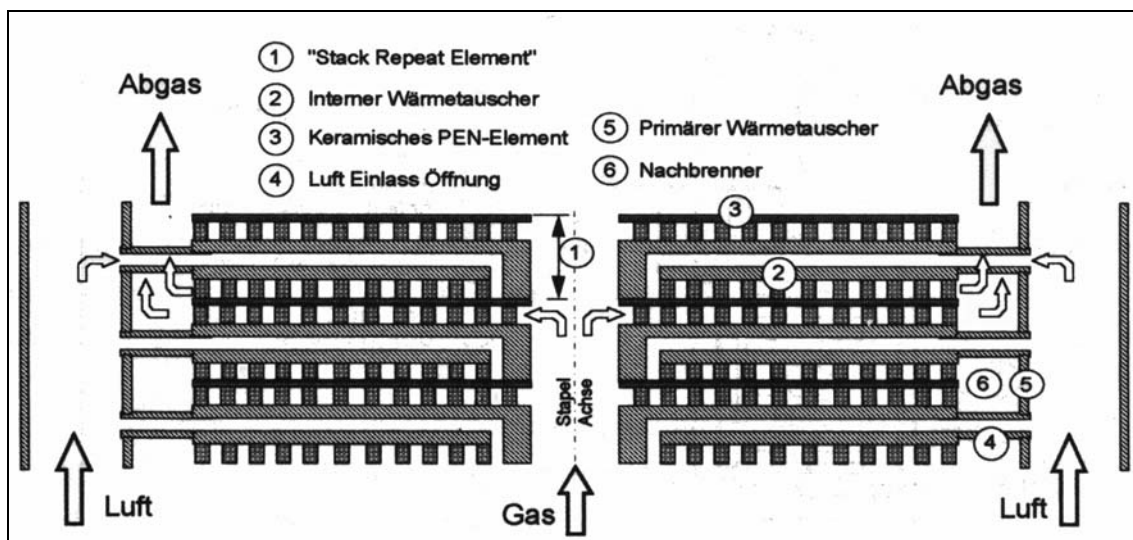


Abbildung 16: Luftführung im Stack (BARP, 1995).

zeigen.

Bei dieser Konstruktion ist fast jedes Teil des Stacks multifunktional, d.h. die klassische

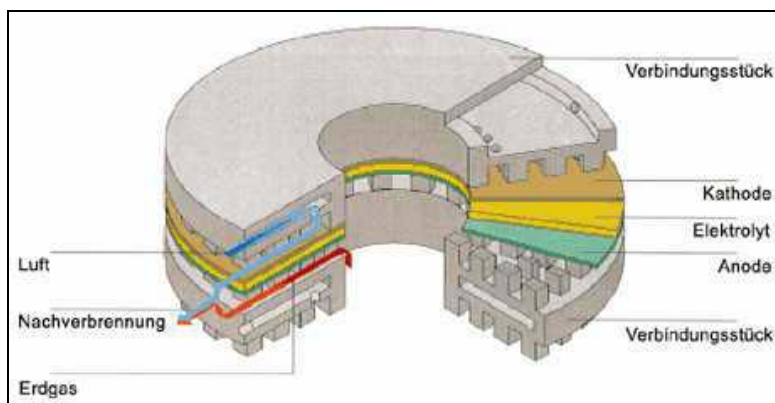


Abbildung 17: Einzelzelle im Schnitt (SULZER, 2000).

Funktionstrennung zwischen Wärmetauscher, Luftvorwärmer, Nachbrenner etc. wurde aufgehoben. Dieses Prinzip ist bereits im Firmennamen enthalten:

HEXIS ist abgeleitet von Heat Exchanger Integrated Stick. In der Abbildung 17

kann man den Aufbau des Stacks gut erkennen. Hier ist auch der aus Metall gefertigte Stromableiter der Zelle (Fig. 1 in Abb. 16) zu sehen, der gleichzeitig die Einzelzellen voneinander trennt (Stack Repeat Units).

Durch diese Bauweise ist der Temperaturgradient in der Keramik (Elektrolyt), wie in Abb. 18

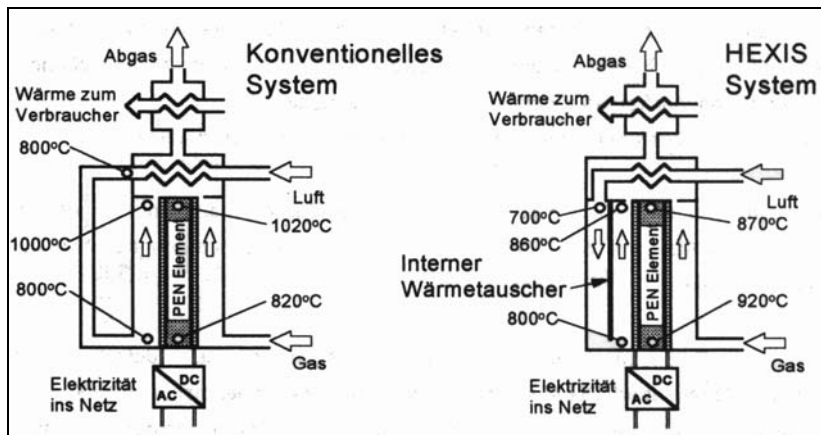


Abbildung 18: Temperaturverteilung im Stack (BARP, 1995).

zu sehen, im Gegensatz zu herkömmlichen SOFC Systemen deutlich abgesenkt worden. Während die Temperaturdifferenz bei konventionellen SOFC Systemen zwischen Eintritt der vorgewärmten Luft in den Stack (800 °C) und Abgasaustritt (1000 °C) ca. 200 °C beträgt, konnte sie bei den Hexis-Systemen auf ca. 50 °C verringert werden, was eine wesentliche Verringerung der Temperaturspannungen innerhalb der Keramik bewirkt.

Außerdem wird die Menge der benötigten externen Kühlluft durch die optimal angeordneten internen Wärmetauscher stark reduziert. Die Anordnung der Bauteile und die vorhandenen Temperaturen sind in Abbildung 18 zu sehen (BARP, 1995).

Ein weiterer, für den Systemaufbau gravierender Vorteil ist der Wegfall einer dem Stack

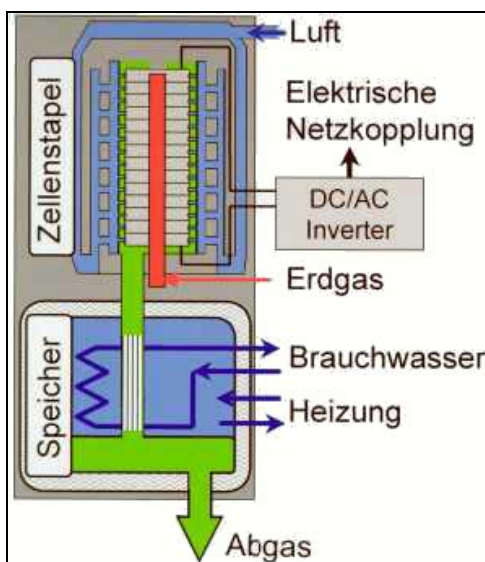


Abbildung 19: Einzelne Module des Hexis Konzeptes (SULZER, 2000).

vorgeschalteten Reformereinheit. Die Reformation des Brennstoffes, hier des im Erdgas enthaltenen CH_4 , wird im Stack selber, in einer internen Reformierung, durchgeführt. Dieser Vorgang läuft in der innersten Reaktionszone, unmittelbar nachdem das Gas in die Zelle eintritt, ab. Die einzige Aufbereitungsmaßnahme ist eine evtl. Entschwefelung und Entchlorung des Erdgases, da Schwefel und Chlor Membrangifte sind und somit die Zelle lahmlegen würden.

Schwefel- und Chlorgehalt dürfen höchstens 1 ppm betragen. CO_2 und N_2 sind für SOFC Zelle inert (VAN HEEK, 1995).

Somit ist die Systemtechnik des SOFC Gerätes überschaubar und einfach gehalten (siehe Abb. 19). Das von Sulzer gelieferte Brennstoffzellenheizgerät weist daher die kompakten Maße von

0,75 x 0,75 x 1,8 m (B x T x H) auf und kann sowohl als Erstausrüstung eines Neubaus als auch als Austauschgerät in einem Altbau dienen (SULZER 2000; BARP, 1995).

Die Integration des Systems macht einige Umbauten nötig, da hier der Warmwasserbereiter, -speicher im Gerät integriert ist. So müssen hier der Trinkwasservorlauf und die Trinkwasser-Zirkulationsleitung direkt am Brennstoffzellengerät angeschlossen und der Heizungs-Rücklauf ebenfalls separat zum Gerät zurückgeführt werden. Es ergeben sich bei dieser Schaltung keine Mischungspunkte für Trinkwasser- und Heizungs-Rücklauf. Ebenfalls entfällt der Verzweigungspunkt Trinkwasser- und Heizungs-Vorlauf. Zusätzlich ist ein Anschluß an das Hausstromnetz herzustellen und eine Regelelektronik für den Strombedarf zu installieren.

Auf Grund des installierten Zusatzbrenners ist auch hier ein zusätzlicher Kessel nicht erforderlich (Systemzeichnung siehe Anhang 5).

Der maximale Brenngasbedarf der Brennstoffzelle ist auf Grund des Strombedarfs des Referenzhauses bei der thermischen Nennleistung des Gerätes von 1,11 kW_{el} zu berechnen.

Den Berechnungen liegt der Jahresgesamtenenergiebedarf (W_{JahrGes.} [kWh]) des Referenzhauses zu Grunde (siehe hierzu Kap. 1.3).

Der Gesamtenergiebedarf wird nach der gleichen Vorgehensweise, wie im Kap. 4.1.1 beschrieben, berechnet.

Als Berechnungsgrundlagen werden die in einem Vortrag von Dr. M. Schmidt auf der Tagung *Brennstoffzellen...effiziente Energietechnik der Zukunft*, am 20.7.2000 in Friedrichshafen mitgeteilten Werte angenommen. Als Referenzanlage hierfür dient die Feldtestanlage der AET Basel / CH (SCHMIDT, 2000).

Leistungsdaten:	P _{el} = 1,11 kW	Prozeßgas:	Methan (CH ₄)
	P _{th} = 2,5 kW		H _{u, CH₄} = 40,9 [MJ/kg]
	η _{FC,el} = 31%		= 32,7 [MJ/m ³]

Da in diesem Falle Daten zum Stack wie Zellenzahl, Zellenfläche, etc. fehlen, wird der Gasverbrauch über den elektrischen Gesamtwirkungsgrad (η_{FC,el}) berechnet.

$$\eta_{FC,el} = \frac{P_{el} \cdot 10^{-3}}{\dot{m}_{CH_4} H_{u,CH_4}}$$

Für die Nennleistung ergibt sich folgender Gasverbrauch:

$$\dot{m}_{CH_4} = \frac{P_{el}}{\eta_{FC,el} \cdot H_{u,CH_4}} = \frac{1,11 kW \cdot 10^{-3} \cdot kg}{0,31 \cdot 50 MJ} = 0,2578 \left[\frac{kg}{h} \right]$$

Die eingebrachte Gasleistung errechnet sich wie folgt:

$$P_{H_2,in} = \dot{m}_{CH_4} * H_{U,CH_4} = \frac{P_{el}}{\eta_{FC,el}} = \frac{1,1kW}{0,31} = 3,58kW$$

Da hier ein stromgeführter Betrieb vorliegt und in der Zeit ohne Heizwärmebedarf auch die Stromproduktion sehr gering ist, wird eine Betriebszeit bei Nennleistung von ($t_{Nennl.} = 8000 \text{ h/a}$) herangezogen. Es ergibt sich:

$$W_{JahrGes} = P_{CH_4,in} * t_{Nennl.} = 3,58kW * 8000 \frac{h}{a} = 28645,2 \frac{kWh}{a}$$

Der Jahresgasbedarf ergibt somit:

$$\dot{m}_{CH_4,Jahr} = \frac{W_{JahrGes}}{H_{U,CH_4}} = \frac{28645,2kWh * kg}{13,889kWh} = 2062,45 \frac{kg}{a}$$

Bei einer Normdichte des H_2 von $\delta_{0,H_2} = 0,7175 \text{ kg/m}^3$ ergibt sich ein Normvolumen von:

$$\dot{V}_{0,Jahr} = \frac{\dot{m}_{CH_4,Jahr}}{\delta_{0,CH_4}} = \frac{2062,45kg * m_0^3}{0,7175kg} = 2874,5 \frac{m_0^3}{a}$$

4.1.3 Das PEMFC Eigenbausystem

Dieses System wird nicht von einem Systemhersteller geliefert. Es soll eine Ergänzung einer bestehenden Gasheizungsanlage mit Brennwertkessel sein.

Hier wird ein Brennstoffzellenstack mit Wasserstoff betrieben, der aus dem Biogas der Anlage



Abbildung 20: PEMFC System der Fa. HGC (HGC, 2000).

auf dem Flughafen Hahn gewonnen wird. Strom und Wärme werden direkt in die Hauskreisläufe eingespeist. Dieser Stack wird zum Auskoppeln der Wärme mit einen Wärmetauscher ausgestattet und erhält eine Leistungsregelung für Strom- und Wärmeeinspeisung.

Als Basis für dieses Vorhaben wurde der Stack des PEMFC Hausheizungssystems der Hamburg Gas Consult (HGC) ausgewählt. Das HGC System ist in Zusammenarbeit mit der Dais-Analytic-Corporation (USA) entwickelt worden und wird in Testanlagen in den USA und Deutschland erprobt. Zwei dieser PEMFC Stacks leisten 3 kW_{el} und 8 kW_{th} . Abbildung 20 zeigt die von HGC konzipierte Anlage (GUMMERT, 1999).

Der beim HGC System eingebaute Reformer kann entfallen, da die Zellen mit Wasserstoff betrieben werden sollen. Es muß jedoch in diesem Fall auf die Reinheit des Wasserstoffes geachtet werden; er darf höchstens 10 ppm CO enthalten (VAN HEEK, 1995).

Diese System-Lösung kann nicht selbständig betrieben werden, da sie auf die Versorgungskreisläufe und den Warmwasserspeicher einer Heizungsanlage angewiesen ist.

Die PEMFC wird im Sinne eines zusätzlichen Kessels in die bereits bestehende Hausheizungsanlage eingebunden. Daher wird die Installation eines zweiten Ausdehnungsgefäßes für das Brennstoffzellengerät und der Einbau eines Dreiwegeventils zur Volumenstromsteuerung von Heizkessel und Brennstoffzellengerät im Heizungs-Vorlauf notwendig. Bei dieser Schaltung soll die Brennstoffzelle die Grundlast übernehmen und der (Zusatz)Kessel nur dann eingeschaltet werden, wenn die Wärmeleistung nicht ausreicht. Zusätzlich ist eine Verbindung mit dem Hausstromnetz erforderlich (Systemzeichnung siehe Anhang 6).

Der maximale Brenngasbedarf der Brennstoffzelle ist auf Grund des Wärmebedarfs des Referenzhauses bei der thermischen Nennleistung des Gerätes von 8 kW_{th} zu berechnen.

Den Berechnungen liegt der Jahresgesamtenergiebedarf (W_{JahrGes.} [kWh]) des Referenzhauses zu Grunde (siehe hierzu Kap. 2.2).

Der Gesamtenergiebedarf wird nach der gleichen Vorgehensweise wie beim Vaillant-System in Kap. 4.1.1 berechnet.

Als Berechnungsgrundlagen dienen die aus dem Artikel *Die PEFC in der Hausenergieversorgung*, von Dipl.-Ing. G. Gummert, HGC Hamburg Gas Consult GmbH, abgedruckt im Sonderdruck Nr. 4857 der Euroheat & Power Fernwärme International, entnommenen Daten (GUMMERT, 1999).

Leistungsdaten:	P _{el} = 3 kW	Prozeßgas:	Wasserstoff (H ₂)
	P _{th} = 8 kW		H _{u, H2} = 119,9 [MJ/kg]
	η _{FC,el} = 32%		= 10,6 [MJ/m ³]

Da in diesem Falle Daten zum Stack wie Zellenzahl, Zellenfläche, etc. fehlen, wird der Gasverbrauch über den elektrischen Gesamtwirkungsgrad (η_{FC,el}) berechnet.

$$\eta_{FC,el} = \frac{P_{el} \cdot 10^{-3}}{\dot{m}_{H_2} H_{u,H_2}}$$

Für die Nennleistung ergibt sich folgender Gasverbrauch:

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{P_{el}}{\eta_{FC,el} * H_{U,H_2}} = \frac{3kW * 10^{-3} * kg}{0,32 * 119,9MJ} = 0,2815 \left[\frac{kg}{h} \right]$$

Die eingebrachte Gasleistung errechnet sich wie folgt:

$$P_{H_2,in} = \dot{m}_{H_2} * H_{U,H_2} = \frac{P_{el}}{\eta_{FC,el}} = \frac{3kW}{0,32} = 9,38kW$$

Mit der gegebenen Betriebszeit bei Nennleistung ($t_{Nennl.} = 2000 \text{ h/a}$) ergibt sich:

$$W_{JahrGes} = P_{H_2,in} * t_{Nennl.} = 9,38kW * 2000 \frac{h}{a} = 18750 \frac{kWh}{a}$$

Der Jahresgasbedarf ergibt somit:

$$\dot{m}_{H_2,Jahr} = \frac{W_{JahrGes}}{H_{U,H_2}} = \frac{18750kWh * kg}{33,306kWh} = 563 \frac{kg}{a}$$

Bei einer Normdichte des H_2 von $\delta_{0,H_2} = 0,08988 \text{ kg/m}^3$ ergibt sich ein Normvolumen von:

$$\dot{V}_{0,Jahr} = \frac{\dot{m}_{H_2,Jahr}}{\delta_{0,H_2}} = \frac{563kg * m_0^3}{0,08988kg} = 6263,56 \frac{m_0^3}{a}$$

4.2 Methodik der Gasaufbereitung

Das in Kap. 1.2 beschriebene Versorgungskonzept macht eine Aufbereitung des gewonnenen Biogases notwendig, da Brennstoffzellen hohe Ansprüche an die Gasreinheit stellen und bestimmte Verunreinigungen zu einer Deaktivierung der Membran und somit zum Funktionsverlust der Zelle führen würden. So ist bei der PEMFC besonders auf den Kohlenmonoxid-Gehalt, bei der SOFC auf den Schwefel- und Chlorgehalt zu achten.

Weiterhin macht eine mögliche Abfüllung des gewonnenen Gases in Druckbehälter mit Fülldrücken über 200 bar eine Kohlendioxid-Abtrennung unabdingbar, da CO₂ während der Verdichtung bereits bei ca. 74 bar in flüssiger Phase ausfällt.

4.2.1 Entschwefelung

Die im Erdgas enthaltenen schwefelhaltigen Odorierungszusätze sowie die im Biogas enthaltenen Schwefelwasserstoffe können (wie in Kap. 3.1.4 beschrieben) zu einer Schädigung oder gar Deaktivierung der Brennstoffzellenkatalysatoren führen.

Um dies zu vermeiden, ist dem gesamten Gasaufbereitungsschritt eine Entschwefelungseinheit vorzuschalten.

Zur Gasentschwefelung gibt es unterschiedliche Ansätze:

Großtechnische Gasentschwefelungsanlagen arbeiten mit speziellen Entschwefelungssubstanzen. Diese Substanzen werden u.a. von der Firma Bayer AG hergestellt; ein Beispiel ist Calciumformat (Summenformel: $C_2H_2CaO_4$).

Diese Entschwefelungsmassen werden in einen Reaktionsbehälter (Entschwefeler) eingefüllt, durch den das Gas geleitet wird. Das Gas wird zuvor mit Luft in einem bestimmtem Verhältnis gemischt und dann von unten in den Behälter eingeblasen. So erfolgt am Gaseintritt in den Behälter die Grobentschwefelung mit der relativ stark belasteten Masse und weiter oben die Feinent Schwefelung mit der frischen Masse.

Turnusmäßig wird dem Behälter durch ein Schleusensystem Masse entnommen, während von oben frische eingeschleust wird. Abbildung 21 zeigt eine Anlage der Firma IAG GmbH, die für Volumenströme bis zu 3700 m³_n / h ausgelegt ist. Die Anlage arbeitet mit Eisenoxidhydrat (Summenformel: $Fe_2O_3 \cdot H_2O$) als Entschwefelungsmasse (IAG, 2001).

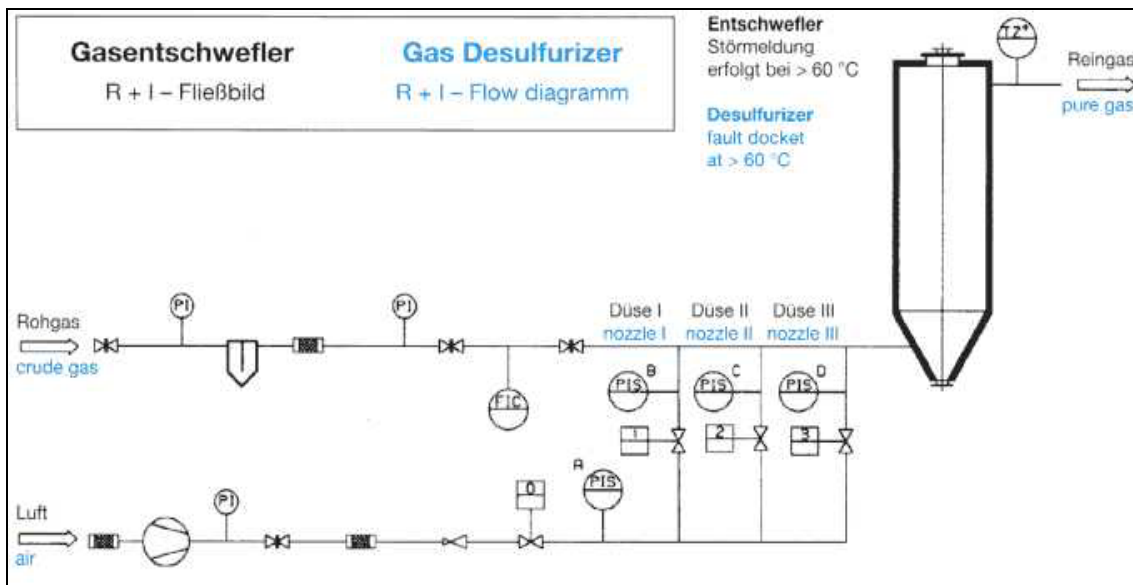


Abbildung 21: R+I Fließbild einer Gasentschwefelungsanlage (IAG, 2001).

Eine weitere Entschwefelungsmethode macht sich die hydrierende Entfernung der Schwefelverbindungen aus dem Gas mittels Co/Mo Katalysatoren zunutze. Bei diesem Verfahren wird das Gas durch Rohre geleitet, die mit einer Schüttung von Katalysatoren gefüllt sind und von außen mit Brenngas auf Temperaturen bis zu 730 °C (1000 K) beheizt werden. Die bei der katalytischen Umsetzung entstandenen Schwefelverbindungen können dann abgezogen werden kann.

Dieses Verfahren wird meist in Zusammenhang mit der Wasserstoffgewinnung durch Dampf-reformierung eingesetzt. Abbildung 22 zeigt eine Schaltungsvariante im Prozessablauf der Gasaufbereitung (VAN HEEK, 1995).

