

Forschungsbericht FZKA-BWPLUS

**Gekoppelte Produktion von Kraft und Wärme aus Bio-, Klär-  
und Deponiegas in kleinen, dezentralen Stirling-Motor-  
Blockheizkraftwerken**

von

Bernd Thomas, Agnes Wyndorps, Hans Oechsner,  
Marina Bekker, Tobias Kelm

Hochschule Reutlingen, RRI (Projektleitung) Universität Hohenheim, Landesanstalt für  
Agrartechnik und Bioenergie Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung  
Baden-Württemberg (ZSW)

Förderkennzeichen: BWK 25008 - 25010

Die Arbeiten des Programms „Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung“ werden mit  
Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert.

März 2009



## Ausführende Stellen

### Hochschule Reutlingen

Prof. Dr. Ing. Bernd Thomas

Dipl.-Ing. Agnes Wyndorps

Alteburgstr. 150

72762 Reutlingen

Tel.: 07121 / 271-7041

Fax.: 07121 / 271-7004

e-mail: [bernd.thomas@reutlingen-university.de](mailto:bernd.thomas@reutlingen-university.de)

### Universität Hohenheim

Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie

Dr. agr. Hans Oechsner

Dr.- Ing. Marina Bekker

Garbenstr. 9

70599 Stuttgart

Tel.: 0711 / 459-22683

Fax.: 0711 / 459-22519

e-mail: [oechsner@uni-hohenheim.de](mailto:oechsner@uni-hohenheim.de)

### ZSW Stuttgart

Herr Tobias Kelm

Industriestr. 6

70565 Stuttgart

Tel.: 0711 / 7870-250

Fax.: 0711 / 7870-200

e-mail: [tobias.kelm@zsw-bw.de](mailto:tobias.kelm@zsw-bw.de)



## Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung.....	4
2	Einleitung .....	7
2.1	Motivation und Rationale für das Vorhaben.....	7
2.2	Aufgabenstellung.....	7
2.3	Planung und Ablauf des Vorhabens .....	7
3	Wissenschaftlicher und technischer Stand.....	9
3.1	Status quo der Schwachgasnutzung in Baden-Württemberg .....	9
3.1.1	Klärgas.....	9
3.1.2	Biogas.....	12
3.1.3	Deponiegas.....	16
3.2	EEG Vergütung und sonstige Rahmenbedingungen .....	20
3.2.1	Entwicklung der Vergütungssätze.....	20
3.2.2	Mini-KWK-Richtlinie .....	23
3.2.3	Marktanreizprogramm.....	24
3.3	Technischer Stand Bio-/Klärgasmotoren / Zündstrahlmotoren .....	25
3.3.1	Klassische Motor-BHKW, Stirling-Motor-BHKW und Mikrogasturbinen .....	25
3.3.2	Übersicht über Stirlingmotor-BHKW.....	27
3.4	Eingesetzte Mini-BHKW und Mikrogasturbinen .....	30
3.4.1	Das SOLO-Stirling-161-Micro-KWK-Modul .....	30
3.4.2	Die Mikrogasturbine .....	39
3.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen .....	44
3.5.1	Anlagenbetreiber.....	44
3.5.2	Messungen durch die LUBW .....	44
3.5.3	Messungen am IZES gGmbH Saarbrücken.....	45
3.6	Beitrag der Ergebnisse zu den Zielen des Förderprogramms des Zuwendungsgebers .....	45
4	Messtechnik .....	46
4.1	Allgemeines .....	46
4.2	Brenngas-Analysegerät .....	47
4.3	Messung des Brenngasvolumenstroms und Brenngaszustandes .....	48
4.4	Leistungsmessung Wärme .....	49
4.5	Leistungsmessung Strom .....	49
4.6	Abgasanalysegerät.....	50
4.7	Bilanzierung.....	51
4.8	Chemische Analyse der Verbrennungsrückstände .....	51
5	Beschreibung der Anlagen .....	53
5.1	Kläranlage Rosenfeld .....	54
5.1.1	Allgemeines .....	54
5.1.2	Reinigungsstufen .....	54
5.1.3	Klärschlamm und Klärgas .....	56
5.1.4	Messtechnische Einbindung .....	57



5.1.5	Instrumentierung Rosenfeld .....	60
5.1.6	Start des Stirlingmotors und Messdatenaufnahme .....	61
5.2	Erlacher Höhe I und II .....	62
5.2.1	Allgemeines .....	62
5.2.2	Instrumentierung Erlacher Höhe .....	64
5.3	IZES Saarbrücken .....	66
5.3.1	Die IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) .....	66
5.3.2	Untersuchungen an Stirling-Motoren, Klein-BHKW und Brennstoffzellen mit unterschiedlichen Brennstoffen .....	66
5.4	Biogasanlagen „Unterer Lindenhof“ .....	69
5.5	Biogasanlage Harthausen .....	73
5.6	Biogasanlage Kupferzell – Mikrogasturbine .....	75
5.6.1	Messtechnische Einbindung .....	75
5.6.2	Instrumentierung Kupferzell .....	80
6	Auswertung der Messdaten .....	81
6.1	Rosenfeld .....	81
6.1.1	Klärgaszusammensetzung .....	81
6.1.2	Leistungen und Wirkungsgrade .....	83
6.1.3	Vor- und Rücklauftemperaturen .....	90
6.1.4	Schadgase .....	94
6.1.5	Messungen durch die LUBW .....	96
6.1.6	Ergebnisse der chemischen Analyse der Verbrennungsrückstände .....	99
6.2	Erlacher Höhe I und II .....	101
6.2.1	Messergebnisse .....	101
6.2.2	Ergebnisse der chemischen Analyse der Verbrennungsrückstände .....	104
6.3	IZES Saarbrücken .....	107
6.3.1	Grubengaszusammensetzung .....	107
6.3.2	Zusammenfassung der Leistungstests .....	108
6.3.3	Leistungseinstellung des SOLO-Stirling .....	110
6.3.4	Abgasemissionswerte während der Leistungstests .....	111
6.3.5	Dynamikverhalten .....	113
6.3.6	Vergleich zwischen Erdgas- und Grubengasbetrieb .....	115
6.3.7	Dauertests .....	117
6.4	Biogasanlage Kupferzell .....	120
6.4.1	Biogaszusammensetzung .....	121
6.4.2	Leistungen und Wirkungsgrade .....	122
6.4.3	Schadgase .....	125
7	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Potenzialanalyse .....	128
7.1	Ausgangsbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Feldtestanlagen und Referenzanlagen .....	128
7.2	Biogasanlagen .....	129
7.2.1	Referenzsystem Stirling-BHKW zur Fermenterbeheizung einer Biogasanlage .....	131
7.2.2	Mikrogasturbine zur Biogasverstromung .....	139
7.3	Klärgasanlagen .....	145
7.3.1	Stirling-BHKW in der Kläranlage Rosenfeld (Feldtestanlage) .....	145
7.3.2	Referenzsystem Stirling-BHKW .....	147
7.3.3	Mikrogasturbine im Vergleich mit einem Zündstrahl-BHKW .....	150
7.4	Potentialanalyse .....	157



7.4.1	SWOT-Analyse .....	157
7.4.2	Zusammenfassung und Potentiale von Stirling-BHKW und Mikrogasturbinen an Biogasanlagen.....	158
7.4.3	Zusammenfassung und Potentiale von Stirling-BHKW und Mikrogasturbinen in Kläranlagen .....	161
7.4.4	Zusammenfassung und Potentiale von Stirling-BHKW und Mikrogasturbinen auf Deponien .....	162
8	Fazit .....	163
8.1	Technische Optimierungspotentiale.....	163
8.1.1	Stirlingmotor.....	163
8.1.2	Mikrogasturbine .....	165
8.2	Geeignete Einsatzgebiete und Potentiale.....	166
8.3	Empfehlungen und weiterer Forschungsbedarf .....	168
8.3.1	Empfehlungen.....	168
8.3.2	Weiterer Forschungsbedarf.....	168
8.4	Während der Durchführung des Vorhabens bekannt gewordene Fortschritte auf diesem Gebiet bei anderen Stellen .....	169
8.5	Weitere Veröffentlichung der Ergebnisse .....	171
9	Literatur- und Quellenverzeichnis.....	173



# 1 Zusammenfassung

Der vorliegende Abschlussbericht beschreibt die Ergebnisse eines über insgesamt 3 Jahre angelegten Monitoringprojektes zur Untersuchung von kleinen, dezentralen Stirlingmotor-Blockheizkraftwerken im Einsatz an Klär- und Biogasanlagen. Im Laufe des Projektes erfolgte die thematische Erweiterung auf Mikrogasturbinen, und es sind zusätzlich Ergebnisse einer entsprechenden Anlage enthalten.

Das Projekt wurde in Zusammenarbeit der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie an der Universität Hohenheim, des Zentrums für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung (ZSW) in Stuttgart und des Reutlingen Research Institutes an der Hochschule Reutlingen durchgeführt. Die Universität Hohenheim brachte ihr Know-how im Bereich der Biogaserzeugung und –verwendung ein; zudem betreute die Universität Hohenheim die Mikrogasturbine. Am ZSW wurde das Gesamtsystem betrachtet und bewertet bis hin zur Erstellung von Wirtschaftlichkeitsanalysen. Die Hochschule Reutlingen übernahm die Betreuung der Anlagen mit Stirlingmotor-BHKW und brachte die Kenntnisse von Prüfstandsuntersuchungen an unterschiedlichen BHKW ein. Die Projektleitung war an der Hochschule Reutlingen angesiedelt.

Der Bericht beginnt mit einer Darstellung der Zielsetzung und des technischen Standes, auf dem aufgesetzt wurde. Darin wird sowohl auf existierende Stirlingmotor-BHKW wie auch auf die verwendete Mikrogasturbine Bezug genommen. Im darauf folgenden Abschnitt sind die einzelnen Anlagen vorgestellt, an denen Messungen vorgenommen wurden und die für Messungen vorgesehen waren. Dazu sei auch an dieser Stelle erläutert, dass die Anschaffung, die Aufstellung und Installation sowie der Betrieb der BHKW nicht im Arbeits- und Finanzierungsumfangs des Projektes enthalten waren. Deshalb waren die Projektteilnehmer darauf angewiesen, die Messungen an bestehenden und laufenden Anlagen durchzuführen. Zudem stand mit dem Stirlingmotor-BHKW der Firma SOLO Stirling nur ein kommerziell erhältliches Gerät zur Verfügung, was die Auswahlmöglichkeiten im Rahmen des Projektes weiter eingeschränkt hat. Aus diesem Grund wurde das Projekt gegen Laufzeitende, wie eingangs angedeutet, auf die Untersuchung der Mikrogasturbine ausgeweitet. Im Einzelnen sind die Betriebsergebnisse des Stirlingmotor-BHKW an der Kläranlage Rosenfeld, an der Biogasanlage „Erlacher Höhe“ in Großlarch und am Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) in Saarbrücken unter Verwendung von Grubengas diskutiert. Zudem sind die Betriebsergebnisse zweier Mikrogasturbinen an einer Biogasanlage in Kupferzell enthalten.

Zusammenfassend hat sich mit Blick auf die Anlagen mit Stirlingmotor-BHKW gezeigt, dass der nominelle, vom Hersteller angegebene elektrische Wirkungsgrad beim Betrieb mit Biogas und Faulgas nicht erreicht wird. An der Kläranlage Rosenfeld, an der mit einer Dauer von 2 Jahren am längsten gemessen werden konnte, stellte sich am Ende ein elektrischer Wirkungsgrad von im Mittel 17 % ein; die Herstellerangabe liegt bei 22-24 %, abhängig von der Vor- und Rücklaufemperatur. Ursache für den geringeren Wirkungsgrad an der Kläranlage war zum einen die Tatsache, dass das BHKW aufgrund der zu geringen Klärgasmenge nur in der Teillast betrieben werden konnte. Zum anderen haben der Verschleiß der inneren Dichtungen sowie die Verschmutzung von Erhitzer, Luftvorwärmer und Abgaswärmetauscher zu einem stetigen Absinkenden des Wirkungsgrades geführt. An der Anlage in Großlarch hat sich außerdem die niedrige zulässige Vorlaufemperatur für das verwendete BHKW von 65 °C als nachteilig herausgestellt, da der Betrieb in einem bivalent mit Holzkessel betriebenen Nahwärmenetz auf diese Weise nicht möglich war. Positiv aufgefallen sind dagegen die niedrigen Schadgasemissionen des Stirlingmotor-BHKW an den verschiedenen Anlagen. Diese konnten durch eine Messung der LUBW, die an der Kläranlage Rosenfeld im Rahmen des Projektes vorgenommen wurde, bestätigt werden. Dabei wurden mit 25 mg/Nm<sup>3</sup> CO und 54 mg/Nm<sup>3</sup> NO<sub>x</sub> (jeweils bezogen auf 5% Rest-O<sub>2</sub> im Abgas) nicht nur äußerst niedrige Werte für Klärgas-BHKW bestimmt, sondern es konnten zudem keine unverbrannten Kohlenwasserstoffe und keine Aldehyde, insbesondere kein



Formaldehyd, im Abgas des Stirlingmotors nachgewiesen werden. Dieses Ergebnis hat die prinzipielle Eignung und Vorteilhaftigkeit von Stirlingmotor-BHKW im Betrieb an Klär- und Biogasanlagen hinsichtlich der Schadgasemissionen bestätigt. Ebenso konnte im Betrieb mit Grubengas am IZES das Potenzial zur Verwendung von Gasen mit extrem niedrigem Methangehalt nachgewiesen werden, in dem das BHKW mit Grubengas mit einem Methangehalt zwischen 32 und 36 % sicher und stabil betrieben werden konnte.

Das Monitoring der Mikrogasturbine an der Biogasanlage in Kupferzell hat ebenfalls gezeigt, dass die prognostizierten Werte für den elektrischen Wirkungsgrad nicht erreicht werden können. Beim Betrieb mit Biogas wurde bei Vollastbetrieb ein elektrischer Wirkungsgrad von 25,8 % erzielt. Dieser Wert liegt unterhalb der Herstellerangaben von 28,5% und ist möglicherweise mit der nicht optimierten Anlageneinstellung im Versuchsbetrieb zu erklären. In diesem Wert ist der Energiebedarf für die Verdichtung und Konditionierung des Biogases nicht eingerechnet. Unter Berücksichtigung der erforderlichen Aufbereitung des Biogases sinkt der elektrische Wirkungsgrad des gesamten BHKW-Systems ab. Im Teillastbereich waren sogar noch weiter gesenkte Wirkungsgrade zu beobachten, was auf die schlechte Regelbarkeit der Verdichter zurückzuführen war. Allerdings wurde die Peripherie für zwei Mikrogasturbinen mit insgesamt 130 kW elektrische Leistung ausgelegt. Der Verdichter war bei der Wirkungsgradmessung, die an nur einer Turbine durchgeführt wurde, stark überdimensioniert. Die Fa. Greenenvironment GmbH hat in der neuesten Entwicklungsstufe der BHKW den Eigenstromanteil mit Hilfe eines direkt gekoppelten frequenzgesteuerten Schraubenverdichters nach eigenen Angaben unter 9% gedrückt.

Positiv bei der Anlage ist zu verzeichnen, dass die gemessenen Schadgaskonzentrationen im Abgas sehr niedrig sind. Darüber hinaus lag die komplette Abwärme im Abgas und hatte je nach Laststufe eine Temperatur im Bereich von 238 bis zu 293 °C. Im Besonderen lag die NO<sub>x</sub>-Konzentration im Abgas in allen Leistungsstufen bei einem niedrigen Wert unter 6 mg/Nm<sup>3</sup> (bezogen auf 15 Rest-O<sub>2</sub> im Abgas). Die CO-Konzentration verringerte sich mit der Erhöhung des produzierten elektrischen Stroms und erreichte beim Vollastbetrieb einen sehr niedrigen Wert von 21 mg/Nm<sup>3</sup> (bezogen auf 15 Rest-O<sub>2</sub> im Abgas). Aus den oben genannten Gründen ist es zu empfehlen, die Mikrogasturbine im Vollastbetrieb zu betreiben.

Da die Abgasqualität aufgrund der hohen Lambdawerte deutlich besser als bei Kolben-Verbrennungsmotoren ist, kann das Abgas noch gut für weitere Zwecke verwendet werden. An der Anlage in Kupferzell wird das Abgas nach Zumischung von Luft und damit Reduzierung der Temperatur zur Trocknung von Gärrest aus der Biogasanlage genutzt. Hierbei wird ein relativ hoher thermischer Wirkungsgrad erreicht, da kein Wärmetausch über ein Kühlsystem erfolgen muss. Die Mikrogasturbine selbst erwies sich als relativ störungsunempfindlich und wartungsarm. Lediglich im Bereich der BHKW-Peripherie traten Störungen auf, insbesondere weil die Anlage am Betrieb Karle auch von Greenviroment als Testanlage für unterschiedliche Verdichterauslegungen verwendet wurde. Somit konnte dieses verschiedentlich vorgeschlagene Konzept im Rahmen des Projektes praktisch begleitet werden. Da die Größe der hier untersuchten Mikrogasturbine mit 65 kW elektrischer Leistung für heutige Praxisbiogasanlagen in der Regel zu klein ist, könnten die Einsatzmöglichkeiten und auch die Betriebsbedingungen bei größeren Systemen (z.B. mit 200 kW) verbessert werden, insbesondere da bei den größeren Systemen mit einem höheren Wirkungsgrad (nach Herstellerangaben werden bis zu 34% erreicht) gerechnet werden kann.

Aufgrund der im Vergleich zum Verbrennungsmotor-BHKW sehr hohen thermischen Wirkungsgrade der Mikrogasturbine ist ein Einsatz an Betrieben mit hohem Wärmebedarf und vor allem mit Wärmebedarf für Trocknungszwecke zu empfehlen.

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse und Potenzialabschätzung wird im Bericht aufgezeigt, welcher Größenbereich und welche Anzahl Klär- und Biogasanlagen für den Betrieb von kleinen Stirlingmotor-BHKW und Mikrogasturbinen in Frage kommen. Mit Blick auf das eingesetzte



Stirlingmotor-BHKW der Firma SOLO Stirling bietet sich ein Einsatz an Kläranlagen in den Größenklassen 2 und 3 (1.000 bis 10.000 Einwohnerwerte) an. Unter der Voraussetzung, dass der vom Hersteller angegebene elektrische Wirkungsgrad von 22 % an den Anlagen erreicht wird, sich eine jährliche Betriebszeit von über 7.000 Stunden einstellen lässt und die bereitgestellte Wärme vollständig genutzt werden kann, ist dieser Betrieb wirtschaftlich und vorteilhaft im Vergleich zum Einsatz von Gas-Ottomotor-BHKW. Für Biogasanlagen ist die Leistung des Stirlingmotor-BHKW dagegen zu klein. Es besteht aber die Möglichkeit, das BHKW zur Beheizung des Fermenters einzusetzen. Hier läge zum einen keine Beschränkung hinsichtlich der einzustellenden Vorlauftemperatur vor, und die thermische Leistung des BHKW würde zum anderen ausreichen, um den Fermenter einer Biogasanlage mit ca. 100 – 150 kW<sub>el</sub> zu beheizen. Der Vorteil dieser Variante wäre dadurch gegeben, dass das Haupt-BHKW räumlich von der Biogasanlage getrennt aufgestellt werden könnte, was die Möglichkeiten zur Wärmenutzung wesentlich verbessert. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung sieht diesen Einsatz des Stirlingmotor-BHKW aufgrund der zusätzlichen Stromerzeugung vorteilhaft gegenüber der Fermenterbeheizung mit Hilfe eines Biogasbrenners.

Der Einsatz von Mikrogasturbinen an Kläranlagen ist unter dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit ebenfalls prinzipiell gegeben. Wichtig ist dabei jedoch ein schlüssiges Wärmenutzungskonzept, das sich beispielsweise auf die Klärschlamm-trocknung beziehen kann. Sinnvolle Anlagengrößen wären Kläranlagen mit 10.000 bis 100.000 Einwohnerwerten. In ähnlicher Weise gestaltet sich das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnung mit Blick auf den Einsatz an Biogasanlagen in der Größenordnung von 100 – 150 kW<sub>el</sub>. Hier ist die Wärmenutzung ebenfalls grundlegende Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb. Die Gärresttrocknung mit Hilfe der heißen Abgase der Mikroturbine, wie an der Anlage in Kupferzell praktiziert, stellt dabei eine gute Möglichkeit dar, die im Vergleich zum Zündstrahlmotor trotz des geringeren elektrischen Wirkungsgrades der Mikroturbine vorteilhaft ist. Dabei wirkt sich insbesondere der geringere Wartungsaufwand beim Betrieb einer Mikrogasturbine positiv aus.

Der Einsatz von Stirlingmotor-BHKW und Mikrogasturbinen an Deponien, der im Rahmen der Wirtschaftlichkeits- und Potenzialabschätzung ebenfalls untersucht wurde, ergibt hingegen keinen Vorteil. Ursächlich verantwortlich dafür sind die vergleichsweise geringen elektrischen Wirkungsgrade von Stirling-BHKW und Mikrogasturbine sowie die zurückgehenden Gaserträge auf den Deponien, die keine ausreichende Auslastung der BHKW ermöglicht und damit aufgrund der geringeren Investitionskosten eher für den Einsatz Motor-BHKW sprechen, die ein besseres Verhältnis von Stromertrag zu Investitionskosten aufweisen.



## 2 Einleitung

### 2.1 Motivation und Rationale für das Vorhaben

Die Nutzung erneuerbarer Energien, wie Biogas, Klär-, Gruben- und Deponiegas, im Bereich der Kraft-Wärmekopplung erfordert eine Energiewandlung, die sowohl robust, effizient und wartungsarm ist, als auch eine Umsetzung der genannten Gase mit geringen Schadstoffemissionen ermöglicht. Darüber hinaus ist eine dezentrale Energieversorgungsstruktur unentbehrlich, um die kostenintensive nachträgliche Einrichtung von Fernwärmenetzen zu vermeiden. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit für kleine, dezentrale BHKW-Einheiten, die eine direkte Wärmenutzung vor Ort erlauben.

Beide Anforderungen erfüllen Stirlingmotor-BHKW. Infolge der kontinuierlichen, äußeren Verbrennung kann der Brennstoff stabil, effizient und mit geringen Emissionen umgesetzt werden. Außerdem ist der Stirlingmotor aufgrund des geschlossenen Kreisprozesses unempfindlich gegenüber Verschmutzungen beispielsweise durch die Verbrennungsprodukte, so dass größere Wartungsintervalle erreichbar sind als bei Motoren mit innerer Verbrennung. Stirlingmotor-BHKW können zudem im kleinen und kleinsten Leistungsbereich bis herunter auf 1 kW elektrische Leistung ohne nennenswerte Wirkungsgrad-einbußen eingesetzt werden [Mitchell 2006], [WhisperTech].

Durch die vergleichsweise geringen elektrischen Wirkungsgrade von Mikrogasturbinen und insbesondere Stirling-BHKW können diese Anlagen in vielen Fällen nicht mit üblichen Motor-BHKW konkurrieren. Gleichzeitig sind Mikrogasturbinen und Stirling-BHKW bezogen auf die elektrische Leistung teurer als Motor-BHKW. Dennoch gibt es potenzielle Einsatzbereiche für diese beiden Technologien im Schwachgasbereich, die anhand von exemplarischen Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Potenzialabschätzungen aufgezeigt werden.

### 2.2 Aufgabenstellung

Der Überprüfung dieser Technologie soll das vorliegende Forschungsprojekt dienen, das vom Land Baden-Württemberg im Rahmen des Programms BWPLUS unterstützt wird [BWplus]. Ziel ist dabei die wissenschaftliche Begleitung von Stirlingmotor-BHKW im Betrieb mit Bio-, Gruben- und Klärgas und Mikrogasturbinen im Betrieb mit Biogas an sechs verschiedenen Standorten im Feld. Neben der Auswertung von Leistungs- und Emissionsdaten sollen auch allgemeine Erfahrungen gesammelt und notiert werden, um eventuell vorhandene technische Risiken aufdecken und bewerten zu können. Parallel dazu wird die Wirtschaftlichkeit der Geräte untersucht.

Auf diese Weise soll ein möglichst grundlegender und vollständiger Überblick über die Technologie der kleinen Stirlingmotor-BHKW entstehen. Das Projekt wird in Zusammenarbeit der Hochschule Reutlingen, der Universität Hohenheim und des ZSW Stuttgart durchgeführt. Aus Reutlingen fließen Erfahrungen aus Prüfstandsversuchen mit Mini-BHKW ein, die in einem vorherigen Forschungsprojekt gesammelt wurden [Thomas 2006]. Die Universität Hohenheim bringt ihr Know-how im Bereich der Biogasproduktion und -nutzung ein. Das Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung (ZSW) in Stuttgart ist verantwortlich für die Bestandsaufnahme der Schwachgasnutzung, die Wirtschaftlichkeitsanalyse von Referenzanlagen sowie für die Potenzialabschätzung der Technologien Stirling-BHKW und Mikrogasturbine. Das Projekt startete im Oktober 2005, und ist auf eine Dauer von zweieinhalb Jahren angelegt.

### 2.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Geplant war es die Messdatenerfassung an den sechs Anlagen innerhalb des ersten Jahres gestaffelt zu installieren und in Betrieb zu nehmen, die Leistungsdaten an allen Standorten über mehrere Monate



aufzuzeichnen und auszuwerten. Die Analyse der Verbrennungsgase und die Analyse der Abgase hätte nur an jeweils zwei Standorten gleichzeitig durchgeführt werden können. Diese Geräte sollten jeweils zu jeder Jahreszeit zwei bis drei Wochen arbeiten, um dann den Standort wieder zu wechseln.

Die Stirling-Motoren konnten nicht über die Mittel des Projektes beschafft werden, sondern es sollte im Rahmen des Projektes auf Anlagen zurückgegriffen werden, die vom Anlagenbetreiber selbst aufgebaut und finanziert wurden. Für die Investition wurde vom Wirtschaftsministerium Baden Württemberg ein Zuschuss bis zu einer Höhe von 7.500 € gewährt. Daher setzte die Installation der Messgeräte und die Aufzeichnung der Messdaten an allen Standorten das Einverständnis und die Mithilfe der Betreiber voraus. Die Erfassung sinnvoller Messergebnisse über die Messdatenerfassung setzte einen störungsfreien Betrieb der Anlage selbst voraus.

Im Laufe der Monate musste dieses anfängliche Konzept immer wieder den tatsächlichen Gegebenheiten angepasst werden. Die Gründe für Änderungen waren zum einen, dass die Anlagen noch nicht fertig gestellt waren und damit nichts gemessen werden konnte oder, dass die Betreiber ihr Einverständnis zum Bezug der Daten nicht erteilten.

Da die Firma Solo Stirling im Verlauf des Projektes im März 2007 Insolvenz angemeldet hat und von da an keine Wartungsarbeiten an den im Einsatz befindlichen Stirling-BHKW mehr erfolgten, wurde beantragt, Messungen an einem anderen BHKW-System durchführen zu dürfen. An einem landwirtschaftlichen Betrieb mit Biogasanlage in Kupferzell sind zwei Mikrogasturbinen des Herstellers Capstone CR 65 mit je 65 kW elektrischer Leistung in Betrieb. Nach Zustimmung von bw-plus zur Ausweitung des Projektes wurde mit dem Eigentümer der Mikrogasturbinen, der Fa. Greenenvironment GmbH ein Vertrag zur Zusammenarbeit abgeschlossen. Die Firma Greenenvironment GmbH vermarktet ein Brennwert-Konzept, in dem sie das Biogas vom Betreiber der Biogasanlage einkauft und thermisch in einer Mikrogasturbine verwertet. Sie übernimmt dabei die Planung, Aufbau und Betrieb der Mikrogasturbine. Im Rahmen des bw-plus-Forschungsprojektes wurden die Messgeräte an der Versuchsanlage eingepasst und gewisse Umbauten vorgenommen und mit Messungen des Mikrogasturbinenbetriebes von Anfang des Jahres 2008 an der Biogasanlage Kupferzell gestartet, die bis zum Ende November 2008 dauerten.

In regelmäßigen Abständen fanden Arbeitstreffen unter den Projektpartnern statt, um den Fortschritt der Arbeiten und die erzielten Ergebnisse zu diskutieren und das weitere Vorgehen abzustimmen. Dabei wurde die im Folgenden dargestellte Arbeitsteilung vereinbart:

Monitoring: Hochschule Reutlingen	
Hochschule Reutlingen:	Universität Hohenheim:
Feldversuche Klärgas Feldversuch Grubengas (Solo Stirling Motoren)	Feldversuche Biogas (Mikrogasturbinen)
ZSW:	
Bestandsaufnahme Schwachgasnutzung (Klärgas, Biogas, Deponiegas) Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen Potenzialabschätzung	

Tabelle 2.1 Arbeitsbereiche der Projektpartner



## 3 Wissenschaftlicher und technischer Stand

### 3.1 Status quo der Schwachgasnutzung in Baden-Württemberg

#### 3.1.1 Klärgas

Im Folgenden werden neben einer kurzen Einführung die wichtigsten Daten zu den Kläranlagen in Baden-Württemberg dargestellt. Auf eine ausführliche Beschreibung der Grundlagen von Kläranlagen wird verzichtet und auf den Schlussbericht des ebenfalls über das BWPLUS-Programm geförderten Projekts „Systemintegration von Brennstoffzellen auf Kläranlagen – Potenzialabschätzung für Baden-Württemberg“ [Keicher] verwiesen.

Klärgas entsteht bei der Stabilisierung von Klärschlamm. Eine Stabilisierung wird durchgeführt, um eine Volumenminderung herbeizuführen und eine ordnungsgemäße Entsorgung des Klärschlammes zu ermöglichen. Dabei lassen sich die anaerobe und die aerobe Klärschlammstabilisierung unterscheiden. Aerobe Verfahren sind aus Betreibersicht einfacher zu handhaben, haben aber eine negative Energiebilanz, d.h. es muss Energie zugeführt werden. Auch werden großen Mengen von Sauerstoff benötigt. Darüber hinaus entsteht bei aeroben Verfahren kein methanhaltiges Gas, das energetisch genutzt werden kann. Kläranlagen, in denen dieses Verfahren angewendet wird, stehen somit nicht für eine energetische Nutzung zur Verfügung und werden im Rahmen dieses Berichts nicht weiter thematisiert.

Dagegen werden bei der anaeroben Stabilisierung die im Klärschlamm enthaltenen organischen Stoffe durch Methanbakterien biologisch abgebaut. Die Klärschlammstabilisierung erfolgt in Faultürmen bei einem Temperaturniveau von 30 bis 40 °C. Unter Umständen muss der Faulturm somit ganzjährig beheizt werden. Im Faulturm nimmt das Volumen durch den Abbau der organischen Substanzen ab. Bei diesem Abbauprozess entsteht ein methanhaltiges Faulgas. Dieses wird bei der Mehrheit der Kläranlagen aus energetischen sowie wirtschaftlichen Gründen zur Stromerzeugung genutzt [TU Kaiserslautern].

Rund ein Drittel der Kläranlagen in Baden-Württemberg behandeln den Klärschlamm durch eine anaerobe Stabilisierung. Nach Einwohnerwerten ist dies sogar in mehr als drei Viertel der Kläranlagen der Fall. Der Großteil dieser Anlagen ist mit beheizten Faultürmen ausgestattet, eine unbeheizte Faulung oder sonstige Verfahren sind eher die Ausnahme [UM BW 1]. Allein diese Tatsache lässt bereits ein Potenzial für Kraft-Wärme-Kopplung erkennen.

Klärgas besteht zu 60 bis 70 Vol-% aus Methan sowie zu 30 bis 40 Vol-% aus Kohlendioxid. Der Stickstoff- bzw. Sauerstoffanteil beträgt weniger als 4 bzw. weniger als 1 Vol-%. Schwefelwasserstoff, Chlor sowie Fluor sind lediglich in Spuren im Klärgas vorzufinden. Der Heizwert beträgt durchschnittlich 6,4 kWh/Nm<sup>3</sup> bzw. 23 MJ/Nm<sup>3</sup>. Zum Vergleich: der Heizwert von Erdgas ist um rund 60 % höher [Schweizer Bundesamt].

Grundsätzlich gibt es mehrere Möglichkeiten zur energetischen Nutzung des Klärgases [Schweizer Bundesamt]. Bei der energetischen Nutzung besteht vorrangig das Ziel, den Energiegehalt des Klärgases vollständig in Kraft-Wärme-Kopplung zu verwerten. Damit wird einerseits Strom als hochwertige Energieform bereitgestellt, andererseits kann die erzeugte Wärme zur Beheizung des Faulturms und der Betriebsgebäude verwendet werden. Damit in den kalten Wintermonaten ausreichend Wärme zur Beheizung des Faulturms zur Verfügung steht, muss die KWK-Anlage um einen Spitzenlastkessel erweitert werden, der auch bei Ausfall des BHKW die gesamte Wärmemenge zur Faulturmbeheizung bereitstellen kann. Eine weitere Variante besteht darin, einen Heizkessel als alleinigen Verwerter des Klärgases einzusetzen. Dabei müssen jedoch in der Regel größere Mengen



Klärgas abgefackelt werden, da der Wärmebedarf zur Faulturnbeheizung im Sommer wesentlich geringer ist. In wenigen Anwendungsfällen wird das Klärgas lediglich abgefackelt. Dies ist aus energetischer Sicht möglichst zu vermeiden. Auch bei der Nutzung des Klärgases im Heizkessel oder BHKW muss eine Fackel installiert sein, um beim Ausfall des Heizkessels oder BHKW das Klärgas zu vernichten. Neben einer energetischen Nutzung in situ kann das Klärgas auch auf Erdgasqualität aufbereitet werden. Es kann dann entweder in das Erdgasnetz eingespeist werden oder zwischengespeichert werden und als Treibstoff für Fahrzeuge verkauft werden. Wird das Klärgas energetisch genutzt, ist es sinnvoll, einen Gasspeicher einzusetzen. Je nachdem, ob der Faulturn gleichmäßig oder je nach Anfall an Frischschlamm beschickt wird, kann die Gasproduktion Spitzenwerte von 150 % der mittleren Produktion erreichen. Für den Ausgleich der Tagesspitzen wird ein Speichervolumen von rund 15 bis 20 % der täglichen Gasproduktion benötigt. Zum Ausgleich von wöchentlichen oder saisonalen Schwankungen ist ein solcher Gasspeicher jedoch nicht geeignet.

Bei der Nutzung von Klärgas lassen sich zusammengefasst folgende Bedingungen definieren: Das Klärgas ist vorrangig vollständig im BHKW zu nutzen. Ist in einer Kläranlage nur ein Heizkessel installiert, sollte geprüft werden, ob ein BHKW eingesetzt werden kann. Daneben gilt grundsätzlich, dass eine Abfackelung des Klärgases zu vermeiden ist<sup>i</sup>.

In Baden-Württemberg sind zum Ende des Jahres 2007 insgesamt 271 Kläranlagen in Betrieb, in denen das Klärgas energetisch genutzt wird (Tabelle 3.1). In rund zwei Dritteln dieser Kläranlagen wird das entstehende Klärgas zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Insgesamt werden in den Kläranlagen Baden-Württembergs 126 GWh Strom erzeugt, der mit 90 % zum Großteil in der Anlage selbst verbraucht wird und damit den Strombezug der Kläranlagen mindert.

Merkmal	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Kläranlagen mit Klärgasgewinnung</b>	<b>Anzahl</b>								
insgesamt	265	268	267	264	265	273	273	273	271
darunter mit Stromerzeugung	140	146	153	157	162	176	181	192	195
<b>Rohgas</b>	<b>Millionen m<sup>3</sup></b>								
Gewinnung	86,9	88,6	90	91,3	93,9	99,3	100,4	103,3	108,0
Verbrauch insgesamt	75,8	78,4	80,2	81,1	82,7	86,5	87,6	89,8	94,7
davon zur Wärmeerzeugung	31,7	29,7	28,5	25,9	26,8	24,7	24,9	k.A.	k.A.
davon zur Stromerzeugung	44,1	48,7	51,7	55,2	55,9	61,8	62,7	k.A.	k.A.
Verluste	8,5	7,1	5,4	5,7	6,3	7,1	6,2	6,5	6,2
Zur Abgabe verfügbar	2,7	3,2	4,4	4,6	5	5,7	6,6	7	7,1
<b>Stromerzeugung</b>	<b>Millionen kWh</b>								
insgesamt	78,3	84,8	91,4	97,2	99,7	110,4	111,4	118,4	126,1
davon Verbrauch im eigenen Betrieb	74,5	78,5	81,6	87,5	87,9	94,6	96,1	102,9	115,2
davon Abgabe an Dritte	3,8	6,4	9,8	9,7	11,9	15,8	15,2	15,6	10,9

Tabelle 3.1 Statistische Daten zu den Kläranlagen mit Klärgasgewinnung in Baden-Württemberg  
[Stat. LA BW 1]

Die Gaserzeugung ist in den Jahren 1999 bis 2007 um fast 25 % gestiegen. Mit rund 60 % hat die Gasnutzung zur Stromerzeugung im gleichen Zeitraum wesentlich stärker zugenommen. Dagegen war bei der Wärmenutzung ein leichter Rückgang der Nutzung zu verzeichnen (Bild 3.1). Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Wärmenutzung in Kläranlagen Grenzen gesetzt sind, da über die Faulturnbeheizung, Klärschlamm-trocknung und Beheizung des Betriebsgebäudes in der Regel keine zusätzlichen Wärmesenken vorhanden sind und wegen der räumlichen Entfernung beispielsweise zu Wohngebieten meist nicht wirtschaftlich erschlossen werden können. Durch den hohen Wärmebedarf kann in Kläranlagen im Vergleich zu Biogasanlagen ein vergleichsweise großer Anteil der KWK-Wärme

<sup>i</sup> Durch die Abfackelung wird lediglich das Treibhausgas Methan (Treibhauspotenzial 21) in weniger klimaschädliches CO<sub>2</sub> (Treibhauspotenzial 1) umgewandelt.

genutzt werden. Die Stromerzeugung kann dagegen im Rahmen der Klärgasmenge beliebig ausgeweitet werden, da der Strom nicht selbst genutzt werden muss, sondern in Zeiten des Überschusses in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden kann.

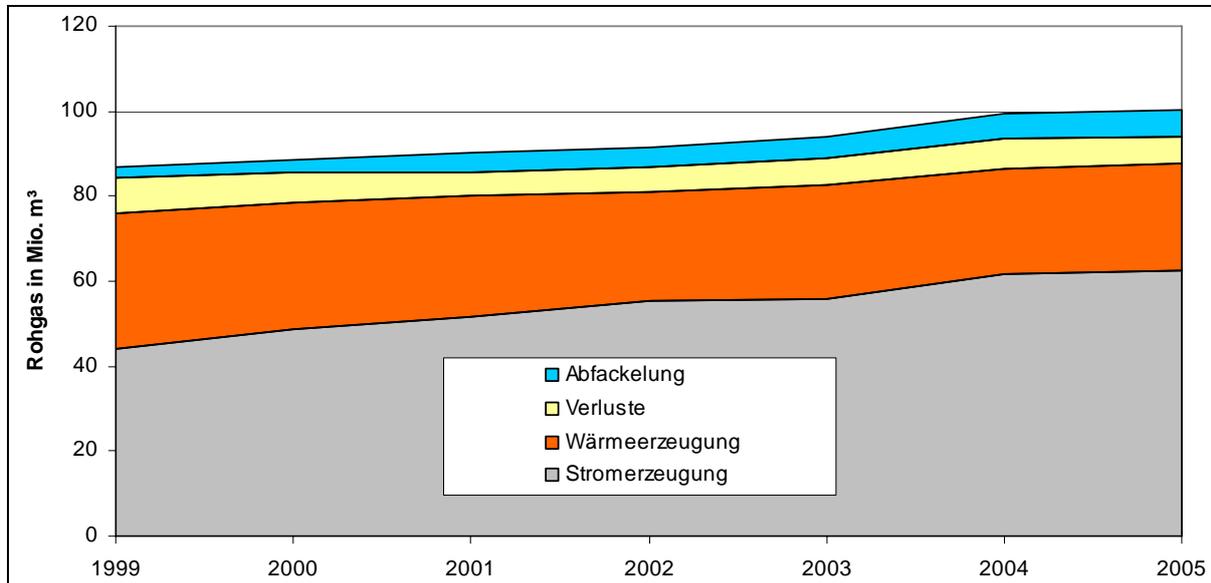


Bild 3.1 Rohgasnutzung von 1999 bis 2005 in Kläranlagen Baden-Württembergs [Stat. LA BW 1]

Insgesamt sind in Baden-Württemberg rund 1.100 Kläranlagen in Betrieb, die gemäß Bild 3.2 den Größenklassen 1 bis 5 zugehören. Rund ein Drittel der Kläranlagen in Baden-Württemberg lassen sich in die Größenklasse 2 (1.000 - 5.000 EW) einordnen<sup>ii</sup>. Jeweils rund ein Viertel der Anlagen entsprechen den Größenklassen 1 (<1.000 EW) und 4 (10.001 - 100.000). 13 % der Kläranlagen verarbeiten Abwasser in Höhe von 5.001-10.000 EW (Größenklasse 3) und lediglich 4 % der Anlagen lassen sich der Größenklasse 5 (>100.000 EW) zuordnen.

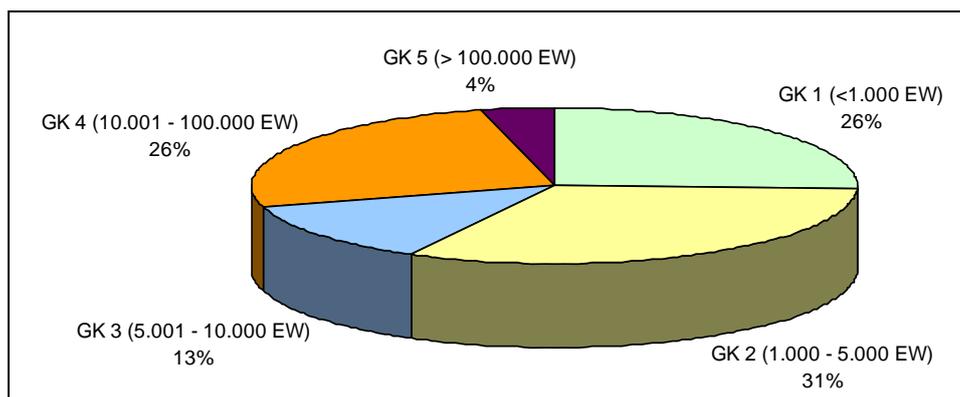


Bild 3.2 Zusammensetzung der Kläranlagen in Baden-Württemberg nach Größenklassen auf Basis einer Stichprobe [UM BW 2]

Für das Jahr 2005 wird für die Kläranlagen in Baden-Württemberg eine elektrische Leistung von 35 MW angegeben, die sich auf 180 Anlagen verteilt, die in Summe rund 110 GWh Strom bereitstellen [Blesl, Ohl]. Daraus lässt sich eine mittlere Vollaststundenzahl von rund 3.140 Stunden ermitteln. Dies lässt

<sup>ii</sup> Der Einwohnerwert entspricht der Summe aus den Einwohnern sowie der auf Einwohner umgerechnete Wert aus Gewerbe/Industrie.

darauf schließen, dass die installierten BHKW tendenziell zu groß ausgelegt sind, da mit einem optimal ausgelegten BHKW Volllaststunden im Bereich von 7.000 bis 8.000 Stunden erreicht werden können.

Kläranlagen, in denen eine anaerobe Stabilisierung des Klärschlammes erfolgt, weisen einen hohen Energiebedarf sowohl an Strom als auch an Wärme auf. Vor allem die Beheizung des Faulturms, in dem der Klärschlamm stabilisiert wird, geht mit einem hohen Wärmebedarf in die Energiebilanz einer Kläranlage ein. Um den Bezug von Strom und Brennstoffen gering zu halten, bietet es sich an, den praktisch ganzjährig vorhandenen Wärmebedarf des Faulturms durch die Abwärme aus einem klärgas-befeuerten BHKW zu decken. Die Energieflüsse einer Kläranlage mit Faulung sind in Bild 3.3 qualitativ dargestellt.

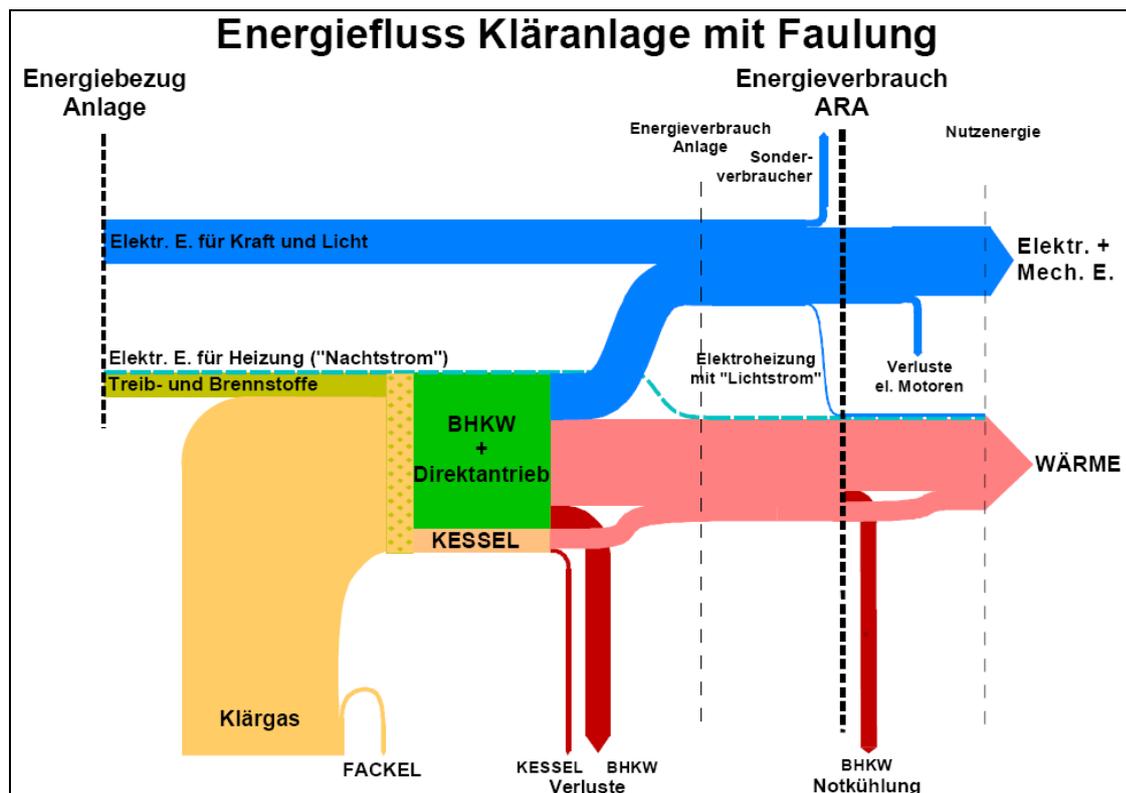


Bild 3.3 Qualitatives Energieflussdiagramm für eine Kläranlage mit Faulurm und BHKW (ARA: Abwasserreinigungsanlage) [BM Österreich]

Im Einzelfall muss entschieden werden, ob eine komplette Stromeigennutzung oder eine komplette Stromeinspeisung sinnvoll ist. Dies richtet sich nach den Strombezugskosten; sind diese höher, als die mögliche EEG-Vergütung, ist es aus wirtschaftlicher Sicht besser, den Strom selbst zu verbrauchen und damit den Strombezug zu mindern. Im umgekehrten Fall, d. h. wenn die Strombezugskosten unter der EEG-Vergütung liegen, sollte der vom BHKW bereitgestellte Strom vollständig eingespeist werden und der Bedarf aus dem Netz gedeckt werden<sup>iii</sup>.

### 3.1.2 Biogas

Für die Jahre bis einschließlich 2004 liegen detaillierte Daten des Ministeriums für Ernährung und Ländlichen Raum zu den Biogasanlagen in Baden-Württemberg vor. Daraus lassen sich Aussagen zur

<sup>iii</sup> Zur EEG-Vergütung s. Kapitel 3.2.1.2 Deponie- und Klärgas

Struktur des Anlagenbestands an Biogasanlagen in Baden-Württemberg ableiten. Zur installierten Leistung und Stromerzeugung von Biogasanlagen liegen aktuelle Daten bis Ende 2007 vor.

Tendenziell ist die mittlere Anlagengröße in Baden-Württemberg in den vergangenen Jahren gestiegen. Die im Rahmen dieses Projektes interessanten Anlagen befinden sich jedoch im unteren Leistungsbereich, wie in den folgenden Kapiteln beschrieben wird. Bild 3.4 veranschaulicht die Anzahl, die kumulierte Leistung sowie die mittlere Leistung für fünf Leistungsklassen.

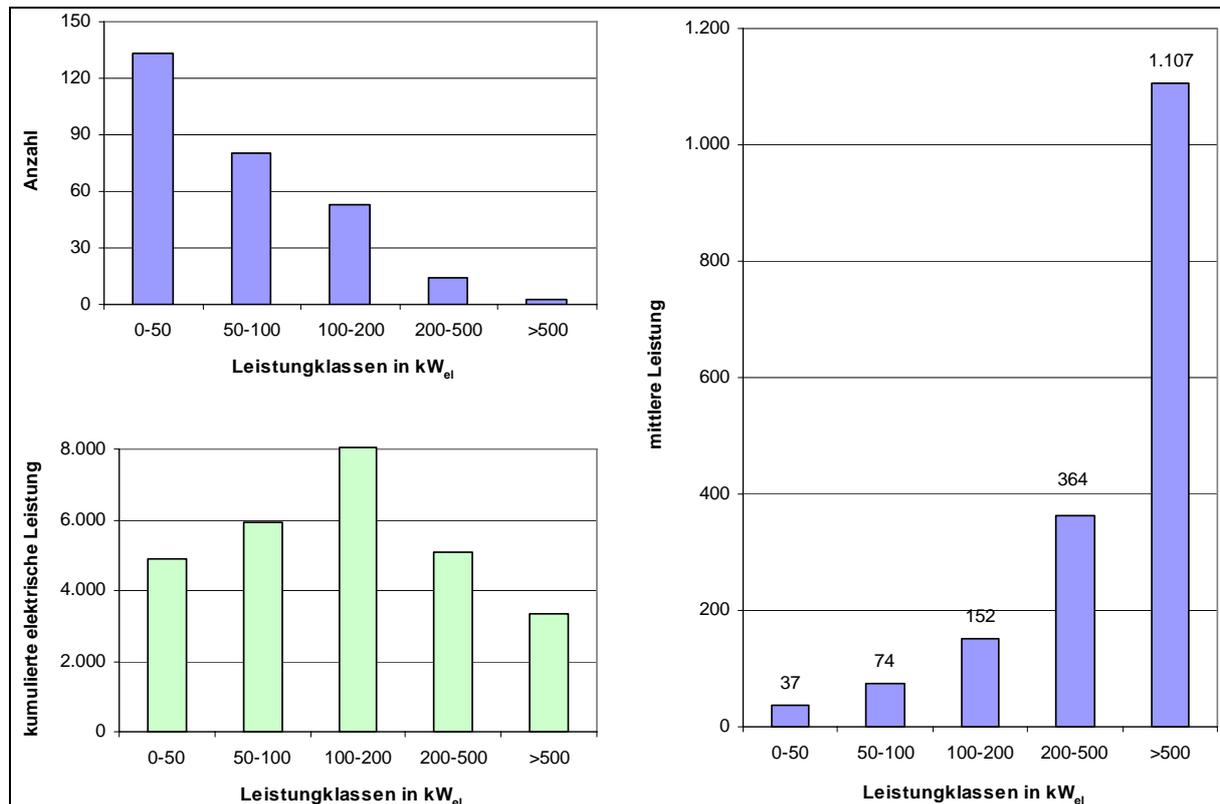


Bild 3.4 Anzahl, kumulierte Leistung und mittlere Leistung der Biogasanlagen in Baden-Württemberg bis 2004 [MLR]

Anlagen im Leistungsbereich bis 50 kW<sub>el</sub> stellen nach der Anzahl mit annähernd 50 % den Großteil der Biogasanlagen in Baden-Württemberg. Für die größeren Leistungsklassen nimmt die Anzahl der Anlagen kontinuierlich ab. Anlagen bis einschließlich 200 kW<sub>el</sub> stehen für rund 95 % der Biogasanlagen im Land. Anlagen über 200 kW<sub>el</sub> repräsentieren jedoch in Bezug auf die elektrische Leistung rund ein Drittel der in Baden-Württemberg installierten Anlagen. Den höchsten Anteil an der installierten Leistung nehmen Anlagen zwischen 100 und 200 kW<sub>el</sub> in Anspruch.

Für die verschiedenen Leistungsklassen wurde jeweils die mittlere elektrische Leistung berechnet. Im Rahmen dieses Forschungsprojekts steht vor allem die Klasse der Anlagen zwischen 100 und 200 kW<sub>el</sub> sowohl für Mikrogasturbinen als auch für Stirling- BHKW im Mittelpunkt der Betrachtungen. Die mittlere Leistung in dieser Klasse beträgt 152 kW<sub>el</sub>. In Kapitel 7.2 wird beschrieben werden, warum insbesondere Biogasanlagen im Leistungsbereich von 100 bis 150 kW<sub>el</sub> für einen Einsatz von Stirling-BHKW geeignet sind. Ebenso wird in diesem Kapitel erläutert, weshalb ein Einsatzbereich in Biogasanlagen unterhalb 10 kW<sub>el</sub> in Baden-Württemberg und Deutschland wenig Sinn macht. Das Minimum der installierten elektrischen Leistung von Biogasanlagen in Baden-Württemberg stellen zwei Anlagen mit jeweils 10 kW<sub>el</sub> dar. Diese geringe Anzahl zeigt bereits, dass Biogasanlagen in diesem Leistungsbereich nur vereinzelt realisiert wurden. Auch in Zukunft werden solche Kleinstanlagen nicht in bedeutendem Umfang errichtet werden, womit in dieser Leistungsklasse kaum Potenzial zum Einsatz

von Stirling-BHKW besteht. In nennenswerter Zahl wurden Kleinanlagen erst ab einer Leistung von 25 kW<sub>el</sub> gebaut.

Aus den vorliegenden Daten bis zum Jahr 2004 ergibt sich ein Anteil von 20 % (bezogen auf die Anlagenzahl) für Biogasanlagen zwischen 100 und 200 kW. Da jedoch immer größere Anlagen in Betrieb gehen, verschiebt sich der Schwerpunkt in Bild 3.4 (links oben) weiter in Richtung mittlerer und großer Anlagen. Wie sich der Zubau an Anlagen vor dem Hintergrund des novellierten EEG 2009 darstellen wird, kann zum Zeitpunkt der Berichtserstellung nicht abgesehen werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass hauptsächlich Anlagen bis 150 kW<sub>el</sub> sowie größere Anlagen im MW-Bereich errichtet werden (vgl. 3.2.1.1). Damit würde sich der Schwerpunkt zu geeigneten Anlagen für die Technologien Mikrogasturbine und Stirling-BHKW verschieben. Für die Potenzialabschätzung (vgl. 7.4) lässt sich damit eine Tendenz angeben. Allerdings wird erst die tatsächliche Entwicklung des Anlagenzubaus 2009 zeigen, ob sich ausreichend Einsatzgebiete für die Technologien Mikrogasturbine und Stirling-BHKW im Bereich Biogas eröffnen werden.

Bild 3.5 zeigt die Entwicklung der installierten elektrischen Leistung und Strombereitstellung von Biogasanlagen in Baden-Württemberg seit 1998. Insbesondere in den Jahren seit 2004 war ein deutlicher Zuwachs bei der installierten Leistung zu verzeichnen, die sich von 2004 auf 2007 fast verfünffacht hat. Der Zubau an Biogasanlagen im Jahr 2007 hat sich vergleichsweise schwach dargestellt: Dieser ist im Jahr 2007 auf rund 31 MW<sub>el</sub> zurückgegangen, während im Jahr 2006 noch rund 42 MW<sub>el</sub> zugebaut wurden. Rund 10 % der in Deutschland installierten elektrischen Leistung von Biogasanlagen befindet sich in Baden-Württemberg. Dieser Anteil liegt seit 1998 nahezu konstant in diesem Bereich.

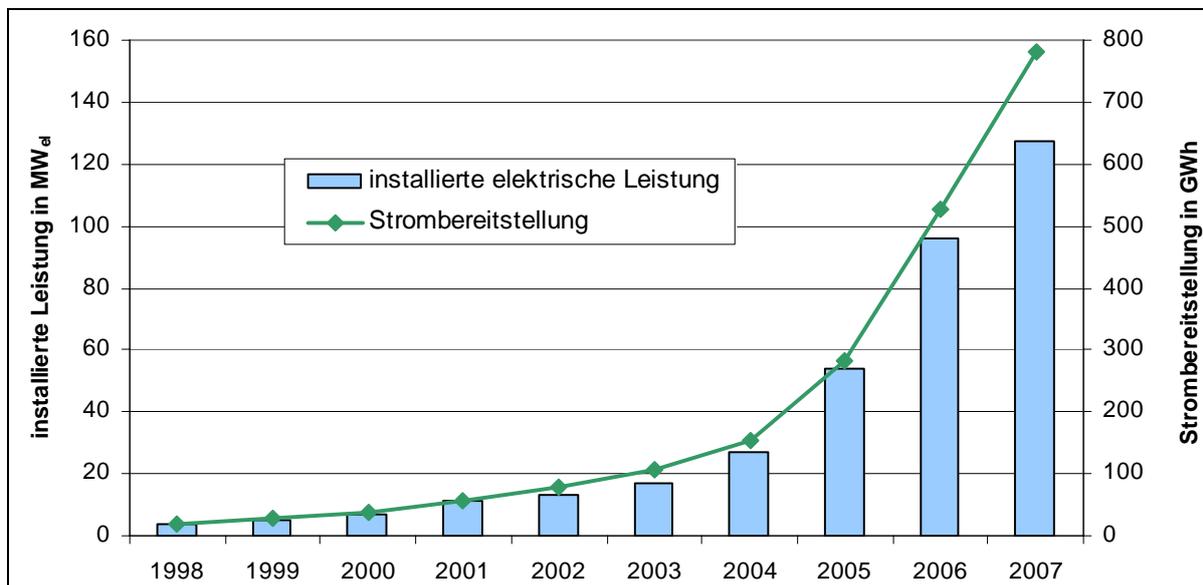


Bild 3.5 Entwicklung der installierten Leistung und Stromerzeugung von Biogasanlagen in Baden-Württemberg [UM BW 3]

Die mittlere elektrische Leistung der Biogasanlagen in Baden-Württemberg ist seit 2004 von 97 kW über 138 kW, 198 kW bis 233 kW angestiegen. Bild 3.6 zeigt die Anzahl und die installierte elektrische Leistung der Biogasanlagen in Baden-Württemberg nach Landkreisen zum Stand Ende 2007. Dabei erstreckt sich die mittlere Leistung von 90 kW<sub>el</sub> im Rems-Murr-Kreis bis zu 750 kW<sub>el</sub> im Landkreis Rastatt.

