

[www.beuder.de](http://www.beuder.de)

## Inhaltsverzeichnis

|  |    |
|--|----|
| 1. Einleitung .....                                  | 2  |
| 2. Einsatz regenerativer Primärenergien.....         | 2  |
| 2.1 Faulgase .....                                   | 2  |
| 2.1.1 Biochemische Grundlagen .....                  | 3  |
| 2.1.2 Deponiegas .....                               | 5  |
| 2.1.4 Biogas aus landwirtschaftlichen Abfällen ..... | 9  |
| 2.2 Gichtgas .....                                   | 12 |
| 3. Einsatz fossiler Brennstoffe.....                 | 15 |
| 3.2 Heizöl.....                                      | 19 |
| 4. Anhang.....                                       | 22 |
| 4.1 Literaturverzeichnis .....                       | 22 |

## **1. Einleitung**

Diese Ausarbeitung befaßt sich, im Rahmen des Seminarthemas "Ökonomische und ökologische Erzeugung elektrischer Energie", mit der energietechnischen Nutzung der regenerativen Primärenergien Deponiegas, Klärgas, Biogas und Gichtgas sowie den fossilen Brennstoffen Erdgas und Heizöl, wobei mit Biogas das beim anaeroben Fäulnisprozeß pflanzlicher Abfallstoffe und tierischer Exkremente entstehende Faulgas gemeint ist. In der Literatur wird der Begriff Biogas vielfach als Oberbegriff für alle Faulgase verwendet.

Im folgenden werden häufiger die Begriffe Heizwert  $H_u$  und Brennwert  $H_o$  verwendet, deshalb bereits an dieser Stelle eine Begriffsunterscheidung und -erklärung:

Der Heizwert ist ein Maß für die thermische Energie die bei vollständiger Verbrennung frei wird (bei 25°C). Beim Brennwert liegt das enthaltene Wasser nach der Verbrennung in flüssiger Form vor. Der Brennwert ist deshalb um die Verdampfungswärme des Wassers (2443,5 kJ/kg bei 25°C) höher als der Heizwert. Der Brennwert kann in üblichen technischen Prozessen nicht genutzt werden, wird aber mit dem Bomben-Kalorimeter (DIN 51900) bestimmt, daraus folgt die Notwendigkeit der Umrechnung :

$$H_u = H_o - 2,4435 \text{ MJ/kg} \cdot \mu_w$$

wobei  $\mu_w$  die Verdampfungsenthalpie des im Rauchgas enthaltenen Wassers ist. Heizwert und Brennwert werden auf 25 °C und 1013,25 hPa bezogen (DIN 51850).

## **2. Einsatz regenerativer Primärenergien**

### **2.1 Faulgase**

Zur energiewirtschaftlichen Bedeutung von Deponie-, Klär- und Biogas ist zu sagen, daß 31,3 % der Ende 1988 in der Bundesrepublik Deutschland installierten Blockheizkraftwerks-Leistung durch diese drei Gase geliefert wurde (siehe Bild 1).

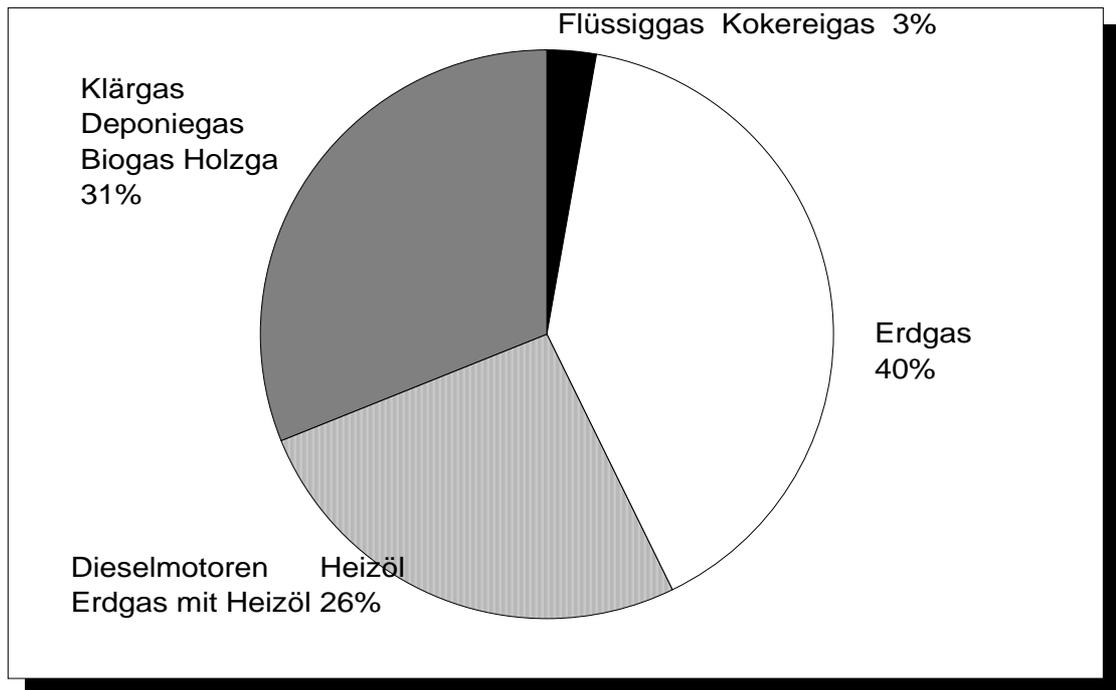
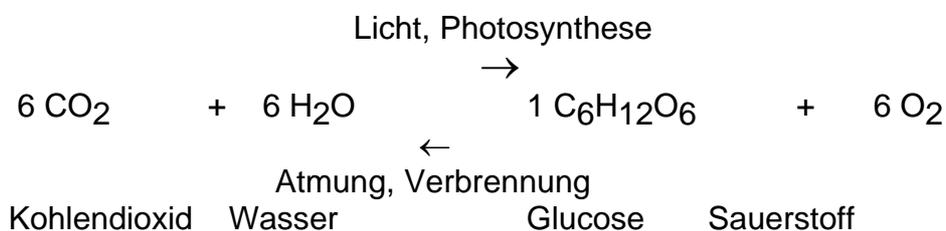


Bild 1 : Aufteilung der Ende 1988 in Betrieb befindlichen BHKW - Leistung nach Brennstoffen [1]

Insgesamt wurden 323 Anlagen mit diesen Primärenergien betrieben (nur Erzeugung elektrischer Energie berücksichtigt).

