

# MÖGLICHKEITEN DER FAULGSAVERWERTUNG AUF KLÄRANLAGEN

W. Frey, Leobendorf

## 1. EINLEITUNG

Energieverbrauch und Energieerzeugung auf Kläranlagen ist in den letzten Jahren zu einem Dauerthema in der Abwassertechnik geworden. Viele Vorträge, z.B. die energieautarke Kläranlage wurden im Rahmen der KAN Sprecher- und Betreuertage schon gehalten. Bei der Bearbeitung des KAN Forschungsprojektes „Garantienachweise für die maschinelle Ausrüstung – Blockheizkraftwerke“ bin ich auf sehr viele interessante Details gestoßen. Einige davon möchte ich, sozusagen als Nachlese und Ergänzung zum Forschungsprojekt, im Rahmen des vorliegenden Vortrages präsentieren.

## 2. FAULGASZUSAMMENSETZUNG UND FAULGASANFALL

Im Rahmen dieses Vortrages wird auf Gas aus Klärschlammfaulanlagen, aus vorwiegend mit kommunalem Abwasser beschickten Kläranlagen, eingegangen. Detaillierte Angaben zu anderen Biogasen findet man z. B. im DWA Merkblatt 363 [1].

Bei der anaeroben Stabilisierung von Klärschlamm entsteht Faulgas. Es besteht im Wesentlichen aus ca. 65 Vol.% Methan ( $\text{CH}_4$ ) und ca. 35 Vol.% Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ). Es sind auch geringe Anteile von Schwefelwasserstoff (typischer Wert 0,1 Vol.%,  $\text{H}_2\text{S}$ ) und Spuren von z.B. Stickstoff ( $\text{N}_2$ ) enthalten.

Die Menge an gebildetem Faulgas ist abhängig von der Menge an abbaubaren organischen Stoffen und somit vom Stabilisierungsgrad der eingebrachten Schlammtrockensubstanz. Zusätzlich wird die Gasbildung von der Temperatur und der Aufenthaltszeit im Faulbehälter beeinflusst.

Pro kg abgebauter organischer Trockensubstanz entstehen ca. 500 Liter Methan. Der Gasanfall schwankt auf kommunalen Kläranlagen zwischen 15-20 Liter pro Einwohner und Tag. Bei einer hoch belasteten Kläranlage wird wesentlich mehr faulfähiges Material in den Faulbehälter eingebracht als bei einer Schwachlastbelegung zur vollständigen Nitrifikation und Denitrifikation. Auch ist bei Anlagen mit Vorklärung ein höherer Gasanfall zu erwarten als bei Anlagen ohne Vorklärung.

Sind im Schlamm durch die Entsorgung von Speiseresten oder die Zugabe von Co-Substraten viele organische Stoffe enthalten, so kann der Gasanfall beträchtlich höher sein. Problematisch ist dann aber auch häufig, dass organisches Material in ungelöster Form nicht vollständig stabilisiert wird und im ausgefaulten Schlamm (Faulzeiten > 25 - 30 Tage) immer noch fäulnisfähige Stoffe enthalten sind und somit der Schlamm zum Anfaulen neigt. In jedem Fall muss die ausreichende Stabilisierung Vorrang vor erhöhtem Gasgewinn haben!

Reines Methangas enthält pro  $\text{m}^3$  etwa 36.000 kJ. Diese Energiemenge entspricht umgerechnet 10 kWh/ $\text{m}^3$ . Berücksichtigt man, dass Faulgas zu etwa zwei Drittel aus Methan und zu einem Drittel aus Kohlendioxid besteht, so berechnet sich ein Energieinhalt des Faulgases von 24.000 kJ/ $\text{m}^3$  oder 6,5 kWh/ $\text{m}^3$ .

Der Explosionsbereich von reinem Methan in Mischung mit Luft liegt zwischen 4,4 Vol.% Methan (untere Explosionsgrenze) und 16,5 Vol.% Methan (obere Explosionsgrenze). Mit zuneh-

mendem Inertgasanteil tritt eine Verengung des Explosionsbereiches ein. Für typisches Faulgas mit 65 Vol.% Methan und 35 Vol.% Kohlendioxid liegt der Explosionsbereich zwischen 5 % und 12 %.

### 3. FAULGASAUFBEREITUNG

Die Art und der Umfang der Faulgasaufbereitung muss sich im Einzelfall an der an der Art der Gasverwertung orientieren. Häufig ergeben sich aus Vorschriften zur Reduktion von Abgasemissionen zusätzliche Forderungen an die Gasaufbereitung.

Bei Faulgas aus Faultürmen kommunaler Kläranlagen sind im Wesentlichen

- Partikel (z.B. Schaum) und Wasserdampf
- Schwefelwasserstoff
- Siliziumverbindungen

zu entfernen. Je nach Art der Nutzung können weitere, zum Teil aufwändige, Schritte notwendig sein. Häufig ist eine Druckerhöhungsanlage und eine Gasregelstrecke notwendig.

Auf weitere Gasinhaltsstoffe, wie sie in Biogasen anderer Herkunft enthalten sein können, wird im Rahmen dieses Vortrages nicht eingegangen. Eine detaillierte Ausarbeitung zu diesen Punkten findet man z.B. im DWA Merkblatt 361 „Aufbereitung von Biogas“ [2].

#### 3.1 ENTFEUCHTUNG

Biogas ist nach der Entstehung in der anaeroben Schlammbehandlung zu 100 % mit Wasserdampf gesättigt. Ein hoher Wasserdampfanteil im Faulgas ist in Verbindung mit hohen Schwefelwasserstoffkonzentrationen schädlich für die nach geschalteten Anlagenkomponenten, da durch Kondensation Wasser ausfallen und es zur Bildung von schwefeliger Säure kommen kann. Daher erfordern die meisten Gasnutzungseinrichtungen trockenes Gas.

##### 3.1.1 Methoden der Entfeuchtung

Im praktischen Betrieb erfolgt die Abtrennung von Wasserdampf häufig im Kiesfilter und durch Nutzung der Kondensationsprozesse in den Rohrleitungen sowie im Gasspeicher. An den kühlen Wänden wird der Taupunkt unterschritten und es fällt Kondensat aus. Wichtig für die Funktion der Wasserabtrennung sind entsprechend angeordnete Kondensatablässe. Eine zusätzliche Absenkung der relativen Feuchte des Faulgases wird durch eine Wiedererwärmung, auf dem Transportweg vom Gasspeicher zu den Verbrauchern, erzielt.

Eine Entfeuchtung durch Kühlaggregate, Verdichtung oder Adsorptionseinrichtungen findet man auf kommunalen Kläranlagen eher selten.

#### 3.2 ENTSCHWEFELUNG

Aus den im Abwasser enthaltenen Schwefelverbindungen (z.B. Sulfat) entsteht unter anaeroben Bedingungen im Faulturm Schwefelwasserstoff. Im Faulgas ist Schwefelwasserstoff in der Größenordnung von etwa 0,1 Vol.% H<sub>2</sub>S enthalten.

Hinweis zur Umrechnung von Konzentrationsangaben von Schwefelwasserstoff:

0,1 Vol.% entspricht 1000 ppm entspricht 1530 mg/m<sub>N</sub><sup>3</sup>

Schwefelwasserstoff im Faulgas bewirkt:

- Bei der Verbrennung des H<sub>2</sub>S entsteht Schwefeldioxid. Bei der Kondensation des Wasserdampfes im Abgas bildet sich Schwefelsäure. Diese führt zu Korrosion in den Abgasanlagen.
- Schmieröl verliert durch H<sub>2</sub>S seine Schmierwirkung, wodurch es zu Motorschäden kommen kann. Es gibt spezielle Schmiermittel für mit Faulgas betriebene Motoren.

### 3.2.1 Technische Maßnahmen zur Entschwefelung

Im Folgenden werden die häufigsten auf Kläranlagen anzutreffenden Verfahren beschrieben.

#### **Zugabe von Eisen**

Auf Anlagen, auf denen Eisensalze zur Phosphat-Entfernung zugegeben werden, enthält das Faulgas nur mehr wenig H<sub>2</sub>S. Bei der Phosphorfällung wird Eisen im Überschuss (z.B. β = 1,5) zugegeben und es entsteht Eisenhydroxid. In der Faulung reagiert das Eisen mit dem Schwefel und führt ihn in eine unlösliche Form (Eisensulfid) über. Das heißt der Schwefel wird im Faulschlamm gebunden und es entsteht nur sehr wenig Schwefelwasserstoff. Im Faulgas von Anlagen, die mit Phosphorfällung betrieben werden, findet man in der Regel Schwefelwasserstoffgehalte von ca. 0,01 Vol.%. Eine externe Entschwefelung kann dadurch unter Umständen entfallen bzw. wird kaum belastet. In Sonderfällen (bei relativ niedrigen H<sub>2</sub>S-Gehalten im Faulgas) ist es möglich, eine Fällung gezielt zur H<sub>2</sub>S-Entfernung aus dem Faulgas zu betreiben.