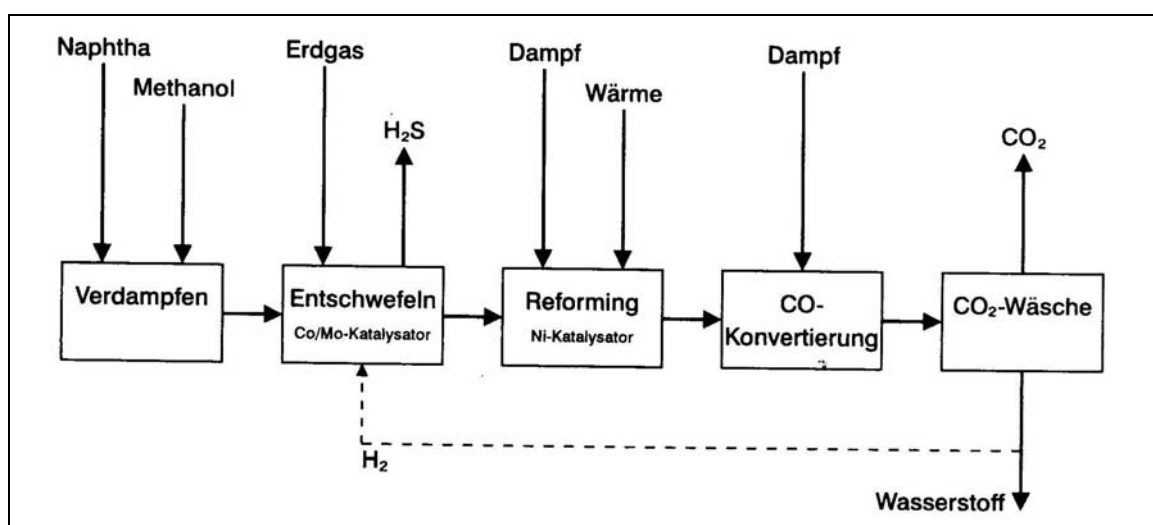
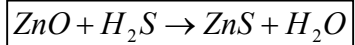


Abbildung 22: Gasaufbereitung mit Co/Mo Entschwefelungseinheit (VAN HEEK, 1995).

Ein weiteres Verfahren, das vermehrt in dezentralen BHKW Kleinanlagen verwendet wird, arbeitet mit ZnO-Patronen, durch die das zu reinigende Gas geleitet wird. Hierbei wird das H₂S chemisch an das ZnO gebunden. Die Reaktion läuft nach folgender Formel ab:



Der Inhalt einer ZnO Patrone reicht 5 Jahre zum Betrieb einer 200 kW_{el} Brennstoffzelle aus. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass der Schwefelgehalt des Eduktgases möglichst 1 Vol-% nicht überschreiten soll.

Die Firma ONSI setzt dieses System z.B. bei ihren 200 kW_{el}-PAFC-BHKWs ein. Hier wird der Schwefelgehalt von 6 ppm auf unter 1 ppm gesenkt (HYWEB, 2001).

Weiterhin sind als bewährte Verfahren die chemischen Absorptions- und physikalischen Waschverfahren im Einsatz. Diese Verfahren haben jedoch einen relativ hohen Bedarf an einzusetzenden Reaktions- und Waschsubstanzen. Zur Biogasreinigung wird heute schon erfolgreich der Einsatz von Aktivkohle erprobt.

Alle dem Biogasfermenter nachgeschalteten Entschwefelungsschritte sind mehr oder weniger Feinentschwefelungen. In modernen Biogasanlagen wird das Gas durch Einblasen geringer Luftmengen grob entschwefelt; so werden bei Biogasanlagen mit Kofermentation stets Werte [70mg/m³ erreicht (BLfU, 2000).

4.2.2 Gastrennung in CH₄ und CO₂

Die Auftrennung des Biogases in seine Hauptbestandteile CH₄ und CO₂ kann mit unterschiedlichen Verfahren erreicht werden.

Die gängigsten und preisgünstigsten sind heute die physikalischen Trennverfahren. Hierbei haben sich die physikalischen / adsorptiven (z.B. Druckwasserwäsche) und die kryogenen Verfahren (Ausnutzung der unterschiedlichen Tau- bzw. Siedepunkte der Gaskomponenten) auf dem Markt durchgesetzt.

4.2.2.1 Das ECB Verfahren

Die Firma ECB Enviro Berlin AG hat in Zusammenarbeit mit dem Forschungszentrum Karlsruhe GmbH ein Verfahren zur kryogenen Biogastrengung mit Mikrostrukturapparaten entwickelt (siehe Abbildung 23).

Bei diesem Verfahren handelt es sich um eine Gasrektifikation mit nachgeschaltetem Molsieb,

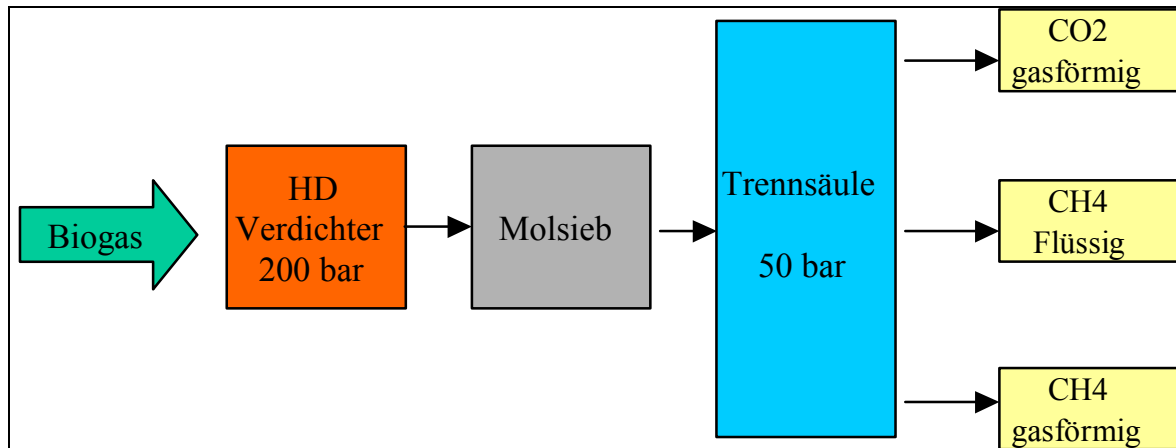


Abbildung 23: ECB Verfahren zur kryogenen Gastrennung mit Mikrostrukturapparaten (ECB, 2000).

das Methan mit einer Reinheit von 99,95 % liefert. Das Biogas wird zunächst in einem Hochdruckverdichter auf 200 bar komprimiert und anschließend durch ein Molsieb (für bestimmte Moleküle durchlässige Membran) gepresst. Das Gas wird anschließend in den Verflüssiger, eine Trennsäule, eingeleitet, in der ein Druck von 50 bar herrscht. Hier wird das Gas zunächst auf bis zu $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ abgekühlt, um anschließend die Komponenten bei verschiedenen Druckstufen abzuziehen.

Die Produkte sind:

- Gasförmiges CO_2 mit einer Reinheit von bis zu 99,95 %
- Flüssiges CH_4
- Gasförmiges CH_4 mit einer Reinheit $> 99,95\text{ } \%$

Der große Vorteil dieses Verfahrens ist die Bereitstellung flüssigen Methans, welches in Kryotanks platzsparender als in Drucktanks aufbewahrt und transportiert werden kann. Nachteilig ist jedoch der hohe Energieaufwand, der zur Kühlung und Kompression des Gases aufgebracht werden muß. So sind allein $0,75\text{ kWh/m}^3$ für die Gaskompression notwendig; die aufzuwendende Kühlleistung kommt noch hinzu (ECB, 2000).

4.2.2.2 Biogastrennung in einem Kälteprozess

Die Biogastrennung mit einem Kälteprozeß beruht ausschließlich auf den unterschiedlichen Taupunkten der Gaskomponenten.

Der Anstoß für die nachfolgenden eigenen Überlegungen waren die im kryogenen Trennverfahren der Firma ECB notwendigen sehr tiefen Temperaturen und der damit verbundene hohe Energieverbrauch. Als Grundlagen der nachfolgenden Betrachtungen wurden die allgemeinen Grundlagen und die Schaltschemata reiner CO₂ Kälteprozesse herangezogen (SIMON, 2000 c).

Das Ergebnis dieser theoretischen Überlegungen ist im Komponentenschaltbild (Abbildung 24) und dem Zustandsdiagramm (Abbildung 25) dargestellt.

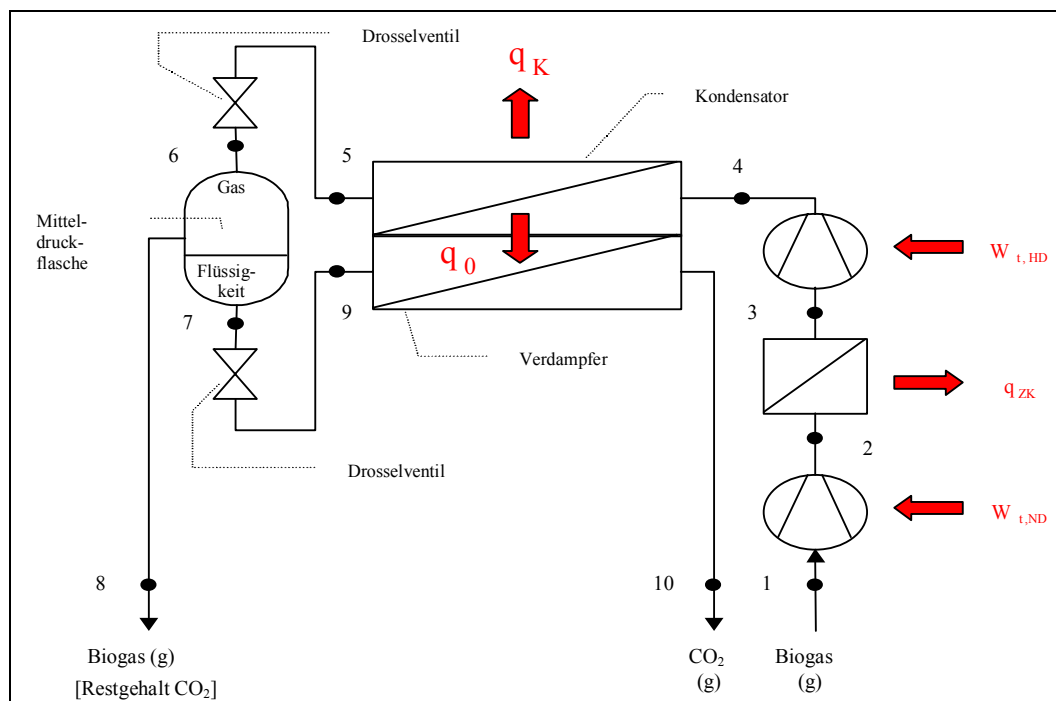


Abbildung 24: Schaltschema einer Biogastrennanlage auf der Basis eines zweistufigen Kälteprozesses.

Die Biogastrennung läuft wie folgt ab (Zustandsdiagramm siehe Abb. 25):

Das Biogas wird dem Fermenter entnommen (Zustand 1) und auf ein mittleres Druckniveau ($p_2=p_3$) komprimiert (Zustand 2), mit einem beliebigen Medium zwischengekühlt und dann nochmals, auf das obere Druckniveau ($p_4=p_5$), komprimiert (Zustand 4). Die zwischen den beiden Kompressionsstufen eingesetzte Zwischenkühlung dient dazu, unter der kritischen Temperatur des Biogases zu bleiben. Nun wird das Gas im Kondensator bis zum flüssig-siedenden Zustand (') kondensiert (Zustand 5) und die Kondensationswärme q_K abgeführt. Bei herkömmlichen Kälteprozessen wird q_K komplett an die Umgebung abgegeben; hier wird ein

Teil davon dem Verdampfer in Form von q_0 zugeführt, der andere Teil muß nach wie vor mit konventioneller Kühlung gedeckt werden. Dieser „Wärmetausch“ zwischen Kondensator und Verdampfer ist nur deshalb möglich, weil mit diesem Prozeß keine Kühllasten abgeführt werden (!).

Die nun vorhandene flüssige Phase (5) wird in einer isenthalpen Drossel ($h_5=h_6$) entspannt und in eine sog. Mitteldruckflasche eingeleitet. Diese Vorrichtung dient der sauberen Trennung in eine flüssige (h' ; Zustand 7) und eine gasförmige (h'' ; Zustand 8) Phase.

Die in der Mitteldruckflasche befindliche Flüssigkeit ist zum großen Teil flüssiges CO_2 und die gasförmige Phase das restliche Biogas mit Spuren von CO_2 . Die Trennbarkeit der beiden Hauptbestandteile dieses Gasgemisches beruht auf den verschiedenen Siede- und Taupunkten der Hauptbestandteile CH_4 und CO_2 .

Die gasförmige Phase (8), das mit geringen Mengen CO_2 verunreinigte Biogas, wird nun als Produkt dem Prozeß entnommen und kann weiterverarbeitet werden. Die Flüssigkeit (7) wird wiederum in einer isenthalpen Drossel bis auf das Ausgangsdruckniveau (Zustand 9; $p_9=p_1$) entspannt und anschließend im Verdampfer, durch Zuführen der Kondensator-Energie q_K , wieder verdampft (10). Das nun gasförmig vorhandene CO_2 wird nicht weiter verwendet.

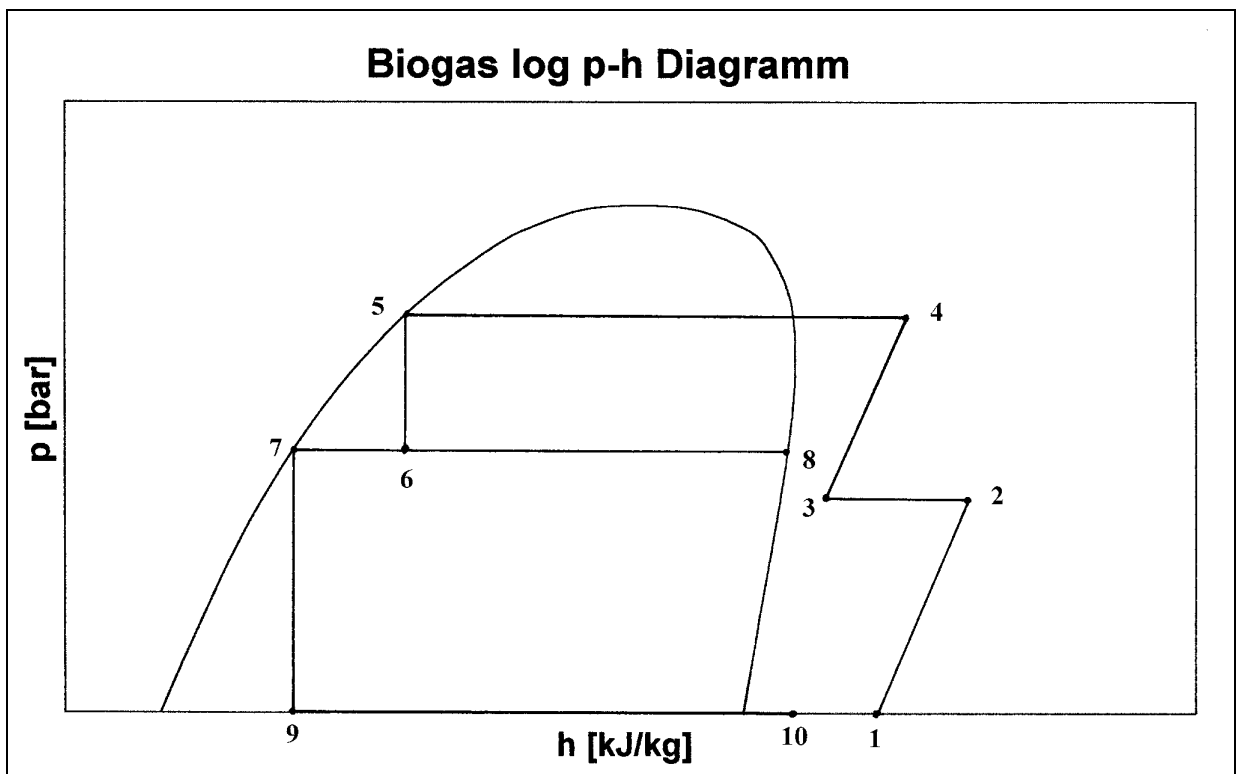


Abbildung 25: Qualitative Darstellung des Trennprozesses im log p-h Diagramm.

Dieser Prozeß kann bisher nur qualitativ durch die Darstellung im log p-h Diagramm und das Schaltschema der (Kälteanlagen) Komponenten beschrieben werden, da weitergehende

Stoffdaten für Biogas bisher fehlen. Die nötigen Stoffdaten, das log p-h Diagramm, müssen durch aufwendige Berechnungen oder Versuche erstellt werden, was im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht möglich war.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass der CO₂-Anteil des Biogases nicht ohne Weiteres als ideales Gas angesehen werden kann und daher spezielle Betrachtungen angestellt werden müssen.

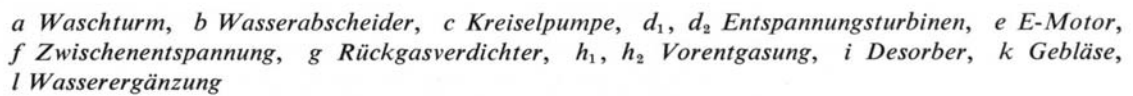
4.2.2.3 Druckwasserwäsche

Bei dieser Art der Gastrennung handelt es sich um ein physikalisches Waschverfahren.

Die Anwendung ist dann vorteilhaft, wenn die aus dem Gas abzuscheidende Menge CO₂, wie beim Biogas mit bis zu 40 Vol-% der Fall, sehr groß ist. Das Waschmittel kann regeneriert und im geschlossenen Kreislauf gefahren werden.

Die physikalischen Wäschen sind dadurch gekennzeichnet, dass die verwendeten Waschmittel chemisch neutral sind und die mögliche Beladung annähernd dem Partialdruck des zu lösenden CO₂ proportional ist. Aus diesen Forderungen ergibt sich, dass der Waschmittelumlauf im wesentlichen durch den Druck des zu behandelnden Rohgases (hier: Biogas) beeinflusst wird. Die Regeneration des Waschmittels erfolgt durch Entspannen und nachfolgendes Strippen mit einem Inertgas; hierbei kann auch Luft verwendet werden. Das Strippen bezeichnet die Absenkung des Partialdruckes der auszuwaschenden Komponente. Dieser Effekt wird durch eine Strömungsführung nach dem Gegenstromprinzip zusätzlich verstärkt.

Die aus den physikalischen Grundlagen des Verfahrens an das Waschmittel zu stellenden Anforderungen, wie insbesondere niedrige Viskosität, geringer Dampfdruck, chemische Stabilität und gutes Lösungsvermögen, hier für CO₂, bei möglichst geringer Löslichkeit für alle anderen Komponenten, sind in diesem Fall, bei Verwendung von Wasser, nur teilweise erfüllt. Wasser hat aber den Vorteil, dass es kostengünstig sowie leicht verfügbar ist und keine Verwendung von Sonderstählen beim Anlagenbau erfordert.



Das zu wachsende Gas durchströmt im Gegenstrom den Wasserturm (c).

Das zu waschende Gas durchströmt im Gegenstrom den Wasserturm (a), der mit Füllkörpern oder Streckmetallböden bestückt ist. Das mit CO₂ beladene Wasser wird über eine Entspannungsturbine (d₁) in den Zwischenentspannungsbehälter (f) entspannt. Hier wird das teilweise vom CO₂ gereinigte Restgas frei und über den Verdichter (g) in die Kolonne zurückgeführt. Das beladene Wasser wird über eine Entspannungsturbine (d₂) in die Vorentgasung (h₁ und h₂) entspannt. Hier kann CO₂ mit einer Reinheit μ 98% entnommen werden. Die restliche Beladung des Waschwassers wird nun im Desorber (i) mit Luft ausgetrieben.

Das so entgaste Wasser wird mit der Pumpe (c) zum Kopf des Wäschturms zurückgeführt, von wo es wieder zur Beladung eingeleitet wird. Diese Pumpe ist mit den Entspannungsturbinen (d_1 und d_2) und einem Elektromotor, der den Rest der benötigten Leistung aufbringt, direkt gekoppelt. Wasserverluste, die durch Verdunstung auftreten, werden durch Zudosieren von Frischwasser (l) ausgeglichen.

Mit diesem, im geschlossenen Kreislauf gefahrenen Prozess lassen sich Reinheiten von 0,2-1,0 Vol-% CO₂ erreichen; unter kontinuierlicher Verwendung von Frischwasser sind erheblich höhere Reinheitsgrade erreichbar.

Die Löslichkeit des CO_2 und somit auch die Amalgamierungszahl hängen maßgeblich von der Temperatur und dem Druck des Waschwassers ab. So ist bei niedriger Wassertemperatur und

hohem Druck die Löslichkeit des CO₂ am höchsten. Mit zunehmender Wassertemperatur muß somit für gleiche Leistung der Anlage der Waschmittelumlauf erhöht werden.

Um die Temperatur des Wassers möglichst niedrig zu halten, wird der Desorber deshalb gleichzeitig zum Kühlen des Wassers verwendet. Je nach geforderter Gasreinheit und gegebenem Waschmittelumlauf ist ggf. auch eine zusätzliche externe Kühlung notwendig (WINNACKER, KÜCHLER, 1969)

4.2.3 H₂ Erzeugung

4.2.3.1 Reformierungsprozesse

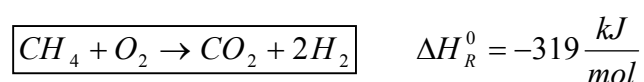
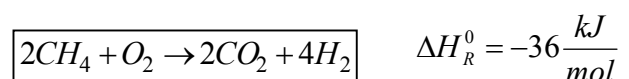
Die AFC und die PEMFC brauchen jeweils als Brenngas reinen Wasserstoff. Da keine interne Reformierung möglich ist, muss der Wasserstoff der Brennstoffzelle entweder in Reinform zugeführt oder durch externe Reformierung höherer Kohlenwasserstoffe bereitgestellt werden. Mit einer vorgeschalteten Reformierung können z.B. Erdgas, Flüssiggas oder sogar Biogas zum Betreiben von AFC und PEMFC verwendet werden; bei einigen mobilen Anwendungen wird wegen der besseren Handhabung flüssiges Methanol eingesetzt.

Zur Realisierung dieser Aufgabe gibt es grundsätzlich drei verschiedene Lösungswege:

Die partielle Oxidation des höheren Kohlenwasserstoffes, dessen Dampfreformierung und die autotherme Reformierung.

Bei der partiellen Oxidation handelt es sich um eine unterstöchiometrische Verbrennung des eingeleiteten Brennstoffes auf einem Temperaturniveau von 1200 – 1600 °C (siehe Abb. 27). Hierbei sind keine Katalysatoren erforderlich. Das System weist schnelles Startverhalten und gute Dynamik auf. Dieses Verfahren ist exotherm und bringt H₂-Konzentrationen im Produktgas von bis zu 34 Mol-%.

Die partielle Oxidation läuft nach folgenden Reaktionsgleichungen ab:



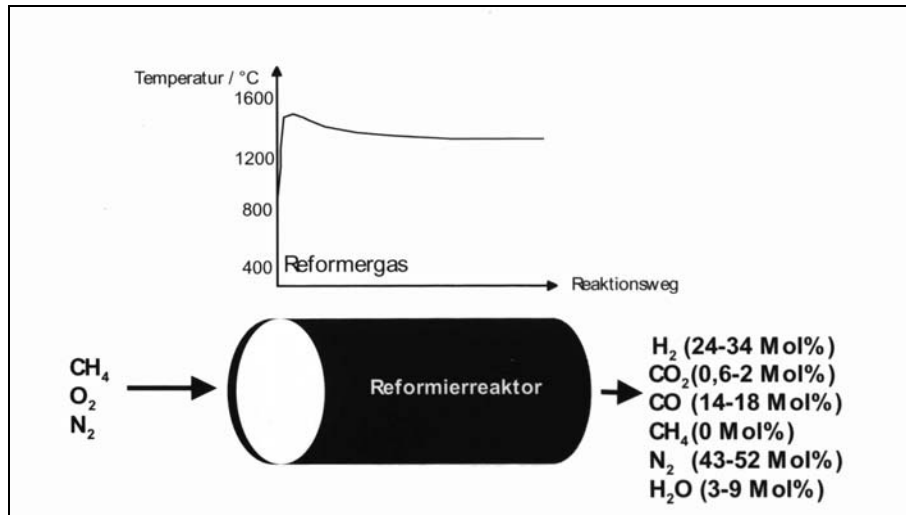


Abbildung 27: Temperaturverlauf im Reaktor bei der partiellen Oxidation von CH_4 (HEINZEL, 1999).

Die Dampfreformierung ist eine Umsetzung des höheren Kohlenwasserstoffes mit Wasserdampf im Temperaturbereich von 650-800 °C (Abb. 28). Hierbei sind Ni oder Edelmetall – Katalysatoren für die Reaktion erforderlich. Das System weist eine begrenzte Dynamik auf. Die Reaktion ist endotherm und bringt H_2 -Gehalte von bis zu 78 Mol-%.