### 2.1.1 Biochemische Grundlagen

Bei der in allen Grünpflanzen stattfindenden Photosynthese wird ein gewisser Spektralanteil (blau, 400 bis 420 nm und rot, 640 bis 670 nm) des sicht-baren Lichts durch Chlorophyll absorbiert und diese Strahlungsenergie in Form chemischer Bindungen fixiert. Dazu notwendig sind Kohlendioxid und Wasser, es entsteht durch die Photosynthese Glucose (bedeutsamster und in der Natur meistverbreiteter, wichtigster Zucker,  $C_6H_{12}O_6$ ) und Sauerstoff, der bekanntlich von Mensch und Tier veratmet wird. Die Atmung (biologische, "isotherme" Form der Verbrennung) und die Verbrennung stellen deshalb auch die bilanzmäßige Umkehrung dieser Formel dar.



Die bei der Photosynthese entstandene Glucose wird, bei vollständiger Abwesenheit von Luftsauerstoff (anaerob) von Methanbakterien zu energiereichem Methan und energiearmen Kohlendioxid umgesetzt, es entsteht Biogas.



|   |
|---|
| Biogas  |
| 3 CH <sub>4</sub> + 3 CO <sub>2</sub><br>Methan      Kohlendioxid |



Wird Methan technisch verbrannt oder von gewissen Mikroorganismen veratmet, so ist der natürliche Kreislauf des Kohlendioxids geschlossen.

Eine Auswahl von Methanbakterien stellt die folgende Tabelle vor:

| Organismus                           | Vorkommen                        | Milieuanspruch         |                           |
|--------------------------------------|----------------------------------|------------------------|---------------------------|
|                                      |                                  | pH - Wert              | Temperatur                |
| Methanobacterium ruminantium         | Pansen, Klärschlamm, Darmtrakt   | 6 - 8                  | 39 °C                     |
| Methanobacterium Stamm MoH           | Klärschlamm<br>Meeresschlamm     | 7                      | 37 -40 °C                 |
| Methanobacterium formicicum          | Pansen, Klärschlamm, Schlamm     |                        | 38 -45 °C                 |
| Methanobacterium Stamm AZ            | Klärschlamm                      | 7                      | 33 - 40 °C                |
| Methanobacterium mobile              | Pansen                           | 6,1 - 6,9              | 40 °C                     |
| Methanobacterium thermoautotrophicum | Klärschlamm                      | 7,2 - 7,6<br>(6 - 8,8) | 65 -70 °C<br>(40 - 75 °C) |
| Methanobacterium arabophilicum       | Nasses Holz, Seesedimente, Boden | 7,5 - 8                | 30 -37 °C                 |
| Methanobacterium barkarii            | Schlamm<br>Klärschlamm           | 7                      |                           |
| Methanobacterium vannieli            | Schlamm                          | 7,4 - 9,2              | 30 - 40 °C                |
| Methanobacterium hungatii            | Klärschlamm                      | 6,6 - 7,4              | 30 -37 °C                 |

Tabelle 1 [8]

Zusammensetzung Biogas:

60 bis 80 % Methan CH<sub>4</sub>, 18 bis 28 % Kohlendioxid CO<sub>2</sub>, < 2 % Schwefelwasserstoff H<sub>2</sub>S, < 3% Ammonik NH<sub>3</sub>.

Bemerkenswert hinsichtlich der später zu diskutierenden Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen ist die zur optimalen Arbeit der Bakterien erforderliche Temperatur.

Die hier dargestellten Zusammenhänge sind stark vereinfacht und würden keinesfalls den Ansprüchen eines Biochemikers genügen; da es aber um die Energietechnik geht, soll dies soweit ausreichen.

### 2.1.2 Deponiegas

Der überwiegende Teil der auf einer Mülldeponie gelagerten Abfälle besteht aus organischen Stoffen. Diese unterliegen den oben dargestellten bio-chemischen Umsetzungsprozessen, so daß aus der Deponie ständig Gase entweichen. Über Jahre hinaus ergeben sich daraus folgende Umwelt-belastungen:

- Fäulnisgeruch
- Verpuffungs- und Brandgefahr
- Pflanzenschädigung in der Umgebung der Deponie
- Beschleunigung des Treibhauseffektes  
(Kohlendioxid 50% , Methan 19% Anteil am Treibhauseffekt)

Um diese Umweltbelastungen zu vermeiden, wird das Deponiegas in Gas-kollektoren verschiedener Bauformen (Gasschürfe, Gasbrunnen, Gasdome) gesammelt. Dieser Gasstrom hat einen mittleren Heizwert von  $18 \text{ MJ/m}^3$ , im wesentlichen bestimmt durch seinen Hauptbestandteil Methan und wurde in früheren Jahren und wird zum Teil auch heute noch in Fackeln verbrannt. Sinnvoller ist jedoch die Nutzung des Deponiegases zur Wärme- und/oder Stromerzeugung. Dabei sind verschiedene Techniken denkbar:

- Direktverbrennung in Gasbrennern zur Gebäudeheizung
- Verbrennung des Gases in einer Brennmuffel mit Dampferzeugung im nachgeschalteten Abhitzekessel, Verstromung des Dampfes über eine Turbine
- Verbrennung in einer Gasturbine  
Prozeßdampferzeugung im nachgeschalteten Abhitzekessel ebenfalls möglich
- Verstromung über einen Gasmotor mit Generator und Einspeisung in das Netz des EVU
- Kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung in einem Blockheizkraftwerk
- Aufbereitung und Einspeisung in das öffentliche Gasnetz
- Antrieb von Deponiefahrzeugen

Bevor das Deponiegas jedoch energietechnisch genutzt werden kann, ist seine Aufbereitung entsprechend der ausgewählten Aggregate erforderlich. Aber auch die Auslegung der Aggregate selber erfordert besonderes Augenmerk, zum Beispiel können zeitweilig hohe Konzentrationen an halogenierten Kohlenwasserstoffen zu

vorzeitiger Korrosion an Innenteilen von Gasmotoren führen. Durch konstruktive und wartungstechnische Maßnahmen ist dies zu berücksichtigen, außerdem sind regelmäßige Deponiegasanalysen sehr wichtig. Unter Umständen ist bei sehr schlechter Gasqualität die Umleitung auf eine Fackel erforderlich. Welche energie-wirtschaftliche Bedeutung hat nun die Nutzung von Deponiegas?