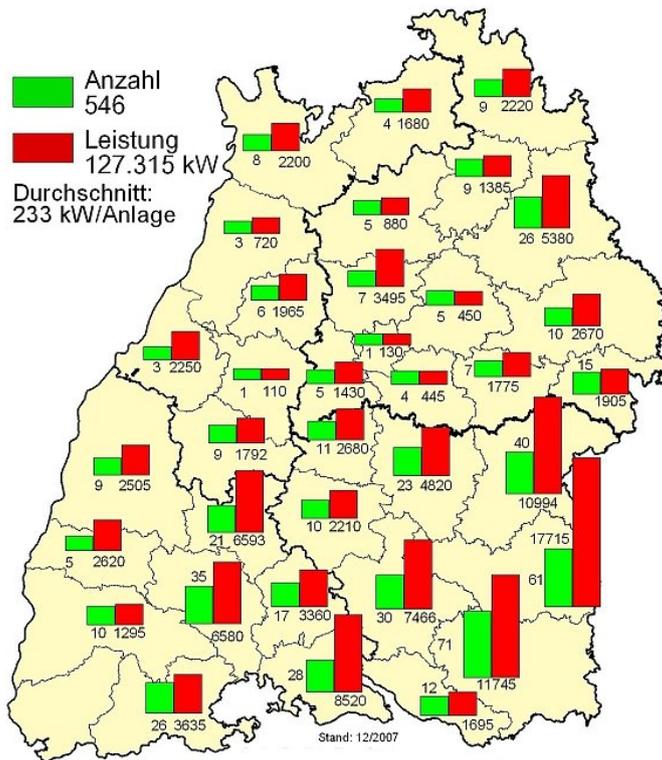


Bild 3.6 Biogasanlagen in den Landkreisen Baden-Württembergs nach Anzahl und Leistung (Stand: Dezember 2007) [MLR]

Im bundesweiten Vergleich liegt Baden-Württemberg mit 230 kW durchschnittlicher elektrischer Leistung im Bereich der kleineren Anlagen (Bild 3.7). Auffallend ist, dass im Durchschnitt Biogasanlagen in den beiden südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg weniger als halb so groß sind wie in den nordostdeutschen Bundesländern.

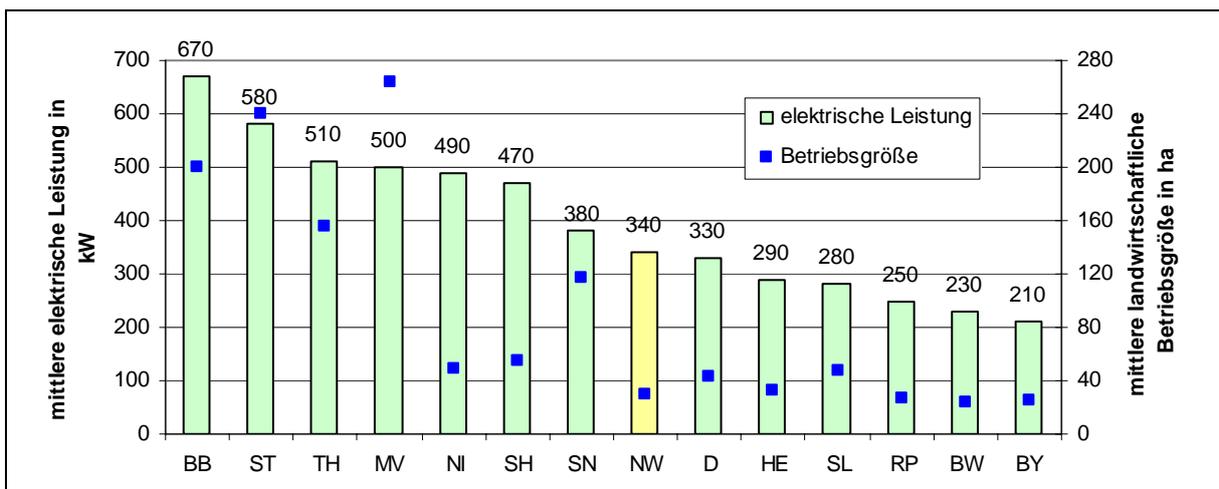


Bild 3.7 Mittlere elektrische Leistung der Biogasanlagen [Institut Energetik] (Stand 12/2007) sowie mittlere landwirtschaftliche Betriebsgröße [Stat. BA] (Stand 2005) in den Bundesländern (ohne Stadtstaaten)

Zusätzlich zur mittleren elektrischen Leistung zeigt Bild 3.7 auch die mittlere Größe von landwirtschaftlichen Betrieben in den Bundesländern. Mit Ausnahme von Niedersachsen ist eine Korrelation von Betriebsgröße und elektrischer Leistung der Biogasanlagen festzustellen. In Bayern und Baden-

Württemberg sind somit nicht nur im Mittel die Anlagen mit der geringsten elektrischen Leistung installiert sondern auch in durchschnittlich wesentlich kleineren Betrieben als in den nordostdeutschen Bundesländern.

Neben der Errichtung von Biogasanlagen im landwirtschaftlichen Bereich werden mittlerweile auch vereinzelte Biogasanlagen-Parks im Megawatt-Bereich realisiert, die sich zumeist aus mehreren Anlagen im mittleren Leistungsbereich zusammensetzen. Dem wird jedoch mit dem novellierten EEG 2009 Einhalt geboten werden, da Großanlagen ab 2009 keine höhere Vergütung erhalten können, indem der Anlagenpark in mehrere kleine Anlagen aufgeteilt wird. Diese Regelung wird voraussichtlich auch rückwirkend gelten.

### 3.1.3 Deponiegas

Laut dem Abfallbericht 2006 des Umweltministeriums Baden-Württemberg werden seit dem Rohmülldeponierungsverbot ab Juni 2005 noch 32 ehemalige Hausmülldeponien betrieben. Im Zuge des Rohmülldeponierungsverbots befinden sich zahlreiche Deponien in Baden-Württemberg in der Stilllegungsphase. Bild 3.8 zeigt in Form einer Karte die Standorte ehemaliger Hausmülldeponien in Baden-Württemberg. Nach Einschätzung der LUBW sind langfristig lediglich 12 Deponien in Baden-Württemberg zur Aufrechterhaltung der Entsorgungssicherheit notwendig [LUBW Daten]. In der Stilllegungsphase befinden sich insgesamt 16 Deponien:

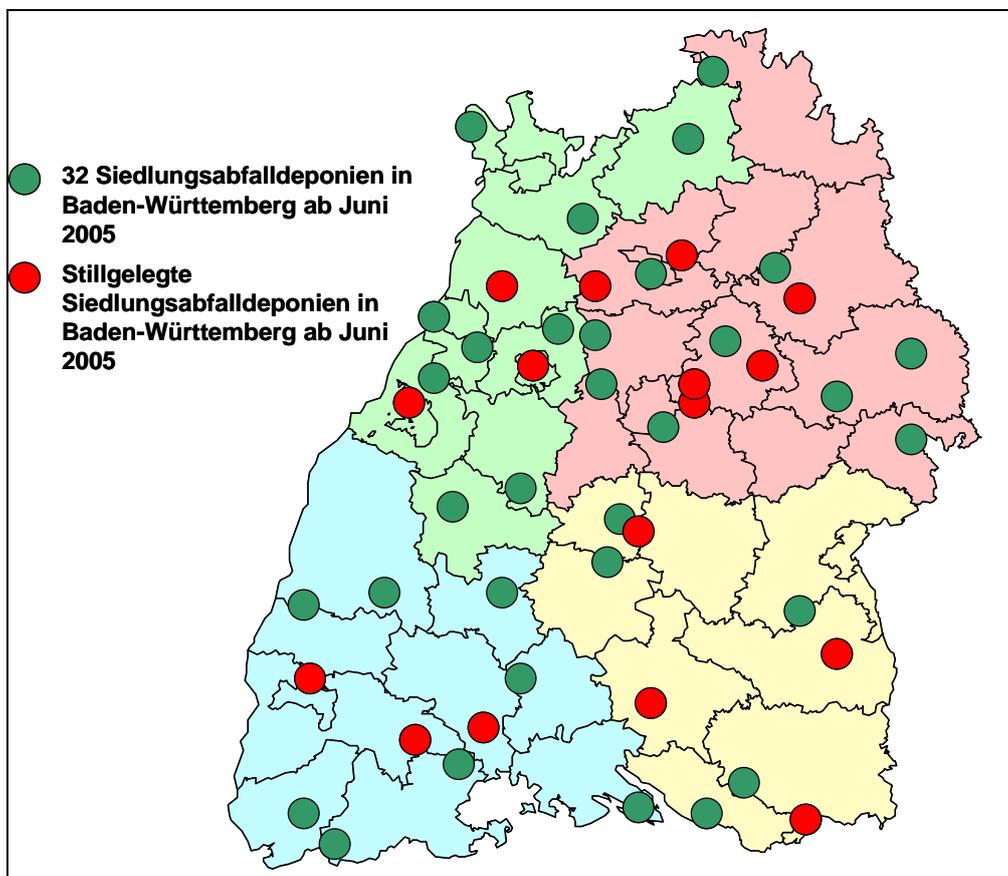


Bild 3.8 Siedlungsabfalldeponien in Baden-Württemberg [LUBW Daten], Stand Ende 2005

In den Siedlungsabfalldeponien wurden bis zum Rohmülldeponierungsverbot organische Materialien abgelagert. Damit fällt Deponiegas an, das zu erfassen ist<sup>iv</sup>. Viele Deponien nutzen das anfallende Deponiegas zur Stromerzeugung bzw. zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Tabelle 3.2 zeigt für die ehemaligen Hausmülldeponien (einschließlich Restdeponien, die in Bild 3.8 nicht dargestellt sind) die jährlich erfassten Gasmengen sowie die daraus bereitgestellten Strom- und Wärmemengen.

Jahr	Deponien mit Gas-erfassung *	erfasste Gasmenge in 1.000 m <sup>3</sup>	erzeugte Strommenge in MWh	davon		erzeugte Wärmemenge in MWh	davon	
				Abgabe in MWh	Eigennutzung in MWh		Abgabe in MWh	Eigennutzung in MWh
2000	63	137.800	96.946	85.659	11.287	87.711	59.066	28.645
2001	63	123.626	105.591	96.080	9.511	98.581	76.503	22.078
2002	63	120.362	108.462	99.664	8.798	160.055	140.411	19.644
2003	62	111.678	104.794	95.454	9.340	173.437	134.157	39.280
2004	62	104.778	96.258	89.735	6.523	141.923	109.096	32.827
2005	61	95.730	91.560	84.932	6.628	62.839	46.776	16.063
2006	60	85.271	76.789	69.816	6.973	57.892	43.457	14.435
2007	60	76.738	72.173	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

\* einschließlich Restdeponien

Tabelle 3.2 Gaserfassung und Nutzung auf aktiven und stillgelegten ehemaligen Hausmülldeponien (einschließlich Restdeponien) in Baden-Württemberg [Stat. LA BW 2]

Die erfasste Gasmenge hat in Summe in den vergangenen Jahren stetig abgenommen. Im Jahr 2007 betrug der Gasanfall 44 % weniger als im Jahr 2000. Damit einher geht eine sinkende Strombereitstellung. Diese hat jedoch nicht stetig abgenommen, sondern ist von 2000 bis 2002 angestiegen. Der Zubau von Deponiegasanlagen zur Strombereitstellung ist zum Großteil dem Inkrafttreten des EEG im März 2000 zuzuschreiben. Dies spiegeln auch die Zahlen zur erzeugten Wärmemenge wider, die bis einschließlich 2003 angestiegen ist. Die installierte Leistung der Deponiegasanlagen in Baden-Württemberg beträgt rund 77 MW<sub>el</sub> zum Ende des Jahres 2007, die sich aus rund 40 Anlagen zusammensetzt. Damit sind in zwei von drei Deponien in Baden-Württemberg Blockheizkraftwerke installiert. Anhand der Strommenge und der installierten Leistung lässt sich eine Volllaststundenzahl von lediglich rund 1.000 h ermitteln. Es kann davon ausgegangen werden, dass bei vielen Deponien der Deponiegasanfall mittlerweile so weit gesunken ist, so dass viele BHKW nur noch im Teil- oder gar Schwachlastbereich genutzt werden können und mittlerweile zu groß dimensioniert sind. Der mittlere stündliche Gasanfall der Deponien in Baden-Württemberg bewegt sich in einer sehr breiten Spanne von 7 bis knapp 1.500 m<sup>3</sup>/h. Der Gasanfall des Großteils der Deponien befindet sich dabei im zwei- bzw. dreistelligen m<sup>3</sup>/h-Bereich. Für den Einsatz eines Stirling-BHKW ist jedoch sicherzustellen, dass nur ein geringer Gasanfall im Bereich von 5 bis 10 m<sup>3</sup>/h besteht, da ein Stirling-BHKW ansonsten eine zu geringe Leistung aufweist. In Baden-Württemberg fällt derzeit bei lediglich einer Deponie ein Volumenstrom von weniger als 10 m<sup>3</sup>/h an [Stat. LA BW 3].

Grundsätzlich sind bei sämtlichen Deponien im Verlauf der Nutzungsdauer abnehmende Gasmengen zu erwarten, da die organischen Verbindungen und Materialien im Deponiekörper mehr und mehr zersetzt werden. Bild 3.9 zeigt die Deponiegasmenge einer beispielhaften Deponie in Abhängigkeit von der Lagerungszeit für Deponien mit hoher und niedriger Gasproduktion. Die Deponiegasmengen bei hoher bzw. niedriger Gasproduktion halbieren sich vom Ende der Ablagerung an in rund 7 bis 10 Jahren.

<sup>iv</sup> Wie auch bei Kläranlagen hat bei Deponiegasanlagen das Treibhausgas Methan aufgefangen zu werden, um zumindest durch Abfackelung die Treibhausgaswirkung auf 1/21 von Methan zu mindern.

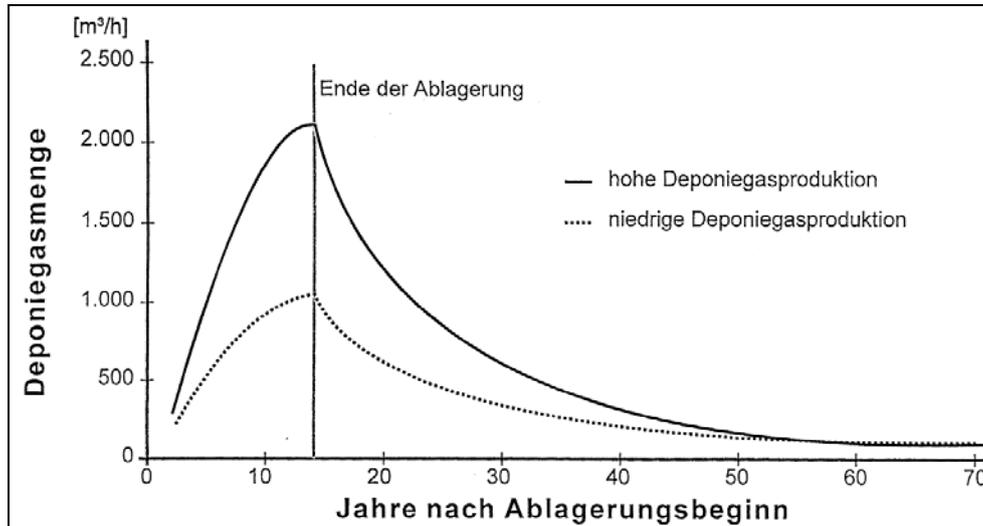


Bild 3.9 Deponiegasmenge in Abhängigkeit von der Lagerungszeit [AGFW]

Durch die Zersetzung der organischen Materialien im Deponiekörper sinkt die Deponiegasmenge nach dem Ende der Ablagerung kontinuierlich ab. Seit Juni 2005 besteht ein Verbot der Rohmülldeponierung, d. h. dass Restabfälle aus Haushalten und Gewerbebetrieben vor der Deponierung entweder thermisch oder hinreichend mechanisch-biologisch behandelt werden müssen. Dadurch wird seitdem deutlich weniger organische Substanz in die Deponiekörper eingetragen. Gleichzeitig steigt damit das entsorgte Abfallvolumen in Anlagen zur thermischen Behandlung und Verwertung. Dies verdeutlicht Bild 3.10, in dem die Mengenentwicklung des kommunalen Abfallaufkommens in Baden-Württemberg nach der Art der Entsorgung aufgetragen ist.

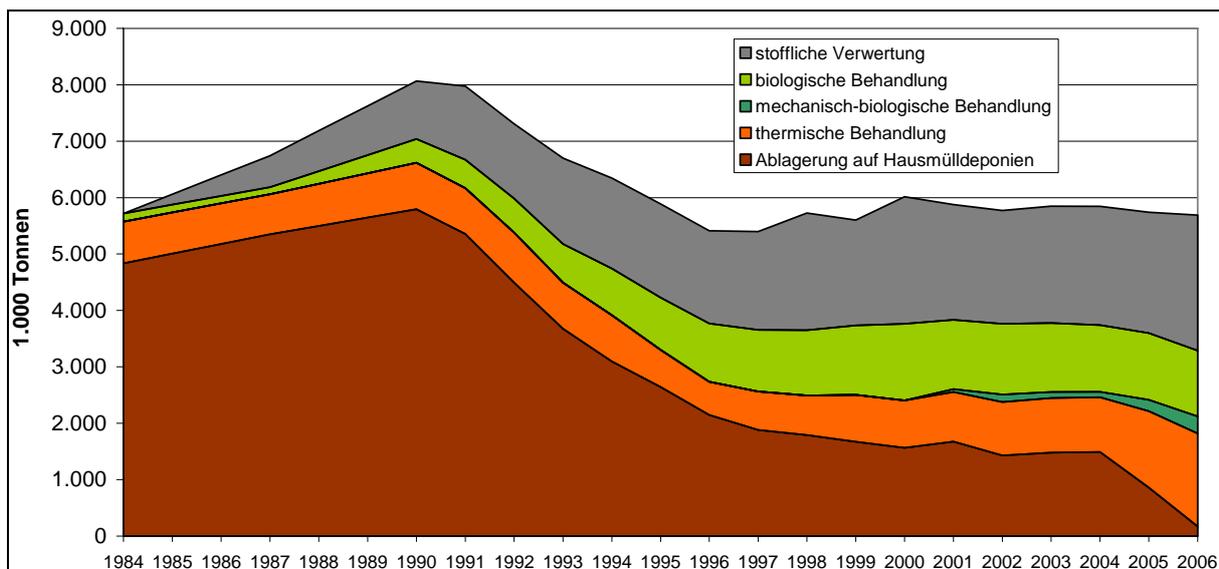


Bild 3.10 Mengenentwicklung des kommunalen Abfallaufkommens in Baden-Württemberg 1984 bis 2006 nach Art der Entsorgung<sup>v</sup>

<sup>v</sup> Ohne Baurestmassen, Problemstoffe, E-Altgeräte/Leuchtstoffröhren und auf Bodenaushub-, Bauschuttdeponien abgelagerte Abfälle, ab 2002 ohne asbesthaltige Abfälle. Umweltministerium Baden-Württemberg: Abfallbilanz 2006. Daten, Zahlen, Fakten. Stuttgart, September 2007



Der Deponiegasmarkt in Deutschland und auch in Baden-Württemberg ist mittlerweile weitgehend gesättigt. Wegen des Verbots der Rohmülldeponierung wird der Markt mittel- bis langfristig auslaufen. Vor allem durch die Erneuerung bestehender Anlagen zur Gasnutzung lassen sich in Zukunft bisher ungenutzte Potenziale erschließen [BM Umwelt 1].

Durch die in der Regel siedlungsferne Lage von Deponien stellt sich bei der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung zur Verwertung des Deponiegases die Frage der Wärmenutzung. Deponien weisen lediglich einen geringen Wärmebedarf auf, den die vom BHKW bereitgestellte Wärmemenge weit übersteigt. Daneben ist, analog zum Absinken der Deponiegasmenge, von jährlich geringer werdenden Wärmemengen auszugehen. Die Verlegung eines Nahwärmenetzes scheidet damit aus, da im Verhältnis zur Länge des Nahwärmenetzes nur ein geringer Wärmeabsatz realisiert werden kann. Mit einem Temperaturniveau von 60 bis 70 °C eignet sich ein Stirling-BHKW auch kaum zur Wärmebereitstellung für ein Nahwärmenetz. Beim Einsatz von KWK-Aggregaten auf Deponien sollte das Hauptaugenmerk auf einen hohen elektrischen Wirkungsgrad und somit einen hohen Stromertrag gelegt werden. Die Verlegung einer Deponiegasleitung im Leistungsbereich von Stirling-BHKW scheidet wegen der im Vergleich zur transportierten Gasmenge (die über die Jahre auch deutlich abnimmt) zu hohen Investitionen aus.

Auch der Einsatz von Mikrogasturbinen auf Deponien erscheint angesichts der zwei kritischen Merkmale niedriger elektrischer Wirkungsgrad und hohe spezifische Investitionskosten sowie vor dem unzureichenden Wärmeabsatz als wenig sinnvoll. Tabelle 3.3 fasst die wichtigsten Anforderungen an eine KWK-Anlage zum Einsatz auf einer Deponie zusammen. Den Anforderungen gegenübergestellt sind die qualitativen Erfüllungsgrade der einzelnen KWK-Technologien Stirling-BHKW, Mikrogasturbine und Motor-BHKW.

Anforderungen an KWK-Anlagen für den Einsatz auf Deponien	Erfüllungsgrad der einzelnen Technologien		
	Stirling-BHKW	Mikrogasturbine	Motor-BHKW
Hoher elektrischer Wirkungsgrad	Niedrig	Mittel	Hoch
Geringe spezifische Kosten	Niedrig	Niedrig	Hoch
Minimale Wärmebereitstellung (bei den gegebenen Beschränkungen beim Wärmeabsatz)	Niedrig	Niedrig	Mittel
Robuste und langlebige Technik	Mittel	Hoch	Hoch

Tabelle 3.3 Anforderungen und Erfüllungsgrad von KWK-Technologien zum Einsatz auf Deponien

Wie bereits angedeutet wurde, können Stirling-BHKW und Mikrogasturbinen im Vergleich zu Motor-BHKW die wichtigsten Anforderungen nicht erfüllen: Der relativ hohe elektrische Wirkungsgrad sowie die vergleichsweise geringen Kosten für Motor-BHKW schließen den Einsatz von Stirling-BHKW und Mikrogasturbine auf Deponien in der Regel eher aus. Auch bei den Kriterien minimale Wärmebereitstellung sowie robuster und langlebiger Technik ist für Motor-BHKW ein höherer Erfüllungsgrad gegeben. Insgesamt zeigt sich deutlich, dass ein Motor-BHKW die aus Betreibersicht wichtigsten Anforderungen wesentlich besser erfüllen kann als ein Stirling-BHKW oder eine Mikrogasturbine.

Zum derzeitigen Stand kann davon ausgegangen werden, dass der Einsatz von Stirling-BHKW oder Mikrogasturbinen an Deponien in Baden-Württemberg nur in wenigen Einzelfällen möglich sein wird, nämlich dort, wo eine für Deponien unübliche siedlungsnahe Lage gegeben ist. In diesem Fall besteht gegebenenfalls die Möglichkeit eines ausreichend großen Wärmeabsatzes über die Anbindung eines Wohn- oder Industriegebiets. Diese Einzelfälle werden sich darüber hinaus auf Deponien beschränken,



bei denen das organische Material bereits zum Großteil zersetzt ist und ein für mindestens 15 Jahre gleich bleibender Gasanfall prognostiziert werden kann. Durch den vergleichsweise hohen Kapitaleinsatz bei Stirling-BHKW oder Mikrogasturbinen ist eine hohe und dauerhafte Auslastung der Anlage notwendig. Dies kann nur dort gewährleistet werden, wo die Deponiegasbereitstellung bereits bis auf ein geringes, aber konstantes Niveau abgesunken ist. Ein signifikantes Potenzial für den Einsatz von Stirling-BHKW bzw. Mikrogasturbinen an Deponien in Baden-Württemberg kann somit nicht attestiert werden. Vor dem Hintergrund dieser qualitativen Bewertungen, die bereits ein eindeutiges Ergebnis erkennen lassen, erübrigt sich eine quantitative Gegenüberstellung der Technologien anhand von Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

## 3.2 EEG Vergütung und sonstige Rahmenbedingungen

### 3.2.1 Entwicklung der Vergütungssätze

Seit dem Jahr 2000 regelt das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare Energien Gesetz, kurz EEG) die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Nach einer ersten Novellierung des EEG im Jahr 2004 hat das Bundeskabinett am 5. Dezember 2007 einen Entwurf für das „Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien“ und damit zusammenhängender Vorschriften beschlossen. Am 6. Juni 2008 wurde schließlich vom Bundestag das neue EEG beschlossen und Ende Oktober 2008 im Bundesanzeiger veröffentlicht. Es löst am 01.01.2009 das bislang geltende EEG ab. Mit der Novellierung werden zahlreiche Veränderungen eingeführt. Aus der Sicht von bereits bestehenden bzw. zukünftigen Anlagenbetreiber sind dies fast ausschließlich positive Änderungen. Im Folgenden wird für die Bereiche Biogas und Deponie-, Klär-, und Grubengas dargestellt, wie sich die Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Anlagen, die im Jahr 2009 in Betrieb genommen werden, vom EEG 2004 zum EEG 2009 verändern.

#### 3.2.1.1 Biogas

Die Grundvergütung für Biogas ändert sich nur bei Anlagen bis 150 kW<sub>el</sub>: Hierbei wird der Vergütungssatz aufgrund veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen um einen Cent auf 11,67 Cent/kWh gegenüber dem EEG 2004 angehoben. Dieser neue Satz gilt ebenfalls für Altanlagen. Damit sollen bereits bestehende Anlagen, die durch Preissteigerungen von Rohstoffen in den vergangenen Monaten in die Unwirtschaftlichkeit geraten sind, wieder in den Bereich der Kostendeckung gebracht werden. Im Bereich der Neuanlagen war ebenso eine Teuerung zu verzeichnen, womit die Erhöhung der Grundvergütung auch für Neuanlagen gerechtfertigt ist.

Im EEG 2009 werden darüber hinaus mehrere Arten von Boni für Biogasanlagen (Tabelle 3.4) gewährt. Für Strom aus gasförmiger Biomasse werden die Boni für nachwachsende Rohstoffe (bis 500 kW<sub>el</sub>) und für Kraft-Wärme-Kopplung jeweils angehoben. Die Erhöhung des NawaRo-Bonus war aufgrund der teilweise massiv gestiegenen Agrarpreise und der damit gestiegenen Substratkosten für Biogasanlagen notwendig geworden. Zusätzlich werden für den Leistungsanteil bis 500 kW<sub>el</sub> verschiedene Boni gewährt, wenn die Anlagen zu mindestens 30% mit Wirtschaftsdünger (z.B. Mist, Gülle, Stroh) bzw. überwiegend (> 50 %) mit Landschaftspflegematerial betrieben werden. Hintergrund für diese Erhöhung ist die Tatsache, dass im EEG-Erfahrungsbericht ein abnehmendes Interesse an der Vergärung von Wirtschaftsdünger konstatiert wird, obwohl hier ein sehr großes Potential vorhanden ist. Daneben ist diese Art von Substrat nicht oder nicht in dem Ausmaß an Preisschwankungen bzw. -steigerungen gebunden, wie dies beispielsweise bei Maissilage der Fall ist. Um die dezentrale Nutzung zu begünstigen, wird der Gülle-Bonus verstärkt für die Leistungsanteile bis 150 kW<sub>el</sub> gewährt.

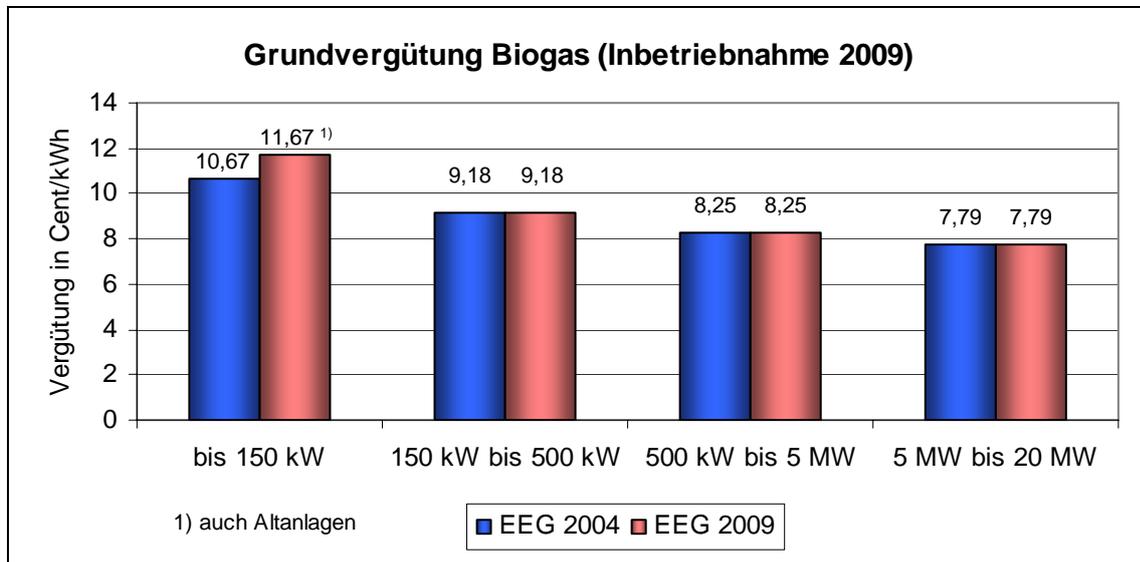


Bild 3.11 Vergleich der Grundvergütungen für Biogas im EEG 2004 und EEG 2009

Der Bonus für die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird von 2,0 auf 3,0 Cent/kWh angehoben, um damit das bislang nur zum Teil genutzte Potential zur Effizienzsteigerung bei Biogasanlagen besser auszuschöpfen. Weiterhin wird sich positiv auf die Nutzung der Abwärme auswirken, dass die Preise für fossile Energieträger stark angestiegen sind. Damit erhöht sich die Wertigkeit der Abwärme, womit der Anreiz steigt, diese als Nutzwärme abzusetzen.

	EEG 2004	EEG 2009
<b>Nawaro Bonus</b>		
bis 150 kW <sub>el</sub>	6	7
bis 150 kW <sub>el</sub> bei mind. 30 % Gülle	6	11
bis 150 kW <sub>el</sub> bei mind. 50 % Landschaftspflegematerial	6	9
bis 500 kW <sub>el</sub>	6	7
bis 500 kW <sub>el</sub> bei mind. 30 % Gülle	6	8
bis 500 kW <sub>el</sub> bei mind. 50 % Landschaftspflegematerial	6	9
bis 5 MW <sub>el</sub>	4	4
<b>Technologiebonus</b>		
Innovative Anlagentechnik	2	2
Bei Gasaufbereitung bis max. 350 Nm <sup>3</sup> /h	0	2
Bei Gasaufbereitung bis max. 700 Nm <sup>3</sup> /h	0	1
<b>KWK-Bonus</b>		
bis 20 MW <sub>el</sub>	2	3
Degression	1,5 % auf Grundvergütung	1 % auf Grundvergütung und Boni

Tabelle 3.4 Vergleich der Boni für Biogas (EEG 2004 zu EEG 2009)



Während die Degression im EEG 2004 noch 1,5 % auf die Grundvergütung betragen hat, wird diese gemäß dem Regierungsentwurf zukünftig 1,0 % für Grundvergütung und alle Boni betragen.

Eine weitere wesentliche Änderung, die jedoch von den Anlagenbetreibern weniger positiv gesehen wird, ist die Behandlung von mehreren Anlagen. Mehrere Anlagen gelten zukünftig unabhängig von den Eigentumsverhältnissen als eine Anlage, wenn sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden oder wenn sie Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien erzeugen. Dies soll jedoch nicht nur für Neuanlagen gelten, sondern auch für bereits bestehende Anlagen<sup>vi</sup>.

Mit den neuen Regelungen ist zu erwarten, dass hauptsächlich Anlagen bis zu einer Größe von 150 kW<sub>el</sub> errichtet werden. Größere Anlagen werden voraussichtlich unter diesen Vergütungsbedingungen erst ab der Megawatt-Klasse errichtet werden. Bei den Anlagen im Megawatt-Bereich ist davon auszugehen, dass diese zunehmend im Bereich der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz genutzt werden. Damit wird die EEG-Regelung genutzt, die besagt, dass aus einem Gasnetz entnommenes Gas als Biomasse gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von Gas aus Biomasse entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeist worden ist. Anlagenbetreiber, die diese Regelung nutzen, erhalten zusätzlich den Technologiebonus. Diese Technologie bzw. Fördermöglichkeit wurde bereits von ersten Biogasanlagenbetreibern genutzt, was sich mit dem Inkrafttreten des EEG 2009 sicher weiter verstärken wird.

### 3.2.1.2 Deponie- und Klärgas

Im Erfahrungsbericht zum EEG [BM Umwelt 1] werden die noch verbleibenden Nutzungspotentiale für Deponie- und Klärgas als gering eingeschätzt. Aufgrund eines rückläufigen Deponiegasaufkommens wird ein Trend zu kleineren Anlagen erwartet. Diese Anlagen werden sich mit den im EEG 2004 festgelegten Vergütungssätzen nicht mehr wirtschaftlich darstellen lassen. Deswegen wird der Vergütungssatz für Deponiegas bis 500 kW<sub>el</sub> von 7,11 auf 9 Cent pro kWh angehoben. Die Vergütungssätze für Klärgasanlagen bleiben unverändert.

---

<sup>vi</sup> Gegen diese Regelung wurde bereits Verfassungsbeschwerde eingelegt. Ein Ergebnis steht jedoch zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch aus.

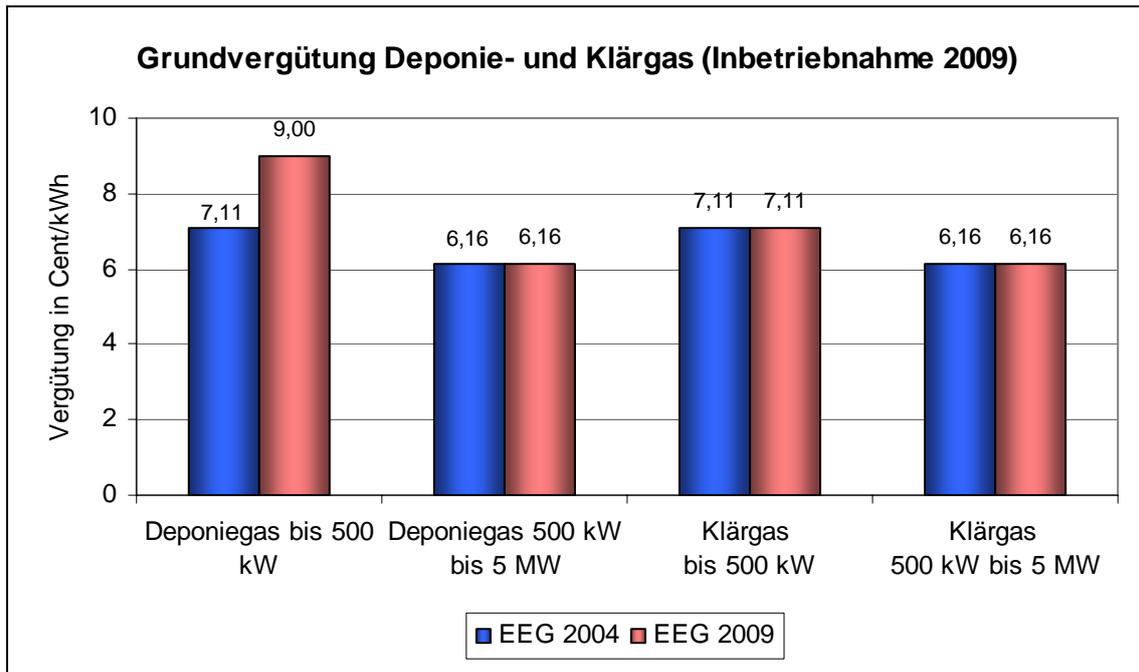


Bild 3.12 Vergleich der Grundvergütung für Deponie- und Klärgas (EEG 2004 zu EEG 2009)

Der **Technologiebonus** ist der einzige Bonus für Deponie- sowie Klärgas und bleibt mit 2,0 Cent/kWh unverändert gegenüber dem EEG 2004. Wie im Bereich Biogas gilt der Technologiebonus auch für Strom aus der Menge Gas, das an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist. Ebenfalls unverändert bleibt mit 1,5 % p.a. die **Degression**, die jedoch zukünftig neben der Grundvergütung auch den Technologiebonus betrifft.

	EEG 2004	EEG 2009
<b>Technologiebonus</b>		
Innovative Anlagentechnik	2	2
Bei Gasaufbereitung bis max. 350 Nm <sup>3</sup> /h	-	2
Bei Gasaufbereitung bis max. 700 Nm <sup>3</sup> /h	-	1
Degression	1,5 % auf Grundvergütung	1,5 % auf Grundvergütung und Boni

Tabelle 3.5 Vergleich der Boni für Deponie- und Klärgasanlagen (EEG 2004 zu EEG 2009)

### 3.2.2 Mini-KWK-Richtlinie

Seit 1. September 2008 existiert ein Förderprogramm für wärmegeführte Mini-KWK-Anlagen. Die Richtlinie gilt ausschließlich für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 50 kW<sub>el</sub>. Damit kann zusätzlich zur Einspeisevergütung nach dem EEG bzw. zusätzlich zur Eigenversorgung die Wirtschaftlichkeit einer Mini-KWK-Anlage deutlich verbessert werden.

Die Förderung erfolgt über einen Investitionskostenzuschuss, der beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle beantragt wird. Bei geringen Schadstoffemissionen kann der Investitionskostenzuschuss durch einen Umweltbonus aufgestockt werden. Die Voraussetzung dafür ist, dass die jeweils gültige TA-Luft für NO<sub>x</sub> und CO um 50 % unterschritten wird. Im Falle des Stirling-BHKW dürften diese Bedingungen problemlos erfüllt werden dürfen: Die TA-Luft schreibt für Klein-BHKW unter 30 kW<sub>el</sub>, zu denen auch Stirling-BHKW gehören, vor, dass die Anforderungen des blauen Engels erfüllt werden



müssen. Diese Grenzwerte lassen sich im Schwachgasbetrieb eines Stirling-BHKW problemlos erreichen, womit auch die Bonusförderung nach der Mini-KWK-Richtlinie mit einkalkuliert werden kann.

Die Fördersätze sind abhängig von der elektrischen Leistung gestaffelt (Tabelle 3.6) und werden für die einzelnen Leistungsstufen addiert. Darüber hinaus gelten erst ab 5.000 Volllaststunden die vollen Beträge. Werden beispielsweise nur 4.000 Volllaststunden erreicht, reduziert sich der Förderbetrag auf 80 % (4.000 h ÷ 5.000 h).

	Leistung Unter- grenze in kW <sub>el</sub>	Leistung Ober- grenze in kW <sub>el</sub>	Förderbetrag in €/kW <sub>el</sub>
Basisförderung	> 0	≤ 4	1.550
	> 4	≤ 6	775
	> 6	≤ 12	250
	> 12	≤ 25	125
	> 25	≤ 50	50
Bonusförderung	> 0	≤ 12	100
	> 12	≤ 50	50

Tabelle 3.6 Leistungsabhängige Fördersätze der Mini-KWK-Richtlinie

Für ein Stirling-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 7,5 kW sowie mindestens 5.000 Volllaststunden lässt sich somit eine absolute Fördersumme von 8.125 € berechnen. Im Falle einer fünfzigprozentigen Unterschreitung der TA-Luft erhöht sich die Fördersumme um 750 € auf insgesamt 8.875 €. Anlagenbetreiber können mit der neuen Richtlinie für eine Anlage mit 50 kW elektrischer Leistung eine maximale Fördersumme von 15.225 € erhalten (12.125 € Basisförderung + 3.100 € Bonusförderung).

### 3.2.3 Marktanreizprogramm

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnungen, die in Kapitel 7 durchgeführt werden, ist der Fördertatbestand für innovative Technologien des Marktanreizprogramms relevant: Das Marktanreizprogramm fördert Biogasleitungen für unaufbereitetes Biogas, das über mindestens 300 m Luftlinie transportiert wird. Eine Fördervoraussetzung ist, dass das Biogas einer KWK-Anwendung oder einer Aufbereitung auf Erdgasqualität zugeführt wird.

Gefördert werden die Biogasleitungen über die bundeseigene Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Förderfähig sind neben der eigentlichen Biogasleitung auch der Gasverdichter sowie die Gastrocknungseinrichtung. Insgesamt beträgt die Förderung bis zu 30 % der Nettoinvestitionskosten.



## 3.3 Technischer Stand Bio-/Klärgasmotoren / Zündstrahlmotoren

### 3.3.1 Klassische Motor-BHKW, Stirling-Motor-BHKW und Mikrogasturbinen

Als Motor-BHKW wird ein Gerät bezeichnet, das auf der Basis eines klassischen Motors mit innerer Verbrennung nach dem Otto- oder Dieselp Prozess arbeitet. Beide Prozesse können im Zweitakt- und im Viertakt-Verfahren angewendet werden, wobei aus Gründen der höheren Lebensdauer und Laufruhe sowie der geringeren Schadgasemissionen im BHKW-Bereich nahezu ausschließlich das Viertakt-Verfahren zum Einsatz kommt.

Als Brennstoffe dienen die in der Heizungstechnik üblichen Primärenergieträger Erdgas und Heizöl. Erdgas wird dabei nach dem Ottoprinzip umgesetzt; bei der Verbrennung von Heizöl geht man auf das Dieselpinzip über. Der Einsatz von Bio- oder Klärgas erfordert zumeist eine vorherige Entschwefelung des Brenngases, da ansonsten die Lebensdauer des Schmieröls deutlich herabgesetzt wird und sich die Abgasemissionen verschlechtern. Da die H<sub>2</sub>S-Gehalte im Biogas, je nach Substrat und Entschwefelungsart erheblichen Schwankungen unterworfen sind, kann es keine generelle Ölwechselvorgabe geben. Deshalb werden zu Beginn die Ölwechselintervalle relativ kurz gewählt (ca. 400 Bh). Um die Intervalle verlängern zu können, werden Ölanalysen ins Labor geschickt und auf Qualität und Abnutzung hin untersucht [Aschmann 2008]. Diese Maßnahmen erfordern einen erheblichen Zeit-, Geld- und Arbeitsaufwand. Deswegen bieten einige Motorenhersteller den Biogasanlagenbetreibern in der Regel die Wartungsverträge abzuschließen um einen störungsfreien BHKW-Betrieb zu garantieren.

Des Weiteren führen kleinste Mengen Schwefel im Abgas zu einer Deaktivierung der zur Abgasreinigung verwendeten Katalysatoren. Aus diesem Grund werden bei Motor-BHKW im Betrieb mit Bio- und Klärgas zumeist keine Abgaskatalysatoren eingesetzt, da die dafür notwendige nahezu vollständige Entschwefelung des Einsatzgases zu aufwendig wäre. Somit müssen bei Motor-BHKW im Bio- und Klärgasbetrieb höhere Abgasemissionen in Kauf genommen werden, als bei Erdgas-BHKW in Verbindung mit einem geregelten 3-Wege-Katalysator.

Bei der Verstromung von schwach kalorischen Gasen werden derzeit Zündstrahlmotor-BHKW und Gas-Ottomotor-BHKW eingesetzt. In der Leistungsklasse bis 150 kW<sub>el</sub> und bei niedrigen Methangehalten waren dies zumeist Zündstrahlmotor-BHKW, die jedoch aufgrund der schlechten Emissionswerte mehr und mehr durch Gas-Ottomotor-BHKW abgelöst werden.

Beim Zündstrahlmotor wird neben Biogas auch ein Zündöl in den Brennraum eingespritzt, das für die Selbstentzündung des Kraftstoffgemisches im Dieselmotor sorgt. Seit dem 01.01.2007 darf nur Zündöl pflanzlicher Herkunft, wie Biodiesel (RME) oder Pflanzenöl, verwendet werden. Bei Untersuchungen der LfU Bayern (2002) zeigte sich besonders bei Zündstrahlmotoren kleiner Leistung, dass die gleichzeitige Einhaltung der NO<sub>x</sub> und CO-Emissionsgrenzwerte nach TA-Luft mit der vorhandenen Motortechnik derzeit nur bedingt möglich ist. Insbesondere Schwankungen in der Zusammensetzung des Brenngases führen wegen des festen Mischungsverhältnisses mit Luft entweder zu sehr hohen Verbrennungstemperaturen und entsprechend hohen NO<sub>x</sub>-Emissionen oder zu schlechtem Ausbrand und Rußbildung [Krautkremer]. Bei Verbesserung des Motorwirkungsgrades geht dies in der Regel auf Kosten einer NO<sub>x</sub>-armen Motoreinstellung. Der Einbau eines Oxidationskatalysators kann zwar Verbesserungen bei den CO-Emissionen bringen; bei Biogas ist allerdings aufgrund der SO<sub>2</sub>-Belastung des Abgases, wie oben angedeutet, keine Betriebssicherheit beim Einsatz des Oxidationskatalysators gegeben. Es steht damit an, dass Zündstrahlmotoren bei einer zukünftigen Verschärfung der Emissionsgrenzwerte nicht mehr betrieben werden dürfen. Diese Maßnahme würde bereits heute greifen, sofern eine sinnvolle Alternative am Markt verfügbar wäre.

Ein weiteres Problem stellt die bei erhöhten Methan-Gehalten steigende Neigung zur Selbstentzündung des Gases (Klopfen) dar. Dieses negative Verhalten wird durch weitere im Gas enthaltene Substanzen wie z.B. NH<sub>3</sub> gefördert. Zudem führen insbesondere Schwefelverbindungen (H<sub>2</sub>S) im Motorinneren zu

einer beschleunigten Alterung des Schmieröls und damit zu verstärktem Lagerverschleiß. Bei ungünstigen Betriebsbedingungen treten zum Teil schon nach wenigen tausend Betriebsstunden Schäden am Zündstrahlmotor auf. Diesem Effekt ist derzeit nur durch sehr kurze Wartungsintervalle von wenigen 100 Stunden zu begegnen, was die Wirtschaftlichkeit der Anlagen stark herabsetzt und in vielen Fällen sogar verhindert.

Gas-Ottomotor-BHKW zeigen zwar in der Regel eine bessere Verbrennung, sie sind allerdings gegenüber der Gasqualität sehr anspruchsvoll. Der Methangehalt des Brenngases sollte über 50 % liegen, was vor allem bei der Erzeugung von Biogas aus Nachwachsenden Rohstoffen und bei Deponiegas nicht immer der Fall ist.

Die Effizienz und der Schadstoffausstoß eines biogasbetriebenen BHKW stehen in einem direkten Zusammenhang zueinander [Aschmann 2008]. Hinsichtlich der Emissionsminderung werden Gas-Ottomotor-BHKW überwiegend im Magerbetrieb gefahren. Dies wird auf dem Bild 3.13 grafisch dargestellt. Der eingekreiste Bereich zeigt einen emissionsoptimierten Betrieb eines biogasbetriebenen BHKW. Das erhöhte Luftverhältnis von 1,5 bis 1,6 bewirkt eine Absenkung der Temperaturen im Brennraum und damit eine Reduktion der thermischen  $\text{NO}_x$ -Bildung. Allerdings geht auf diese Weise aufgrund der verringerten Zylinderfüllung die Motorleistung zurück.

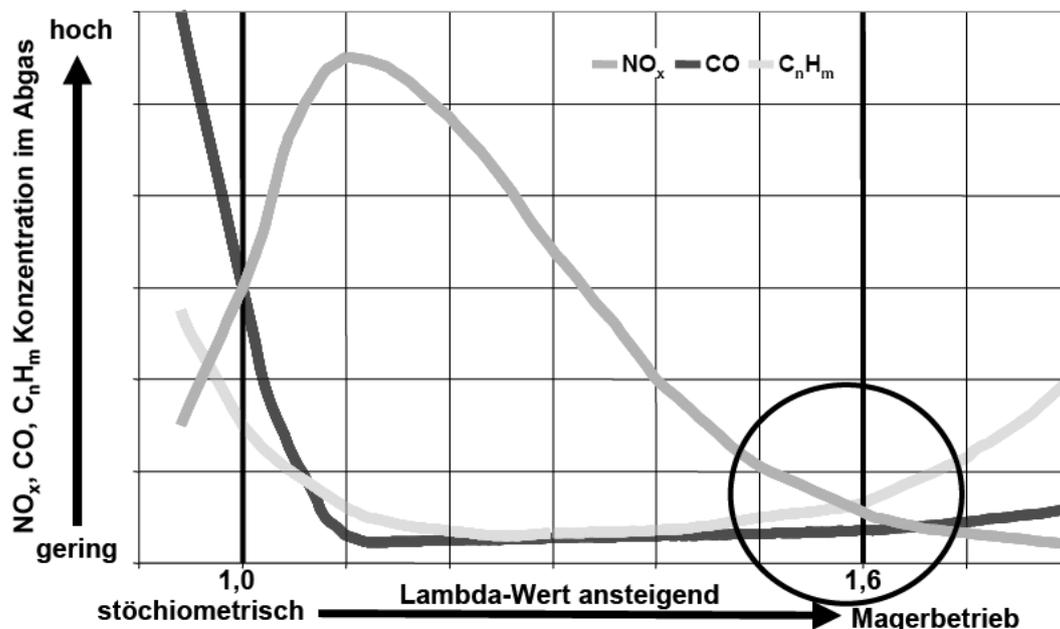


Bild 3.13 Einfluss des Lambda-Wertes auf die Abgaszusammensetzung am Beispiel eines Erdgas-BHKW (Kreismarkierung: Bereich des Magerbetriebes bei Biogas- BHKW), [Jenbacher 2004; Aschmann 2008]

Im normalen Betriebszustand können Gas-Ottomotor-BHKW im Magerbetrieb die CO-Grenzwerte nach TA-Luft einhalten. Bei den  $\text{NO}_x$ -Emissionen liegen die Geräte dagegen bereits im Grenzbereich. Dieses wird durch Daten aus dem UIS-Berichtssystem [UIS] bestätigt. Hier wurden Daten aus den Emissionserklärungen von Klärgas-BHKW zusammengestellt, und es zeigten sich für CO mittlere Emissionen von  $470 \text{ mg/Nm}^3$  (5% Rest- $\text{O}_2$ ) und maximale Emissionen von  $648 \text{ mg/Nm}^3$  (5% Rest- $\text{O}_2$ ), bei einer Datenbasis von 31 Anlagen. Diese Werte liegen unter dem Grenzwert nach TA-Luft von  $1000 \text{ mg/Nm}^3$ . Für die Stickoxide  $\text{NO}_x$  sind hingegen mittlere Emissionen von  $560 \text{ mg/Nm}^3$  (5% Rest- $\text{O}_2$ ) und maximale Emissionen von  $5276 \text{ mg/Nm}^3$  (5% Rest- $\text{O}_2$ ) bei einer Datenbasis von 33 Anlagen tabelliert. Daraus ist ersichtlich, dass bereits der Mittelwert über dem zulässigen Grenzwert nach TA-Luft von  $500 \text{ mg/Nm}^3$  liegt.



Für das Einhalten der Abgaswerte nach TA-Luft ist eine regelmäßige Wartung der Gas-Ottomotoren erforderlich, da sie einen positiven Effekt auf die NO<sub>x</sub>-Emissionen hat [Aschmann 2007]. Allerdings wurde in dieser Studie nur eine geringere Änderung des CO-Gehaltes im Abgas nach der Wartung festgestellt.

Des Weiteren ist gerade in jüngster Vergangenheit das Problem der Aldehydemissionen bei Gas-Ottomotor-BHKW im Betrieb mit Bio- und Klärgasen aufgetreten. Insbesondere die Bildung von Formaldehyd, das als krebserregend eingestuft ist, stellt sich hier als Problem dar. Aus dem UIS-Berichtssystem gehen mittlere Formaldehydemissionen von 19 mg/Nm<sup>3</sup> (5% Rest-O<sub>2</sub>) und maximale Emissionen von 86 mg/Nm<sup>3</sup> (5% Rest-O<sub>2</sub>) bei einer Datenbasis von 8 Anlagen hervor. Der Grenzwert für die Formaldehydemissionen nach TA-Luft liegt derzeit bei 60 mg/Nm<sup>3</sup>, und es wird erwogen, diesen auf 40 mg/Nm<sup>3</sup> abzusenken. Dabei orientiert sich diese Absenkung nicht allein an dem aus umweltpolitischer Sicht Notwendigen sondern auch an dem technisch Möglichen, wobei nach Aussage von Motorenherstellern bereits der Grenzwert von 40 mg/Nm<sup>3</sup> nicht mehr allein durch motorische Maßnahmen erreichbar ist und statt dessen eine Abgasnachbehandlung erfordert.

An dieser Stelle zeigen sich die Vorteile anderer Motortechnologien wie der Mikrogasturbine und dem Stirlingmotor.

In der Mikrogasturbine werden die regenerativen Brennstoffe in einer konstanten Flamme in der Brennkammer verbrannt. Die kontinuierliche Verbrennung in der Mikrogasturbine ist ihre Besonderheit im Vergleich zu den konventionellen Verbrennungsmotoren, bei denen in jedem Arbeitsvorgang eine Zündung erfolgt. Die heißen Rauchgase zünden in der Rückströmung den eingeleiteten Brennstoff wieder an und gewährleisten somit eine durchgängige Verbrennung. Dadurch kann die Mikrogasturbine besser mit Qualitätsschwankungen in schwachkalorischen Gasen, wie Deponie-, Klär- und Biogas zurechtkommen als herkömmliche Gasmotoren.

Beim Stirling-Motor wird die vom Brenner kontinuierlich erzeugte Antriebswärme durch eine feste Wand auf das Arbeitsgas übertragen, so dass das Innere des Motors nicht durch Verbrennungsrückstände verschmutzt wird. Infolge dieser kontinuierlichen äußeren Verbrennung sind in der Regel große Wartungsintervalle und niedrige Schadgasemissionen ohne Einsatz eines Katalysators erreichbar. Dieses Merkmal spielt, wie oben ausgeführt, gerade beim Einsatz von regenerativen Brennstoffen wie Bio- und Klärgas eine große Rolle.

Der Stirling-Motor wurde bereits im Jahr 1816 von Robert Stirling in Schottland patentiert – also noch erheblich vor der Erfindung der Otto- und Dieselmotoren. Nicht zuletzt wegen seiner Trägheit beim Lastwechsel und seines höheren Leistungsgewichtes konnte sich der Motor bislang jedoch nur in Nischenmärkten etablieren. Mit der Kraft-Wärme-Kopplung steht nun aber eine Anwendung zur Verfügung, in der der Stirling-Motor seine Vorteile bereits bei Einsatz konventioneller Brennstoffe gut einbringen kann und seine Nachteile, die Lastwechselträgheit und das höhere Leistungsgewicht, eine untergeordnete Rolle spielen. Bei Biobrennstoffen, wie Bio- und Klärgas, erweitert sich das Potenzial des Stirlingmotors infolge der angesprochenen Möglichkeit, Brennstoffe mit vergleichsweise geringen Schadgasemissionen und vertretbarem bzw. vernachlässigbarem Aufwand zur Brennstoffvor- und Abgasnachbereitung.

### 3.3.2 Übersicht über Stirlingmotor-BHKW

In Tabelle 3.7 ist ein Überblick der zurzeit erhältlichen sowie der in der Entwicklung befindlichen Stirlingmotor-BHKW gegeben. Das im Projekt verwendete BHKW der Firma Solo-Stirling fehlt in der Tabelle, da es im Folgenden ausführlich beschrieben wird.