Die Dampfreformierung läuft nach folgenden Reaktionsgleichungen ab:

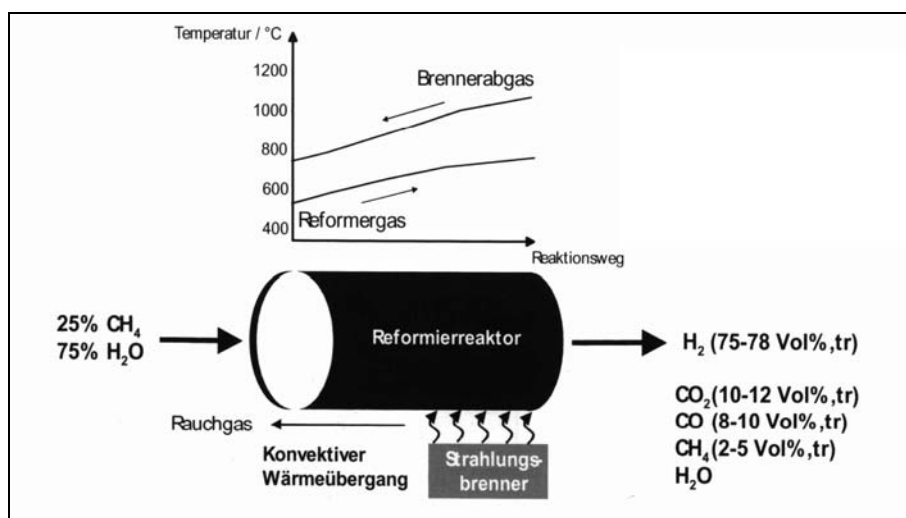
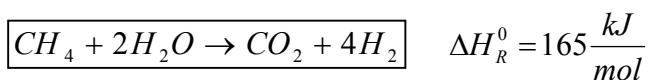
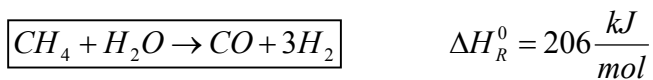
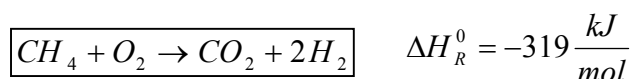
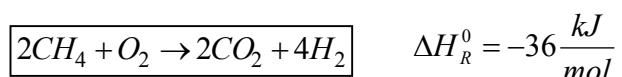


Abbildung 28: Temperaturverlauf im Reaktor bei der Dampfreformierung von CH_4 (HEINZEL, 1999).

Als **autotherme Reformierung** wird die Umsetzung höherer Kohlenwasserstoffe mit Wasserdampf und Luftsauerstoff im Temperaturbereich von 700-1000 °C (Abb. 29) bezeichnet. Hierbei sind Edelmetall-Katalysatoren notwendig. Das System weist schnelles Startverhalten und gute Dynamik auf. Die Reaktion ist eine **Kombination von Partieller Oxidation und Dampfreformierung** und bringt H₂-Gehalte in Produktgas von bis zu 32 Mol-%.

Hier laufen die Einzelreaktionen der Partiellen Oxidation und der Dampfreformierung gleichzeitig ab.

Partielle Oxidation



Dampfreformierung

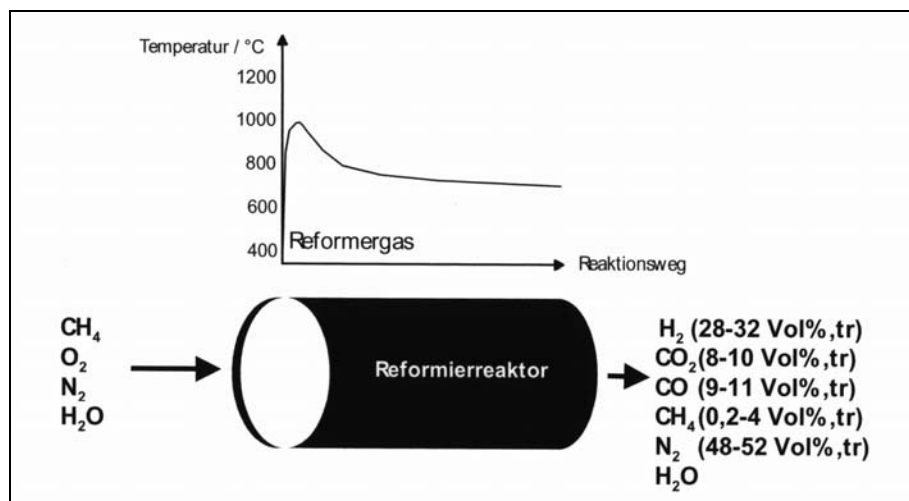
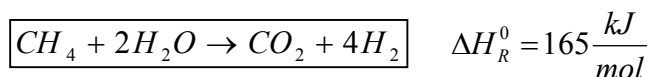
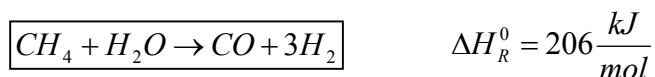


Abbildung 29: Temperaturverlauf im Reaktor bei autothermer Reformierung von CH₄ (HEINZEL, 1999).

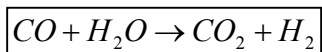
Ein weiterer Einflußfaktor auf die Prozeßführung ist der eingesetzte Energieträger, da er maßgeblich die Reformierungstemperatur beeinflusst, wie Tabelle 8 zeigt.

Energieträger	Temperaturbereich der Reformierung	Merkmale
Methanol	250 – 350 °C	Muß chemisch synthetisiert werden, daher rein
Alkohole	650 – 800 °C	Evtl. aus biologischen Prozessen, relativ teuer
Erdgas	650 – 800 °C	Natürliche Vorkommen, preiswert, schwankende Zusammensetzung, schwefelhaltig durch Odorierung
Benzin	650 – 800 °C	Aus Erdöl, Gemisch verschiedener höherer Kohlenwasserstoffe, schwefelhaltig
Diesel	800 – 1000 °C	Aus Erdöl, Gemisch verschiedener höherer Kohlenwasserstoffe, schwefelhaltig
Heizöl	800 – 1000 °C	Aus Erdöl, Gemisch verschiedener höherer Kohlenwasserstoffe, schwefelhaltig

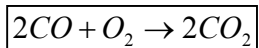
Tabelle 8: Einfluß unterschiedlicher Energieträger auf die Arbeitstemperatur einer autothermen Reformierungsreaktion (HEINZEL, 1999).

Weitere Gasaufbereitungsschritte, die für die PEMFC und die AFC zwingend notwendig sind, sind die CO-Konvertierung (Shift) und die Selektive CO-Oxidation (PROX).

Bei der CO-Konvertierung läuft folgende Reaktion ab:



Die Selektive CO-Oxidation (PROX) läuft nach folgender Reaktionsgleichung ab:



Mit diesen beiden, der eigentlichen Reformierungsreaktion nachfolgenden, Reaktionen wird der CO-Gehalt auf den für die Brennstoffzelle verträglichen Wert abgesenkt.

Die drei Gasaufbereitungsschritte Reformierung, CO-Konvertierung und Selektive CO-Oxidation sind in der Regel in einem Bauteil zusammengefasst und dem Brennstoffzellenstack vorgeschaltet.

Darüber hinaus ist es auch möglich, Wasserstoff aus festen höheren Kohlenwasserstoffen, wie z.B. Kohle oder Biomasse, direkt herzustellen. Auf diese Verfahren wird hier nicht weiter eingegangen, da die dazu nötige Anlagentechnik wesentlich komplexer ist und den Rahmen der vorliegenden Arbeit sprengen würde.

Die größten Entwicklungsanstrengungen auf dem Gebiet der Erdgasreformierung werden zur Zeit in den USA unternommen.

Hersteller von Dampfreformierungsanlagen sind z. B. die Firmen American Power, Plug Power, Epyx, Energy Partners, Hydro Chem (alle USA), Caloric, Mahler (beide Deutschland) und Halsor-Topsoe (Dänemark). Linde und Lurgi (beide Deutschland) stellen sehr große Dampfreformierungsanlagen her.

Im Rahmen der Entwicklung des Brennstoffzellenheizgerätes (BZH; Kap. 4.1.1) hat Vaillant in Zusammenarbeit mit dem Partner Plug Power eine kleine autotherme Reformierungsanlage, die in das BZH integriert ist, entwickelt (HEINZEL, 1999).

4.2.3.2 Metallmembranverfahren

Ein weiteres Verfahren zur Wasserstoffgewinnung aus höheren Kohlenwasserstoffen, in diesem Falle aus CH_4 , dem Hauptbestandteil des Erdgases, wurde in den 1950er Jahren in den USA von dem Gasversorger Union Carbide entwickelt.

Das Verfahren beruht auf der Auftrennung des Erdgases mittels einer Edelmetallmembran durch H_2 -Lösungs/Diffusionsmechanismen. Union Carbide errichtete eine Pilotanlage, konnte die Funktionsfähigkeit unter Beweis stellen und Betriebserfahrungen sammeln. Es stellte sich jedoch heraus, dass dieses Verfahren auf Grund der hohen Kosten für die Edelmetalle nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Der Betrieb der Anlage wurde aus diesem Grund eingestellt.

Die Technologie hat sich seither nur als Spezialanwendung zur Erzeugung geringer H_2 -Mengen mit hoher Reinheit durchgesetzt. Zur Zeit werden große Entwicklungsanstrengungen unternommen, indem versucht wird, die Menge des auf der Membran verwendeten Pd durch Reduktion der Schichtdicke und neue Trägermaterialien zu minimieren (GOLDACH, 2001).

4.3 Gaslogistik:

Im nachfolgenden Kapitel werden die verschiedenen Möglichkeiten der Biogaslogistik, d.h. der Transport vom Produktions- zum Bedarfsort vorgestellt.

Hierbei wird grundsätzlich zwischen der Gasabfüllung in Behälter (z.B. Drucktank, Kryotank und Metallhydridspeicher) und der Einspeisung in öffentliche Gasnetze unterschieden.

4.3.1 Abfüllen in Behälter

Im nachfolgenden Kapitel werden die verschiedenen Behältersysteme Drucktanks, Kryotanks und Metallhydridspeicher für die Gasabfüllung und den Transport vorgestellt.

4.3.1.1 Drucktank

Drucktanks für Gase gibt es in unterschiedlichen Größen und für verschiedene Fülldrücke. Die Druckgasspeicher für CH₄ (Erdgas) und H₂ (Wasserstoff) sind praktisch identisch und werden in verschiedenen Größen und Ausführungen von namhaften Gaslieferanten wie z.B. Messer Griesheim angeboten.

Druckgasflaschen für CH₄ und H₂ sind preisgünstig und als standardisierte Systeme die am besten verfügbaren Druckgasspeichersysteme, da sie bei den Herstellern ab Lager zu beziehen sind. Es handelt sich dabei um aus Aluminium, Stahl oder Edelstahl gefertigte Hochdruckspeicherflaschen mit geometrischen Inhalten von 50 l und Fülldrücken bis zu 200 bar.

Bei größerem Gasbedarf werden Flaschenbündel verwendet. Hier sind Druckgasflaschen in Bündelgestellen, verbunden durch ein Rohrleitungssystem, zu Einheiten zusammengefasst.

Die Firma Messer Griesheim z.B. bietet Flaschenbündel mit 12 oder 28 Einzelflaschen à 50 l und einem Fülldruck von 200 bar an, wie in Abb. 30 dargestellt.

Die Maße für das 12er Flaschenbündel betragen (l x b x h): 1,65 x 1,0 x 1,2 und für das 28er Flaschenbündel: 1,75 x 1,76 x 1,5 (MESSER, 1989).

Die Flaschenbündel können problemlos auf Schiene oder Straße transportiert werden.

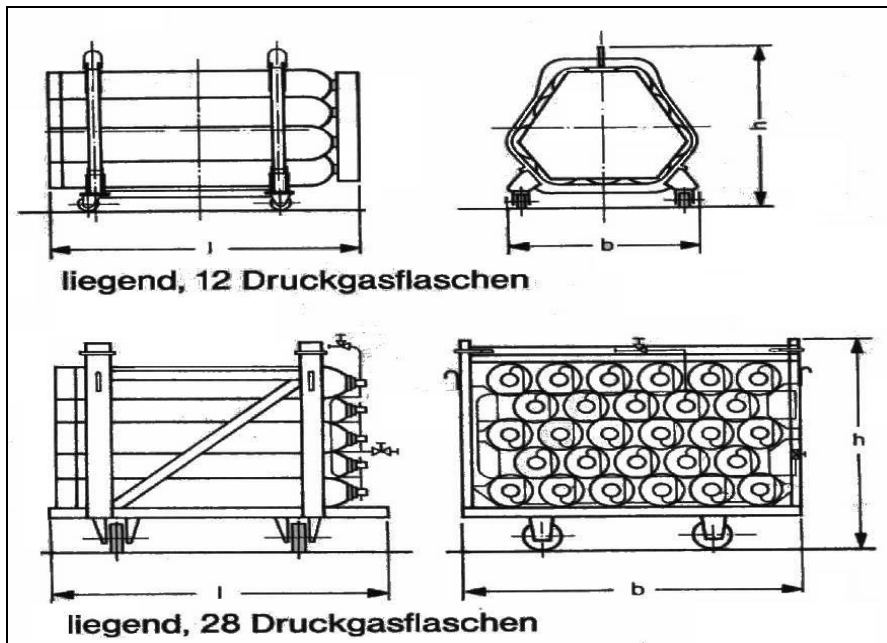


Abbildung 30: Flaschenbündel mit 12 und 28 Druckgasflaschen (MESSER, 1989).

Eine weitere Variante der Druckgasspeicherung ist die Verwendung von **Druckgasflaschenwagen**.

Dies sind Anhänger, die aus einer größeren Anzahl von miteinander verbundenen Druckgasbehältern bestehen. Diese Speichersysteme haben ein Nennvolumen von bis zu



Abbildung 31: Druckgasflaschenwagen zur Versorgung von Großverbrauchern (MESSER, 1989).

4000m³ und Fülldrucke von 200 bar. Die Versorgung des Verbrauchers erfolgt durch Austausch der Druckgasflaschenwagen voll gegen leer. Abbildung 31 zeigt einen solchen Wagen der Firma Messer Griesheim (MESSER, 1989).

Schließlich gibt es noch die Möglichkeit der **ortsfesten Druckbehälter**. Diese Behälter werden vom Hersteller speziell für den jeweiligen Anwendungsfall hergestellt und haben daher eine längere Lieferzeit.

Das Befüllen dieser Druckbehälter erfolgt durch Überströmen des Gases, z.B. von Druckflaschenwagen (Abb. 31) aus, in die Druckbehälter (MESSER, 1989).

Die Kompression des zu transportierenden Gases wird sowohl bei CH₄ als auch bei H₂ mit handelsüblichen, mehrstufigen Erdgaskompressoren durchgeführt. Diese sind nach jeder Kompressionsstufe mit Zwischenkühlern und einem Nachkühler ausgerüstet. Zusätzlich sind Zwischen- und Endabscheider für Wasser- und Ölkondensat integriert, so dass die einzelnen Verdichterstufen nicht durch Flüssigkeitströpfchen beschädigt werden. Abbildung 32 zeigt einen dreistufigen Erdgasverdichter der Firma Mannesmann Demag, der für den Einsatz in Erdgastankstellen konzipiert ist. Hier sind die einzelnen Verdichterstufen und die Zwischenkühler deutlich zu erkennen.

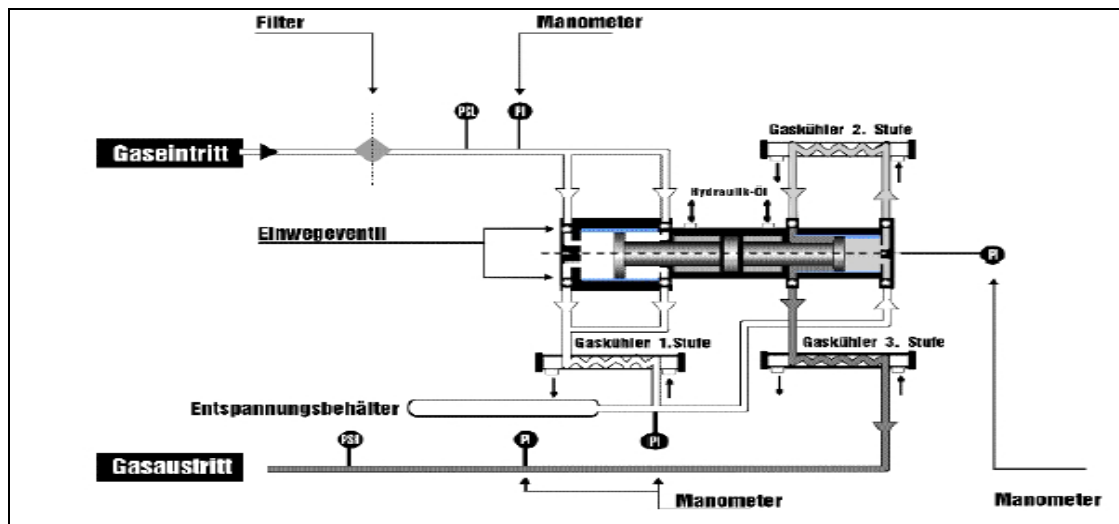


Abbildung 32: 3-stufiger Erdgasverdichter für Erdgastankstellen (MANNESMANN, 2000).

Alle hier aufgeführten Drucktanks sind für einen Fülldruck von $p_{DT}=200$ bar und eine Temperatur von $T_{DT}=15\text{ °C} = 288,15\text{ K}$ vorgesehen. Mit diesen Vorgaben kann das benötigte Drucktankvolumen $V_{DT,Jahr}$ vom Normzustand ($T_0=273,15\text{ K}$; $p_0=1,013\text{ bar}$) berechnet werden. Für die ausgewählten Brennstoffzellensysteme ergeben sich folgende Werte:

Vaillant-System:

$$\dot{V}_{0,Jahr} = 2188,6 \frac{m^3}{a}$$

$$V_{DT,Jahr} = \frac{p_0 * \dot{V}_{0,Jahr} * T_{DT}}{T_0 * p_{DT}} = \frac{1,013\text{ bar} * 2188,6\text{ m}^3 * 288,15\text{ K}}{273,15\text{ K} * 200\text{ bar}} = 11,7 \frac{m^3}{a}$$

Somit beläuft sich das halbjährlich zu liefernde Gasvolumen auf:

$$V_{DT,Jahr} = 5,85 \frac{m^3}{0,5a} \quad \text{Das sind 117 50 l-Gasflaschen.}$$

Sulzer Hexis-System:

$$\dot{V}_{0,Jahr} = 2874,5 \frac{m^3}{a}$$

$$V_{DT,Jahr} = \frac{p_0 * V_{0,Jahr} * T_{DT}}{T_0 * p_{DT}} = \frac{1,013 bar * 2874,5 m^3 * 288,15 K}{273,15 K * 200 bar} = 15,36 \frac{m^3}{a}$$

Somit beläuft sich das halbjährlich zu liefernde Gasvolumen auf:

$$V_{DT,Jahr} = 7,68 \frac{m^3}{0,5a} \quad \text{Das sind 153 50 l-Gasflaschen.}$$

PEMFC Eigenbausystem

$$\dot{V}_{0,Jahr} = 6263,56 \frac{m^3}{a}$$

$$V_{DT,Jahr} = \frac{p_0 * V_{0,Jahr} * T_{DT}}{T_0 * p_{DT}} = \frac{1,013 bar * 6263,56 m^3 * 288,15 K}{273,15 K * 200 bar} = 33,47 \frac{m^3}{a}$$

Somit beläuft sich das halbjährlich zu liefernde Gasvolumen auf:

$$V_{DT,Jahr} = 16,74 \frac{m^3}{0,5a} \quad \text{Das sind 335 50 l-Gasflaschen.}$$

Der Aufbewahrungsort der gefüllten Druckgasbehälter muß der TRG 280 *Betreiben von Druckgasbehältern* (TRG = Technische Regeln für Druckgase) entsprechen.

4.3.1.2 Flüssiggas-Tanks

Flüssiggas-Tanks sind Behälter zur Aufbewahrung tiefkalter, verflüssigter Druckgase, deren Phasenzustand durch die niedrige Lagertemperatur erhalten bleibt. Das Temperaturniveau wird entweder durch Isolation oder durch kontinuierliche Kühlung des Behälters gehalten.

Von der Firma Messer Griesheim werden z. B. Tanks in Größen bis zu 10.000 l und Fülldrücken von 2 bis 37 bar, u.a. für CH₄ und H₂, angeboten.

Die erforderliche Isolation der Behälter wird konstruktiv durch eine Doppelmantelisolierung



Abbildung 33: Flüssiggas-Tank (MESSER 2001).

erreicht. Der konzentrisch im Außenbehälter gelagerte Innenbehälter ist hier von einer für den jeweils geforderten Temperaturbereich geeigneten Isolationsschicht umgeben. Abbildung 33 zeigt einen Flüssiggas-Tank der Firma Messer Griesheim.

Für Gase mit einem Siedepunkt > 70 K (-200 °C) wird eine Perlite-Pulver-Isolierung und für Gase mit einem Siedepunkt < 70 K (-200 °C) eine Hochvakuum-Isolierung verwendet.

Da die Gase trotz des Vakuums einem kleinen Wärmestrom ausgesetzt sind, verdampft kontinuierlich eine kleine Menge des Gases, die bei geschlossenem Lagerbehälter zum Ansteigen des Behälterdruckes führt. Damit der maximal zulässige Behälterdruck nicht überschritten wird, sprechen in diesen Fällen

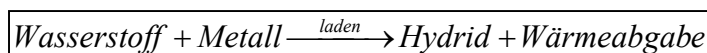
Sicherheitsventile an (MESSER, 1989).

Der große Vorteil dieses Lagersystems ist die enorme Volumenreduktion des Gases im flüssigen Zustand. Diese Speichervariante ist insbesondere dann sinnvoll, wenn das Gas mittels kryogener Gastrennungsv erfahren, wie z.B. dem ECB Verfahren (vgl. Kap. 4.2.2.1), gewonnen wird, da das Gas bereits in flüssiger Phase vorliegt.

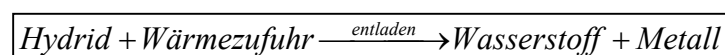
4.3.1.3 Metallhydridspeicher

Die Metallhydridspeicherung ist ein Verfahren, das ausschließlich für die Wasserstoffspeicherung verwendet wird.

Hierbei wird das Vermögen bestimmter Metalle und Metallgemische genutzt, atomaren Wasserstoff in unterschiedlichen Mengen zu absorbieren und chemisch zu binden. Die Belade – und Entladevorgänge der Hydridspeicher laufen folgendermaßen ab:



exotherme Reaktion



endotherme Reaktion

Bei der exothermen Beladungsreaktion wird zunächst der molekulare Wasserstoff an der Oberfläche des meist pulverförmigen Metalls oder Metallgemisches in Wasserstoffatome dissoziiert, weshalb der physikalische und chemische Zustand dieser Oberfläche von ausschlaggebender Bedeutung ist. Anschließend diffundieren die Wasserstoffatome unter Druckeinwirkung in das Metall und werden dort an Zwischengitterplätzen eingebaut. Der für diesen als Beladung bezeichneten Vorgang erforderliche Beladungsdruck ist abhängig vom eingesetzten Metall oder Metallgemisch sowie vom Temperaturniveau, auf dem die Beladung stattfindet. Beide Parameter sind wichtige Kriterien zur Charakterisierung der unterschiedlichen Metallhydride.

Zur endothermen Entladung des Wasserstoffes aus dem Hydrid muß die bei der Beladung abgegebene Wärmemenge mindestens auf dem gleichen Temperaturniveau wieder zugeführt werden.

Ausgehend von der Höhe des für die Be- und Entladung erforderlichen Temperaturniveaus werden unterschieden:

Tieftemperaturhydride (TTH), z.B. TiFeH_2 und CaNi_5H_6

Der Be- und Entladungsvorgang erfolgt in einem Temperaturbereich von 40 bis 80 °C, wobei die Wasserstoffabgabe aus dem Hydrid auch noch bei Temperaturen von –30 °C erfolgt. In Extremfällen ist eine Wasserstoffabgabe sogar noch bei –80 °C möglich.