Mit Deponiegas betriebene BHKW (Stand 1988)

|                   | Anzahl Anlagen | Leistung in MW |
|-------------------|----------------|----------------|
| gesamt            | 52             | 28,1           |
| davon:            |                |                |
| EVU               | 21             | 9,3            |
| Industrie/private | 16             | 10,3           |
| öffentliche       | 15             | 8,5            |

Tabelle 2 [1]

1988 wurden insgesamt 101,4 GWh aus Deponiegas erzeugt (Gesamterzeugung elektrischer Energie 1988 367 TWh). Diese 101,4 GWh setzen sich zusammen aus 41,9 GWh aus EVU-Anlagen und 59,5 GWh aus Nicht-EVU-Anlagen (Betreiber dieser Anlagen sind in der Regel die Landkreise). Ein Eigenbedarf besteht bei Mülldeponien üblicherweise nur in sehr geringem Umfang. Außerdem waren im Jahr 1988 46 Anlagen mit 33 MW geplant, so daß sich die Erzeugung elektrischer Energie in mit Deponiegas betriebenen BHKW seither etwa verdoppelt haben dürfte.

Die spezifischen Stromerzeugungskosten in einer solchen Anlage liegen bei etwa 10 bis 12 Pf/kWh, die spezifischen Investitionskosten für eine Anlage mit Verbrennungsmotor ohne Wärmeauskopplung bei zirka 2000 DM/kW.

Im folgenden ist beispielhaft eine Deponiegasanlage vorgestellt [5]:

**Kreisabfalldeponie Beselich  
Main-Kraftwerke Aktiengesellschaft**

**Betreiber :** Main-Kraftwerke Aktiengesellschaft  
(MKW) , Frankfurt(Main) - Höchst

**Inbetriebnahme :** Juli 1989

**Standort :** Kreisabfalldeponie Beselich  
Landkreis Limburg - Weilburg

### Technische Daten

**Nettoleistung:** 1,2 MW

Kondensationswärmekraftwerk mit Verfahrenskombination :  
Hochtemperaturbrennkammer - Abhitzekeessel -  
Dampfturbine - Generator

**Gasübergabe:** maximal 1200 m<sup>3</sup>/h

**Hochtemperatur-  
muffel :** Verbrennung des Gases bei 1200°C

**Abhitzekeessel :** Erzeugt Hochdruckdampf 41bar, 455°C  
Abgastemperatur 240°C

**Turbine :** Frischdampf 41bar , 455°C  
Abdampf 0,3 bar , 69°C

**Generator :** Drehstrom-Synchron-Generator

### Geplante Einspeisungen ins Netz

in den Jahren :

1990 : rd. 6,6 GWh

1998 : rd. 9,4 GWh

2008 : rd. 5,3 GWh

20 - Jahresmittel : 7,5 GWh

### Finanzierung und Investitionen

gesamt : 9,5 Mio. DM

davon :

Gasübergabe,

Verdichtung,

Hochtemperaturkammer : 1,6 Mio. DM 16,8 %

Abhitzekeessel,

Turbine,

Generator : 5,9 Mio. DM 62,1 %

Bauwerk,

Nebenkosten : 2,0 Mio. DM 21,1 %

Zuschuß des Landes Hessen : rd. 2,9 Mio. DM

### 2.1.3 Klärgas

Klärgas entsteht durch die oben beschriebenen Prozesse in Faultürmen von Kläranlagen. In Kläranlagen wird das Abwasser aus Haushalten und Gewerbebetrieben gereinigt. Dabei fließt das Wasser durch eine Reihe von Becken und Reinigungsstationen, an deren Ende immer das sogenannte Nachklärbecken steht. Im Nachklärbecken setzen sich die letzten noch verbliebenen Schwebstoffe ab. Der Schlamm aus dem Nachklärbecken kommt dann in den Faulturm, wo ihn Bakterien in eine geruchsneutrale, die Umwelt wenig belastende Form überführen.

In der Bundesrepublik gab es 1988 249 mit Klärgas betriebene Blockheizkraftwerke, von denen 95 % durch die Kommunen betrieben wurden. Durch die EVU's wurden im selben Jahr 28,6 GWh aus Klärgasen erzeugt. Industrie, private und öffentliche Betreiber solcher BHKW erzeugten 500 GWh, nach Abzug des Eigenbedarfs für die Kläranlagen speiste diese Betreibergruppe zusätzlich 11,6 GWh in die Netze der Energieversorgungsunternehmen ein.

Die spezifischen Stromerzeugungskosten in BHKW die mit Klärgas betrieben werden liegen bei 14 bis 16 Pf/kWh (zum Vergleich: in mit Erdgas beheizten Anlagen 15 bis 17 Pf/kWh).

#### Mit Klärgas betriebene BHKW (Stand 1988)

|                       | Anzahl Anlagen | elektrische Leistung in MW |
|-----------------------|----------------|----------------------------|
| gesamt                | 249            | 90,8                       |
| davon:                |                |                            |
| EVU                   | 8              | 6,1                        |
| Industrie/<br>private | 4              | 0,9                        |
| öffentliche           | 237            | 83,8                       |

Tabelle 3 [1]

### 2.1.4 Biogas aus landwirtschaftlichen Abfällen

Feuchte pflanzliche und tierische Rückstände können dazu genutzt werden Biogas zu gewinnen. Hierzu werden die entsprechenden Abfallstoffe aus der Pflanzenverarbeitung beziehungsweise aus der Tierhaltung in sogenannte Fermenter eingebracht, auch hier kommt es dann zu anaeroben Fäulnisprozessen. Dabei wird neben der energetischen Nutzung auch ein landwirtschaftlicher Vorteil erreicht. Es entsteht nämlich aus dem Flüssigmist (Gülle) der Tierhaltung ein Dünger, der gegenüber dem unvergorenen Flüssigmist mineralstoffreicher und hygienisiert ist, sowie eine geringere Geruchsintensität aufweist und pflanzenverträglicher ist. Mit dem Ausbringen des Düngers auf die Felder wird der natürliche Stoffkreislauf, Boden - Pflanze - Tier - Boden, geschlossen.

Bei der Art und Beschickung der Faulbehälter können drei Grundprinzipien unterschieden werden:

- Batch- oder Speichersystem:  
das Substrat wird einmal in den Fermenter eingefüllt und verbleibt dort zwischen acht Wochen und mehreren Monaten. Ein Nachteil dieses Systems ist die mit der Zeit abnehmende Biogasproduktion.
- Kontinuierliches System:  
frisches Substrat wird zugeführt, ausgefauter Schlamm wird regelmäßig oder sogar kontinuierlich abgezogen, dabei ist die Gasproduktion annähernd konstant. Es entsteht etwa 1 m<sup>3</sup> Biogas pro 1 m<sup>3</sup> Faulschlamm und Tag.  
Nachteil: Methanbakterien werden mit ausgespült, darum:
- Kontinuierliches System mit Anreicherung der aktiven Biomasse:  
Biogasproduktion etwa 2 m<sup>3</sup> / m<sup>3</sup> d.  
Zum Beispiel Ansiedlung der Bakterien auf Trägermaterialien.