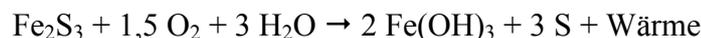
Werden Aluminiumsalze zur P-Fällung eingesetzt, kommt es zu keiner Reduktion des H<sub>2</sub>S-Gehaltes im Faulgas. In der Praxis werden daher manchmal Mischprodukte, die auch Eisen enthalten, zur Phosphorfällung eingesetzt. Weitere Hinweise zu diesem Thema findet man z.B. im DWA Arbeitsblatt 202 „Chemisch-physikalische Verfahren zur Elimination von Phosphor aus Abwasser“ [3].

#### **Trockengasentschwefler**

Häufig wird die sogenannte Trockengasentschwefelung (Adsorptionsverfahren) eingesetzt. Die Anlagen bestehen aus einem oder zwei Behältern, die mit einem Adsorptionsmittel (Raseneisenerz; Fe(OH)<sub>3</sub>) gefüllt sind. Beim Durchströmen des Faulgases lagert sich der Schwefelwasserstoff, nach folgender Reaktionsgleichung, an der Füllmasse an.



Zur Regeneration des Füllmaterials wird Luft statt Faulgas durchgeleitet, wodurch der angelagerte Schwefelwasserstoff in elementaren Schwefel umgewandelt wird. (Vorsicht: starke Wärmeentwicklung). Es gilt folgende Reaktionsgleichung:



Raseneisenerz ist körniges Schüttgut (Korngröße über 10 mm) mit einer Schüttdichte von ca. 850 kg/m<sup>3</sup>. Pro m<sup>3</sup> Füllmasse können ca. 120 kg H<sub>2</sub>S aus dem Gas entfernt werden. Der Wirkungsgrad des Verfahrens wird mit ca. 95 % (bei einer Rohgaskonzentration von 500 ppm) angegeben.

Neuere Anlagen haben Einturmentschwefler. Bei diesen erfolgt die Regeneration simultan. Dazu wird im laufenden Betrieb zum Faulgas eine geringe Menge (2 - 3Vol%) Luft beigemischt. Hier ist eine zuverlässige exakte Regelung der Luftbeimischung erforderlich um zündfähige Gemische von Faulgas und Luft zu vermeiden.

Nach einigen Zyklen ist das Material so stark mit Schwefel beladen, dass es ausgetauscht werden muss. Dabei wird eine geringe Menge des Raseneisenerzes, auf der Unterseite Seite des

Entschweflers, wo das Faulgas einströmt, aus dem Behälter entnommen und oben eine entsprechende Menge frischen Raseneisenerzes zugegeben. Das beladene Raseneisenerz muss, in der Regel durch den Lieferanten, entsorgt oder aufbereitet werden.

### **Biologische Entschwefelung**

Die biologische H<sub>2</sub>S-Oxidation im wässrigen Milieu durch aerobe Schwefelbakterien ist allgemein bekannt. Es gibt zwei Möglichkeiten der technischen Umsetzung:

- Tropfkörper oder Rieselbettreaktor
- Einblasen von Luft in den Bioreaktor (Faulturm)

Auf Kläranlagen kommt vereinzelt das Verfahren mit Tropfkörper bzw. Rieselbettreaktor zum Einsatz.

Die Anlage besteht aus einem Behälter in dem sich Füllkörper befinden. Die Oberfläche ist mit speziellen Mikroorganismen bewachsen die die Oxidation des Schwefelwasserstoffs bewirken. Die Mikroorganismen müssen mit Nährstoffen und Spurenelementen versorgt werden. Dies erfolgt durch die Zugabe von verdünntem bzw. filtriertem Klärschlamm.

Das Faulgas tritt unten in den Reaktor ein und strömt nach oben. Die Mikroorganismensuspension wird stetig im Kreislauf gepumpt, sodass der Schwefelwasserstoff von der flüssigen Phase aufgenommen werden kann. Über die Kreislaufleitung werden die Oxidationsprodukte (Schwefel und/oder Sulfat) ausgeschleust.

Es werden z. B. Mikroorganismen der Gattung Thiobacillus (Thiooxidans/Ferrooxidans) eingesetzt. Diese Bakterien nutzen die Schwefelverbindungen und als Kohlenstoffquelle Kohlendioxid für ihren Stoffwechsel. Sie sind in der Lage, unter Sauerstoffzufuhr Schwefelwasserstoff zu Schwefel bzw. zu Sulfat zu oxidieren. Ihr Stoffwechsel lässt sich ganz allgemein mit folgenden Gleichungen darstellen:



Der Sauerstoffbedarf wird durch Zufuhr von Umgebungsluft, welche mit einem regelbaren Gebläse zugeführt wird, gedeckt. Als Steuergröße wird der Biogasvolumenstrom oder die O<sub>2</sub>-Konzentration im Biogas nach dem Tropfkörper verwendet. Ein wichtiger Betriebsparameter ist die Temperatur, diese wird mittels Heizung eingestellt und geregelt.

### 3.3 SILOXANENTFERNUNG

Siloxane sind organische Siliziumverbindungen. Sie werden synthetisch hergestellt und kommen in der Natur nicht vor. Siloxane sind z. B. in Shampoos, Kosmetikas und Waschmitteln enthalten. Über kommunale Abwässer findet der Eintrag ins Biogas statt. Bei der Verbrennung des Biogases in Gasmotoren entstehen glasharte, siliziumhaltige Ablagerungen, welche zu verstärktem Verschleiß und Schäden an Zylindern und Kolben der Motoren führen. Das Problem ist seit den 90-Jahren bekannt und wurde anfänglich mit häufigeren Ölwechseln bekämpft. Von Motorenherstellern werden Grenzwerte von ca. 5 mg/m<sub>N</sub><sup>3</sup> gefordert. Bei Betrieb mit Oxidationskatalysatoren liegen die Grenzwerte deutlich niedriger.

Als Verfahren stehen die

- Aktivkohleadsorption
- Taupunktkühlung
- Tiefkühlung und
- Wäsche

zur Verfügung. Details findet man in DWA M361 [2].

### 3.3.1 Aktivkohleadsorption

Aktivkohle kann prinzipiell Siloxane binden, hat jedoch eine begrenzte Beladungskapazität. Es können Reingaswerte im Bereich der Nachweisgenauigkeit ( $0,1 \text{ mg/m}^3$ ) erreicht werden. Die Adsorption der Siloxane steht dabei in Konkurrenz zu anderen Gasbegleitstoffen (z. B. Halogene). Die Regeneration siloxanbelasteter Aktivkohle ist aufwendig. Aktivkohle wird für die Siloxanentfernung bei relativ geringen Konzentrationen eingesetzt.

### 3.3.2 Taupunktkühlung

Die Kühlung stellt kein gezieltes Verfahren zur Siloxanentfernung dar. Durch Kühlung können als Nebeneffekt kondensierbare Siloxanverbindungen abgeschieden werden. Grenzwerte von  $5 \text{ mg/m}^3$  können in der Regel nicht gesichert eingehalten werden. Um die Standzeit eines Aktivkohlefilters zu verlängern, können Kühlverfahren als Vorstufe sinnvoll sein.

## 4. METHODEN DER FAULGASVERWERTUNG

Häufig auf Kläranlagen anzutreffen sind Heizkessel, Verbrennungsmotoren und in letzter Zeit auch Mikrogasturbinen. Eine umfangreiche Auflistung möglicher Verfahren findet man in (BMVIT 2010) [4]. Im Rahmen dieses Vortrages wird auszugsweise auf die folgenden Verfahren eingegangen:

- Heizkessel
- Verbrennungsmotor (Ottomotor, Zündstrahlmotor)
- Mikrogasturbine
- Brennstoffzelle
- Stirlingmotor

Zur Abschätzung der Größe eines Blockheizkraftwerkes in Abhängigkeit des Gasanfalls und der Anlagengröße kann die Abbildung 1 eine Hilfestellung bieten. Aus dem Diagramm ist ableitbar, dass z.B. bei einem Gasanfall von  $18 \text{ L}/(\text{EW}_{120} \cdot \text{d})$  erst ab einer Anlagengröße von  $30.000 \text{ EW}_{120}$  ein Aggregat mit  $50 \text{ kW}_{el}$  im Dauerbetrieb betrieben werden kann