Firma	Stirling Denmark www.stirling.dk	Stirling Denmark www.stirling.dk	WhisperTech www.whispertech.co.nz	Bosch Thermotechnik GmbH www.bosch-thermotechnik.de
Stirlingmotor	$\beta$ - Stirlingmotor, Arbeitsgas: Helium, 80 bar	4-Zylinder-Stirlingmotor, Arbeitsgas: Helium, 45 bar	4-Zylinder-Stirling- motor, Arbeitsgas: Stickstoff	$\beta$ -Stirlingmotor in Frei- kolbenbauweise, Arbeitsgas: Helium, 30 bar
				
Elektr. Leistung	9 kW	35 kW	0,73 / 1,0 kW 2 Schaltstufen	1 kW
Therm. Leistung	26 kW	80 kW	7,0 / 8,3 kW	3 - 31 kW, inkl. Gasheizgerät
Brennstoff/ Status	Biogas: 2. verbesserter Prototyp a.d. Prüf- stand Holzpellets: in Planung	Holz-Hackschnitzel: Installation erster Maschinen an ausgewählten Standorten	Erdgas: in England, Irland, Niederlande bereits erhältlich	Erdgas: Aufbau eines Feld- versuchs

Firma	Enerlyt Potsdam GmbH www.enerlyt.de	Stirling Power Module (SPM) www.stirlingpowermodule. com	Sunmachine, Kempten www.sunmachine.com	Hoval AG www.hoval.ch
Stirling- motor	2-ZyklusEricsson- motor, Arbeitsgas: Helium, 4,5 bar	4-Zylinder-Stirlingmotor, Arbeitsgas: Stickstoff, 4,5 bar	$\alpha$ -Stirlingmotor, Arbeitsgas: Stickstoff, 33 bar	$\beta$ -Stirlingmotor, Arbeitsgas: Stickstoff, 12 bar
				
Elektr. Leistung	1,0 kW	1,0 kW	1,5 – 3 kW (modulierend)	1,0 kW
Therm. Leistung	3,5 kW	15 kW in Verbindung mit Pelletkessel	4,5 – 10,5 kW	36 kW inkl. Scheitholzkessel
Brennstoff/ Status	Rapsöl: Laborversuche derzeit laufender Feldtest mit Erdgas	Holzpellets: laufender Feldversuch mit 5 Geräten; ab Winter 08/09 mit 30 Geräten; Marktein- führung ab 2009 geplant	Holzpellets: Markteinführung läuft Solar: Markteinfüh- rung in 2009 geplant	Scheitholz: Kleinserienfertigung

Tabelle 3.7 Übersicht Stirlingmotoren



Zum Zeitpunkt des Projektstarts sowie während der Laufzeit des Projektes war das BHKW der Firma SOLO Stirling das einzige am Markt verfügbare Stirling-BHKW, so dass auf dieses Gerät zurückgegriffen werden musste. Die übrigen aufgelisteten Geräte waren entweder nicht für Bio- oder Klärgas geeignet oder befanden sich bei Projektbeginn im Status der Entwicklung und standen somit nicht zur Verfügung.

## 3.4 Eingesetzte Mini-BHKW und Mikrogasturbinen

### 3.4.1 Das SOLO-Stirling-161-Micro-KWK-Modul

Die Firma SOLO Stirling vertreibt seit 2004 das Mini-BHKW SOLO Stirling 161. Es handelt sich dabei um das erste in Serie produzierte, marktfähige und zertifizierte Mini-BHKW auf Basis eines Stirlingmotors. Ende 2006 waren etwa 150 Geräte installiert. Das Gerät kann mit Erdgas, Flüssiggas und schwachkalorischen Gasen befeuert werden. Es weist laut aktueller Information des Herstellers eine elektrische Leistung von maximal 7,5 kW auf. Die Leistung ist durch Veränderung des mittleren Arbeitsgasdrucks zwischen 2 und 7,5 kW modulierbar.

Das SOLO-Stirling-161-BHKW-Modul ist in Bild 3.14 dargestellt. Der Stirlingmotor ist im vorderen Teil eingebaut; er ist als 2-Zylinder-Maschine in V-Anordnung (alpha-Konfiguration) mit einem Hubraum von 160 cm<sup>3</sup> ausgeführt und wird mit dem Arbeitsgas Helium bei einem mittleren Druck von maximal 130 bar betrieben. Hinter dem Stirlingmotor ist der Generator angeflanscht. Es handelt sich um einen direkt angetriebenen, luftgekühlten Asynchrongenerator mit 2 Polpaaren, so dass die Drehzahl der Stirlingmaschine bei Netzbetrieb etwas oberhalb von 1500 min<sup>-1</sup> liegt. An dieser Einheit ist ein Vorratsbehälter für Helium befestigt. Er dient zur Pufferung des Heliums bei der Druckvariation im Zuge der Leistungsmodulation und wird bis zu einem Druck von maximal 225 bar gefüllt.

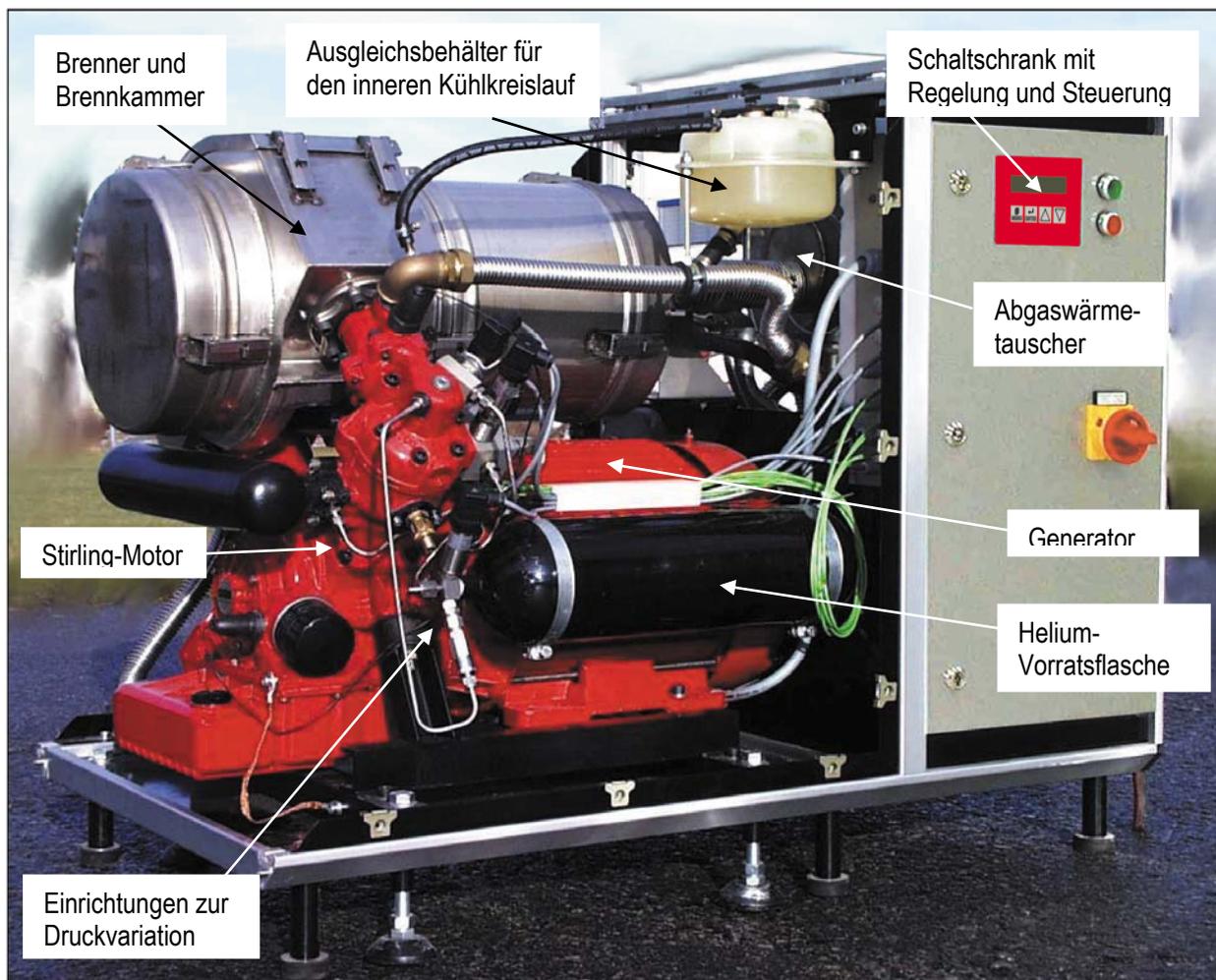


Bild 3.14 SOLO-Stirling-161-Mikro-KWK-Modul [SOLO]

Über dem Stirlingmotor ist der Brenner mit der Brennkammer angebracht. Etwas abgesetzt rechts daneben befindet sich der Kondensations-Abgaswärmetauscher, der ein fester Bestandteil des BHKW ist. Unter dem Abgaswärmetauscher und in Bild 3.14 nicht zu sehen sind ein Plattenwärmetauscher und eine Zirkulationspumpe für den inneren Kühlkreislauf angeordnet. Einzig der Ausgleichsbehälter ist sichtbar. Auf der rechten Seite des Gerätes ist außerdem der Schaltschrank zu erkennen, in dem die gesamte Elektronik zur Regelung und Steuerung der Anlage enthalten ist.

Alle Anschlüsse sowie die Druckminder- und -regleinheiten für das Brenngas befinden sich an der Rückplatte des Gerätes (Bild 3.15). Im Einzelnen sind die Anschlüsse für Vor- und Rücklauf des Heizkreises, der Anschluss für das Abgasrohr und der Gasanschluss, der sich auf zwei Gasarmaturen verteilt, abgebildet.

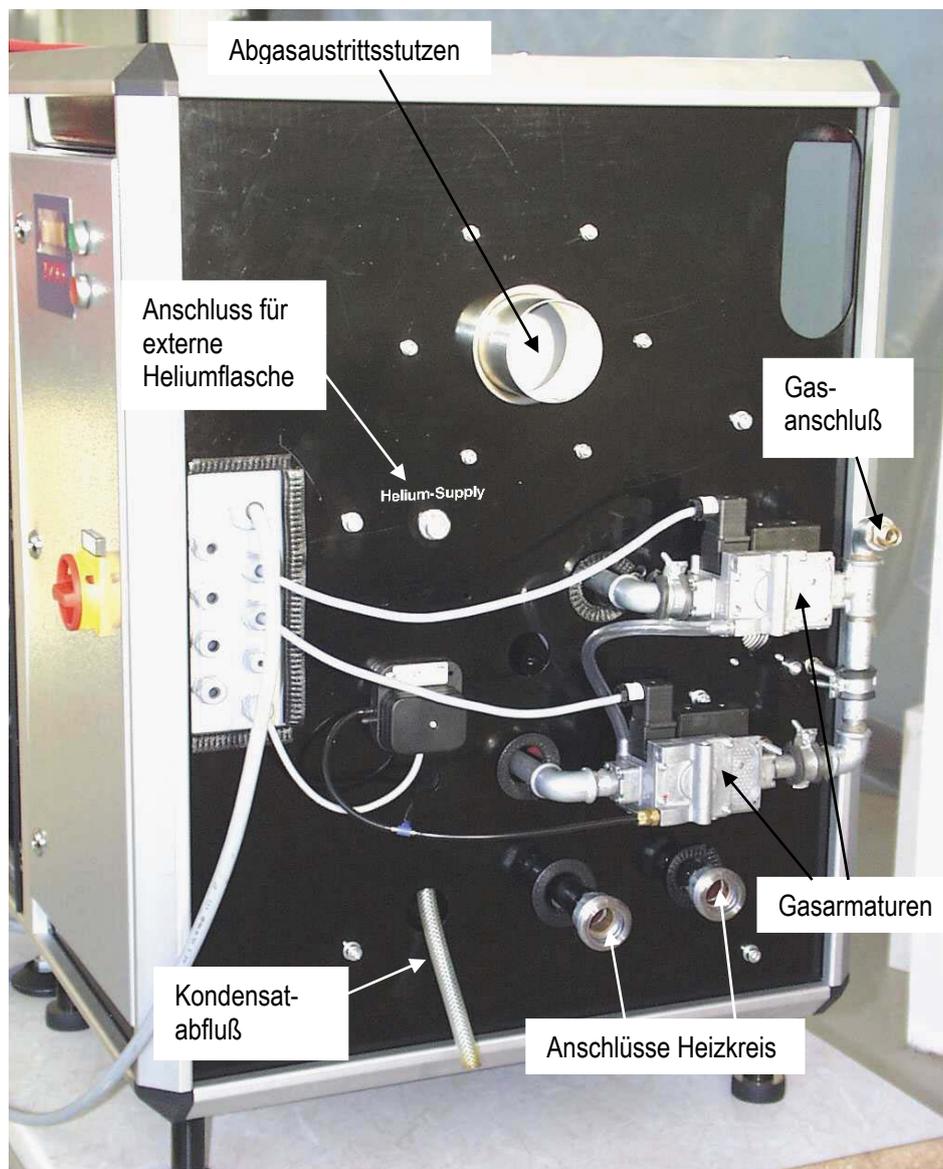


Bild 3.15 SOLO-Stirling Rückansicht [SOLO]

Zusätzlich sieht man den Schlauch für den Kondensatabfluss, der über einen Siphon mit einer Durchlasshöhe von 60 cm abgeleitet werden muss, um den Austritt von Abgas zu verhindern; der Anschlussnippel für die externe Heliumflasche ist ebenfalls ersichtlich. Diese Flasche dient zum

Ausgleich kleinerer Heliumverluste während des Betriebs; der erforderliche Druckabgleich erfolgt dabei vollautomatisch. Die externe Heliumflasche wird im Zuge der regelmäßigen Wartung, die für das BHKW je nach Einsatzbedingungen nach jeweils 4000 bis 6000 Betriebsstunden vorgesehen ist, ausgetauscht.

Der Kurbeltrieb, der die mechanische Leistung von den beiden Kolben des Stirlingmotors an den Generator überträgt, ist zur Verminderung von Verschleiß und Reibung ölgeschmiert.



Bild 3.16 SOLO\_Stirling-BHKW am Prüfstand

Im Gegensatz zu den Motor-BHKW tritt beim Stirlingmotor keinerlei Verschmutzung und Alterung des Schmieröls infolge des Eintrags von Rückständen aus der Verbrennung ein, die außerhalb des Prozessraumes abläuft.

Aus diesem Grund kann das Öl im Vergleich zu Motor-BHKW wesentlich länger im Kurbelraum verbleiben, was zu einer Senkung der Wartungskosten beiträgt. In der technischen Dokumentation zum SOLO-Stirling-BHKW wird ein Ölwechselintervall von 15000 Stunden angegeben.

Das gesamte Modul ist, wie in Bild 3.16 zu sehen, mit einer äußeren Verkleidung umgeben, die zur Schall- und Wärmedämmung und zur Absicherung gegen unerwünschten Zugriff auf heiße Teile sowie zur Rückhaltung eventuell austretender Flüssigkeiten dient. Der Deckel und drei Seitenwände sind abnehmbar.

Die Leistung eines Stirlingmotors ist nahezu proportional zum mittleren Druck des Arbeitsgases im Prozess. Beim SOLO-Stirling-BHKW wird dieses Verhalten genutzt, um durch Variation des Arbeitsgasdrucks die Leistung dem jeweiligen Bedarf anzupassen oder, anders ausgedrückt, die Leistung zu modulieren. Zu diesem Zweck kann der mittlere Heliumdruck zwischen 35...130 bar verändert werden. Technisch wird die Druckvariation in der Maschine in Verbindung mit dem in Bild 3.14 dargestellten und bis maximal 225 bar mit Helium gefüllten Vorratsbehälter, der nicht mit der externen Heliumflasche zum Ausgleich von Leckverlusten zu verwechseln ist, wie folgt vorgenommen:

Zur Druckerhöhung, und damit zur Erhöhung der Leistung, wird die Heliumzufuhr aus dem Vorratsbehälter durch ein Magnetventil freigegeben und über zwei Düsen auf Prozess- und Pufferraum gleichmäßig verteilt. Prozess- und Pufferraum sind über eine weitere, feine Düse miteinander verbunden, so dass sich im Pufferraum der mittlere Prozessdruck einstellt. Das Abpumpen von Helium aus dem Stirlingmotor in den Vorratsbehälter im Zuge einer Leistungsabsenkung geschieht über einen kleinen Kolbenkompressor, der im Kompressionszylinder montiert ist und normalerweise ohne Last mitläuft. Durch Anziehen eines Magneten kann der Kompressor aktiviert werden, und in diesem Fall saugt er Helium aus dem Stirlingmotor und schiebt es über eine Rohrleitung mit Rückschlagventil in den Vorratsbehälter zurück.



Zwei Drucksensoren messen den mittleren Arbeitsgasdruck im Prozess und im Vorratsbehälter; die Werte werden am äußeren Display angezeigt. Der gewünschte Prozessdruck kann entweder am Display manuell eingestellt oder über ein elektrisches Standardsignal von außen vorgegeben werden. Eine Änderung des jeweiligen Vorgabewertes setzt die Magnetventile zur Druckanpassung in Gang; die Ventile werden so lange pulsweitenmoduliert angesteuert, bis der gewünschte neue Arbeitsgasdruck erreicht ist.

Der Gasbrenner des SOLO-Stirling-BHKW ist in die Brennkammer integriert. Als Besonderheit gegenüber Heizungsburnern verfügt er über einen aus dünnen Blechen aufgebauten und im Gegenstrom betriebenen Luftvorwärmer, der die im Abgas nach Durchströmen des Erhitzers noch enthaltene Wärme auf die von außen angesaugte Verbrennungsluft überträgt. So wird das Abgas von ca. 850...950 °C auf etwa 200...300 °C abgekühlt.

Die zugeführte Frischluft wird dabei auf 600...700 °C vorgewärmt. Um Selbstentzündung zu vermeiden, wird die soweit vorgewärmte Luft im regulären Betriebszustand erst in der Brennkammer mit dem Brenngas vermischt. Der Luftvorwärmer trägt aufgrund der besseren Ausnutzung der Brennstoffenergie wesentlich zum Erreichen eines hohen elektrischen Wirkungsgrades bei. Die nach dem Luftvorwärmer noch im Abgas befindliche Restwärme wird im Abgaswärmetauscher unter Ausnutzung der Brennwerttechnik an den Heizkreis übertragen. Das Abgas kühlt sich dabei bis in die Nähe der Rücklauftemperatur ab.

Zur Verminderung von Schadstoffemissionen arbeitet der Brenner des SOLO-Stirling-BHKW mit sehr hoher Abgasrezirkulation von bis zu 300%, was die Reaktion bremst und räumlich verteilt. Dabei entsteht eine «flammlöse» Oxidation, die als Flox®-Verfahren bekannt ist. Da dieses Verfahren erst nach Erreichen der Betriebstemperatur in der Brennkammer stabil durchführbar ist, muss zum Start des Brenners in einer Vorkammer eine konventionelle Flamme erzeugt werden, die aus Düsen austritt und Stirlingmotor sowie Brenner und Brennkammer vorwärmt (Flammbetrieb). Aus diesem Grund sind auch die zwei in Bild 3.15 gezeigten Gasarmaturen erforderlich. Des Weiteren verlangt diese Art Verbrennung aufgrund der großen Rezirkulationsrate eine höhere Gebläseleistung und einen höheren Brenngasvordruck. Für das SOLO-Stirling-BHKW ist deshalb ein Brenngasvordruck von 45...65 mbar erforderlich, um die volle Leistungsfähigkeit des BHKW zu erreichen. Bei geringeren Vordrücken muss entweder ein Druckerhöhungsgebläse vorgeschaltet werden oder das BHKW kann nur eine eingeschränkte Leistung liefern. Für den zuletzt genannten Fall muss das BHKW zudem mit einer speziellen Gasregelarmatur ausgerüstet werden.

Trotz dieser Einschränkung ist die hohe Abgasrezirkulation sinnvoll, da man so eine extrem schadstoffarme Verbrennung bei hohen Luftvorwärmtemperaturen ohne Einsatz eines Katalysators erreicht. Als positiver Nebeneffekt stellt sich zudem ein guter Wärmeübergang am Erhitzer des Stirlingmotors ein. Die Leistung des Brenners wird intern geregelt, so dass die Temperatur am Erhitzer des Stirlingmotors auf einem konstant hohen Niveau verbleibt. Auf diese Weise kann in jedem Betriebspunkt ein optimaler elektrischer Wirkungsgrad erreicht werden, ohne den Motor dabei zu überhitzen.

Das SOLO-Stirling-BHKW wird direkt in den Heizkreis eingebunden, d.h. Vorlauf und Rücklauf werden unmittelbar an das Gerät angeschlossen, wie das hydraulische Anschlussschema in Bild 3.17 zeigt. Für den Betrieb des SOLO-Stirling-BHKW ist keine Rücklauftemperaturenanhebung erforderlich. Somit können niedrige Rücklauftemperaturen gezielt genutzt werden, um hohe Wirkungsgrade zu erzielen.

In Bild 3.17 ist außerdem zu erkennen, dass ein interner Kühlkreislauf mit eigener Pumpe über einen Plattenwärmetauscher zwischengeschaltet ist. Auf diese Weise ergibt sich zwar eine geringe Temperaturenanhebung am Stirlingmotor infolge der Temperaturdifferenz im Wärmetauscher; dafür wird aber eine Verschmutzung des Kühlers an der Stirlingmaschine durch das Heizungswasser vermieden. Lediglich der Abgaswärmetauscher ist direkt in den Rücklauf eingebunden, um das Abgas auf die niedrigste Temperatur im System herunterkühlen und damit noch möglichst viel Energie inklusive der Kondensationswärme aus dem Abgas zurück gewinnen zu können.

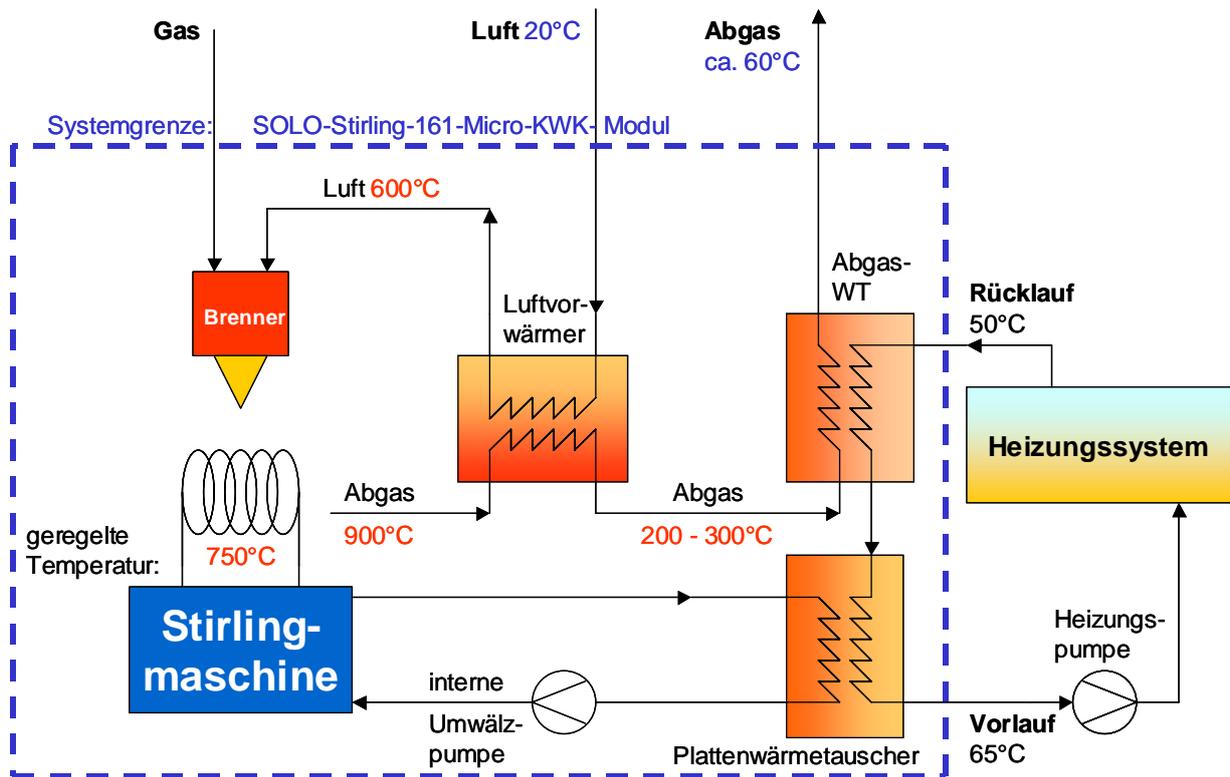


Bild 3.17 Schema SOLO-Stirling

### 3.4.1.1 Das SOLO-Stirling-BHKW im Erdgasbetrieb am Prüfstand

Das SOLO-Stirling-161-Micro-KWK-Modul lässt sich einfach und problemlos in Betrieb nehmen, und das Betriebsverhalten des Mini-BHKW ist bei unterschiedlichsten Bedingungen einwandfrei. Die Steuerung ist bedienerfreundlich und logisch aufgebaut. Hervorzuheben ist die gute Energieausnutzung des Gerätes, die sich in einem bei Vor- und Rücklauftemperaturen von 40 und 30°C erreichten Gesamtwirkungsgrad von 100,1% zeigt [Thomas 2006].

Vor Installation eines SOLO-Stirling-BHKW sollte jedoch geprüft werden, ob der zur Entfaltung der vollen Leistungsfähigkeit notwendige Brenngasvordruck von 45 bis 65mbar am Aufstellungsort zur Verfügung steht. Andernfalls besteht zwar die Möglichkeit, ein so genanntes Druckerhöhungsgebläse vorzuschalten; die zum Betrieb des Gebläses erforderliche elektrische Hilfsenergie verschlechtert jedoch die Energieausbeute des Gerätes der BHKW-Anlage.

In Tabelle 3.8 sind die relevanten Messdaten bei stationärem Betrieb mit den Herstellerangaben verglichen. Es ist zu erkennen, dass die im Versuch bestimmten Leistungsdaten gut mit den vom Hersteller angegebenen Werten übereinstimmen. Mit Blick auf die Wirkungsgrade werden die Herstellerangaben sogar übertroffen.

Am Versuchsstand wurde das baugleiche Modul, das auch in den Feldversuchen eingesetzt werden soll, vermessen. Für die Versuche konnte der Maschinendruck auf bis zu 150bar erhöht werden, so dass elektrische Leistungen von nahezu 9kW und thermische Leistungen von 24kW erreicht wurden. In den Feldversuchen wurde das Stirling-BHKW nur bis zu einem maximalen Maschinendruck von 130bar betrieben werden.

	Messdaten	Angabe SOLO
$P_{el}$	1,1 – 8,9 kW	2 – 9 kW
$\dot{Q}_{th}$	6,0 – 24,8 kW	8 - 24 kW
$\eta_{el}$ (50-100% Last)	24,1 – 26,0 %	22 - 24 %
$\eta_{ges}$ (50-100% Last)	94,2 – 98,2 %	92 - 96 %
Schall	< 65 dB(A)	53 - 60 dB(A)

Tabelle 3.8 Vergleich der Messdaten mit den Herstellerangaben im Erdgasbetrieb<sup>vii</sup> [AIF 2005]

Auffällig sind die in Tabelle 3.8 aufgeführten höheren Messwerte für die Schallemissionen am SOLO-Stirling-BHKW, die auch über denen anderer getesteter Mini-BHKW und über den Werten heutiger Heizkessel liegen. Dazu seien zwei Punkte angemerkt: Motor-BHKW verfügen zumeist über eine erheblich wirkungsvollere Schallkapsel als das SOLO-Stirling-BHKW. Da die Motor-BHKW ohne Schallkapsel subjektiv lauter sind als das ungekapselte Stirlingmotor-BHKW, ist zu erwarten, dass die Schallemissionen des SOLO-Stirling-BHKW mit einer verbesserten Schallkapsel mindestens auf das Niveau anderer Geräte abgesenkt werden können. Zudem ist das SOLO-Stirling-BHKW aufgrund seiner größeren Leistung weniger für Einzelhäuser, sondern eher für Gewerbebetriebe oder kleine Wärmeverbände, wie eine Reihenhausezeile o.Ä., geeignet. Hier steht häufig ein separater Heizraum zur Verfügung, der höhere Schallemissionen zulässt.

Im instationären Betrieb reagiert das SOLO-Stirling-BHKW langsam. Bei einem Warmstart dauert es vom Anlaufen des Brenners etwa 6 Minuten bis zum Erreichen der elektrischen Nennleistung. Die Ursache für dieses Verhalten ist in der äußeren Verbrennung beim Stirlingmotor zu suchen. Zum Start des Stirlingmotors muss der Brenner zuerst den Erhitzerkopf auf eine Temperatur von über 500°C bis 600°C erwärmen bevor der Stirlingmotor gestartet werden kann. Anschließend vergeht eine weitere Zeitspanne, bis der Brenner die Betriebstemperatur am Erhitzer bei laufender Maschine auf ca. 750 °C gebracht hat und dort konstant hält. Im Gegenzug läuft die Maschine dafür bei einem planmäßigen Stopp kurzzeitig nach, um die Restwärme aus dem Erhitzer abzunehmen. Somit wird auch noch nach Abschalten des Brenners elektrische Energie erzeugt. Mit Blick auf die thermische Leistung dauert es wesentlich länger bis zur Einstellung eines stationären Zustands. Grund dafür ist die notwendige Auf- und Durchwärmung des BHKW insbesondere nach einem Kaltstart. Im Vergleich zu anderen Mini-BHKW ergeben sich diesbezüglich aber keine prinzipiellen Nachteile für das SOLO-Stirling-BHKW, da alle untersuchten Geräte hier in etwa gleiche Zeitkonstanten zeigen.

Die Messungen zur Vergabe des Umweltzeichens «Der Blaue Engel» haben gezeigt, dass das SOLO-Stirling-161-Micro-KWK-Modul alle Kriterien erfüllt. Der elektrische Wirkungsgrad des Gerätes liegt sowohl bei Volllast als auch bei Teillast über den geforderten Werten. Der Gesamtwirkungsgrad liegt sogar deutlich über den Vorgabewerten – bei Volllast und bei Teillast. Im Vergleich zu Motor-BHKW sei an dieser Stelle daran erinnert, dass Stirlingmotor-BHKW bei Vor- und Rücklauftemperaturen von 50 und 40 °C vermessen werden können, während bei Motor-BHKW 75 und 55 °C einzustellen sind. Der Gehalt an Stickoxiden und Kohlenmonoxid im Abgas des SOLO-Stirling-BHKW unterschreitet im Erdgasbetrieb im gesamten Leistungsbereich die vorgeschriebenen Grenzwerte. Bemerkenswert ist dabei, dass kein Katalysator eingesetzt werden muss, sondern allein die äußere Verbrennung nach dem Flox®-Verfahren dafür ausreicht. Das SOLO-Stirling-161-Micro-KWK-Modul ist damit das erste Mini-BHKW, das das Umweltzeichen «Der Blaue Engel» führen darf.

<sup>vii</sup> In der am Prüfstand vermessenen Version war eine elektrische Leistung von 9kW erreichbar. Die Reduktion auf 7,5kW ist erst nachträglich erfolgt und soll zukünftig wieder entfallen.



Tabelle 3.9 zeigt abschließend die technischen Daten des Stirling-BHKW [SOLO]

**Außenabmessungen:**

Länge	1280 mm
Breite	700 mm
Höhe	980 mm
Gewicht	460 kg

**Leistungen bei 50 °C im Heizungsvorlauf:**

Elektrische Leistung (modulierend)	2 –7,5 kW
Thermische Leistung (modulierend)	8 –22 kW
Elektrischer Wirkungsgrad 50 –100 %Last	22 –24,5 % (±1)
Gesamtwirkungsgrad	92 –96 %

**Motordaten:**

Typ	SOLO Stirling 161
Bauart	V 2 -Stirling, (α-Typ)
Hubraum	160 ccm
Arbeitsgas	Helium
Maximaler mittlerer Arbeitsgasdruck	130 bar
Nenn Drehzahl	1500 U/min

**Brenner und Brennkammer (mit Brennwerttechnik):**

Brennerleistung, min.-max. (Auslegung)	16 -40 kW
Gasverbrauch (Auslegung)	Erdgas: 1,6 - 4m <sup>3</sup> /h
Propan: 1,4 - 3,1 kg/h.	
Brennstoffe	Erdgas, Flüssiggas
Gas-Geräteart	B 23
Gasvordruck	50 +15/-5 mbar
Abgasgegendruck, Teil-Vollast	max. 2 mbar
Abgastemperatur, max.	110 °C
Abgasmassenstrom (Auslegung)	40 -100 kg/h
Verfahren	Flammlose Oxidation
Flammüberwachung Start/Betrieb	Ionisation/Temperatur
Emissionen Stickoxid NO <sub>x</sub> (bei 5% O <sub>2</sub> )	80 -120 mg/m <sup>3</sup>
Emissionen Kohlenmonoxid CO (bei 5% O <sub>2</sub> )	40 -60 mg/m <sup>3</sup>
Kondensatmenge bei Vollast max.	6 Liter/h

**Helium System:**

Heliumdruck im Behälter, maximal	225 bar
Helium Qualität	4.6 oder Ballongas
Verbrauch Helium im Betrieb	100 -300 mlN/h
Verbrauch Helium im Stillstand	0 -100 mlN/h

**Schmiersystem:**

Art	Druckumlauf
Inhalt	1,7 l
Ölverbrauch	Keiner
Ölwechselintervall	15.000 h



### Kühlsystem:

Kühlmittelmenge, intern	4,12 l
Frostschutz bei Bedarf	0 °C 10 % -10 °C 30 % -20 °C 40 %
Plattenwärmetauscher, Edelstahl, Cu-gelötet	GEA M 18-40-GG
Kühlwasserdurchsatz, extern über Pumpe	0,5 -2,5 m <sup>3</sup> /h
Druckverlust Plattenwärmetauscher bei 1,5 m <sup>3</sup> /h	92 mbar
Kühlwasserdruck extern, maximal	3 bar
Vorlauftemperatur Heizwasser max.	65 °C

### Netzanschluss:

Spannung	400 V
Frequenz	50 Hz
Phasen	3
Anlaufstrom	25 A
Betriebsstrom	15,5 A

### Generator:

Polzahl	2 Paare
Leistung	11 kW
Schaltung	Stern
Wirkungsgrad, max.	92,5 %
Cosinus $\varphi$ bei Vollast	0,85
Schutzart	IP 54

### Reaktionszeiten

Startzeit, ca.	8 min
Stopzeit, ca.	5 min
Laständerung auf 50 %, ca.	0,5 min

### Schallemissionen

In 1 m Abstand	53 -60 dB(A)
----------------	--------------

### Sicherheiten, Prüfungen

Schutzart Maschinen-Gehäuse	IP 42
Prüfung KWK-Modul	VP 109
Gasgeräte-Sicherheit	EN 676
Gasfeuerungsautomat	EN 298
Niederspannungs-Richtlinie	EN 60335 -1

Tabelle 3.9 Technische Daten des Stirling-BHKW [SOLO]



### 3.4.1.2 Verfügbarkeit

Nachdem die Entwicklung des Stirlingmotor-BHKW SOLO 161 seit Anfang der 90er Jahre zuerst bei der Firma SOLO Kleinmotoren, später bei der SOLO Stirling GmbH vorangetrieben wurde und im Jahr 2004 die Markteinführung erfolgt ist, hat die Firma SOLO Stirling im März 2007 Insolvenz angemeldet. Zwar erfolgte im Sommer eine Übernahme durch die Schweizer Firma Stirling Systems. Diese konnte den Betrieb jedoch nur für wenige Monate weiterführen, bevor sie die Aktivitäten mangels Kapital ebenfalls eingestellt hat.

Aus diesem Grund konnten verschiedene Anlagen, die im Rahmen des Projektes begleitet werden sollten, nicht mehr realisiert werden. Da kein anderes Stirling-BHKW als Alternative verfügbar war, wurde der Focus des Projektes in Absprache mit dem Projektträger gegen Ende der Laufzeit auf die Mikrogasturbine erweitert.

Anfang 2009 ist bekannt geworden, dass die schwedische Firma cleanergy AB die Rechte und Lizenzen an dem Stirlingmotor-BHKW SOLO 161 übernommen hat. Cleanergy AB plant, im Laufe des ersten Halbjahres den Service für bestehende Anlagen wieder aufzunehmen und das BHKW ab Mitte 2009 auch wieder zu vertreiben [cleanergy].

### 3.4.2 Die Mikrogasturbine

Die Mikrogasturbinen wurden ursprünglich für den Betrieb mit konventionellen Treibstoffen wie Erdgas, Heizöl oder Flüssiggas für die Luftfahrtindustrie entwickelt und eingesetzt. Es sind Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einer elektrischen Leistung bis zu 200 kW und somit für die dezentrale Energieversorgung gut geeignet. In letzter Zeit wird verstärkt die thermische Verwertung von schwachkalorischen Gasen in Mikrogasturbinen erprobt. Es werden Gase wie Biogas, Klärgas, Grubengas und Erdölbegleitgas mit geringem Methangehalt bis unter 30% eingesetzt. Hierbei ist eine Anpassung der Aufbereitung des Biogases und des Gasdrucks erforderlich.

Im Rahmen dieses Projektes wurde der Betrieb der Capstone CR 65 Mikrogasturbinen im Einsatz mit Biogas untersucht. Die elektrische Leistung der eingesetzten Mikrogasturbinen beträgt 65 kW, die thermische laut Herstellerangaben 120 kW. Die installierte Capstone CR 65 ist auf den Betrieb mit Biogas ausgelegt. Hierfür wurden für die thermische Verwertung der schwachkalorischen Gase die Brennkammer, Brennstoffdüsen und das Proportionalventil der Mikrogasturbine Capstone C 65 angepasst, die für den Betrieb mit den konventionellen Brennstoffen entwickelt wurde.

Wie auch bei den Stirlingmotor-BHKW sind die Anschaffung der Mikrogasturbine, deren Einbindung und die Inbetriebnahme nicht Bestandteil des Projektes. Infolgedessen wurde Firma Greenenvironment GmbH als Projektpartner gewonnen, die Mikrogasturbinen-BHKW „Capstone CR 65“ seit 2006 auf dem deutschen Markt vertreibt.

Die Capstone Mikrogasturbine CR 65 ist kompakt und leicht. Ihre Größe beträgt 770 x 1.960 x 2.800 mm (Breite x Tiefe x Höhe mm). In der Regel werden sie in ein wie auf dem Bild dargestelltes Gehäuse montiert und können sowohl in Inselbetrieb als auch in Netzparallelbetrieb installiert werden. Sie lassen sich einzelnen oder mehrfach einrichten. Das Gewicht der Mikrogasturbine für Netzparallelen- und Inselbetrieb liegt bei 958 bzw. 1068 kg. Außerdem haben sie geringere akustische Emissionen, die ca. 65 dB(A) in 10 Meter Entfernung betragen. Infolge der kompakten Bauweise kann eine Mikrogasturbine in einem Container untergebracht werden, so dass kein Gebäude für dieses BHKW notwendig wird.

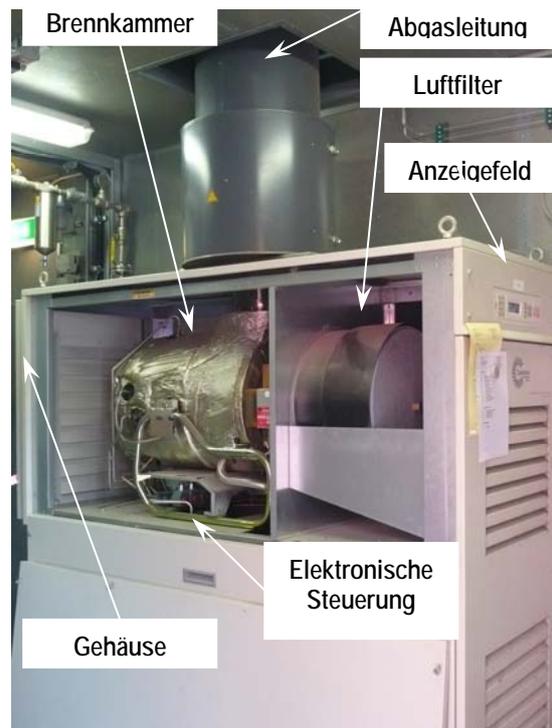


Bild 3.18 Mikrogasturbine Capstone CR 65 in Kupferzell

Diese Besonderheit bezieht sich auf die Konstruktion der Mikrogasturbine, die in der patentierten Luftlagerung der Antriebswelle besteht. Dabei wird die eingesaugte Luft als „Schmiermittel“ verwendet und dadurch der Einsatz von Schmierstoffen und Kühlmitteln nicht erforderlich. Der Wartungsaufwand und die Servicekosten werden dementsprechend gesenkt. Dank der einfachen Bauweise der Mikrogasturbine werden sehr lange Wartungsintervalle erreicht. Laut Hersteller muss die Turbine alle 8.000 h Betriebsstunden gewartet werden. Bei der Wartung werden in der Regel der Luftfilter und der

Zünder der Brennkammer gewechselt. Die Lebensdauer der Mikrogasturbine beträgt ca. 80.000 Stunden, was 10 Jahren Betriebszeit entspricht. Alle 20.000 Stunden sollten interne Filter, Injektoren und Thermoelement erneuert werden und nach ca. 5 Jahren (bei 40.000 Stunden) sollte die Mikrogasturbine einer Rekonditionierung (Turbinencore) unterzogen werden.

Die Mikrogasturbine kann vom Anzeigefeld aus konfiguriert und gesteuert werden. Es befindet sich vorne über dem Lufteintritt und enthält einen Tastenblock, ein Anzeigefenster, Navigationstasten und Systemsteuerungstasten.

Mikrogasturbinen sind Einwellenmaschinen. Alle Aggregate der Turbine wie Permanent-Magnet-Generator, Verdichter oder Turbinenrad sitzen hintereinander auf einer Welle.

Diese Antriebswelle Bild 3.19 dreht sich mit bis zu 100.000 U/min. Zum Start der Turbine dient der Generator als Motor, der die Turbine zunächst auf eine Startdrehzahl von ca. 25.000 U/min antreibt. Er erhält seine Energie im Netzparallelbetrieb aus dem Stromnetz, im Inselbetrieb von Akkus. Nach der Zündung übernimmt der Generator die Last und erzeugt einen Wechselstrom mit einer Frequenz von 1.600 Hz.



Bild 3.19 Antriebswelle der Mikrogasturbine [E-quad Power Systems GmbH]

Der erzeugte hochfrequente Wechselstrom wird in der Leistungselektronik der Turbine zunächst gleichgerichtet und dann in Wechselstrom mit einer Frequenz von 50 Hz und einer Spannung von 400 V gewandelt. Der niederfrequente Wechselstrom wird ins öffentliche Netz netzsynchron eingespeist.

Auf Bild 3.20 ist die Turbine mit Brennkammer und Luftfilter abgelichtet. Die Capstone CR 65 saugt etwa 0,5 kg/s (2300 Nm<sup>3</sup>/h) Luft an, sodass sie bei einem hohen Luftüberschuss (Luftverhältnis  $\lambda$  liegt zwischen 6 und 9) betrieben wird. Die Luft wird über den Generator geleitet, der dabei abgekühlt wird.

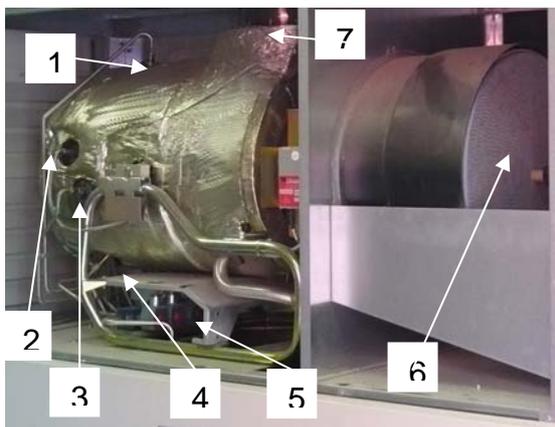


Bild 3.20 Brennkammer der Mikrogasturbine

- 1 Brenngaszufuhr (Injector)
- 2 Brenngaszufuhr (Injector)
- 3 Zünder (Ignitor)
- 4 Brenngaszufuhr (Injector)
- 5 Ventilblock
- 6 Papierfilter (Luftzufuhr)
- 7 Abgasrohr

Die angesaugte Luft wird anschließend im Verdichter, der auf der Antriebswelle angebracht ist, auf etwa 3,8 bar komprimiert. Die verdichtete Luft wird im Rekuperator (Gegenstrom-Wärmetauscher) auf etwa 550°C vorgewärmt. Dadurch erhöht sich der elektrische Wirkungsgrad der Mikrogasturbine von ca. 26% auf bis zu 30% bei idealen Betriebsbedingungen.

Der aufbereitete und in einem externen Verdichter auf ca. 5,5 bar komprimierte Brennstoff wird durch Einspritzdüsen (Injector) der Brennkammer zugeführt. Es entsteht ein Gas-Luft-Gemisch, welches in einer konstanten Flamme in der Brennkammer verbrannt wird. Die kontinuierliche Verbrennung in der

Mikrogasturbine ist eine weitere Besonderheit in Vergleich zum Gasmotor, bei dem in jedem Arbeitsvorgang eine Zündung erfolgen muss. Die heißen Rauchgase zünden in der Rückströmung das eingeleitete Biogas und gewährleisten somit eine durchgängige Verbrennung. Dadurch kann die Mikrogasturbine besser mit Qualitätsschwankungen des Brenngases zurechtkommen als herkömmliche Gasmotoren.

Über die Turbinenschaufeln erzeugt der Volumenstrom des verbrannten Gas-Luft-Gemischs mit ca. 3,5 bar ein Drehmoment, durch das die Welle angetrieben wird. Das heiße Abgas entspannt sich dabei auf Umgebungsdruck und wird von 850 °C auf 600°C abgekühlt. Dieses Abgas wird erneuert in den Rekuperator eingeleitet, wo es sich auf etwa 300°C abkühlt. Die heißen Abgase können zu Trocknungszwecken, zur Warmwasser- und Dampferzeugung oder sogar zur zusätzlichen Stromerzeugung in einer ORC-Anlage (Organic-Rankine-Cycle) genutzt werden.

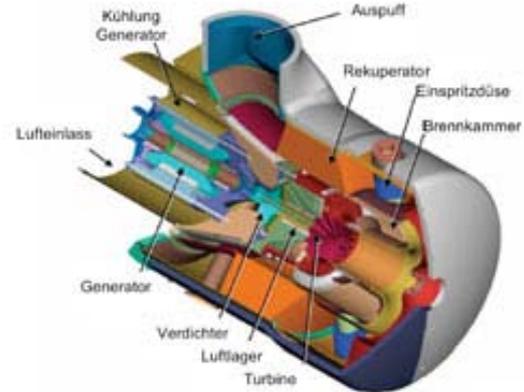


Bild 3.21 Skizze der Turbine (Greenenvironment GmbH)

### 3.4.2.1 Technische Daten der Mikrogasturbine

Die Tabelle 3.10 des Anlagenherstellers gibt einen Überblick über die technischen Daten der Mikrogasturbine CR 65, die sowohl mit als auch ohne externen Verdichter bezogen werden können.

Kennwerte	Hochdruck	Externer Verdichter
Elektrische Nennleistung	65 kW	61 kW
Elektrischer Wirkungsgrad	29%	27%
Thermische Leistung	126 kW	126 kW
Gesamtwirkungsgrad	85%	83,4%
Spannung / Frequenz	400VAC / 50 Hz	400VAC / 50 Hz
Anschlussart	3 - Phasen, 4 - Adern	3 - Phasen, 4 - Adern
Maximaler Ausgangsstrom	100A im Netzparallelbetrieb 125A im Inselbetrieb	100A im Netzparallelbetrieb 125A im Inselbetrieb
<b>Brennstoffdaten</b>		
Erdgas (H <sub>s</sub> )	9,2 – 14,2 kW/m <sup>3</sup>	9,2 – 14,5 kW/m <sup>3</sup>
LPG (Flüssiggas) (H <sub>s</sub> )	26,0 – 30,5 kW/m <sup>3</sup>	26,0 – 30,5 kW/m <sup>3</sup>
Brennstoffeinsatz (H <sub>j</sub> )	224 kW	224 kW
Eingangsdruck	4,8 - 5,2 bar	0,02 – 1 bar

<b>Luft- / Abgaswerte</b>		
Verbrennungs- / Kühlluft	2.400 m <sup>3</sup> /h	2.400 - 3.600 m <sup>3</sup> /h
Abgasmassenstrom	0,49 kg/sec	0,49 kg/sec
Abgastemperatur	309 °C	309 °C
Abgasleistung / Direkttrocknung	148 kW	148 kW
<b>Ausmaße und Gewicht</b>		
Breite / Tiefe / Höhe inkl. Wärmetauscher	770 x 1.960 x 2.800 mm	770 x 1.960 x 2.800 mm
Gewicht Netzparallel	958 kg	958 kg
Gewicht Inselbetrieb	1.068 kg	1.068 kg
<b>Lautstärkeemission</b>		
Akustische Emissionen bei Volleistung	65 dBA in 10m	65 dBA in 10m

Tabelle 3.10 Technische Daten Capstone CR 65

Laut Hersteller hat die Mikrogasturbine C 65 eine elektrische Leistung zwischen 45,7 und 65 kW und Wirkungsgrad von 24,7 bis 30,4 % bei der thermischen Verwertung von Erdgas. Diese Werte ändern sich in Abhängigkeit von der Temperatur der zugeführten Luft und sind bei optimalen Bedingungen, also bei konstantem Gasdruck und hohem Methangehalt, gemessen worden. Des Weiteren spielt der Luftdruck eine wichtige Rolle, bei Aufstellungsorten nahe dem Meeresspiegel sind bessere Wirkungsgrade zu erwarten als in höher gelegenen Regionen. Das Bild 3.22 stellt die elektrische Leistung und den elektrischer Wirkungsgrad der Mikrogasturbine C 65 in Abhängigkeit von der Lufttemperatur dar. Da Biogas im Vergleich zu Erdgas einen niedrigen und eher schwankenden Methangehalt aufweist können die im Diagramm dargestellten Werte beim Betrieb der Turbine mit Biogas eher unterschritten werden.

Elektrischer Wirkungsgrad und elektrische Leistung der Mikrogasturbine Capstone C 65

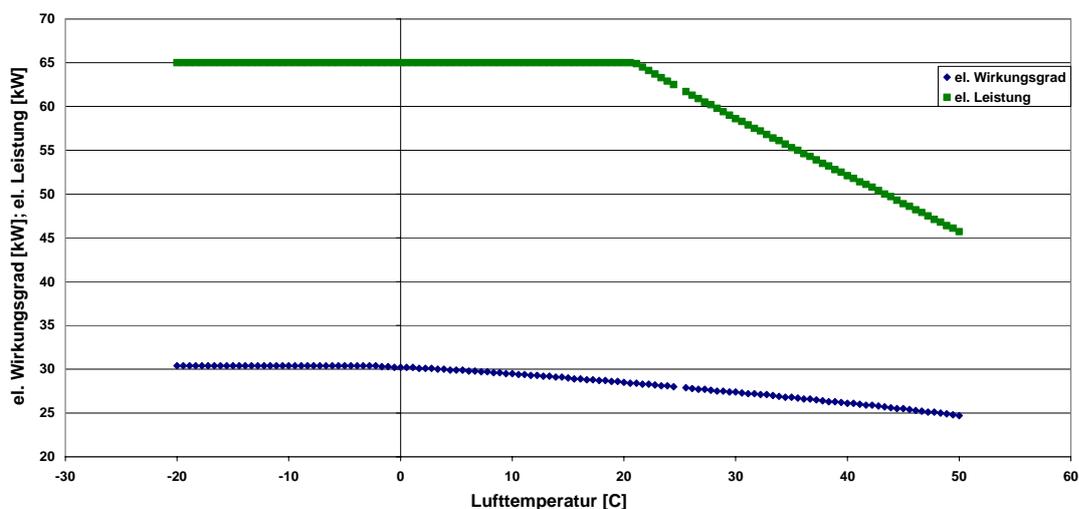


Bild 3.22 Elektrischer Wirkungsgrad und elektrische Leistung der Mikrogasturbine C 65



### 3.4.2.2 Verfügbarkeit der Mikrogasturbine

Die in diesem Projekt eingesetzten Mikrogasturbinen sind die Capstone Mikrogasturbinen CR 65. Diese Mikrogasturbinen werden von einem führenden Hersteller der BHKW ([www.capstoneturbine.com](http://www.capstoneturbine.com)) hergestellt. Auf dem deutschen Markt werden die Mikrogasturbine von Capstone durch Firmen Greenenvironment GmbH und E-quad Power Systems GmbH vertrieben.

Die Firma Greenenvironment GmbH bietet den Biogasanlagenbetreibern ein innovatives Konzept zur Verwertung von Biogas in den Mikroturbinen. Es handelt sich hier um ein angebotenes brennWERT Konzept, bei dem ein Biogasanlagenbetreiber das Biogas an die Greenenvironment verkauft. Die Greenenvironment GmbH betreibt die Mikrogasturbinen und kümmert sich um die optimale Verstromung und Wärmeanwendung des gekauften Biogases.

Nach der Insolvenz der SOLO Stirling und der nachfolgenden Absprache mit dem Projektträger wurde in Rahmen dieses Projektes zwischen der Universität Hohenheim und der Firma Greenenvironment GmbH eine Kooperationsvereinbarung für die Zusammenarbeit abgeschlossen. Die Universität Hohenheim hat in Rahmen abgeschlossener Kooperation eine Möglichkeit erhalten die Messdaten bzw. Betriebsparameter der Mikrogasturbinen an der Biogasanlage in Kupferzell aufzunehmen.



## 3.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

### 3.5.1 Anlagenbetreiber

Wie bereits in Kapitel 2.3 erwähnt, war der Erfolg der Messungen durchgängig von der Zusammenarbeit mit den Anlagenbetreibern und von der Zusammenarbeit mit den Motorenherstellern abhängig. Die Investition für die Anschaffung und Installation des Gerätes musste vollständig vom Anlagenbetreiber getragen werden, weil im Forschungsprojekt keinerlei Kosten für derartige Investitionen vorhanden waren. Aus dem gleichen Grund wurden Wartungs- oder Reparaturarbeiten an den Motoren von den Motorenherstellern durchgeführt, die Kosten trug wiederum der Betreiber. Arbeiten, die den Betrieb der Anlagen betrafen, wurden von den Anlagenbetreibern durchgeführt. Bestimmte Versuchsabläufe, wie zu Beispiel Leistungsvariationen, mussten mit den Anlagenbetreibern abgesprochen und dann vor Ort ausgeführt werden.

Diese Zusammenarbeit funktionierte unterschiedlich gut, und zwar von sehr gut, mit großem Engagement, vielen Ideen und intensivem Informationsaustausch, bis gar nicht.

Tabelle 3.11 zeigt die Anlagen, die für die Feldtests im Rahmen des Projektes zur Verfügung standen bzw. vorgesehen waren:

Standort	Gas	Anlage	Status
Rosenfeld	Klärgas	Kläranlage Rosenfeld Stirling-BHKW	abgeschlossene Versuchsreihe von zwei Jahren
Erlacher Höhe	Biogas	Biogasanlage „Erlacher Höhe“ 2 Stirling-BHKW	beide BHKW wegen Anlagenproblemen nur kurzzeitig in Betrieb
Saarbrücken	Grubengas	Versuchsstand am IZES Stirling-BHKW	abgeschlossene Versuchsreihe von drei Monaten
Kupferzell	Biogas	Biogasanlage 2 Mikrogasturbinen	abgeschlossene Versuchsreihe
Eningen	Biogas	Versuchsbauernhof Unterer Lindenhof	Planungen wegen Insolvenz der Fa. SOLO Stirling abgebrochen
Lampertheim	Klärgas	Kommunales Klärwerk Stirling-BHKW	kein Interesse des Anlagenbetreibers
Harthausen	Biogas	Biogasanlage Stirling-BHKW	Planungen wegen Insolvenz der Fa. SOLO Stirling abgebrochen
Talheim	Biogas	Biogasanlage 4 Mikrogasturbinen	Messdaten vom Anlagenbetreiber nicht zur Verfügung gestellt

Tabelle 3.11 Im Rahmen des Projektes betrachtete Anlagen

### 3.5.2 Messungen durch die LUBW

Durch die Anregung der Gutachter des Statusseminars im März 2007 wurde im Oktober des gleichen Jahres am Stirling-Motor der Kläranlage Rosenfeld eine ausführliche Abgasanalyse nach TA-Luft durch die Landesanstalt für Umwelt und Naturschutz Baden-Württemberg, LUBW, durchgeführt [LUBW].



Hintergrund dieser Abgasanalyse zusätzlich zu der von der Hochschule Reutlingen installierten kontinuierlichen Abgasanalyse, war die Klärung der Frage, in welchem Maße die Rauchgase des Stirling-Motors mit Aldehyden, insbesondere mit Formaldehyd, belastet sind.

### 3.5.3 Messungen am IZES gGmbH Saarbrücken

Am Institut für ZukunftsEnergieSysteme in Saarbrücken wurde der SOLO-Stirling-Motor über drei Monate mit Grubengas betrieben. Das Gerät wurde dem IZES für die Versuchszeit von der Fa. SOLO Stirling leihweise zur Verfügung gestellt, im Gegenzug standen der Fa. SOLO Stirling und der Hochschule Reutlingen sowie den anderen Projektpartnern alle Messergebnisse der Versuchsreihen zur Verfügung [IZES].

## 3.6 Beitrag der Ergebnisse zu den Zielen des Förderprogramms des Zuwendungsgebers

Das Leitziel des Förderprogramms BWplus ist es, die nachhaltige Entwicklung des Standortes Baden-Württemberg durch die Sicherung der natürlichen Lebensgrundlagen zu unterstützen.