Die meisten Biogasanlagen arbeiten im sogenannten mesophilen Temperaturbereich, das sind etwa 35 °C. Dies ergibt sich aus den Milieuansprüchen der Methanbakterien (siehe Tabelle 1) und führt unter

Umständen dazu, daß der Fermenter beheizt werden muß, was sich natürlich negativ auf die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen auswirkt. Die Beheizung erfolgt in den meisten Anlagen durch Heizschlangen im Faulraum. Außerdem ist fast immer der Fermenter durch Mineralwolle, Hartschaum-, Polystyrolplatten oder ähnlichem gedämmt. Zusätzlich zu einem Heizsystem besitzt ein Bio-gasfermenter in der Regel auch eine Vorrichtung zum Durchmischen. Als mechanische Rührwerke können Propeller- oder Paddelrührer eingesetzt werden, darüber hinaus finden aber auch eine Reihe anderer, anspruchsvollerer Rührsysteme (Gaseinpressen, Umpumpen oder Kombination beider, Mischen durch thermische Konvektion, Mischen durch Gaseigen-druck) Anwendung.

Mit Biogas betriebene BHKW (Stand 1988)

|                   | Anzahl Anlagen | Leistung in MW |
|-------------------|----------------|----------------|
| gesamt            | 22             | 1,9            |
| davon:            |                |                |
| EVU               | 0              | 0              |
| Industrie/private | 18             | 0,8            |
| öffentliche       | 4              | 1,1            |

Tabelle 4 [1]

In diesen 22 Biogasanlagen wurden 5,7 GWh elektrischer Energie erzeugt, wovon 5,5 GWh den Eigenbedarf vorwiegend von landwirtschaftlichen Betrieben, deckten. Der Rest wurde in die öffentliche Versorgung eingespeist. Zu bemerken ist außerdem, daß in der Bundesrepublik Deutschland mehr als 22 Biogasanlagen existieren, die jedoch nicht elektrische Energie erzeugen, sondern Prozeßenergie, zur Gebäudeheizung oder Warmwasserbereitung genutzt werden.

Energiegewinnung aus Biogas bezogen auf den Tierbestand

| Anzahl der Tiere | Gülleanfall in m <sup>3</sup> /a | Energiegewinn in MWh/a |
|------------------|----------------------------------|------------------------|
| <b>Schweine</b>  |                                  |                        |
| 5000             | 12700                            | 1070                   |
| 10000            | 25500                            | 2140                   |
| 25000            | 64000                            | 5360                   |
| <b>Rinder</b>    |                                  |                        |

|      |       |      |
|------|-------|------|
| 1000 | 14600 | 1750 |
| 2000 | 29000 | 3500 |

Tabelle 5 [14]

Im folgenden ist eine Biogasanlage beispielhaft beschrieben [9]:

- Betreiber:** Institut für Technologie, Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, Braunschweig
- Inbetriebnahme:** Juli 1980
- Fermenter:**
- Verfahren: teilweise durchmischtes System, semikontinuierliche Beschickung
  - Faulraumvolumen: 100 m<sup>3</sup>
  - Material: Stahl
  - Dämmung: PU-Schaum
  - Heizsystem: 2 externe Wärmetauscher
  - Mischsystem: Propellerrührwerk mit Zentralrohr im Faulraum (Strömung abwärts gerichtet) und Umpumpen
- Gesamtkosten:** 1,2 Mio. DM
- Substrat:** Gülle von Kühen, Staken, Kälbern (kontinuierlich)  
Stroh und Gemüseabfälle (zeitweise)
- Vorbehandlung:** Güllezwischenspeicherung max. 3 Tage, Häckseln des Strohs, Gemüseabfälle frisch oder siliert
- Gas:**
- Produktion: 0,8 bis 2 m<sup>3</sup> pro 1 m<sup>3</sup> Faulschlamm und Tag
  - Zusammensetzung: 59 bis 62 % CH<sub>4</sub> (Methan)
  - Speicher: 75 m<sup>3</sup> Membranspeicher
  - Nutzung: 100 % Stromerzeugung
- Faulschlamm:**
- Behandlung: Separierung, Lagerung der groben Feststoffe in Haufen, Speicherung der flüssigen Phase bis zu acht Wochen
  - Nutzung: Feststoffe als Bodenverbesserer, flüssige Phase als Dünger

## 2.2 Gichtgas

Gichtgas (auch Hochofengas genannt) ist ein sogenanntes Armgas, das bei der Roheisenerzeugung anfällt. Es entsteht im Hochofen durch Reduktion des bei der Verbrennung in tieferen Schichten entstandenen CO<sub>2</sub> an frischem Koks. Als Gicht wird in der Hüttentechnik der obere Teil des Hochofens mit Beschickungsöffnung und Arbeitsplattform bezeichnet.

Gichtgas hat eine Dichte von etwa 1,29 kg/m<sup>3</sup>, besteht aus folgenden Bestandteilen: 12 % CO<sub>2</sub>, 28 % CO, 55 % N<sub>2</sub>, 3 % H<sub>2</sub>, 2 % CH<sub>4</sub> und hat einen Heizwert von 4,25 MJ/m<sup>3</sup>. Allerdings können diese Angaben nur grobe Richtwerte sein, da Dichte, Heizwert und Zusammensetzung stark von den Bedingungen im Hochofen abhängig sind.

Da das Gichtgas mit einem sehr geringen Druck anfällt, ist in der Regel ein Druckerhöhungsgebläse erforderlich, außerdem ist es erforderlich das Gichtgas möglichst weit aufzuwärmen, damit wegen des niedrigen Heizwertes überhaupt eine stabile Verbrennung möglich ist, diese Vorwärmung erfolgt in einem rauchgasbeheizten Gasvorwärmer.

Bei dem im folgenden beschriebenen Gichtgaskraftwerk Huckingen ist der Heizwert von 3,35 MJ/m<sup>3</sup> durch Zumischung von Koks- bzw. Erdgas beim Lieferanten, den Mannesmann Hüttenwerken, garantiert. Derartig aufbereitetes Gichtgas wird als karburiertes Gichtgas bezeichnet. Durch Naßwäscher wird das Gichtgas weitestgehend von Staubpartikeln befreit, trotzdem treten unter bestimmten Umständen Unwuchten an den Gebläsen durch Staubablagerungen auf. Da das Gichtgas aufgrund seines niedrigen Heizwertes kaum transportwürdig ist, kommt für Gichtgaskraftwerke nur ein Standort in unmittelbarer Nähe des Hüttenwerkes in Frage. In Huckingen ist die Gichtgasleitung lediglich 500 m lang (Durchmesser 3,6 m).