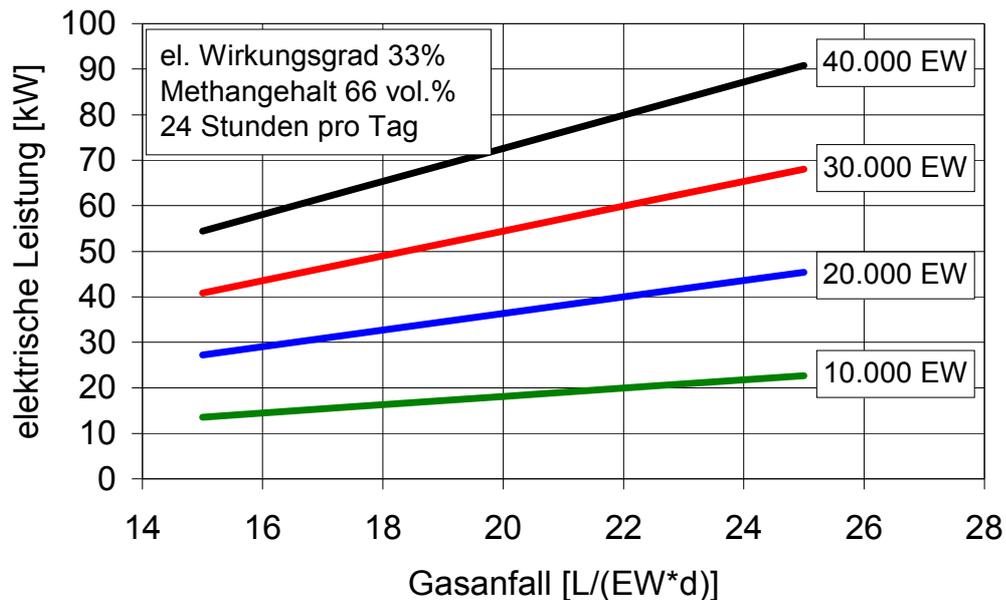


Abbildung 1: Elektrische Leistung in Abhängigkeit des Gasanfalls und der Anlagengröße

#### 4.1 HEIZKESSEL

Auf Kläranlagen mit beheizter anaerober Schlammfäulung wird Wärme zur Heizung des Faulturmes benötigt. Auf kleineren Anlagen (bis ca. 20.000 EW) werden häufig Heizkessel zur Erzeugung der Wärmeenergie eingesetzt. Zum Einsatz kommen in der Regel Brennwertkessel, die die im Faulgas enthaltene chemische Energie fast vollständig in thermische Energie umwandeln.

Der Mindestmethangehalt des Biogases für Brenner liegt bei ca. 50 %.

#### 4.2 VERBRENNUNGSMOTOR

Es kann nach Ottomotor (Fremdzündung) und Dieselmotor (Zündstrahlmotor, Selbstzündung) unterschieden werden. Auf Kläranlagen kommen fast ausschließlich Ottomotoren mit Zündkerzen zum Einsatz.

##### 4.2.1 Anforderungen an das Faulgas

Die maximale Biogastemperatur sollte 40 °C nicht übersteigen, um die Lebensdauer der Membranen der Gasregelstrecke nicht zu beeinflussen und die Temperatur des Gas/Luftgemisches und somit die Motorleistung nicht zu beeinträchtigen. Der untere Heizwert sollte zwischen 4,3 kWh/m<sub>N</sub><sup>3</sup> und 7 kWh/m<sub>N</sub><sup>3</sup> (45 % bis 70 % CH<sub>4</sub>, Rest CO<sub>2</sub>) liegen und es können Heizwertschwankungen von ± 1 %/30 s (abhängig vom Hersteller) regelungsseitig kompensiert werden. Bei langsameren Heizwertänderungen des Biogases sind auch größere Schwankungen im Rahmen des oben angegebenen Bandes zulässig. Das Biogas sollte eine relative Feuchte von 80 % nicht überschreiten, um einen ausreichenden Abstand vom Taupunkt zu gewährleisten. Besonders wichtig ist der Taupunktswert im Bereich der Gasregelstrecke, um dort das Auskondensieren zu vermeiden. Kondensat muss vor Eintritt in die Gasregelstrecke bzw. den vorgelagerten Gasverdichter vollständig entfernt werden. Des Weiteren bestehen noch Begrenzungen für:

- Schwefelwasserstoff < 200 ppm (< 8 ppm bei Katalysatorbetrieb)
- Siliziurn (aus Siloxanen) < 5 mg/ m<sub>N</sub><sup>3</sup> (mit Katalysator 0 mg/m<sub>N</sub><sup>3</sup> ?)

Details können dem DWA M361 [2] entnommen werden.

Der erforderliche Gasdruck vor der Regelstrecke beträgt in Abhängigkeit der Druckverluste der Gasregelstrecke 20 hPa bis 80 hPa. Durch die Wahl einer ausreichend groß dimensionierten Gasregelstrecke kann in vielen Fällen auf eine Druckerhöhung hinter einem Niederdruckgasbehälter verzichtet werden. Druckschwankungen sind zu begrenzen z.B. auf 10 hPa/s bei 80 hPa Vordruck.

#### 4.2.2 Funktionsprinzip

Der Generator wandelt die an der Motorwelle erzeugte mechanische Arbeit in elektrische Energie um. Die bei der Stromerzeugung durch Verbrennung entstehende Wärme wird für die Bereitstellung von Prozesswärme oder zu Heizzwecken genutzt. Als Wärmequellen dienen die Verbrennungsabgase und das Motorkühlwasser.

Die Maschinen sind in der Regel als Blockheizkraftwerk aufgebaut. Das bedeutet, dass die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme ebenfalls als Nutzenergie zur Verfügung gestellt wird (Abbildung 2).

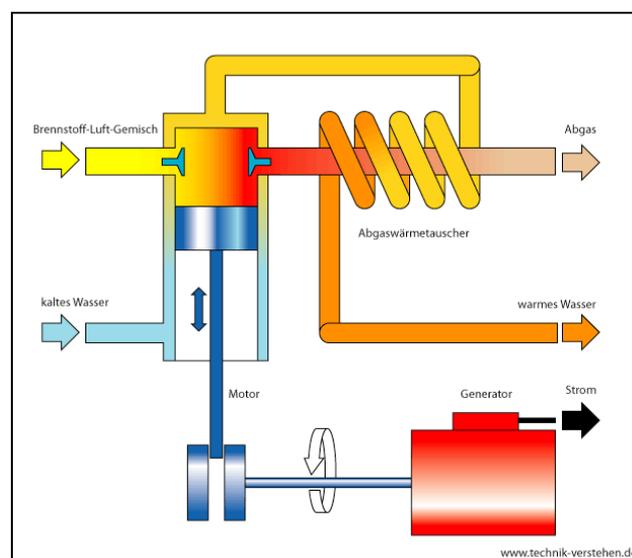


Abbildung 2: Schema Blockheizkraftwerk

Die im Faulgas enthaltene Energie wird in einem BHKW zu ca. 30-40% in elektrische und zu ca. 40-50% in thermische Energie umgewandelt. Der Rest sind Verluste. In der Abbildung 3 ist der Energiefluss in einem BHKW dargestellt.

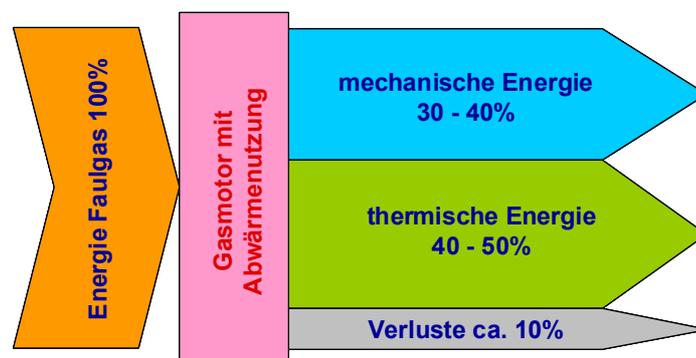


Abbildung 3: Energieflussdiagramm BHKW

Im Normalbetrieb können mit einem BHKW bis zu 90% der im Faulgas enthaltenen Energie nutzbar gemacht werden. Wird die thermische Energie nicht benötigt oder wird das BHKW im Notkühlbetrieb gefahren, geht der Anteil der thermischen Energie verloren.

### Stärken von Gasmotoren

- Elektrischer Wirkungsgrad bei Volllast bis 40 %, bei Teillast weniger z.B. 32%
- Geringe Leistungsverluste durch Nebenaggregate (ca. 2 % bis max. 5% bei Notkühlung)
- Energieautark und daher notstromtauglich (Starterbatterie)
- Gasvordruck ca. 50 hPa (= 50 mbar)
- Unempfindlich gegen Druck- und Temperaturschwankungen
- Abwärmenutzung über Kühlwasser und Abhitzekeessel
- Ausgereifte Maschinentechnik > 100.000 Betriebsstunden
- Investitionskosten tendenziell gering

### Schwächen von Gasmotoren

- Hoher Methangehalt notwendig (Methananteil min. 45 %)
- Notkühlung erforderlich, wenn keine Abwärmenutzung erfolgt
- Hohe Lärmentwicklung
- Empfindlich auf Schwefelwasserstoff
- Betriebsphasen möglichst lang, 4 bis 6 Stunden.
- Teillastbetrieb gleiche Kosten pro Betriebsstunde → weniger Strom → spezifisch teurer
- Betriebskosten tendenziell hoch (Service + Öl + Kerzen)
- Abgaswerte hoch

## 4.3 MIKROGASTURBINE

### 4.3.1 Anforderungen an das Faulgas

Die maximale Biogastemperatur sollte 50 °C nicht übersteigen und muss mit dem jeweiligen Heizwert und somit vom Methangehalt abhängigem Druck an der MGT bereitgestellt werden, um eine konstante Feuerungsleistung zu erhalten. Der Brennwert sollte zwischen 3,8 kWh/m<sub>N</sub><sup>3</sup> und 8,3 kWh/m<sub>N</sub><sup>3</sup> liegen und es können Heizwertvariationen von ± 10 % des jeweiligen Heizwertes verarbeitet werden. Dementsprechend kann das Biogas bei einem Methangehalt von 35 % bis 75 % und einer Variation des Gehaltes von ±5 % in der MGT verwertet werden. Das Biogas darf einen maximalen Wassergehalt von 3 Vol.% haben. Kondensat muss vor Eintritt in die MGT vollständig entfernt werden. Der CO<sub>2</sub>-Gehalt ist auf max. 50 Vol.% begrenzt. Weitere Begrenzungen sind für Staub, Partikelgröße (< 10 µm, 20 ppm Gewicht), Siloxane (5 ppb Vol.) und einem Ölgehalt von 2 ppm Gew. gegeben. Mikrogasturbinen sind unempfindlich in Bezug auf erhöhte Schwefelwasserstoffkonzentrationen, für Verdichter und Abgasanlage der Turbine ist jedoch ein Grenzwert von 200 ppm H<sub>2</sub>S im Hinblick auf die Abgasqualität zu empfehlen. Details können dem DWA M361 [2] entnommen werden.