Hierbei spielt die Energieversorgung eine tragende Rolle, denn es sind die elektrische und die thermische Energie, die unsere Produktionsstätten und unseren Wohlstand sichern. Diese Energieversorgung nachhaltig zu gestalten, kann nur auf mehreren Wegen gelingen. Neben der Suche und der technischen Verwirklichung alternativer Energiequellen, ist es unbedingt notwendig mit der erschlossenen Energiequelle so effizient wie möglich hauszuhalten. Die Kopplung der Produktion von elektrischer und thermischer Energie ist somit ein wichtiger Schritt in diese Richtung, zumal unter Einsatz biogener Gase, wie im vorliegenden Projekt betrachtet.

Die dafür erforderlichen Technologien, in diesem Fall Stirlingmotor-BHKW und Mikrogasturbinen, sind jedoch häufig noch nicht am Markt verfügbar. Aus diesem Grund ist es unabdingbar, in Projekten wie dem vorliegenden, diese Technologien sowohl aus technischer Sicht als auch mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit zu untersuchen und zu prüfen. Denn nur auf diese Weise können fundierte Entscheidungen zum weiteren Umgang mit der Technologie bis hin zur Förderung der Entwicklung und der Markteinführung getroffen werden.

Damit ist der Ansatz für dieses Projekt im Rahmen der Ziele und Leitlinien des Fördergebers umrissen. Es geht darum, die Eignung von Stirlingmotor-BHKW und Mikroturbinen zur gekoppelten Erzeugung von elektrischer Energie und Nutzwärme aus Bio- und Klärgas in kleinen, dezentralen Anlagen zu untersuchen. Durch die wissenschaftliche Begleitung dieser Anlagen im Feld über den Projektzeitraum sollen die relevanten Daten und zugehörigen Erfahrungen aus der praktischen Anwendung zusammengetragen werden. Zusammen mit der parallel durchgeführten Potenzialabschätzung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung kann eine fundierte Entscheidungsgrundlage sowohl für die technische als auch für die wirtschaftliche Umsetzung dieser Technik geliefert werden. Die Potenzialabschätzung hebt dabei auf das Umfeld in Baden-Württemberg, konkret auf die vorhandenen und voraussichtlich in der Zukunft errichteten Bio- und Kläranlagen, ab, so dass ein direkter Bezug zu den Verhältnissen im Land besteht.

## 4 Messtechnik

### 4.1 Allgemeines

Für die Auswertung der Tests an den Stirlingmotor-BHKW und Mikrogasturbinen ist es in erster Linie wichtig, die Zusammensetzung des Brenngases zu untersuchen, um den Methangehalt und damit den Heizwert berechnen zu können. Des Weiteren ist von Interesse, wie sich unterschiedliche Brenngasqualitäten auf die Leistungen des Stirlingmotors auswirken. Darüber hinaus werden die Abgase analysiert, um zu prüfen unter welchen Bedingungen die Stirlingmaschine das Brenngas sauber verbrennen kann.

Die Messtechnik zur Bewertung der Stirlingmotor-BHKW beschränkt sich daher an den einzelnen Standorten auf die Energiegrößen und die Abgas- und Brenngaszusammensetzung. Zur Beurteilung des Betriebsverhaltens ist dementsprechend die Bestimmung der Hauptenergieströme, d.h. die elektrische und thermische Leistung sowie die Brenngasleistung, erforderlich. Dabei wurde auf bereits vorhandene Messeinrichtungen zurückgegriffen und gegebenenfalls entsprechend erweitert. Dies hatte zur Folge, dass es keine einheitliche Messtechnik für alle Standorte geben konnte. Die Abweichungen in der Messtechnik sind im Kapitel 5 ausführlich erläutert. Abgesehen von den Gaszusammensetzungen, wurden die Messdaten einmal täglich per e-mail entweder direkt oder über den BHKW-Hersteller zur Hochschule Reutlingen gesandt, um hier weiter ausgewertet zu werden.

Beide Gasanalysegeräte wurden als portable Geräte gekauft, um sie an mehreren Standorten einsetzen zu können. Sie sammeln die Daten in einem Datalogger, der alle vier bis sechs Wochen manuell ausgelesen wird. Die ausgelesenen Daten und die Daten aus der Messdatenerfassung können über Datum und Uhrzeit zusammengeführt werden. Die Meßsysteme, die im Rahmen des Forschungsprojektes eingerichtet wurden, um die genannten Aufgaben zu erfüllen, werden in Tabelle 4.1 kurz beschrieben:

Messgröße		Variable		Gerät
Brenngaszusammensetzung		$c_i$	[%], [ppm]	Brenngas-Analysegerät
Brenngasvolumenstrom	Stirlingmotor	$\dot{V}_{\text{Gas}}$	[m <sup>3</sup> /h]	Balgengaszähler
	Mikrogasturbine			Messblende
Brenngastemperatur		$T_{\text{Gas}}$	[°C]	Pt100 Auflegefühler
Brenngasdruck		$p_{\text{Gas}}$	[mbar]	Absolutdrucktransmitter
Abgabewärmestrom:	Stirlingmotor	$\dot{Q}_{\text{th,ww}}$	[kW]	Wärmemengenzähler
	Mikrogasturbine	$\dot{Q}_{\text{th,Gas}}$	[kW]	Rechnerisch über die Abgaszusammensetzung und Abgastemperaturen
Elektrische Leistung:	Stirlingmotor			intern im Stirlingmotor
	Mikrogasturbine	$P_{\text{el}}$	[kW]	diskontinuierlich mit Hilfe einer E-Zange
Abgaszusammensetzung, Abgastemperatur		$c_i$	[%], [ppm]	Abgas-Analysegerät

Tabelle 4.1 Im Rahmen des Forschungsprojektes eingesetzte Messsysteme

## 4.2 Brenngas-Analysegerät

Grundsätzlich muss der CH<sub>4</sub>-Gehalt des Brenngases bekannt sein, um den Energieinhalt des Eingangsgases berechnen zu können. CO<sub>2</sub>- und O<sub>2</sub>-Gehalt gehen in die Verbrennungsrechnung ein, und der H<sub>2</sub>S-Gehalt gibt Aufschluss über die Aggressivität des Mediums. Die Brenngasleistung berechnet sich wie folgt aus dem Methangehalt c<sub>CH<sub>4</sub></sub>, dem Normvolumenstrom V<sub>N</sub> und dem Heizwert H<sub>i</sub> von Methan.

$$\dot{Q}_{\text{Brenngas}} = c_{\text{CH}_4} \cdot \dot{V}_N \cdot H_i \quad [1]$$

Für die Analyse des Eingangsgases und die Bewertung seiner Zusammensetzung wurde ein diskontinuierliches Messgerät, der Gas-Analysator SSM 6000 [pronova] gewählt (siehe Bild 4.1). Dieses Gerät ist speziell für die Analyse von Bio-, Klär- oder Deponiegas entwickelt worden und zeichnet sich durch seine langlebige und hochwertige Sensortechnologie aus.

Das Brenngas-Analysegerät misst die Zusammensetzung des Eingangsgases, d.h. den CH<sub>4</sub>-, CO<sub>2</sub>-, O<sub>2</sub>- und den H<sub>2</sub>S-Gehalt. Der Methan- und Kohlendioxidgehalt werden über Infrarotabsorptionssensoren (NDIR) gemessen. Der Sauerstoffgehalt wird dagegen elektrochemisch mit einer EC-Sensormesszelle bestimmt. Die Messung des Schwefelwasserstoffes erfolgt ebenfalls mittels eines EC-Sensors.

Für eine genaue Qualitätsmessung sind die Parameter im Gerät temperatur- und druckkompensiert. Durch einen internen Gaskühler erfolgt zusätzlich eine aktive Trocknung des Messgases, wodurch eine Verfälschung des Messwertes durch Wasserdampf vermieden wird.

Folgende Messbereiche können erfasst werden:

- Methan: 0 - 100 Vol. %
- Kohlendioxid: 0 - 100 Vol. %
- Sauerstoff: 0 - 25 Vol. %
- Schwefelwasserstoff: 0 - 3000 ppm

Das Gerät speichert die Daten intern in einem Logger, der nach Bedarf z.B. über eine RS-232-Schnittstelle ausgelesen werden kann. Über Datum und Uhrzeit werden die Messergebnisse der Gasqualitätsanalyse den übrigen Messdaten zugeordnet. Das Messintervall sollte ausreichend lang sein, um einem zu schnellen Verschleiß und einem Driften der Messzellen vorzubeugen. So wird mit Intervallen von 480 Minuten gestartet. Aufgrund der niedrigen H<sub>2</sub>S Werte konnte das Intervall beispielsweise an der Kläranlage Rosenfeld im Laufe der ersten Messphase auf 180 Minuten verkürzt werden.



Bild 4.1 Brenngas-Analysegerät

## 4.3 Messung des Brenngasvolumenstroms und Brenngaszustandes

Der Brenngasvolumenstrom wurde mit Hilfe eines handelsüblichen Balgengaszählers [Elster] gemessen (siehe Bild 4.2). Diese Messgeräte waren an der Kläranlage Rosenfeld und an der Erlacher Höhe bereits installiert. Der Impulsausgang kann kontinuierlich über die Messdatenerfassung ausgelesen werden und gibt den Gasstrom nach der Umrechnung mit der Impulsrate in  $\text{m}^3/\text{h}$  aus. Um den Eingangsenergiestrom genau bestimmen zu können, müssen die erfassten Volumina auf Normbedingungen umgerechnet werden. Dazu müssen neben dem  $\text{CH}_4$ -Gehalt auch der Gasdruck, die Gas-temperatur und die Gasfeuchte bekannt sein.



Bild 4.2 Balgengaszähler

Der Norm-Methanertrag berechnet sich, wie in Gleichung [2] dargestellt, in Anlehnung an die VDI 4630 über den Normgasertrag  $\dot{V}_{\text{N}^{\text{tr}}}$ .

$$\dot{V}_{\text{N},\text{CH}_4} = c_{\text{CH}_4} \cdot \dot{V}_{\text{N}^{\text{tr}}} \quad [2]$$

Für die Berechnung des Volumenstroms des trockenen Gases im Normzustand wird der Wasserdampfgehalt des Klärgases herausgerechnet und das trockene Gasvolumen ermittelt.

$$\dot{V}_{\text{N}^{\text{tr}}} = \dot{V} \cdot \frac{(p - p_w)}{p_N} \cdot \frac{T_N}{T} \quad [3]$$

- V = Gasproduktion (Volumenstrom, berechnet aus der Differenz zweier am Balgengaszähler abgelesener Volumina und der dazwischen liegenden Zeit)
- T = Temperatur des umgebenden Raumes
- $T_N$  = Normtemperatur ( $T = 273,15 \text{ K}$ )
- p = Gasdruck zum Zeitpunkt der Messung
- $p_N$  = Normdruck ( $p_0 = 1013 \text{ hPa}$ )
- $p_w$  = Dampfdruck des Wassers in Abhängigkeit von der Temperatur



Bild 4.3 Absolutdrucktransmitter

Die Messung des Gasdruckes erfolgte über einen Absolutdrucktransmitter für einen Messbereich bis 1,6 bar. Dieser Druckmesser wurde in die Gasleitung vor der Verdichtereinheit eingebaut (siehe Bild 4.3). Teilweise waren hierfür bereits Blindstutzen vorhanden. Da die Druckmesszelle hierbei mit dem Eingangsgas in Berührung kam, mussten die Materialien für nasse und aggressive Medien geeignet sein. Durch die Einbindung in den Datenlogger des Stirling-BHKW konnten die gemessenen Daten des Absolutdrucks kontinuierlich erfasst werden.

Die Temperatur wurde mit einem Pt100-Auflegeföhler bestimmt. Der Föhler wurde mit einem Spezialkleber auf die Rohrleitung geklebt. Durch eine zusätzlich eingebrachte Wärmeleitpaste war ein direkter Wärmeübergang gewährleistet. Danach wurde die Rohrleitung um den Messbereich ca. 2m

isoliert, so dass die Rohroberflächentemperatur nahezu der Gastemperatur entspricht. Auch hier erfolgte die Datenerfassung über den Logger und somit kontinuierlich.

Der Feuchtegehalt des Eingangsgases wurde separat bestimmt. Hierbei wurde der absolute Feuchtegehalt des Gases mittels Proberöhrchen und Volumenbalg der Firma Dräger bestimmt. Dabei zeigt eine Verfärbung des Messgranulates anhand einer Skala nach Beschickung mit einer definierten Gasmenge den Messwert an. Diese Messung wurde von Hand und nur absatzweise durchgeführt. Die gemessenen Werte wurden protokolliert und später mit Hilfe von Datum und Uhrzeit den anderen Parametern zugewiesen.

## 4.4 Leistungsmessung Wärme

Die thermische Leistung des BHKW wurde über einen sogenannten Wärmemengenzähler ermittelt (siehe Bild 4.4). Er besteht aus einem Volumenstrommessgerät, Temperaturmessstellen im Vorlauf und Rücklauf des BHKW's und einem Rechenwerk. Im Rechenwerk werden die Messwerte nach der folgenden Formel verarbeitet:

$$\dot{Q}_{\text{thermisch}} = \dot{V} \cdot c \cdot \rho \cdot \Delta\theta \quad [4]$$

Die Standorte Rosenfeld und Erlacher Höhe I und II waren mit handelsüblichen Wärmemengenzählern ausgestattet. Dabei handelte es sich um Standardgeräte für Privathaushalte mit Fernauslesemöglichkeit. Die Stromversorgung dieser Geräte erfolgte über eine Batterie. Jede Datenabfrage benötigt Strom, so dass die Lebensdauer der Batterie die Messintervalle mitbestimmt. Eine externe Stromversorgung der Geräte war nicht möglich, so dass eine komfortablere Messung und Messdatenübertragung nur durch Austausch der Geräte möglich wäre.



Bild 4.4 Wärmemengenzähler [Elster]

Anfänglich wurden die Daten einmal pro Minute übertragen. Es hat sich gezeigt, dass eine Datenübertragung einmal pro 10 Minuten ausreichend genau ist.

## 4.5 Leistungsmessung Strom

Die erzeugte elektrische Leistung wird intern im Stirlingmotor-BHKW gemessen und über die Geräte-Software ausgegeben. Bei drei-phasigem Anschluß gilt:

$$P_{el} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad [5]$$

## 4.6 Abgasanalysegerät

Das Abgasanalysegerät misst die Schadstoffe im Abgas. Über eine Sonde wird ein Teilstrom aus der Abgasleitung abgesaugt und in der Analysebox zur Auswertung über elektrochemische Messzellen geleitet. Es werden der O<sub>2</sub>-, CO-, NO-, NO<sub>2</sub>- und der SO<sub>2</sub>-Gehalt,  $\lambda$ , die Abgastemperatur und die Pumpenleistung gemessen. Wie das Brenngasanalysegerät speichert auch das Abgasanalysegerät die Daten intern in einem Datenlogger. Es können 130.000 Messdaten gespeichert werden. Bei ca. 10 Messwerten alle 15 Minuten errechnet sich eine ausreichend lange Versuchszeit. Um einer Überlastung und einem Driften der Messzellen vorzubeugen, werden Spülzeiten im internen Messprogramm vorgesehen. Die gespeicherten Messwerte können über einen Laptop mit Hilfe der gerätespezifischen Software ausgelesen und in das Programm MS-Excel zur weiteren Auswertung importiert werden.

Zur Abgasanalyse wurde das Gerät testo 350 XL der Firma testo Lenzkirch eingesetzt. (siehe Bild 4.5) Über die Auswahl der Messzellen konnten neben den zu messenden Komponenten, die Grundgenauigkeit der Erfassung eingestellt werden.



Bild 4.5 Abgasanalysegerät [testo]

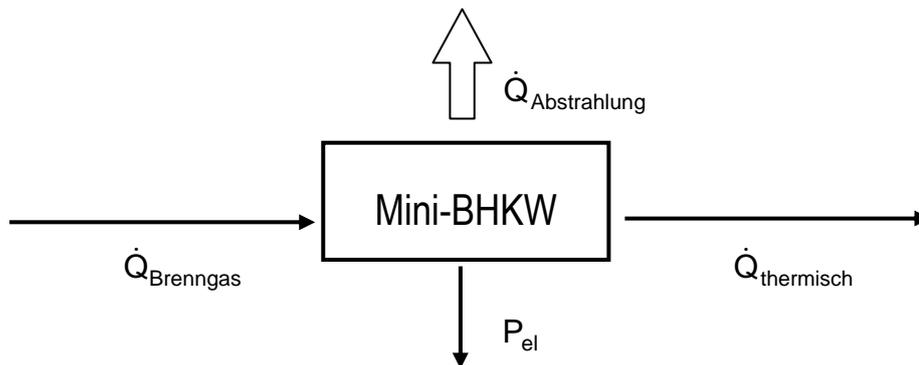
Dem Abgasanalyse-Gerät wurde ein Messprogramm hinterlegt. Darin ist der Messzeitraum mit Datum und Uhrzeit angegeben, darüber hinaus werden die Mess- und Spülzeiten und der Speicherzyklus definiert. Zu Beginn der Messungen wurden die Messzellen pro Stunde 10 Minuten gespült und daraufhin wurde 50 Minuten lang gemessen. Alle zehn Minuten wurde der Mittelwert aus zehn Messwerten im Datalogger gespeichert. Dieser Zyklus hat die Messpumpe so stark belastet, dass sie bereits nach acht Wochen Messzeit ausfiel und ausgetauscht werden musste.

Der veränderte Messzyklus enthielt dann ein 10 Minuten langes Messintervall und einen Spülzeitraum von 50 Minuten. Wobei die Spülpumpe nur ca. 10 Minuten in Betrieb ist, danach befindet sich das Gerät in Wartestellung. Beide Pumpen waren pro Stunde demnach jeweils 10 Minuten in Betrieb, so dass deren Lebensdauer beträchtlich anstieg.

Kalibriergase zur Nachkalibrierung der Messzellen und die dazu erforderlichen Armaturen sind an der Hochschule Reutlingen vorhanden. So konnten die Kalibrierungen des Gerätes in regelmäßigen Abständen durchgeführt werden.

## 4.7 Bilanzierung

Zur Berechnung der Wirkungsgrade der BHKW erfolgt eine Bilanzierung über das Gerät: Dazu wird der mit dem Brenngas eingetragene Energiestrom, die an das Heizungssystem abgegebene thermische Leistung sowie die elektrische Abgabeleistung gemessen. Aus diesen drei Energieströmen können der elektrische, der thermische und der Gesamtwirkungsgrad wie folgt berechnet werden.



$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{Brenngas}} \quad [6]$$

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{thermisch}}{\dot{Q}_{Brenngas}} \quad [7]$$

$$\eta_{ges} = \eta_{el} + \eta_{th} = \frac{P_{el} + \dot{Q}_{thermisch}}{\dot{Q}_{Brenngas}} \quad [8]$$

In den Kapiteln 5.1.5 und 5.2.2 sind die Instrumentierungsschaubilder für die Anlagen in Rosenfeld sowie an der Erlacher Höhe I und II zusammen mit den Spezifikationen für die Messaufnehmer angegeben.

## 4.8 Chemische Analyse der Verbrennungsrückstände

Sowohl an der Erlacher Höhe wie auch in Rosenfeld war zu beobachten, dass sich an den Wärmetauscherflächen Ablagerungen sammeln. An der Erlacher Höhe waren es die Abgaswärmetauscher, die sich mit einem braun-grünem Belag zusetzten. Der Belag war schwer von den Wärmeaustauscherflächen zu lösen. In der Kläranlage Rosenfeld setzte sich der Lufterhitzer und auch die Brennkammer mit einem weiß-braunen Staub zu. Der Staub konnte mit Druckluft leicht entfernt werden.

Von beiden Ablagerungen wurden Proben genommen und im chemischen Labor der Hochschule Reutlingen auf ihre Zusammensetzung untersucht.





## 5 Beschreibung der Anlagen

Die Anlagen, die dem Projekt für die Feldversuche zur Verfügung standen, wiesen die unterschiedlichsten Randbedingungen auf, in die die Geräte eingefügt werden mussten:

1. Gasqualität:
  - a. Methangehalt (35 –65%)
  - b. Schwefelgehalt
  - c. Belastung mit Schad- oder Schwebstoffen
  - d. relative Feuchte
  
2. Hydraulische Einbindung:
  - a. parallel oder in Reihe zu anderen Heizeinrichtungen
  - b. Druckniveau des Biogases (erforderlicher Druck für das Stirlingmotor BHKW 50mbar)
  - c. Temperaturniveau im Warmwassernetz (max. Rücklauftemperatur 75°C)
  
3. Messtechnik:
  - a. Anpassung an bereits bestehender Messtechnik
  - b. Anpassung an bereits vorhandener Messdatenerfassung und -weiterleitung

Die Betriebsbedingungen an den einzelnen Standorten waren nicht von vorne herein auf die Stirling-Anlage zugeschnitten, so dass Start und Verlauf der Messungen dementsprechend beeinflusst waren. Das Projekt war zuerst allein auf kleine Stirlingmotor-BHKW im Betrieb mit Bio-, Klär-, und Grubengas beschränkt; nachdem jedoch die einzige Firma, die ein entsprechendes BHKW anbietet und vertreibt, Insolvenz angemeldet hat, wurde der Fokus auf die Mikrogasturbine erweitert.

## 5.1 Kläranlage Rosenfeld

### 5.1.1 Allgemeines

Die Kläranlage Rosenfeld ist eine von mehreren Kläranlagen der Stadt Rosenfeld mit ihren Teilgemeinden. Bedingt durch die Topografie des Stunzach- und Schlichemtals war ein Zusammenschluss der Kläranlagen zu einem Verbund nicht möglich. Es werden mehrere kleine Kläranlagen betrieben.

Die Kläranlage Rosenfeld, Schmelzlesmühle wurde 1998 erweitert und vollständig modernisiert, um den Vorgaben des Umweltschutzes gerecht zu werden. Die der Kläranlage zugeführten Abwässer bestehen sowohl aus häuslichem wie auch industriellem Abwasser sowie Regenwasser bzw. Schneeschmelze.

Die Anlage ist für 5000 Einwohner ausgelegt, so dass auch für zukünftig steigende Einwohnerzahlen und für Neuansiedlung von Gewerbe Klärkapazität bleibt. Im Moment leben in den Gemeinden Rosenfeld und Isingen, die der Kläranlage angeschlossen sind, 2450 und 670 Einwohner. Das heißt, die Kläranlage Rosenfeld ist im Augenblick zu 63% ausgelastet [Rosenfeld].



Bild 5.1 Überblick Reinigungsstufen

### 5.1.2 Reinigungsstufen

Das Abwasser wird zunächst mechanisch gereinigt, so dass es frei von groben Bestandteilen, Schwebstoffen und Sand ist und gelangt dann in die biologische Reinigung, den Belebungsbecken. In diesen Becken verzehren konzentrierte Bakterien- und Mikroorganismen-Stämme unter Zuführung bzw. Reduktion von Sauerstoff die gelösten und kolloidalen organischen Schmutzstoffe (Bild 5.2).

Die Entfernung des Pflanzennährstoffes Stickstoff aus dem Klärwasser erfolgt in zwei Schritten:

Nitrifikation: Oxidation des stechend riechenden Ammonium-Stickstoffes  $\text{NH}_4\text{-N}$  zu Nitrit  $\text{NO}_2$  und dann zu Nitrat  $\text{NO}_3$ .

Denitrifikation: Reduktion des Nitrats zu Stickstoff  $\text{N}_2$  und Sauerstoff  $\text{O}_2$ .

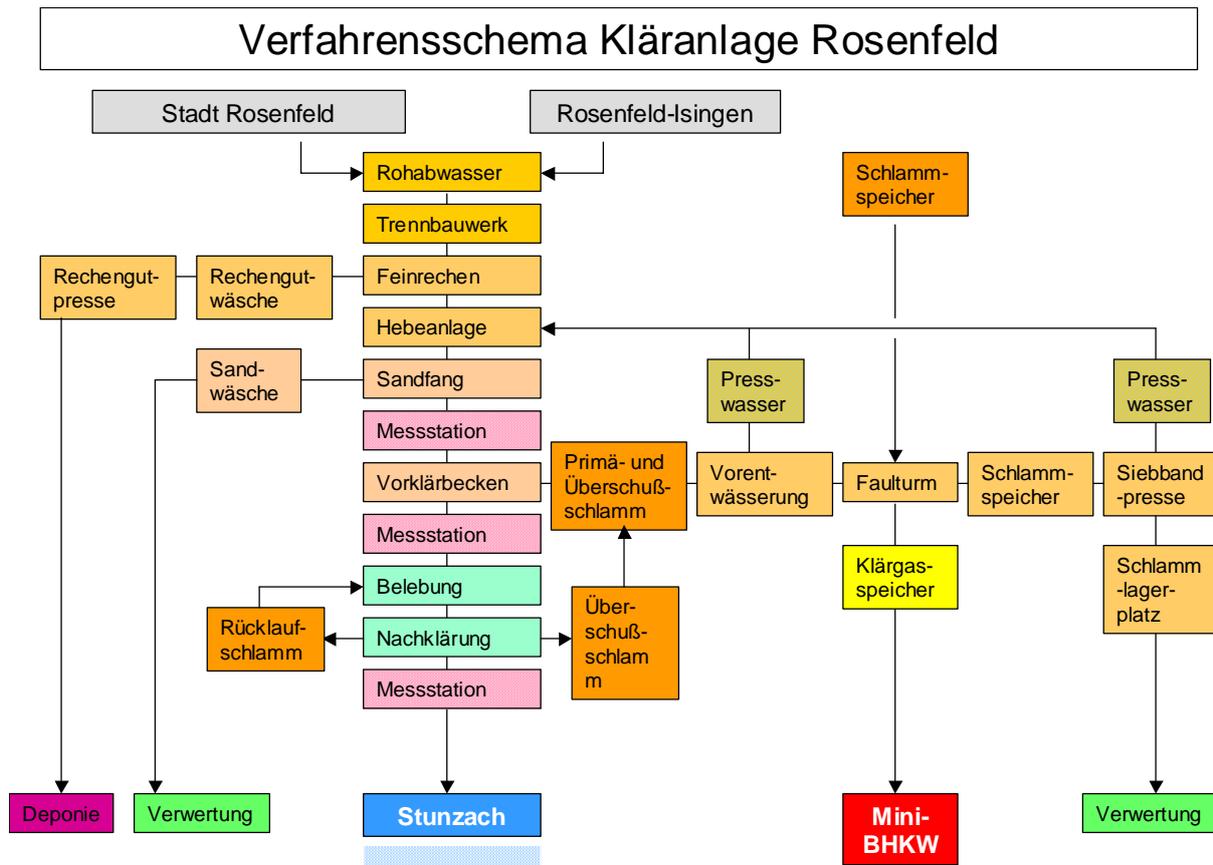


Bild 5.2 Verfahrensschema der Kläranlage Rosenfeld [Rosenfeld]

Hierbei helfen wiederum Bakterien, die im ersten Verfahrensschritt einen hohen Sauerstoffbedarf haben und im zweiten Schritt nur unter sauerstoffarmen Bedingungen Nitrat zu Stickstoff und Sauerstoff umwandeln. Der Belebtschlamm in den Belebungsbecken wird zum besseren Kontakt mit dem Abwasser in Schwebelagerung gehalten.

Die Entfernung des Pflanzennährstoffes Phosphor erfolgt in Rosenfeld wie auch in vielen anderen Kläranlagen chemisch im Flockungsbecken. Über eine Dosierstation wird dem Abwasser unter starker Durchmischung ein Fällmittel (Metallsalze oder Kalk) zugesetzt, so dass die Phosphatverbindungen ausflocken.

In den zwei Nachklärbecken sinken in einem Fall die Bakterien als Schlammflocken zu Boden und werden entweder noch einmal in das Belebungsbecken zurück gepumpt (Rücklaufschlamm) oder zur Schlammbehandlung in den Eindicker gefördert.



Bild 5.3 Fällmittelstation

Im anderen Fall sinken die ausgeflockten Phosphatverbindungen zu Boden, um dann der Schlammbehandlung zugeführt zu werden.

Das gereinigte Abwasser wird aus den Nachklärbecken über eine Kontrollstation zur qualitativen und quantitativen Messung in das natürliche Gewässer eingeleitet. Die nach der mechanischen, biologischen und chemischen Reinigung erreichten Einleitungswerte werden in Rosenfeld selbst in einem AQS-zertifizierten Labor geprüft. Auf diese Weise kann die Kläranlage zeitnah und effizient auf Veränderung der Abwasserbelastung reagieren. Die Messergebnisse werden ausgewertet und zu Monats- und Jahresprotokollen zusammengefasst.

### 5.1.3 Klärschlamm und Klärgas

Neben dem einleitfähigen, sauberen Wasser entsteht der Reststoff Klärschlamm. Dieser Klärschlamm wird entwässert und im Faulturm weiter anaerob zersetzt: Der sogenannte Primärschlamm aus dem Vorklärbecken wird direkt über die Vorentwässerung dem Faulturm zugeführt.

Der bei den biologischen Prozessen anfallende Schlamm wird zum Teil zur Erhaltung der Mikroorganismen vom Nachklärbecken zum Belebungsbecken im Kreis geführt, lediglich der Überschussschlamm gelangt über die Vorentwässerung zum Faulturm. Der Klärschlamm der Kläranlagen Heiligenzimmern und Bickelsberg wird im Schlammspeicher gesammelt und kann von dort zum Faulturm geleitet werden.



Bild 5.4 Faulturm

Im Faulturm zersetzen Bakterienstämme unter Sauerstoffausschluss und bei einer Temperatur von ungefähr 33°C die organischen Anteile des Klärschlammes. Die Verweilzeit des Schlammes im Faulturm beträgt ca. 30 Tage, wobei der Behälterinhalt ständig umgewälzt wird. Während des Faulprozesses werden die organischen Stoffe zu Methan, Kohlendioxid und Wasser abgebaut. Der verbleibende, ausgefaulte Klärschlamm wird über die mechanische Entwässerung zum Lagerplatz geleitet.

Das erzeugte Klärgas hat einen Methananteil von ca. 62% und einen Kohlendioxidanteil von ca. 37%. Schwefelwasserstoff ist im Klärgas nur in sehr geringeren Mengen unter 50 ppm vorhanden. Allerdings ist in Rosenfeld zu beobachten, dass beginnend mit den Herbstmonaten der Schwefelwasserstoff im Klärgas über Winter auf bis zu 300ppm ansteigt. Analysen von Rückständen auf den Abgaswärmeaustauschern des SOLO BHKW zeigen, dass im Klärgas Siloxane enthalten sein müssen, die beim Verbrennungsprozess zu SiO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>O, also Sand und Wasser oxidieren.



Bild 5.5 Gastank

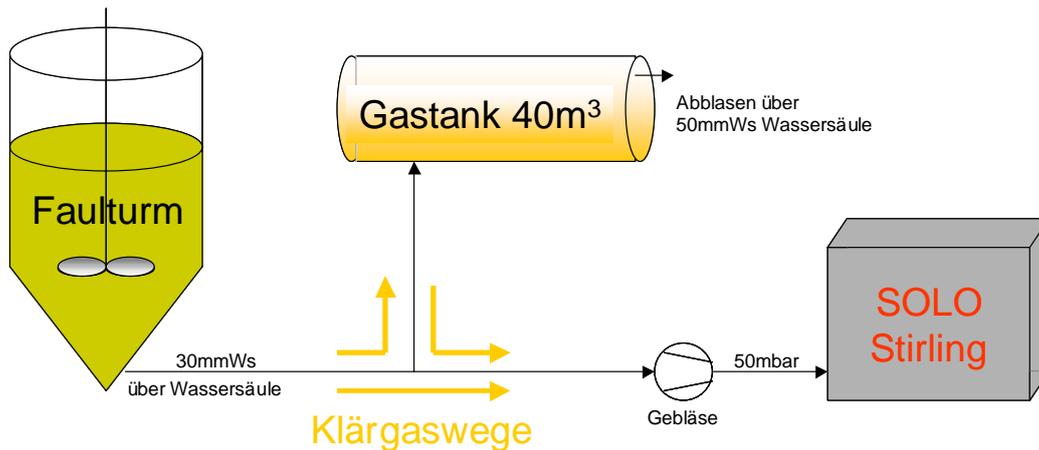


Bild 5.6 Klärgaswege

Im Faulturm herrscht ein leichter Überdruck von ca. 3 mbar, der durch die Wassersäule eines Wasserbeckens erzeugt wird, durch das das Klärgas ins Leitungssystem entweicht. Mit Hilfe dieses Wasserbeckens wird dem Klärgas zum großen Teil die Feuchte entnommen. Dies ist erforderlich, um eine störungsfreie Messung der Klärgasvolumenströme über Balgengaszähler zu ermöglichen. Nach dem Wäscher wird das Klärgas über ein Kiesbett geleitet und gelangt nun in ein Leitungssystem, das es je nach Druckverhältnissen entweder direkt zum BHKW führt oder zunächst in den Gasspeicher. Der dem MiniBHKW zugeführte Klärgasstrom wird wiederum über einen Balgengaszähler gemessen.

Der Gasspeicher hat ein Volumen von  $40\text{m}^3$ . Er besteht aus einem Foliensack, der zum Schutz in einem liegenden, zylindrischen Metallbehälter untergebracht ist. Die Folie ist ausgelegt für einen maximalen Innendruck von 5mbar. Wird dieser Druck überschritten, entweicht das Klärgas über eine 50mm hohe Wassersäule nach draußen. In den Jahren 2005 und 2006 ist das Mini-BHKW bewusst kontinuierlich bei einer Auslastung von ca. 70% betrieben worden, um Anfahrverluste und Störungen zu vermeiden.

### 5.1.4 Messtechnische Einbindung

Zwei Balgengaszähler der Kläranlage messen die Klärgasvolumenströme, die vom Faulturm kommend je nach Druckverhältnissen entweder in den Gastank oder direkt zum BHKW strömen.

Beide Balgengaszähler wurden mit Zählwerken ausgerüstet, um die Messwerte an die elektronische Messdatenverarbeitung weiterleiten und dort verrechnen zu können.

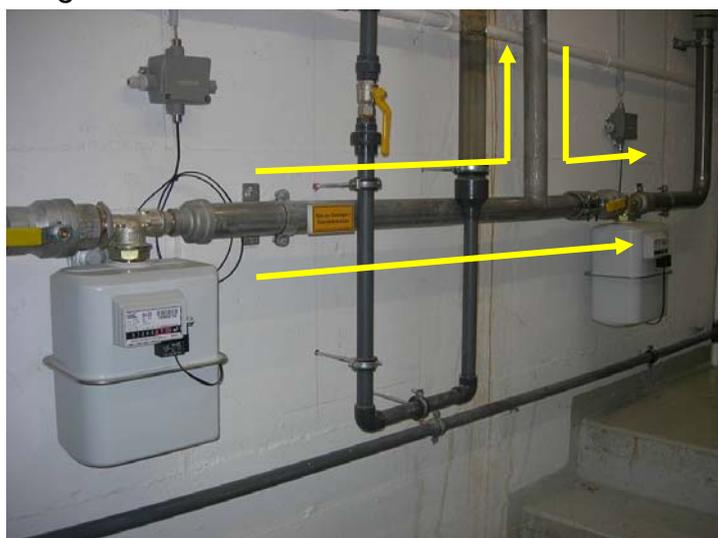


Bild 5.7 Balgengaszähler und Klärgaswege

In Bild 5.7 ist links der Balgengaszähler zur Messung des Klärgasanfalls zu sehen und rechts der Balgengaszähler zur Messung der Klärgasverbrauchs durch das BHKW.

Bevor das Klärgas den Faulturm verlässt, durchströmt es eine 20mm hohe Wasservorlage. Diese Wasservorlage hält den Druck im Faulturm auf 2mbar. Durchströmt das Klärgas den Wäscher wird es weitestgehend entwässert.



Bild 5.8 Wäscher

Zum Schutz der Balgengaszähler ist dennoch ein Wasserabscheider vorgeschaltet, da die Lagerung und damit die Messgenauigkeit der Flügelräder der Balgengaszähler durch Feuchtigkeit beeinträchtigt wird.

Am Fuß des Wasserabscheiders wird der Absolutdrucktransmitter installiert, um den Gasdruck zu messen (Bild 5.9). Hier ist die Messung des Gasdrucks unkompliziert, da das Gas nicht strömt. Die Klärgastemperatur wird über Auflegefühler an einem isolierten Rohrleitungsabschnitt gemessen (im Bild nicht zu sehen).



Bild 5.9 Abscheider und Gasdruckmessung

Vor der Gasstrecke, d.h. vor der Druckerhöhung auf die für den Solo-Stirlingmotor nötigen 50mbar, befindet sich die Klärgasanalyse zur Erfassung der Methankonzentration zur Bilanzierung der Anlage und zur Erfassung der weiteren Gaskomponenten wie Schwefelwasserstoff, Kohlendioxid und Sauerstoff. Die Analysedaten werden im geräteinternen Datenlogger gespeichert und über Datum und Uhrzeit den kontinuierlich gemessenen Daten in den Monatstabellen zugeordnet.



Bild 5.10 Klärgasanalyse

Der Wärmemengenzähler war in Rosenfeld ebenfalls bereits installiert und musste lediglich auf die Messdatenerfassung aufgeschaltet werden. Die geräteinterne Stromversorgung über eine Batterie war allerdings sehr bald verbraucht, so dass im Juli 2006 eine Stromleitung zum Wärmemengenzähler gelegt wurde.

In Bild 5.11 sind die Volumenstrommessung mit integriertem Rechenwerk und die Temperaturfühler im Vor- und Rücklauf zu erkennen.



Bild 5.11 Wärmemengenzähler Rosenfeld

Die Messung des erzeugten Stroms erfolgt direkt am Stirlingmotor und wird der Messdatenerfassung aufgeschaltet.

Zur Analyse des Abgases wird aus der Abgasleitung des BHKW ein Teilstrom abgezogen und dem Abgasanalysegerät zugeführt. Dort wird der Abgasteilstrom über elektrochemische Messzellen geleitet und analysiert. Die Messwerte werden im Datenlogger gespeichert und können wie bei der Klärgasanalyse über Datum und Uhrzeit den kontinuierlich gemessenen Werten zugeordnet werden.



Bild 5.12 Abgassonde



Bild 5.13 Abgasanalysebox

Das Abgasanalysegerät arbeitete über zwei Jahre sehr zuverlässig und lieferte die Abgasanalysedaten über den Datenlogger, der problemlos auszulesen war. Der Beginn der Messdatenaufnahme startete zwar mit einem Defekt an der Membranpumpe nach erst vier Wochen. Dies konnte durch die Änderung des hinterlegten Messprogramms behoben werden. Nach Umstellung des Messprogramms im April 2006 arbeitete die Membranpumpe über 20 Monate bis zum November 2008 einwandfrei.

Wie die Membranpumpe sind auch die Messzellen dem Verschleiß unterlegen. Hierbei ist gerade die Sauerstoffzelle stark beansprucht, da sie keine Ruhephasen hat. Die umgebende Luft enthält Sauerstoff, so dass sich die Zelle verbraucht auch wenn nicht gemessen wird. Aus diesem Grund musste die Sauerstoffzelle in den zwei Jahren zwei Mal ausgetauscht werden.

Im Oktober 2006 ist der Temperaturfühler des Abgasanalysegerätes gebrochen und musste erneuert werden. Die CO-Zelle und die NO-Zelle waren im Herbst 2007 verbraucht und sind ebenfalls austauscht worden. Der Austausch der defekten Teile konnte in allen Fällen problemlos vor Ort ausgeführt werden.

### 5.1.5 Instrumentierung Rosenfeld

#### Kläranlage Rosenfeld

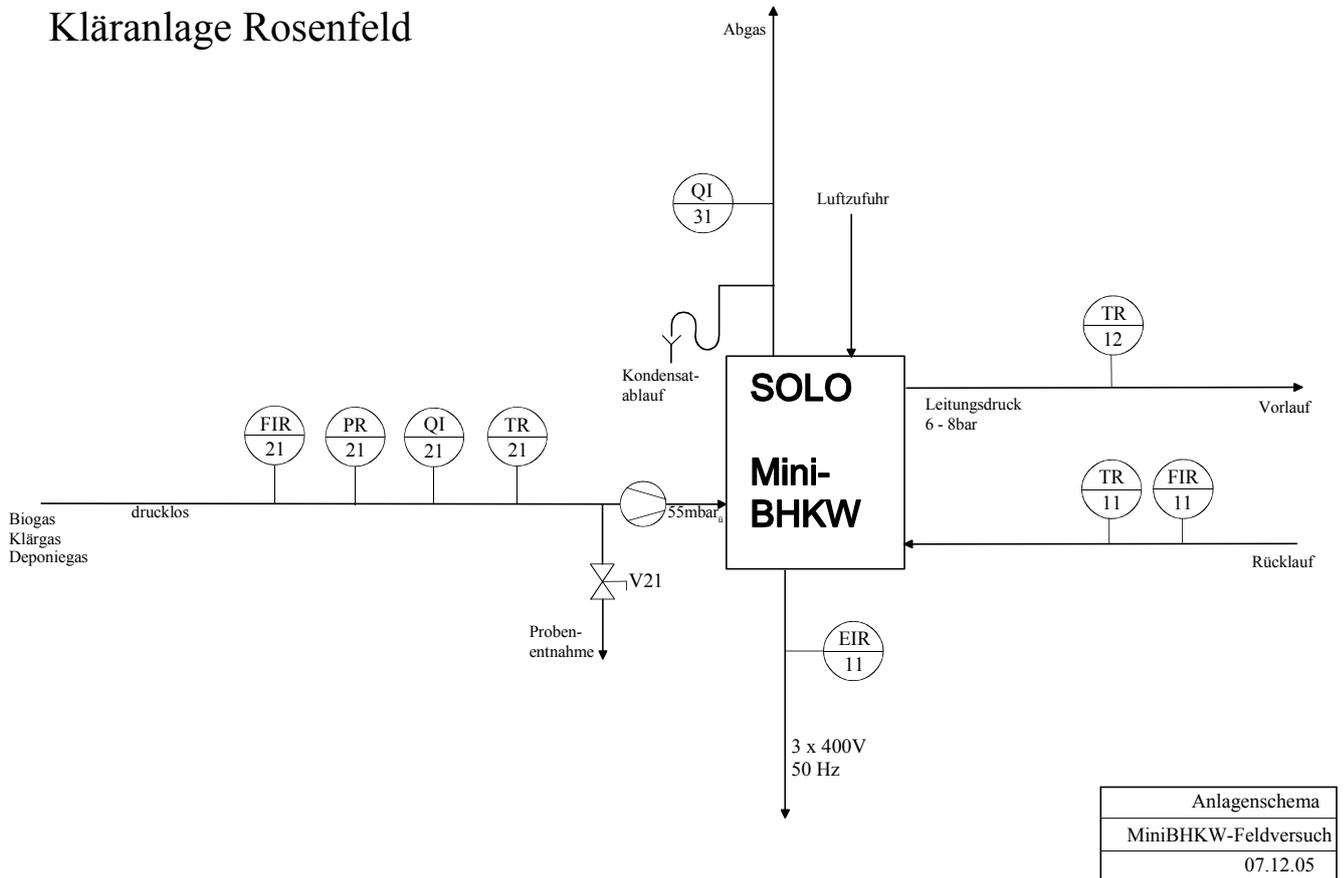


Bild 5.14 Fließschema Kläranlage Rosenfeld

#### Messgeräte-Liste

Stand 07.12.2005

Pos.Nr.	Ausgänge	Art	Bereich	vorh.	Fabrikat
Wärmezähler					Reisser; Integral-MK maxx
FIR 11	1	M-Bus		x	mit M-Bus Optionskarte zum Auslesen
TR 11	1	M-Bus		x	erweitert
TR 12	1	M-Bus		x	
Brenngasvolumenstrom					
FIR 21	1	Impuls		x	
TR21	1	analog	0 - 10V		
PR21	1	analog	0 - 10V		
Brenngasanalyse					
QI 21	4	keine	Logger		CH <sub>4</sub> , CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, O <sub>2</sub>
Abgasanalyse					
QI 31	6	keine	Logger		testo 350XL: CO <sub>2</sub> , NO, NO <sub>2</sub> , O <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , V <sub>pumpe</sub>
Leistungsmessung					
EIR 11	1	Impuls	200Imp./kWh	x	S0-Ausgang am SOLO MiniBHKW

Tabelle 5.1 Messgeräteliste Kläranlage Rosenfeld



### 5.1.6 Start des Stirlingmotors und Messdatenaufnahme

Seit dem 14.4.2005 erzeugt das Stirling BHKW an der Kläranlage Wärme und Strom aus der Verbrennung des Klärgases. Das Gerät war bis zum 3. März 2008 19.439 h in Betrieb. In dieser Zeit hat das BHKW 78.539 kWh elektrische und 343.427 kWh thermische Energie erzeugt. Dazu wurde 488.528 kWh Klärgas verbrannt, das ist bei einer mittleren Methan-Konzentration von 62% ein Volumen von 81.724 m<sup>3</sup>.

Die erste Wartung erfolgte im November 2005 mit einer Prüfung der Motorenteile im Prozessraum, und eine weitere Regelwartung wurde im Februar 2006 durchgeführt. Im Mai 2006 musste die  $\lambda$ -Sonde ausgewechselt werden, und in den Monaten Juli und September 2006 erfolgten zwei weitere Wartungen mit Austausch der Dichtungen an den Kolben und Kolbenstangen. Im Jahr 2007 erfolgte nach längerer Wartezeit bedingt durch die Insolvenz der Firma Solo-Stirling eine weitere Wartung, in der die Kolbenstange überholt und die Kolbenstangendichtungen ausgetauscht werden musste. Seit März 2008 steht der Stirlingmotor, da eine anstehende Wartung der Dichtung nicht mehr durchgeführt werden konnte.

Die Messdaten des BHKW werden seit März 2006 im Rahmen des Forschungsprojektes aufgenommen. Bereits vorhandene Messeinrichtungen werden weitestgehend genutzt.

## 5.2 Erlacher Höhe I und II

### 5.2.1 Allgemeines



Bild 5.15 Biogasfermenter Erlacher Höhe – liegendes System

An der sozialen Einrichtung „Erlacher Höhe“ wird seit 1986 eine Biogasanlage betrieben. Es handelt sich um einen liegenden, sogenannten Pfropfenstromfermenter. Dieser wird im Wesentlichen mit dem Mist aus dem Rinderstall beschickt. Hinzu kommen noch geringe Mengen an Futterresten und Wiesengras. Es werden an den Betrieb zur Versuchszeit ca. 120 GV Rinder gehalten. Die Anlage weist nur eine geringe Größe auf, für die bisher kein funktionssicheres Verbrennungsmotor-BHKW am Markt verfügbar war. Daher wurde bisher das produzierte Biogas an diesem Betrieb in einem Gasheizkessel verbrannt. An diesem Betrieb werden jährlich ca. 60.000 m<sup>3</sup> Biogas mit einem Methangehalt von ca. 60 – 65 % produziert. Dies entspricht einer Reinmethanmenge um 37.000 m<sup>3</sup> pro Jahr. Damit könnte ein Verbrennungsmotor-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 15 kW im Dauerbetrieb betrieben werden.

An der sozialen Einrichtung sind acht Wohngebäude und einen Bürokomplex angegliedert. Es besteht im Winter ein hoher Bedarf an Heizenergie bis zu einer Leistung von 200 kW für die Versorgung der Gebäude und ganzjährig großer Warmwasserbedarf. Zur Beheizung des Biogasfermenters wurde ebenfalls Wärme benötigt. Diese Energie wurde bisher zum Teil durch das Biogas zur Verfügung gestellt. Zusätzlich wurde ein Holzkessel im selben Heizkreis betrieben, der mit Restholz aus der zum Betrieb gehörenden Holzwerkstatt befeuert wird.

Durch das Erneuerbare Energien Gesetz von 2004 wurde ein zusätzlicher Anreiz geschaffen, Strom aus Biogas zu erzeugen und diesen zu einer Vergütung von ca. 17,5 ct/kWh ins öffentliche Stromnetz einzuspeisen. Da die verfügbare Biogasmenge für eine Gesamtfeuerungsleistung des BHKW von ca. 40 kW ausreicht, war geplant mittelfristig verstärkt Pflanzmasse (nachwachsende Rohstoffe) zusätzlich zu dem Mist der Tiere als Gärsubstrat einzusetzen, um die Energieausbeute der Biogasanlage zu erhöhen. Man beabsichtigte eine Biogasmenge von 120.000 bis 150.000 m<sup>3</sup> je Jahr auf diese Weise zu erzeugen. Dies barg bei dem Alter der vorhandenen Biogasanlage ein deutliches Risiko, denn der nachwachsende Rohstoff, der am Betrieb zur Verfügung stand, war vorwiegend Wiesengras, das aufgrund seines Fasergehaltes leicht zu Funktionsstörungen im Biogasprozess führen kann. Es war für den Betrieb daher geplant, in den nächsten Jahren eine neue Biogasanlage aufzubauen. Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen entschloss man sich an der Erlacher Höhe, zwei Stirling BHKW zu installieren.

Der Einbau erfolgte im November 2005. Es bot sich damit die Möglichkeit, im Rahmen des Forschungsprojektes an einem Standort zwei Stirling-BHKW zu untersuchen.



Bild 5.16 Stirling-Motoren am Betrieb Erlacher Höhe

Ab April 2006 wurde damit begonnen, Messdaten an der Biogasanlage in Erlacher ‚Höhe zu erheben. Hierzu wurde ein Gasanalysegerät eingebaut, um die Qualität des erzeugten Biogases zu bestimmen. Dieses Gerät war bis Ende 2006 im Messeinsatz.

Leider war aus verschiedenen Gründen kein kontinuierlicher Betrieb der beiden Stirlingmotor-BHKW möglich. Ein offensichtlicher Grund dafür war die unzureichende Menge Biogas, die dem BHKW zur Verfügung stand, da der Fermentationsprozess nach wie vor durch einen separaten Biogaskessel und nicht mit der von den BHKW erzeugten Wärme beheizt wurde. Ein weiteres Problem war das hohe Temperaturniveau des Heizungssystems, in das neben den beiden Stirlingmotor-BHKW ein zusätzlicher Scheitholzkessel bivalent integriert ist. Es ist zu vermuten, dass nach Anfahren des Holzkessels die Kreislauftemperaturen über die für die SOLO Stirling BHKW zulässigen Werte von 65°C bis maximal 75°C im Vorlauf anstiegen und die BHKW daraufhin automatisch abschalteten.

Unglücklicherweise ist die Biogasanlage an der Erlacher Höhe im September 2006 ausgefallen, so dass kein Biogas mehr für die Verbrennung in den Stirlingmotor-BHKW zur Verfügung stand. Da nicht mit einer baldigen Reparatur der Biogasanlage sowie einer Änderung des Gesamtkonzeptes zu rechnen war, konnten die beiden BHKW nicht mehr für weitere Untersuchungen im Rahmen des Projektes genutzt werden. Hinzu kam dann die Insolvenz der Fa. Solo Stirling im Frühjahr 2007, die die weitere Planung mit den Stirling-BHKW und deren Nutzung aufgrund der fehlenden Wartung ausschloss.

## 5.2.2 Instrumentierung Erlacher Höhe

### Erlacher Höhe

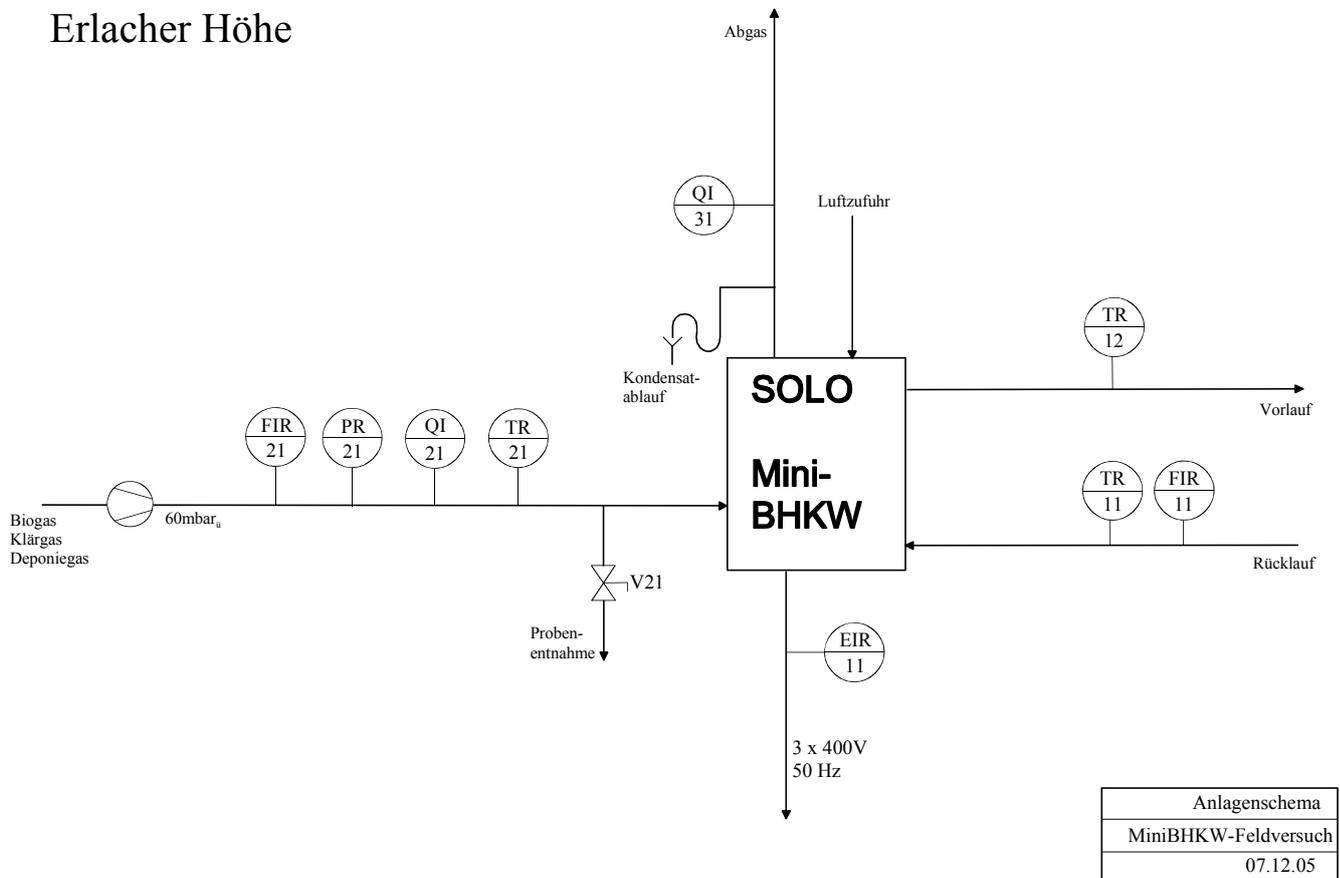


Bild 5.17 Fließschema Erlacher Höhe I und II

### Messgeräte-Liste

Stand 07.12.2005

#### Anlage 1

Pos.Nr.	Ausgänge	Art	Bereich	vorh.	Fabrikat
Wärmezähler					
FIR 11	1	M-Bus		x	
TR 11	1	M-Bus		x	
TR 12	1	M-Bus		x	
Brenngasvolumenstrom					
FIR 21	1	Impuls		x	
TR21	1	analog	0 - 10V *		
PR21	1		*		
Brenngasanalyse					
QI 21	4	keine	Logger		CH <sub>4</sub> , CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, O <sub>2</sub>
Abgasanalyse					
QI 31	6	keine	Logger		testo 350XL: CO <sub>2</sub> , NO, NO <sub>2</sub> , O <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , V <sub>pumpe</sub>
Leistungsmessung					
EIR 11	1	Impuls	200Imp./kWh	x	S0-Ausgang am SOLO MiniBHKW

\* Datenübertragung über Datenerfassung SOLO, dort ist pro Anlage ein Platz 0 - 10V frei (einmal für PR21, einmal für TR21)

Tabelle 5.2 Messgeräteliste Erlacher Höhe I



## Messgeräte-Liste

Stand 07.12.2005

### Anlage 2

Pos.Nr.	Ausgänge	Art	Bereich	vorh.	Fabrikat
Wärmezähler					
FIR 11	1	M-Bus		x	
TR 11	1	M-Bus		x	
TR 12	1	M-Bus		x	
Brenngasvolumenstrom					
FIR 21	1	Impuls		x	
TR21	1				
PR21	1	analog	0 - 10V *		
Brenngasanalyse			*		
QI 21	4	keine	Logger		CH <sub>4</sub> , CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, O <sub>2</sub>
Abgasanalyse					
QI 31	6	keine	Logger		testo 350XL: CO <sub>2</sub> , NO, NO <sub>2</sub> , O <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , V <sub>pumpe</sub>
Leistungsmessung					
EIR 11	1	Impuls	200Imp./kWh	x	S0-Ausgang am SOLO MiniBHKW

\* Datenübertragung über Datenerfassung SOLO, dort ist pro Anlage ein Platz 0 - 10V frei (einmal für PR21, einmal für TR21)

Tabelle 5.3 Messgeräteliste Erlacher Höhe II

## 5.3 IZES Saarbrücken

### 5.3.1 Die IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme)

Die IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) arbeitet auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien, der Energieeffizienz und im Bereich des regionalen Stoffstrom- und Ressourcenmanagements. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf der Anwendung und auf der Integration nachhaltiger Energie- und Stoffstromsysteme in die vorhandenen Wirtschafts- und Regionalstrukturen. Die derzeit rund 30 WissenschaftlerInnen aus dem Ingenieurwesen, aus Naturwissenschaft und Wirtschafts- und Gesellschaftswissenschaften erzielten 2006 einen Umsatz in Höhe von 2,1 Mio Euro. Hierin sind die Förderung des Saarlandes und Sonderzuwendungen aus der Privatwirtschaft enthalten [IZES].