Die Forderung nach ständiger Abnahme des schwankenden Gichtgasüberschusses der Hütte konnte in Huckingen nur durch zwei Blöcke erfüllt werden. Andererseits ist für eine wirtschaftlich sinnvolle Blockgröße die maximal anfallende Gichtgasmenge alleine nicht ausreichend. Unter Berücksichtigung der Immissionsbelastung des Duisburger Raumes kommt als Zusatzbrennstoff nur Erdgas oder schwefelarmes Erdöl in Frage.

Multipliziert man die maximal anfallende Gichtgasmenge von 337500 m<sup>3</sup>/h mit dem garantierten Heizwert  $H_u$  von 3,35 MJ/m<sup>3</sup>, so ergibt sich daraus eine mögliche Wärmemenge von 1130,625 MJ/h. Das Kraftwerk besitzt eine elektrische Leistung von 310 MW (105,5 %).

## Gichtgaskraftwerk Huckingen [11]

|  |   |
|--|---|
| <b>Betreiber :</b>                           | Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG  |
| <b>Inbetriebnahme :</b>                      | Januar 1976 / April 1977  |
| <b>Leistung :</b>                            | 300 MW je Block (2 Blöcke)  |
| <b>Brennstoff :</b>                          | Gichtgas und Erdgas in variablen<br>Mischungsverhältnissen  |
| <b>Heizwert Hu :</b>                         | 3,35 MJ/m <sup>3</sup> garantiert durch Zumischung von<br>von Koks- bzw. Erdgas   |
| <b>Lieferant :</b>                           | Mannesmann Hüttenwerke AG   |
| <b>Erdgasreduzierstation :</b>               | 3 x 100000 m <sup>3</sup> /h, am Eintritt ins Kesselhaus<br>reduziert auf 8 bar, 4,4 bar an den Brennern,<br>vorgesaltet Filter und Vorwärmanlage |
| <b>Gichtgasdruck-<br/>erhöhungsstation :</b> | 3 Radialgebläse für je 50%<br>Bypaß-Regelklappe   |
| <b>Brenner :</b>                             | gesamt / in Betrieb<br>12 / 10 Gichtgas<br>18 / 16 Erdgas<br>18 / 16 Heizöl (nur Block B)<br>in Boxeranordnung                                    |
| <b>Eingesetzte Brennstoffe :</b>             |   |
| 1. Gichtgas :                                |   |
| max. Menge :                                 | 337500 m <sup>3</sup> /h  |
| Wärmemenge :                                 | 1130 GJ/h   |
| Kohlenmonoxid :                              | 19 bis 27 Vol.%   |
| Wasserstoff :                                | 1 bis 5 Vol.%   |
| Kohlendioxid :                               | 16 bis 24 Vol.%   |
| Stickstoff :                                 | Rest  |
| Gasdruck :                                   | 44 bis 74 mbar  |
| 2. Erdgas                                    |   |
| Gasdruck :                                   | 67,5 bis 22 bar   |
| 3. Erdöl EL (nur Block B)                    |   |

## Einige dampftechnische Daten

## *Gichtgaskraftwerk Huckingen*

|                                  | Dampfmengen-<br>strom in t/h | Temperatur<br>in °C | Druck<br>in bar |
|----------------------------------|------------------------------|---------------------|-----------------|
| <b>Frischdampf</b>               |                              |                     |                 |
| Kesselaustritt                   | 921                          | 530                 | 172,6           |
| Turbineneintritt                 |                              | 525                 | 163             |
| <b>Zwischen-<br/>überhitzung</b> |                              |                     |                 |
| KZÜ                              | 836                          | 311                 | 35,8            |
| HZÜ                              |                              | 530                 | 33,6            |

Tabelle 6 [11]

Diese dampftechnischen Daten gelten für folgende Brennstoffzusammensetzungen:

|          | 75 MW | 124 MW | 200 MW | 300 MW | 310 MW |
|----------|-------|--------|--------|--------|--------|
| Gichtgas | 100 % | 74 %   | 50 %   | 33 %   | 32 %   |
| Erdgas   | 0 %   | 26 %   | 50 %   | 67 %   | 68 %   |

Tabelle 7 [11]

Außerdem sind aber auch andere Brennstoffkombinationen möglich:

|          | 75 MW | 124 MW | 200 MW | 300 MW | 310 MW |
|----------|-------|--------|--------|--------|--------|
| Gichtgas | 50 %  | 37 %   | 18 %   | 12 %   | 12 %   |
| Erdgas   | 50 %  | 63 %   | 82 %   | 88 %   | 88 %   |

Tabelle 8 [11]

oder 100 % Erdgas, beziehungsweise in Block B 100 % Erdöl EL.



Bild 2: Das Gichtgas- / Erdgaskraftwerk Huckingen des RWE (122/15)

### **3. Einsatz fossiler Brennstoffe**

Aus den beiden folgenden Diagrammen und Tabelle 9 ist zu entnehmen, daß die energiewirtschaftliche Bedeutung der fossilen Brennstoffe Erdgas und Heizöl in den vergangenen zehn Jahren stark zurückgegangen ist.

## **Gesamt - Brutto - Erzeugung in TWh**

|        | 80        | 81        | 82        | 83        | 84        | 85        | 86        | 87        | 88        | 89        | 90        |
|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Heizöl | 18,3<br>2 | 13,3<br>2 | 12,5<br>5 | 7,46      | 7,36      | 6,14      | 8,31      | 5,51      | 4,81      | 4,23      | 4,91      |
| Erdgas | 43,8<br>8 | 33,5<br>4 | 25,1<br>0 | 25,9<br>7 | 19,8<br>8 | 12,6<br>2 | 11,9<br>2 | 16,8<br>8 | 17,6<br>7 | 21,9      | 23,6      |
| gesamt | 298       | 301,<br>5 | 303,<br>2 | 310,<br>9 | 330,<br>9 | 345,<br>9 | 346,<br>3 | 354,<br>9 | 367,<br>1 | 377,<br>6 | 384,<br>9 |