### 4.3.2 Funktionsprinzip

Mikrogasturbinen sind kleine Hochgeschwindigkeitsturbinen, bei denen Turbine, Verdichter und Generator auf einer Welle sitzen. Durch die Verbrennung des Faulgases wird die Turbine angetrieben und Strom erzeugt. Die Abgaswärme wird zur Vorwärmung des Brenngases genutzt.

Der prinzipielle Aufbau einer Mikrogasturbine ist in der Abbildung 4 zu sehen.

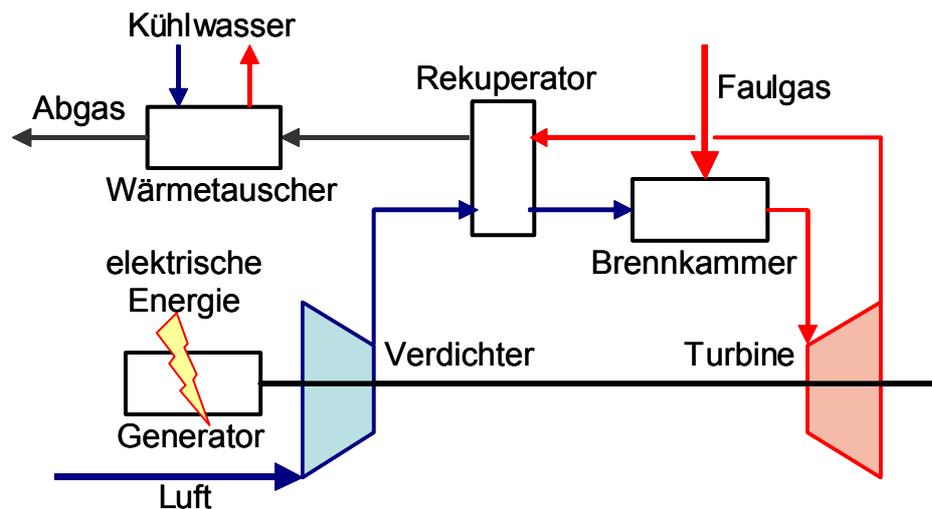


Abbildung 4: Schema Mikrogasturbine

Die Verbrennungsluft strömt beim Eintritt am Generator vorbei, wodurch dieser gekühlt wird. Anschließend wird sie auf 4- 6 bar verdichtet. Die verdichtete Luft wird über einen Rekuperator geleitet und mit der Abgaswärme auf ca. 500°C erhitzt. In der Brennkammer wird der Brennstoff mit der Verbrennungsluft gemischt und verbrannt. In der Turbine wird das Verbrennungsgas entspannt, und dadurch mechanische Energie erzeugt. Die noch heißen Abgase (ca. 300 °C) werden nach dem Rekuperator über den Wärmetauscher des Kühlkreislaufes geleitet.

Der Strom wird dabei über einen Generator mittels Permanentmagneten erzeugt. Der Magnet des Generators sitzt dabei direkt auf der Antriebswelle der Turbine. Damit hat der Generator dieselbe Drehzahl wie die Turbine (ca. 60.000 bis 100.000 U/min). Auf diese Weise wird ein hochfrequenter Wechselstrom mit einer Frequenz von 1.600 Hz erzeugt. Der erzeugte Strom wird zunächst gleichgerichtet und im Anschluss in Wechselstrom mit 50 Hz und 400 V Spannung umgewandelt. (Bayer. Landesamt für Umwelt, 2007; [5])

Beim Start der Turbine fungiert der Generator als Motor, welcher die Welle auf Drehzahl bringt. Danach kann die Turbine gezündet werden und die Last wird vom Generator übernommen.

Bei dieser Art der Turbine werden Luftlager eingesetzt. Dies erübrigt den Aufwand von Schmiermitteln.

Im Gegensatz zu Gasmotoren gibt es in der Brennkammer einen Überschuss an Luft und die Temperatur ist um 800 C° geringer. Dies hat zur Folge, dass die Bildung von Stickoxiden sehr gering ist. Die überschüssige Luft ermöglicht es dem Methan komplett zu verbrennen und das Abgas enthält somit weniger Kohlenmonoxid. Diese Gegebenheiten machen es leicht möglich, die Technische Grundlage für die Beurteilung von Emissionen aus Stationärmotoren einzuhalten und sogar zu unterschreiten. (BMW 2007 [6])

Um den elektrischen Wirkungsgrad trotz niedriger Verbrennungstemperatur zu erhöhen, wird in der Regel ein Wärmetauscher zur Verbrennungsluftvorwärmung (Rekuperator) eingesetzt. Durch Wegschalten des Rekuperators kann die abgegebene Prozesswärme bei Bedarf auf Kosten des elektrischen Wirkungsgrades erhöht werden. Dies ermöglicht eine sehr gute Anpassung an variablen Wärmebedarf.

In der Abbildung 5 ist der Energiefluss in einer Mikrogasturbine dargestellt. Die elektrische Energie ist direkt nutzbar, ca. 5% werden für die Verdichtung des Faulgases benötigt. Die thermische Energie wird zum Teil in den Prozess der Turbine rückgeführt (Rekuperator). Die entstehenden Verluste ergeben sich aus Wärmestrahlung und ungenutztem Abgas.

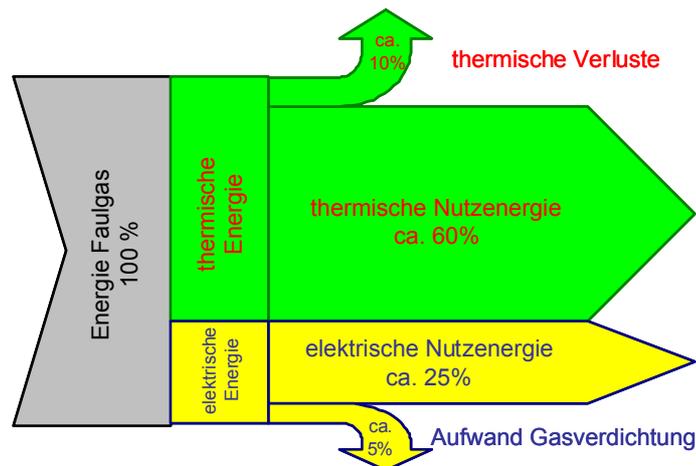


Abbildung 5: Energieflussdiagramm Mikrogasturbine (mit Rekuperator)

### Stärke der Mikrogasturbine

- Bessere Verträglichkeit bei Schwankungen der Gasqualität
- Für geringe Methangehalte geeignet
- Unempfindlich auf Schwefelwasserstoff
- Niedrige Abgasemissionen
- Abwärmenutzung über Abgaswärmetauscher
- Geringer Verschleiß; Luftgelagertes Turbinenrad
- Geringer Wartungsaufwand; kein Öl (ausgenommen Gasverdichter)
- Abgaswärmetauscher mit Umgehung, keine Notkühlung erforderlich
- Aufstellung auch im Freien möglich
- Kompakte Bauweise
- Geringe Betriebskosten Wartungsvertrag - Heißgasteiltausch ca. 40.000 Betriebsstunden
- Geringe Schallemissionen und keine Vibrationen.
- Fast gleichbleibender Wirkungsgrad bei breiten Lastbereichen
- Gute Teillastfähigkeit bis 50 %
- Keine Synchronisationseinrichtung notwendig
- Konstante Temperatur der Abwärme

### Schwächen der Mikrogasturbine

- Hohe spezifische Investitionskosten
- Niedriger elektrischer Wirkungsgrad ca. 26 – 33 % (ohne Eigenbedarf), daher größerer Gasbedarf und kleinere Energieproduktion als mit einem Gasmotor
- Ein Teil der elektrischen Leistung wird für die Gasaufbereitung benötigt
- Gasaufbereitung und Verdichtung erforderlich
- Absinken des Wirkungsgrades bei steigender Ansaugtemperatur der Verbrennungsluft
- Fremdenergie für Start- und für Gasverdichtung
- Notstrombetrieb nur mit Zusatzeinrichtungen
- Anzahl der Starts begrenzen typisch 1 Start/Tag
- Investitionskosten tendenziell hoch

## 4.4 BRENNSTOFFZELLE

Das Prinzip der Brennstoffzelle wurde bereits 1839 entdeckt. Man unterscheidet verschiedene Brennstoffzellentypen nach dem Elektrolyt und der Betriebstemperatur. Details zu Brennstoffzellen können dem DWA M-299 „Einsatz von Brennstoffzellen auf Kläranlagen“ 2006 [7] und Schlussbericht „Systemintegration von Brennstoffzellen auf Kläranlagen – Potenzialabschätzung für Baden-Württemberg“ [8] entnommen werden.