Das Institut arbeitet in folgenden Kernarbeitsbereichen an drei Standorten in Saarbrücken:

- Energiewirtschaft/Zukunftsmärkte
- Energiesystemtechnik
- Stoffstrommanagement/Biomassennutzung
- Entwicklungsunterstützung für Solaranlagen sowie Energiewandler anderer Art wie KWK-Aggregate, Wärmeübertrager, Pumpen etc. an zwei Technikumsstandorten

Das Institut für Zukunftsenergiesysteme wurde im Jahre 1999 gegründet. 2005 wurde es mit der Energieagentur des Saarlandes (AZES GmbH) verschmolzen und in eine gemeinnützige Gesellschaft

(gGmbH) überführt. Es ist ein An-Institut der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes (HTW). Mit einem Anteil von knapp 2/3 am Stammkapital ist das Land Saarland Hauptträger des Instituts. Des Weiteren sind Energieunternehmen, die Hochschule für Technik und Wirtschaft und die Universität des Saarlandes beteiligt.

Die wissenschaftliche Arbeit in den Arbeitsbereichen wird überwiegend von Professoren der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes geleitet.



Bild 5.18 Versuchshalle des IZES [IZES]

### 5.3.2 Untersuchungen an Stirling-Motoren, Klein-BHKW und Brennstoffzellen mit unterschiedlichen Brennstoffen

Das IZES hat in 2005 erfolgreich einen Teststand für Wärmeerzeuger und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen geplant, aufgebaut und in Betrieb genommen. Auf diesem messtechnisch qualitativ hochwertigen Prüfstand können Energieerzeuger mit einer Leistung von bis zu 100 kW<sub>thermisch</sub> und 100 kW<sub>elektrisch</sub> geprüft werden.



Bild 5.19 Prüfstand IZES [IZES]

Die Prüfungen werden in Anlehnung an DIN 4702 durchgeführt. Die Prüflinge können derzeit mit Erdgas oder Grubengas betrieben werden, generell besteht allerdings auch die Möglichkeit Prüflinge mit weiteren Energieträgern wie z.B. Pellets oder Biodiesel zu betreiben.

Die messtechnische Ausstattung des Prüfstandes erlaubt die Messung von Temperaturen und Volumenströmen zur Bestimmung der abgegebenen thermischen Leistung, von Gasvolumenstrom und Gasbrennwert zur Ermittlung der zugeführten Brennstoffleistung, von Strom, Spannung und Phasenverschiebung zur Berechnung der abgegebenen elektrischen Leistung sowie weiterer Messwerte. Zu diesen zählen die Messung der Umgebungsbedingungen sowie der Abgaszusammensetzung.

Die installierte Datenerfassung kann an die jeweiligen Prüfbedingungen angepasst werden und übernimmt neben der Funktion der Messwertaufzeichnung und Messwertspeicherung auch Regelungsfunktionen. Dadurch kann der Prüfstand sowohl zur Leistungsmessung als auch zur Messung spezieller Lastfälle herangezogen werden. Mit Hilfe der Regelungsfunktionen können Volumenströme und Temperaturniveau eingestellt und eingeregelt werden und wenn notwendig Schaltzustände herbeigeführt werden. Dies ermöglicht eine Vielzahl von Einsatzfällen für den zur Verfügung stehenden Prüfstand.

Das Stirling BHKW wurde hier mit Grubengas betrieben. Die Nutzung von Grubengas wird ebenso wie Klär- und Biogas durch das EEG gefördert. Grubengas besitzt im Vergleich zu Bio- bzw. Klärgas einen sehr geringen Methangehalt, von teilweise deutlich unter 40%. Daraus resultiert ein sehr kleiner Heizwert des Gases, der u.a. die Starteigenschaften eines BHKW negativ beeinflusst. Hinzu kommt, dass sich die Methankonzentration im Grubengas sehr schnell ändern kann, da an dem Grubengasnetz verschiedene Erzeuger und Verbraucher angeschlossen sind, die sich je nach Angebot und Nachfrage nahezu schlagartig zu- oder wegschalten. Somit stellt ein Betrieb mit Grubengas hohe Anforderungen an ein BHKW hinsichtlich der Aufrechterhaltung einer stabilen Verbrennung.

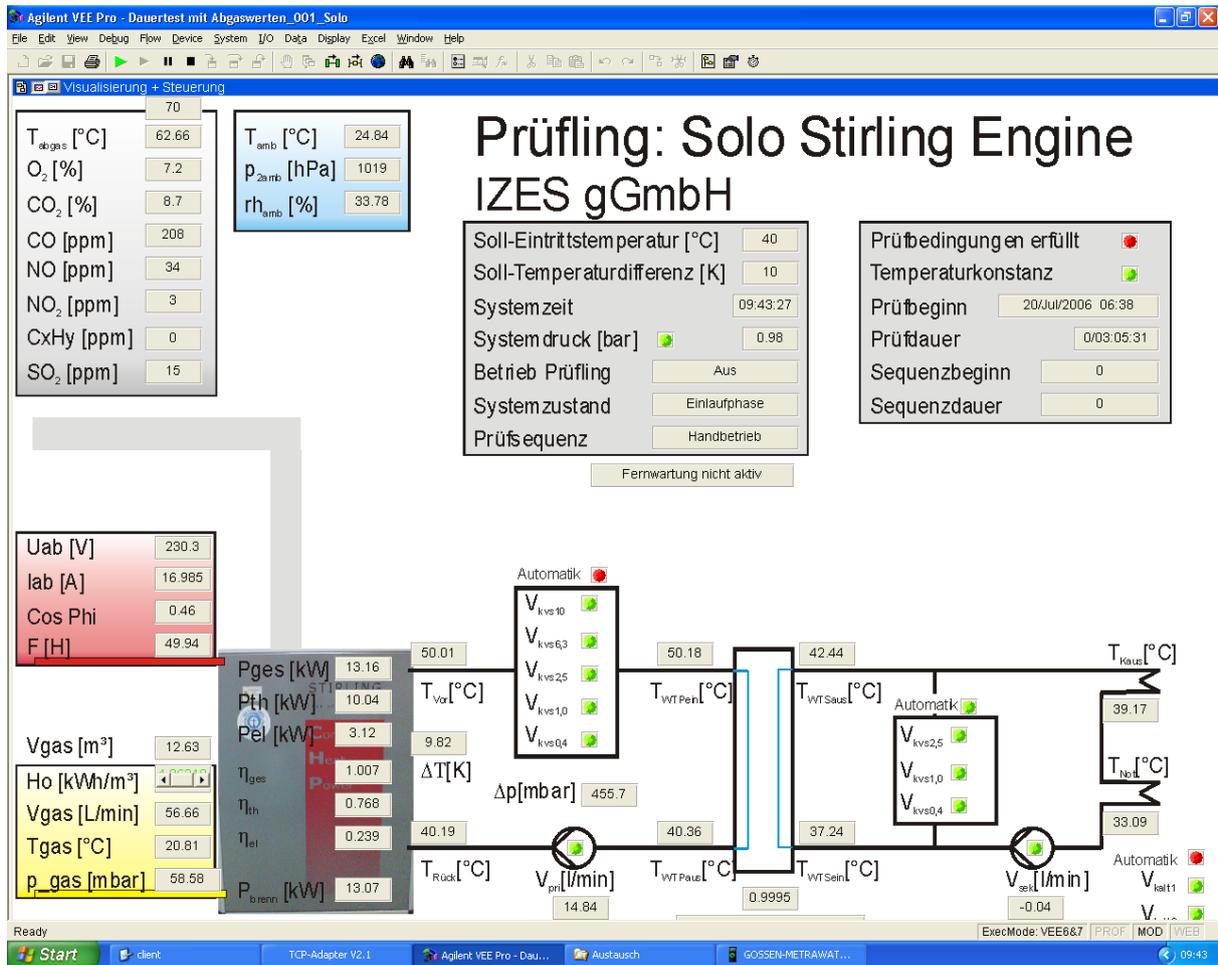


Bild 5.20 Bildschirmaufnahme Messdatenerfassung [IZES]

Um den Einfluss dieser Parameter auf Stirlingmotor-BHKW zu untersuchen, ist ein SOLO Stirling BHKW über einen Zeitraum von 5 Monaten im Rahmen des Projektes am IZES mit Grubengas betrieben worden.

## 5.4 Biogasanlagen „Unterer Lindenhof“

Ein weiteres Stirlingmotor-BHKW sollte im Rahmen des Projektes an der Forschungsbiogasanlage der Universität Hohenheim aufgestellt und untersucht werden. Diese Anlage ist an die Versuchsstation für Nutztierhaltung und Tierzucht in Eningen u. A. in der Nähe von Reutlingen angegliedert. Sie wurde von September 2007 bis Mitte 2008 gebaut und im Juni 2008 in Betrieb genommen.

Flüssig- und Festmist von ca. 300 Großvieheinheiten stellt das Grundsubstrat zur Biogaserzeugung dar. Darüber hinaus werden nachwachsende Rohstoffe von der Versuchsstation eingesetzt. Es werden täglich ca. 10.000 kg von Flüssig- und Festmist sowie ca. 7.000 kg nachwachsender Rohstoffe zugegeben. Die Forschungsbiogasanlage besteht aus zwei Fermenter und einen Nachgärer, die jeweils einen Durchmesser von 14 m und eine Höhe von 6 m (Bruttovolumen beträgt 923 m<sup>3</sup>) haben.

Das produzierte Biogas wird aus den beiden Fermentern in den Gasbereich des Nachgärers eingeleitet und von dort wird zur energetischen Verwertung in einen Gas-Otto-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 190 kW weitergeleitet. Der Strom wird direkt über einen Transformator in die Mittelspannungsleitung des EVU eingespeist. Die anfallende Wärme wird nahezu ganzjährig in das Nahwärmenetz der Versuchsstation eingespeist und zur Klimatisierung der Stall- und Betriebsgebäude genutzt werden.

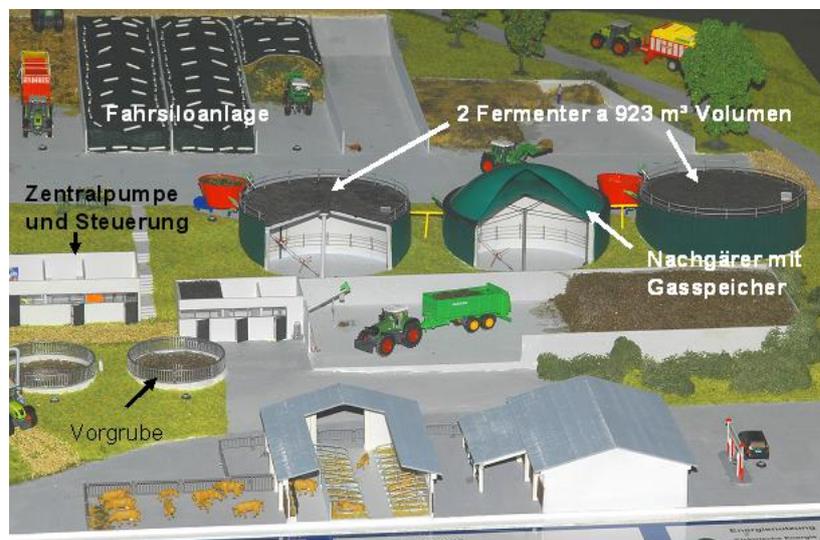


Bild 5.21 Forschungsbiogasanlage „Unterer Lindenhof“ Modell

Sowohl die beiden Fermenter als auch der Nachgärer haben einen Durchmesser von 14 m und eine Höhe von 6 m (923 m<sup>3</sup> Bruttovolumen) und sind aus monolithischem Beton gefertigt. Die beiden Fermenter schließen mit einer Betondecke ab. An den Wänden der Behälter im Gasbereich und an der Betondecke einschließlich der Mittelsäule wird der Beton durch eine PE-HD-Folie vor einem chemischen Angriff geschützt. Der Einbau von je zwei einzeln absperrbaren Heizkreisen aus Edelstahlwellrohr und -glattrohr sowie einer zusätzlichen Fußbodenheizung im Fermenter 1 ermöglicht den Vergleich der Wärmeübertragungsleistung verschiedener Heizungssysteme. Zur Kontrolle der Wärmeverteilung sind sowohl an der Außenwand als auch an der Mittelstütze in jeweils drei verschiedenen Höhen auswechselbare Thermofühler angebracht.

In jedem der Fermenter sorgen ein Tauchmotorrührwerk und ein frequenzgesteuertes Schrägachsrührwerk mit außen liegendem Motor für die Durchmischung der Gärsubstrate. In die Betondecke sind je Fermenter zwölf Probenahmeöffnungen eingelassen. In diese, normalerweise durch eine dauerhaft gasdichte Klappe, verschlossenen Öffnungen, können Tauchrohre eingeführt werden, so dass mit einem speziellen Probennehmer aus nahezu jeder Stelle des Fermenters Proben gezogen werden können. Dies ermöglicht es erstmals, an einem Fermenter im Praxismaßstab Untersuchungen zum Einfluss von Parametern wie Substratbeschaffenheit, Fermentertemperatur oder der Rührwerkeinstellung auf die Nährstoffverteilung und die Fermenterbiologie durchzuführen.

Jeder der beiden Fermenter verfügt über einen stationären Vertikalmischer zum Eindosieren der Silagen in den Fermenter. In der zentralen Anlagensteuerung werden die Futtersollmengen in Rezepten

zusammengestellt. Beim Befüllen der Feststoffdosierer erhält der Fahrer des Teleskopladers über Funk von der zentralen Anlagensteuerung (ZAS) die Angaben zu den Einfüllmengen der einzelnen Silagetypen. Die von diesen Sollmengen abweichenden Ist-Futtermengen werden von der ZAS erfasst und fließen in die Berechnung der tatsächlichen Futtermischungen ein. So kann die „Futtermenge“ je Fermenter und Komponente genau erfasst werden. Die Futtermischungen werden entsprechend der vorgewählten Intervalle gewichtsabhängig den Fermentern zugeführt. Zusätzlich wird für das Eindosieren von Getreide und Prozesshilfsstoffen ein 1 m<sup>3</sup> großer Behälter mit einer Dosierpumpe und separaten Leitungen zu den Fermentern und dem Nachgärer installiert.



Bild 5.22 Forschungsbiogasanlage „Unterer Lindenhof“ Blick von der Beschickungsseite aus. 2 Fermenter mit Feststoffdosierern, 1 Nachgärfermenter

Das produzierte Biogas wird aus den beiden Fermentern in den Gasbereich des Nachgärers eingeleitet. Am Ausgang jedes Fermenters ist in einer austauschbaren Bypassleitung die Messtechnik zum Erfassen der Gasqualität, der Gasmenge sowie der Gastemperatur und des Druckes installiert. Für Wartungsarbeiten kann diese Bypassleitung bei laufendem Anlagenbetrieb verschlossen und ausgebaut werden.

Das Biogas wird im Nachgärer oberhalb des Substrates in einem Doppelmembran-Tragluftdach gespeichert, das über einen Seeger-Verschluss an der Wandkrone des Behälters befestigt ist. Auch der Nachgärer kann beheizt werden (je ein Heizungsring Edelstahlglatt- und -wellrohr), so dass im Fermenter und im Nachgärer die Betriebstemperatur frei gewählt werden kann. Nach einer biologischen Entschwefelung in den Fermentern und im Nachgärer wird das Biogas vor der Verwertung im BHKW über einen aktiv gekühlten Rohrbündelwärmetauscher zur Wasserdampfabscheidung abgekühlt. In dem nachfolgenden Aktivkohlefilter wird der noch im Biogas verbliebene Schwefelwasserstoffanteil adsorptiv gebunden.



Bild 5.23 Gas-Ottomotor BHKW an der Forschungsbiogasanlage „Unterer Lindenhof“ mit 186 kW elektrischer Leistung

Unter Berücksichtigung der Inputsubstratmenge ist beim Betrieb der Biogasanlage mit einer täglichen Biogasmenge von ca. 2.300 m<sup>3</sup> und einer täglichen Methanmenge von 1.200 m<sup>3</sup> mit einem Methan-gehalt von durchschnittlich 51 % zu rechnen. In einem Gas-Otto-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 190 kW wird das produzierte Biogas in Strom und Wärme umgewandelt. Der Strom wird über einen Transformator direkt in die Mittelspannungsleitung des EVU eingespeist. Über die zentrale Anlagensteuerung wird der gesamte Funktionsablauf der Biogasanlage vollautomatisch gesteuert. In einer Datenbank werden zentral die Werte sämtlicher Messgeräte gespeichert und archiviert. Von einem Arbeitsplatz in Hohenheim aus kann jederzeit auf die Anlage und die Betriebsdaten zugegriffen werden, so dass eine schnelle Auswertung der Versuche ermöglicht wird.

An der Versuchsstation sind eine Lehrküche und ein eigenes Schlachthaus eingerichtet. Diese haben einen ganzjährig hohen Wärmebedarf. An das bereits vorhandene Nahwärmenetz (Vorlauftemperatur 85 °C, Rücklauftemperatur 67 °C) sind alle Gebäude der Versuchsstation angeschlossen und werden über dieses Netz mit Wärme versorgt. Auch die Brauchwassererwärmung erfolgt über dieses Netz. Durch den ganzjährig hohen Wärmebedarf kann ein sehr hoher Gesamtwirkungsgrad des Biogas-BHKW gewährleistet werden.

An dieser Biogasanlage sollte auch der Stirlingmotor installiert werden. Die Mittel zum Kauf des Gerätes wurden vom Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum Baden-Württemberg bereitgestellt. An der Biogasanlage ist ganzjährig genügend Biogas vorhanden, um die Versorgung des Stirlingmotors zu garantieren. Ein Stirlingmotor der Fa. Solo mit einer Gesamtleistung von 40 kW hat einen Biogasbedarf von ca. 230 bis 250 m<sup>3</sup> pro Tag. Da das Nahwärmenetz der Versuchsstation bei einer Vorlauftemperatur von 85°C betrieben wird, ist eine Einbindung des Stirlingmotors, der auf eine Vorlauftemperatur von ca. 55°C ausgelegt ist äußerst schwierig bis unmöglich. Da auch die Biogasfermester eine Wärme-



versorgung benötigen und da diese Heizkreisläufe bei niedrigerer Temperatur betrieben werden können, war der Stirlingmotor dazu vorgesehen, die Biogasfermenter zu heizen. Bei einer Betriebstemperatur der Biogasfermenter von ca. 40°C reicht eine Vorlauftemperatur von 55°C aus.

Die Planung zum Einbau des Stirlingmotors an der Forschungsbiogasanlage war im Frühjahr 2007 abgeschlossen. Im März 2007 hatte die Fa. Solo Stirling GmbH wegen Zahlungsunfähigkeit Konkurs angemeldet, so dass kein Stirlingmotor mehr zur Verfügung stand und auch nicht mehr eine dauerhafte Wartung sichergestellt gewesen wäre. Daher musste die Planung der Biogasanlage verändert werden und es wurde auf den Einsatz des Stirlingmotors verzichtet. Die Heizung der Fermenter erfolgt nun direkt über die Abwärme des Verbrennungsmotor-BHKW. Dementsprechend konnten auch keine Messungen im Rahmen des Projektes durchgeführt werden.

## 5.5 Biogasanlage Harthausen

Die Biogasanlage Harthausen wird im Rahmen eines landwirtschaftlichen Familienbetriebes (Familie Bauer) betrieben. Die Kofermentationsanlage wird mit Rindergülle von 50 Milchkühen und 30 Rindern beschickt, die direkt aus der im Stall befindlichen Vorgrube mittels einer Tauchpumpe in den Fermenter gepumpt wird. Die zweistufige Biogasanlage, die im Januar 2005 in Betrieb genommen wurde, besteht aus 2 Betonbehältern. Als Fermenter dient ein 800 m<sup>3</sup> fassender Betonbehälter mit einem ein Meter hohen Edelstahlring am oberen Rand. Der 5m hohe Betonbehälter wurde komplett in den Boden eingelassen. Als Gasspeicher dient ein Doppelmembrandach - Gasluftdach, welches unabhängig vom Gaspegel durch Lufteinpressung immer eine Kuppel bildet. Als Nachgärer dient ein 800 m<sup>3</sup> fassender, gasdichter und wärmegeprägter Betonbehälter mit befahrbarer Betondecke. Der Nachgärer ist durch einen freien Überlauf und eine Gasleitung mit dem Fermenter verbunden. Beide Behälter sind aus Ort beton gefertigt. Der Edelstahlring des Fermenters ist nach außen mit einem Trapezblech verkleidet. Der Fermenter wird mit je zwei Tauchmotorrührwerken, der Nachgärer mit einem Tauchmotorrührwerk durchmischt. Die Fermentertemperatur beträgt mesophile 38-42°C. Die tägliche Biomasseration setzt sich aus ca. 7.000 kg Maissilage, 500 kg Getreideschrot und 1.800 kg Getreide-Ganzpflanzensilage zusammen. Das Biogas weist durchschnittlich 52 % Methan, 47 % Kohlenstoffdioxid und 10-50 ppm Schwefelwasserstoff auf. Als Gärrestlager dient die vorherige Güllegrube des im Jahr 2000 errichteten Laufstalls. Das Endlager fasst 700m<sup>3</sup> Gärrest und ist nicht wärmeisoliert, bzw. gasdicht ausgeführt.

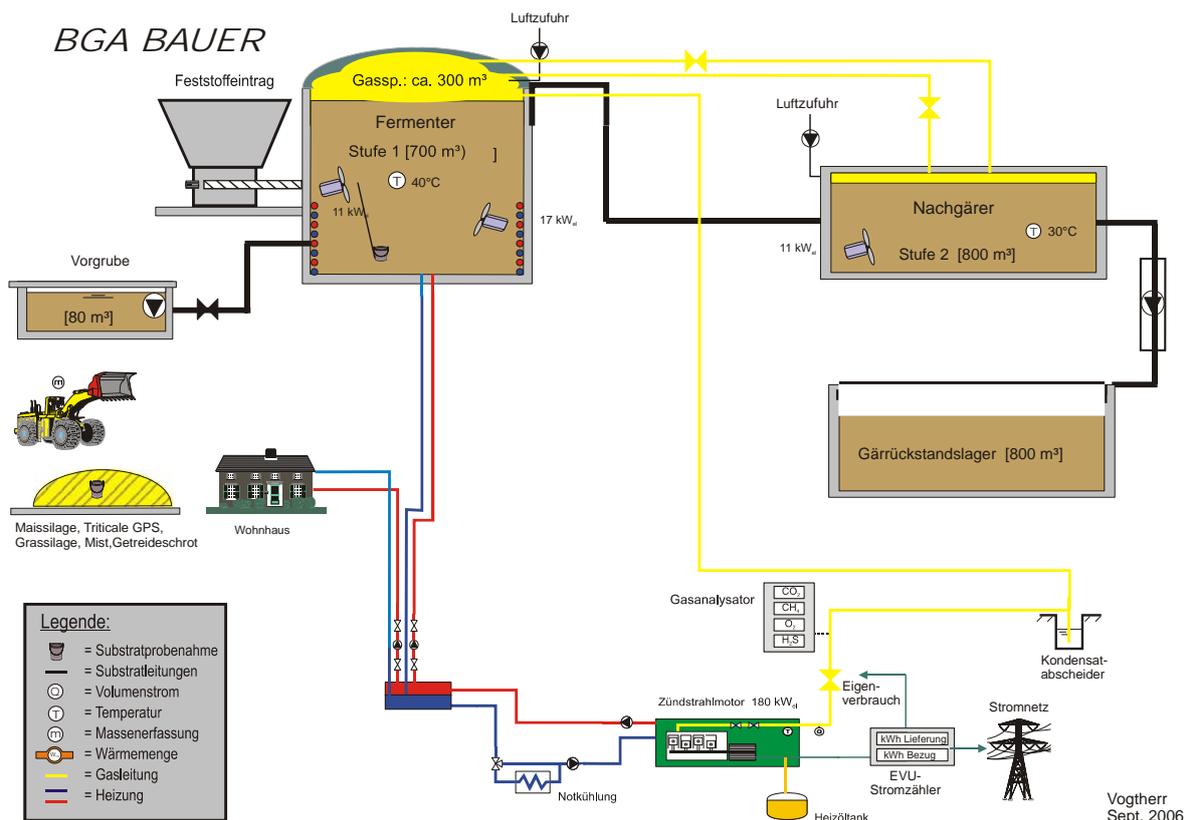


Bild 5.24 Schematisches Fließschema der Biogasanlage Harthausen

Derzeit ist an der Biogasanlage ein 180 kW Zündstrahl-BHKW in Betrieb, das das entstehende Biogas verwertet und in Strom und Wärme umsetzt. Da keine weiteren Biogasanlagen mit Stirlingmotor in Betrieb waren, planten wir, das für die universitätseigene Biogasanlage am Unteren Lindenhof vorgesehene Stirling-Aggregat der Fa. Solo zunächst an der Biogasanlage in Harthausen aufzustellen und dort für 1 bis 2 Monate versuchsweise zu betreiben. Das Verbrennungsmotor-BHKW sollte weiterhin

bei kürzerer täglicher Laufzeit betrieben werden. An der Biogasanlage war keine Einbindung des Stirling-Aggregates in das Heizungsnetz der Biogasanlage und des Betriebes vorgesehen, da wie bei der Erlacher Höhe beschrieben eine mit 55°C zu niedrige Vorlauftemperatur beim Stirling-Motor nicht ins Wärmenetz passte. Für die hydraulische Einbindung wäre zudem der Aufwand für eine kurze Versuchsdauer zu hoch gewesen. Daher war beabsichtigt, die vom Stirlingmotor produzierte Wärme über einen elektrisch betriebenen Notkühler abzuführen. Damit wäre eine hohe Betriebszeit für den Stirling-Motor möglich gewesen.



Bild 5.25 Biogasanlage Harthausen – Fermenter mit Substrateintrag

Mit den beteiligten Parteien waren bereits alle Absprachen getroffen und die Bestellung des Stirling-Aggregates stand kurz bevor, als die Firma Solo Stirling Insolvenz anmelden musste. Wegen der fehlenden Garantiesicherheit und der fehlenden Wartungsgarantie verbot sich der Kauf des Stirlingmotors durch die Universität Hohenheim und es musste auf die Durchführung der geplanten Versuche in Harthausen und am Unteren Lindenhof verzichtet werden.

## 5.6 Biogasanlage Kupferzell – Mikrogasturbine

### 5.6.1 Messtechnische Einbindung

#### 5.6.1.1 Messungen des Brenngasvolumenstroms und Brenngaszustandes

Der Volumenstrom wird über das Wirkdruckverfahren ermittelt. Hierbei wird der aktuelle Volumenstrom  $\dot{V}$  aus dem Differenzdruck  $\Delta p$ , den das Medium an einer Normblende erzeugt, sowie der Dichte  $\rho$  des Mediums und konstanten Geometriewerten  $k$  der Normblende berechnet. Der normierte Volumenstrom  $\dot{V}_N$  lässt sich unter Einbeziehung des Gasdrucks und der Gastemperatur ermitteln.

$$\dot{V} = k \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}} \quad [1]$$

$$\dot{V}_N = \dot{V} \cdot \frac{p \cdot T_N}{p_N \cdot T} \quad [2]$$

Um die Dichte  $\rho$  zu berechnen muss neben dem Gasdruck  $p$  und der Gastemperatur  $T$  auch die Gaszusammensetzung  $c_{CH_4}$  bekannt sein.

$$\rho = \frac{M_{CH_4} \cdot p}{R_m \cdot T} \cdot c_{CH_4} + \frac{M_{CO_2} \cdot p}{R_m \cdot T} \cdot (1 - c_{CH_4}) \quad [3]$$

Der Norm-Methanertrag  $\dot{V}_{N,CH_4}$  berechnet wie folgt:

$$\dot{V}_{N,CH_4} = c_{CH_4} \cdot \dot{V}_N \quad [4]$$

- $M_{CO_2}$  = Molare Masse /CO<sub>2</sub> = 16,04 g/mol
- $M_{CH_4}$  = Molare Masse /CH<sub>4</sub> = 44,0099 g/mol
- $p$  = Gasdruck /Pa
- $p_N$  = Normdruck / $p_N = 1013$  hPa
- $T$  = Gastemperatur /K
- $T_N$  = Normtemperatur / $T_N = 273,15$  K
- $R_m$  = Gaskonstante / $R_m = 8,314$  J/(mol K)
- $c_{CH_4}$  = Methangehalt /Vol. %

Die Normblende (McCrometer; Typ V-Cone) wurde unmittelbar nach den beiden Wärmetauschern und der dazugehörigen physikalischen Gasentwässerung in die Gasleitung eingesetzt. An der Messblende wird der Druck vor und nach der eingebauten normierten Drosselstelle abgenommen.

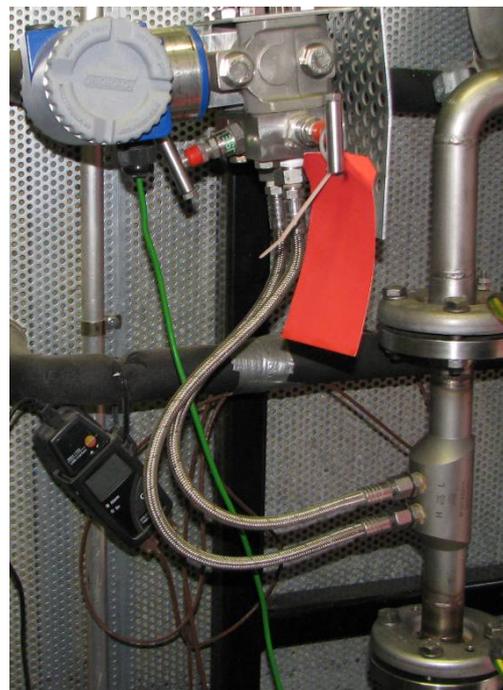


Bild 5.26 Messblende und Differenzdruck-Messumformer

Beide Druckleitungen führen zum Differenzdruck-Meßumformer (Foxboro; Typ IDP10). Im Differenzdruck-Messumformer wird die Differenz der beiden Drücke ermittelt und der resultierende Differenzdruck in ein elektrisches Signal (4 – 20 mA) umgewandelt, welches von einem externen Datenlogger (HP; Typ Agilent 34970A) gespeichert wird.

Die Volumenstrommessung erfolgt kontinuierlich. Die Normblende sowie der Differenzdruck-Messumformer waren bereits in der Anlage Kupferzell installiert. Allerdings war der Differenzdruck-Messumformer unterhalb der Messblende angeordnet, wodurch sich etwas Wasserdampf aus dem Rohgas an den Messmembranen des Differenzdruck-Messumformers sammelte und abgelagert hatte und die Messung somit verfälschte.



Bild 5.27 Absolutdrucktransmitter

Durch Positionierung des Differenzdruck-Messumformers oberhalb der Messblende konnte bewirkt werden, dass sich der Wasserdampf des Gases nicht mehr an den Membranen sammelt sondern in Form von Wasser zurück in die Gasleitung fließt. Es gab seitdem keine Ablagerungen mehr auf den Messmembranen.

Die kontinuierliche Messung des Gasdruckes erfolgt über einen Absolutdrucktransmitter mit einem Messbereich von 0 bis 10 bar. Der Absolutdrucktransmitter gehört ebenfalls zur installierten Anlagentechnik und ist vor der physikalischen Entwässerung angeordnet. Die Ausgangsspannung des Geräts beträgt 0 – 10 V und wird im voreingestellten Messzyklus mit dem externen Datenlogger HP Agilent 34970A gespeichert.

Die Temperatur wurde mit einem Thermoelement Typ K direkt an der physikalischen Gasentwässerung gemessen. Um einen optimalen Wärmeübergang zu gewährleisten wurde der Fühler mit einem Spezialkleber unter der Rohrisolierung auf die Gasleitung geklebt und zusätzlich Wärmeleitpaste aufgetragen. Die kontinuierlich zur Verfügung stehenden Temperaturdaten wurden mit einem separaten Datenlogger (Testo; Typ 175) aufgezeichnet.

Zur Messung der Gaszusammensetzung wurde der Gas-Analysator SSM 6000 /6/ eingesetzt (siehe 4.2). Da dieses Messgerät diskontinuierliche Messungen durchführt, wurde zusätzlich das bereits in der Anlage Kupferzell installierte Messgerät (Dräger; Typ Polytron IR EX) an den externen Datenlogger HP Agilent 34970A angeschlossen.

Das Dräger-Messgerät zur Messung des Methangehaltes erzeugt in einem Infrarotstrahler breitbandig modulierte Strahlung, welche über Spiegel umgelenkt und somit dreimal durch das Messgas geleitet wird. Die Anteile von Kohlenwasserstoffen im Messgas führen zu einer Adsorption der Strahlung bei der Messwellenlänge und damit zu einer Abnahme des Messdetektorsignals, wodurch der Gehalt an Methan im Gas ermittelt wird. Das Messgerät befindet sich an einer druckgedrosselten Stichleitung unmittelbar vor den Mikrogasturbinen.



Bild 5.28 Dräger IR-Messgerät

### 5.6.1.2 Leistungsmessung Wärme

Die thermische Leistung der beiden Mikrogasturbinen wird über die Stoffströme im Biogas und im Abgas ermittelt. Die Abgasstoffströme werden mit dem Abgasanalysegerät 350 XL der Firma Testo gemessen (siehe 4.6). Der Abgaswärmestrom  $\dot{Q}_{ab}$  wird über folgende Formeln ermittelt:

$$\dot{Q}_{ab} = \bar{c}_{p,m,Abgas} * \dot{n}_{Abgas} * (\vartheta_{Abgas} - \vartheta_u) \quad [5]$$

Die Wärmekapazitäten der einzelnen Stoffe werden nach Gleichung 6 und 7 mit ihren Molanteilen multipliziert und addiert, um die mittlere Wärmekapazität des Abgases bei Abgastemperatur und bei Umgebungstemperatur zu bestimmen.

$$c_{p,m}(\vartheta_{Abgas}) = \sum_i (y_i * c_{p,i}(\vartheta_{Abgas})) \quad [6]$$

$$c_{p,m}(\vartheta_u) = \sum_i (y_i * c_{p,i}(\vartheta_u)) \quad [7]$$



Bild 5.29 Abgasanalysegerät Testo 350XL

Dabei werden die Molanteile bzw. Volumenanteile wie folgt berechnet:

$$y_{CO_2,Abgas} = \frac{n_{CO_2,Abgas}}{n_{Abgas}} = \frac{y_{CH_4,B} + y_{CO_2,B}}{1 + L} \quad [8]$$

$$y_{H_2O,Abgas} = \frac{n_{H_2O,Abgas}}{n_{Abgas}} = \frac{2 * y_{CH_4,B}}{1 + L} \quad [9]$$

Diese Mittelwerte wiederum werden über die Abgastemperatur und die Umgebungstemperatur gemittelt.

$$\bar{c}_{p,m,Abgas} = \frac{(c_{p,m}(\vartheta_{Abgas}) * \vartheta_{Abgas} - c_{p,m}(\vartheta_u) * \vartheta_u)}{\vartheta_{Abgas} - \vartheta_u} \quad [10]$$

Der Brennstoff-Stoffstrom errechnet sich wie folgt:

$$\dot{n}_{Abgas} = (1 + L) * \dot{n}_B = \left(1 + \frac{y_{O_2} + 2 * y_{CH_4,B}}{0,21 - y_{O_2}}\right) * \dot{n}_B \quad [11]$$

$\dot{Q}_{ab}$  = Abgaswärmestrom / kW

$\bar{c}_{p,m,Abgas}$  = Gemittelte Wärmekapazität des Stoffgemischs / kJ/kmolK

$\dot{n}_{Abgas}$  = Abgas-Stoffstrom / mol<sub>Abgas</sub>/s

$\dot{n}_B$  = Brennstoff-Stoffstrom / mol<sub>Biogas</sub>/s

- $\vartheta_{Abgas}$  = Abgastemperatur /K  
 $\vartheta_u$  = Umgebungstemperatur /K  
 $c_{p,m}(\vartheta_{Abgas})$  = mittlere Wärmekapazität des Abgases bei Abgastemperatur / kJ/kmolK  
 $c_{p,m}(\vartheta_u)$  = mittlere Wärmekapazität des Abgases bei Umgebungstemperatur / kJ/kmolK  
 $y_{CO_2,Abgas}$  = CO<sub>2</sub>-Anteil im Abgas / mol/molAbgas  
 $y_{H_2O,Abgas}$  = H<sub>2</sub>O-Anteil im Abgas / mol/molAbgas  
 $y_{O_2}$  = O<sub>2</sub>-Anteil im Abgas / mol/molAbgas  
 $y_{CH_4,B}$  = CH<sub>4</sub>-Anteil im Biogas / mol/molBiogas  
 $y_{CO_2,B}$  = CO<sub>2</sub>-Anteil im Biogas / mol/molBiogas  
 $\lambda$  = Lambda



Bild 5.30 Abgasmesssonde

### 5.6.1.3 Leistungsmessung Strom



Bild 5.31 Zangenamperemeter an einer Stromader der Turbine

Die Leistungsmessung in Kupferzell erfolgte mit Hilfe von Zangenamperemetern (Votcraft, Typ AC-200). Die Zangen werden wie in Bild 5.31 um die zu messende Stromader geklemmt. Dabei bildet die geschlossene Zange einen Eisenkern, der zu messende Leiter die Primärwicklung und die in der Zange installierte Spule die Sekundärwicklung. Der Eisenkern wird durch den Strom im Leiter magnetisiert und erzeugt somit in der Sekundärwicklung eine Spannung, die im Verhältnis 1 mV = 1 A proportional zum Leiterstrom ist. Die Messspannung wird vom Datenlogger HP Agilent 34970A erfasst und im eingestellten Messzyklus gespeichert.

Zur Leistungsberechnung muss die Netzspannung ebenfalls mit einer Stromzange im Schaltschrank des Moduls erfasst werden. Die Berechnung der Leistung erfolgt nach Gleichung [12]:

$$P_{el} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad [12]$$

#### 5.6.1.4 Datenspeicher

Zur Datenspeicherung wurde der Datenlogger HP Agilent 34970A verwendet. An den Datenlogger können bis zu 120 analoge Eingangskanäle angeschlossen und einzeln konfiguriert werden. Die maximale Speicherkapazität beträgt 50.000 Einzelwerte. Über eine RS-232 – Schnittstelle können die Daten auf einen Computer übertragen und weiter verarbeitet werden. Das Messintervall ist auf 5 Minuten eingestellt. Somit ist es notwendig, spätestens alle 21 Tage die gespeicherten Messwerte auszulesen und den internen Speicher des Datenloggers zu leeren.



Bild 5.32 Datenlogger HP Agilent 34970A

Folgende Messgeräte sind an den Datenlogger HP Agilent 34970A angeschlossen:

- 1) Methangehalt Biogas: Anschluss an Dräger Polytron IR EX
- 2) Druck Biogas: Anschluss an Absolutdrucktransmitter
- 3) Differenzdruck Messblende: Anschluss an Differenzdruck-Meßumformer Foxboro IDP10
- 4) Stromerzeugung Turbine 1: Anschluss an Stromzange
- 5) Stromerzeugung Turbine 2: Anschluss an Stromzange
- 6) Netzspannung: Anschluss an Stromzange
- 7) Stromverbrauch Gesamtanlage: Anschluss an Stromzange
- 8) Stromverbrauch Kompressor: Anschluss an Stromzange

Die Aufzeichnung der Biogastemperatur ist mit dem separaten Datenlogger Testo 175 durchgeführt worden.

Die Messwerte der Abgasstoffströme können im Abgasanalysegerät Testo 350 XL intern gespeichert werden.

#### 5.6.1.5 Umgebungsbedingungen

Die Wetterdaten für die Berechnungen wurden freundlicherweise von Herrn Zarling zur Verfügung gestellt, der eine Wetterstation in Kupferzell betreibt ([www.kupferzell-wetter.de](http://www.kupferzell-wetter.de)).

## 5.6.2 Instrumentierung Kupferzell

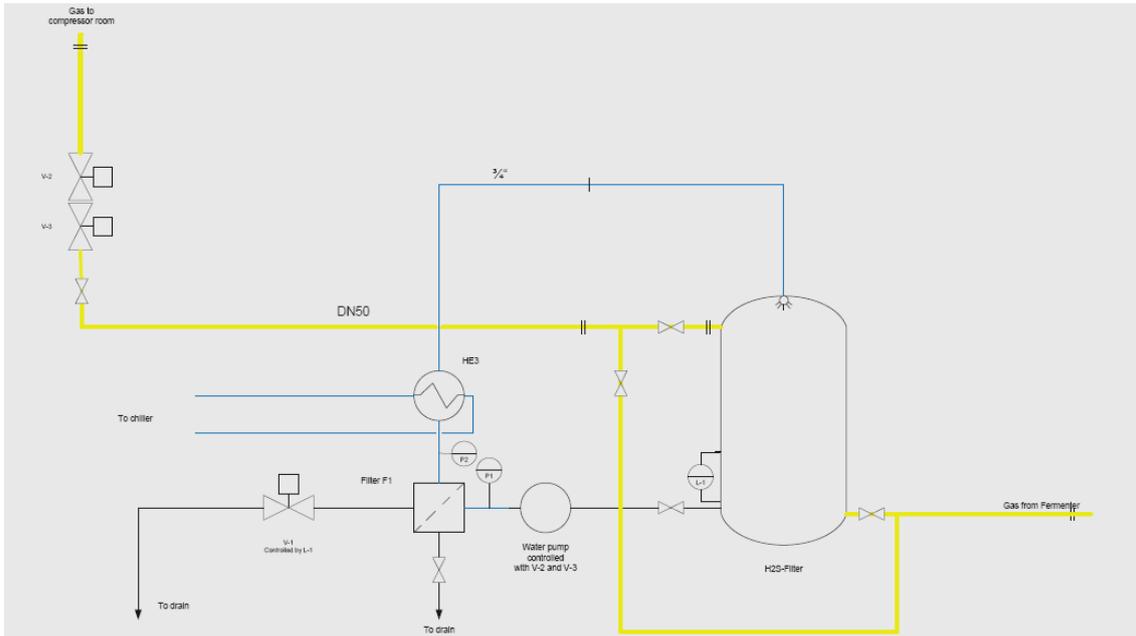


Bild 5.33 Fließschema vom Fermenter zum Kompressorraum

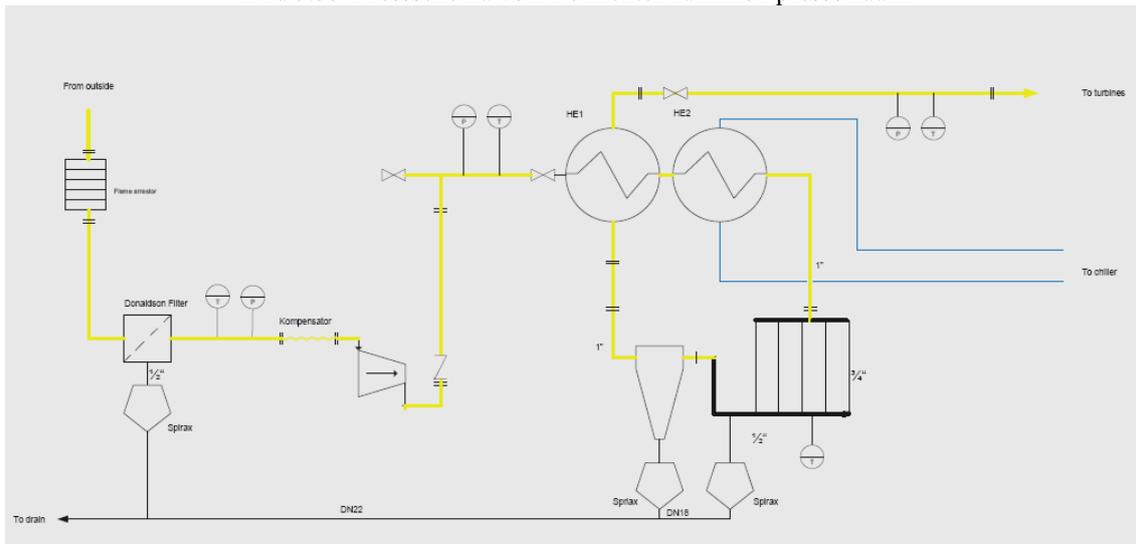


Bild 5.34 Fließschema im Kompressorraum

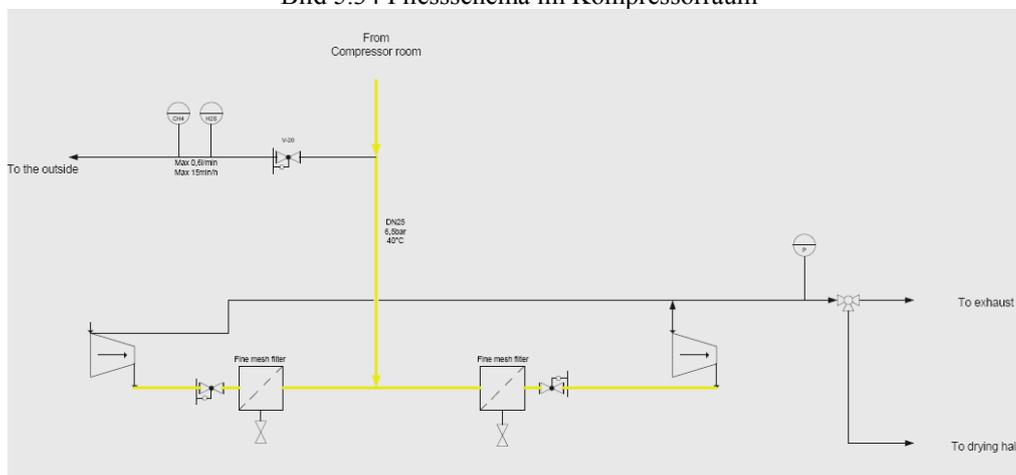


Bild 5.35 Fließschema vom Kompressorraum zu den Turbinen



## 6 Auswertung der Messdaten

### 6.1 Rosenfeld

An der Kläranlage in Rosenfeld wird seit dem 14.4.2005 in einem SOLO Stirling BHKW Wärme und Strom aus der Verbrennung des Klärgases erzeugt. Ab März 2006 wurden die Messdaten des BHKW im Rahmen des Forschungsprojektes aufgenommen.

Die Messdaten für das BHKW wurden sowohl kontinuierlich wie auch diskontinuierlich erfasst. Die kontinuierlich aufgenommenen Messdaten, die Energieströme und den Stirling-Motor betreffend, wurden über die Messdatenerfassung einmal täglich per e-mail zur Hochschule Reutlingen gesandt. Diese Daten wurden mit einem Messprogramm ausgewertet, das die Fülle an Messwerten zu Stundenwerten mittelt, um dann die Energieströme und Wirkungsgrade zu berechnen.

Die Abgasanalysedaten wurden diskontinuierlich im Datenspeicher des Abgasanalysegerätes erfasst. Dieser wurde zunächst alle zwei Wochen, später alle vier bis sechs Wochen ausgelesen. Die Messdaten wurden von der gerätespezifischen Auslesesoftware in eine excel-Datei kopiert, um sie hier weiter zu verarbeiten. Über Datum und Uhrzeit konnten sie dann den anderen Messwerten zugeordnet werden. Die in ppm gemessenen Werte rechnet das Auswertungsprogramm in  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  bei 5% Rest-Sauerstoff um. Dies ist die gebräuchliche Einheit, um die Messwerte mit den gesetzlich festgelegten Grenzwerten zu vergleichen. Alle Daten wurden in Monatsdiagrammen zusammengefasst dargestellt. Darüber hinaus wurden Jahresüberblicke erstellt, um langfristige Entwicklungen veranschaulichen zu können. Im folgenden sind die Diagramme mit der Jahresübersicht für die Leistungen, Wirkungsgrade, Temperaturen und Schadgase der Jahre 2006 und 2007 aufgeführt.

#### 6.1.1 Klärgaszusammensetzung

Das Klärgas setzt sich im Wesentlichen aus den Komponenten  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ , und  $\text{H}_2\text{S}$  zusammen. Die genauen Konzentrationen gehen aus Bild 6.1 und Bild 6.2 hervor. Bis auf zwei Messausfälle auf Grund eines Defektes des Gasanalysegerätes von Mitte August bis Mitte September 2006 und von August bis Mitte September 2007, konnten die Daten zur Klärgaszusammensetzung kontinuierlich erhoben werden. Die durchschnittlichen Methangehalte liegen in 2006 bei 62,8 Vol.-% und im Jahr 2007 bei durchschnittlich 60,5 %. Damit liegen die Werte im üblichen Bereich für Kläranlagen. Ebenso verhält sich die Konzentration von Kohlenstoffdioxid mit 35,5 Vol.-%.

Während im gesamten Betrachtungszeitraum der Energiegehalt des Klärgases nur geringen Schwankungen unterworfen war, steigt der Methangehalt von Anfang Mai bis Ende Juni 2006 von 62 auf 66 Vol.-% an. Gleichzeitig sank die Kohlendioxidkonzentration im Klärgas von 37 auf 33 Vol.-% ab. Ursachen für dieses Phänomen sind bisher nicht bekannt.

Auffällig sind auch die Sauerstoffgehalte, die durchgehend bei 0 Vol.-% liegen sollten. Mit dem Auftreten von Sauerstoff sinken die Methangehalte unter 50 Vol.-% und die Kohlenstoffdioxidgehalte bis unter 20 Vol.%. Diese starken Schwankungen im Methangehalt des Klärgases vor allen Dingen im März und April 2007 sowie im November 2007 kommen aufgrund der unzureichenden Klärgasmenge zustande. Dadurch läuft der Gasspeicher leer und Luft wird angesaugt, was an den unrealistischen  $\text{O}_2$ -Konzentrationen oberhalb der Nulllinie abzulesen ist.

In der Zeit vom 27. Juli 2007 bis zum 4. Oktober 2007 war der Sauerstoffsensordes Analysegerätes defekt, so dass keine Messdaten aufgenommen werden konnten.

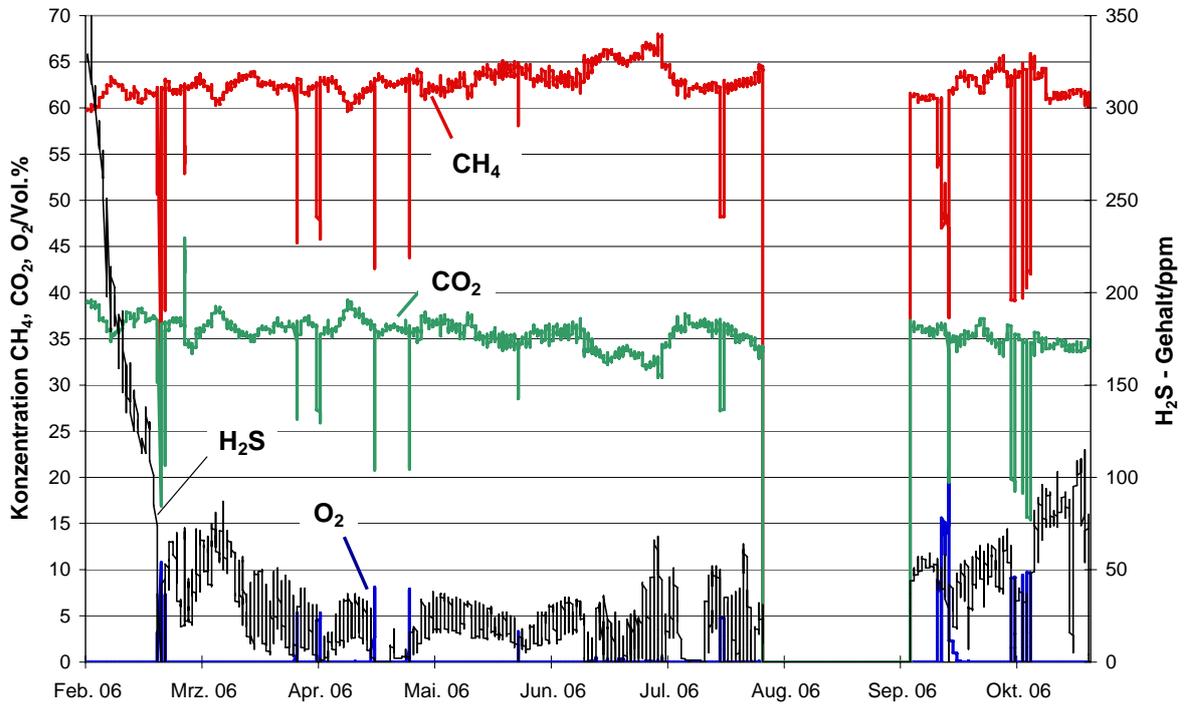


Bild 6.1 Klärgaskonzentrationen 2006

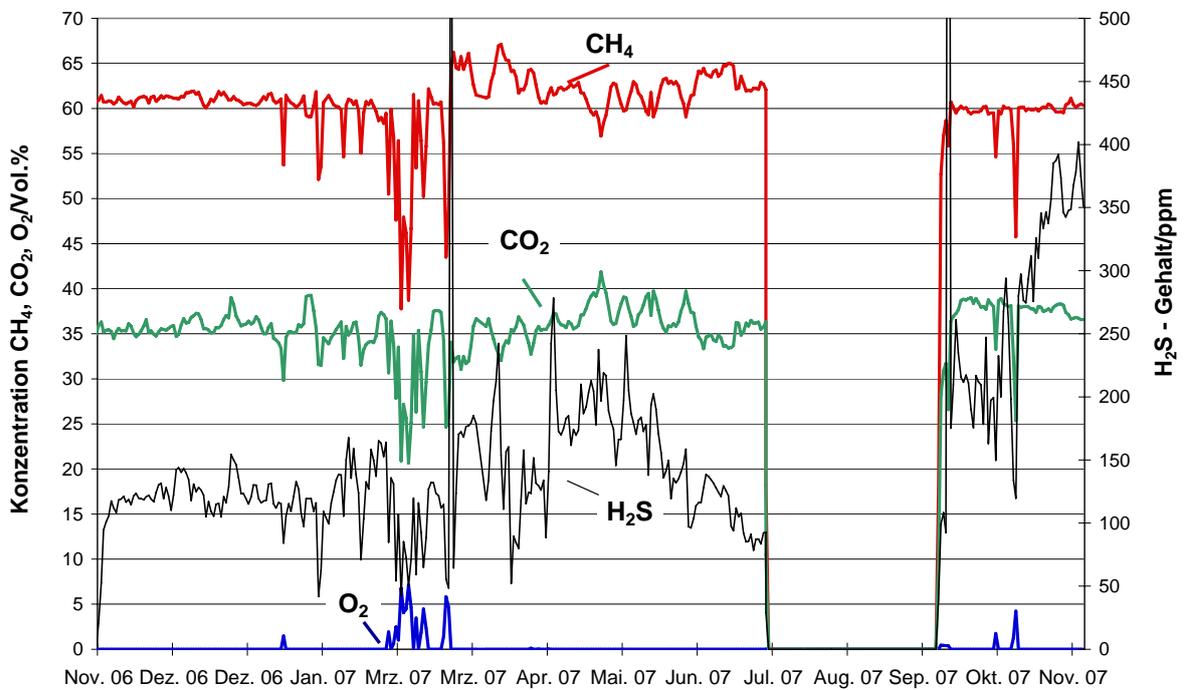


Bild 6.2 Klärgaskonzentrationen 2007

Ebenfalls auffällig sind die Schwefelwasserstoffgehalte, welche im Herbst 2005 und im Herbst 2007 ansteigen und über das Frühjahr bis zum Sommer mit einem durchschnittlichen Minimum von 17 ppm



abfallen. Diese Änderung im Schwefelwasserstoffgehalt wird durch die sich im Jahresverlauf ändernde Zusammensetzung der Biomasse bedingt (Falllaub und Grünschnitt der Gemeinden). Hinzu kommt eine höhere Absetzschlamm Bildung durch das Auffangen der starken Regenereignisse im Herbst. Dieser Absetzschlamm hat eine längere Verweilzeit, welche zu einem verstärkten Faulprozess mit Schwefelwasserstoffbildung führt.

### 6.1.2 Leistungen und Wirkungsgrade

Es ist in den Abbildungen für die Jahre 2006 und 2007 zu erkennen, dass der Betrieb des BHKW im Jahr 2006 deutlich unruhiger verlief, als im darauf Folgenden Jahr. Durch die Aufzeichnung der Messwerte wurden notwendige Anpassungen an den Betrieb mit Klärgas sichtbar. Die Messergebnisse des Abgasanalysegerätes machten deutlich, dass die Verbrennung optimiert werden muss, dazu wurde eine neue  $\lambda$ -Sonde eingebaut. Des Weiteren war nach einer Betriebszeit von drei bis vier Monaten immer wieder zu beobachten, dass der elektrische wie auch der Gesamtwirkungsgrad absinken. Dies ist auf zwei Ereignisse zurück zu führen:

$\eta_{el}$



Die Kolbendichtung ist defekt und damit undicht. Dies führt dazu, dass die mechanische Leistung des Stirlingmotors abnimmt.

- Es wird trotz gleicher Energiezufuhr weniger elektrische Energie erzeugt
- D.h., der elektrische Wirkungsgrad nimmt ab.

$\eta_{ges}$



Durch die Oxidation von im Klärgas enthaltenen Siloxanen bildet sich im Brennraum Siliciumdioxid ( $\text{SiO}_2$ , d.h. Sand). Dieser sehr feinkörnige Sand setzt die Lamellen des Luftvorwärmers zu.

- Die Luftvorwärmung fällt geringer aus.
- Für die gleiche elektrische und thermische Leistung wird mehr Gas benötigt.
- D.h., der Gesamtwirkungsgrad nimmt ab.