Der Beladedruck liegt mit 10 bis 50 bar relativ hoch, wohingegen der Abgabedruck des Wasserstoffs aus dem Speicher sehr gering ist. So können in Einzelfällen bei der letzten Entladephase Probleme bezüglich der Wasserstoffbereitstellung auftreten.

Mitteltemperaturhydride (MTH) z.B. TiZrCrMnH_x :

Die Be- und Entladung erfolgt bei Temperaturen von μ 100 °C. Der Beladungsdruck liegt bei [5 bar; ggf. sogar nur bei [1 bar. Die massebezogene Energiedichte (Masse des gespeicherten Wasserstoffes [kg] / Gesamtmasse des Speichers [kg]) ist mit 2,5 Mas-% gleich der der TTH. MTHs sind allerdings stabiler als TTHs.

Hochtemperaturhydride (HTH) z.B. MgH_2 und MgNiH_4 :

Diese Hydride weisen besonders stabile Wasserstoff-Metall-Bindungsverhältnisse auf; daher sind bei Umgebungstemperatur keine besonderen Sicherheitsvorkehrungen notwendig. Eine Lagerung beladener HTH ist auch im freien möglich. Der Beladungsdruck liegt bei μ 1 bar und die Be- und Entladungstemperatur bei μ 300 °C. HTHs reagieren praktisch nur mit reinem

Wasserstoff (99,99 %). Anteile anderer Gase führen schnell zu einer Passivierung der Metalloberflächen und damit zur Verhinderung der Hydridreaktion. Die massebezogene Energiedichte ist mit bis zu 8 Mas-% relativ hoch.

Metallhydride können als stationäre und als mobile Wasserstoffspeicher verwendet werden.

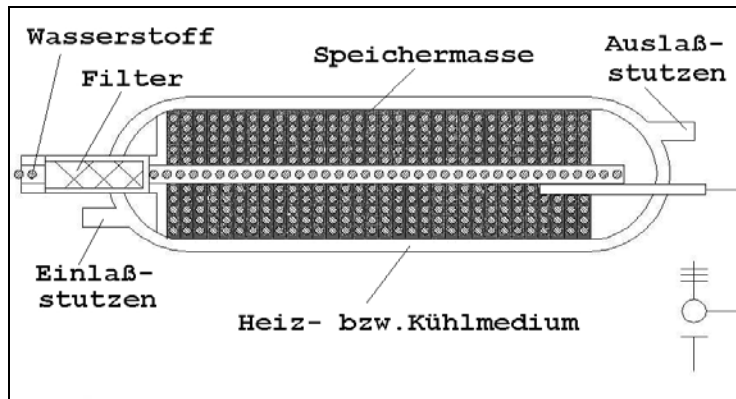


Abbildung 34: Schematischer Aufbau eines Metallhydridspeichers (BERNAUER, 1987).

Allerdings sind die mobilen Möglichkeiten durch die große Masse und das große Volumen der Speicher sehr eingeschränkt.

Abbildung 34 zeigt den schematischen Aufbau eines Metallhydridspeichers. Hier ist die Anordnung von

Wasserstoffeintritt, Speicher-

masse und Kühl- bzw. Heizmedium-Mantel gut zu erkennen (BERNAUER, 1987).

Der Transport der Metallhydridspeicher ist problemlos auf Schiene oder Straße möglich.

Eine weitere Einsatzmöglichkeit von Metallhydriden ist die Wasserstoffreinigung. Hierbei macht man sich den Effekt der Fremdpartikelanlagerung an der Oberfläche des Hydrides zunutze. Die dadurch ausgelöste Passivierung des Hydrids kann durch anschließende Wärmebehandlung wieder rückgängig gemacht werden, so dass weitere Reinigungsprozesse gefahren werden können.

Zur Zeit wird auf dem Gebiet der Metallhydridspeicherung, vor allem von Automobilherstellern verstärkt, geforscht (BERNAUER, 1987).

Exemplarisch für die Forschungsvorhaben für mobile Anwendungen ist die Daimler Chrysler AG. Von ihr wurde bereits in den 1980er Jahren ein Flottenversuch mit wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen gemacht. Das Ziel der Forschungen ist die Speicherung von Wasserstoff bei sehr geringem Druck (im Gegensatz zu den herkömmlichen Drucktanks), was die erforderlichen Sicherheitsvorkehrungen im Fahrzeug wesentlich verringert.

Für stationäre Speicheranwendungen gibt es bereits seit den 1980er Jahren kommerziell verfügbare Systeme, vorwiegend von kanadischen und japanischen Herstellern. So bietet z.B. die Firma Baseline Industries seit 1983 Metallhydridspeicher an. Weitere Anbieter sind u.a. die Milton Roy Corporation und Ergenics Inc. In Deutschland bietet die Firma GfE Metallhydridspeicher an. Bei der stationären Anwendung spielen das relativ hohe Speichergesamtgewicht und die daraus resultierende niedrige Energiedichte eine untergeordnete Rolle.

In der Verringerung des Speichergewichtes und der Erhöhung der Energiedichte werden auch in Zukunft die Forschungsschwerpunkte liegen.

4.3.1.4 Behältertransport

Der Transport der Behälter kann grundsätzlich sowohl über die Schiene als auch über die Straße abgewickelt werden.

Die Wahl des Transportsystems hängt maßgeblich von der Wirtschaftlichkeit der Einzeltransporte ab. Hierbei spielen vor allem die Verkehrsinfrastruktur, d.h. vorhandene Straßen- oder Schienenanbindungen, bei Gasproduzent und -abnehmer, die Entfernung zwischen den beiden und die zu transportierenden Gasmengen eine entscheidende Rolle. Diese Frage ist von den jeweiligen Gegebenheiten abhängig und muss von Fall zu Fall individuell beantwortet werden.

Ein weiterer, entscheidender Faktor für die Behältertransporte sind die für die jeweiligen Systeme geltenden gesetzlichen Vorschriften und ggf. notwendigen speziellen Transportmittel.

Für den Transport von Druckgasflaschen können herkömmliche LKWs und Bahnwaggons verwendet werden. Es gelten die jeweiligen Gefahrgutverordnungen -Straße (GGVS) und – Eisenbahn (GGVE).

Besonders muß darauf geachtet werden, dass die Ventile der Flaschen fest verschlossen sind und diese weder geworfen, noch Stößen ausgesetzt werden. Die Flaschen dürfen nicht zusammen mit anderen brennbaren Materialien oder in einem geschlossenen Aufbau transportiert werden. Beim Transport großer Gasmassen (> 1000 kg) müssen Warnschilder am Transportfahrzeug angebracht und Unfallmerkblätter mitgeführt werden (MESSER, 1989).

Druckgasflaschenwagen gibt es als LKW-Sattelaufleger (siehe hierzu Abb. 32, Kap. 4.3.1.1) und als Eisenbahnwaggons. Beides sind Spezialanfertigungen für den jeweiligen Kunden.

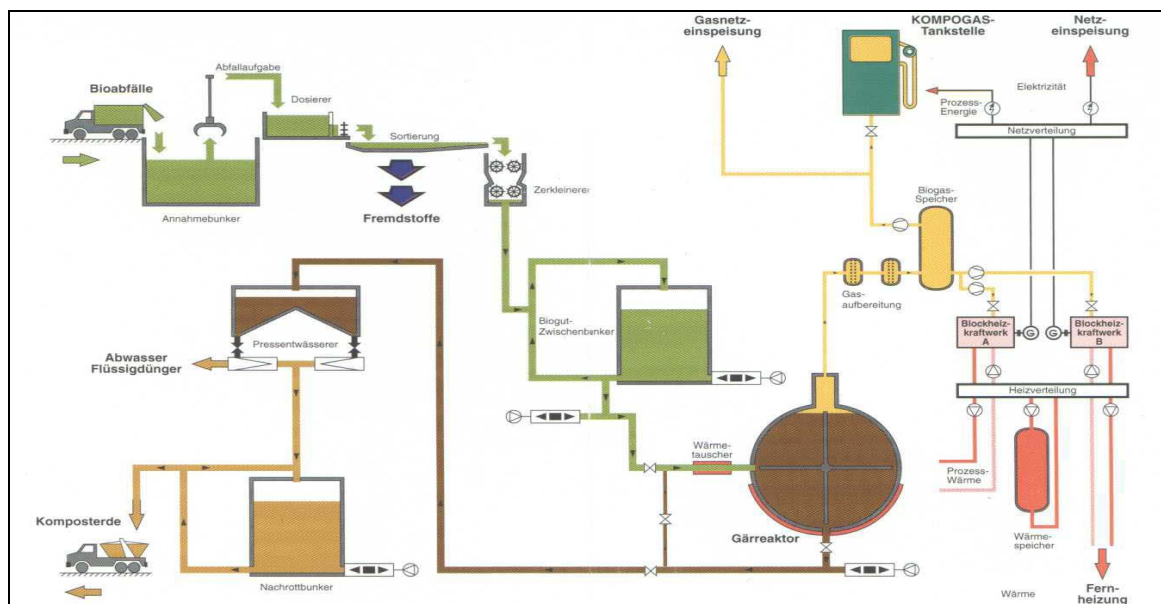
Hier ist besonders auf die Kennzeichnung der Ladung mit Warntafeln und die Bereithaltung von Unfallmerkblättern zu achten, da sehr große Gasmassen transportiert werden (MESSER, 1989).

Der Transport von **Flüssiggas-Tanks** darf, entsprechend der GGVS und der GGVE, nur mit Spezialfahrzeugen bzw. –waggons abgewickelt werden. Die zum Transport verwendeten

Behälter haben Inhalte von 50 bis 200 l und Betriebsdrücke von 0,5 bis maximal 3 bar. Während des Transportes muß das Eindringen von Luft verhindert werden, da dies zur Bildung von Eispfropfen führen kann.

Die **Metallhydridspeicher** können problemlos transportiert werden. Auf Grund der festen chemischen Bindung des Wasserstoffs bestehen keine großen Gefahren beim Transport. Es ist jedoch für eine gute Belüftung der Ladefläche zu sorgen.

4.3.2 Gaseinspeisung ins öffentliche Gasnetz



Sie hat mit ihrem Biomasseverwertungskonzept einen möglichen Weg der Einspeisung ins Gasnetz entwickelt, der in Abbildung 35 wiedergegeben ist.

Bei einer Einspeisung ins öffentliche Gasnetz ist besonders auf die geforderten Gasqualitäten zu achten. Von großer Bedeutung sind die Konzentrationen der Gasbegleitstoffe, vor allem der enthaltenen flüchtigen Moleküle, da durch die Beimischung des Biogases deren Anteile die zulässigen Grenzwerte überschreiten und somit die Gasqualität im Gasnetz beeinträchtigen könnten. Diese Grenzwerte werden vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) festgesetzt und sind im DVGW Arbeitsblatt G 260 festgehalten.

Der große Vorteil der Biogaseinspeisung ins Gasnetz ist die dezentrale Verfügbarkeit dieser regenerativen Energiequelle. Biogas kann an fast jeder beliebigen Stelle im Land produziert und vom Endverbraucher auch wieder aus dem Netz bezogen werden. Die einzigen Voraussetzungen sind ein ausreichender Anfall an Biomasse, entsprechende Biogasfermenter und ein Anschluß der Produzenten ans öffentliche Gasnetz.

Durch die Einspeisung wird auch das Problem der, je nach Außentemperatur, fehlenden Wärmeabnahme an den MHKWs gelöst: Der Überschuß an produziertem Biogas wird dann aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist; es ist nicht mehr notwendig, das Biogas prophylaktisch in einem MHKW zu Strom und Wärme umzuwandeln, den Strom ins Netz einzuspeisen und die Wärme evtl. über Notkühler abzuführen.

Vielmehr sind gar keine BHKWs mehr notwendig, um die produzierte Bioenergie zu vermarkten; so kann man direkt ins Netz einspeisen und ist nicht auf die Stromvergütungen der Stromversorger angewiesen.

Um diese Einspeisung jedoch nachhaltig zu etablieren, ist eine gesetzliche Grundlage notwendig. So fordert der Arbeitskreis *Biogaseinspeisung* des Fachverbandes Biogas einen diskriminierungsfreien Netzzugang für Biogas. Dies soll in der, im Herbst 2001 anstehenden, Überarbeitung der *Verbändevereinbarung Gas* verankert werden. Die Verbändevereinbarung Gas ist eine Übereinkunft von Gaswirtschaft und Industrie (vertreten durch BDI - Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., VIK - Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., BGW - Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. und VKU - Verband der kommunalen Unternehmen e.V.), welche das Zusammenspiel von staatlichen und privatwirtschaftlichen Regeln im Gasmarkt festlegen und dessen Öffnung für den Wettbewerb gewährleisten soll. Bundeswirtschaftsminister Müller sieht Handlungsbedarf insbesondere bei der Vereinfachung des Netzzugangs und des Entgeltmodells.

Weiterhin plant die Bundestagsfraktion der Grünen, sich für ein Gaseinspeisegesetz stark zu machen.

Erfahrungen mit Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz liegen bereits in anderen europäischen Ländern wie der Schweiz (s.o.), den Niederlanden, Frankreich und Schweden vor. Hier wird die Gastrennung in „Biotonne“-Anlagen, Mülldeponien, Kläranlagen und in einem Fall auch in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage vollzogen. In Deutschland gibt es nur Erfahrungswerte über die Nutzung von Klärgas (TENTSCHER, 2000).

4.4 Beschreibung und Bewertung der Lösungsvarianten

Auf der Basis der in Kap. 4.1 – 4.3 dargestellten Systeme und Verfahren sind die realistisch denkbaren Lösungsvarianten der Gaslogistik mit den verschiedenen Brennstoffzellengeräten und den jeweils notwendigen Gasaufbereitungsstufen in Abbildung 36 dargestellt.

Die verschiedenen Lösungsvarianten sind darin numeriert.

Variante 1:

Das Biogas wird vor Ort entschwefelt und in Behälter abgefüllt. Am Bedarfsort wird das Gas in seine Hauptbestandteile CH_4 und CO_2 getrennt und aus dem CH_4 der Wasserstoff gewonnen.

Dieser wird nun dem PEMFC Eigenbausystem (vergl. Kap. 4.1.3) als Brenngas zugeführt.

Variante 2:

Das Biogas wird vor Ort zunächst entschwefelt und in seine Komponenten CH_4 und CO_2 zerlegt. Anschließend wird aus dem CH_4 Wasserstoff (H_2) erzeugt, dieser in Druckbehälter abgefüllt und zum Bedarfsort transportiert.

Hier wird nun das PEMFC Eigenbausystem (vergl. Kap. 4.1.3) betrieben.

Variante 3:

Das Biogas wird vor Ort zunächst entschwefelt und in seine Komponenten CH_4 und CO_2 zerlegt. Anschließend wird aus dem CH_4 Wasserstoff (H_2) erzeugt, der dann in Metallhydridspeicher abgefüllt und zum Bedarfsort transportiert wird.

Hier wird nun das PEMFC Eigenbausystem (vergl. Kap. 4.1.3) betrieben.

Variante 4:

Am Fermenterstandort wird das Biogas entschwefelt und in CH_4 und CO_2 zerlegt. Anschließend wird das CH_4 in Druckbehälter abgefüllt und zum Bedarfsort transportiert.

Dort wird das CH₄ dem Vaillant Brennstoffzellenheizgerät (vergl. Kap. 4.1.1) zugeführt, welches die Reformierung intern durchführt.

Variante 5:

Am Fermenterstandort wird das Biogas zunächst entschwefelt und zerlegt. Das entstandene CH₄ wird ins öffentliche Gasnetz eingespeist.

Am Bedarfsort wird Gas dem öffentlichen Erdgasnetz entnommen und dem Vaillant Brennstoffzellenheizgerät (vergl. Kap. 4.1.1) zugeführt, welches die Reformierung intern durchführt. Die zweite Entschwefelungsstufe wird geräteintern durchgeführt; sie wird durch die Vermischung des gewonnenen CH₄ mit dem Erdgas im Netz notwendig.

Variante 6:

Am Fermenterstandort wird das Biogas zunächst entschwefelt und zerlegt. Das entstandene CH₄ wird ins öffentliche Gasnetz eingespeist.

Am Bedarfsort wird dem öffentlichen Erdgasnetz Gas entnommen, evtl. nochmals entschwefelt und dann daraus H₂ erzeugt. Die zweite Entschwefelungseinheit wird durch die Vermischung des gewonnenen CH₄ mit dem Erdgas im Netz notwendig.

Mit dem so gewonnenen H₂ wird nun das Vaillant Brennstoffzellenheizgerät (vergl. Kap. 4.1.1) betrieben.

Variante 7:

Am Fermenterstandort wird das Biogas zunächst entschwefelt, zerlegt und das entstandene CH₄ ins öffentliche Gasnetz eingespeist. Am Bedarfsort wird das Gas aus dem Netz zunächst auf seinen Schwefelgehalt hin überprüft, evtl. gereinigt und dann dem Sulzer-Hexis-System (vergl. Kap. 4.1.2) zugeführt. Die zweite Entschwefelungseinheit wird durch die Vermischung des gewonnenen CH₄ mit dem Erdgas im Netz notwendig.

Variante 8:

Nach vorgeschalteter Entschwefelung und Zerlegung wird das aus dem Biogas gewonnene CH₄ in Druckbehälter abgefüllt und anschließend an den Bedarfsort transportiert.

Hier wird das Gas dem Sulzer-Hexis-System (vergl. Kap. 4.1.2) zugeführt.

Variante 9:

Das Biogas wird am Fermenter entschwefelt, in Druckbehälter abgefüllt und an den Bedarfsort transportiert.

Hier wird das Gas dem Sulzer-Hexis-System (vergl. Kap. 4.1.2) zugeführt.

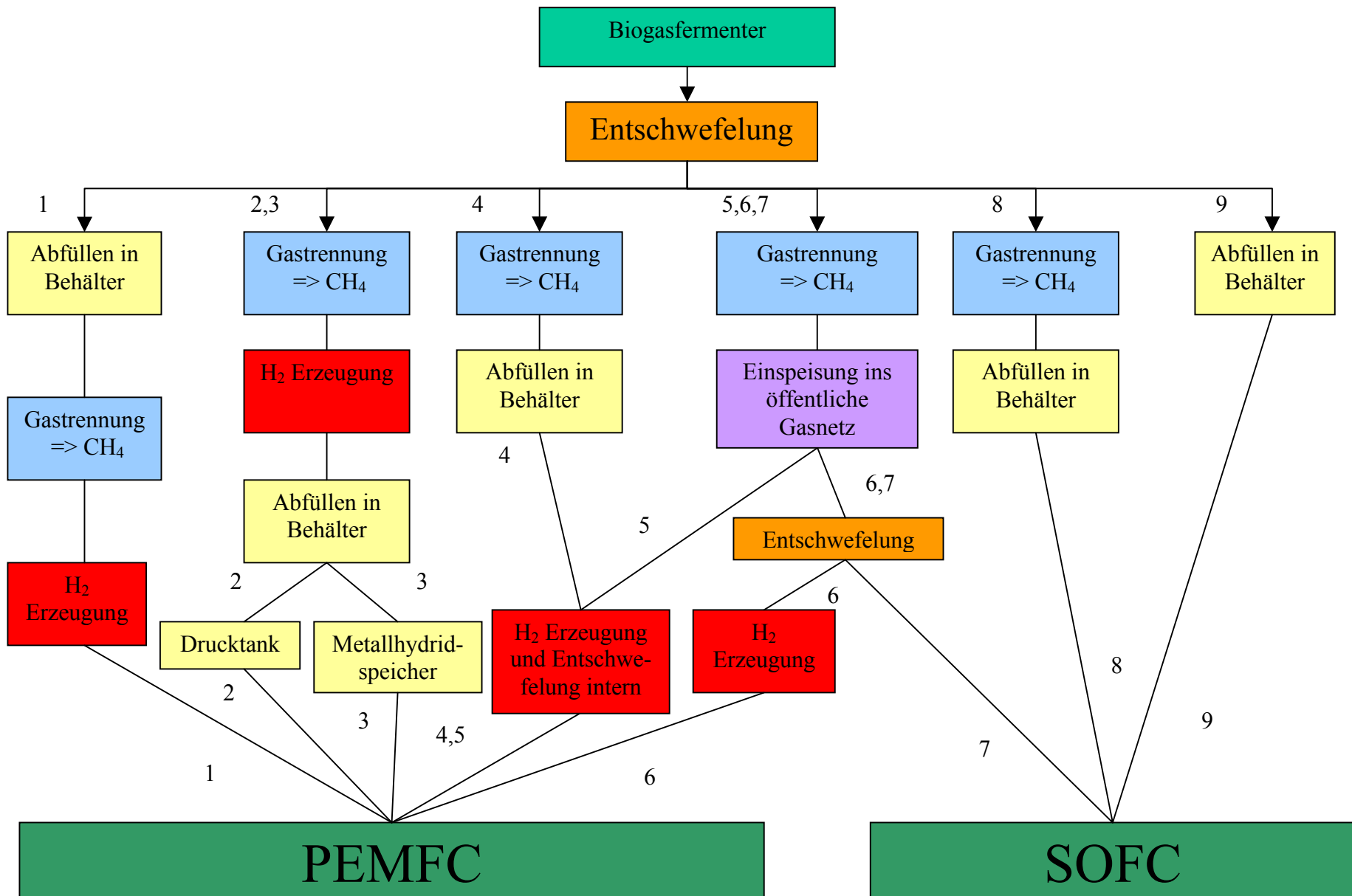


Abbildung 36: Schematische Darstellung der verschiedenen Möglichkeiten der Gaslogistik

Die dargestellten Lösungsvarianten sind unter Einhaltung der Vorgaben nicht alle technisch durchführbar.

Daher werden in diesem Kapitel die zur Realisierung der Varianten sinnvollsten Verfahren der Gasaufbereitung und –logistik erläutert und eine Bewertung darüber abgegeben.

Die dem Biogasfermenter nachgeschaltete Entschwefelungseinheit ist lediglich eine Feinentschwefelung. Die Grobentschwefelung geschieht bei den heute üblichen Biogasanlagen während des Biogasprozesses durch Einblasen geringer Luft-Mengen. So können für diese Feinentschwefelung die in Kap. 4.2.1 beschriebenen ZnO-Patronen oder Co/Mo-Katalysatoren verwendet werden.

Variante 1:

Bei der Kompression des Biogases zum Befüllen der Druckbehälter kommt es ab ca. 74 bar zum Ausfallen des CO_2 in flüssiger Form. Die Flüssigkeitströpfchen würden den Verdichter stark beschädigen. Eine Abfüllung von Biogas in Flüssiggas-Tanks (Kryogene Tanks) wird auf dem Markt nicht angeboten. Hierbei entsteht das Problem, dass CO_2 auf Grund seiner höheren Schmelztemperatur, im Vergleich zu CH_4 , zuerst ausfällt. So würde es zu einer unerwünschten Phasentrennung während des Abfüllvorgangs kommen.

Eine Möglichkeit, diese Variante zu verwirklichen, ist die Kompression und Abfüllung des Biogases bei Drücken < 74 bar, da das Biogas bis zu diesem Druck stabil ist.

Für die Entschwefelung kommen in diesem Falle die in Kap. 4.2.1 beschriebenen ZnO-Patronen, wie bei der Erdgasentschwefelung, zum Einsatz.

Zur Gastrennung ist die Druckwasserwäsche die kostengünstigste und technisch einfachste Alternative. Ihr werden eine autotherme Reformierungsanlage + Shift-Konverter nachgeschaltet und der erzeugte Wasserstoff dem PEMFC Eigenbausystem zugeführt.

Dieser Weg ist unter Berücksichtigung der gegebenen Anforderungen technisch nicht realisierbar.

Variante 2:

Hierbei ist die Gastrennung in CO_2 und CH_4 sowohl mit einer Druckwasserwäsche als auch mit dem ECB-Verfahren möglich. Da aber im nächsten Schritt eine Reformierung des CH_4 zu H_2 erfolgt, ist die kryogene Gastrennung, energetisch gesehen, nicht ökonomisch; daher wird die Druckwasserwäsche angewendet. Bei der hier am sinnvollsten zu verwendenden autothermen Reformierungseinheit (mit nachgeschaltetem Shift Konverter) herrschen Temperaturen von bis zu $700\text{ }^\circ\text{C}$; das CH_4 aus der kryogenen Gastrennung wähe ca. $-200\text{ }^\circ\text{C}$ kalt, was eine Temperaturspanne von ca. $900\text{ }^\circ\text{C}$ bedeutet. Bei Verwendung der Druckwasserwäsche entstehen jedoch nur knapp $690\text{ }^\circ\text{C}$ Temperaturdifferenz.