### 4.4.1 Anforderungen an das Faulgas

Brennstoffzellen stellen deutlich höhere Anforderungen an die Reinheit des Brenngases als Gasmotoren. Brennstoffzellen benötigen Wasserstoff ( $H_2$ ) als Brennstoff.  $H_2$  kann durch „Reformierung“ mit anschließender „Shift-Reaktion“ aus Biogas erzeugt werden (bei Temperaturen über  $600\text{ }^\circ\text{C}$  entsteht aus Methan und Wasserdampf ein Synthesegas aus  $H_2$ ,  $CO$  und  $CO_2$ ).

Informationen zu verschiedenen Aufbereitungsverfahren mit dem Fokus der Faulgasverwertung in Brennstoffzellen sind dem Merkblatt DWA-M 299 „Einsatz von Brennstoffzellen auf Kläranlagen“ [7] zu entnehmen.

### 4.4.2 Funktionsprinzip

Die Brennstoffzelle ist ein elektrochemischer Wandler, in dem sich Wasserstoff mit Sauerstoff in einem kontrollierten elektrochemischen Prozess (im Gegensatz zur Verbrennung oder Explosion) verbindet und dabei direkt elektrischer Strom und Wärme erzeugt werden (Umkehrprozess der Elektrolyse). Die technische Realisierung stellt jedoch einen aufwendigen Prozess mit diversen Hilfsaggregaten dar. Die Abgase einer Brennstoffzelle enthalten im Gegensatz zu denen eines Gasmotors nahezu keine Schadstoffe (Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe,  $CO$ ,  $NO_x$ ).

In der Abbildung 6 ist das Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle zu sehen.

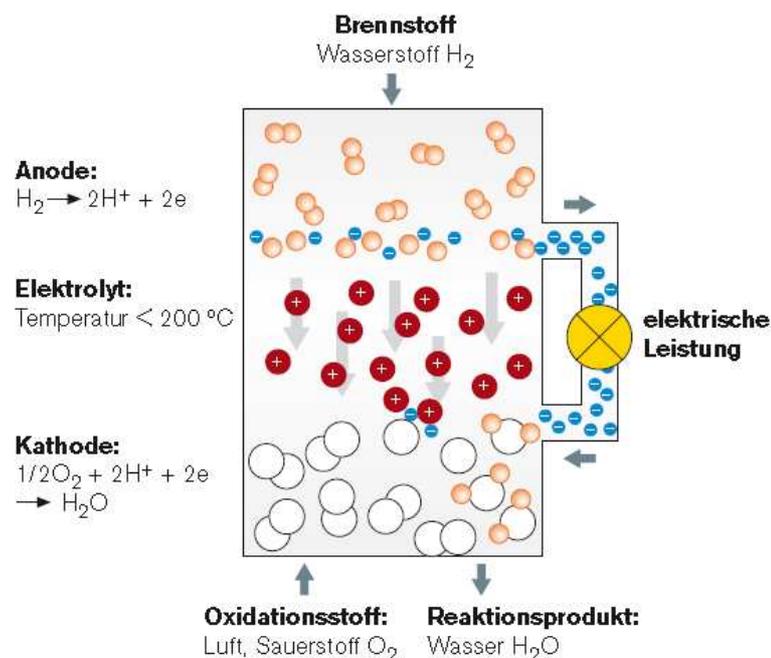


Abbildung 6: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle (Quelle: Schmid-Schmieder 2008; [9])

Das Funktionsprinzip der Brennstoffzelle entspricht der Umkehrung der Elektrolyse von Wasser. Bei der Wasserelektrolyse wird durch Anlegen einer Spannung an zwei Elektroden das Wasser in

Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Werden umgekehrt die Elektroden mit Wasserstoff (bzw. wasserstoffreichem Gas) und mit Sauerstoff (bzw. Luft) umspült, so wird durch die stark exotherme Knallgasreaktion (Vereinigung von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser) eine Gleichspannung messbar und Wärme frei. Für ein kontinuierliches Aufrechterhalten des Prozesses muss eine gleichmäßige Zufuhr der Prozessgase gewährleistet sein.

In der Abbildung 7 ist das Schema eines Brennstoffzellen BHKW zu sehen.

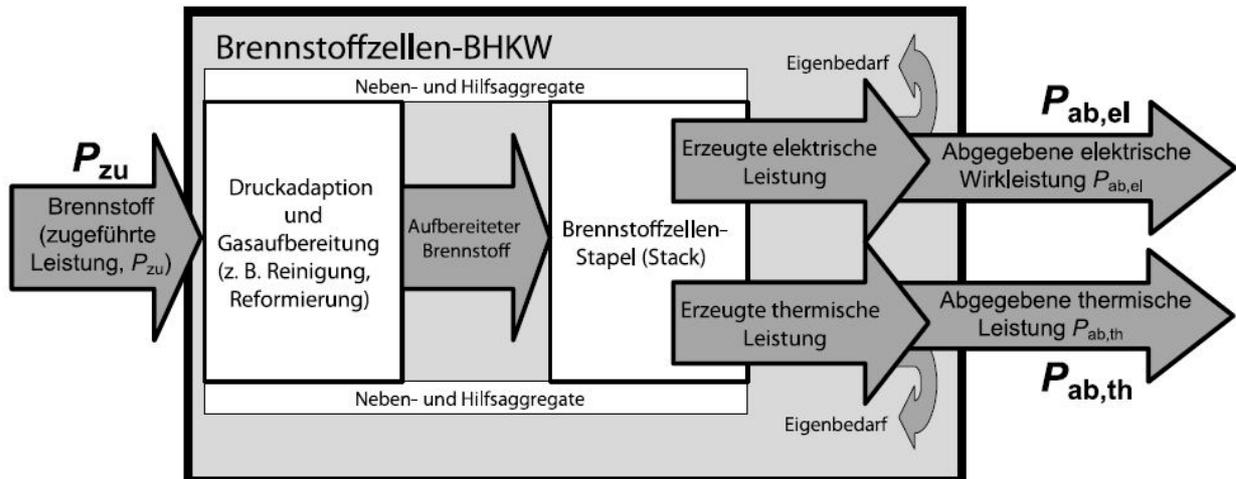


Abbildung 7: Schema Brennstoffzellen BHKW (Quelle: DWA M-299)

Je nach Brennstoffzellentyp wurden in Pilotprojekten elektrische Wirkungsgrade von 38 – 50 % erreicht. Bisher können Brennstoffzellen-BHKW wirtschaftlich mit Gasmotor-BHKW oder Gasturbinen-BHKW nicht konkurrieren. Dies kann sich ändern, falls in einigen Jahren Brennstoffzellen-BHKW in Großserie produziert werden sollten.

#### Stärken der Brennstoffzelle

- Theoretisch hohe elektrische Wirkungsgrade möglich
- Sehr gutes Teillastverhalten
- Praktisch keine Abgasemissionen

#### Schwächen der Brennstoffzelle

- Aufwändige Gasaufbereitung
- Nur Pilotprojekte, nicht marktreif
- Hohe Sicherheitstechnische Anforderungen (Wasserstoff!)
- Sehr hohe Investitionskosten

### 4.5 STIRLINGMOTOR (HEISSLUFTMOTOR)

Der Stirlingmotor ist nach der Dampfmaschine die 2. älteste Wärmekraftmaschine. Er wandelt Wärmeenergie in mechanische Energie um. Vom Prinzip her hat der Stirlingmotor einen höheren Wirkungsgrad als die Dampfmaschine oder ein Benzin- bzw. Dieselmotor. Im Stirlingmotor wird Wärmeenergie in mechanische Arbeit umgesetzt. Das Interessante dabei ist, dass diese Wärmeenergie von außen an den Motor herangeführt werden muss. Er ist also nicht wie der Benzin- oder Dieselmotor auf die "innere" Verbrennung eines Kraftstoffes angewiesen, sondern kann mit beliebigen Wärmequellen arbeiten. (Quelle: <http://home.germany.net/101-276996>)

Stirlingmotoren sind verschleiß- und wartungsarm und weisen ein gleichmäßiges Drehmoment auf. Stirlingmotoren weisen ein günstiges Anpassungsvermögen an wechselnde Leistungsanforderungen auf. Es werden nach der Kolbenanordnung verschiedene Bauausführungen unterschieden.