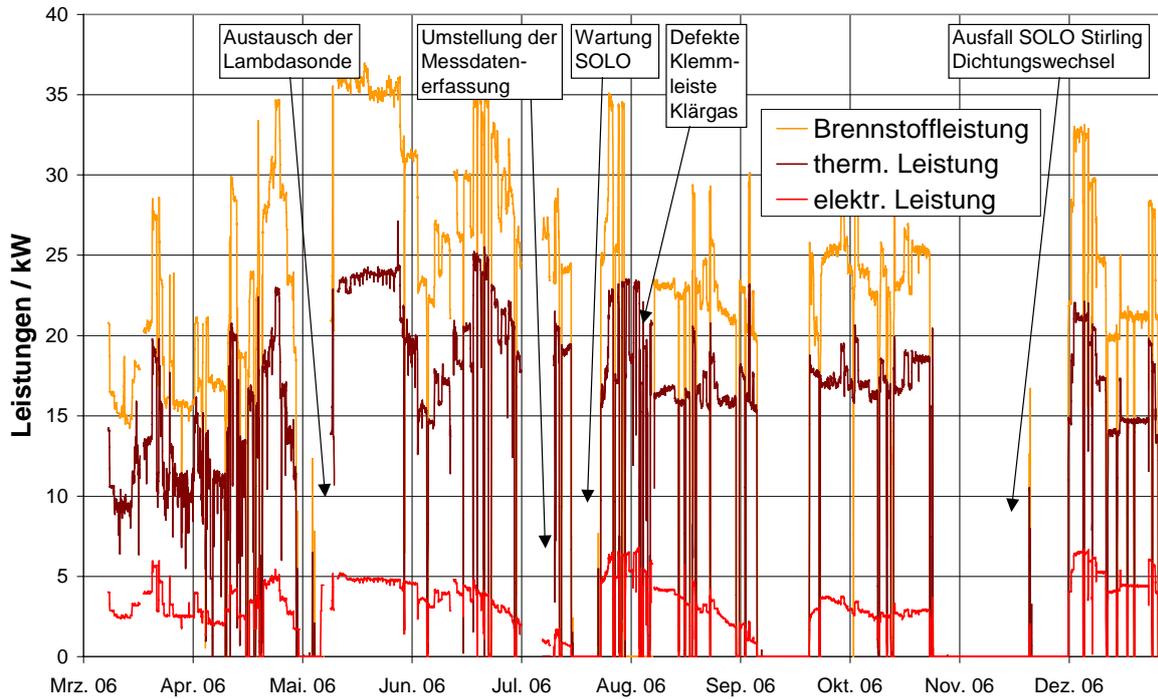


Bild 6.3 Leistungen 2006

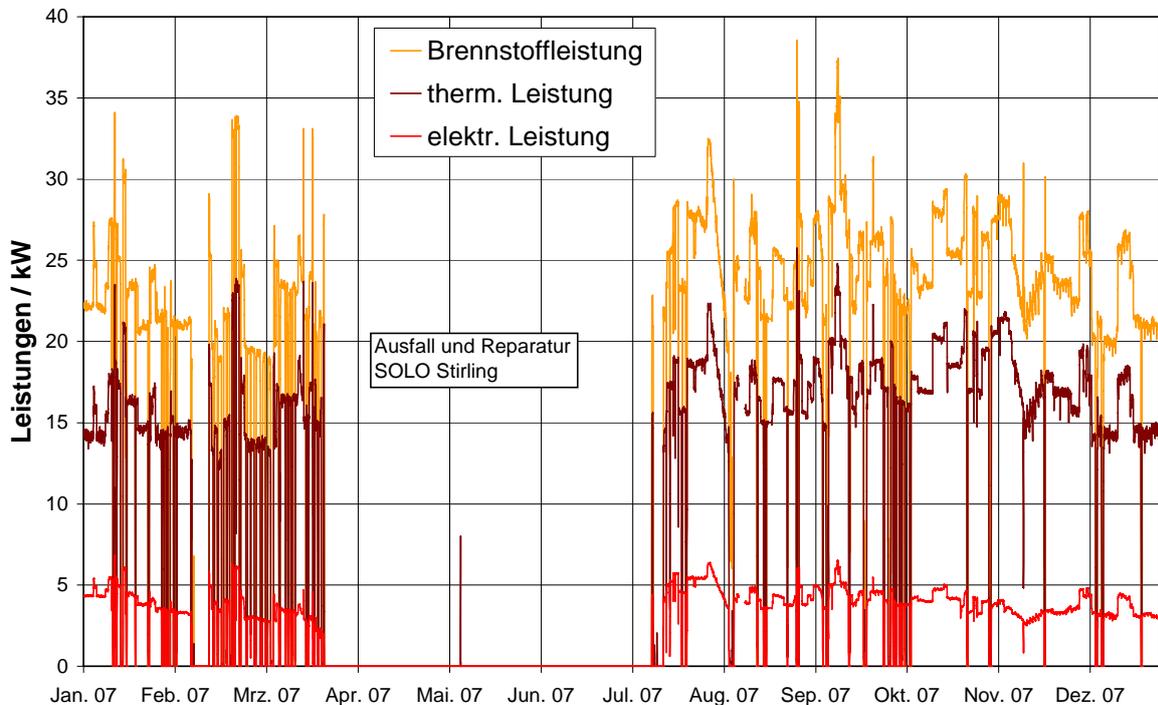


Bild 6.4 Leistungen 2007

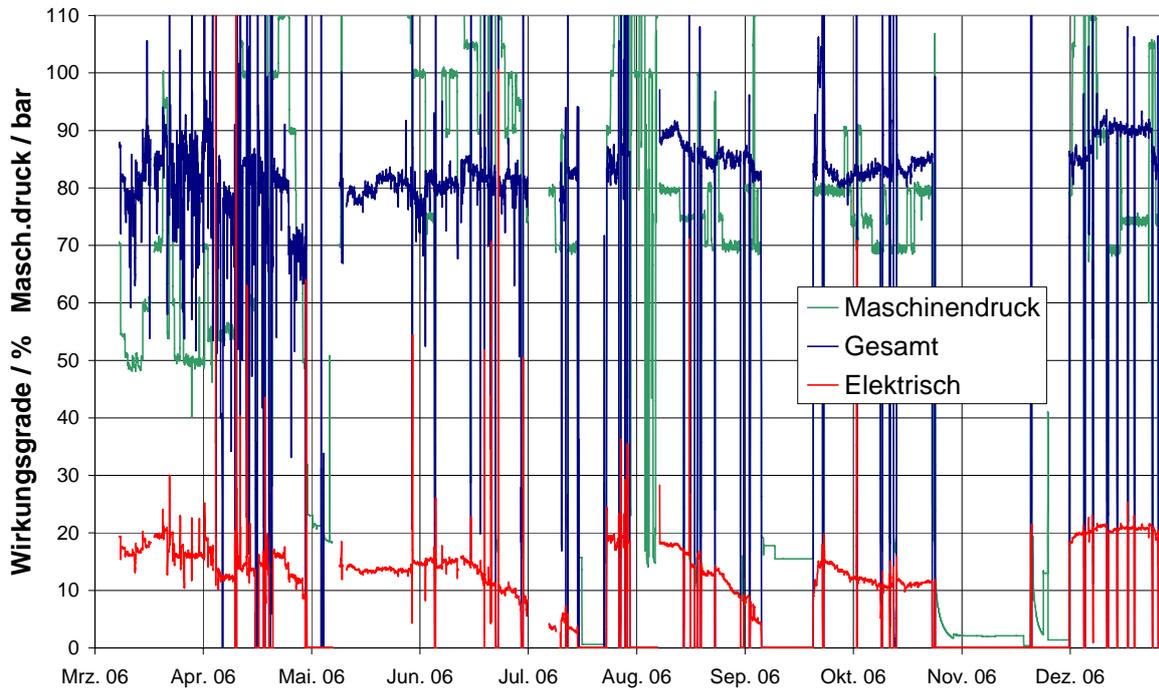


Bild 6.5 Wirkungsgrade 2006

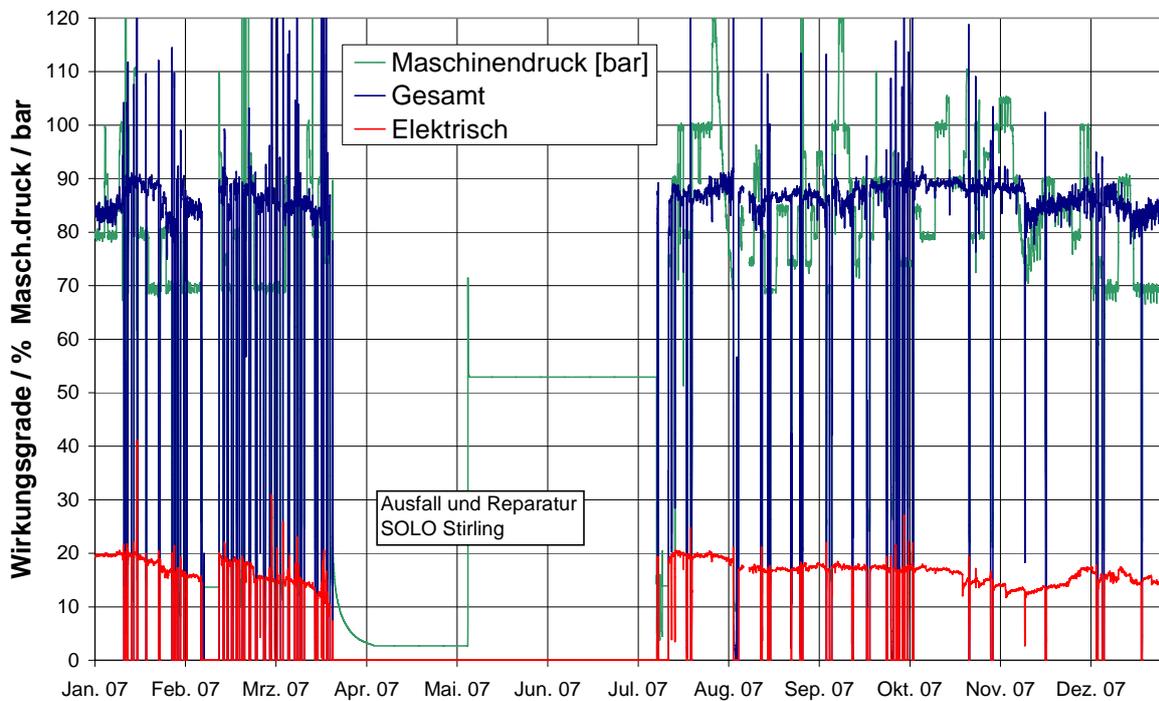


Bild 6.6 Wirkungsgrade 2007



Um den Wirkungsgradeinbußen durch den feinkörnigen Staub zwischen den Wärmeaustauscherflächen zu begegnen, wurde die Geometrie des Luftvorwärmers verändert. Größere Abstände zwischen den Rippen der Luftvorwärmeroberflächen mindern die Belagbildung und erleichtern die Reinigung mit Druckluft.

Dem Verschleiß der Kolbenstangendichtung und dem damit einhergehenden Verschleiß der Kolbenstangenoberfläche war nicht so leicht zu begegnen. Der hohe Druckunterschied von je nach Arbeitsdruck bis zu 100bar belastet die Dichtung und ist nur durch prinzipielle Änderung der Motorkonstruktion zu beseitigen. Das bedeutete, dass in regelmäßigen Abständen von vier bis sechs Monaten die Kolbenstange überholt und die Kolbenstangendichtung ausgetauscht werden musste.

In Bild 6.5 und Bild 6.6 ist zu erkennen, dass der elektrische Wirkungsgrad nach dem Austausch der Kolbenstangendichtung von anfangs knapp 20% kontinuierlich absinkt und dann teilweise auf unter 10% abfällt.

Mit dem Wirkungsgradverlust einher geht der Verlust von Helium, das Arbeitsgas des Stirlingmotors. Es entstehen also auf der einen Seite Mehrkosten durch einen erhöhten Heliumverbrauch und auf der anderen Seite wird weniger Gewinn durch die Stromproduktion erwirtschaftet.

Im Jahr 2007 entstand bedingt durch die Insolvenz der Firma Solo-Stirling und anstehenden Wartungsarbeiten eine unfreiwillige und lange Pause, da die Arbeiten erst ausgeführt werden konnten, nach dem man mit der Firma Stirling Systems einen Investor für Solo Stirling gefunden hatte. Dennoch stellt sich das Jahr 2007 nicht schlecht dar. Die Ausfallzeiten während der normalen Betriebszeit sind begrenzt und der Motor verbrannte das Klärgas bei zufriedenstellenden Wirkungsgraden und sehr guten Abgaswerten.

In Tabelle 6.1 sind zum Vergleich die insgesamt produzierten Energiemengen aufgeführt.

		elektrische Leistung / Arbeit	thermische Leistung / Arbeit	Brennstoffleistung / arbeit	elektrischer Wirkungsgrad	Gesamtwirkungsgrad
2005/06 Apr - Mrz 330 Tage	Mittelwerte	4,429 kW	19,136 kW	26,463 kW	16,737 %	89,049 %
	kumulierte Werte	33803,26 kWh	146051,53 kWh	201972,088 kWh	16,737 %	89,049 %
	Betriebsstunden	7632,33 h	7632,33 h	7632,33 h		
	Nutzungsgrad	96,37 %	96,37 %	96,37 %		
2006 Mrz - Dez 297 Tage	Mittelwerte	3,585 kW	16,965 kW	24,865 kW	14,81 %	83,61 %
	kumulierte Werte	16528,32 kWh	78227,61 kWh	114653,29 kWh	14,416 %	82,646 %
	Betriebsstunden	4610,41 h	4611,12 h	4611,03 h		
	Nutzungsgrad	64,68 %	64,69 %	64,69 %		
2007 Jan - Dez 365 Tage (260 Tage)*	Mittelwerte	4,06 kW	16,67 kW	24 kW	16,79 %	86,05 %
	kumulierte Werte	23438,02 kWh	96216,83 kWh	138596,44 kWh	16,911 %	86,333 %
	Betriebsstunden	5772,91 h	5771,86 h	5774,85 h		
	Nutzungsgrad	65,90 %	65,89 %	65,92 %		
	Nutzungsgrad*	92,51 %	92,50 %	92,55 %		
2008 Jan - Mrz 62 Tage	Mittelwerte	3,351 kW	16,115 kW	23,406 kW	14,09 %	82,05 %
	kumulierte Werte	4768,98 kWh	22931,02 kWh	33306,27 kWh	14,319 %	83,168 %
	Betriebsstunden	1423,15 kWh	1422,96 h	1422,98 h		
	Nutzungsgrad	95,64 %	95,63 %	95,63 %		

(\*) Unter Berücksichtigung der Stillstandszeit vom 23. März 2007 bis zum 16. Juli 2007, abzüglich eines normalen Wartungsintervalls von 9 Tagen: (114 - 9)Tage, d.h. ca.105 Tage

Tabelle 6.1 Vergleich Energiemengen und Betriebsstunden

Der Nutzungsgrad des Jahres 2007 ist, nimmt man die durch die Insolvenz bedingte Ausfallzeit heraus, nahezu so gut ist wie im ersten Betriebsjahr. Der geringe Nutzungsgrad im Jahr 2006 ist darauf zurück zu führen, dass sich nach mehreren Monaten Betriebszeit die ersten Anpassungsnotwendigkeiten an den veränderten Brennstoff herausstellten (Austausch der  $\lambda$ -Sonde, Änderung der Wärmetauscher-



flächen im Luftvorwärmer). Zur Durchführung dieser Arbeiten stand der Motor zeitweise still beziehungsweise arbeitete nicht unter optimalen Bedingungen.

Der elektrische Wirkungsgrad liegt im gesamten Betrachtungszeitraum deutlich unter den erwarteten 20%. Dies liegt neben den Problemen an der Kolbenstangendichtung auch daran, dass der Stirlingmotor aufgrund der bereitstehenden Klärgasmenge selten bei Volllast betrieben werden konnte. Dieser Sachverhalt wird in der folgenden Rechnung kurz erläutert:

Bei den augenblicklichen Einwohnerzahlen errechnet sich die zu erwartende Klärgasmenge zu:

$$\dot{V}_{\text{Kl\u00e4rgas,Anfall}} = \frac{0,025\text{m}^3}{\text{EW} \cdot \text{d}} = 3,25 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad \text{EW}_{\text{Rosenfeld}} = 3120 \text{ Einwohner} \quad [10]$$

$$\text{d} = 24 \text{ h} = 1 \text{ Tag}$$

Rechnet man den Kl\u00e4rschlamm der Gemeinden Heiligenzimmern und Bickelsberg mit ein, erh\u00e4lt man:

$$\dot{V}_{\text{Kl\u00e4rgas,Anfall}} = \frac{0,025\text{m}^3}{\text{EW} \cdot \text{d}} = 4,68 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad \text{EW}_{\text{ges}} = (3120 + 1380) \text{ Einwohner}$$

Diese rechnerischen Werte k\u00f6nnen mit den Erfahrungswerten der Messungen in Rosenfeld verglichen werden. Aus den Messdaten des Jahres 2007 ergibt sich ein durchschnittlicher Kl\u00e4rgasanfall von

$$\bar{V}_{\text{Kl\u00e4rgas,gem}} = 4,18 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad \text{bei } T_U = 29^\circ\text{C} \text{ und } p_U = 950\text{mbar}$$

umgerechnet auf Normbedingungen  $T_N = 273,14\text{K}$  und  $p_N = 1013,25\text{mbar}$

$$\dot{V}_N = \dot{V} \cdot \frac{p}{p_N} \cdot \frac{T_N}{T} \quad [11]$$

dass hei\u00dft:

$$\bar{V}_{\text{Kl\u00e4rgas,gem,N}} = 3,54 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Das in Rosenfeld installierte Mini-BHKW mit Stirling-Motor ben\u00f6tigt bei Volllastbetrieb bei 130bar:

$$\dot{V}_{\text{Kl\u00e4rgas,Volllast}} = 6,9 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Auf Normbedingungen ist dies ein Volumenstrom von:

$$\dot{V}_{\text{Kl\u00e4rgas,Volllast,N}} = 5,8 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Ein nahezu baugleicher SOLO Stirlingmotor wurde an der Hochschule in Reutlingen mit Erdgas betrieben und im Rahmen eines BMFT-Projektes vermessen. Dieses Gerät benötigte bei Volllast, d.h. 130bar:

$$\dot{V}_{\text{Erdgas, Volllast, N}} = 3,4 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Mit Hilfe des durchschnittlichen Methananteils im Klärgas kann der Verbrauch des Stirlingmotors in Rosenfeld umgerechnet werden, um einen Vergleich mit dem Verbrauch der Erdgasvariante zu ermöglichen.

$$\dot{V}_{\text{Vergleich}} = 0,62 \cdot 5,8 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} = 3,6 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Die Werte liegen also in der gleichen Größenordnung. Hieraus wird ersichtlich, dass das Stirling-Motor-BHKW in Rosenfeld nicht ununterbrochen bei Volllast betrieben werden kann. Bei einem Gasanfall von 3,7 bis 5,3 m<sup>3</sup>/h stellt sich ein Teillastbetrieb zwischen 70 bis 100 bar ein, wie aus Tabelle 6.2 ersichtlich ist.

Maschinendruck / bar	60	70	80	90	100	110	120	130
Mittl. Gasverbrauch / m <sup>3</sup> /h	3,2	3,7	4,2	4,8	5,3	5,8	6,4	6,9

Tabelle 6.2 Klärgasverbrauch bei unterschiedlichen Betriebsdrücken

Um diese theoretischen Überlegungen zu verdeutlichen wurden im März 2007 Versuche durchgeführt, um festzustellen, inwieweit ein diskontinuierlicher Betrieb des Stirlingmotors Besserung bezüglich der elektrischen Wirkungsgrade bringen könnte. Bild 6.7 zeigt, dass der elektrische Wirkungsgrad bei Volllast, das heißt bei einem Maschinendruck von 130bar, einen um 1,5% absolut höheren elektrischen Wirkungsgrad erreicht gegenüber dem Teillastbetrieb bei 70bar.

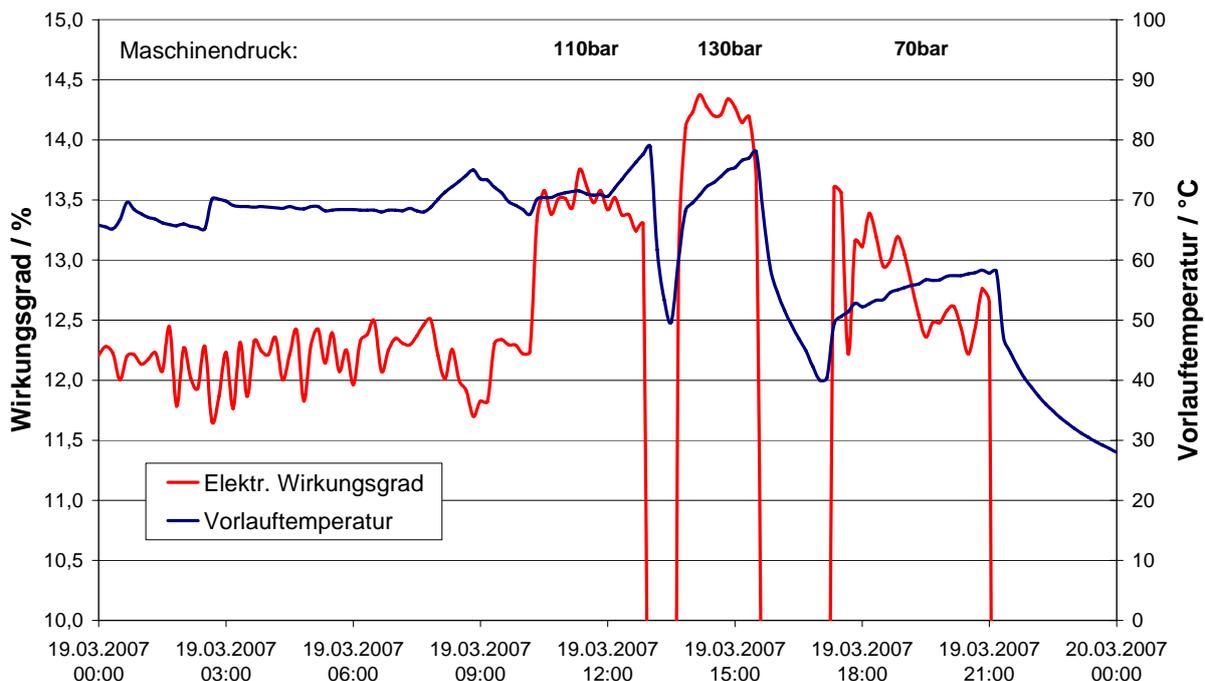


Bild 6.7 Einfluss des Maschinendrucks auf den elektrischen Wirkungsgrad



In Tabelle 6.3 sind die mittleren elektrischen Wirkungsgrade zum Vergleich zusammengestellt:

Maschinendruck	Elektr. Wirkungsgrad	Steigerung absolut	Steigerung relativ
70	12,75 %	-	
110	13,50 %	0,75 %	6 %
130	14,25 %	1,50 %	12 %

Tabelle 6.3 Einfluss des Maschinendrucks auf den elektrischen Wirkungsgrad

Aus diesem Grund wurde darüber nachgedacht den Stirlingmotor diskontinuierlich und bei möglichst hohen Drücken zu betreiben, was zur folgenden Überlegung geführt hat:

Wollte man das Stirling-BHKW zur Erreichung besserer elektrischer Wirkungsgrade grundsätzlich bei 130bar betreiben, so stellt sich aufgrund des momentanen Klärgasanfalls ein Start-Stopp-Betrieb ein. Aus den Erfahrungswerten mit dem Stirling-BHKW in Rosenfeld ergibt sich bei einem Betriebsdruck von 130bar ein Klärgasverbrauch von ca. 6,9m<sup>3</sup>/h. Daraus errechnen sich bei unterschiedlichem Gasanfall die in Tabelle 6.4 und Bild 6.8 dargestellten täglichen Betriebsstundenzeiten:

Gasanfall [m <sup>3</sup> /h]	Mögliche Volllaststunden [h]	Erforderliches Speichervolumen [m <sup>3</sup> ]	Verwendete Gleichungen:
1	3,429	20,571	
1,5	5,143	28,286	
2	6,857	34,286	
2,5	8,571	38,571	
3	10,286	41,143	
3,5	12,000	42,000	
4	13,714	41,143	
4,5	15,429	38,571	
5	17,143	34,286	
5,5	18,857	28,286	
6	20,571	20,571	
6,5	22,286	11,143	
7	24,000	0,000	

Tabelle 6.4 Start-Stopp-Betrieb erforderliches Speichervolumen

Der in den Jahren 2006 bis 2008 beobachtete Klärgasanfall bewegte sich zwischen 3m<sup>3</sup>/h und 5m<sup>3</sup>/h. Das bedeutet, dass das Speichervolumen des Gasspeichers in Rosenfeld von 40m<sup>3</sup> minimal zu klein ist, um das Gerät nach dem Volllastbetrieb vollständig abzuschalten. Es wäre ein Betrieb auf zwei Druckniveau denkbar oder ein Betrieb bei 90% der Volllast, um mit dem vorhandenen Speichervolumen auskommen zu können.

Diese Betriebsweise benötigt jedoch eine entsprechende Messtechnik und ein auf die Kläranlage Rosenfeld abgestimmtes Ablaufprogramm. Darüber hinaus muss bedacht werden, dass ein diskontinuierlicher Betrieb des Stirlingmotors erhebliche Unruhe in das Betriebsverhalten des Motors bringt. Die Ein- und Ausschaltphasen bzw. Lastwechsel sollten daher auf ein Minimum beschränkt sein, um die Lebensdauer des Stirlingmotors nicht unnötig herabzusetzen

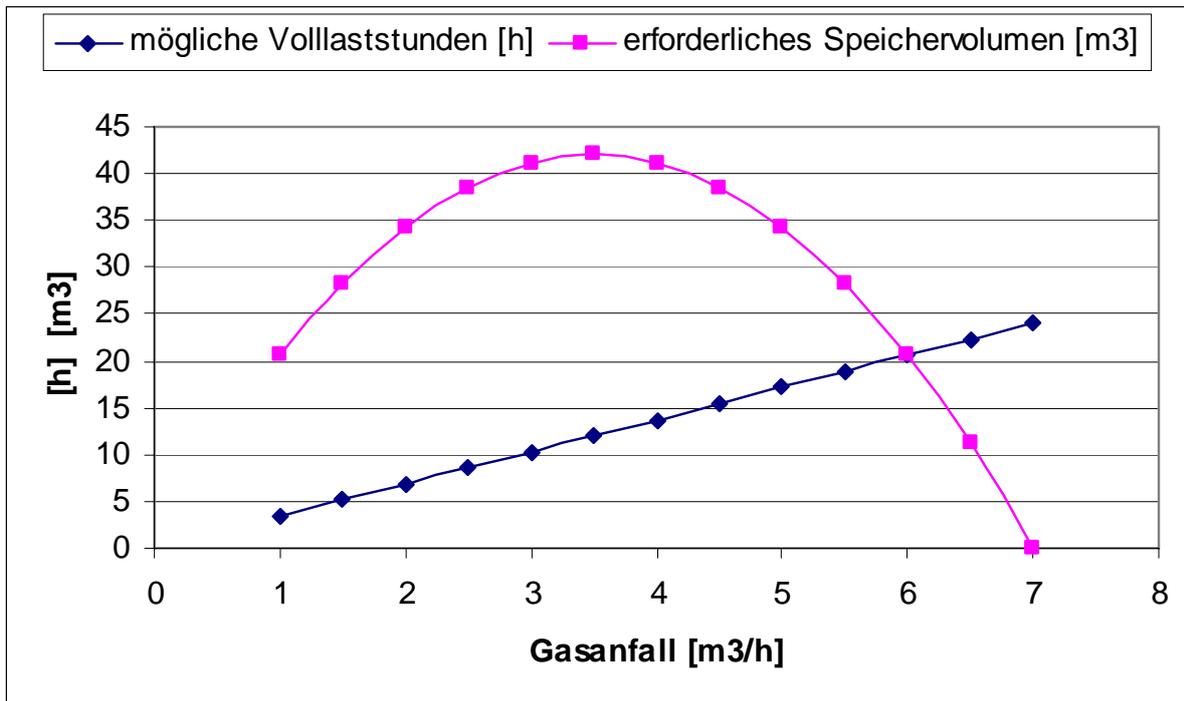


Bild 6.8 Erforderliches Speichervolumen in Abhängigkeit vom Gasanfall

Bevor allerdings eine längere Testphase im diskontinuierlichen Betrieb gestartet werden konnte, gab es einen größeren Defekt an der Kolbenstangendichtung, der nicht von den Mitarbeitern der Kläranlage behoben werden konnte. Aufgrund der dann folgenden Insolvenz der Firma Solo Stirling erfolgten die Wartungsarbeiten erst im Sommer. Das Projekt nahm im Herbst 2007 seine Arbeit nach viermonatiger Pause wieder auf. Von den Versuchen wurde dann wegen der weiterhin kritischen Lage bei Stirling Systems abgesehen.

### 6.1.3 Vor- und Rücklauftemperaturen

Die Vorlauftemperaturen bewegen sich im Verlauf der Jahre 2006 und 2007 in der Regel zwischen 55°C und 70°C. Die Rücklauftemperaturen liegen im Bereich zwischen 55°C und 40°C. Nur vereinzelt wie im März 2006 steigen die Rücklauftemperaturen auf 60°C. (Bild 6.9) In dieser Zeitspanne liegt der Gesamtwirkungsgrad bei 80% und der elektrische Wirkungsgrad bei 18%. Daraus folgt, dass der thermische Wirkungsgrad ca. 62% erreicht und sich damit deutlich unter den ansonst erreichten Werten befindet (Bild 6.5).

Auch im Dezember 2006 kann man diese Auswirkung auf den thermischen Wirkungsgrad erkennen. Das BHKW wird zunächst auf einem höheren Temperaturniveau bei 68°C / 50°C betrieben, das dann Mitte Dezember auf 50°C / 40°C abgesenkt wurde. Der thermische Wirkungsgrad steigt absolut um 5%-Punkte auf ca. 70%.

Ausschlaggebend ist dabei die niedrige Rücklauftemperatur. Im Herbst 2007 lagen der Vor- und Rücklauf relativ konstant bei 55°C / 40°C. In diesem Zeitraum bewegen sich auch die thermischen Wirkungsgrade mit 70% ebenfalls in einem guten Bereich:

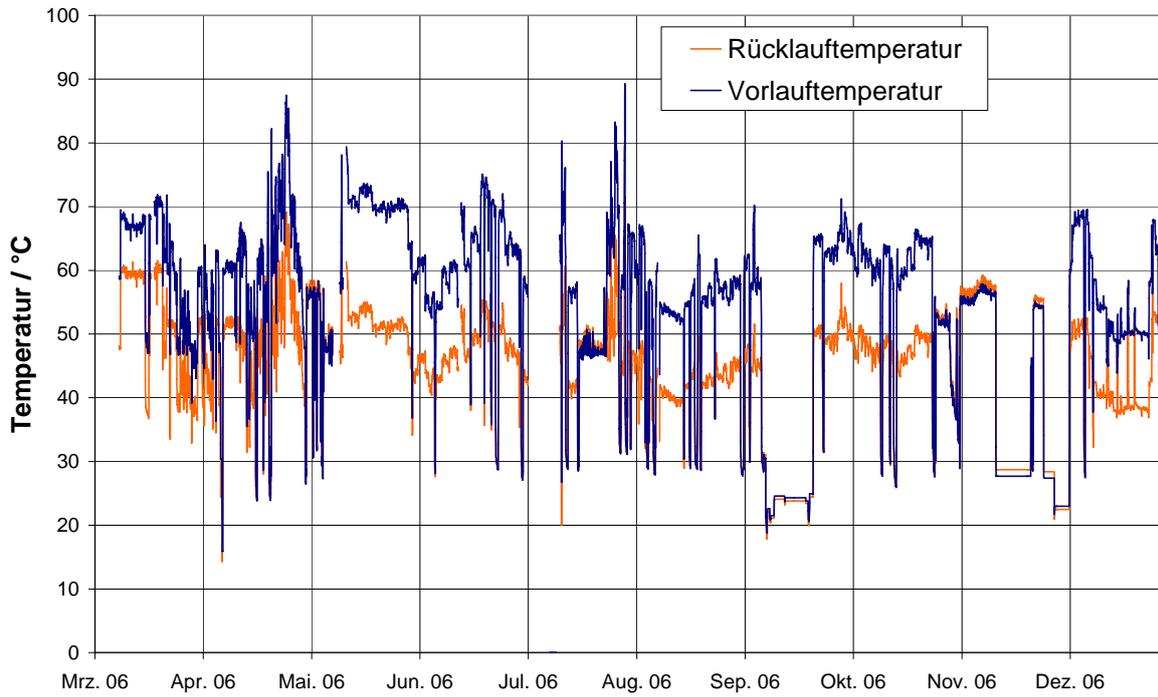


Bild 6.9 Temperaturen 2006

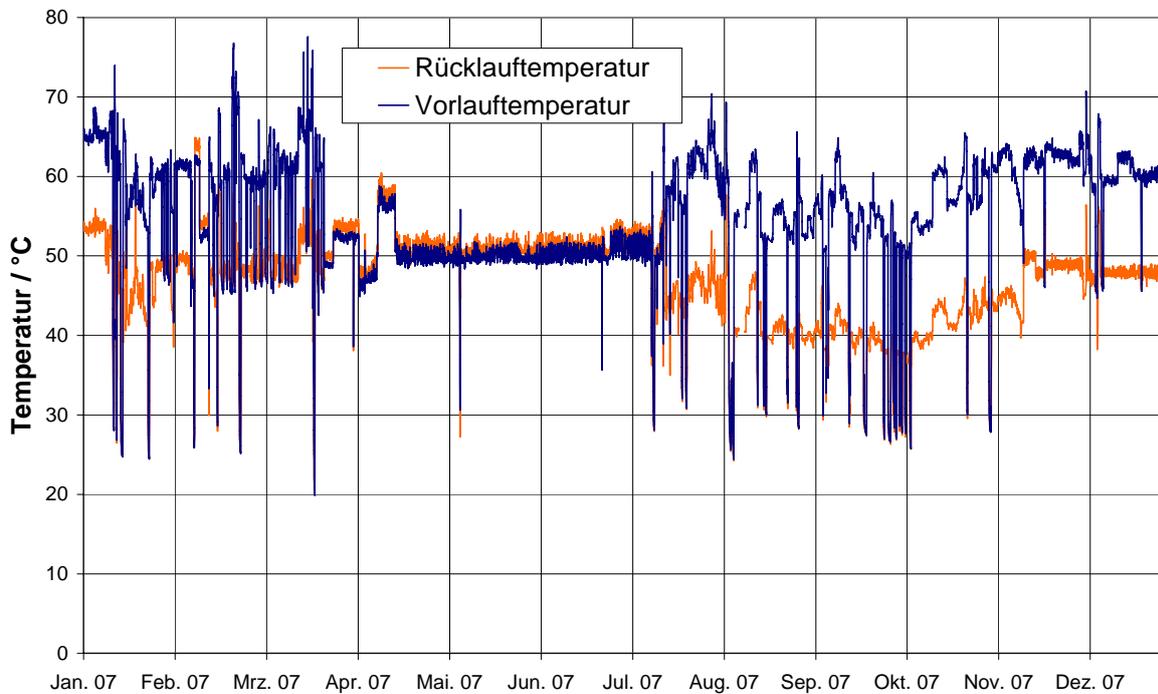


Bild 6.10 Temperaturen 2007

Der thermische Wirkungsgrad wird also im Wesentlichen vom Temperaturniveau der Heizkreistemperaturen beeinflusst (Bild 6.11).

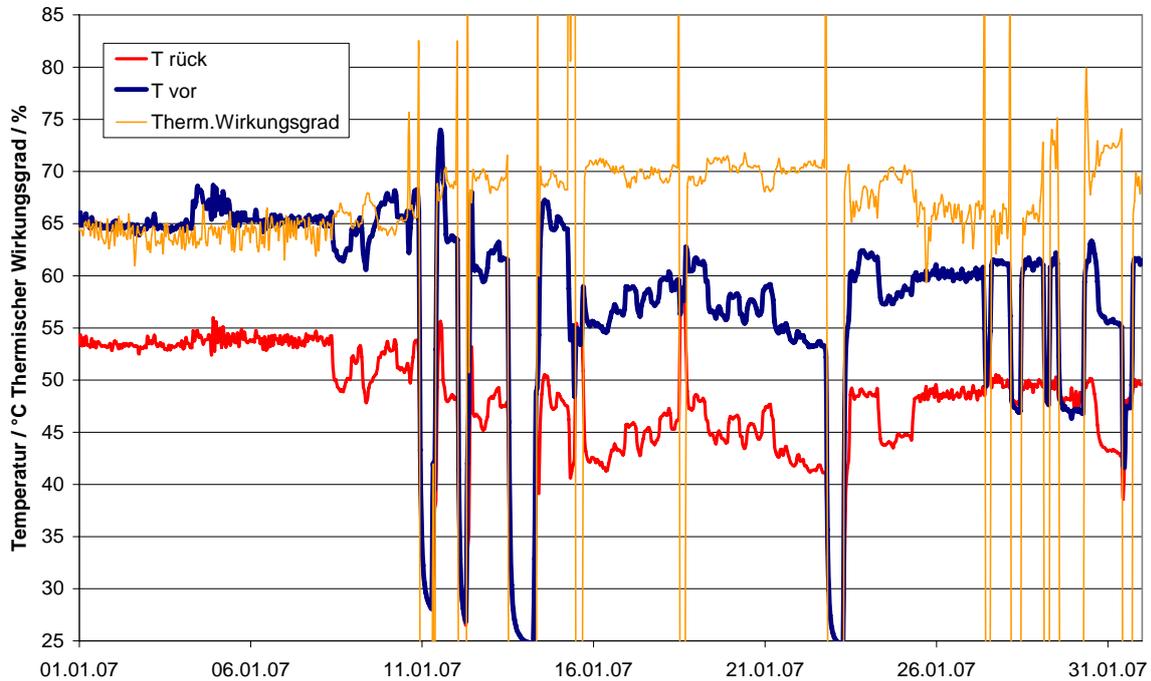


Bild 6.11 Rücklauftemperatur und thermischer Wirkungsgrad

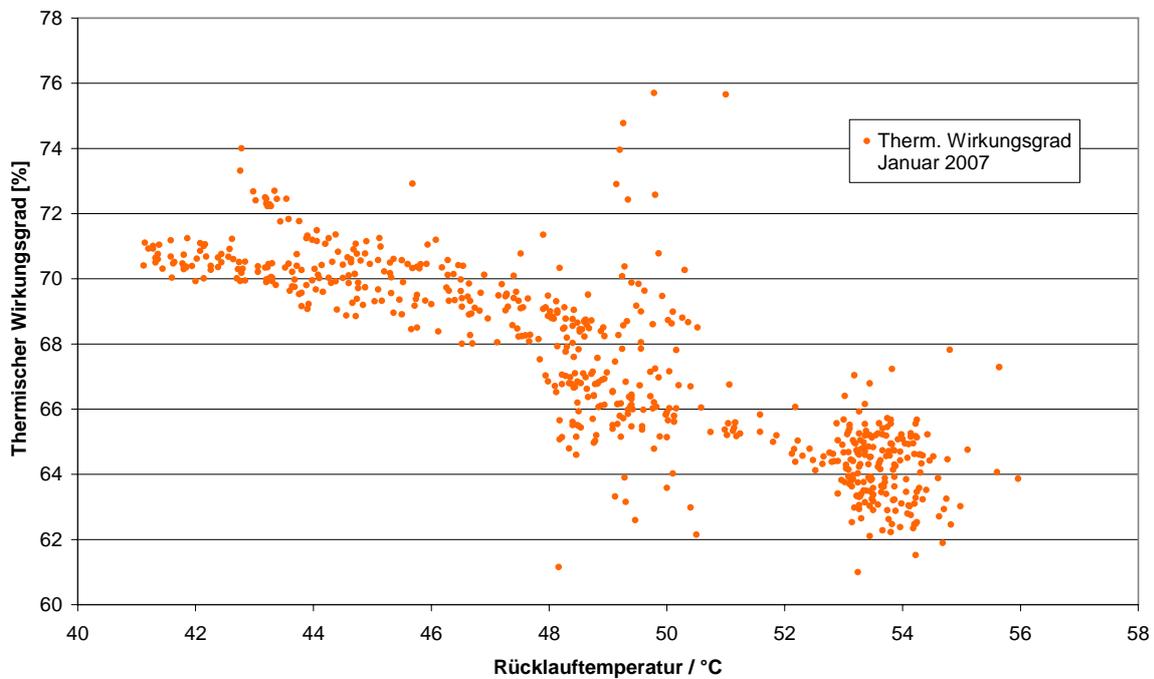


Bild 6.12 Thermischer Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Rücklauftemperatur

Insbesondere die Rücklaufftemperaturen beeinflussen den thermischen Wirkungsgrad, da sie im Abgaswärmeaustauscher den Grad der Abgaskondensation bestimmen, bevor am Plattenwärmeaustauscher des Stirlingmotors auf das Niveau der Vorlauftemperatur geheizt wird. Bei Rücklaufftemperaturen unter 50°C können somit große Wirkungsgradsteigerungen erzielt werden, da in diesem Temperaturbereich der Wasserdampf im Abgas zu kondensieren beginnt.

Bild 6.11, Bild 6.12 und Bild 6.13 zeigen den Einfluss der Rücklaufftemperaturen auf den thermischen Wirkungsgrad sehr deutlich.

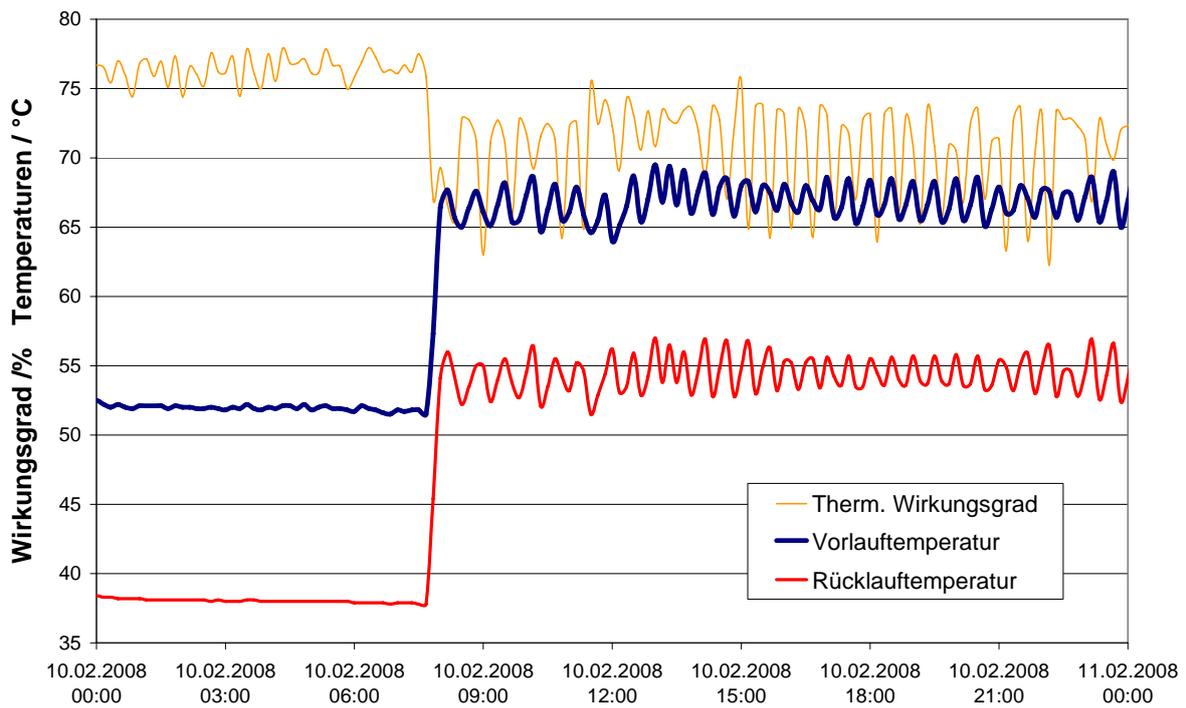


Bild 6.13 Einfluss der Temperaturen auf den thermischen Wirkungsgrad

## 6.1.4 Schadgase

Der Stirlingmotor verbrennt bis auf wenige Ausnahmen das Klärgas mit sehr niedrigen Schadstoffwerten im Abgas (Bild 6.14 und Bild 6.15). Die in den Diagrammen zu erkennenden Ausreißer mit zu hohen Abgaswerten resultieren aus An- und Abfahrvorgängen beim Starten und Stoppen des Stirlingmotors.

Die Schadgasdaten zeigen die saubere Verbrennung des Klärgases im SOLO Stirling BHKW. Die Werte sind in  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  angegeben und auf 5 Vol.% Restsauerstoff im Abgas bezogen. Das Diagramm zeigt  $\text{NO}_x$ -Emissionen von etwa 60-100  $\text{mg}/\text{Nm}^3$ , CO-Emissionen im Bereich von 30-40  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  und infolge des geringen Gehaltes an Schwefelwasserstoff im Klärgas auch einen geringen  $\text{SO}_2$ -Wert von 5 bis leicht über 10  $\text{mg}/\text{Nm}^3$ .

Anzumerken ist, dass diese niedrigen Emissionswerte allein durch die kontinuierliche äußere Verbrennung im Stirlingmotor, also ohne Einsatz eines Katalysators, erreicht werden.

Die  $\lambda$ -Regelung sorgt für eine Verbrennung mit ausreichend hohem Sauerstoffüberschuß, um die Kohlenmonoxidwerte niedrig zu halten. Die  $\lambda$ -Werte liegen in der Regel bei 1,3 bis 1,5.

Eine Verbrennung bei Luftüberschuss zieht oft hohe  $\text{NO}_x$ -Werte im Abgas nach sich. Aus diesem Grund ist der Stirlingmotor mit einem flammenlosen Brenner, einem sogenannten Floxbrenner ausgerüstet. Bei Flox-Brennern strömen Brenngas und Verbrennungsluft unvermischt mit hoher Strömungsgeschwindigkeit in die Brennkammer, die Verbrennungsgase werden rezirkuliert und dadurch mit der Verbrennungsluft vermischt. Hierdurch und durch die verzögerte Vermischung von Luft und den Brenngasen kann sich keine Flammenfront mehr ausbilden. Bei ausreichend hohen Temperaturen von mindesten  $750^\circ\text{C}$  oxidiert der Brennstoff im gesamten Brennraum und es stellen sich homogene Temperaturen ein. Die Bildung thermischer Stickoxide, die vor allem an der Flammengrenze mit ihren hohen Spitzentemperaturen stattfindet, wird vermieden.

Die Abgastemperatur liegt relativ konstant zwischen 60 und  $70^\circ\text{C}$ .

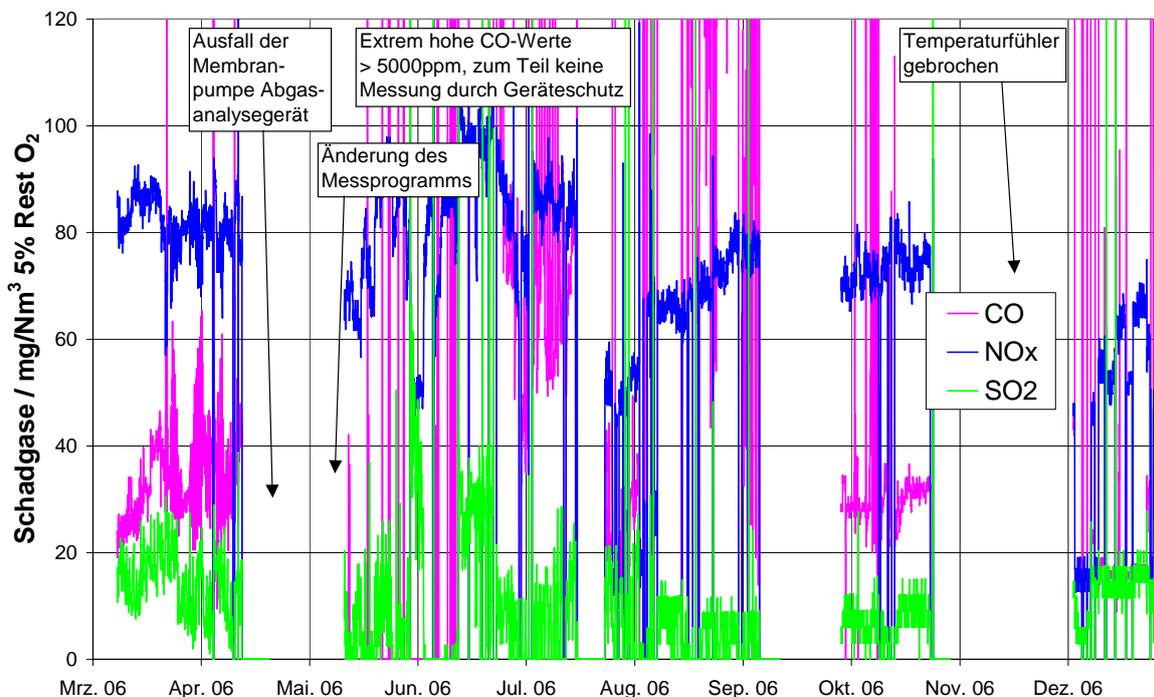


Bild 6.14 Schadgase 2006

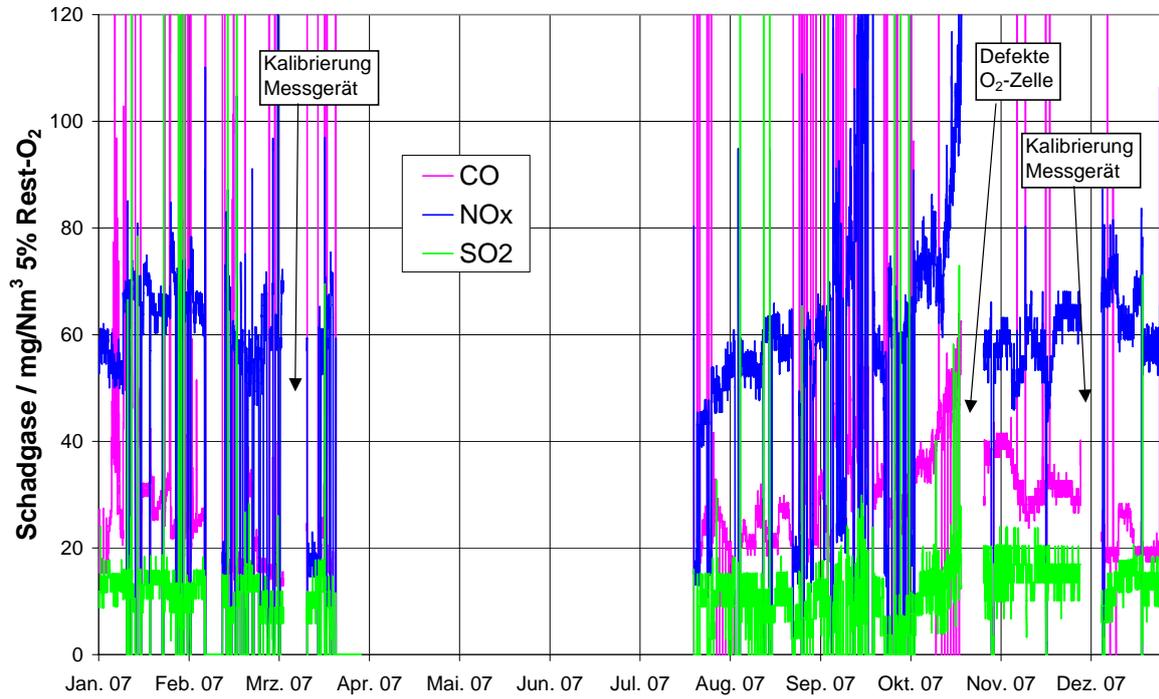


Bild 6.15 Schadgase 2007

### 6.1.5 Messungen durch die LUBW

Am 30. Oktober 2007 wurde durch Mitarbeiter der LUBW (Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg) eine ausführliche Abgasanalyse am Stirlingmotor BHKW der Kläranlage Rosenfeld entsprechend der TA-Luft durchgeführt.

Hintergrund dieser Abgasanalyse zusätzlich zu der von der Hochschule Reutlingen installierten kontinuierlichen Abgasanalyse, war die Klärung der Frage, in welchem Maße die Rauchgase des Stirlingmotors mit Aldehyden, insbesondere Formaldehyd, belastet sind. Insgesamt wurden die folgenden Komponenten mittels nebenstehendem Messverfahren geprüft:

Messgröße	Messverfahren	Auswertung
Sauerstoff O <sub>2</sub>	elektro-chemisch	kontinuierlich
Kohlendioxid CO <sub>2</sub> , Kohlenmonoxid CO, Stickoxide NO <sub>x</sub> , Schwefeldioxid SO <sub>2</sub>	NDIR	kontinuierlich
Gesamtkohlenstoff C <sub>ges</sub>	FID	kontinuierlich
Gasförmige anorg. Fluorverbindungen als HF, Gasförmige anorg. Chlorverbindungen als HCL, Aldehyde (Formaldehyd, Acetaldehyd, u.a.)	naßchemische Probe	manuell, chromatografisch

Tabelle 6.5 Messverfahren der LUBW

Neben diesen Komponenten wurden die für die Umrechnung der Messwerte erforderlichen Parameter wie Abgastemperatur, statischer Druck und Abgasvolumenstrom gemessen.



Bild 6.16 Messgeräte LUBW



Bild 6.17 Messwagen LUBW

Die ursprünglich vorgesehene Staubmessung konnte aufgrund der Geometrie der isokinetisch arbeitenden Messapparatur und der niedrigen Rauchgasgeschwindigkeiten in der Abgasleitung nicht durchgeführt werden. Da die Abgasleitung einen recht kleinen Durchmesser hat, hätte man zum Auffangen eines ausreichenden Probenvolumens eine sehr lange Zeitspanne benötigt.

Insgesamt wurden fünf Messungen durchgeführt. Die TA-Luft schreibt drei Messungen im aktuellen Betriebszustand und zwei Messungen in zwei weiteren üblichen Betriebszuständen der Anlage vor. Vor und nach diesen fünf Messzyklen wurden die kontinuierlich messenden Geräte kalibriert. Die ersten drei Messzyklen wurden bei einem Maschinendruck von 85bar durchgeführt. Vor der vierten Messung wurde der Maschinendruck auf 100bar, vor der fünften Messung auf 105bar erhöht. Bild 6.18 zeigt den kontinuierlichen Messaufschrieb. Die einzelnen Betriebszustände sind im Diagramm eingetragen.

Die erste Druckerhöhung auf 120bar führte zu einem kurzzeitigen Maschinenstillstand, so dass der Motor neu angefahren werden musste (gegen 15:45h). Maschinenintern wurde dann durch einen erhöhten Heliumverbrauch ein Druckabgleich notwendig, so dass eine größere Unterbrechung entstand. Infolge des Druckabgleichs war die Stirlingmaschine kurzzeitig nicht in der Lage, den Brenner optimal auszuregulieren. Um dennoch die zwei verbleibenden Messungen durchführen zu können, wurde die Maschine abgestellt und mit einem verminderten Arbeitsdruck von 100bar gegen 16:40h wieder angefahren.

Während der fünf Messzyklen sind die Komponenten im Abgas überprüft worden, die im Messwagen kontinuierlich analysiert werden können. Mit Hilfe eines Gebläses wurden über eine beheizte und eine unbeheizte Leitung Probenströme zum Messwagen geführt und dort ausgewertet.

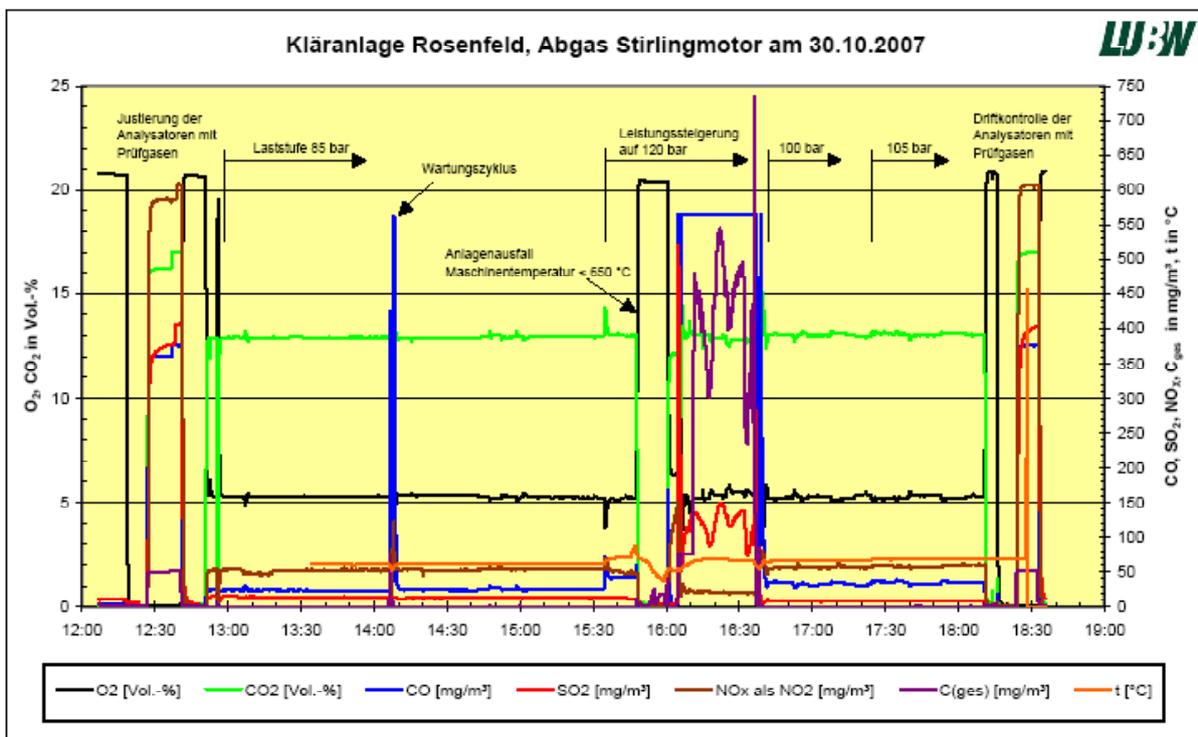


Bild 6.18 Messverlauf [LUBW]



In den Pausen zwischen diesen Messzyklen sind zudem manuell die Proben zur Untersuchung des Abgases auf Aldehyde und Halogene genommen worden. Die Analyse dieser nasschemischen Proben in sogenannten Waschflaschen fand erst ein paar Tage später im Labor statt.