Dieser Wasserstoff wird nun in Drucktanks, am sinnvollsten in den in Kap. 4.3.1.1 beschriebenen Flaschenbatterien, zum Bedarfsort gebracht. Hier wird der Wasserstoff dem PEMFC Eigenbausystem zugeführt.

Diese Variante ist technisch realisierbar, aber auf Grund des hohen Speichergewichtes wahrscheinlich nicht wirtschaftlich.

Variante 3:

Die ausgewählten Verfahren sind mit Druckwasserwäsche und autothermer Reformierung identisch mit denen der Variante 2; deren Auswahl geschah aus den gleichen Überlegungen heraus.

Hier wird der Wasserstoff jedoch in Metallhydridspeichern transportiert. Diese Speicher haben zur Zeit noch den Nachteil, dass sie eine relativ geringe massebezogene Speicherkapazität ($\text{kg H}_2/\text{kg Speicher}$) haben; d.h. dass sie bei hoher Eigenmasse und hohem Eigenvolumen relativ wenig Wasserstoff speichern können. Ein Vorteil bei Verwendung dieser Speicher ist die Reinigungsfunktion, die verschiedene Metallhydride unter bestimmten Bedingungen aufweisen. Dieser Effekt kann evtl. in den Reinigungsprozeß integriert werden.

Der Wasserstoff wird am Bedarfsort dem PEMFC Eigenbausystem zugeführt.

Diese Variante ist technisch realisierbar.

Variante 4:

Hierbei ist die Gastrennung sowohl durch die Druckwasserwäsche als auch durch die kryogene Gastrennung (ECB-Verfahren) möglich. Sinnvollerweise ist bei der Auswahl der anschließend benötigten Transportbehälter darauf zu achten, dass, je nach gewähltem Trennverfahren, das kryogene CH₄ in Flüssiggas-Tanks und das aus der Druckwasserwäsche gewonnene CH₄ in Flaschenbündel abgefüllt wird. So bleibt das CH₄ im gleichen Aggregatzustand, und der Energieaufwand zum Abkühlen bzw. Erwärmen kann eingespart werden. Die Behälter werden anschließend zum Bedarfsort transportiert.

Hier wird das CH₄ dem Vaillant-System zugeführt, welches das CH₄ intern zu H₂ konvertiert.

Diese Variante ist technisch realisierbar.

Variante 5:

Die Gastrennung erfolgt hier durch die Druckwasserwäsche, da das gewonnene, möglichst reine, gasförmige CH₄ ins öffentliche Erdgasnetz eingespeist wird. Flüssiges CH₄ ist dafür nicht geeignet.

Am Bedarfsort wird das Gas aus dem Netz entnommen und dem Vaillant-System zugeführt, welches die noch erforderliche Aufbereitung intern durchführt.

Diese Variante entspricht dem von Vaillant konzipierten Betrieb des Gerätes mit Erdgas aus dem öffentlichen Netz.

Diese Variante ist technisch realisierbar.

Variante 6:

Die ausgewählten Verfahren sind mit Druckwasserwäsche und Einspeisung ins öffentliche Gasnetz identisch mit denen der Variante 5; die Auswahl der Druckwasserwäsche geschah aus den gleichen Überlegungen heraus.

Hier wird das aus dem Netz entnommene Gas zunächst in einem separaten Verfahrensschritt mit ZnO-Patronen feinentschwefelt, um die schwefelhaltigen Odorierungsmittel, die dem Leitungsgas zugemischt werden müssen, zu entfernen.

Als nächster Schritt folgt eine autotherme Reformierung mit nachgeschaltetem Shift Konverter zur Umwandlung des Erdgases bzw. CH_4 zu H_2 .

Das H_2 wird schließlich dem PEMFC Eigenbausystem zugeführt.

Diese Variante ist technisch realisierbar.

Variante 7:

Die ausgewählten Verfahren sind mit Druckwasserwäsche, Einspeisung ins öffentliche Gasnetz und Feinentschwefelung durch ZnO -Patronen identisch mit denen der Variante 6; deren Auswahl geschah aus den gleichen Überlegungen heraus.

Hierbei wird das Sulzer-Hexis-System verwendet, dem das entschwefelte Gas direkt zugeführt wird.

Diese Betriebsweise entspricht dem in den Feldtests gefahrenen Betrieb des Gerätes.

Diese Variante ist technisch realisierbar.

Variante 8:

Hierbei ist die Gastrennung sowohl durch die Druckwasserwäsche als auch durch die kryogene Gastrennung (ECB-Verfahren) möglich. Sinnvollerweise ist bei der Auswahl der anschließend benötigten Transportbehälter darauf zu achten, dass, je nach gewähltem Trennverfahren, das kryogene CH_4 in Flüssiggas-Tanks und das aus der Druckwasserwäsche gewonnene CH_4 in Flaschenbündel abgefüllt wird. So bleibt das CH_4 im gleichen Aggregatzustand und die Energie zum Abkühlen bzw. Erwärmen kann eingespart werden. Die Behälter werden anschließend zum Bedarfsort transportiert. In diesem Fall kann eine weitere Entschwefelung entfallen, da hier keine Odorierungsmittel enthalten sind.

Das Gas wird schließlich dem Sulzer-Hexis-System zugeführt.

Diese Variante ist technisch realisierbar.

Sie stellt die sinnvollste und unkomplizierteste Lösungsvariante für die dezentrale Nutzung von Biogas in Brennstoffzellen dar.

Variante 9:

Bei der Kompression des Biogases zum Befüllen der Druckbehälter kommt es ab ca. 74 bar zum Ausfallen des CO₂ in flüssiger Form. Die Flüssigkeitströpfchen würden den Verdichter stark beschädigen. Eine Abfüllung von Biogas in Flüssiggas-Tanks (Kryogene Tanks) wird auf dem Markt nicht angeboten. Hierbei entsteht das Problem, dass CO₂ auf Grund seiner höheren Schmelztemperatur, im Vergleich zu CH₄, zuerst ausfällt. So würde es zu einer unerwünschten Phasentrennung während des Abfüllvorgangs kommen.

Eine Möglichkeit, diese Variante zu verwirklichen, ist die Kompression und Abfüllung des Biogases bei Drücken < 74 bar, da das Biogas bis zu diesem Druck stabil ist.

Wird das Biogas nach der Feinentschwefelung direkt in Tanks mit Fülldrücken < 74 bar abgefüllt, ist das die anlagentechnisch einfachste Lösungsvariante der dezentralen Energieversorgung mit Biogas !

Wirtschaftlich ist diese Variante jedoch nicht, da im Biogas ca. 40 Vol-% CO₂ enthalten sind, die für die Brennstoffzelle ein Inertgas und für den Transport einen unnötigen Ballast darstellen.

Dieser Weg ist bei den gegebenen Anforderungen technisch nicht realisierbar.

[◀Kapitel zurück](#) [Kapitel vor▶](#)

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde ausschließlich die technische Seite der Lösungsvarianten mit Fakten belegt. Die hier vorgestellten **Brennstoffzellentechniken** sind teilweise noch in der Entwicklung oder durchlaufen das abschließende Teststadium und sind auf Grund der geringen produzierten Stückzahlen noch sehr teuer. Die Gasaufbereitungsmethoden existieren in den meisten Fällen für großtechnische Maßstäbe bzw. Gasvolumina. Anlagen für geringe Gasdurchsätze sind heute nicht für alle Anwendungen bereits verfügbar. Eine Weiterentwicklung der Gasaufbereitungsverfahren ist deshalb notwendig.

Hier müssen kompakte und anlagentechnisch einfache Konzepte forciert werden, damit die dezentrale Verwertung, wie z.B. Abfüllen in Druckbehälter oder Einspeisung ins öffentliche Gasnetz, von den jeweiligen Biogasproduzenten verwirklicht werden kann.

Diese derzeitige Marktsituation macht eine wirtschaftliche Betrachtung für die verschiedenen Lösungsvarianten praktisch unmöglich. Die ökonomische Seite der Lösungsvarianten kann frühestens in einigen Jahren zufriedenstellend beurteilt werden.

Hierzu ist es notwendig, die Serienproduktion der Brennstoffzellengeräte und der notwendigen, an deren Bedarf angepassten, Gasaufbereitungsanlagen abzuwarten. Infolge dessen wird es zu Preiskorrekturen kommen. Außerdem ist es wichtig, die Energiepreise, deren langfristige Entwicklung und die Zuschußsituation in der Zukunft mit einzubeziehen.

So ist es durchaus denkbar, dass bei weiterhin steigenden Energiepreisen und niedrigeren Produktionskosten für die Brennstoffzellengeräte die dezentrale Energieversorgung mit Brennstoffzellen auf der Basis regenerativer Energiequellen eine kostengünstige Lösungsvariante darstellt.

Es wäre sinnvoll, die in dieser Arbeit entwickelten Lösungsvarianten in einigen Jahren im Rahmen einer weiteren Diplomarbeit auf ihre Wirtschaftlichkeit hin zu untersuchen. So könnten neben den technisch machbaren auch die daraus resultierenden wirtschaftlich sinnvollen Lösungsvarianten hervorgehoben werden.

Als Basis dieser zukünftigen Arbeit können die im Rahmen des in Kap. 2.1 vorgestellten EU-Projektes erlangten Kenntnisse dienen.

6. Literaturverzeichnis

[◀Kapitel zurück](#) [Kapitel vor▶](#)

ASUE, (2000):

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: Stationäre Brennstoffzellen – Grundlagen, Einsatzmöglichkeiten, Stand der Technik, Perspektiven. Kaiserslautern: ASUE

BARP, B. (1995):

Kraft-Wärme-Kopplung für die Gebäudetechnik mit SOFC-Brennstoffzellen. In: VDI Berichte 1174. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH. S. 173-184.

BAYREUTHER, H., KULL, U., BÄBLER, U., DANZER, A. (1992):

Linder Biologie. 20., neubearbeitete Auflage. Stuttgart: Metzler. S.117.

BERG (2000):

Dipl.-Ing. J. Berg, Joh. Vaillant GmbH: Das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät - Strom und Wärme aus der Heizung, Vortrag auf dem Energietag Rheinland Pfalz am 27.10.2000, Bingen.

BLfU (2000):

Energetische Nutzung von Biogas aus der Landwirtschaft. München: Bayerisches Landesamt für Umweltschutz

BOXER (2000):

Boxer-Infodienst *Regenerative Energie* (Hrsg.): www.boxer99.de, 2000

BRINNER, A., HEINZEL, A., SCHOLTA, J. (1999):

PEM-Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung. Vortrag auf der Jahrestagung 1999: *Zukunftstechnologie Brennstoffzelle* des Forschungsverbundes Sonnenenergie. Neu-Ulm.

DANWERTH (2000):

Dipl.-Ing. (FH) K. Danwerth, Stadtwerke Bielefeld: Das MCFC-„Hot-Modul“ der MTU- erste Betriebserfahrungen, Vortrag auf dem Energietag Rheinland Pfalz am 27.10.2000, Bingen.

ECB (2000):

Hochreines Methan und Kohlendioxid aus Biogas oder Erdgas, Kryogene Gastrennung und –verflüssigung mit Mikrostrukturapparaten. Prospekt der Enviro Berlin AG und des Forschungszentrum Karlsruhe. Berlin: ECB

GOLDACH (2001):

E-Mail von Dr. A. Goldach, Fraunhofer IGB, Stuttgart

GUMMERT (1999):

Die PEFC in der Hausenergieversorgung: Sonderdruck (Nr. 4857) aus: Euroheat&Power Fernwärme international. Hamburg: HGC.

HEINZEL, A. (1999):

Stand der verschiedenen Technologien zur Reformierung von Brennstoffen. Vortrag vom 28.10.1999 auf der Fachtagung: *Brennstoffzellen-Technologie für das 21. Jahrhundert?* der Energieagentur Nordrhein Westfalen. Wuppertal

HGC (2000):

Hamburg Gas Consult (Hrsg.): www.hgc-hamburg.de, 2000.

HYWEB, (2001):

HyWeb (Hrsg.): Wasserstoff in der Energiewirtschaft, Kap. 4.1.1.: www.hydrogen.org/indexd.html, 2000

IAG, (2001):

IAG GmbH (Hrsg.): www.iag-gmbh.de, 2001

KOHLHAGE, (2001):

E-Mail von Herrn Jörg Kohlhage, Joh. Vaillant GmbH.

KOMPOGAS, (2000):

Kompogas: Prospekt. Uzwil, CH: KOGAS AG.

KTBL (1998):

Arbeitspapier 249 – Kofermentation. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft.

LANGSHAUSEN (2000):

Vorstellung des EU-Projektes der Firma Resob auf dem Flughafen Hahn. Sitzungsprotokoll, Flughafen Hahn 20.11.2000.

LEDJEFF (Hrsg.) (1995):

Brennstoffzellen. Heidelberg: C.F. Müller Verlag GmbH. S. 25-44.

MANNESMANN, (2000):

Mannesmann Demag: Gastankstellen Prospekt:

http://www.gastankstellen.de/9_prospe/prospek.htm, 2000

MAURER, WINKLER (1980):

Biogas. Karlsruhe: Verlag C.F. Müller. S.1.

MESSER, (1989):

Messer Griesheim: Gase Handbuch. 3. Auflage. Düsseldorf: Messer Griesheim GmbH. S. 29-46.

MESSER, (2000):

Messer Griesheim GmbH Katalog 2001: <http://www.spezialgase.de/spezialgasekatalog/>, 2001

MÜNNING (2000):

Dipl.-Ing. R. Munning, EWE Oldenburg: Brennstoffzelle als Dienstleistungsangebot- Zwei Jahre Praxiserfahrung, Vortrag auf dem Energietag Rheinland Pfalz am 27.10.2000, Bingen.

POHL (2000):

Dipl.-Ing. (FH) C. Pohl, TSB: PEM-Brennstoffzelle zur Gebäudeversorgung im Brunckviertel Ludwigshafen, Vortrag auf dem Energietag Rheinland Pfalz am 27.10.2000, Bingen.

POKOJSKI (2000):

Dipl.-Ing. M. Pokojski, Bewag AG: PEM Brennstoffzellen in der Strom- und Wärmeversorgung, Vortrag auf dem Energietag Rheinland Pfalz am 27.10.2000, Bingen.

POTT (2001):

Pott, F.: Brennstoffzelle geht in Serie. In: VDI Nachrichten, Düsseldorf vom 16.03.2001

REESE (2000):

Dipl.-Ing. I. Reese, HGC Hamburg Gas Consult: PEM Brennstoffzellen in der Hausversorgung, Vortrag auf dem Energietag Rheinland Pfalz am 27.10.2000, Bingen.

REINARTZ (2000):

Prof. Dr. Reinartz, FH Bingen: Vorlesungsskript Versorgungstechnik, 2000

RESOB (2000):

Resob Ingenieurgesellschaft: Erläuterungen zu den erforderlichen Entwicklungsarbeiten in Arbeitspakete und die dazugehörige Kostenaufstellung für das EU-Projekt *Regenerative Energieversorgung mit Biogas und wasserstoffhaltigem Holzgas* Düsseldorf: Resob Ingenieurgesellschaft.

RESOB (2001):

Faxmitteilung der Resob Ingenieurgesellschaft, Düsseldorf an das TSB betr. das EU Projekt auf dem Flughafen Hahn. 13.02.2001

SCHMIDT, DOERK (2000):

Dr. Schmidt, M, und Doerk, Th.: Erfahrungen aus den Feldtests mit Hexis Systemen, Vortrag von auf der Tagung *Brennstoffzellen...effiziente Energietechnik der Zukunft* am 20.07.2000 in Friedrichshafen.

SIMON (1992):

Dr. R. Simon: Systematische Simulation von Brennstoffzellen am Beispiel einer alkalischen Anlage mit immobilen Elektrolyt: Dissertation, Institut für Chemische anorganische Stoffe, Technische Universität Graz 1992, S.29

SIMON, (1999):

Prof. Dr. R. Simon, FH Bingen: Vorlesungsskript Thermodynamik, 1999

SIMON (2000 a):

Prof. Dr. Simon, FH Bingen: Vorlesungsskript Kraft- und Arbeitsmaschinen, 2000

SIMON (2000 b):

Prof. Dr. R. Simon, FH Bingen: Brennstoffzellen-Energieversorgung für das 21. Jahrhundert, Vortrag auf dem Energietag Rheinland Pfalz am 27.10.2000, Bingen.

SIMON (2000 c):

Prof. Dr. Simon, FH Bingen: Vorlesungsskript Klimatechnik.

STEFENER (2000):

Stefener, M., TU München, Department für Physik E 19, Grenzflächen und Energieumwandlung: Praktikumsskript Brennstoffzellen, 2000

STIMMIG, U., FRIEDRICH, K.A., CAPPADONIA, M., VOGEL, R. (1998):

Brennstoffzellen-Technologie. In: VDI Berichte 1383. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH. S. 1-20.

SULZER (2000):

Sulzer Hexis AG (Hrsg.): <http://www.hexis.ch>, 2000.

TENTSCHER, (2000):

Tentscher, Dr. W.: Biogas an das Gaswerk verkaufen? In: Top Agrar Extra: Biogas, 2000, S.71-73.

TIFFÉE (2000):

Prof. Dr.-Ing. E. Ivers-Tiffée, TH Karlsruhe: Vorlesungsskript Brennstoffzellen und Batterien.

VAN HEEK, K.H. (1995):

Erzeugung und Konditionierung von Gasen für den Einsatz in Brennstoffzellen. In: VDI Berichte 1174. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH. S. 97-116.

WINNACKER, K., KÜCHLER, L. (1969):

Chemische Technologie, Band 1. 3. neubearbeitete Auflage. München: Carl Hanser Verlag. S. 630-632.

[◀Kapitel zurück](#) [Kapitel vor▶](#)

7. Anhang

[◀ Kapitel zurück](#)

Anhang 1: Erneuerbare Energien: Gesetz (EEG)

▶ Link zu Acrobat Reader

Anhang 2: Wärmeschutzverordnung (WSchVo)

▶ Link zu Acrobat Reader

Anhang 3: Heizzentrale mit konventionellem Gaskessel

▶ Link zu Auto CAD 14

Anhang 4: Heizzentrale mit Vaillant Brennstoffzellensystem

▶ Link zu Auto CAD 14

Anhang 5: Heizzentrale mit Sulzer Hexis Brennstoffzellensystem

▶ Link zu Auto CAD 14

Anhang 6: Heizzentrale mit PEMFC Eigenbausystem

▶ Link zu Auto CAD 14

Anhang 7: Zusammenstellung von Firmen und Instituten, die auf den Gebieten
Regenerative Energie und Brennstoffzelle tätig sind.

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)

§ 1

Ziel des Gesetzes

Ziel dieses Gesetzes ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen, um entsprechend den Zielen der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland den Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln.

§ 2

Anwendungsbereich

- (1) Dieses Gesetz regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, solarer Strahlungsenergie, Geothermie, Deponiegas, Klärgas, Grubengas oder aus Biomasse im Geltungsbereich dieses Gesetzes oder in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone gewonnen wird, durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Netze für die allgemeine Versorgung betreiben (Netzbetreiber). Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie durch Rechtsverordnung, die der Zustimmung des Deutschen Bundestages bedarf, Vorschriften zu erlassen, welche Stoffe und technische Verfahren bei Biomasse in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallen, und welche Umwelanforderungen einzuhalten sind.
- (2) Nicht erfasst wird Strom
 1. aus Wasserkraftwerken, Deponiegas- oder Klärgasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung über 5 Megawatt oder aus Anlagen, in denen der Strom aus Biomasse gewonnen wird, mit einer installierten elektrischen Leistung über 20 Megawatt sowie
 2. aus Anlagen, die zu über 25 Prozent der Bundesrepublik Deutschland oder einem Bundesland gehören, und
 3. aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten elektrischen Leistung über fünf Megawatt. Soweit Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie nicht an oder auf baulichen Anlagen angebracht sind, die vorrangig anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie dienen, beträgt die Leistungsgrenze des Satz 1 100 Kilowatt.
- (3) Neuanlagen sind Anlagen, die nach dem [Einsetzen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes] in Betrieb genommen worden sind. Reaktivierte oder Erneuerte Anlagen gelten als Neuanlagen, wenn die Anlage in wesentlichen Teilen Erneuert worden ist. Eine wesentliche Erneuerung liegt vor, wenn die Kosten der Erneuerung mindestens 50 vom Hundert der Kosten einer Neuinvestition der gesamten Anlage betragen. Altanlagen sind Anlagen, die vor dem [Einsetzen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes] in Betrieb genommen worden sind.

§ 3

Abnahme- und Vergütungspflicht

- (1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom nach § 2 an ihr Netz anzuschließen, den gesamten angebotenen Strom aus diesen Anlagen vorrangig abzunehmen und den eingespeisten Strom nach §§ 4 bis 8 zu vergüten. Die Verpflichtung trifft den Netzbetreiber, zu dessen technisch für die Aufnahme geeignetem Netz die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage besteht. Ein Netz gilt auch dann als technisch geeignet, wenn die Abnahme des Stroms unbeschadet des Vorrangs nach Satz 1 erst durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau des Netzes möglich wird; in diesem Fall ist der Netzbetreiber auf Verlangen des Einspeisewilligen zu dem unverzüglichen Ausbau verpflichtet. Soweit es für die Planung des Netzbetreibers und des Einspeisewilligen sowie für die Feststellung der Eignung erforderlich ist, sind Netzdaten und Anlagedaten offen zu legen.
- (2) Der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber ist zur Abnahme und Vergütung der von dem Netzbetreiber nach Absatz 1 aufgenommenen Energiemenge entsprechend §§ 4 bis 8 verpflichtet. Wird im Netzbereich des abgabeberechtigten Netzbetreibers kein inländisches Übertragungsnetz betrieben, so trifft die Pflicht zur Abnahme und Vergütung nach Satz 1 den nächstgelegenen inländischen Übertragungsnetzbetreiber.

§ 4

Vergütung für Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas und Klärgas

Für Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas und Klärgas beträgt die Vergütung mindestens 15 Pfennige pro Kilowattstunde. Bei Anlagen mit einer elektrischen Leistung über 500 Kilowatt gilt dies nur für den Teil des eingespeisten Stroms des jeweiligen Abrechnungsjahres, der dem Verhältnis von 500 Kilowatt zur Leistung der Anlage in Kilowatt entspricht; dabei bemisst sich die Leistung nach dem Jahresmittel, der in den einzelnen Monaten gemessenen mittleren elektrischen Wirkleistung. Der Preis für den sonstigen Strom beträgt mindestens 13 Pfennige pro Kilowattstunde.

§ 5

Vergütung für Strom aus Biomasse

- (1) Für Strom aus Biomasse beträgt die Vergütung für Anlagen
 1. bis einschließlich einer installierten elektrischen Leistung von 500 Kilowatt mindestens 20 Pfennige pro Kilowattstunde,
 2. bis einschließlich einer installierten elektrischen Leistung von 5 Megawatt mindestens 18 Pfennige pro Kilowattstunde und
 3. ab einer installierten elektrischen Wirkleistung von 5 Megawatt mindestens 17 Pfennige pro Kilowattstunde; dies gilt jedoch erst ab dem Tag des Inkrafttretens der Verordnung nach § 2 Absatz 1 Satz 2.

§ 4 Satz 2 Halbsatz 1 findet entsprechende Anwendung.

- (2) Die Mindestvergütungen nach Absatz 1 werden beginnend ab dem 1. Januar 2002 jährlich jeweils für mit diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils eins vom Hundert gesenkt; die Beträge sind auf eine Stelle hinter dem Komma zu runden.

§ 6

Vergütung für Strom aus Geothermie

Für Strom aus Geothermie beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer installierten elektrischen Leistung von 20 Megawatt mindestens 17,5 Pfennige pro Kilowattstunde und
2. ab einer installierten elektrischen Leistung von 20 Megawatt mindestens 14 Pfennige pro Kilowattstunde.

§ 4 Satz 2 Halbsatz 1 findet entsprechende Anwendung.