#### 4.5.1 Anforderungen an das Faulgas

Da die Erzeugung der Nutzwärme getrennt erfolgt gelten keine besonderen Vorschriften. Es gelten grundsätzlich die selben Anforderungen wie bei der Nutzung in Heizkesseln (siehe Punkt 4.1).

#### 4.5.2 Funktionsprinzip

Durch gezieltes Erwärmen und Abkühlen ändert das Arbeitsmedium in den Zylindern sein Volumen und es wird Arbeit verrichtet. Diese Arbeit kann über einen Kurbeltrieb und einen Generator in elektrische Energie umgewandelt werden. Als Arbeitsmedium kommen Luft, Stickstoff, Helium oder Wasserstoff in Frage.

Die Wärme wird durch Verbrennen von Faulgas in einem Brennraum erzeugt. Das heiße Rauchgas strömt durch einen Erhitzer-Wärmetauscher und gibt dabei Wärme an das Arbeitsmedium im Motor ab. Beim Überströmen des Arbeitsmediums vom Arbeitszylinder in den Kompressionszylinder wird es zuerst über einen Regenerator geleitet. Der Regenerator hat die Aufgabe Wärmeenergie zwischenspeichern und beim Rückströmen des Arbeitsmediums vom Kompressionszylinder in den Arbeitszylinder das Arbeitsmedium wieder zu erwärmen. Durch den Kühler kann die Restwärme des Abgases an das Kühlwasser abgegeben werden. Die vom Motor abgeführte Wärme kann damit, z.B. für Heizzwecke oder Warmwasserbereitung genutzt werden. In der Abbildung 8 ist das Schema eines Stirlingmotors zu sehen.

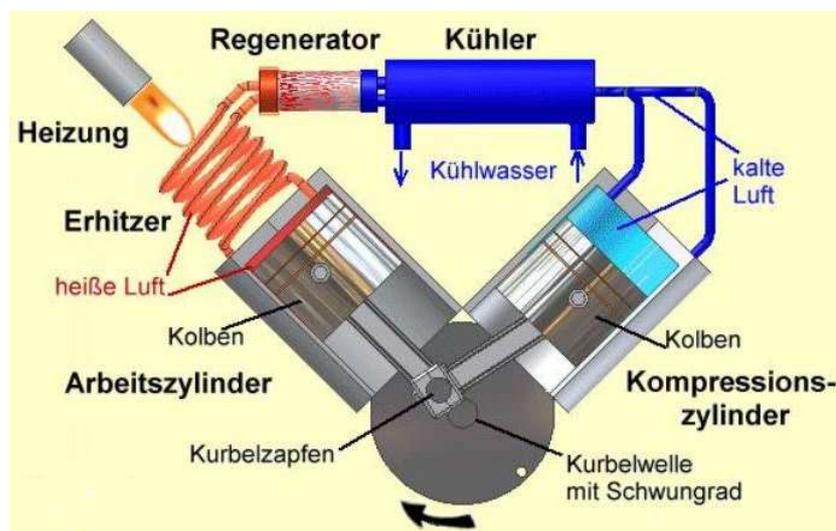


Abbildung 8: Schema Stirlingmotor (Quelle: <http://home.germany.net/101-276996/howdo.htm>)

In der Abbildung 9 ist das Schema eines Stirlingmotor-BHKW zu sehen.

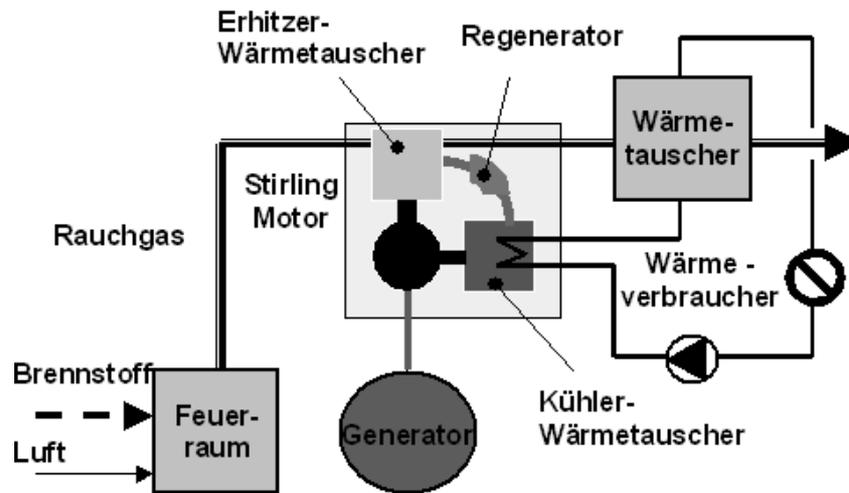


Abbildung 9: Schema Stirlingmotor-BHKW (Quelle: WIFO 2005: Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich [10])

#### Stärken des Stirlingmotors

- Stufenlos modulierbar ohne nennenswerte Wirkungsgrad-Verluste
- Im Teillastbetrieb keine Veränderung der Emissionen
- Die Schadstoffemissionen von Stirling-Brennern entsprechen den Werten moderner Gasbrennwert-Technik und liegen deutlich unter Gas-Ottomotoren mit Katalysator.
- Hoher Gesamtwirkungsgrad durch moderne Brennwerttechnik
- Leise, nur Brennergeräusche
- Kein Ölverbrauch
- Kein Katalysator, keine Lambdasonde
- Kein Anlasser, Getriebe, Ventile
- Geringerer Verschleiß
- Große Serviceintervalle
- Geringe Wartungskosten

#### Schwächen des Stirlingmotors

- Geringerer elektrischer Wirkungsgrad ca. 22 %
- Durch Verschleiß der Kolbendichtungen fällt der elektrische Wirkungsgrad kontinuierlich! In der Praxis ist die Erneuerung bei ca. 7000 Betriebsstunden erforderlich.
- Nur kleine Einheiten marktreif (bis ca. 10 kW)

## 5. LUFTSCHADSTOFFE

Bei Nutzung von Biogas in einem Verbrennungsmotor entstehen Stickstoffoxide (NO<sub>x</sub>), Kohlenstoffmonoxid (CO), Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) und es werden unverbrannte Kohlenwasserstoffe emittiert. Bei den unverbrannten Kohlenwasserstoffen handelt es sich in erster Linie um Methan (CH<sub>4</sub>) bzw. um die Produkte unvollständiger Verbrennung mit der Leitkomponente Formaldehyd (CH<sub>2</sub>O). Bei Einsatz von Zündstrahlmotoren ist auch mit relevanten Staubemissionen (Ruß) zu rechnen.

Grundsätzlich werden die einzuhaltenden Grenzwerte nach folgenden Kriterien unterschieden

- Leistung der Anlage (z.B. Brennstoffwärmeleistung oder mechanische Leistung)
- Art des Motors (z.B. Ottomotor, Dieselmotor, Zündstrahlmotor)
- Art des eingesetzten Brennstoffes

In den folgenden Kapiteln werden nur die Werte für Fremdzündungs-Ottomotoren mit Faulgas als Brennstoff behandelt.

## 5.1 ABGASGRENZWERTE

Die einzuhaltenden Emissionsgrenzwerte werden im Bewilligungsverfahren festgelegt. Die einzuhaltenden Grenzwerte sind länderspezifisch geregelt. Die Vorgangsweise der Länder und die Bescheidwerte sind nicht einheitlich!

Folgende Regelwerke werden in der Praxis zur Beurteilung der maximal zulässigen Emissionswerte herangezogen. Problematisch sind die nicht durchgängig definierten Anwendungsbereiche sowie die Unterscheidung von Biogas, Klärgas, Faulgas, Deponiegas, Flüssiggas, etc..

- BMWA Richtlinie 2001: Technische Grundlage für die Beurteilung von Emissionen aus Stationärmotoren [11]
- BMWA Richtlinie 2003: Technische Grundlage für die Beurteilung von Biogasanlagen [12]
- BMWA Richtlinie 2007: Technische Grundlage für die Beurteilung von Biogasanlagen [6]
- BMWFJ 2010: Ergänzungspapier zur Technischen Grundlage für die Beurteilung von Stationärmotoren [13]
- Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz; Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft; vom 24. Juli 2002 [14]

In BMWFJ 2010 wird ausgeführt: „... Es obliegt daher dem Technischen Amtssachverständigen im gewerbebehördlichen Genehmigungsverfahren, den jeweils konkret vorliegenden Sachverhalt nach den Erfordernissen des Einzelfalles zu beurteilen. Der Technischen Grundlage kommt kein verbindlicher Charakter zu. ....“

### **BMWA 2001:**

Tabelle 1: Empfohlene Emissionsgrenzwerte nach BMWA 2001; Brennstoff Klärgas; Werte bezogen auf 0 °C, 1013 hPa und 5 % O<sub>2</sub>

	< 250 kW BWL* < 100 kW mech	> 250 kW BWL > 100 kW mech
Stickstoffoxide (NO <sub>x</sub> )	-	500 mg/m <sup>3</sup>
Kohlenmonoxid (CO)	650 mg/m <sup>3</sup>	400 mg/m <sup>3</sup>
NMHC (Nicht-Methan-KW)	k.A.	150 mg/m <sup>3</sup>
Schwefeldioxid (SO <sub>2</sub> )	k.A.	k.A.
Staub	k.A.	k.A.,

\* Brennstoffwärmeleistung

Grundsätzlich sind die übrigen Luftschadstoffe wie bei der Müllverbrennung zu begrenzen; in der Regel wird eine Rohgasreinigung erforderlich sein.