Im Diagramm wird deutlich, dass die Schadstoffkonzentrationen im Abgas bei konstanter Leistung ebenfalls konstant bleiben. Bei den höheren Leistungsstufen verlaufen die Schadstoffkonzentrationen weiterhin konstant, allerdings steigen der CO-Wert und der NO<sub>x</sub>-Wert wie zu erwarten war an, die Konzentration von SO<sub>2</sub> nimmt bei höherer Leistung leicht ab. In Tabelle 6.6 sind die Emissionen als Mittelwerte eingetragen.

Messobjekt		Messung 1 13:33 - 14:03	Messung 2 14:18 - 14:48	Messung 3 15:02 - 15:32	Messung 4 16:53 - 17:23	Messung 5 17:37 - 18:07
Kohlenmonoxid CO	[mg/m <sup>3</sup> ]*	24,2	24,7	25,8	32,9	34,6
Schwefeldioxid SO <sub>2</sub>	[mg/m <sup>3</sup> ]*	16,0	14,6	15,7	12,9	11,1
Stickstoffoxide als NO <sub>x</sub>	[mg/m <sup>3</sup> ]*	53,4	53,0	54,6	57,3	58,6
Gesamtkohlenstoff C <sub>ges</sub>	[mg/m <sup>3</sup> ]*	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1
gasf. anorg. Fluorverb. als HF	[mg/m <sup>3</sup> ]*	< 0,2	< 0,2	< 0,2	< 0,2	< 0,2
gasf. anorg. Chlorverb. als HCl	[mg/m <sup>3</sup> ]*	0,2	< 0,2	< 0,2	< 0,2	< 0,2
Formaldehyd	[mg/m <sup>3</sup> ]*	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1
Acetaldehyd	[mg/m <sup>3</sup> ]*	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1
Acrolein	[mg/m <sup>3</sup> ]*	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1
Propionaldehyd	[mg/m <sup>3</sup> ]*	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1
Crotonaldehyd	[mg/m <sup>3</sup> ]*	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1
Butyraldehyd	[mg/m <sup>3</sup> ]*	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1

alle Volumenangaben bezogen auf den Normzustand (1013 hPa, 0°C, trocken)

\*) : bezogen auf 5 % Sauerstoffgehalt

Tabelle 6.6 Messergebnisse des LUBW [LUBW]

Es ist zu erkennen, dass die im Labor untersuchten Schadstoffe wie HF, HCl sowie Aldehyde an oder unter der Nachweisgrenze des Messverfahrens liegen. Bezüglich der Aldehyde treten somit keine Probleme auf, wie sie bei mit Klärgas betriebenen Gas-Ottomotoren bekannt sind. Hier wird, aufgrund der diskontinuierlichen Verbrennung im Ottomotor, der Grenzwert der TA-Luft von 60mg/Nm<sup>3</sup> häufig überschritten. Die konstante Flamme im Stirlingmotor verbrennt das Klärgas kontinuierlich. Dies kann eine Erklärung dafür sein, dass keine Belastung mit Formaldehyd oder anderen Aldehyden auftritt, da diese Stoffe Zwischenprodukte der Verbrennung sind.

Messobjekt		Mittelwert	Maximalwert	Datenbasis	Werte SOLO Stirling
Kohlenmonoxid CO	[mg/m <sup>3</sup> ]	470	648	31	35
Schwefeldioxid SO <sub>2</sub>	[mg/m <sup>3</sup> ]	23	32	11	15
Stickoxide NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub>	[mg/m <sup>3</sup> ]	560	5276	33	59
Gesamtkohlenstoff C <sub>ges</sub>	[mg/m <sup>3</sup> ]	137	587	11	n.n. Nachweisgrenze: 1
Gasf.anorg. Chlorver- Bindungen als HCL	[mg/m <sup>3</sup> ]	0,16	0,2	3	n.n. Nachweisgrenze: 0,2
Gasf.anorg. Fluorver- Bindungen als HF	[mg/m <sup>3</sup> ]	1,5	2,9	4	n.n. Nachweisgrenze: 0,2
Formaldehyd	[mg/m <sup>3</sup> ]	19	86	8	n.n. Nachweisgrenze: 1

Alle Volumenangaben beziehen sich auf den Normzustand (1013hPa, 0°C, Trocken) und bezogen auf 5% Sauerstoffgehalt

Tabelle 6.7 Messergebnisse von „konventionellen BHKW“ [UIS]



Wie Tabelle 6.7 zeigt liegen im Abgas von konventionellen Blockheizkraftwerken die Formaldehydkonzentrationen vereinzelt in grenzwertrelevanten Größenordnungen. Nach TA-Luft, Nr. 4.1.4 [TA-Luft] sind die Emissionen an Formaldehyd für Verbrennungsmotoranlagen nach 1.4 des Anhangs zur 4. BImSchV [BImSchV] (Anlagen > 1 MW) auf 60 mg/m<sup>3</sup> begrenzt. [TA-Luft]

Der Vergleich der Messwerte des LUBW vom 30.10.2007 mit den Messwerten, die von der Hochschule Reutlingen in der Zeit vom 20. bis 24.10.2007 aufgezeichnet wurden, zeigt, dass auch das einfachere elektrochemische Messverfahren ausreichend gute Messwerte liefert. Er bestätigt damit auch die bisher im Rahmen des Projektes aufgenommenen und vorgestellten Emissionswerte.

Messung durch:	Maschinendruck [bar]	Kohlenmonoxid CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Schwefeldioxid SO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Stickoxide als NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]
LUBW* 30. Okt. 2007	85	24,9	15,4	53,7
Hochschule RT 20. – 24. Okt. 2007	90	28,0	10,3	55,3

Tabelle 6.8 Vergleich der Schadgasmesswerte des LUBW und der Hochschule-RT

(Alle Volumenangaben bezogen auf den Normzustand (1013hPa, 0°C, trocken) und 5% Rest-O<sub>2</sub>)

\* Mittelwert aus den Messzyklen 1, 2 und 3

### 6.1.6 Ergebnisse der chemischen Analyse der Verbrennungsrückstände

An der Kläranlage in Rosenfeld konnten bei Wartungsarbeiten Verbrennungsrückstände genommen werden. Diese Verbrennungsrückstände, die sich am Luffterhitzer und in der Brennkammer des Stirlingmotors ablagerten, wurden mit Hilfe einer chemischen Analyse näher untersucht. Der feinkörnige, weißbraune Staub ließ sich leicht mit Druckluft entfernen. Er wies keinen Glühverlust auf, das heißt es befinden sich keine organischen Bestandteile im Staub. Mit einem weiteren Verfahren wurde nochmals der TOC-Gehalt (total organic carbon) bestimmt:

$$\text{TOC}_{\text{Klärgasanlage}}: 0,13\% \text{ C}$$

Die Staubprobe der Klärgasanlage besteht demnach zu nahezu 100% aus anorganischen Anteilen.

Der pH-Wert der Staubprobe im wässrigen Extrakt liegt bei:

$$\text{Klärgasanlage: pH} = 7,3 \quad \text{neutral}$$

Da der pH-Wert im neutralen Bereich lag, waren keine hohen Schwefelgehalte zu erwarten. Daher wurde der Schwefelgehalt der Klärgasprobe lediglich mit einem Schnelltest bestimmt. Der Schnelltest bestätigte die Vermutung:

$$\text{Klärgasanlage: Anteil Schwefeloxid SO}_4^{2-} = 0,03\%$$

Im Weiteren wurden die anorganischen Bestandteile der Staubprobe mittels sogenannter Aufschlüsse bestimmt. Dabei konnten für die Staubprobe der Kläranlage wie Tabelle 6.9 zeigt leider nur 51,52% der Bestandteile erkannt werden.

Chemische Analyse Juli 2006: Rosenfeld				
Stoff	Klär gas [mg/l]	Klär gas [%]	Moleküle	Klär gas [%]
Ni	259,80	6,24	NiO	7,94
Ca	1,30	0,03	CaO	0,04
Fe	337,70	8,11	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	11,60
Cr	238,90	5,74	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	8,38
V	0,70	0,02	V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,03
Zn	1,00	0,02	ZnO	0,03
Cu	0,80	0,02	CuO	0,02
Si	448,80	10,78	SiO <sub>2</sub>	23,05
Mo	0,90	0,02	MoO <sub>2</sub>	0,03
Al	1,70	0,04	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,08
Pb	< 0,8	< 0,02	PbO	< 0,02
Co	0,80	0,02	Co <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,03
SO <sub>4</sub>	6,00	0,03	SO <sub>3</sub>	0,03
			H <sub>2</sub> O	
PO <sub>4</sub>	0,50	0,01	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,01
Cl	9,00	0,24	Cl	0,24
NO <sub>2</sub>	0,06	0,00	N <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,00
NO <sub>3</sub>	0,40	0,01	N <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,01
			<b>Summe:</b>	<b>51,52</b>

Tabelle 6.9 Chemische Analyse der Verbrennungsrückstände an der Kläranlage

### Klär gasrückstände

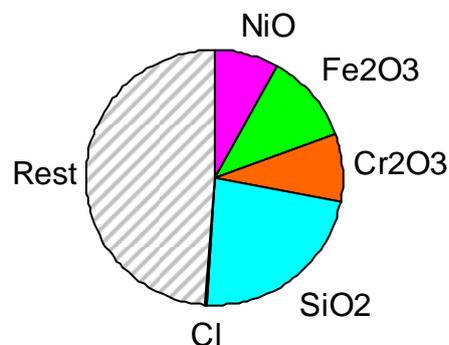


Bild 6.19 Analyse der Verbrennungsrückstände an der Kläranlage

Bild 6.19 zeigt, dass an der Kläranlage überwiegend Ablagerungen auf Basis von Silicium gebildet werden. Die Anteile von NiO, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> und Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub> deuten auf Erosion und/oder Korrosion der metallischen Bauteile in der Brennkammer hin.

Weitere Untersuchungen mit neuen Proben der Ablagerungen am Stirlingmotor in Rosenfeld wurden von der Insolvenz der Firma SOLO Stirling unterbrochen. Im Herbst 2007 wurden nach Wiederaufnahme des Projektes neue Proben an der Schallschutzverkleidung des Gerätes genommen, da die Wärmeaustauscherflächen nur bei Wartungsarbeiten zugänglich sind. Diese Proben waren allerdings so verunreinigt, dass von einer weiteren Analyse abgesehen wurde.

## 6.2 Erlacher Höhe I und II

An der sozialen Einrichtung „Erlacher Höhe“ wurde seit 1986 eine Biogasanlage zur Wärmeerzeugung für acht Wohngebäude und einen Bürokomplex betrieben. Im November 2005 wurden dort zusätzlich zwei SOLO Stirling BHKW installiert, um aus einem Teil des Biogases Strom zu erzeugen. Die erzeugte Wärme sollte neben der Wohnraumbeheizung auch zur Temperierung des Fermenters an der Biogasanlage eingesetzt werden.

### 6.2.1 Messergebnisse

Um beurteilen zu können, ob das in der Biogasanlage produzierte Biogas für die Verbrennung im Stirlingmotor geeignet ist und um andererseits Daten für eine Berechnung der Wirkungsgrade zur Verfügung zu haben, wurde Anfang April 2006 das Gasqualitätsmessgerät, Fabrikat Pronova an der Biogasanlage eingebaut. Dieses Gerät misst automatisch gesteuert mehrmals täglich den Gehalt an Methan, Kohlendioxid, Sauerstoff und Schwefelwasserstoff im Biogas. An der Erlacher Höhe wurde das Gerät so eingestellt, dass jeden Tag dreimal gemessen wurde und zwar um 4:00 Uhr, um 12:00 Uhr und um 20:00 Uhr. Die Messwerte wurden gespeichert und regelmäßig zur Auswertung auf ein Laptop übertragen. In Bild 6.20 sind die Ergebnisse dieser Messungen zusammengestellt. Der Methangehalt im Biogas lag bei Beginn der Messungen bei ca. 57% und stieg bis Mitte August sogar noch auf Werte von 60% an. Damit entspricht der Methangehalt einer Anlage, die mit hohen Anteilen an Mist und nur geringen Anteilen an nachwachsenden Rohstoffen gefüttert wird. Der Gehalt an Kohlendioxid im Gas lag während der Messphase bis Mitte August zwischen 36 und 43%. Der CO<sub>2</sub>-Gehalt sank leicht von Messbeginn bis Mitte August. Zur Entschwefelung des Biogases wurden kleine Mengen an Luft in der Biogasfermenter eingetragen. Der enthaltene Sauerstoff wird weitgehend von den Schwefelbakterien genutzt, um den Schwefelwasserstoff im Biogas zu elementarem Schwefel zu oxidieren. Es verbleiben geringe Mengen Sauerstoff im Biogas messbar. Diese lagen in der Regel unter 1 %.

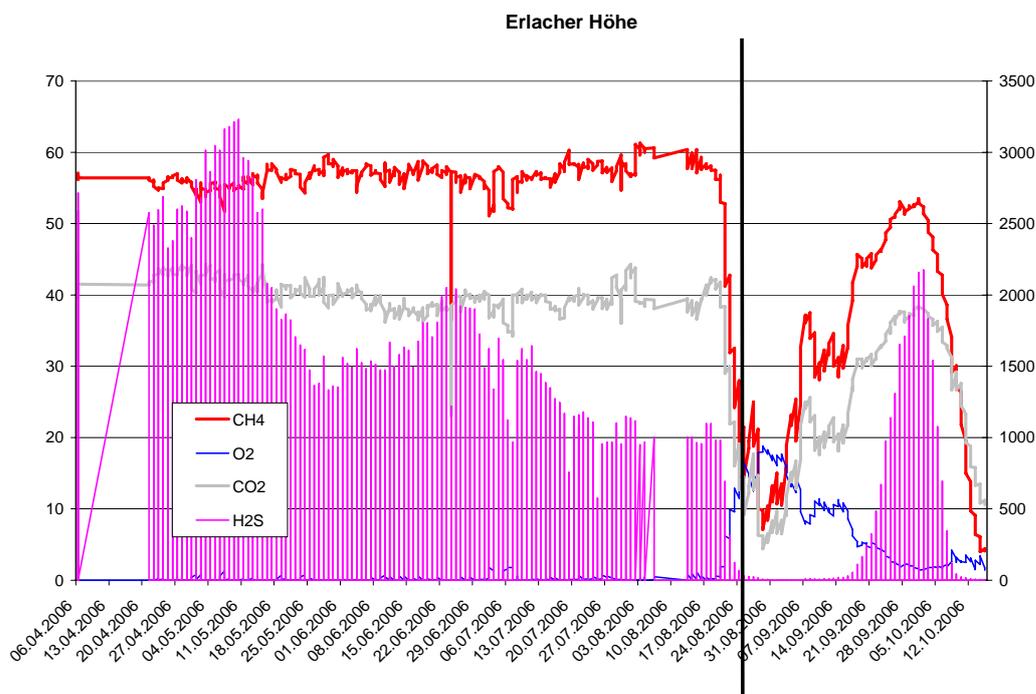


Bild 6.20 Biogasqualität Erlacher Höhe

Erstaunlich war bei der Anlage der sehr hohe Gehalt an Schwefelwasserstoff im Biogas. Durch die optimale biologische Entschwefelung gelingt es meist, den Schwefelwasserstoffgehalt auf unter 200 ppm zu senken. An der hier beobachteten Anlage lag der  $H_2S$ -Gehalt dagegen bei Werten zum Teil bis 3.000 ppm. Dies wäre für Biogasverbrennungsmotoren eine extrem hohe Konzentration, die diese relativ schnell schädigen würde. Durch die Erhöhung der Luftzugabe konnte im Verlauf der Messungen der  $H_2S$ -Gehalt bis auf 1.000 ppm gesenkt werden. Diese Konzentration sollte für den Stirlingmotor mit externer Verbrennung ohne negative Folgen nutzbar sein. An den Messergebnissen in Bild 6.20 ist gut erkennbar, dass am 23. August 2006 an der Biogasanlage eine massive Störung auftrat. Methan- und Kohlendioxidgehalt im Biogas sinken zu dem Zeitpunkt ab, während der Sauerstoffgehalt zeitweise bis auf 20 % ansteigt. Dies kam durch einen mechanischen Schaden an der Biogasanlage zustande. Der Gassack war in ein ausgedientes Getreidesilo eingebaut. Dieses Silo brach an dem genannten Tag ein und beschädigte den Gassack. Von da an wurde vom Messgerät nicht nur das Biogas sondern auch Anteile von einströmender Luft gemessen. Es gab zwar Reparaturversuche zur Abdichtung des Gassacks. Diese waren aber nicht nachhaltig erfolgreich, so dass die Biogasanlage Anfang Oktober vorübergehend stillgelegt wurde. Die Untersuchung der Stirlingmotoren musste damit beendet werden.

Leider war aus verschiedenen Gründen kein kontinuierlicher Betrieb der beiden Stirlingmotor-BHKW möglich. Ein offensichtlicher Grund dafür war die unzureichende Menge Biogas, die dem BHKW zur Verfügung stand, da der Fermentationsprozess nach wie vor durch einen separaten Biogaskessel und nicht mit der von den BHKW erzeugten Wärme beheizt wurde. Zur Dokumentation dieses Verhaltens sind Bild 6.21 die Leistungsverläufe an dem BHKW Erlacher I für den Monat April dargestellt. Eine Darstellung über den gesamten Messzeitraum von fünf Monaten ist nicht sinnvoll, da durch die starken Schwankungen keine Details erkennbar sind.



Bild 6.21 Leistungen Erlacher I April 2006

Ein weiteres Problem war das hohe Temperaturniveau des Heizungssystems, in das neben den beiden Stirlingmotor-BHKW ein zusätzlicher Scheitholzkessel bivalent integriert ist. Es ist zu vermuten, dass nach Anfahren des Holzkessels die Kreislauftemperaturen über die für die SOLO Stirling BHKW zulässigen Werte von 65 C bis maximal 75°C im Vorlauf ansteigen und die BHKW daraufhin automatisch abschalteten.

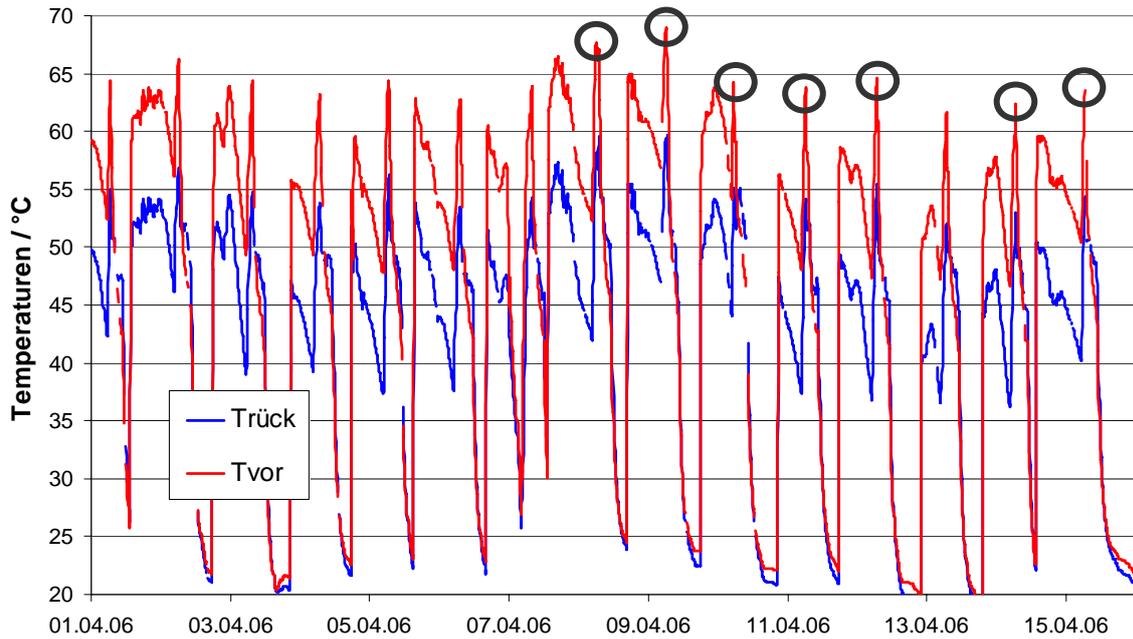


Bild 6.22 Vor- und Rücklauftemperaturen Erlacher Höhe, exemplarisch

Bild 6.22 zeigt die Temperaturspitzen im Vorlauf am BHKW sehr deutlich. Es ist zu erkennen, dass die Vorlauftemperatur schlagartig in den Bereich über 60°C ansteigt. Der Endwert des Anstiegs vor Abschaltung der Anlage lässt sich nicht genau ermitteln, da die Messdaten nur in einem Rhythmus von 15 min aufgezeichnet werden. Aus der Aufzeichnung geht jedoch hervor, dass die Temperaturspitzen immer um 6:30 oder 6:45 Uhr auftreten, was mit dem Anfahren des Holzkessels am Morgen zusammenfällt und somit die obige Vermutung stützt (Bild 6.23).

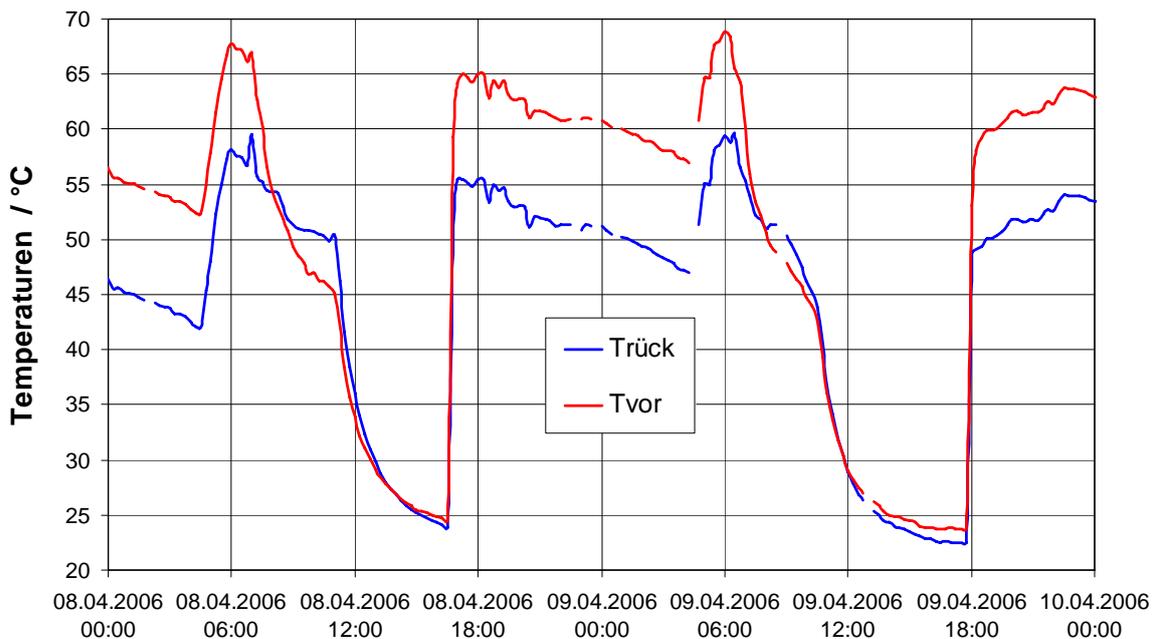


Bild 6.23 Vor- und Rücklauftemperaturen 8. und 9. April 2008

Die hohen Temperaturen im Heizsystem verhindern des Weiteren die Kondensation im Abgaswärmetauscher. Dadurch verringert sich zum einen der thermische Wirkungsgrad. Dies ist sehr anschaulich in Bild 6.24 und Bild 6.23 zu erkennen. Am 8. April 2006 liegen die Vor- und Rücklauf-temperaturen anfangs bei 55 / 45 °C und steigen um 6:00h auf über 65 / 55 °C. Im gleichen Zeitraum sinkt der thermische Wirkungsgrad um ca. 8%-Punkte.

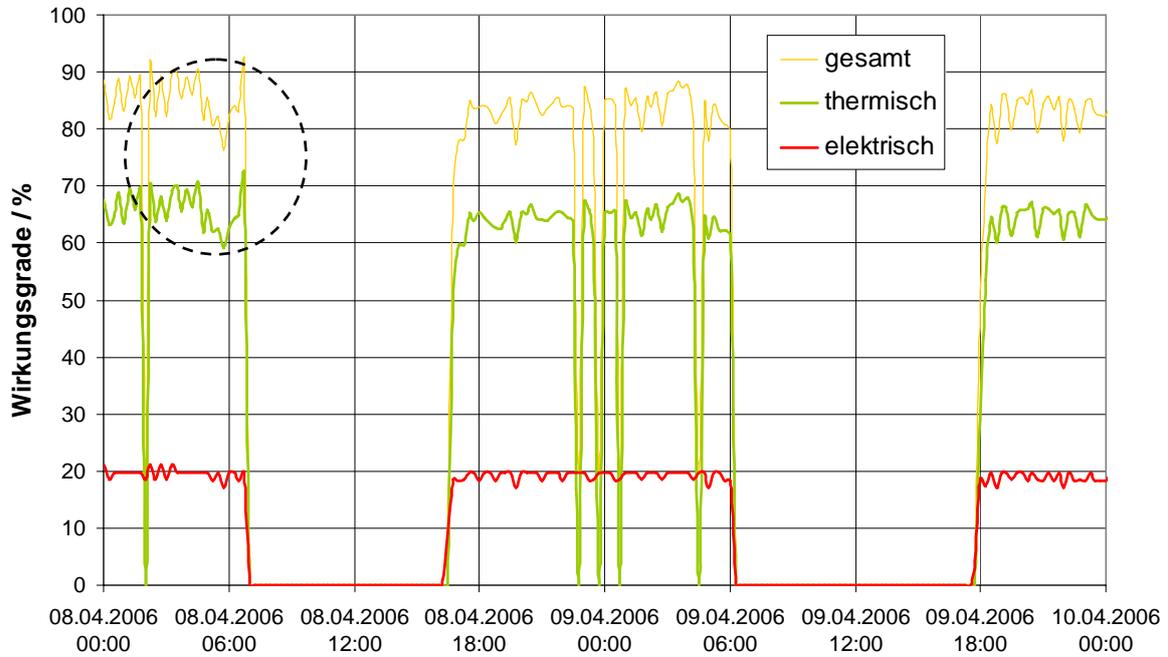


Bild 6.24 Wirkungsgrade 8. und 9. April 2008

Durch die ausbleibende Kondensation verstopft zum anderen der Wärmetauscher, da die Partikel im Abgas nicht mehr mit dem Kondensat herausgewaschen werden. Auch dieser Effekt belegt, dass bei der hydraulischen Einbindung eines BHKW, ähnlich wie bei einem Brennkessel, auf niedrige Heizkreistemperaturen am Gerät geachtet werden muss.

Unglücklicherweise ist die Biogasanlage an der Erlacher Höhe im September 2006 ausgefallen, so dass kein Biogas mehr für die Verbrennung in den Stirlingmotor-BHKW zur Verfügung stand. Da nicht mit einer baldigen Reparatur der Biogasanlage sowie einer Änderung des Gesamtkonzeptes zu rechnen war, wurden die beiden BHKW nicht mehr für die Untersuchungen im Rahmen des Projektes in Betracht gezogen.

## 6.2.2 Ergebnisse der chemischen Analyse der Verbrennungsrückstände

An beiden Biogasanlagen der Erlacher Höhe konnten Verbrennungsrückstände genommen werden. Diese Verbrennungsrückstände, die sich am Abgaswärmetauscher des Stirlingmotors ablagerten, wurden mit Hilfe einer chemischen Analyse näher untersucht. Der braun-grüne, zähe Belag ließ sich nur schwer von der Wärmetauscherfläche lösen.

Bei der Bestimmung des Glühverlustes im ersten Schritt der Untersuchung wurde der optische Eindruck der Probe bestätigt: Der braun-grüne Belag von der Erlacher Höhe hatte einen Glühverlust von 63,7%, das heißt die Probe hatte einen hohen organischen Anteil.

Der Glührückstand der Erlacher Höhe wurde nun nochmals mit einem anderen Verfahren auf seinen TOC-Gehalt (total organic carbon) hin untersucht:



TOC<sub>Biogasanlage</sub> : 0,14% C

Der Glührückstand der Biogasanlage bestand demnach zu nahezu 100% aus anorganischen Anteilen, die nachfolgend weiter analysiert wurden.

Zunächst wurde im wässrigen Extrakt der pH-Werte ermittelt:

Biogasanlage: pH = 1,6      sehr sauer

Der extrem niedrige pH-Wert der Probe aus der Biogasanlage deutete auf einen hohen Schwefelanteil. Im Ionenchromatograph wurde der Schwefelanteil des Biogastrückstandes im ersten sauren Aufschluss bestimmt.

Biogasanlage:              Anteil Schwefeloxid  $\text{SO}_4^{2-}$  = 49,15%

Mit den zwei weiteren Aufschlüssen konnten die anorganischen Bestandteile der Ablagerungen zu 85,52% bestimmt werden.

Chemische Analyse Juli 2006: Erlacher Höhe				
Stoff	Biogas [mg/l]	Biogas [%]	Moleküle	Biogas [%]
Ni	235,00	5,41	NiO	6,89
Ca	2,50	0,06	CaO	0,08
Fe	450,90	10,39	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	14,86
Cr	183,40	4,22	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	6,17
V	0,60	0,01	V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,02
Zn	1,00	0,02	ZnO	0,03
Cu	9,80	0,22	CuO	0,28
Si	1,10	0,03	SiO <sub>2</sub>	0,05
Mo	30,60	0,70	MoO <sub>2</sub>	0,94
Al	1,00	0,02	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,04
Pb	< 0,8	< 0,02	PbO	< 0,02
Co	1,50	0,04	Co <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,05
SO <sub>4</sub>	2133,00	49,15	SO <sub>3</sub>	40,93
			H <sub>2</sub> O	15,13
PO <sub>4</sub>	5,20	0,01	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,01
Cl	6,00	0,02	Cl	0,02
NO <sub>2</sub>	0,40	0,00	N <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,00
NO <sub>3</sub>	9,00	0,02	N <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,02
			<b>Summe:</b>	<b>85,52</b>

Tabelle 6.10 Chemische Analyse der Verbrennungsrückstände an der Biogasanlage

## Biogaserückstände

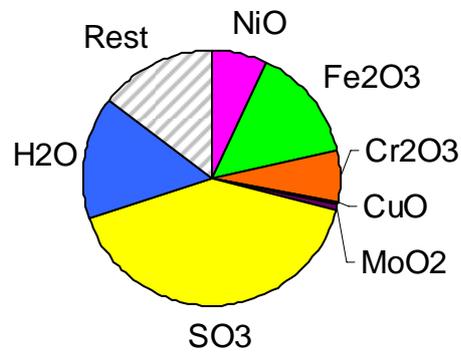


Bild 6.25 Analyse der Verbrennungsrückstände an der Biogasanlage

Bild 6.25 zeigt, dass an der Biogasanlage überwiegend Ablagerungen auf der Basis von Schwefel gebildet werden. Die Anteile von NiO, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> und Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub> deuten auf Erosion und/oder Korrosion der metallischen Bauteile in der Brennkammer hin.

## 6.3 IZES Saarbrücken

Im Zeitraum von 12.07.2006 bis 22.11.2006 wurde das Stirlingmodul 161 der Firma SOLO Stirling GmbH am IZES Saarbrücken im Grubengasbetrieb getestet. Die durchgeführten Untersuchungen sowie die gewonnenen Ergebnisse werden nachfolgend dargestellt und diskutiert. Das SOLO Stirlingmodul mit der Maschinennummer „174/05“ wurde zuerst einigen Leistungstests unterzogen. Nach den Leistungstests wurden Dynamiktests durchgeführt, um Aussagen über das Ansprechverhalten des Stirlingmoduls zu erhalten. Im Anschluss an diese dynamische Tests wurde ein Dauertest durchgeführt, der zeigen sollte, ob das Modul für Dauerbetriebseinsätze mit Grubengas geeignet ist und wie er während des Tests auf die Schwankungen der Grubengaszusammensetzung reagiert.

Es wurden für die Ermittlung der Wirkungsgrade die folgenden Stabilitätskriterien formuliert:

- Der Wärmeerzeuger muss eine Stunde im jeweiligen Betriebspunkt gelaufen sein
- Der Beharrungszustand ist erreicht, wenn die Temperaturschwankungen  $< \pm 0,5$  K/h sind
- Der Wirkungsgrad ist gültig, wenn der ermittelte Wirkungsgrad nur um 0,5 Prozentpunkte vom ermittelten Wirkungsgrad vor 30 Minuten abweicht

### 6.3.1 Grubengaszusammensetzung

Das Grubengas besitzt im Vergleich zu Bio- oder Klärgas einen sehr geringen Methanwert von teilweise unter 40 %. Darüber hinaus können die Methankonzentrationen um bis zu 10 %-Punkte schwanken, da dem Grubengasnetz unterschiedliche Verbraucher wie auch Erzeuger angeschlossen sind. In Bild 6.26 sind die Tagesmittelwerte der Versuchstage dargestellt. Neben dem Methan setzt sich das Grubengas aus Kohlendioxid, Sauerstoff, Stickstoff und geringen Anteilen Ethan und Propan zusammen.

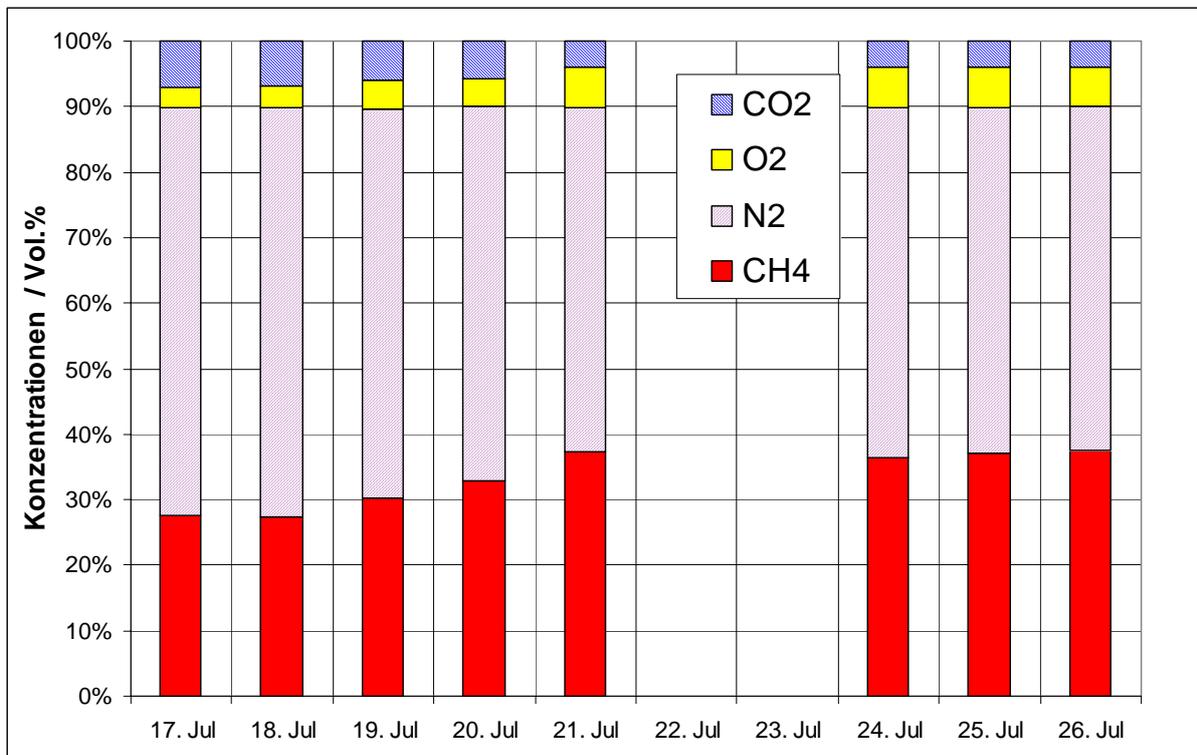


Bild 6.26 Grubengaskonzentrationen im Juli 2006 [IZES]



Während der Versuchsdauer werden die Konzentrationen im Grubengas mit einem Gaschromatographen kontinuierlich gemessen und aufgezeichnet, so dass der für die Versuchsdauer vorherrschende Brennwert und damit der Energiegehalt des Grubengases genau bestimmt werden kann. In Tabelle 6.11 sind die über die Versuchsdauer gemittelten Werte aufgeführt.

Im Messaufschrieb wird deutlich, dass der Methangehalt während der Versuchszeiten nur sehr geringen Schwankungen unterworfen war.

Datum:	Uhrzeit:	Welcher Test:	Masch.druck	Gasfaktor:	Brennwert:	
17.07.2006	08:00 - 10:00	40°C/30°C	40%	70bar	0,901068803	3,011400928
	11:35 - 12:35	40°C/30°C	20%	50bar	0,898807576	3,105233666
18.07.2006	07:30 - 09:30	40°C/30°C	60%	90bar	0,901117774	3,032614556
	10:30 - 13:30	50°C/40°C	60%	90bar	0,901435213	3,015184114
19.07.2006	8:25 - 10:25	50°C/40°C	40%	70bar	0,883704539	4,166294707
20.07.2006	07:00 - 09:00	50°C/40°C	20%	50bar	0,892099336	3,408018126
	10:30 - 12:30	65°C/50°C	20%	50bar	0,892099336	3,408018126
21.07.2006	06:00 - 09:00	65°C/50°C	80%	110bar	0,884672109	4,11853640
24.07.2006	06:30 - 08:30	65°C/50°C	100%	130bar	0,886839817	4,014764732
	09:30 - 12:30	65°C/50°C	60%	90bar	0,886290391	4,032287239
25.07.2006	06:30 - 09:00	65°C/50°C	40%	70bar	0,884909685	4,098523127
	10:30 - 13:00	50°C/40°C	80%	110bar	0,884183917	4,125333106
26.07.2006	06:00 - 09:00	50°C/40°C	100%	130bar	0,883980280	4,137393578

Tabelle 6.11 Testprotokollblatt [IZES]

### 6.3.2 Zusammenfassung der Leistungstests

Der Wirkungsgradvergleich zeigt bei geringen Vor- und Rücklauftemperaturen Gesamtwirkungsgrade zwischen 98,8 und 100,1 % der elektrische Wirkungsgrad liegt zwischen 21,1 und 24,6 % und steigt bei höheren Maschinendrücken bzw. Leistungen an (siehe Bild 6.27). Der thermische Wirkungsgrad schwankt zwischen 74,2 und 79,0 % und fällt mit zunehmender Leistung ab.

Bei 50°C/40°C, also im mittleren Temperaturbereich, liegt der Gesamtwirkungsgrad zwischen 98,1 und 101,5 % (hierbei wird der Wert bei 20% Leistung nicht berücksichtigt). Der elektrische Wirkungsgrad konnte zwischen 24,1 und 25,9 % ermittelt werden. Der thermische Wirkungsgrad variiert zwischen 73,6 und 75,7 %. Hier steigen die Wirkungsgrade mit zunehmender Leistung leicht an.

Im hohen Temperaturbereich, bei 65°C/50°C, liegen die Wirkungsgrade erwartungsgemäß unter den Werten der anderen Temperaturbereiche. Der Gesamtwirkungsgrad liegt zwischen 90,4 und 96,2 %, wobei hier der Maximalwert bei einer eingestellten Leistung von 60 % liegt. Der elektrische Wirkungsgrad konnte zwischen 20,6 und 24,6 % ermittelt werden. Der thermische Wirkungsgrad variiert zwischen 68,7 und 71,6 %. Die Wirkungsgrade liegen demnach ca. 1,3 bis 8 % unter denen des mittleren Temperaturbereiches.

In der nachfolgenden Tabelle 6.12 sind die ermittelten Wirkungsgrade für die einzelnen Betriebspunkte dargestellt.

Nr.	Vor- u. Rück- lauftemperatur	Betriebspunkt	Methan- gehalt	Gesamt- wirkungsgrad	Thermischer Wirkungsgrad	Elektrischer Wirkungsgrad
1	40°C / 30°C	20 % Leistung	27%	100,08%	79,00%	21,08%
2	40°C / 30°C	40 % Leistung	27%	99,14%	75,51%	23,63%
3	40°C / 30°C	60 % Leistung	27%	98,80%	74,23%	24,57%
4	50°C / 40°C	20 % Leistung	30%	89,92%	69,20%	20,71%
5	50°C / 40°C	40 % Leistung	37%	98,16%	73,92%	24,23%
6	50°C / 40°C	60 % Leistung	27%	97,60%	73,55%	24,05%
7	50°C / 40°C	80 % Leistung	37%	101,50%	75,65%	25,85%
8	50°C / 40°C	100 % Leistung	37%	99,98%	74,53%	25,45%
9	65°C / 50°C	20 % Leistung	29%	90,38%	69,78%	20,60%
10	65°C / 50°C	40 % Leistung	37%	91,61%	68,67%	22,94%
11	65°C / 50°C	60 % Leistung	36%	96,23%	71,62%	24,61%
12	65°C / 50°C	80 % Leistung	37%	95,73%	71,13%	24,60%
13	65°C / 50°C	100 % Leistung	36%	95,45%	71,02%	24,43%

Tabelle 6.12 Wirkungsgrade der einzelnen Betriebspunkte [IZES]

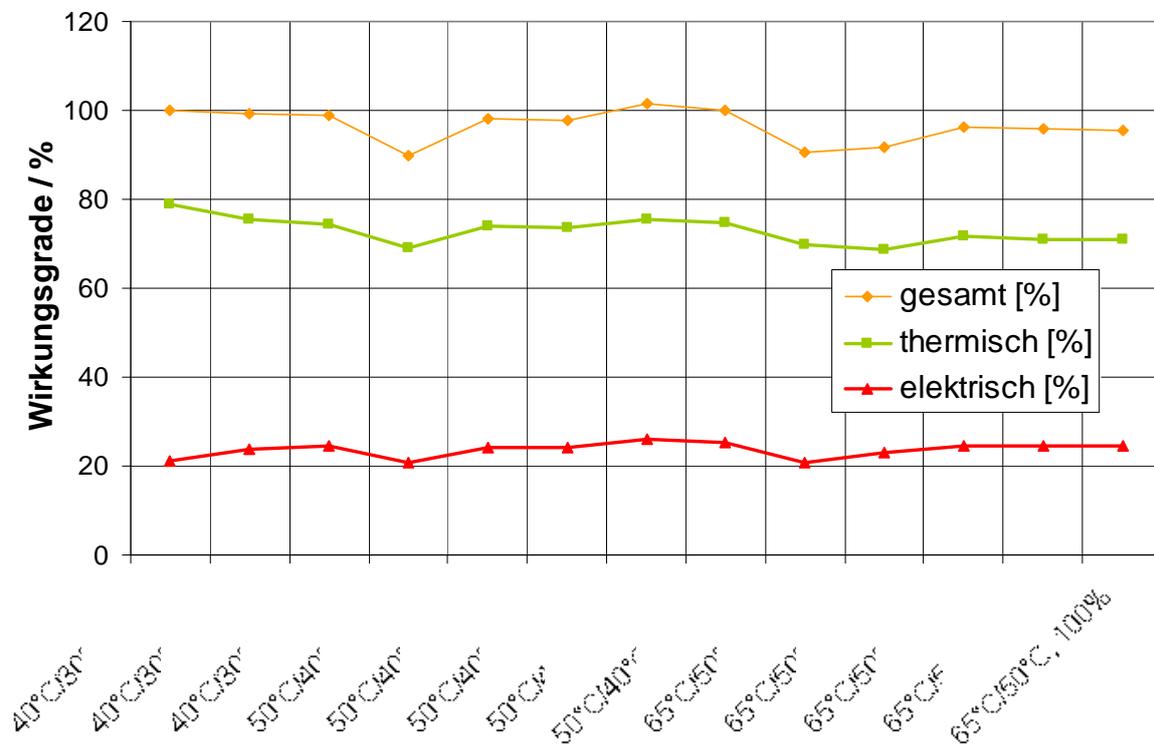


Bild 6.27 Wirkungsgrade bei den unterschiedlichen Betriebspunkten [IZES]

### 6.3.3 Leistungseinstellung des SOLO-Stirling

Die Leistungsregelung bzw. -einstellung des SOLO erfolgt über den Maschinendruck. Aufgrund der eingestellten Drücke sollten verschiedene Leistungen der Maschine gefahren werden. Setzt man die ermittelten Leistungen verschiedener Maschinendrucke zu der ermittelten Leistung bei 130 bar (entspricht 100 %) ins Verhältnis ergeben sich folgende prozentualen Leistungen:

Eingestellter Maschinendruck	Soll-Leistung %	Ist-Leistung bei 50/40 %	Ist-Leistung bei 65/50 %
50 bar	20	41	43
70 bar	40	56	54
90 bar	60	74	70
110 bar	80	87	86

Tabelle 6.13 Vergleich Leistungsangaben [IZES]

Man erkennt, dass die Leistungen höher liegen als angenommen bzw. vom Hersteller angegeben. Trägt man die gemessenen Werte und die Angaben laut Hersteller in einem Diagramm auf, so erkennt man, dass die sich ergebenden Geraden eine andere Steigung aufweisen (Bild 6.28).

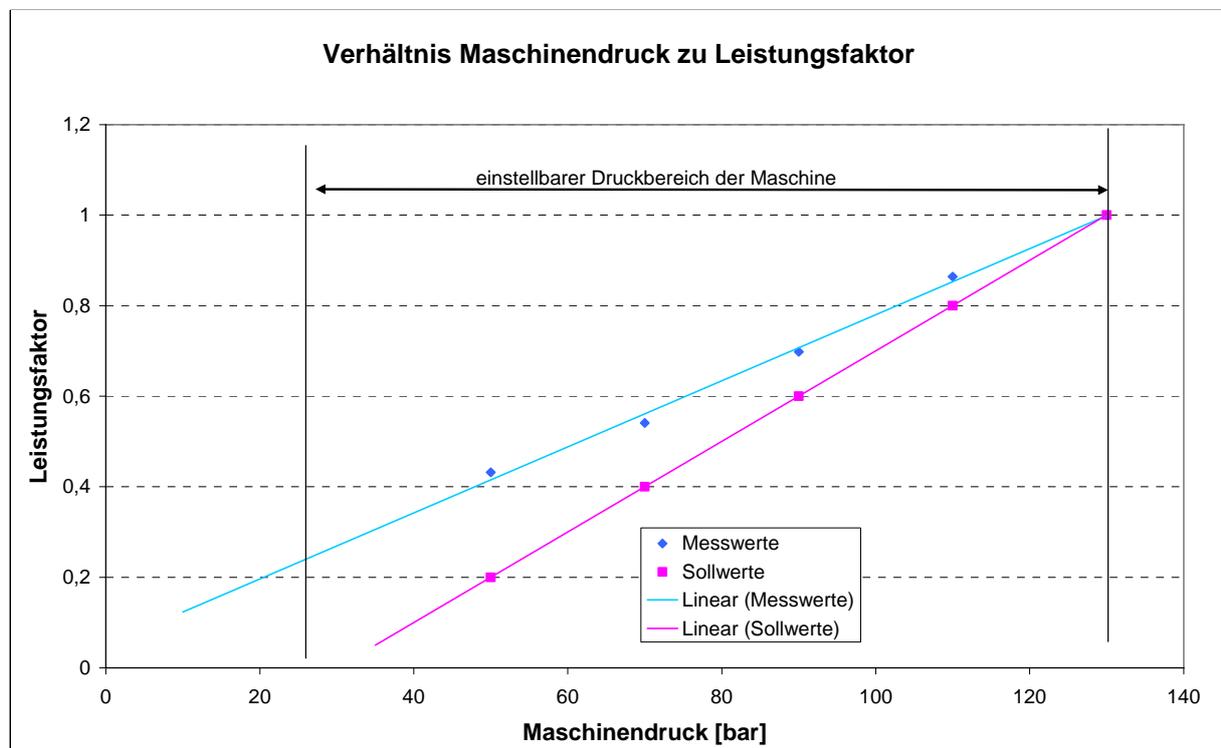


Bild 6.28 Leistungsfaktor im Verhältnis zum Maschinendruck [IZES]

### 6.3.4 Abgasemissionswerte während der Leistungstests

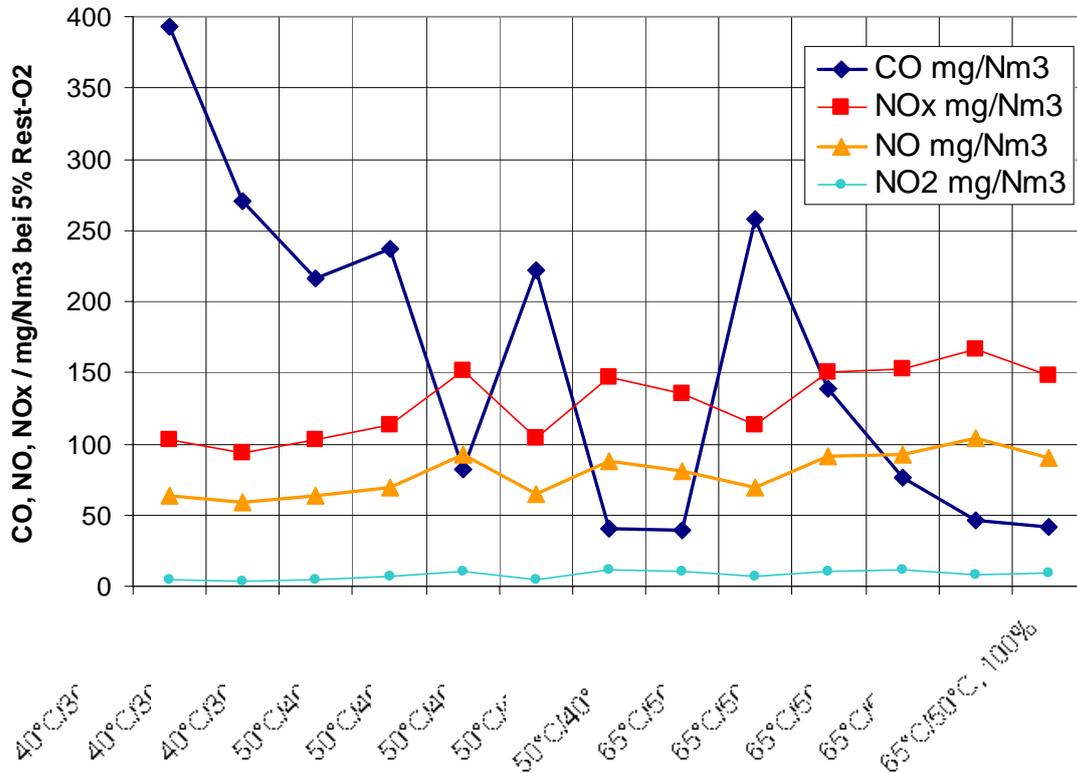


Bild 6.29 Emissionswerte CO, NO, NO<sub>2</sub>,NO<sub>x</sub> bei 5% Rest-O<sub>2</sub> [IZES]

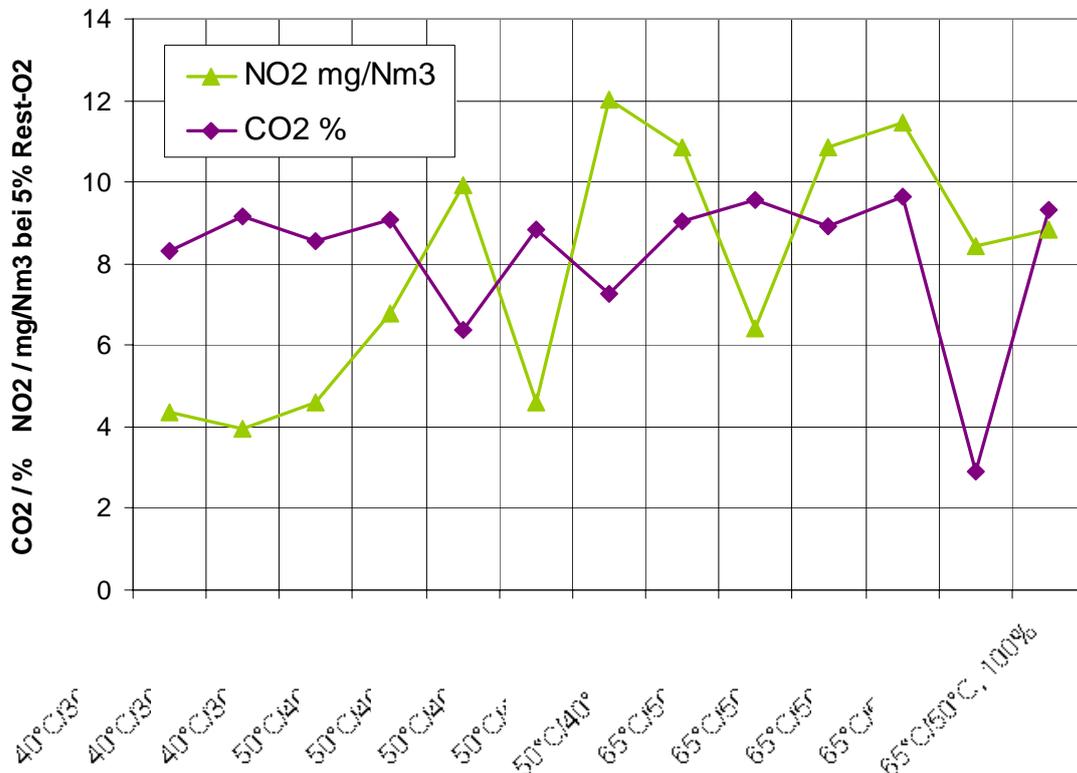


Bild 6.30 Emissionswerte CO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> bei 5% Rest-O<sub>2</sub> [IZES]

Die gemessenen Emissionswerte wurden auf 5%-Restsauerstoff umgerechnet. Die CO-Werte liegen im Bereich von 40 bis 400 mg/Nm<sup>3</sup>, wobei die Werte mit zunehmendem Leistungsfaktor geringer werden. Das bedeutet, dass z.B. bei 40% Leistung im Temperaturbereich 65°C/50°C die CO-Emission bei 140 mg/Nm<sup>3</sup> und bei 100% Leistung bei 40 mg/Nm<sup>3</sup> (Bild 6.29). Die NO<sub>x</sub>-Werte liegen zwischen 90 und 170 mg/Nm<sup>3</sup>.

Während dieser Versuche wurde eine starke Tätigkeit der Gasregelklappe des SOLO Moduls festgestellt, der aber zunächst keine besondere Bedeutung beigemessen wurde. Nach Analyse aller Daten, insbesondere der Abgaswerte, kam man zu dem Schluss, dass diese Ventiltätigkeit einen negativen Einfluss auf die Abgaswerte des SOLO Moduls haben könnte.

Deshalb wurden die Abgaswerte nochmals durch Tests bestimmt, bei welchen die Gaszufuhr mittels Absperrhebel soweit gedrosselt wurde, dass die Gasregelklappe nur minimale Verstärkungen ausführte. Aufgrund dieser Messungen ergaben sich dann CO-Werte im Bereich von 40 bis 70 mg/Nm<sup>3</sup> sowie NO<sub>x</sub>-Werte zwischen 120 und 180 mg/Nm<sup>3</sup> (Bild 6.31).