§ 7

Vergütung für Strom aus Windkraft

- (1) Für Strom aus Windkraft beträgt die Vergütung mindestens 17,8 Pfennige pro Kilowattstunde für die Dauer von fünf Jahren gerechnet ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Danach beträgt die Vergütung für Anlagen, die in dieser Zeit 150 vom Hundert des errechneten Ertrages der Referenzanlage (Referenzertrag) gemäß dem Anhang zu diesem Gesetz erzielt haben, mindestens 12,1 Pfennige pro Kilowattstunde. Für sonstige Anlagen verlängert sich die Frist des Satzes 1 für jedes 0,75 vom Hundert des Referenzertrages, um den ihr Ertrag 150 vom Hundert des Referenzertrages unterschreitet, um zwei Monate. Soweit der Strom in Anlagen erzeugt wird, die in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von den zur Begrenzung der Hoheitsgewässer dienenden Basislinien aus seewärts errichtet und bis einschließlich des 31. Dezember 2006 in Betrieb genommen worden sind, beträgt die Frist des Satz 1 sowie der Zeitraum des Satz 2 neun Jahre.
- (2) Für Altanlagen gilt als Zeitpunkt der Inbetriebnahme im Sinne von Absatz 1 Satz 1 der [Einsetzen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes]. Für diese Anlagen verringert sich die Frist im Sinne von Absatz 1 Satz 1 bis 3 um die Hälfte der bis zum [Einsetzen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes] zurückgelegten Betriebszeit; sie läuft jedoch in jedem Fall mindestens vier Jahre gerechnet vom [Einsetzen: Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes]. Soweit für solche Anlagen eine Leistungskennlinie nicht ermittelt wurde, kann an ihre Stelle eine auf der Basis der Konstruktionsunterlagen des Anlagentyps vorgenommene entsprechende Berechnung einer gemäß Anhang berechtigten Institution treten.
- (3) Die Mindestvergütungen nach Absatz 1 werden beginnend mit dem 1. Januar 2002 jährlich jeweils für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils eins Komma fünf vom Hundert gesenkt; die Beträge sind auf eine Stelle hinter dem Komma zu runden.
- (4) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie wird ermächtigt, zur Durchführung des Absatzes 1 in einer Rechtsverordnung Vorschriften zur Ermittlung des Referenzertrages zu erlassen.

§ 8

Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie

- (1) Für Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt die Vergütung mindestens 99 Pfennige pro Kilowattstunde. Die Mindestvergütung wird beginnend mit dem 1. Januar 2002 jährlich jeweils für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils 5 vom Hundert gesenkt; der Betrag der Vergütung ist auf eine Stelle hinter dem Komma zu runden.
- (2) Die Verpflichtung zur Vergütung nach Absatz 1 entfällt für Fotovoltaikanlagen, die nach dem 31. Dezember des Jahres in Betrieb genommen werden, das auf das Jahr folgt, in dem Fotovoltaikanlagen, die nach diesem Gesetz vergütet werden, eine installierte Leistung von insgesamt 350 Megawatt erreichen. Vor Entfallen der Vergütungsverpflichtung nach Absatz 1 trifft der Deutsche Bundestag im Rahmen dieses Gesetzes eine Anschlussvergütungsregelung, die eine wirtschaftliche Betriebsführung unter Berücksichtigung der inzwischen erreichten Kostendegression in der Anlagentechnik sicherstellt.

§ 9

Gemeinsame Vorschriften

- (1) Die Mindestvergütungen nach §§ 4 bis 8 sind für neu in Betrieb genommene Anlagen jeweils für die Dauer von 20 Jahren ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres zu zahlen, soweit es sich nicht um Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft handelt. Für Anlagen, die vor Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen worden sind, gilt als Inbetriebnahmejahr das Jahr 2000.
- (2) Wird Strom aus mehreren Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet, so ist für die Berechnung der Höhe differenzierter Vergütungen die maximale Wirkleistung jeder einzelnen Anlage maßgeblich. Soweit es sich um Strom aus mehreren Windkraftanlagen handelt, sind abweichend von Satz 1 für die Berechnung die kumulierten Werte dieser Anlagen maßgeblich.

§ 10

Netzkosten

- (1) Die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen nach § 2 an den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des Netzes trägt der Anlagenbetreiber. Die Ausführung des Anschlusses muss den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und dem § 16 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730) entsprechen. Der Anlagenbetreiber kann den Anschluss von dem Netzbetreiber oder einem fachkundigen Dritten vornehmen lassen.
- (2) Die notwendigen Kosten eines nur infolge neu anzuschließender Anlagen nach § 2 erforderlichen Ausbaus des Netzes für die allgemeine Versorgung zur Aufnahme und Weiterleitung der eingespeisten Energie trägt der Netzbetreiber, bei dem der Ausbau erforderlich wird. Der Netzbetreiber muss die konkreten erforderlichen Investitionen unter Angabe ihrer Kosten im einzelnen darlegen. Die Netzbetreiber können den auf sie entfallenden Kostenanteil bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen.
- (3) Zur Klärung von Streitigkeiten wird eine Clearingstelle bei dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie errichtet, an der die betroffenen Kreise zu beteiligen sind.

§ 11

Bundesweite Ausgleichsregelung

- (1) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang der nach § 3 abzunehmenden Energiemengen und Vergütungszahlungen zu erfassen und nach Maßgabe des Absatzes 2 untereinander auszugleichen.
- (2) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln bis zum 31. März eines jeden Jahres die Energiemenge, die sie im Vorjahr nach § 3 abgenommen haben, und den Anteil dieser Menge an der gesamten Energiemenge, die sie unmittelbar oder mittelbar über nachgelagerte Netze an Letztverbraucher abgegeben haben. Übertragungsnetzbetreiber, die größere Mengen abzunehmen hatten, als es diesem durchschnittlichen Anteil entspricht, haben gegen die anderen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Abnahme und Vergütung nach §§ 3 bis 8, bis auch diese Netzbetreiber eine Energiemenge abnehmen, die dem Durchschnittswert entspricht.
- (3) Auf die zu erwartenden Ausgleichsmengen und -vergütungen sind monatliche Abschläge zu leisten.
- (4) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, sind verpflichtet, den von dem für sie regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 2 abgenommenen Strom anteilig abzunehmen und zu vergüten. Satz 1 gilt nicht für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die, bezogen auf die gesamte von ihnen gelieferte Strommenge, zu mindestens 50 vom Hundert Strom im Sinne des § 2 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 2 liefern. Der nach Satz 1 abzunehmende Anteil wird bezogen auf die von dem jeweiligen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gelieferte Strommenge und ist so zu bestimmen, dass jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen relativ gleichen Anteil erhält. Der Umfang der Abnahmepflicht (Anteil) bemisst sich nach dem Verhältnis des nach § 3 insgesamt eingespeisten Stroms zu dem insgesamt an Letztverbraucher abgesetzten Strom, von dem die Strommenge abzuziehen ist, die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne von Satz 2 geliefert wird. Die Vergütung im Sinne von Satz 1 errechnet sich aus dem Durchschnitt der nach § 3 von der Gesamtheit der Netzbetreiber je Kilowattstunde in dem vorvergangenen Quartal gezahlten Vergütungen. Der nach Satz 1 abgenommene Strom darf nicht unter der nach Satz 5 gezahlten Vergütung verkauft werden, soweit er als Strom im Sinne des § 2 oder als diesem vergleichbarer Strom vermarktet wird.
- (5) Jeder Netzbetreiber ist verpflichtet, den anderen Netzbetreibern, die für die Berechnungen nach Absatz 1 und 2 erforderlichen Daten rechtzeitig zur Verfügung zu stellen. Jeder Netzbetreiber kann verlangen, dass die anderen ihre Angaben durch einen im gegenseitigen Einvernehmen bestellten Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer testieren lassen. Ist ein Einvernehmen nicht erzielbar, so bestimmt der Präsident des zuständigen Oberlandesgerichts am Sitz des ausgleichsberechtigten Netzbetreibers den Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer.

§ 12

Erfahrungsbericht

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat dem Deutschen Bundestag bis zum 30. Juni jedes zweiten auf das Inkrafttreten dieses Gesetzes folgenden Jahres im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom im Sinne des § 2 zu berichten, sowie gegebenenfalls zum 1. Januar des jeweils übernächsten Jahres eine Anpassung der Höhe der Vergütungen nach den §§ 4 bis 8 und der Degressionssätze entsprechend der technologischen und Marktentwicklung für Neuanlagen sowie eine Verlängerung des Zeitraums für die Berechnung des Ertrages einer Windkraftanlage gemäß dem Anhang in Abhängigkeit von den Erfahrungen mit dem nach diesem Gesetz festgelegten Berechnungszeitraum vorzuschlagen.

Anhang

1. Referenzanlage ist eine Windkraftanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrages errechnet.
2. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windkraftanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde.
3. Der Typ einer Windkraftanlage ist bestimmt durch die Typenbezeichnung, die Rotorkreisfläche, die Nennleistung und die Nabenhöhe gemäß den Angaben des Herstellers.
4. Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 Metern je Sekunde in einer Höhe von 30 Metern über Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und der Rauigkeitslänge von 0,1 Metern.
5. Die Leistungskennlinie ist der für jeden Typ einer Windkraftanlage ermittelte Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe unabhängig von der Nabenhöhe. Die Leistungskennlinie ist zu ermitteln nach dem einheitlichen Verfahren gemäß den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Revision 13, Stand 1. Januar 2000, herausgegeben von der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW) mit Sitz in Hamburg oder der technischen Richtlinie Power Performance Measurement Procedure Version 1 vom September 1997 des Network of European Measuring Institutes (MEASNET) mit Sitz in Brüssel, Belgien. Soweit die Leistungskennlinie nach einem vergleichbaren Verfahren vor dem 1. Januar 2000 ermittelt wurde, kann diese anstelle der nach Satz 2 ermittelten Leistungskennlinie herangezogen werden, soweit nach dem 31. Dezember 2001 nicht mehr mit der Errichtung von Anlagen des Typs, für die sie gelten, im Geltungsbereich dieses Gesetzes begonnen wird.
6. Zur Vermessung der Leistungskennlinien und Berechnung der Referenzerträge von Anlagentypen am Referenzstandort sind für die Zwecke dieses Gesetzes die Institutionen berechtigt, die entsprechend der technischen Richtlinie Allgemeinen Kriterien zum Betreiben von Prüflaboratorien (DIN EN 45001), Ausgabe Mai 1990, für die Vermessung

der Leistungskennlinien im Sinne von Nummer 5 akkreditiert sind. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie veröffentlicht diese Institutionen nachrichtlich im Bundesanzeiger.

Begründung

A. Allgemeiner Teil

Die Bundesregierung und der Deutsche Bundestag haben sich aus Gründen des Umwelt- und Klimaschutzes sowie der Versorgungssicherheit in Übereinstimmung mit der Europäischen Union mindestens die Verdopplung des Anteils Erneuerbarer Energieträger an der Energieversorgung bis zum Jahr 2010 zum Ziel gesetzt. Dieses Ziel steht im Zusammenhang mit der beabsichtigten Verpflichtung der Bundesrepublik Deutschland zur Minderung der Treibhausgasemissionen um 21 Prozent bis zum Jahr 2010 im Rahmen der Lastenverteilung der Europäischen Union zu dem Kyoto-Protokoll zur Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen, sowie dem Ziel der Bundesregierung, die Kohlendioxidemissionen bis zum Jahr 2005 um 25 Prozent gegenüber 1990 zu mindern.

Um dieses Ziel zu realisieren, ist eine Mobilisierung der sogenannten neuen Erneuerbaren Energien notwendig. Der gegenwärtige Anteil Erneuerbarer Energien wird weit überwiegend durch die traditionelle Wasserkraft aus großen Stauseen gestellt. Deren Ausbaupotential ist aus geographischen Gründen weitgehend erschöpft. Deshalb muss das europaweit gesetzte Ziel bis zum Jahr 2010 durch die Stromerzeugung aus Windenergie, aus solarer Strahlungsenergie, aus Biomasse und aus Laufwasserkraft realisiert werden. Dies bedeutet eine Verhundertfachung des jetzt genutzten Potentials dieser Energieträger.

Um diese Zielsetzung verwirklichen zu können, hat die Europäische Kommission in ihrer Mitteilung „Die energiepolitische Dimension der Klimaänderungen“ eine Reihe energiepolitischer Maßnahmen herausgearbeitet, bei denen die Erneuerbaren Energieträger eine zentrale Rolle spielen. Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) dient der Realisierung dieser Ziele und der Umsetzung der „Kampagne für den Durchbruch Erneuerbarer Energieträger“ der Europäischen Union. Die meteorologisch zunehmend nachweisbare Erwärmung der Erdatmosphäre und die weltweite Häufung von Naturkatastrophen machen dabei ein unverzügliches Handeln des Gesetzgebers für den Umwelt- und Klimaschutz unausweichlich.

Erneuerbare Energieträger werden gegenwärtig ungleichmäßig und in unzureichender Weise genutzt, obwohl viele Erneuerbare Energiequellen in großen Mengen verfügbar sind. Trotz ihres beträchtlichen wirtschaftlichen Potenzials ist ihr Anteil am gesamten statistisch erfassten Bruttoinlandsenergieverbrauch äußerst gering. Wenn es nicht gelingt, einen deutlich größeren Teil des Energiebedarfs durch Erneuerbare Energieträger zu decken, wird es nicht nur immer schwerer werden, den sowohl auf europäischer als auch auf internationaler Ebene bestehenden Umwelt- und Klimaschutzverpflichtungen nachzukommen, sondern werden auch bedeutende ökonomische Entwicklungschancen versäumt. Erneuerbare Energiequellen sind heimische Energiequellen, die dazu beitragen können, die Abhängigkeit von Energieeinfuhren zu verringern und so die Versorgungssicherheit zu verbessern. Diese Abhängigkeit liegt heute EU-weit bei etwa 50 Prozent und droht ohne Mobilisierung der Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2010 auf 60 Prozent und bis zum Jahr 2020 auf 70 Prozent zu steigen.

Der Ausbau Erneuerbarer Energieträger schafft Arbeitsplätze, besonders im Bereich kleiner und mittlerer Unternehmen, die für das Wirtschaftsgefüge der Bundesrepublik Deutschland

von entscheidender Bedeutung sind. Neben ihrer Bedeutung für Handwerk und Gewerbe geben sie Impulse für mehrere Industriezweige, von der Metallindustrie bis zur elektrotechnischen Industrie, im Maschinen-, Motoren- und Apparatebau, sowie in der Baustoffindustrie. Ein wesentlicher Impuls zur wirtschaftlichen Belebung der Landwirtschaft erfolgt durch die mit diesem Gesetz verbundenen Stimulierung der energetischen Biomassenutzung. Die Produktion und Nutzung Erneuerbare Energieträger fördert zudem nachhaltig die regionale Entwicklung, die darauf ausgerichtet ist, den sozialen und wirtschaftlichen Zusammenhalt innerhalb der Gemeinschaft zu verbessern und die Lebensverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland anzugleichen.

Allein drei europäischen Stromeinspeisegesetzen mit ihren Mindestpreisregelungen für Erneuerbare Energien - neben dem deutschen auch dem dänischen und dem spanischen - ist es zu verdanken, dass in der Europäischen Union eine Windkraftanlagenindustrie in den 90er Jahren entstand, die auf dem Weltmarkt die technologische Spitzenstellung einnimmt. Damit wurde zugleich das Argument widerlegt, dass Mindestpreissysteme der Produktivitätsentwicklung im Wege stünden, da in allen drei genannten Ländern gesetzlich garantierte Mindestpreisvergütungen der Einführung zugrunde liegen. Die dadurch ausgelöste Marktentfaltung zunächst auf dem Windkraftsektor hat eine leistungsfähige Industrie mit großen Exportchancen entstehen lassen, die mittlerweile über 20.000 Menschen allein in Deutschland beschäftigt. Durch die so zustande gekommenen Skalierungseffekte und den initiierten weltweiten Wettbewerb unter den Herstellern von Windenergieanlagen ist es seit 1991 gelungen, die Erzeugungskosten und die real erzielte Vergütung um 50 Prozent zu senken. Durch den technologischen Fortschritt steigt die Nachfrage auf dem Weltmarkt mit einem Bedarf, der allein bei Windkraftanlagen in den nächsten zehn Jahren die Dimension von über 100.000 MW erreichen könnte. Deshalb hat die Markteinführung Erneuerbarer Energien eine nicht zu unterschätzende industriepolitische Bedeutung, schon weil es wegen der Weltklimaprobleme als sicher angesehen werden kann, dass der weltweite Bedarf dafür in stark wachsenden Maße vorhanden sein wird. Ähnliche industrielle Effekte wie in der Windenergieindustrie sind durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz in den anderen Bereichen der Nutzung Erneuerbarer Energien zu erwarten.

Bisher hat das Stromeinspeisungsgesetz für Erneuerbare Energien, das seit dem 1. Januar 1991 in Kraft ist, überwiegend auf dem Windkraftsektor eine Impulswirkung gehabt, weil die Vergütungssätze des Gesetzes dies hier schon ermöglichten. Ende 1999, also neun Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes, waren im Geltungsbereich des Gesetzes bereits etwa 4.400 Megawatt installiert, etwa ein Drittel der weltweit installierten Kapazität. Für die Wasserkraft unterhalb der von diesem Gesetz erfassten Kapazitätsgrenze von fünf Megawatt haben die Vergütungssätze für einen wirtschaftlichen Betrieb in etwa ausgereicht. Das Gesetz hat dennoch nicht einen mit der Windkraft vergleichbaren Ausbau des Potentials gebracht, weil dem noch zahlreiche außerhalb der Reichweite dieses Gesetzes stehende Genehmigungshindernisse entgegenstehen; immerhin hat das Gesetz das vor seinem Inkrafttreten teilweise gefährdete Potential an Wasserkraftwerken stabilisieren helfen. Vor allem für die fotovoltaische Stromerzeugung, aber auch für die Verstromung von Biomasse haben die Vergütungssätze noch nicht ausgereicht, um damit eine breite Markteinführung anzustoßen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das an die Stelle des Stromeinspeisungsgesetzes tritt, hat deshalb im Sinne einer Breitenentfaltung aller Bereiche der Verstromung Erneuerbarer Energien die Vergütungssätze verändert.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist jedoch auch aus weiteren Gründen notwendig geworden:

- Die Ankopplung der bisherigen Vergütungssätze an die Entwicklung der Strompreise kann nicht mehr aufrecht erhalten werden, ohne einen Fadenriss in der Nutzung Erneuerbarer Energien zu riskieren. Die Ungleichzeitigkeit der Liberalisierungen der nationalen Strommärkte in der Europäischen Union, ohne praktikable Reziprozitätsklauseln zwischen bereits voll liberalisierten und noch geschützten Märkten;

die in den Zeiten der Gebietsmonopole risikolos entstandenen und größtenteils abgeschriebenen Kapazitäten, die im Übermaß vorhanden sind; das noch längst nicht umgesetzte "Unbundling" zwischen Produktion, Transport und Verteilung; die Wettbewerbsvorteile, die die deutschen Stromkonzerne haben, indem sie die inzwischen bei über 70 Milliarden D-Mark liegenden steuerfreien Rückstellungen für die atomare Entsorgung beliebig investiv verwenden: aus allen diesen Gründen ist gegenwärtig nicht damit zu rechnen, dass sich ein Marktpreis im Strommarkt einpendelt, der den mittel- und längerfristigen tatsächlichen Kosten der Stromversorgung entspricht. Deshalb ist es nötig, die Vergütung für Erneuerbare Energien zunächst über Festpreise zu regeln, um den unabweisbar notwendigen kontinuierlichen Ausbau sicherzustellen.

- Das bisherige Stromeinspeisegesetz hat zu ungleichen Belastungen der Energieversorgungsunternehmen geführt, die zur Vergütung verpflichtet sind. Die in der zweiten Novelle von 1998 vorgenommene prozentuale "Deckelung" der Stromeinspeisung ist korrekturbedürftig, weil die Windkraftnutzung im norddeutschen Raum damit bereits vor der Grenze der Markteinführung steht. Deshalb geht es dem EEG darum, diese Obergrenze abzuschaffen und dennoch einen unbürokratischen Mechanismus gleicher Mehrkostenverteilung einzuführen, der alle Stromversorger einbezieht.
- Da das bisherige Stromeinspeisungsgesetz das Energieversorgungsunternehmen als Adressaten hatte, das Produzent, überörtlicher Netzbetreiber und Verteiler zugleich sein konnte, ist es durch das neue Energiewirtschaftsgesetz nunmehr notwendig, den Adressaten der Einspeisung und die zur Zahlung der Vergütungen verpflichteten Unternehmen ebenso neu zu definieren.

Die Vergütungsregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes baut auf der Systematik des Stromeinspeisungsgesetzes auf und orientiert sich an den Empfehlungen der Europäischen Kommission in dem Weißbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energien“ sowie den diesbezüglichen Entschlüssen des Europäischen Parlamentes. Die Vergütungssätze sind mit Hilfe wissenschaftlicher Studien nach der Maßgabe ermittelt worden, dass damit bei rationeller Betriebsführung ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen nach fortgeschrittenem Stand der Technik und unter den geografisch vorgegebenen natürlichen Angeboten Erneuerbarer Energien möglich ist. Eine Garantie für eine auf jede Anlage bezogene Kostendeckung ist damit jedoch nicht verbunden.

Die Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien liegen zum Teil noch erheblich über denen konventioneller Energieträger. Dies ist zu einem Großteil der Tatsache geschuldet, dass sich der überwiegende Teil der externen Kosten der Stromerzeugung aus konventionellen Energien nicht im Preis widerspiegelt, sondern von der Allgemeinheit und zukünftigen Generationen getragen wird. Darüber hinaus kommen den konventionellen Energieträgern auch heute noch erhebliche staatliche Subventionen zu Gute, die ihren Preis künstlich niedrig halten. Zu einem weiteren Teil liegt die Ursache der höheren Kosten an der strukturellen Benachteiligung neuer Technologien. Ihr geringer Marktanteil lässt die Skalierungseffekte nicht zur Wirkung kommen. Geringerer Stückzahlen führen zu höheren Stückkosten und verringern so die Wettbewerbsfähigkeit, was - einem Teufelskreis gleich - höhere Stückzahlen verhindert.

Absicht dieses Gesetzes ist es daher, neben der Sicherung des Betriebs laufender Anlagen, diesen Teufelskreis zu durchbrechen und auf allen Gebieten der Verstromung Erneuerbarer Energien eine dynamische Entwicklung anzustoßen. In Kombination mit Maßnahmen zur Internalisierung externer Kosten soll mit dieser Preisregelung mittel- und langfristig die Wettbewerbsfähigkeit mit konventionellen Energieträgern herbeigeführt werden. Um weiterhin eine deutliche Entwicklung der technischen Effizienz zu gewährleisten, sind die in dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vorgesehenen Vergütungen nach Energieträgern,

Standorten und Anlagengrößen differenziert und degressiv ausgestaltet sowie zeitlich begrenzt. Die zweijährliche Überprüfung stellt eine kontinuierliche und zeitnahe Anpassung der Vergütungssätze an die Markt- und Kostenentwicklung sicher.

Bei dem Erneuerbare-Energien-Gesetz handelt es sich nach Ansicht des Deutschen Bundestages und der Bundesregierung im Einklang mit der ständigen Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs nicht um eine staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfe im Sinne des Artikel 87 des Vertrags über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft (EGV).

In ständiger Rechtsprechung hat der Europäische Gerichtshof dem Wortlaut des Artikel 87 EGV folgend entschieden, dass nur solche Vorteile als Beihilfen im Sinne des Vertrages anzusehen sind, die unmittelbar oder mittelbar aus staatlichen Mitteln gewährt werden. Das ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz ersichtlich nicht der Fall. Es bringt weder unmittelbar oder mittelbar noch nachträglich für die öffentliche Hand eine Geld- oder Naturalleistung oder einen Verzicht auf die Steuererhebung oder andere ihr geschuldete Geld- oder Naturalleistungen mit sich. Vielmehr fließen die gezahlten Vergütungen im Sinne eines reinen Finanztransfers entsprechend dem gemeinschaftsrechtlichen Verursacherprinzip direkt in die Stromgestehungskosten ein. Der Europäische Gerichtshof hat im Hinblick auf eine ähnliche Preisregelungen dementsprechend bereits ausdrücklich festgestellt, dass eine Maßnahme, die durch die Festsetzung von Mindestpreisen mit dem Ziel gekennzeichnet ist, den Verkäufer eines Erzeugnisses allein zu Lasten der Verbraucher zu begünstigen, keine Beihilfe sein kann.