Tabelle 9

### Tendenz der energietechnischen Nutzung der fossilen Brennstoffe Erdgas und Heizöl

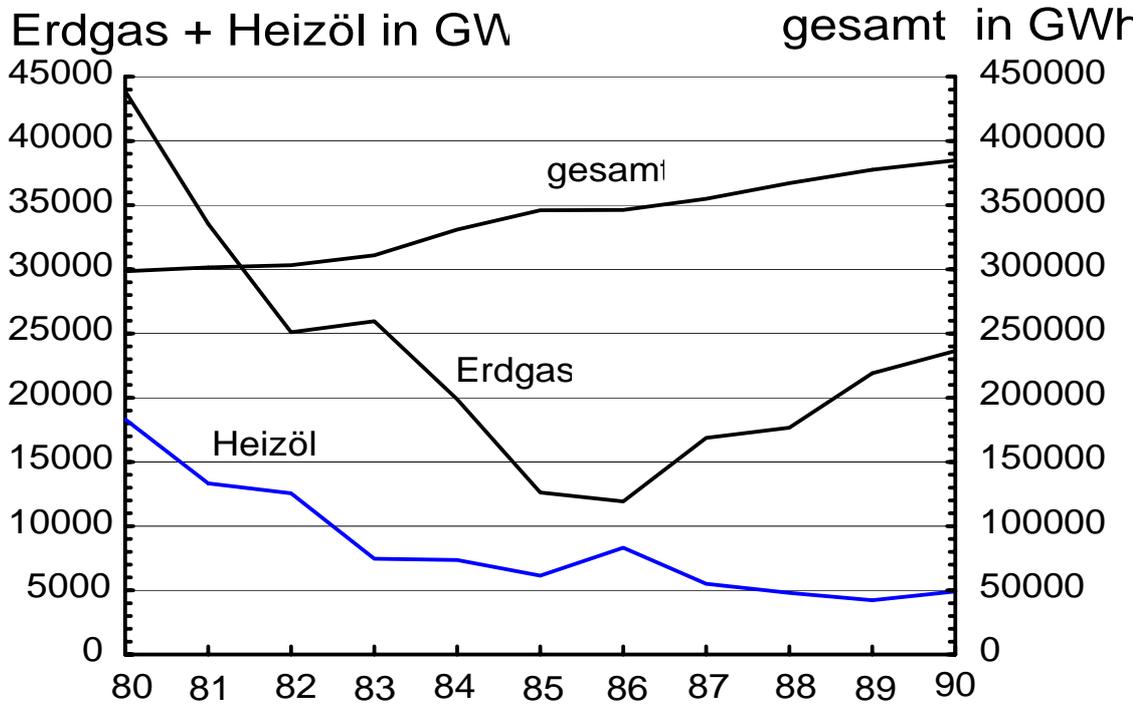


Bild 3

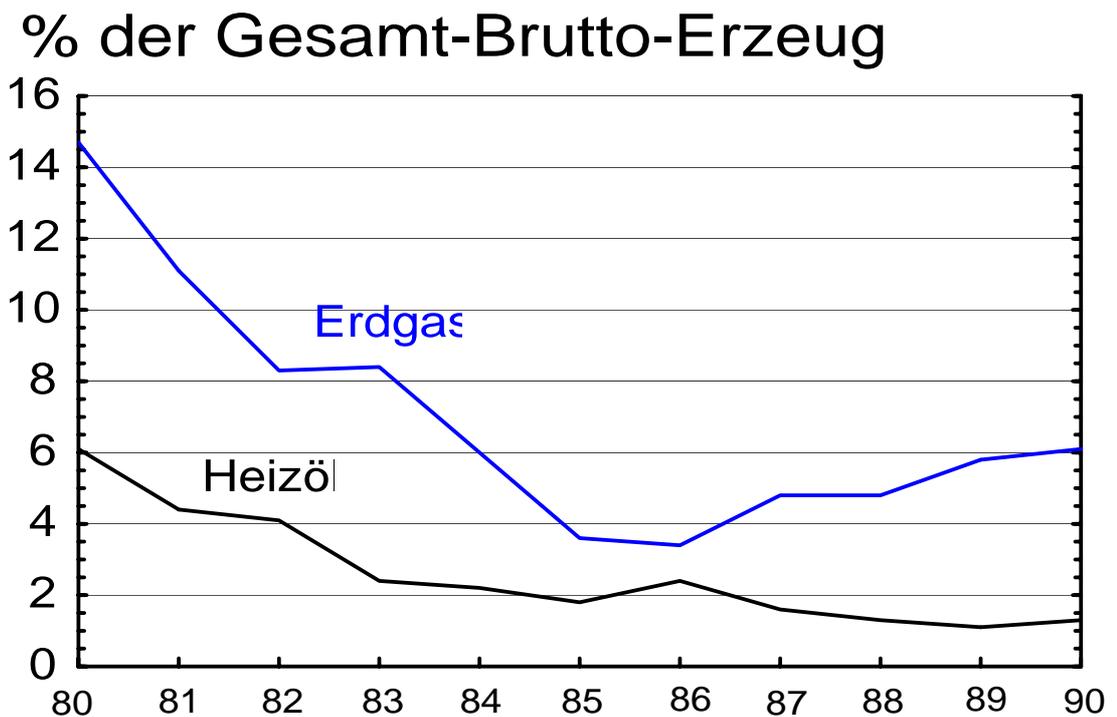


Bild 4

Ein Grund dafür mag die Erkenntnis sein, daß sowohl Erdgas als auch Heizöl für eine Verfeuerung zu wertvoll sind, man denke an die Einsatzmöglichkeiten von Erdöl in der chemischen Industrie. Allerdings trifft dies natürlich auch für Braun- und Steinkohle zu, besonders wenn man die immensen Förderkosten, gerade der heimischen Kohle, bedenkt.

Bemerkenswert ist außerdem die erheblich geringere Schadstoffemission von Heizöl und besonders Erdgas im Vergleich zur Kohle.