### **BMWA 2003:**

Tabelle 2: Empfohlene Emissionsgrenzwerte nach BMWA 2003; Brennstoff Klärgas;  
Werte bezogen auf 0 °C, 1013 hPa und 5 % O<sub>2</sub>

	< 250 kW BWL < 100 kW mech	> 250 kW BWL > 100 kW mech
Stickstoffoxide (NO <sub>x</sub> )	-	400 mg/m <sup>3</sup>
Kohlenmonoxid (CO)	650 mg/m <sup>3</sup>	650 mg/m <sup>3</sup>
Kohlenmonoxid (CO) Magermotor	650 mg/m <sup>3</sup>	400 mg/m <sup>3</sup>
NMHC (Nicht-Methan-KW)	k.A.	150 mg/m <sup>3</sup>
Schwefeldioxid (SO <sub>2</sub> )	k.A.	5 mg/m <sup>3</sup>
Staub	k.A.	k.A.,

### **BMWA 2007:**

Anwendungsbereich: Für Faulgas explizit nicht gültig!

### **BMWFJ 2010:**

Auch in diesem Dokument werden BHKW's explizit im „Nicht-Anwendungsbereich“ genannt. Für Emissionsgrenzwerte von BHKW's wird auf die „Vereinbarung gemäß Art. 15a B-VG über das Inverkehrbringen von Kleinf Feuerungen und die Überprüfung von Feuerungsanlagen und Blockheizkraftwerken, Art. 15 „Blockheizkraftwerke“ verwiesen.

Tabelle 3: Empfohlene Emissionsgrenzwerte nach Art. 15a Vereinbarung; Brennstoff Klärgas;  
Werte bezogen auf 0 °C, 1013 hPa und 5 % O<sub>2</sub>

	< 250 kW BWL	> 250 kW BWL
Stickstoffoxide (NO <sub>x</sub> )	1000 mg/m <sup>3</sup>	500 mg/m <sup>3</sup>
Kohlenmonoxid (CO)	1000 mg/m <sup>3</sup>	400 mg/m <sup>3</sup>
NMHC (Nicht-Methan-KW)	-	150 mg/m <sup>3</sup>
Schwefeldioxid (SO <sub>2</sub> )	k.A.	k.A.
Staub	k.A.	k.A.,

### **TA-Luft 2002:**

Im Abschnitte 5.4.1.4 „Anlagen der Nummer 1.4: Verbrennungsmotoranlagen (einschließlich Verbrennungsmotoranlagen der Nummern 1.1 und 1.2)“ sind für Ottomotoren folgende Werte angegeben.

Tabelle 4: Empfohlene Emissionsgrenzwerte nach TA-Luft; Brennstoff Klärgas;  
Werte bezogen auf 0 °C, 1013 hPa und 5 % O<sub>2</sub>

	< 3000 kW BWL	> 3000 kW BWL
Stickstoffoxide (NO <sub>x</sub> )	500 mg/m <sup>3</sup>	500 mg/m <sup>3</sup>
Kohlenmonoxid (CO)	1000 mg/m <sup>3</sup>	650 mg/m <sup>3</sup>
NMHC (Nicht-Methan-KW)	k.A.	k.A.
Schwefeldioxid (SO <sub>2</sub> )	310 mg/m <sup>3</sup>	310 mg/m <sup>3</sup>
Staub	20 mg/m <sup>3</sup>	20 mg/m <sup>3</sup>
Formaldehyd (CH <sub>2</sub> O)	60 mg/m <sup>3</sup>	60 mg/m <sup>3</sup>

Die empfohlenen Emissionsgrenzwerte stellen in der Regel Halbstundenmittelwerte dar.

Derzeit werden hauptsächlich Ottomotoren mit Magermotoreinstellung eingesetzt. Dadurch wird der Gehalt an Stickoxyden reduziert, aber es treten höhere Formaldehydkonzentrationen auf (derzeitiger Grenzwert 60 Milligramm pro Kubikmeter, Reduktion auf 40 Milligramm pro Kubikmeter im Gespräch). In der Abbildung 10 sind die Abgaswerte eines Gasmotors in Abhängigkeit der Einstellung zu sehen.

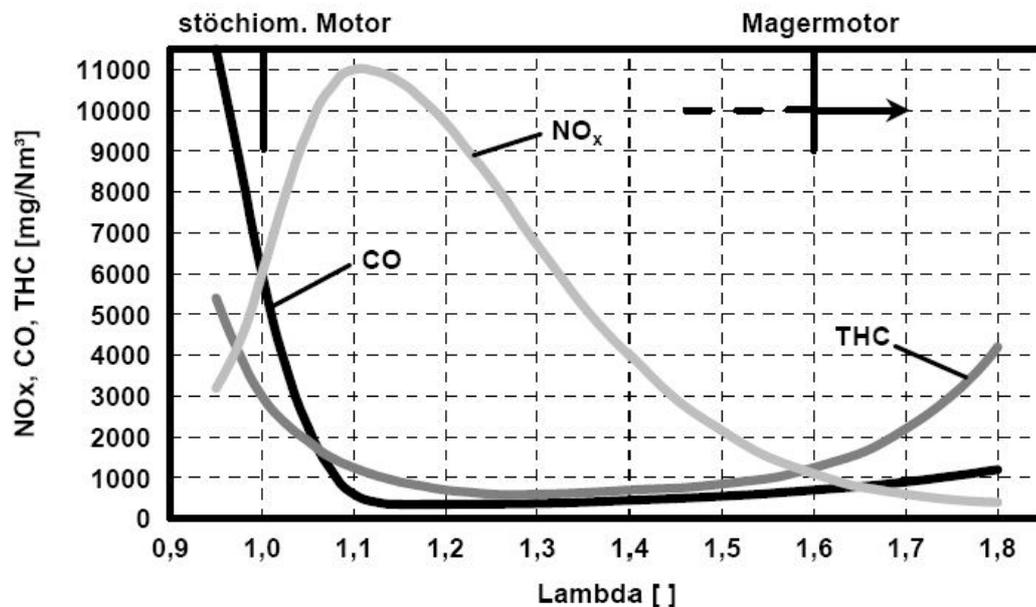


Abbildung 10: Abgaswerte eines Gasmotors in Abhängigkeit der Einstellung

Um alle Werte (speziell CO und NO<sub>x</sub>) einhalten zu können, ist ein Katalysator notwendig. Daher ist auch eine Gasreinigung erforderlich. Um den dadurch entstehenden Druckverlust auszugleichen benötigt man aber auch einen Gasverdichter. Diese Maßnahmen sind kostenintensiv und haben maßgeblichen Einfluss auf Projektentscheidungen.

Seitens der Betreiber von Faulgasnutzungsanlagen ist zu fordern, dass österreichische Bewilligungsbehörden einheitlich vorgehen und die Grenzwerte auch im Einklang mit der in Europa maßgeblich angewendeten TA-Luft 2002 [14] stehen.

## 6. VERGLEICH GASMOTOR (BHKW) – MIKROGASTURBINE (MGT)

Derzeit werden für die Faulgasnutzung in BHKW fast ausschließlich Gasmotoren und Mikrogasturbinen eingesetzt. Die Eigenschaften der Technologien sind in Tabelle 5 zusammen gestellt.