Darüber hinaus handelt es sich bei den Vergütungen, die aufgrund des Gesetzes zu zahlen sind, schon begrifflich nicht um Beihilfen. Den Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien werden keine Begünstigungen gewährt, sondern es werden Nachteile ausgeglichen, die sie im Vergleich zu konventionellen Stromerzeugern tragen müssen. Denn die sozialen und ökologischen Folgekosten der konventionellen Energieerzeugung werden bislang zum größten Teil nicht von den Betreibern, sondern der Allgemeinheit, den Steuerzahlern und künftigen Generationen getragen. Allein dieser Wettbewerbsvorteil gegenüber der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die nur geringe externe Kosten verursacht, wird durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz verringert.

In keinem anderen Feld ist eine Preisregelung zu Lasten der Verursacher legitimer und besser vertretbar als auf dem der Stromversorgung wegen der ökologischen Folgeschäden konventioneller Stromerzeugung. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das der Markteinführung emissionsfreier und naturverträglicher Energien und damit der Substitution konventioneller Energieträger gilt, enthält eine strikt durchgehaltene gleiche Lastenverteilung auf alle Stromlieferanten. Dies entspricht dem Verursacherprinzip im Umweltschutz. Es ist Bestandteil des Primärrechts des EG-Vertrages, der in Art. 6 die Beachtung der Belange der Umwelt vorschreibt.

Die Erneuerbaren Energien, für die das Gesetz Vergütungen festlegt, sind nirgendwo billiger zu erwerben. Es handelt sich deshalb auch nicht um eine künstliche Preisstützung der „Ware“ Kilowattstunde Strom aus Erneuerbaren Energien, sondern um eine Preisfestlegung, die Investitionen im Sinne einer wirtschaftlichen Betriebsführung überhaupt erst ermöglicht.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz enthält als zentrales Regelungselement eine Kaufpflicht für Strom aus Erneuerbaren Energien auf der Basis der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge, aufgeteilt auf den Gesamtabsatz von Strom. Eine solche Pflicht ist üblich, wenn Gefahren für externe Interessen aus dem Güterverkehr gewichtig sind und eine freiwillige Gefahrenvorsorge der Verursacher nicht oder nicht hinreichend zu erwarten ist. Eine solche Gefahrenlage für Klima und Umwelt ist bei dem Stromkonsum im freien Markt gegeben. Damit hat das EEG den Charakter von Schutzstandards. Solche sind vielfach üblich, ohne dass es sich um Beihilfetatbestände handelt: Ein Verbot des Verkaufs von

Alkoholgetränken an Jugendliche etwa ist keine Beihilfe für alkoholfreie Getränke. Auch die gezielte Verbilligung bleifreien Benzins trotz höherer Produktionskosten ist keine Beihilfe, sondern ein mit dem Verursacherprinzip begründeter Kauf- und Investitionsanreiz.

Die Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes basieren auf der Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, insbesondere Artikel 3 Absatz 2, Artikel 7 Absatz 5, Artikel 8 Absatz 3 und 4 sowie Artikel 11 Absatz 3, und dienen der Verwirklichung des Schutzauftrages des Artikel 20a Grundgesetz für die natürlichen Lebensgrundlagen in Verantwortung für die künftigen Generationen sowie der Verwirklichung der Umweltschutzziele der Artikel 2, 6 und 10 des Vertrages zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft.

B. Besonderer Teil

Zu § 1

Zu Absatz 1

Absatz 1 normiert den Zweck des Gesetzes. Das Gesetz dient der Verwirklichung einer nachhaltigen Energieversorgung, um Umwelt und Klima zu schützen. Es stellt damit ein Instrument zur Umsetzung der in der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vereinbarten Ziele und der Klimastrategie der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland dar.

Zu Absatz 2

Das Ziel der Verdopplung des Anteils Erneuerbarer Energien ist bereits im Weißbuch der Europäischen Kommission „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger“ verankert und von dem Ministerrat bestätigt worden. Auch die Bundesregierung hat sich dieses Verdopplungsziel zu eigen gemacht. Es wird mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vom Deutschen Bundestag ausdrücklich bestätigt.

Erneuerbare Energien müssen in den nächsten Jahrzehnten relevante Beiträge zur Energieversorgung und damit zum Klimaschutz leisten. Für eine nachhaltige Energieversorgung muss daher innerhalb des nächsten Jahrzehnts eine Verdopplung bis eine Verdreifachung des Beitrags Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung erreicht werden. Die Europäische Kommission hält im Jahr 2010 europaweit einen Beitrag Erneuerbarer Energien zu der Elektrizitätsversorgung von 23,5 Prozent für erforderlich. Derzeit liegt Deutschland mit einem Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von etwa sechs Prozent weit unter dem europäischen Durchschnitt.

Zu § 2

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt den Anwendungsbereich des Gesetzes positiv. Erfasst werden wie bereits im Stromeinspeisungsgesetz Wasserkraft, Windkraft, Deponiegas, Klärgas und Biomasse.

Der noch im Stromeinspeisungsgesetz verwendete Begriff Sonnenenergie wird durch den physikalisch korrekten Begriff solare Strahlungsenergie ersetzt. Umfasst sind insbesondere Fotovoltaikanlagen und Anlagen zur solarthermischen Stromerzeugung.

Die im Stromeinspeisungsgesetz nicht enthaltene Geothermie wird in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes aufgenommen, um deren großes Potenzial nutzbar zu machen.

Die energetische Verwertung von Grubengas verbessert die Kohlendioxid- und Methanbilanz gegenüber der unverwerteten Abgabe an die Atmosphäre, weshalb die Aufnahme in das Gesetz erfolgt.

Unter Wasserkraft wird wie bereits im Stromeinspeisungsgesetz die originäre, regenerative Wasserkraftnutzung in Lauf- und Speicherkraftwerken mit ausschließlich natürlichem Zufluss verstanden.

Der Begriff Biomasse wird nicht abschließend definiert. Er beinhaltet jedoch im Hinblick auf den in § 1 normierten Zweck des Gesetzes in jedem Fall nicht die fossilen Brennstoffe Öl, Kohle und Gas, die sich nicht in überschaubaren Zeiträumen regenerieren. Der Begriff Biomasse umfasst Brennstoffe in festem, flüssigem und gasförmigem Aggregatzustand, deren Ursprung aktuell geerntetes Pflanzengut einschließlich Resthölzern und Ernterückständen ist, sowie Holzabfälle und organische Abfälle aus der Nahrungsmittelerzeugung oder der Tierhaltung.

Das Gesetz hält an dem aus dem Stromeinspeisungsgesetz bekannten Ausschließlichkeitsprinzip fest, wonach nur diejenige Form der Stromerzeugung privilegiert wird, die vollständig auf dem Einsatz der genannten Energieträger beruht, soweit nicht die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern erst durch eine Zünd- oder Stützfeuerung möglich wird. Dem Ausschließlichkeitsprinzip wird in aller Regel nicht Genüge getan, wenn etwa Hafenschlick, behandelte Bahnschwellen, Spanplatten mit synthetischen Bestandteilen oder andere schadstoffhaltige Althölzer eingesetzt werden. Entscheidend ist nach dem in § 1 normierten Zweck des Gesetzes die Umwelt- und Klimafreundlichkeit des jeweiligen Verfahrens. Um nicht ökologisch und ökonomisch sinnvolle Verfahren, die sich noch in der Entwicklung befinden, von vornherein auszuschließen, und Fehlentwicklungen gegebenenfalls zu korrigieren wird das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit mit der Beobachtung und Prüfung der Entwicklung betraut sowie ermächtigt, Vorschriften zu erlassen, um klarzustellen, welche Stoffe und technischen Verfahren bei Biomasse in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallen, und welche Umwelanforderungen einzuhalten sind. Es kommt dem Gesetzgeber im Ergebnis darauf an, dass mit dem jeweiligen Verfahren die in der Biomasse enthaltenen Schadstoffe so weit wie möglich in den Reststoffen konzentriert und nicht über den Luft- und Wasserpfad weiter verbreitet werden.

Im übrigen finden die Regelungen des Gesetzes zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundesimmissionsschutzgesetz - BImSchG) sowie der zugehörigen Durchführungsverordnungen Anwendung. Darüber hinaus befindet sich eine Durchführungsverordnung zu dem Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz in Vorbereitung, die die Behandlung von Altholz regeln wird.

In den Anwendungsbereich des Gesetzes fällt auch Biogas, das an einer anderen Stelle erzeugt und in das Gasnetz eingespeist wird, als es energetisch verwertet wird, sofern ein rechnerischer Nachweis für dessen Herkunft erbracht wird, da der Energiegehalt der Gasmenge, die entnommen wird, dem Energiegehalt der eingespeisten Biogasmenge entspricht.

Der Anwendungsbereich des Gesetzes wird auf die außerhalb der 12-Meilen-Zone liegende ausschließliche Wirtschaftszone erweitert, um Offshore-Wind-Projekte in diesem Bereich zu ermöglichen.

Der Begriff des Netzbetreibers knüpft an die Begriffsbestimmungen des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) an. Hervorzuheben ist, dass nur Betreiber von Netzen für die allgemeine Versorgung abnahme- und vergütungspflichtig sind.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt Ausschlüsse vom Anwendungsbereich des Gesetzes. Wie bereits im Stromeinspeisungsgesetz werden große Wasserkraft-, Deponie- und Klärgasanlagen nicht erfasst. Einerseits ist davon auszugehen, dass große Anlagen auch ohne Aufnahme in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes wirtschaftlich betrieben werden können, und andererseits gerade dezentrale kleinere Anlagen zum Standbein der zukünftigen Energieversorgung werden sollen.

Hinsichtlich der Stromerzeugung aus Biomasse erfolgt eine Erweiterung gegenüber der bisherigen Rechtslage. Der Anwendungsbereich schließt Biomasse-Anlagen bis zu einer Leistung von 20 Megawatt ein, um zusätzliche Potenziale zu erschließen und Effizienzreserven zu aktivieren.

Weiterhin werden räumlich getrennte Anlagen hinsichtlich des Anwendungsbereichs getrennt behandelt, auch wenn sie über eine gemeinsame Leitung einspeisen.

Aus Gründen der Gleichbehandlung werden nunmehr auch Anlagen von Stromproduzenten, die bislang ausgeschlossen waren, in den Anwendungsbereich des Gesetzes aufgenommen. Das „Unbundling“ zwischen Produzenten, überörtlichen Netzbetreibern und Verteilern, zu dem das neue Energierecht auffordert, stellt Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien und von konventionellem Strom rechtlich gleich. Durch die Gleichstellung werden alle Produzenten motiviert, in Erneuerbare Energien zu investieren.

Hinzu kommt eine Begrenzung für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie. Damit soll die weitere Versiegelung von Freiflächen verhindert werden. Zu den baulichen Anlagen im Sinne des Gesetzes, die in die Vergütungsregelung fallen, gehören etwa Dächer, Fassaden, Lärmschutzwände und im Einzelfall auch Erdaufschüttungen, die nicht ausschließlich zu Zwecke der solaren Stromerzeugung angelegt wurden.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält die Definition von Alt- und Neuanlagen im Sinne dieses Gesetzes. Diese Begriffsbestimmung ist vor allem für Windenergieanlagen von Belang. Maßstab für die Kosten einer Neuinvestition sind insoweit alleine die Kosten, die ab Oberkante Fundament entstehen.

Zu § 3

Zu Absatz 1

Die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht trifft nunmehr das nächstgelegene geeignete Netz. Dies ist volkswirtschaftlich sinnvoller, als die Bezugnahme auf Versorgungsgebiete in der bisherigen Regelung in dem Stromeinspeisungsgesetz.

Der Netzbetreiber ist nach wie vor der richtige Adressat für die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht, da er in Besitz eines natürlichen Monopols ist, das auch durch die

Entflechtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und die Liberalisierung des Strommarktes in der Praxis nicht gefährdet ist.

Es wird klargestellt, dass die Abnahme- und Vergütungspflicht sich nicht auf den sogenannten Überschussstrom beschränkt, sondern für den gesamten dem Netzbetreiber angebotenen Strom gilt.

Unter Bezugnahme auf die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie der Europäischen Union wird die dort vorgesehene vorrangige Abnahme und Vergütung von Strom aus Erneuerbaren Energien vorgeschrieben. Dies hat zur Folge, dass die Abnahme und Vergütung nicht unter Berufung auf eine anderweitige Auslastung des Netzes durch konventionell erzeugten Strom verweigert werden kann. Aus dem gleichen Grund wird auch ein Ausbau des Netzes nur noch dann erforderlich, wenn das Netz bereits vollständig durch Strom aus Erneuerbaren Energien ausgelastet ist. Das wird grundsätzlich ein Ausnahmefall sein. Daher ist es gerechtfertigt, den Netzbetreiber in diesem seltenen Fall die Pflicht zum Ausbau aufzuerlegen, soweit ein entsprechendes Verlangen eines nach diesem Gesetz einspeisewilligen Anlagenbetreibers vorliegt. Die Grenze für diese Pflicht stellt die wirtschaftliche Zumutbarkeit als Ausprägung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes dar.

Da sowohl Netzbetreiber als auch Einspeisewilliger aufwendige Planungen und Vermögensdispositionen treffen müssen, besteht eine Pflicht, die erforderlichen Daten offen zu legen.

Absatz 2

Der dem Netzbetreiber im Sinne des Absatz 2 vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, die von diesem aufgenommene Strommenge abzunehmen und entsprechend den §§ 4 bis 8 zu vergüten.

Zu §§ 4 bis 8

Die Vergütungsregelung für alle im Anwendungsbereich des Gesetzes befindlichen Erneuerbaren Energien wird von dem Grundsatz geleitet, den Betreibern von optimierten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energiequellen bei rationeller Betriebsführung einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen grundsätzlich zu ermöglichen. Grundlage für die Ermittlung der Vergütung sind insbesondere die Investitions-, Betriebs-, Mess- und Kapitalkosten eines bestimmten Anlagentyps bezogen auf die durchschnittlicher Lebensdauer, sowie eine marktübliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

Um den Verwaltungsaufwand vor allem bei den Einspeisern mit kleinen dezentralen Anlagen, aber auch auf Seiten der Netzbetreiber und staatlicher Stellen zu begrenzen, wird an dem Prinzip einer bundeseinheitlichen Mindestvergütung festgehalten, bei der auf eine Kostenprüfung oder Wirtschaftlichkeitskontrolle im Einzelfall verzichtet wird. Diese Vorgehensweise kann und will im Einzelfall eine jederzeit rentable Vergütung nicht durchweg garantieren. Aus diesem Grund geht das Gesetz von Mindestvergütungen aus und ermöglicht es so, darüber hinaus gehende Vergütungen zur gezielten Förderung einzelner Technologien zu zahlen, um auf diese Weise besser als es mit der pauschalisierenden Regelung dieses Gesetzes erfolgen kann, die Ziele dieses Gesetzes zu erreichen.

Dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie obliegt es, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, die Entwicklung zu beobachten und gegebenenfalls gemäß § 12 eine differenzierte Anpassungen der Vergütungshöhen für Neuanlagen vorzuschlagen.

Ab dem Jahr 2002 erfolgt zur Berücksichtigung des technologischen Fortschritts und wegen der erwarteten Kostensenkung baujahreinheitlich eine nominale degressiv ausgestaltete jährliche Absenkung der Vergütungssätze für Biomasse in Höhe von 1 Prozent, für Windenergie 1,5 Prozent und Fotovoltaik 5 Prozent. Die Kostensenkungspotenziale in der Anlagentechnik für Wasserkraft-, Deponiegas-, Grubengas- und Klärgasanlagen sind dagegen weitgehend ausgeschöpft. Verbleibende Kostensenkungspotenziale finden durch die Inflationsrate in ausreichendem Maße Berücksichtigung. Für geothermische Stromerzeugungsanlagen besteht auf absehbare Zeit insoweit kein Regelungsbedarf, da entsprechende Anlagen erst in einigen Jahren in Betrieb gehen werden.

Mit Ausnahme von Windenergieanlagen werden Altanlagen und Neuanlagen gleich behandelt. Bei Windenergieanlagen wird der Tatsache Rechnung getragen, dass bereits nach dem früheren Stromeinspeisungsgesetz Vergütungen gezahlt wurden, die an guten Standorten den wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht haben. Daher wird für diese Altanlagen der Zeitraum, in dem die höhere Anfangsvergütung gezahlt wird, auf mindestens vier anstelle von fünf Jahren verkürzt. Damit wird dem Bestandsschutz hinreichend Rechnung getragen.

Zu § 4

Die nach dem Stromeinspeisungsgesetz bestehende Regelung für Wasserkraft, Deponiegas und Klärgas wird im wesentlichen fortgeschrieben, da sie sich in der Vergangenheit bewährt hat, und um Grubengas erweitert.

Zu § 5

Die energetische Nutzung der Biomasse birgt ein bislang nur unzureichend erschlossenes Potenzial für eine klimaschonende Energieversorgung. Sie bietet gleichzeitig zusätzliche Perspektiven für die einheimische Land- und Forstwirtschaft. Es ist eine gegenüber dem Stromeinspeisungsgesetz spürbare Anhebung der Vergütungssätze erforderlich, um den Anlagenbetreibern einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zu ermöglichen und so eine dynamische Entwicklung zu initiieren. Die Differenzierung nach der elektrischen Leistung trägt den höheren Stromgestehungskosten kleinerer dezentraler Anlagen Rechnung.

Die Bestimmung, dass Vergütungen erst nach Inkrafttreten der Verordnung gezahlt werden, gilt nur für Anlagen über fünf Megawatt Leistung. Die Vergütung für Strom aus Anlagen unter fünf Megawatt Leistung sind ab Inkrafttreten des Gesetzes zu zahlen.

Zu § 6

Die Nutzung der Geothermie für die Elektrizitätsversorgung ist von verlässlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Investoren abhängig, die mit dieser Regelung geschaffen werden.

Zu § 7

Im Bereich der Windkraft hat sich gezeigt, dass die bisherige Regelung nicht ausreichend ist, um den notwendigen Standortdifferenzierungen zu genügen. Mit der Neufassung erfolgt eine technikneutrale Differenzierung der Vergütungshöhen je nach Ertragskraft des Standorts. Im Ergebnis führt die getroffene Regelung gerechnet auf eine zwanzigjährige Betriebszeit im Vergleich zur vorherigen Rechtslage an sehr guten Standorten zu einer nachhaltigen Absenkung der Vergütungshöhen auf 13,5 Pfennige pro Kilowattstunde, an durchschnittlich

windgünstigen Standorten einer Stabilisierung auf 16,4 Pfennige pro Kilowattstunde und an Binnenlandstandorten zu einer maßvollen Anhebung auf 17,3 Pfennige pro Kilowattstunde. Auf diese Weise wird sowohl vermieden, dass an windhöffigen Standorten eine höhere Vergütung gezahlt wird, als für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich ist, als auch ein Anreiz für die Errichtung von Windkraftanlagen im Binnenland geschaffen. Diese Differenzierung ist Folge der unterschiedlich langen Zeitdauer, in der die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird. Die relativ höhere Anfangsvergütung ermöglicht weiterhin die Finanzierung von Windkraftanlagen, die von den Kreditinstituten unter der alten Rechtslage zunehmend in Frage gestellt wurde.

Die Zeit, in der die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird, errechnet sich aus einer Vergleichsbetrachtung mit einer Referenzanlage. Der Berechnung liegt eine Leistungskurve dieser Referenzanlage zugrunde, die entweder gemäß den technischen Richtlinien für Windenergieanlagen der Fördergesellschaft Windenergie (FGW) oder nach dem Mess- und Rechenstandard des Network of European Measuring Institutes (MEASNET) ermittelt wird, das von der Europäischen Kommission gefördert wurde. Die Regelung der für die Bestimmung der Typengleichheit maßgebenden Anlagenmerkmale dient einerseits der Verhinderung von Manipulationen durch Anlagenhersteller oder -betreiber. Andererseits wird klargestellt, dass nicht jede Veränderung an der Anlage eine neue Berechnung erforderlich macht.

Die Berechnung der Verlängerung der Zeit, in der die höhere Anfangsvergütung gezahlt wird, kann an folgendem Beispiel deutlich gemacht werden: Ein Standort mit einem Referenzertrag von 144 liegt sechs Prozentpunkte unter dem Bezugswert von 150. Diese sechs Prozentpunkte ergeben geteilt durch die genannten 0,75 vom Hundert des Referenzertrags den Wert von acht, der mit den genannten 2 Monaten multipliziert wird. Hieraus ergibt sich ein Wert von 16 Monaten, die zu den fünf Basisjahren addiert werden. Die höhere Vergütung wird somit 6 Jahre und 4 Monate lang gezahlt.

Offshore-Windenergie-Anlagen versprechen in Zukunft deutlich niedrigere Stromgestehungskosten. Allerdings liegen im Augenblick mangels hinreichender Erfahrungen, wegen höherer Kosten für neue Anlagentypen, angesichts aufwendiger Gründungen und in Anbetracht bislang fehlender Serieneffekte die Investitionskosten erheblich über den Kosten für Onshore-Anlagen. Die befristete Sonderregelung für Offshore-Anlagen trägt dieser Tatsache Rechnung und soll einen Anreiz für Investitionen schaffen. Die gesonderte Regelung gilt für Anlagen, die ab einer Entfernung von drei Seemeilen seewärts der Basislinien errichtet werden. Die sich danach ergebende Linie ist allerdings nicht in jedem Fall mit der seewärtigen Begrenzung der früheren Drei-Meilen-Zone identisch.

Zu § 8

Zu Absatz 1

In der Nutzung der solaren Strahlungsenergie steckt langfristig betrachtet das größte Potenzial für eine klimaschonende Energieversorgung. Diese Energiequelle ist gleichzeitig technisch anspruchsvoll und wird in der Zukunft eine erhebliche wirtschaftliche Bedeutung erlangen. Der vergleichsweise hohe Vergütungssatz ist dadurch bedingt, dass diese Energieerzeugungsanlagen derzeit mangels ausreichender Nachfrage noch nicht in ausreichend hohen Stückzahlen gefertigt werden.

Sobald durch dieses Gesetz eine ausreichende Nachfrage geschaffen wird, ist in Folge der dann erfolgenden Massenproduktion mit deutlich sinkenden Produktions- und damit auch Stromgestehungskosten zu rechnen, so dass diese Vergütungssätze zügig sinken können. Dieser Entwicklung wird neben der realen Senkung der Vergütungshöhe infolge der Inflation durch die Festlegung einer degressiv sinkenden Vergütung im Gesetz Rechnung getragen. Für Anlagen die nach dem 1. Januar 2002 in Betrieb gehen, wird die Vergütung für die

Lebensdauer der Anlage um fünf Prozent degressiv abgesenkt. Für Anlagen, die nach dem 1. Januar 2003 und in den Folgejahren in Betrieb gehen, findet wiederum eine Absenkung um fünf Prozent degressiv statt, die jeweils nur für neu in Betrieb genommene Anlagen gilt.

In Kombination mit dem 100.000-Dächer-Programm ergibt sich erstmals für private Investoren eine attraktive Vergütung, die allerdings vielfach noch unterhalb einer jederzeit rentablen Vergütung liegt. Die Vergütungshöhe orientiert sich auch an der zur Zeit in Spanien gezahlten Vergütung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Strahlungsintensität in Spanien deutlich über der in Deutschland liegt.

Zu Absatz 2

Für Strom aus solarer Strahlungsenergie endet die Pflicht zur Zahlung nach in § 8 Absatz 1 bestimmten Vergütungshöhe mit dem 31. Dezember des Jahres, das auf das Jahr folgt, in dem die installierte Gesamtleistung an Fotovoltaikanlagen, die nach dem vorliegenden Gesetz vergütet werden, die Grenze von 350 Megawatt übersteigt. Die Frist von zwölf Monaten dient dazu, den Markt nicht zu verunsichern, und den Marktteilnehmern einen schonenden Übergang zu ermöglichen. Die Zahl von 350 Megawatt errechnet sich aus der Summe aus dem Anlagenbestand und dem durch das 100.000-Dächer-Programm angestrebten Volumens von 300 Megawatt.