3.1 Erdgas

Tabelle 10 stellt die Zusammensetzung von Erdgasen verschiedener Erd-gasfelder dar:

|                        | CH <sub>4</sub><br>% | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub><br>% | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub><br>% | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub><br>% | CO <sub>2</sub><br>% | N <sub>2</sub><br>% | H <sub>2</sub> S<br>% | H <sub>u</sub> in <sub>3</sub><br>MJ/m <sup>3</sup> |
|------------------------|----------------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|----------------------|---------------------|-----------------------|---|
| D-Anzing               | 94,2                 | 2,0                                | 1,7                                | 1,1                                 | 0,8                  | --                  | --                    | 37,85   |
| D-Bentheim             | 89,6                 | 1,1                                | 0,5                                | --                                  | 2,8                  | 5,5                 | 0,6                   | 33,29   |
| NL-De Lier             | 88,8                 | 6,2                                | 1,0                                | 0,5                                 | 0,1                  | 1,4                 | --                    | 37,56   |
| Algerien - Hassi R'Mel | 79,6                 | 7,4                                | 2,7                                | 1,4                                 | 0,2                  | 5,1                 | --                    | 42,50   |

Tabelle 10 [15]

Erdgas wird nach DIN 1340 in die Gruppe 3 (Brennwert H<sub>0</sub> von 30 bis 60 MJ/m<sup>3</sup>) eingeordnet. Erdgas mit einem Schwefelgehalt von mehr als 500 mg/m<sup>3</sup> wird als saures Erdgas bezeichnet. In Tabelle 10 trifft dies für das Erdgas aus den Feldern bei Bentheim zu. Nasses oder feuchtes Erdgas enthält neben Methan wesentliche Anteile an Flüssiggas (Propan, Butan) sowie höhere Kohlenwasserstoffe, es stammt aus Domen über Erd-öllagerstätte, zum Beispiel das Erdgas aus den Feldern von Hassi R'Mel in Algerien mit einem Propangehalt von 2,7 %.

Gas, also auch Erdgas, bedarf von allen Brennstoffen der geringsten Vorbe-ritung zum Verbrennen. Allerdings wird Erdgas mit Drücken und Temperaturen transportiert, die eine direkte Zuführung zu den Brennern nicht zu-lassen. Dies macht unbedingt eine Erdgasreduzierstation erforderlich, die dabei auftretende Abkühlung des Gases ist aus mehreren Gründen unzu-lässig:

- Es können nicht auszuschließende Wasseranteile ausfallen.

- Es können sich Kondensate aus schwereren Kohlenwasser-stoffen bilden.

-Eine äußere Vereisung von Rohrleitungen und Armaturen, die deren Betriebstüchtigkeit beeinflusst, ist möglich.

Darum beinhaltet eine Erdgasreduzierstation immer auch eine mit Dampf, Warmwasser oder auch Erdgas beheizte Vorwärmanlage. Weitere erforderliche Einrichtungen sind:

- Schalldämpfer
- Flüssigkeitsabscheider
- Staubabscheider
- Sicherheits- und Absperreinrichtungen
- Gasmengenzähler
- Entlüftungseinrichtungen

Im folgenden ist als Beispiel das Erdgas-Kraftwerk Meppen der Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerke AG beschrieben. Es liegt etwa 6 km nördlich der Stadt Meppen in der Gemarkung Hüntel.

### **Kraftwerk Meppen [10],[15]**

|                             |   |
|-----------------------------|---|
| <b>Betreiber :</b>          | Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG<br>RWE   |
| <b>Inbetriebnahme :</b>     | August 1974   |
| <b>Leistung :</b>           | 600 MW  |
| <b>Brennstoff :</b>         | Erdgas  |
| Heizwert $H_U$ :            | 32,2 MJ/m <sup>3</sup>  |
| Vollastverbrauch :          | 180000 m <sup>3</sup> /h  |
| Lieferant :                 | Nederlandse Aardolie Maatschappij<br>NAM Felder : Schoonebeck   |
| Erdgasreduzierstation :     | 3 x 100000 m <sup>3</sup> /h<br>reduziert auf 5 bar, vorgeschaltet Filter-<br>und Vorwärmanlage<br>Erdgasentschwefelungsanlage<br>mittels chemischer Oxidationswäsche |
| <b>Brenner :</b>            | 4 x 7 Eckenbrenner tangential   |
| <b>Rauchgasbehandlung :</b> | nicht erforderlich,<br>SO <sub>2</sub> Emissionsgrenzwert 50 mg/m <sup>3</sup>  |

## **Einige dampftechnische Daten**

## *Erdgas-Kraftwerk Meppen*

|                            | Dampfmengenstrom in t/h | Temperatur in °C | Druck in bar |
|----------------------------|-------------------------|------------------|--------------|
| <b>Frischdampf</b>         |                         |                  |              |
| Kesselaustritt             | 1775                    | 530              | 171,7        |
| Turbineneintritt           |                         | 525              | 165          |
| <b>Zwischenüberhitzung</b> |                         |                  |              |
| Zwischenüberhitzeraustritt | 1624                    | 530              | 28,6         |
| Turbineneintritt           |                         | 525              | 26,9         |
| Abdampf                    | ---                     | ---              | 0,0697       |

Bei Nennleistung : 600 MW

Tabelle 11 [10], [15]

### 3.2 Heizöl

In Kraftwerken werden Heizöle eingesetzt, die aus Erdöl, Schieferöl, Steinkohlen- oder Braunkohlenteeren gewonnen werden. Bei Heizölen werden nach DIN 51603 vier Sorten unterschieden:

- EL (extraleichtflüssig) Dichte 0,84 g/cm<sup>3</sup>
- L (leichtflüssig) Dichte 0,88 g/cm<sup>3</sup>
- M (mittelflüssig) Dichte 0,92 g/cm<sup>3</sup>
- S (schwerflüssig) Dichte 0,94 g/cm<sup>3</sup>

In Kraftwerken kommen im wesentlichen nur Heizöl EL (Erdöldestillat) und Heizöl S (Destillatrückstand, gegebenenfalls verschnitten mit

leichteren Fraktionen) zum Einsatz. Die chemische Zusammensetzung des Heizöls ist je nach Herkunft des Rohöls unterschiedlich.

| Zusammensetzung Heizöl :          |             |            |             |            |                            |
|-----------------------------------|-------------|------------|-------------|------------|----------------------------|
|                                   | C<br>%      | H<br>%     | O + N<br>%  | S<br>%     | H <sub>u</sub> in<br>MJ/kg |
| extraleicht                       | 85,9        | 13,0       | 0,4         | 0,7        | 42,7                       |
| schwer                            | 84,9        | 11,1       | 1,5         | 2,5        | 40,2                       |
| <i>zum Vergleich Braunkohle :</i> |             |            |             |            |                            |
| <i>Halle- Bitterfeld</i>          | <i>71,9</i> | <i>5,6</i> | <i>19,1</i> | <i>3,4</i> | <i>28,5</i>                |
| <i>Rheinland</i>                  | <i>68,3</i> | <i>5,0</i> | <i>30</i>   | <i>0,5</i> |                            |

Tabelle 12 [15]