Tabelle 6: Eigenschaften Ottomotor vs. Mikrogasturbine

	<b>Ottomotor</b>	<b>Mikrogasturbine</b>
Baugrößen	30 bis 1000 kW	30 – 65 – 200 kW
Faulgas Temperatur	kleiner 40°C	kleiner 50°C
Faulgas Wassergehalt	kleiner 80% rel. Feuchte	kleiner 3 Vol.% (100% rel Feuchte bei 42°C und 1 bar → tritt üblicherweise nicht auf); kein Kondensat

	<b>Ottomotor</b>	<b>Mikrogasturbine</b>
Schwefelwasserstoff	kleiner 200 ppm; kleiner 8 ppm bei Katalysatorbetrieb	kleiner 2000 ppm; wegen Ab- gasqualität kleiner 200 ppm empfohlen
Methangehalt (Absolutwert, Schwankungen)	45 – 70 Vol.%; Rest CO <sub>2</sub> Schwankungen max. 1%/30sek	(30) 35 – 75 Vol.%; max. 50% CO <sub>2</sub> Schwankungen max. 5%
Silizium (org)	kleiner 5 mg/ m <sub>N</sub> <sup>3</sup> (mit Kata- lysatoren 0 mg/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> ?)	typischer Wert kleiner 1 mg/ m <sub>N</sub> <sup>3</sup>
Heizwert	4,3 – 7,0 kWh/m <sub>N</sub> <sup>3</sup>	3,8 – 8,3 kWh/m <sub>N</sub> <sup>3</sup>
Gasdruck	ca. 50 hPa	ca. 5.000 hPa
Teillastbetrieb	möglich, höhere spezifische Betriebskosten	55 – 100 % möglich
Anfahren, Abstellen	in kurzer Zeit möglich	höhere Beanspruchung der Luftlagerung
Verbrauchsmaterial (Öl, Zündkerzen)	erheblicher Aufwand	nicht erforderlich, Ausnahme Luftfilter
Wartung	laufend erforderlich	in großen Abständen (z.B. einmal jährlich); Austausch Heißgastteil nach ca. 40.000 Betriebsstunden
Gesamtwirkungsgrad	ca. 90 %	ca. 90 %
elektrischer Wirkungsgrad	35 – 40 %	25 – 30 %
Energieverbrauch Nebenag- gregate (bezogen auf den Energieinhalt des Faulgases)	Kühlung ca. 2 %	Gasverdichtung ca. 5 %
als Notstromaggregat verwendbar	ja	nein
Notkühleinrichtung erforderlich	ja	nein
Abgaswerte	hoch (Formaldehyd!)	niedrig

Nach einer Abschätzung von Geyer 2009 [15] ergeben sich die in der Tabelle 7 angegebenen Kosten. Der Vergleich basiert auf folgenden Punkten:

- Betrachtungszeitraum 12 Jahre oder 80.000 Betriebsstunden
- Betrieb mit 100% Last
- Interner Energiebedarf: 5% bei Gasmotor und 10 % bei Mikrogasturbine
- Kosten für Objekte, Peripherie, interne Betreuung, usw. **nicht** eingerechnet
- NUR elektrische Energie betrachtet

Tabelle 8: Kostenvergleich Gas-Ottomotor vs. Mikrogasturbine (Geyer 2009 [15])

Baugröße		Gasmotor	Mikrogasturbine	
65 kW	spezifische Anschaffungskosten	1.800	2.800	€/ kW <sub>el</sub>
200 kW	spezifische Anschaffungskosten	1.200	1.700	€/ kW <sub>el</sub>
65 kW	spezifische Betriebskosten	0,030	0,016	€/ kWh <sub>el</sub>
200 kW	spezifische Betriebskosten	0,015	0,010	€/ kWh <sub>el</sub>
65 kW	Erzeugungskosten	0,060	0,065	€/ kWh <sub>el</sub>
200 kW	Erzeugungskosten	0,033	0,038	€/ kWh <sub>el</sub>

Aus den von 2010 von Lugmayr [16] ausgearbeiteten Bachelorarbeit kann man (für 80.000 Betriebsstunden) Erzeugungskosten für ein Gasmotor-BHKW mit 250 kW<sub>el</sub> von 0,020 €/kWh<sub>el</sub> und für ein 200 kW<sub>el</sub> Mikrogasturbinen-BHKW von 0,030 €/kWh<sub>el</sub> ableiten. Diese Werte passen in der Größenordnung gut zu den Daten von Geyer [15] sind aber tendenziell etwas niedriger.

In einer 2011 von Hammer [17] ausgeführten Diplomarbeit wurden Daten von 3 ausgeführten Anlagen mit Gasmotoren und 3 ausgeführten Anlagen mit Mikrogasturbinen erhoben (Leistung bis 100 kW<sub>el</sub>). Ein Vergleich mit den Daten von Geyer [15] zeigt bei den Investitionskosten gute Übereinstimmung. Die spezifischen Kosten und die Erzeugungskosten sind jedoch auf Grund der zum Teil deutlich geringeren Betriebsstunden pro Jahr und zum Teil unklarer bzw. sehr hohen Angaben zu den Wartungskosten deutlich höher. Mit den vorliegenden Daten lassen sich für eine Nutzungsdauer von 15 Jahren Erzeugungskosten von 0,07 €/kWh<sub>el</sub> für die Gasmotoranlagen und 0,10 €/kWh<sub>el</sub> für die Mikrogasturbine abschätzen.

Aus dem vorliegenden Datenmaterial lassen sich auf Grund einiger Unsicherheiten keine allgemeinen Empfehlungen ableiten. Es zeigt sich aber, dass größere Anlagen, wie nicht anders zu erwarten, wirtschaftlicher sind als kleine Einheiten. Außerdem müssen die Kosten der Peripherie (z.B. Gebäude, Gasaufbereitung, Gasverdichtung) sehr sorgfältig erhoben werden. Auch Angaben zu den Wartungskosten (speziell bei der Mikrogasturbine liegen deutlich weniger Erfahrungswerte vor als bei den Gasmotoren) sind im Projektstadium rein theoretischer Natur. Die tatsächlichen Kosten zeigen sich erst im Betrieb. Wesentlich ist zu beachten, dass aus Anforderungen zur Begrenzung der Emission, erhebliche Zusatzkosten entstehen können, die das Ergebnis eines Variantenvergleichs maßgeblich beeinflussen.

## 7. LITERATUR

- [1] DWA Merkblatt 363: Herkunft, Aufbereitung und Verwertung von Biogasen, November 2010
- [2] DWA Merkblatt 361: Aufbereitung von Biogas, November 2010, Entwurf
- [3] DWA Arbeitsblatt 202: Chemisch-physikalische Verfahren zur Elimination von Phosphor aus Abwasser, Juni 2009, Entwurf

- [4] BMVIT (2010): Technologie Portrait, Kraft-Wärme-Kopplung, Institute for Thermal Turbomachinery and Machine Dynamics, Graz University of Technology, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 34/2010; Downloadmöglichkeit: <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/>
- [5] Bayrisches Landesamt für Umwelt (Hrsg) (2007): Klimaschutz durch effiziente Energienutzung – Einsatzmöglichkeiten der Mikrogasturbine in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Augsburg; Downloadmöglichkeit: [http://www.lfu.bayern.de/energie/co2\\_minderung/doc/mikrogas.pdf](http://www.lfu.bayern.de/energie/co2_minderung/doc/mikrogas.pdf)
- [6] BMWA (2007): Technische Grundlage für die Beurteilung von Biogasanlagen; <http://www.bmwfj.gv.at/Unternehmen/gewerbetechnik/Documents/Biogasanlagen.pdf>
- [7] DWA M-299 (2006): „Einsatz von Brennstoffzellen auf Kläranlagen“, Juni 2006
- [8] BWI (2006): Schlussbericht „Systemintegration von Brennstoffzellen auf Kläranlagen – Potenzialabschätzung für Baden-Württemberg“ (Download: [http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2004/2149/pdf/Schlussbericht\\_BWI22006.pdf](http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2004/2149/pdf/Schlussbericht_BWI22006.pdf))
- [9] Schmid-Schmieder V. (2008): wwt, Brennstoffzellen auf Kläranlagen, 4/2008; Quelle: <http://www.wwt-online.de/brennstoffzellen-auf-klaeranlagen>
- [10] WIFO (2005): Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich, Mai 2005 (Download: <http://www.wifo.ac.at/>)
- [11] BMWA (2001): Technische Grundlage für die Beurteilung von Emissionen aus Stationärmotoren; <http://www.bmwfj.gv.at/Unternehmen/gewerbetechnik/Documents/Emissionen%20aus%20Stationaermotoren.pdf>
- [12] BMWA (2003): Technische Grundlage für die Beurteilung von Biogasanlagen; <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/downloads/beurteilung-biogasanlagen.pdf>
- [13] BMWFJ (2010): Ergänzungspapier zur Technischen Grundlage für die Beurteilung von Stationärmotoren; <http://www.bmwfj.gv.at/Unternehmen/gewerbetechnik/Documents/Emissionen%20von%20Stationaermotoren%20Ergaenzung.pdf>
- [14] TA Luft (2002): Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz; Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft; vom 24. Juli 2002
- [15] Geyer W. (2009): Betriebsoptimierung von Kläranlagen, ÖWAV Seminar, Linz 21. Mai 2008; BHKWs – Auslegung, Gesamtkosten und Optimierungsmöglichkeiten
- [16] Lugmayr R. (2010): Technisch-wirtschaftlicher Vergleich eines Gasmotors mit einer Mikrogasturbine; FH Oberösterreich, Campus Wels
- [17] Hammer B. (2011): Diplomarbeit, FH Technikum Wien, Technischer und wirtschaftlicher Vergleich von Blockheizkraftwerken und Mikrogasturbinen auf Kläranlagen

Dipl.-Ing. Dr. Wilhelm Frey  
 Ingenieurkonsulent für Maschinenbau  
Abwassertechnische Ausbildung und Beratung  
 Leobendorf / Hofgartenstraße 4/2  
 A-2100 Korneuburg

Korrespondenz an: [aab.frey@aon.at](mailto:aab.frey@aon.at)  
 Internet: [www.aabfrey.com](http://www.aabfrey.com)