Der Deutsche Bundestag wird im Rahmen dieses Gesetzes eine Regelung über eine Anschlussvergütung treffen, die eine wirtschaftliche Betriebsführung unter Berücksichtigung der inzwischen erreichten Kostendegression in der Anlagentechnik sicherstellt und dafür Sorge trägt, dass der Ausbau der Fotovoltaik mit zunehmender Geschwindigkeit von staten gehen wird.

Zu § 9

Zu Absatz 1

Die Befristung der Vergütungszahlung auf 20 Jahre folgt gängigen energiewirtschaftlichen Berechnungsformeln und Amortisationszyklen. Nur bei der Wasserkraft ist diese Frist in aller Regel nicht ausreichend, um die Rentabilität der Anlagen zu sichern.

Der Beginn der Berechnungszeit für die Dauer der Vergütung von Strom aus Altanlagen am 01.01.2000 gewährleistet den Bestandsschutz für Betreiber von Altanlagen.

Zu Absatz 2

Wenn Strom aus mehreren Windenergieanlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, werden diese für den Zweck der Bestimmung der Vergütungshöhe als eine Anlage behandelt.

Zu § 10

Absatz 1

Die Regelung der Anschlusskosten dient der Vermeidung von Rechtsstreitigkeiten und damit der Transparenz und Rechtssicherheit.

Soweit zwischen der Anlage und dem abnahmepflichtigen Netz für die allgemeine Versorgung ein weiteres Netz vorhanden ist, das nicht der allgemeinen Versorgung dient, so kann dieses für den Anschluss der Anlage im Rahmen des technisch Möglichen genutzt werden. Auf diese Weise werden volkswirtschaftlich unsinnige Kosten vermieden.

Zu Absatz 2

Die Kostentragung für den Netzausbau, der auch notwendige Erweiterungen des Netzes umfasst, obliegt - ähnlich der mit Zustimmung der Europäischen Kommission seit 1997 in Dänemark geltenden Regelung - dem Netzbetreiber. Die Darlegungspflicht dient der notwendigen Transparenz, da die notwendigen Aufwendungen bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz gebracht werden können.

Zu Absatz 3

Zur Beilegung von Streitigkeiten wird eine Clearingstelle bei dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie eingerichtet. Zu den zu beteiligenden betroffenen Kreisen zählen insbesondere die Verbände der Netzbetreiber und der Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom im Sinne des § 2.

Zu § 11

§ 11 ist in engem Zusammenhang mit § 3 zu sehen. Beide Paragraphen zusammen regeln ein gestuftes ausgleichendes Abnahme- und Vergütungssystem.

Auf der ersten Stufe, die § 3 Absatz 1 regelt, wird der Anschluss der Stromerzeugungsanlage an das nächstgelegene geeignete Netz normiert. Dieses Netz wird in aller Regel ein örtliches Niederspannungsnetz sein. Es kann aber - etwa bei einem großen Windpark - auch ein Netz einer höheren Spannungsebene, unter Umständen sogar ein Übertragungsnetz sein. Der jeweilige Netzbetreiber ist zur Abnahme und Vergütung verpflichtet.

Die zweite Stufe, die in § 3 Absatz 2 enthalten ist, regelt die Abnahme- und Vergütung des Stroms durch den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber. Soweit bereits das Netz, an das die Anlage angeschlossen ist, ein Übertragungsnetz, existiert kein weiteres vorgelagertes Übertragungsnetz. In diesem Fall ist die zweite Stufe daher gegenstandslos.

Die dritte Stufe, geregelt in § 11 Absatz 1 bis 3, sorgt für einen bundesweit gleichmäßigen Ausgleich der aufgenommenen Strommengen und der geleisteten Vergütungszahlungen unter den Übertragungsnetzbetreibern. Auf diese Weise soll ein Mangel des früheren Stromeinspeisungsgesetzes beseitigt werden, der dazu geführt hat, dass einzelne Regionen einen weit überdurchschnittlichen Anteil aufzunehmen hatten. Das Gesetz knüpft für den Ausgleich an die Übertragungsnetzbetreiber an, weil es sich bei diesen um eine kleine und überschaubare Anzahl von Akteuren handelt, die auch in der Lage sind, die mit dem Ausgleich verbundenen Transaktionen ohne Weiteres abzuwickeln und sich gegenseitig zu kontrollieren. Nach Abschluss des Ausgleichs sind alle Übertragungsnetzbetreiber im Besitz einer bezogen auf die durch ihre Netz geleiteten Strommengen prozentual gleichen Anteils von Strom nach diesem Gesetz.

Auf der vierten in § 11 Absatz 4 enthaltenen Stufe wird ein weiterer Schritt vollzogen. Die bei den Übertragungsnetzbetreibern angelangten Strommengen werden gleichmäßig bezogen auf die von Stromlieferanten im Gebiet des jeweils regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers gelieferten Strommengen weiterverteilt und sind von diesen mit

dem bundesweit einheitlichen Durchschnittsvergütungssatz zu bezahlen. Im Ergebnis werden so alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom liefern, zu prozentual gleichen Anteilen zur Stromabnahme und -vergütung verpflichtet. Diese vierte Stufe führt zu einer dem Prinzip der Entflechtung von Elektrizitätsversorgungsunternehmen ideal entsprechenden Verpflichtung der Stromlieferanten als Verursacher einer klima- und umweltgefährdenden Energieerzeugung.

Die Aufnahme- und Vergütungspflicht nach § 11 Absatz 4 besteht nicht für Elektrizitätsunternehmen, die zu mehr als der Hälfte Strom aus Erneuerbaren Energien abgeben, da diese - wiederum dem Verursacherprinzip entsprechend - bereits dem Umwelt- und Klimaschutz ausreichend genüge tun.

Nach den §§ 4 bis 8 vergüteter Strom darf nicht unter den durchschnittlichen Vergütungssätzen als Strom aus Erneuerbaren Energien vermarktet werden. Dies bedeutet, dass bei der Vermarktung des nach dem Gesetz eingespeisten Stroms die Vergütungssätze die Stromerzeugungskosten darstellen, denen dann die weiteren Kosten (z. B. Netzbetriebsgebühr, Konzessionsabgabe, Öko- und Mehrwertsteuer) hinzugerechnet werden müssen, um den Marktpreis zu ermitteln. Damit soll Preisdumping auf dem Ökostrommarkt entgegengewirkt werden. Eine solche Gefahr besteht deshalb, weil der größte Anteil des nach diesem Gesetz aufgenommenen Stroms von den großen Elektrizitätsversorgungsunternehmen aufzunehmen sind, die immer noch eine marktbeherrschende Stellung inne haben. Maßgeblicher Bezugszeitraum für die Berechnung der Durchschnittsvergütungssatzes ist das jeweils vorvergangene Quartal. In dem ersten Quartal des Erneuerbare-Energien-Gesetzes kann analog auf die Vergütungszahlungen nach dem Stromeinspeisungsgesetz abgestellt werden.

Die Regelung des Absatz 5 dient der Transparenz bei der Abnahme und Vergütung vom anschlussverpflichteten Netzbetreiber, sowie dem Ausgleich der Strom- und Vergütungsmengen durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Zu § 12

Die Regelung dient dazu, den Grad der Marktdurchdringung und die technologische Entwicklung bei Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zu beobachten und gegebenenfalls die Höhe der Vergütungssätze zu anzupassen.

Eine Anpassung der Vergütungshöhen muss in angemessenem Abstand zu ihrer Einführung bekannt gegeben werden. Die Anpassung kann allerdings nur für Neuanlagen erfolgen, da den Betreibern andernfalls jede Investitionssicherheit genommen und den an der Finanzierung beteiligten Kreditinstituten die Kalkulation der Investitionen unmöglich gemacht würde.



Wärmeschutzverordnung (WärmeschutzV)

Inhaltsverzeichnis der Wärmeschutzverordnung

- Einleitung
- Erster Abschnitt: Zu errichtende Gebäude mit normalen Innentemperaturen
- § 1 Anwendungsbereich
- § 2 Begriffsbestimmungen
- § 3 Begrenzung des Jahres-Heizwärmebedarfs QH
- § 4 Anforderungen an die Dichtheit
- Zweiter Abschnitt: Zu errichtende Gebäude mit niedrigen Innentemperaturen
- § 5 Anwendungsbereich
- § 6 Begrenzung des Jahres-Transmissions-wärmebedarfs QT
- § 7 Anforderungen an die Dichtheit
- Dritter Abschnitt: Bauliche Änderungen bestehender Gebäude
- § 8 Begrenzung des Heizwärmebedarfs
- Vierter Abschnitt: Ergänzende Vorschriften
- § 9 Gebäude mit gemischter Nutzung
- § 10 Regeln der Technik
- § 11 Ausnahmen
- § 12 Wärmebedarfsausweis
- § 13 Übergangsvorschriften
- § 14 Härtefälle
- § 15 Inkrafttreten

Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz in Gebäuden

(Wärmeschutzverordnung - WärmeschutzV)

(Vom 16. August 1994 (BGBl. I S. 2121))

Auf Grund des § 1 Abs. 2 sowie der §§ 4 und 5 des Energieeinsparungsgesetzes vom 22. Juli 1976 (BGBl. I S. 1873), von denen die §§ 4 und 5 durch Gesetz vom 20. Juni 1980 (BGBl. I S. 701) geändert worden sind, verordnet die Bundesregierung:

Erster Abschnitt: Zu errichtende Gebäude mit normalen Innentemperaturen

§ 1 Anwendungsbereich

Bei der Errichtung der nachstehend genannten Gebäude ist zum Zwecke der Energieeinsparung der Jahres-Heizwärmebedarf dieser Gebäude durch Anforderungen an den Wärmedurchgang der Umfassungsfläche und an die Lüftungswärmeverluste nach den Vorschriften dieses Abschnittes zu begrenzen:

1. Wohngebäude,
2. Büro- und Verwaltungsgebäude,
3. Schulen, Bibliotheken,
4. Krankenhäuser, Altenwohnheime, Altenheime, Pflegeheime, Entbindungs- und Säuglingsheime sowie Aufenthaltsgebäude in Justizvollzugsanstalten und Kasernen,
5. Gebäude des Gaststättengewerbes, Waren- und sonstige Geschäftshäuser,
7. Betriebsgebäude, soweit sie nach ihrem üblichen Verwendungszweck auf Innentemperaturen

von mindestens 19° C beheizt werden,

8. Gebäude für Sport- oder Versammlungszwecke, soweit sie nach ihrem üblichen Verwendungszweck auf Innentemperaturen von mindestens 15° C und jährlich mehr als drei Monate beheizt werden,

9. Gebäude, die eine nach den Nummern 1 bis 8 gemischte oder eine ähnliche Nutzung aufweisen.

§ 2 Begriffsbestimmungen

(1) Der Jahres-Heizwärmebedarf eines Gebäudes im Sinne dieser Verordnung ist diejenige Wärme, die ein Heizsystem unter den Maßgaben des in Anlage 1 angegebenen Berechnungsverfahrens jährlich für die Gesamtheit der beheizten Räume dieses Gebäudes bereitzustellen hat.

(2) Beheizte Räume im Sinne dieser Verordnung sind Räume, die auf Grund bestimmungsgemäßer Nutzung direkt oder durch Raumverbund beheizt werden.

§ 3 Begrenzung des Jahres-Heizwärmebedarfs QH

(1) Der Jahres-Heizwärmebedarf ist nach Anlage 1 Ziffer 1 und 6 zu begrenzen. Für kleine Wohngebäude mit bis zu zwei Vollgeschossen und nicht mehr als drei Wohneinheiten gilt die Verpflichtung nach Satz 1 als erfüllt, wenn die Anforderungen nach Anlage 1 Ziffer 7 eingehalten werden.

(2) Werden mechanisch betriebene Lüftungsanlagen eingesetzt, können diese bei der Ermittlung des Jahres-Heizwärmebedarfs nach Maßgabe der Anlage 1 Ziffer 1.6.3 und 2 berücksichtigt werden.

(3) Ferner gelten folgende Anforderungen:

1. Bei Flächenheizungen in Bauteilen, die beheizte Räume gegen die Außenluft, das Erdreich oder gegen Gebäudeteile mit wesentlich niedrigeren Innentemperaturen abgrenzen, ist der Wärmedurchgang nach Anlage 1 Ziffer 3 zu begrenzen.

2. Der Wärmedurchgangskoeffizient für Außenwände im Bereich von Heizkörpern darf den Wert der nichttransparenten Außenwände des Gebäudes nicht überschreiten.

3. Werden Heizkörper vor außenliegenden Fensterflächen angeordnet, sind zur Verringerung der Wärmeverluste geeignete, nicht demontierbare oder integrierte Abdeckungen an der Heizkörperrückseite vorzusehen. Der k-Wert der Abdeckung darf 0,9 W/(Quadratmeter x K) nicht überschreiten. Der Wärmedurchgang durch die Fensterflächen ist nach Anlage 1 Ziffer 4 zu begrenzen.

4. Soweit Gebäude mit Einrichtungen ausgestattet werden, durch die die Raumluft unter Einsatz von Energie gekühlt wird, ist der Energiedurchgang von außenliegenden Fenstern und Fenstertüren nach Maßgabe der Anlage 1 Ziffer 5 zu begrenzen.

5. Fenster und Fenstertüren in wärmetauschenden Flächen müssen mindestens mit einer Doppelverglasung ausgeführt werden. Hiervon sind großflächige Verglasungen, zum Beispiel für Schaufenster, ausgenommen, wenn sie nutzungsbedingt erforderlich sind.

§ 4 Anforderungen an die Dichtheit

(1) Soweit die wärmeübertragende Umfassungsfläche durch Verschalungen oder gestoßene, überlappende sowie plattenartige Bauteile gebildet wird, ist eine luftundurchlässige Schicht über die gesamte Fläche einzubauen, falls nicht auf andere Weise eine entsprechende Dichtheit sichergestellt werden kann.

(2) Die Fugendurchlaßkoeffizienten der außenliegenden Fenster und Fenstertüren von beheizten Räumen dürfen die in Anlage 4 Tabelle 1 genannten Werte, die Fugendurchlaßkoeffizienten der Außentüren den in Anlage 4 Tabelle 1 Zeile 1 genannten Wert nicht überschreiten.

(3) Die sonstigen Fugen in der wärmeübertragenden Umfassungsfläche müssen entsprechend dem Stand der Technik dauerhaft luftundurchlässig abgedichtet sein.

(4) Soweit es im Einzelfall erforderlich wird zu überprüfen, ob die Anforderungen der Absätze 1 bis 3 erfüllt sind, gilt Anlage 4 Ziffer 2.

Zweiter Abschnitt: Zu errichtende Gebäude mit niedrigen Innentemperaturen

§ 5 Anwendungsbereich

Bei der Errichtung von Betriebsgebäuden, die nach ihrem üblichen Verwendungszweck auf eine Innentemperatur von mehr als 12° C und weniger als 19° C und jährlich mehr als vier Monate beheizt werden, ist zum Zwecke der Energieeinsparung ein baulicher Wärmeschutz nach den Vorschriften dieses Abschnittes auszuführen.

§ 6 Begrenzung des Jahres-Transmissions-wärmebedarfs QT

(1) Der Jahres-Transmissionswärmebedarf ist nach Anlage 2 Ziffer 1 zu begrenzen.

(2) Ferner gelten folgende Anforderungen:

1. Soweit die Gebäude mit Einrichtungen ausgestattet werden, bei denen die Luft unter Einsatz von Energie gekühlt, be- oder entfeuchtet wird, ist mindestens Isolier- oder Doppelverglasung vorzusehen. Wird die Luft unter Einsatz von Energie gekühlt, ist der Energiedurchgang von außenliegenden Fenstern und Fenstertüren nach Maßgabe der Anlage 1 Ziffer 5 zu begrenzen.
2. Für die Begrenzung des Jahres-Transmissionswärmebedarfs bei
 - a) Flächenheizungen in Außenbauteilen gilt § 3 Abs. 3 Nr. 1 entsprechend,
 - b) Außenwänden im Bereich von Heizkörpern gilt § 3 Abs. 3 Nr. 2 entsprechend,
 - c) Heizkörpern im Bereich von Fensterflächen gilt § 3 Abs. 3 Nr. 3 entsprechend.

(3) Wird für außenliegende Fenster, Fenstertüren und Außentüren in beheizten Räumen Einfachverglasung vorgesehen, so ist der Wärmedurchgangskoeffizient für diese Bauteile bei der Berechnung nach Anlage 2 Ziffer 2 mit mindestens 5,2 W/(Quadratmeter x K) anzusetzen.

§ 7 Anforderungen an die Dichtheit

Die Fugendurchlaßkoeffizienten der außenliegenden Fenster und Fenstertüren von beheizten Räumen dürfen den in Anlage 4 Tabelle 1 Zeile 1 genannten Wert nicht überschreiten. Im übrigen gilt § 4 Abs. 1, 3 und 4 entsprechend.

Dritter Abschnitt: Bauliche Änderungen bestehender Gebäude

§ 8 Begrenzung des Heizwärmebedarfs

(1) Bei der baulichen Erweiterung eines Gebäudes nach dem ersten oder zweiten Abschnitt um mindestens einen beheizten Raum oder der Erweiterung der Nutzfläche in bestehenden Gebäuden um mehr als 10 Quadratmeter zusammenhängende beheizte Gebäudenutzfläche nach Anlage 1 Ziffer 1.4.2 sind für die neuen beheizten Räume bei Gebäuden mit normalen Innentemperaturen die Anforderungen nach den §§ 3 und 4 und bei Gebäuden mit niedrigen Innentemperaturen die Anforderungen nach den §§ 6 und 7 einzuhalten.

(2) Soweit bei beheizten Räumen in Gebäuden nach dem ersten oder zweiten Abschnitt

1. Außenwände,
2. außenliegende Fenster und Fenstertüren sowie Dachfenster,
3. Decken unter nicht ausgebauten Dachräumen oder Decken (einschließlich Dachschrägen), welche die Räume nach oben oder unten gegen die Außenluft abgrenzen,
4. Kellerdecken oder
5. Wände oder Decken gegen unbeheizte Räume erstmalig eingebaut, ersetzt (wärmetechnisch nachgerüstet) oder erneuert werden, sind die in Anlage 3 genannten Anforderungen einzuhalten. Dies gilt nicht, wenn die Anforderungen für zu errichtende Gebäude erfüllt werden oder wenn sich die Ersatz- oder Erneuerungsmaßnahme auf weniger als 20 vom Hundert der Gesamtfläche der jeweiligen Bauteile erstreckt; bei Außenwänden, außenliegenden Fenstern und Fenstertüren sind die jeweiligen Bauteilflächen der zugehörigen Fassade zugrunde zu legen.

Satz 1 gilt auch bei Maßnahmen zur wärmeschutztechnischen Verbesserung der Bauteile. Die Sätze 1 und 3 gelten nicht, wenn im Einzelfall die zur Erfüllung der dort genannten Anforderungen aufzuwendenden Mittel außer Verhältnis zu der noch zu erwartenden Nutzungsdauer des Gebäudes stehen.

(3) Soweit Einrichtungen bei Gebäuden nach dem ersten oder zweiten Abschnitt nachträglich eingebaut werden, durch die die Raumluft unter Einsatz von Energie gekühlt wird, ist der Energiedurchgang von außen-liegenden Fenstern und Fenstertüren nach Maßgabe der Anlage 1 Ziffer 5 zu begrenzen. Außenliegende Fenster und Fenstertüren sowie Außentüren der von Einrichtungen nach Satz 1 versorgten Räume sind mindestens mit Isolier- oder Doppelverglasungen auszuführen.

Vierter Abschnitt: Ergänzende Vorschriften

§ 9 Gebäude mit gemischter Nutzung

Bei Gebäuden, die nach der Art ihrer Nutzung nur zu einem Teil den Vorschriften des ersten bis dritten Abschnitts unterliegen, gelten für die entsprechenden Gebäudeteile die Vorschriften des jeweiligen Abschnitts.

§10 Regeln der Technik

(1) Für Bauteile von Gebäuden nach dieser Verordnung, die gegen die Außenluft oder Gebäudeteile mit wesentlich niedrigeren Innentemperaturen abgrenzen, sind die Anforderungen des Mindestwärmeschutzes nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik einzuhalten, sofern nach dieser Verordnung geringere Anforderungen zulässig wären.

(2) Das Bundesministerium für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau weist durch Bekanntmachung im Bundesanzeiger auf Veröffentlichungen sachverständiger Stellen über die jeweils allgemein anerkannten Regeln der Technik hin, auf die in dieser Verordnung Bezug genommen wird.

§ 11 Ausnahmen

(1) Diese Verordnung gilt nicht für

1. Traglufthallen, Zelte und Raumzellen sowie sonstige Gebäude, die wiederholt aufgestellt und zerlegt werden und nicht mehr als zwei Heizperioden am jeweiligen Aufstellungsort beheizt werden,
2. unterirdische Bauten oder Gebäudeteile für Zwecke der Landesverteidigung, des Zivil- oder Katastrophenschutzes,
3. Werkstätten, Werkhallen und Lagerhallen, soweit sie nach ihrem üblichen Verwendungszweck großflächig und lang anhaltend offengehalten werden müssen,
4. Unterglasanlagen und Kulturräume im Gartenbau.

(2) Die nach Landesrecht zuständigen Stellen lassen auf Antrag für Baudenkmäler oder sonstige besonders erhaltenswerte Bausubstanz Ausnahmen von dieser Verordnung zu, soweit Maßnahmen zur Begrenzung des Jahres-Heizwärmebedarfs nach dem dritten Abschnitt die Substanz oder das Erscheinungsbild des Baudenkmals beeinträchtigen und andere Maßnahmen zu einem unverhältnismäßig hohen Aufwand führen würden.

(3) Die nach Landesrecht zuständigen Stellen lassen auf Antrag Ausnahmen von dieser Verordnung zu, soweit durch andere Maßnahmen die Ziele dieser Verordnung im gleichen Umfang erreicht werden.

§ 12 Wärmebedarfsausweis

(1) Für Gebäude nach dem ersten und zweiten Abschnitt sind die wesentlichen Ergebnisse der rechnerischen Nachweise in einem Wärme-bedarfsausweis zusammenzustellen. Rechte Dritter werden durch den Ausweis nicht berührt. Näheres über den Wärmebedarfsausweis wird in einer Allgemeinen Verwaltungsvorschrift der Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates bestimmt. Hierbei ist auf die normierten Bedingungen bei der Ermittlung des Wärmebedarfs hinzuweisen.

(2) Der Wärmebedarfsausweis ist der nach Landesrecht für die Überwachung der Verordnung zuständigen Stelle auf Verlangen vorzulegen und ist Käufern, Mietern oder sonstigen Nutzungsberechtigten eines Gebäudes auf Anforderung zur Einsichtnahme zugänglich zu machen.

(3) Dieser Wärmebedarfsausweis stellt die energiebezogenen Merkmale eines Gebäudes im Sinne der Richtlinie 93/76/EWG des Rates vom 13. September 1993 zur Begrenzung der Kohlendioxidemissionen durch eine effizientere Energienutzung (ABl. EG Nr. L 237 S. 28) dar.

§ 13 Übergangsvorschriften

(1) Die Errichtung oder bauliche Änderung von Gebäuden nach dem ersten bis dritten Abschnitt, für die bis zum Tage vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung der Bauantrag gestellt oder die Bauanzeige erstattet worden ist, ist von den Anforderungen dieser Verordnung ausgenommen. Für diese Bauvorhaben gelten weiterhin die Anforderungen der Wärmeschutzverordnung vom 24. Februar 1982 (BGBl. I S. 209).

(2) Genehmigungs- und anzeigefreie Bauvorhaben sind von den Anforderungen dieser Verordnung ausgenommen, wenn mit der Bauausführung bis zum Tage vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung begonnen worden ist. Für diese Bauvorhaben gelten weiterhin die Anforderungen der Wärmeschutzverordnung vom 24. Februar 1982 (BGBl. I S. 209)

§ 14 Härtefälle

Die nach Landesrecht zuständigen Stellen können auf Antrag von den Anforderungen dieser Verordnung befreien, soweit die Anforderungen im Einzelfall wegen besondere Umstände durch einen unangemessenen Aufwand oder in sonstiger Weise zu einer unbilligen Härte führen.

§ 15 Inkrafttreten

(1) Diese Verordnung tritt am 1. Januar 1995 in Kraft.

(2) Mit Inkrafttreten dieser Verordnung tritt die Wärmeschutzverordnung vom 24. Februar 1982 (BGBl. I S. 209) außer Kraft.