Leichtes Heizöl bedarf keiner besonderen Vorbehandlung und ist in handels-üblicher Form einsetzbar. Schweres Heizöl dagegen ist bei Umgebungstemperatur normalerweise nicht pumppfähig und muß deshalb zur Förderung und besonders zur Zerstäubung in einen dünnflüssigen Zustand überführt werden. Dazu werden im Lagerbehälter in der Nähe der Entnahmestellen dampf- oder elektrischbeheizte Einsteckvorwärmer angeordnet, oder der Boden der Lagertanks wird mit einem Heizsystem versehen. Außerdem werden die Ölförderleitungen sowie alle Armaturen beheizt (Begleitheizung). Dazu werden in der Regel eine Dampfleitung (Teil des Wasserdampf-kreislaufs des Kraftwerks) oder ein elektrisches Heizkabel zusammen mit der Ölförderleitung einisoliert. Neben der Ölvorwärmung sind natürlich noch weitere Einrichtungen erforderlich:

- Pumpen
- Saugefilter (Grobfilter), schützen die Pumpen vor Fremdkörpern
- Druckfilter (Feinfilter), bewahren die Zerstäuberdüsen vor Verstopfung
- Hauptschnellschlußventil, Regelventile

Auch der Einsatz von Heizöl soll an einem Beispiel, den Blöcken G und H des Kraftwerks Scholven, näher erläutert werden.

Für die Blöcke G und H des Kraftwerks Scholven hat die Genehmigungs-behörde zur Auflage gemacht, daß der Schwefelgehalt im Brennstoff kleiner als 1 % sein muß. Da schweres Heizöl mit S < 1 % nicht zur Verfügung steht (siehe Tab. 12), ergab sich die Notwendigkeit leichtes und schweres Heizöl zu mischen. Gemischt werden die verschiedenen Ölsorten in einem Misch-rohr kurz vor der Verzweigung der Ölleitung auf die einzelnen Brenner.

### Kraftwerk Scholven (Blöcke G und H) [12], [15]

|                                   |  |
|-----------------------------------|--|
| <b>Betreiber :</b>                | 50% RWE<br>50% VKR (VEBA Kraftwerke Ruhr AG)   |
| <b>Inbetriebnahme :</b>           | 1974/75  |
| <b>Leistung :</b>                 | 714 MW (je Block)  |
| <b>Brennstoff :</b>               | Heizöl S<br>Heizwert Hu : 40,3 MJ/kg<br>Vollastverbrauch : 48kg/s<br><br>Heizöl EL<br>Heizwert Hu : 41,9 MJ/kg<br><br>Lieferant : VEBA Chemie AG |
| <b>Tanklager:</b>                 | 11 Tanks mit Gesamtfassungs-<br>vermögen 554000 m <sup>3</sup>   |
| <b>Brenner :</b>                  | 32 auf 4 Ebenen in Boxeranordnung  |
| <b>Rauchgas-<br/>behandlung :</b> | nicht erforderlich,<br>aber Auflage der Genehmigungsbehörde<br>Schwefelgehalt Erdöl < 1%   |

## Einige dampftechnische Daten

*Kraftwerk Scholven Blöcke G + H*

|                            | Dampfmengenstrom in t/h | Temperatur in °C | Druck in bar |
|----------------------------|-------------------------|------------------|--------------|
| Frischdampf                |                         |                  |              |
| Kesselaustritt             | 2149                    | 535              | 218          |
| Turbineneintritt           |                         | 530              | 188          |
| Zwischenüberhitzung        |                         |                  |              |
| Zwischenüberhitzeraustritt | 1975                    | 535              | 50           |
| Turbineneintritt           |                         | 500              | 40,4         |
| Abdampf                    | ---                     | ---              | 0,07         |

Bei Nennleistung : 714MW

Tabelle 13 [12], [15]

#### 4. Anhang

##### 4.1 Literaturverzeichnis

- [1] J. Nitschke  
Kraft - Wärme - Kopplung mit Verbrennungskraftmaschinen  
und Nutzung von Abfällen zur Stromerzeugung  
Entwicklungsstand in der Bundesrepublik Deutschland 1988  
Elektrizitätswirtschaft Jahrgang 88 S.1728
- [2] M. Dehli; K.-O. Luik

- Stromerzeugung aus Deponiegas  
Brennstoff - Wärme - Kraft Bd.37 (1985) S.253
- [3] M. Dehli; K.-O. Luik; B. Reinicke  
Deponiegas zur Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken  
Brennstoff - Wärme - Kraft Bd.40 (1988) S.329
- [4] M. Dehli; P. Erb; K.-O. Luik; G. Müller  
Dienstleistungsangebot eines überregionalen  
Versorgungsunternehmens  
im Bereich dezentraler Energietechniken  
Brennstoff - Wärme - Kraft Bd.43 (1991) S.40
- [5] Deponiegas-Kraftwerk der MKW in Betrieb genommen  
Elektrizitätswirtschaft Jg. 88 (1989) S. 1262
- [6] M. Dehli  
Energetische Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen  
sowie von Bio-, Klär- und Deponiegas  
Tagungsband Seminar Dortmund 1992 S.77
- [7] Peter-John Meynell  
Biogas-Anlagen: Die Gewinnung von Methan  
Udo Pfriemer Verlag München
- [8] M. Maurer; J.-P. Winkler  
Biogas: Theoretische Grundlagen, Bau und Betrieb von Anlagen  
Verlag C. F. Müller Karlsruhe
- [9] Biogasanlagen in Europa  
Ein Handbuch für die Praxis  
Verlag TÜV Rheinland (für die Kommission der  
Europäischen Gemeinschaft)
- [10] Musteranlagen der Energiewirtschaft  
Das Erdgas-Kraftwerk Meppen des RWE  
Energiewirtschaft und Technik  
Verlagsgesellschaft m.b.H. Gräfing-München
- [11] Musteranlagen der Energiewirtschaft  
Das Gichtgas-/Erdgaskraftwerk Huckingen des RWE  
Energiewirtschaft und Technik  
Verlagsgesellschaft m.b.H. Gräfing-München
- [12] Musteranlagen der Energiewirtschaft

Das Kraftwerk Scholven  
Energiewirtschaft und Technik  
Verlagsgesellschaft m.b.H. Gräfing-München

- [13] Broschüre der  
Fa. ROM (Rud. Otto Meyer) Hamburg  
Aufbereitungstechnik für Mülldeponien
- [14] Broschüre der  
Kraftwerks- und Anlagenbau AG Berlin-Marzahn  
Biogas - unerschöpflicher Energieträger
- [15] Band 6 Handbuchreihe Energie  
Fossil beheizte Dampfkraftwerke  
Technischer Verlag Resch, Verlag TÜV Rheinland