Die CO-Werte sind deutlich niedriger und belegen damit den störenden Einfluss der Drosselklappe.  
Die NO<sub>x</sub>-Werte steigen leicht an

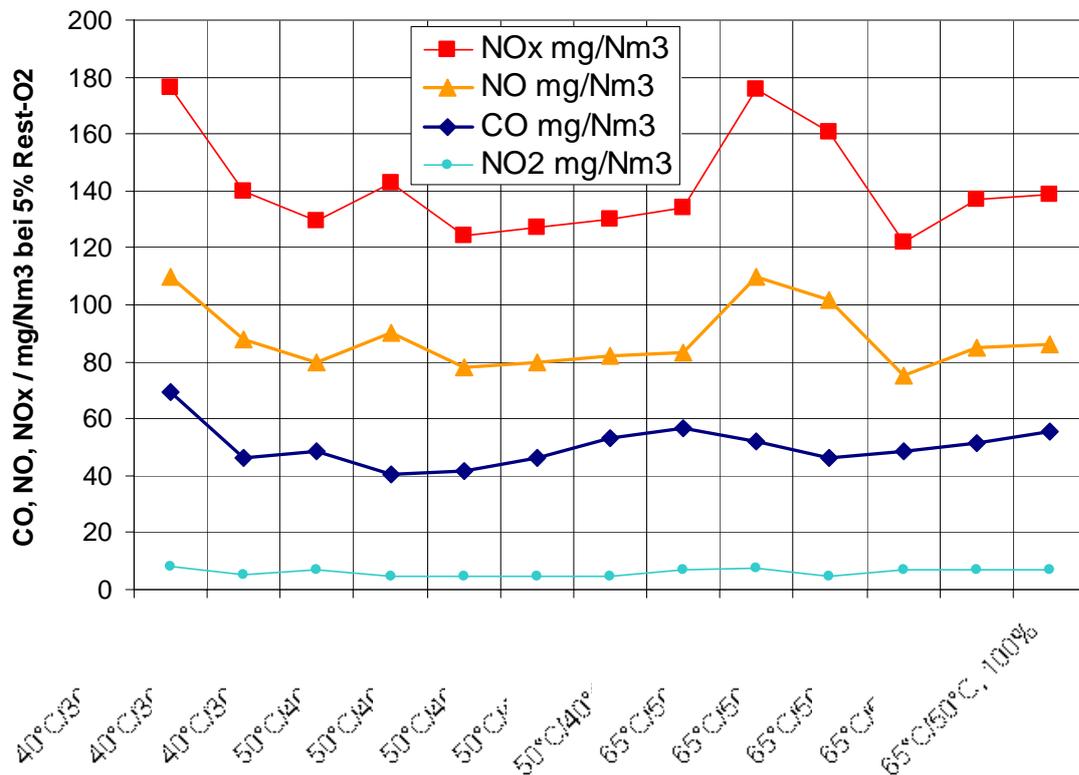


Bild 6.31 Abgasemissionen CO, NO, NO<sub>2</sub>,NO<sub>x</sub> bei 5% Rest-O<sub>2</sub> und gedrosselter Gaszufuhr [IZES]

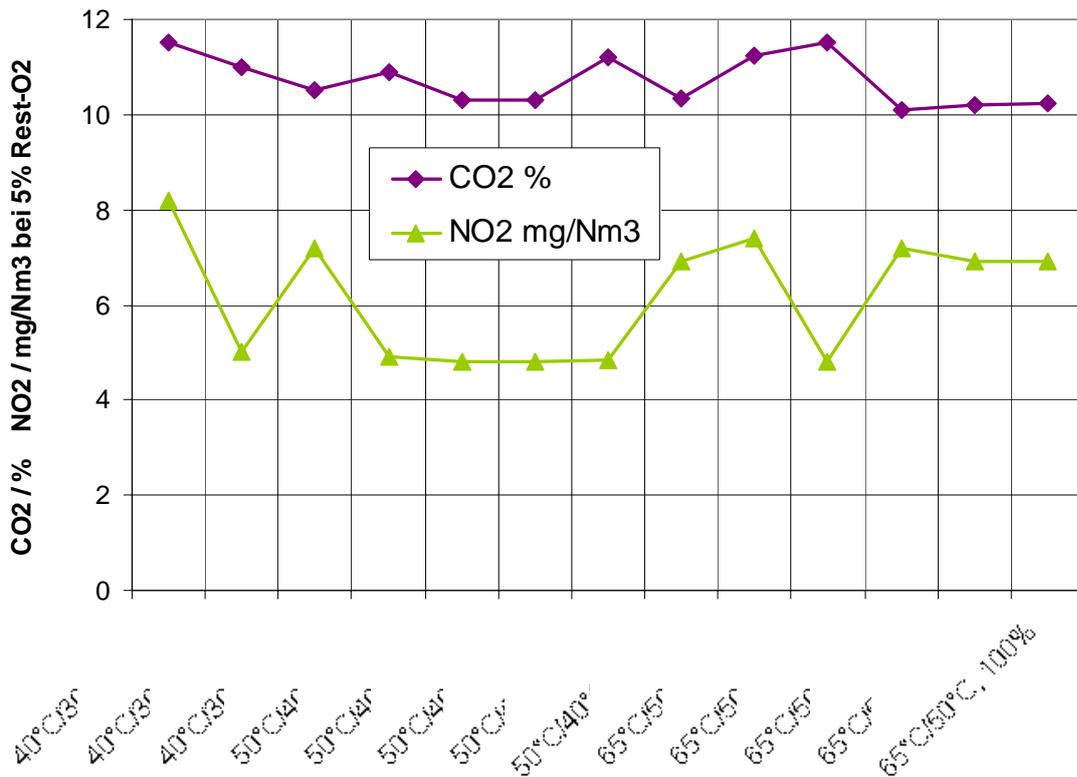


Bild 6.32 Abgasemissionen CO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> bei 5% Rest-O<sub>2</sub> und gedrosselter Gaszufuhr [IZES]

### 6.3.5 Dynamikverhalten

Im weiteren Testverlauf wurden auch Dynamiktests durchgeführt, um eine Aussage über das Ansprechverhalten der Maschine treffen zu können. Hierzu wurden bei verschiedenen Temperaturen Lastwechsel der Maschine durchgeführt und das Ansprechverhalten aufgrund der Messwerte bewertet. Aufgrund der vorhandenen Regelung des Teststandes konnte bei diesen Tests die Vor- und Rücklauftemperaturen nicht konstant gehalten werden. Der Testablauf sieht wie folgt aus. Die Maschine wird auf einer bestimmten Leistung betrieben, dann wird die Leistung umgestellt und für 15 Minuten gehalten. Bei der Bewertung des Ansprechverhaltens wird die maximal erreichte Leistung während der Haltezeit ermittelt und dann geprüft, nach welcher Zeit 90 % bzw. 100 % dieser Leistung erreicht wird.

#### 6.3.5.1 Dynamikverhalten bei 40°C / 30°C

Im ersten Schritt wurde die Maschine von minimaler Leistung auf 100% Leistung gestellt, hierauf folgte ein Leistungsanstieg von 7,5 kW<sub>th</sub> und 1,9 kW<sub>el</sub> auf 24,2 kW<sub>th</sub> und 9,1 kW<sub>el</sub>. Die 90 %-Marke wurde nach 2 Minuten und 17 Sekunden erreicht, wobei es nach 1 Minute und 42 Sekunden einen stärkeren Überschwinger auf 27,6 kW<sub>th</sub>. Aufgrund der Schwankungen wird eine dauerhafte Leistung von über 24 kW<sub>th</sub> erst nach 12 Minuten erreicht. Die elektrische Leistung schwankt anfangs nicht so stark wie die thermische, schwingt sich aber innerhalb der 15 Minuten nicht auf einen konstanten Wert ein. Sie schwankt zwischen 7,7 kW<sub>el</sub> und 9,1 kW<sub>el</sub>.

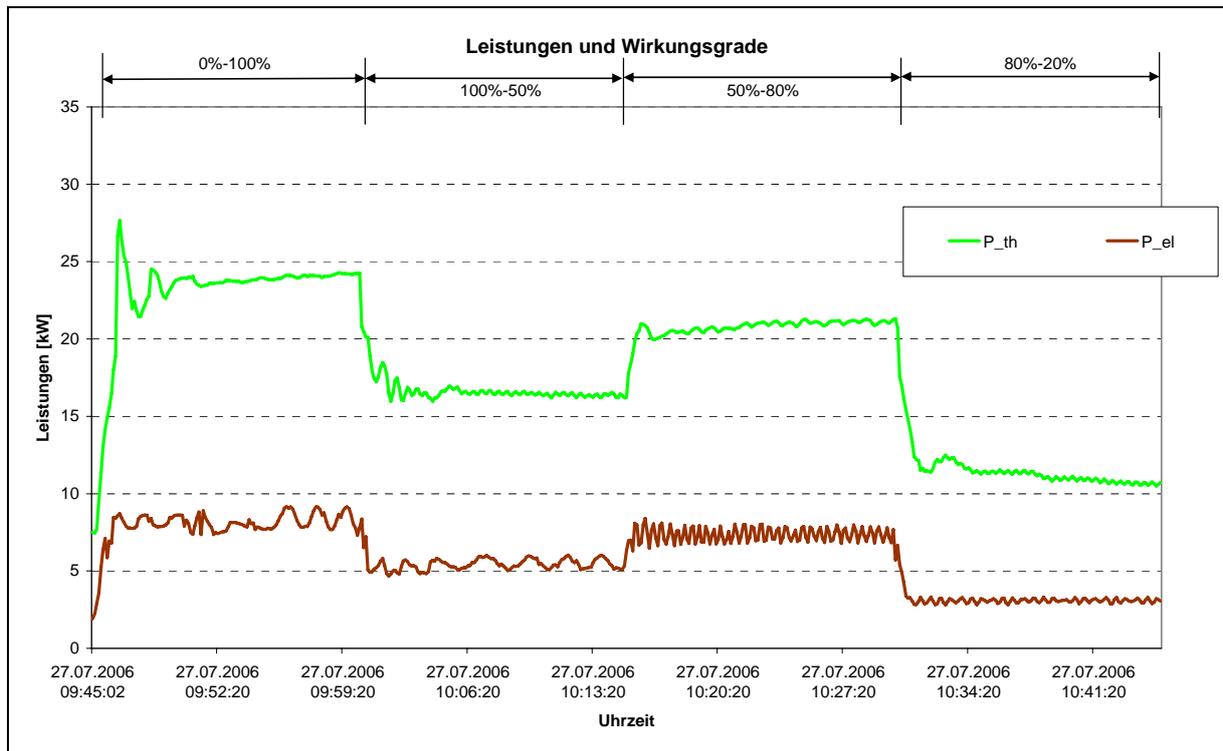


Bild 6.33 Leistungsverlauf während des Dynamiktests [IZES]

Im nächsten Schritt wurde die Maschine von 100% Leistung auf 50% Leistung gedrosselt, hierauf folgte ein Leistungsabfall von 24,2 kW<sub>th</sub> und 7,7 kW<sub>el</sub> auf 16,2 kW<sub>th</sub> und 5,2 kW<sub>el</sub>. Die 90 %-Marke wurde nach 2 Minuten und 27 Sekunden erreicht. Aufgrund der Schwankungen wird eine dauerhafte Leistung von ca. 16,5 kW<sub>th</sub> erst nach 6 Minuten erreicht. Die elektrische Leistung schwankt etwas stärker als die thermische Leistung und schwingt auch im weiteren Verlauf zwischen 5,2 kW<sub>el</sub> und 5,8 kW<sub>el</sub>.

In der dritten Phase wurde die Maschine von 50% auf 80% Leistung hochgefahren, hierauf folgte ein Leistungsanstieg von 16,2 kW<sub>th</sub> und 5,2 kW<sub>el</sub> auf 21,1 kW<sub>th</sub> und 6,3 kW<sub>el</sub>. Die 90 %-Marke wurde bereits nach 28 Sekunden erreicht. Aufgrund der Schwankungen wird eine dauerhafte Leistung von über 20,8 kW<sub>th</sub> erst nach ca. 6 Minuten erreicht. Die elektrische Leistung schwankt zwischen 6,6 kW<sub>el</sub> und 8,0 kW<sub>el</sub>.

In der letzten Phase wurde die Maschine von 80% Leistung auf 20% Leistung gedrosselt, hierauf folgte ein Leistungsabfall von 21,1 kW<sub>th</sub> und 6,3 kW<sub>el</sub> auf 10,7 kW<sub>th</sub> und 3,1 kW<sub>el</sub>. Die 90 %-Marke wurde nach 3 Minuten und 30 Sekunden erreicht. Aufgrund der Schwankungen wird eine dauerhafte Leistung von ca. 11 kW<sub>th</sub> erst nach 10 Minuten erreicht. Die elektrische Leistung schwankt zwischen 2,9 kW<sub>el</sub> und 3,1 kW<sub>el</sub>.

Hieraus ergibt sich, dass die Maschine innerhalb von wenigen Minuten auf eine Leistungsänderung reagiert. Eine genauere Bestimmung des dynamischen Verhaltens ist aufgrund der Trägheit des Prüfstandes nicht möglich. Des Weiteren ist aufgrund der starken Schwankungen des Gasregelventils im Grubengasbetrieb hier eine genauere Messung ebenfalls erschwert.

### 6.3.6 Vergleich zwischen Erdgas- und Grubengasbetrieb

Das Solo-Stirling-Aggregat wurde am IZES mit Grubengas getestet. Vor diesen Tests wurde die Maschine an der Hochschule Reutlingen im Rahmen eines BMFT-Projektes mit Erdgas getestet. Im Folgenden werden kurz die Ergebnisse der beiden Test miteinander verglichen.

In Bild 6.34 wird die Leistung des Stirling-Aggregates bei verschiedenen Maschinendrücken dargestellt. Die elektrische Leistung war in beiden Betriebsfällen nahezu identisch. Die thermische Leistung wie auch die Brennstoffleistung liegen im Grubengasbetrieb leicht über den Werten des Erdgasbetriebes. Dies deutet daraufhin, dass die Umstellung der Maschine zum Einsatz von Grubengas gelungen ist, da bei gleichen Maschinendrücken nahezu die gleichen Leistungen erzielbar sind.

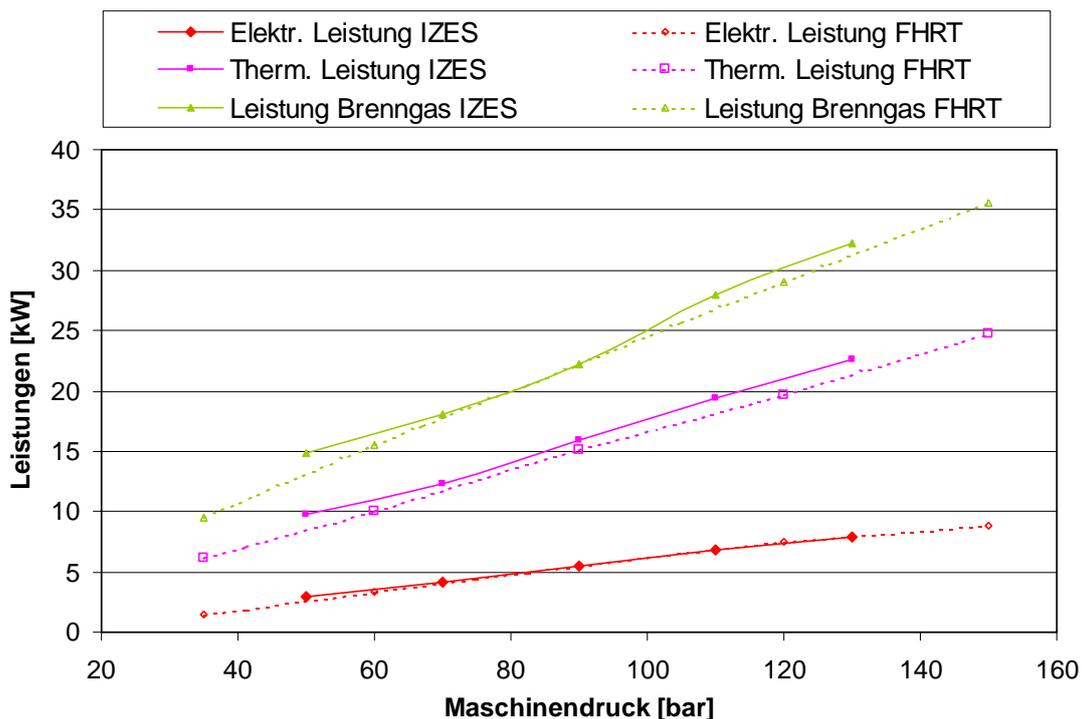


Bild 6.34 Leistungsvergleich bei Grubengas- und Erdgasbetrieb

Neben den Leistungen sind vor allem auch die Wirkungsgrade der Maschine von großem Interesse. Hier liegt der elektrische Wirkungsgrad im Grubengasbetrieb nur marginal unter dem des Erdgasbetriebes. Der thermische Wirkungsgrad sowie der Gesamtwirkungsgrad der Maschine liegen im Grubengasbetrieb um ca. 3,5 %-Punkte über denen des Erdgasbetriebes. Bei 90 bar Maschinendruck z.B. ist der elektrische Wirkungsgrad im Grubengasbetrieb mit 24,57 % nur unwesentlich höher als im Erdgasbetrieb mit 24,46 %, der Gesamtwirkungsgrad liegt aber mit 95,93 % deutlich über den 92,26 % des Erdgasbetriebes (siehe Bild 6.35).

Für den ordnungsgemäßen Einsatz der Maschine sind auch die Abgasemissionen von Interesse. In Bild 6.36 sind die CO- und NO<sub>x</sub>-Werte bezogen auf 5 % Restsauerstoff für die beiden Brenngase dargestellt. Hier ist interessant, dass die CO-Werte im Erdgasbetrieb mit zunehmender Leistung ansteigen, wohingegen sie im Grubengasbetrieb mit zunehmender Leistung abfallen.

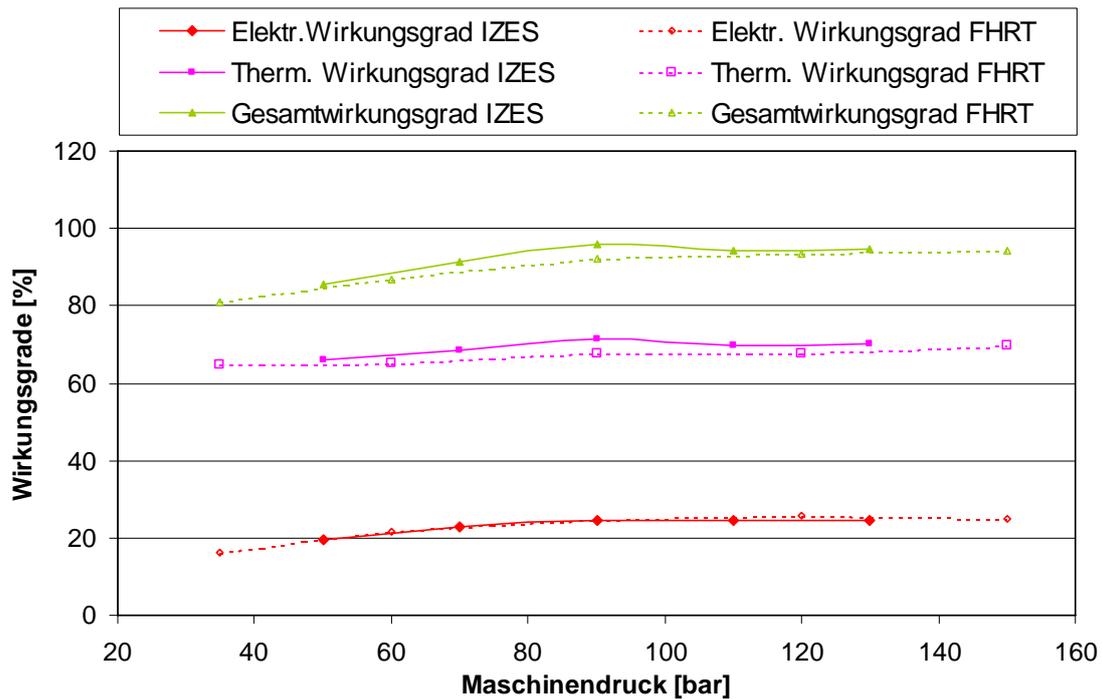


Bild 6.35 Wirkungsgradvergleich bei Grubengas- und Erdgasbetrieb

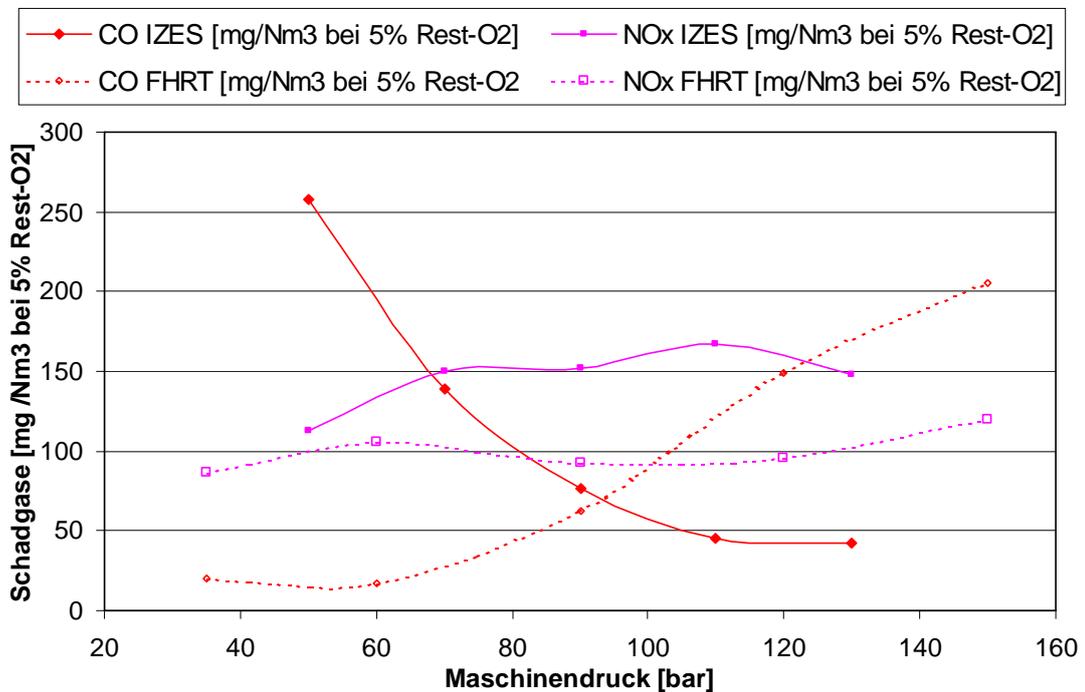


Bild 6.36 Abgasemissionen bei Grubengas- und Erdgasbetrieb

Die gemessenen Maximalwerte liegen im Grubengasbetrieb bei 250 mg/Nm<sup>3</sup> und im Erdgasbetrieb bei 200 mg/Nm<sup>3</sup>. Die Stickoxide bewegen sich im Erdgasbetrieb zwischen 86 und 120 mg/Nm<sup>3</sup> und im Grubengasbetrieb zwischen 112 und 167 mg/Nm<sup>3</sup>. Demnach sind die Emissionen im Grubengasbetrieb nur geringfügig höher als im Erdgasbetrieb. Bei höheren Leistungen sind die Gesamtemissionen



aufgrund der geringeren CO-Emission im Grubengasbetrieb geringer. Die obigen Ergebnisse zeigen, dass die Maschine sehr gut mit Grubengas betrieben werden kann.

### 6.3.7 Dauertests

Im Anschluss an die Leistungstests im Grubengasbetrieb wurde das SOLO Stirlingmodul 161 einem Dauertest im Grubenbetrieb unterzogen. Die wichtigsten Parameter und Ergebnisse des Dauertests sind in Tabelle 6.14 dargestellt. Der Dauertest wurde drei Tage lang mit wechselnden Temperaturen und Leistungen durchgeführt. Danach wurde der Dauertest aus ökonomischen Gründen nur noch bei 65/50°C und bei 80% Leistung durchgeführt, da bei diesen Vor- und Rücklauftemperaturen auf eine Frischwasserkühlung weitgehend verzichtet werden konnte.

Parameter und Ergebnisse des Dauertest	
Testbeginn	02.08.06 – 06:49
Testende	17.11.06 – 14:20
Testdauer	108 Tage => 2155 Betriebsstunden
Testphase I Testprofil (wiederholend)	Dauertest mit wechselndem Testprofil: 1,5 Std. mit 40°C / 30°C 1,5 Std. mit 65°C / 50°C 1,5 Std. mit 50°C / 40°C danach wieder neu beginnend
Testphase II	dauernd mit 65°C / 50°C
Verbrauchte Gasmenge	10937,84 m <sup>3</sup>
Erzeugte thermische Energiemenge	28538,95 kWh
Erzeugte elektrische Energiemenge	8005,83 kWh
Planmäßige Abschaltungen	Abschaltung bzgl. Klärung der weiteren Betriebsweise aufgrund zu geringer Kühlleistung Abschaltung bzgl. Umbau des Teststandes zur Erhöhung der Kühlleistung
Auffälligkeiten und unplanmäßige Abschaltungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ausfall bzgl. Stromausfall</li> <li>- Ausfall bzgl. Zu starker Schwankung des CH<sub>4</sub>-Gehaltes des Grubengas</li> <li>- Ausfall bzgl. Unterspannung Netz</li> <li>- Ausfall bzgl. Netzfrequenz instabil</li> <li>- Ausfall bzgl. Zu starkem Abfall des CH<sub>4</sub>-Gehaltes des Grubengas oder einer internen Störung am Floxbrenner (Fehler 53)</li> </ul>

Tabelle 6.14 Parameter und Ergebnisse des Dauertests [IZES]

Der Prüfling wurde über 108 Tage im Dauertest betrieben. In diesem Zeitraum gab es keine Störungen, die zu Lasten des Prüflings gehen. Der Prüfling ließ sich nach einer Störung immer ohne Probleme starten. Als Ergebnis lässt sich daraus ableiten, dass das SOLO Stirlingmodul 161 den Dauertest im



Grubengasbetrieb ohne Beanstandungen absolviert hat. Die mittleren Wirkungsgrade des Dauertests liegen bei 71,0 % für den thermischen Wirkungsgrad und 19,9 % für den elektrischen Wirkungsgrad. Hierbei ist folgendes zu berücksichtigen:

Die Messung des Gasvolumenstromes erfolgt mittels eines thermischen Massendurchflussmessers, welcher die aktuelle Gaszusammensetzung als Gasfaktor benötigt. Im Dauertestbetrieb wurde die Gaszusammensetzung zeitnah gemessen, aber nur durch Tagesmittelwerte berücksichtigt. Gleiches gilt für den Brennwert des Grubengases. Dadurch ist eine gewisse Ungenauigkeit gegeben, so dass die Brennstoffmenge und die Wirkungsgrade nur als Größenordnung zu verstehen sind. Diese liegen allerdings im Bereich der Werte der Leistungstest.

### 6.3.7.1 Abgasemissionen im Dauerbetrieb

Tabelle 6.15 gibt einen Überblick der Abgasemissionswerte im Dauerbetrieb mit Grubengas:

Abgasanalyse bei 65°C/50°C bei 80% Leistung bzw. 110 bar Maschinendruck gerechnet auf 5%-Restsauerstoff			
	30.09.06	25.10.06	10.11.06
Abgastemperatur	85 °C	88 °C	90 °C
O <sub>2</sub>	5 %	5 %	5 %
CO <sub>2</sub>	10,69 %	10,08 %	9,95 %
CO	16,2 mg/Nm <sup>3</sup>	48,6 mg/Nm <sup>3</sup>	62,5 mg/Nm <sup>3</sup>
NO	78 mg/Nm <sup>3</sup>	90 mg/Nm <sup>3</sup>	102 mg/Nm <sup>3</sup>
NO <sub>2</sub>	8 mg/m <sup>3</sup>	9 mg/m <sup>3</sup>	8 mg/m <sup>3</sup>
NO <sub>x</sub> (gerechnet als NO <sub>2</sub> )	127,3 mg/Nm <sup>3</sup>	146,7 mg/Nm <sup>3</sup>	164,0 mg/Nm <sup>3</sup>
SO <sub>2</sub>			
C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	36 ppm	9 ppm	23 ppm
CH <sub>4</sub> -Gehalt Grubengas	ca. 45 %	ca. 44 %	ca. 38 %
O <sub>2</sub> -Gehalt Grubengas	ca. 2,2 %	ca. 2,2 %	ca. 3,0 %
CO <sub>2</sub> -Gehalt Grubengas	ca. 5,4 %	ca. 5,4 %	ca. 5,4 %

Tabelle 6.15 Abgasemissionen im Dauerbetrieb [IZES]

Die Emissionswerte liegen im Dauertest in etwa im Bereich der Werte der Leistungstests. So dass hier ebenfalls bestätigt werden kann, dass das Solo Stirlingmodul 161 für den Dauerbetrieb mit Grubengas geeignet ist.

### 6.3.7.2 Leistungsmessung am Ende der Dauertests

Zur Überprüfung der Auswirkungen des Dauertests auf die thermischen und elektrischen Leistungen und die entsprechenden Wirkungsgrade wurde die Maschine am Ende des Dauertests einem weiteren Leistungstest unterzogen. Die Ergebnisse der abschließenden Leistungstests sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst:



Nr.	Betriebsweise	Betriebspunkt	Gesamtwirkungsgrad	Thermischer Wirkungsgrad	Elektrischer Wirkungsgrad
1	40°C / 30°C	20 % Leistung	100,94%	84,01%	16,92%
4	50°C / 40°C	20 % Leistung	96,41%	80,17%	16,24%
12	65°C / 50°C	80 % Leistung	94,87%	74,55%	20,32%

Tabelle 6.16 Ergebnisse des abschließenden Leistungstests [IZES]

Die Ergebnisse dieser Leistungstests am Ende des Dauertests zeigen einen Abfall des elektrischen Wirkungsgrades um ca. 4 %-Punkte also auf ca. 20 %. Die elektrische Leistung fällt ebenfalls um ca. 20%. Ein möglicher Grund für diesen elektrischen Leistungsabfall könnte eine Verunreinigung des Wärmetauschers an der heißen Seite des Stirlingmotors sein. Der Hersteller wurde über das Problem informiert und konnte bisher auch keine Aussage zu dieser Problemstellung machen. Die Maschine wird seitens des Herstellers untersucht, um die Ursache bestimmen zu können.

Der Gesamtwirkungsgrad der Maschine leidet darunter nicht, da die Brennstoffenergie dann in abgegebene Wärme umgewandelt wird. Der Gesamtwirkungsgrad liegt weiterhin im Bereich von 95 bis 100 %.

## 6.4 Biogasanlage Kupferzell

An der Biogasanlage Karle in Füssbach bei Kupferzell werden seit Juni 2007 zwei Mikrogasturbinen Capstone CR 65 im Rahmen eines Pilotprojektes der Firma Greenenvironment GmbH betrieben. Im Januar 2008 wurden nach Vereinbarung mit Firma Greenenvironment GmbH die ersten Messgeräte der Universität Hohenheim für die Untersuchung installiert. Kontinuierliche Messreihen aller Daten werden seit Juni 2008 durchgeführt.

Bild 6.37 zeigt die Zusammenfassung der Betriebsstunden beider Mikrogasturbinen von Anfang Juni bis Ende November 2008 über die gemessenen Teillastbereiche. Da die Mikrogasturbine 2 im August ausgebaut wurde, fallen hier auch nur 1166 Gesamtbetriebsstunden an. Wie im Diagramm erkennbar wurde nur die Turbine 1 in Volllastbereich über 60 kW elektrischer Leistung betrieben. Dies verdeutlicht, dass in der Regel die Turbine 1 als Hauptturbine betrieben wurde. Der von der Peripherie noch bereitgestellte Gasüberschuss wurde von Turbine 2 im Teillastbetrieb verstromt.

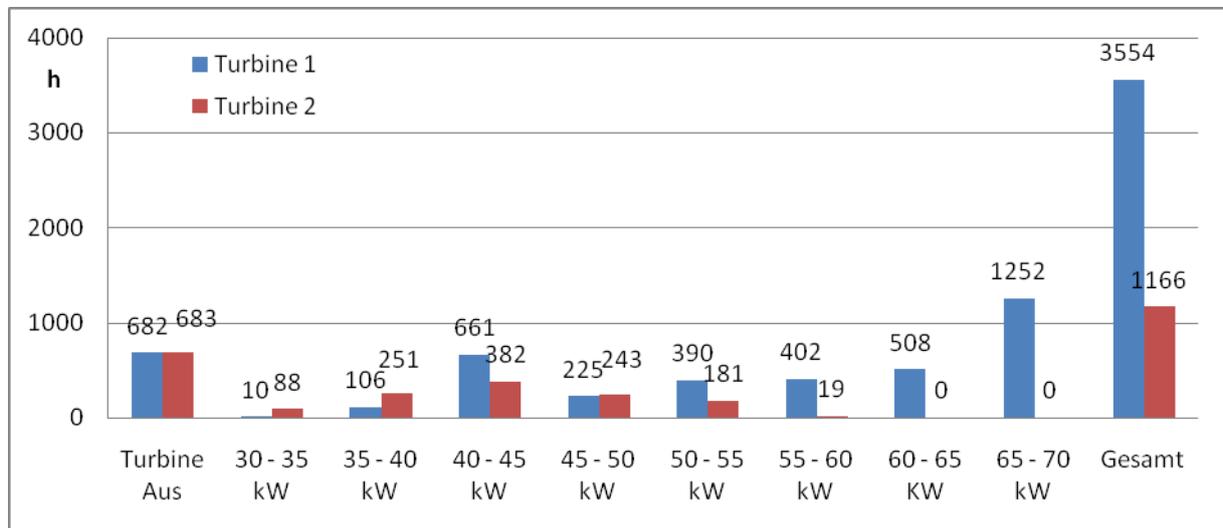


Bild 6.37 Betriebsstunden in den einzelnen Teillastbereichen

Die Stillstandszeiten der beiden Turbinen wurden hauptsächlich von außen verursacht, z.B. dadurch, dass es Störungen in der Peripherie (Gasverdichtung) gab oder dass die Turbinen nicht genutzt wurden, da keine Wärme in der Trocknungshalle benötigt wurde. In der Turbine ist das einzig bewegte Bauteil die luftgelagerte Turbinenwelle, wodurch sehr große Wartungsintervalle entstehen und somit sehr geringe Ausfallzeiten zu erwarten sind. Da das erzeugte Biogas aber auch im BHKW mit einem höheren elektrischen Wirkungsgrad verstromt werden kann, werden die Turbinen, beispielsweise wenn keine Gärresttrocknung statt findet, oftmals nicht betrieben. Für die Turbine 1 ergibt sich bei 3554 Nutzustunden und 682 Stillstandstunden somit ein Nutzungsgrad von 84 %. Der Nutzungsgrad der Turbine 2 lag bei 63 %.

Die Gesamtstromproduktion der Turbine 1 betrug im Untersuchungszeitraum 202.225 kWh, mit der Turbine 2 wurden 51.606 kWh elektrische Energie erzeugt (siehe Bild 6.38). Bezogen auf die mögliche Strommenge, die im Untersuchungszeitraum von beiden Turbinen hätte produziert werden können, liegt die Auslastung der Turbine 1 bei 73 %, die Auslastung der Turbine 2 bei 43 %.

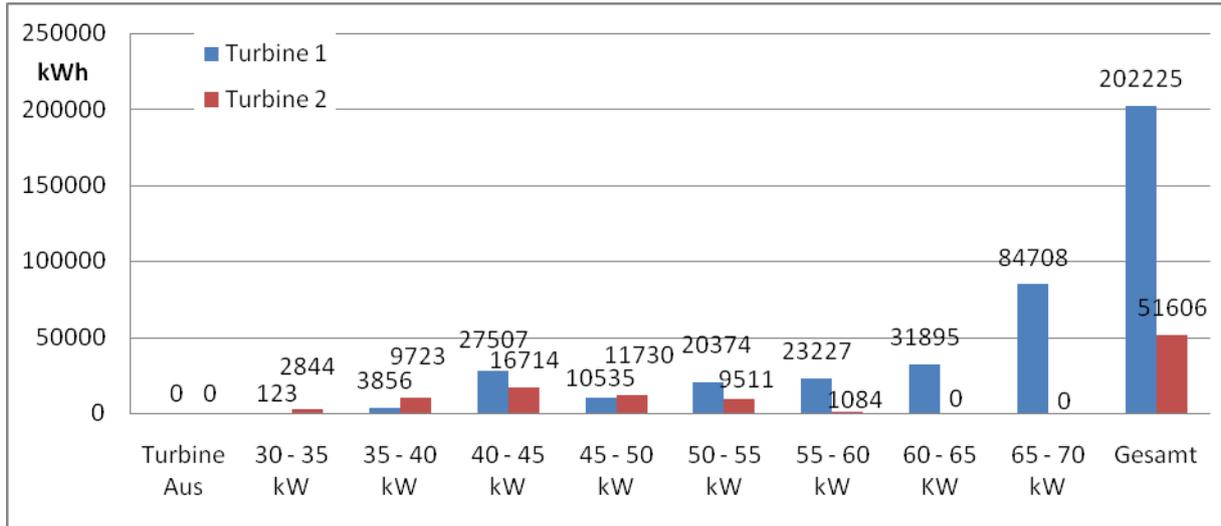


Bild 6.38 Stromproduktion in den einzelnen Teillastbereichen

### 6.4.1 Biogaszusammensetzung

Das Biogas setzt sich aus den Hauptkomponenten Methan und Kohlendioxid sowie geringeren Konzentrationen von Sauerstoff, Wasserdampf und Schwefelwasserstoff zusammen. Bei der Messung der Gasqualität wird zunächst Wasserdampf entfernt. Bevor das Biogas zur Turbine geleitet wird, erfolgt eine Entfeuchtung durch Abkühlung, Verdichtung und Anwärmung des Gases. Damit ist es von Wasserdampf befreit. Die an der Biogasanlage in Kupferzell gemessene Biogaszusammensetzung stellt das Bild 6.39 dar.

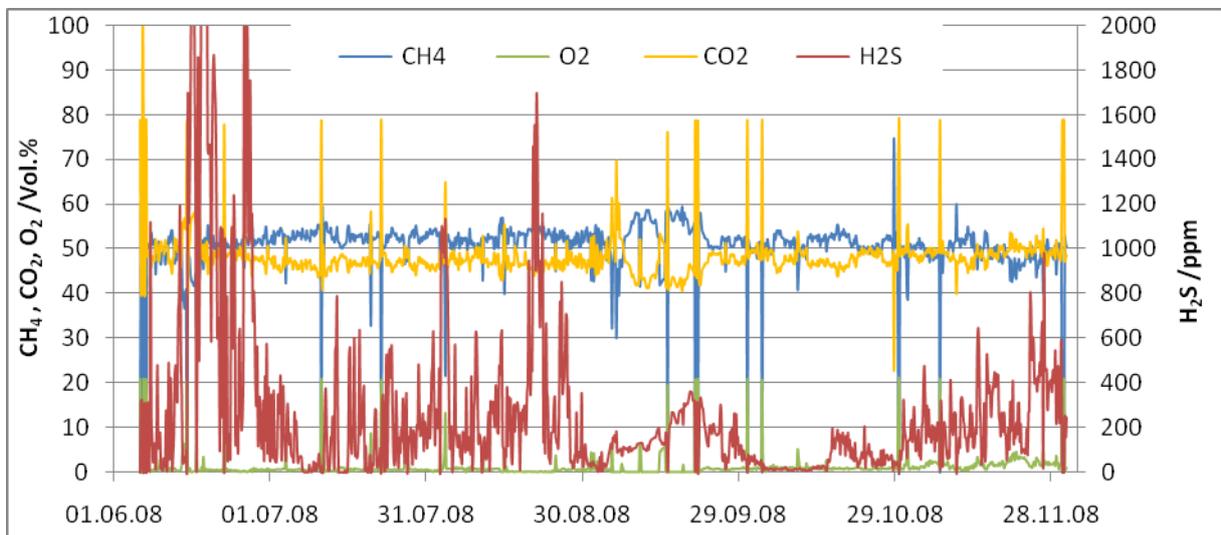


Bild 6.39 Biogaszusammensetzung während der Messphase an den Mikrogasturbinen

Die Methanwerte im Biogas sind in der Regel niedriger als im Klärgas und liegen im Normalfall zwischen 50 und 55 Vol.-%. Dies ist auf die Zusammensetzung der Eingangssubstrate, die vorwiegend kohlenhydrathaltig sind, zurückzuführen. Der erfasste Energiegehalt des Biogases änderte sich im Laufe der Betrachtungszeit unwesentlich, so dass der durchschnittliche Methangehalt des Biogases 50,4 Vol.-% betrug. Der Methangehalt pendelte in der Regel, je nach Eingangssubstrat für die Biogaserzeugung, zwischen 48 und 55 Vol.%, das Minimum der Messungen lag bei 44 Vol.%, das Maximum bei 71 Vol.%. Die mittlere Kohlendioxidkonzentration des Biogases lag bei 48,4 Vol.-%. Der Sauerstoffgehalt im Biogas betrug im Mittel 1,2 Vol.-% und änderte sich im Verlauf der Messungen

unwesentlich. Der Sauerstoffgehalt war zu großen Teilen der biologischen Entschwefelung zuzuschreiben, bei der Luft in den Biogasfermenter eingeblasen wird (2 – 5 % der Biogasmenge), damit  $H_2S$  von Schwefelbakterien an der Flüssigkeitsoberfläche im Fermenter oxidiert werden kann. Von den Schwefelbakterien nicht verbrauchter Sauerstoff verbleibt im Biogas. Das Biogas hatte allerdings einen relativ hohen Schwefelwasserstoffgehalt, deren Mittelwert bei 263 ppm lag. Dies wird durch die beschickten schwefelhaltigen Substrate verursacht. Da bei Wartungsarbeiten an der Gasleitung und Aufbereitungsstrecke das Biogas durch Umgebungsluft ausgetauscht wurde, erfolgte die Mittelwertbildung der Biogaszusammensetzung nur aus Daten, die während der Stromproduktion gemessen wurden.

## 6.4.2 Leistungen und Wirkungsgrade

Da die Messung des Volumenstroms im Bereich der Gasaufbereitung erfolgte und diese beide Turbinen mit Gas versorgt, konnte der Biogasverbrauch nicht explizit einer Turbine zugeschrieben werden. Auch die Messungen des Abgasvolumenstroms und der Abgaszusammensetzung erfolgte in einem von beiden Turbinen gemeinsam verwendeten Abgaskanal. Durch diese Konstellation konnten die Wirkungsgrade nur berechnet werden, wenn nur eine Turbine lief. Deshalb werden im nachfolgenden Abschnitt ausschließlich die Messungen vom 13. September 2008 bis zum 29. November 2008 betrachtet, da hier die zweite Turbine ausgebaut war. In Bild 6.40 sind die erzeugte elektrische Energie wie auch die thermische Energie und der Energieverbrauch der Turbine 1 über den Untersuchungszeitraum dargestellt.

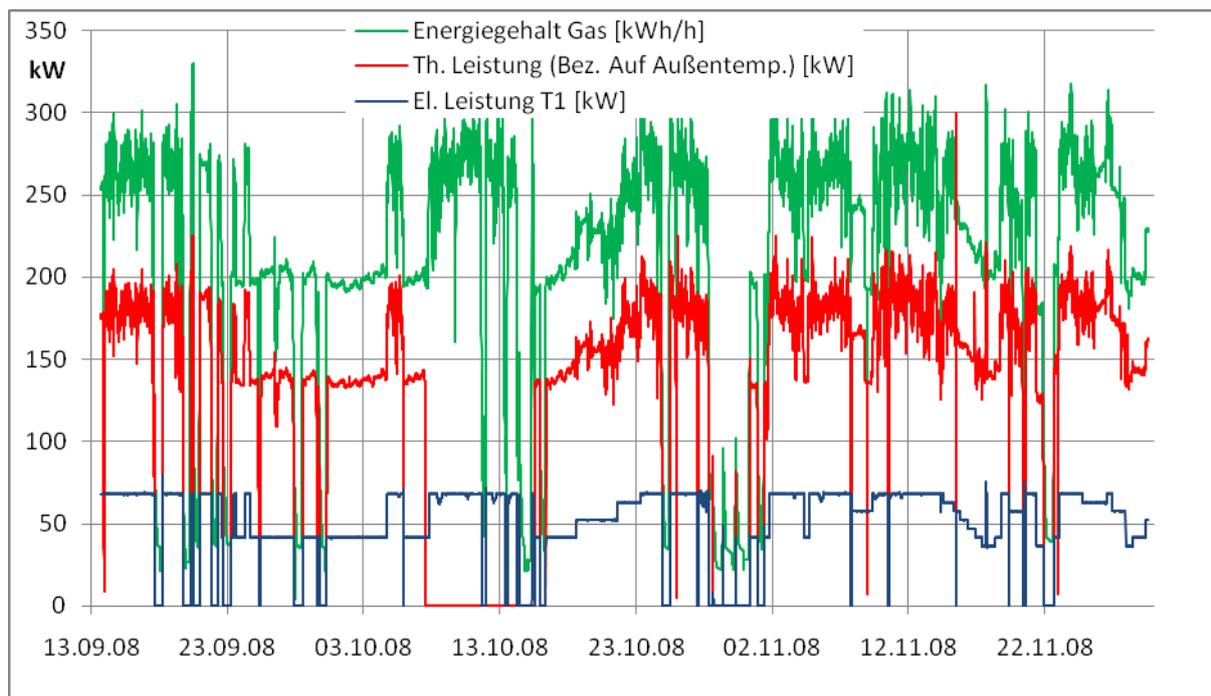


Bild 6.40 Energieverbrauch und erzeugte Leistungen der Turbine 1 im Untersuchungszeitraum

Im Diagramm wird deutlich, dass bei konstanter elektrischer Leistung der Gasverbrauch sowie die thermische Leistung denselben Schwankungen unterliegen. Diese Tatsache ist auf den Gasvolumenstrom und weiter auf den Gasdruck zurückzuführen. Der nicht optimierte Kompressor für die Gasverdichtung an der Versuchsanlage erzeugt nicht kontinuierlich den konstant benötigten Druck von 5bar, sondern verdichtet das Gas auf einen Druck von 8,5bar. Nach Abfall des Druckes in der Gasleitung auf ca. 7,5bar wird das Gas erneut verdichtet. Die Turbinen brauchen einen Druck von 5bar,

abweichende Werte beeinflussen den Wirkungsgrad negativ, da die Turbine gegensteuern muss. Der Verdichter sollte einen Vordruck von 7bar für die Gasaufbereitung zur Verfügung stellen, nach den Leitungsdruckverlusten liegt der Turbinenvordruck dann bei 5,5bar. Der minimal gemessene Druck während der gesamten Messung lag bei ca. 4 bar, der maximale Druck bei ca. 10 bar, dies ist auf die schlechte Regelbarkeit des Verdichters zurückzuführen. Für die Berechnung wird der Gasverbrauch auf Normbedingungen umgerechnet.

Der untersuchte Zeitraum betrug insgesamt 1.844 Stunden, von denen 1.422 Stunden nach einer Plausibilitätsprüfung in die statistische Auswertung überführt wurden. Da alle 5 Minuten eine Messreihe durchgeführt wurde, standen 22.128 Messreihen über den Untersuchungszeitraum zur Verfügung. In Bild 6.41 sind die Messzeiträume den einzelnen Teillaststufen zugeordnet. Es wird deutlich, dass die Turbine im Regelbetrieb hauptsächlich in Volllast über 65 kW el. Leistung oder im Teillastbetrieb zwischen 40 und 45 kW el. Leistung betrieben wird. Die maximale elektrische Leistung ist mit 69,5 kW gemessen worden. Um das Verhalten der Mikrogasturbine im Teillastbetrieb ausreichend dokumentieren zu können, hat der Betreiber der Anlage, Herr Karle, die Anlage freundlicherweise zur Verfügung gestellt und über bestimmte Zeiträume bewusst im Teillastbetrieb gefahren.

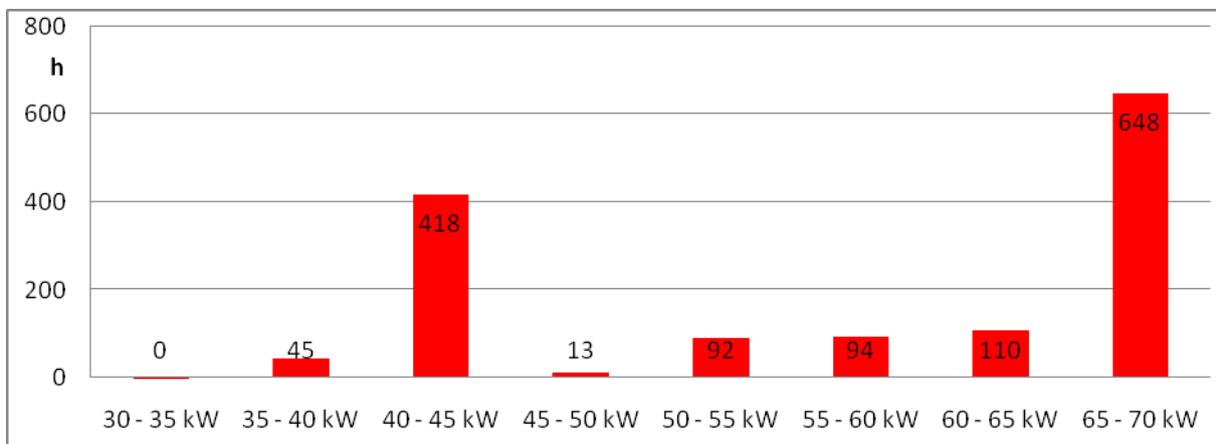


Bild 6.41 Laufzeit der Turbine 1 in den jeweiligen Teillaststufen

In Bild 6.42 sind die durchschnittlichen Leistungen und der Verbrauch der Turbine 1 im Untersuchungszeitraum auf die einzelnen Teillaststufen bezogen.

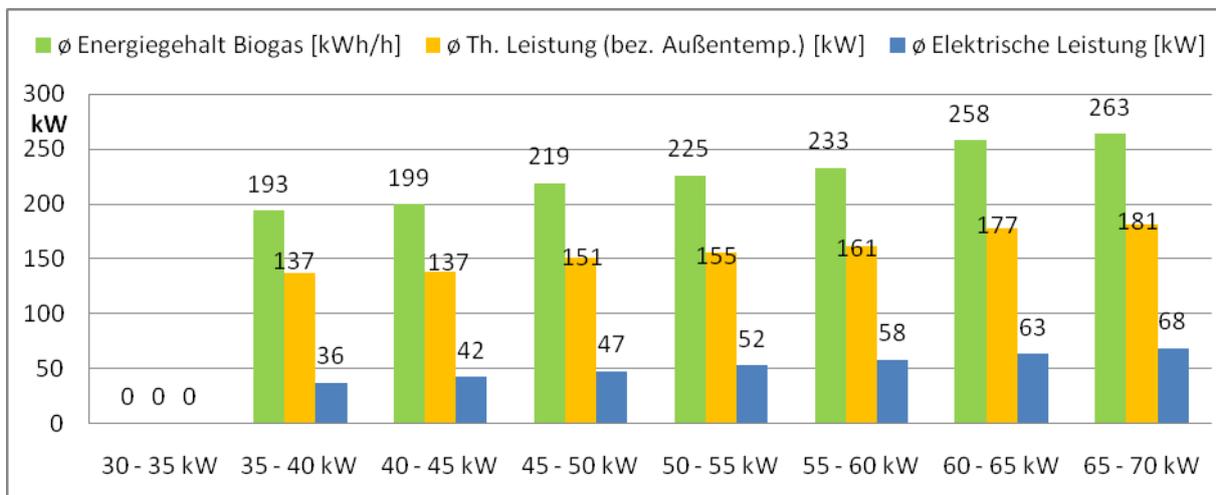


Bild 6.42 Durchschn. Leistungen und Verbrauch der Turbine 1 bezogen auf die Teillaststufen ohne die Berücksichtigung des Energieverbrauchs der Gasaufbereitung

Mit zunehmender elektrischer Leistung steigt die erzeugte Wärmeleistung wie auch der Methanverbrauch stetig an. Um im Volllastbetrieb die durchschnittlichen 68 kW elektrische Leistung und 181 kW thermische Leistung zu erzeugen werden 263 kWh/h in Biogas gespeicherte Energie benötigt. Wie in Bild 6.43 dargestellt, beträgt der Gesamtwirkungsgrad im Volllastbetrieb somit 94,4 %, aufgeteilt in 68,6 % thermischen und 25,8 % elektrischen Wirkungsgrad. Der geringe elektrische Wirkungsgrad ist möglicherweise damit zu erklären, dass die Turbine in einem Container installiert worden ist und die Belüftung des Innenraums unzureichend war. Zum Teil konnte von der Turbine ein Teil der Abluft angesaugt worden sein, dies simuliert höhere Außentemperaturen und beeinflusst den Wirkungsgrad negativ. Bei der Betrachtung der Wirkungsgrade blieb der Energieverbrauch der peripheren Geräte unberücksichtigt, da bei der Versuchsanlage bisher noch keine optimierte Anpassung der Verdichtereinheit an die Turbinen erfolgt war.

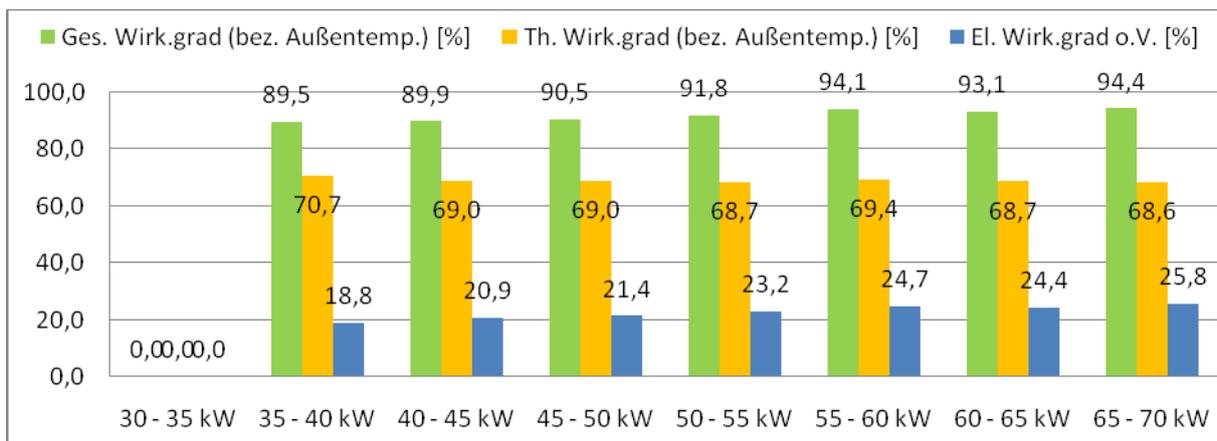


Bild 6.43 Elektrischer, thermischer und gesamter Wirkungsgrad der Turbine 1 in Abhängigkeit der Teillaststufe ohne Berücksichtigung des Energieverbrauchs der Gasaufbereitung

Über das gesamte gemessene Lastspektrum von 30 bis 70 kW ist der geringste Gesamtwirkungsgrad von 89,5 % im Teillastbereich von 35 bis 40 kW gemessen worden. Mit zunehmender Leistungsabfrage steigt der Gesamtwirkungsgrad. Der elektrische Wirkungsgrad steigt ebenfalls mit zunehmender Leistungsabfrage an und hält sich ab ca. 55 kW auf einem Plateau von durchschnittlich 25,0 %.

Entgegengesetzt verhält sich der thermische Wirkungsgrad. Er ist bei geringer Leistungsabfrage mit 70,7 % sehr hoch und fällt um 2,1 % auf 68,6 % im Volllastbetrieb ab.

Durch die direkte Nutzung der Abwärme in der Gärresttrocknung der Biogasanlage Kupferzell fällt der Wärmeübertrag aus dem Abgas auf ein Trägermedium weg. Es sind keine zusätzlichen Verluste durch einen Wärmetauscher zu verzeichnen, das Abgas wird unmittelbar nach einer Vermischung mit Frischluft in die Gärresttrocknung geleitet. Die thermischen Wirkungsgrade sind bei der direkten Nutzung der Abwärme in der Gärresttrocknung sehr hoch.

Um eine Vergleichbarkeit mit anderen Anlagenmodellen zu erhalten, wurde die Nutzung der thermischen Energie exemplarisch für einen Wärmetauscher mit 70 °C Rücklaufemperatur berechnet. Durch die geringere Temperaturdifferenz zwischen Abgas und sekundärem Wärmeträger verringern sich die übertragene Wärmemenge und der thermische Wirkungsgrad wie in Bild 6.44 dargestellt.

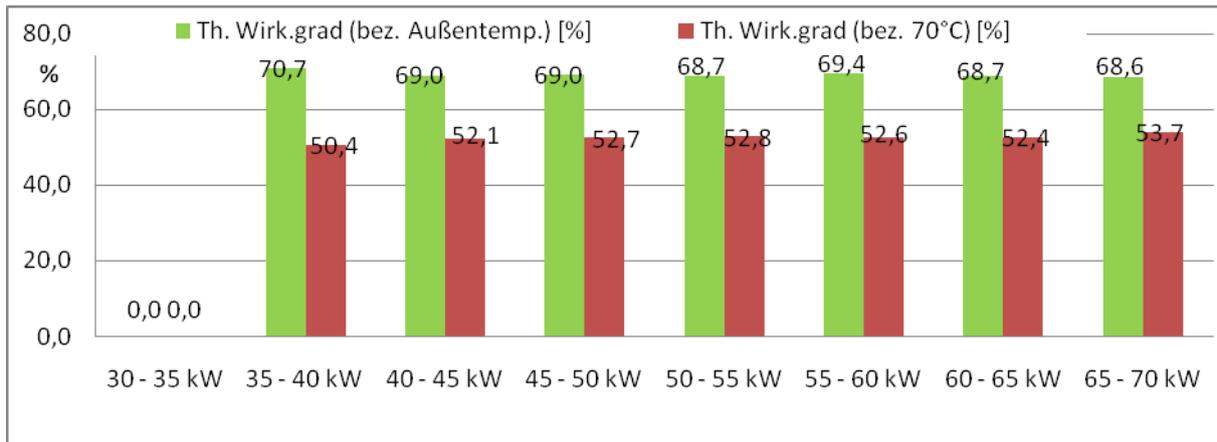


Bild 6.44 Thermischer Wirkungsgrad der Turbine 1 mit und ohne Wärmetauscher

### 6.4.3 Schadgase

Da beide Turbinen an einen Abgaskanal angeschlossen sind, kann die Auswertung der Abgasmesswerte nur erfolgen, wenn nur eine Turbine in Betrieb ist. Im Untersuchungs- und Auswertungszeitraum wurden, wie im vorangegangenen Kapitel, die Werte vom 13. September 2008 bis zum 29. November 2008 betrachtet, da hier nur eine Turbine in der Anlage installiert war.

Durchschnittlich wurde an der Mikrogasturbine ein hoher Lambda-Wert von 6,9 gemessen. Bedingt durch diesen hohen Luftüberschuss bei der Verbrennung erzeugen Mikrogasturbinen eine sehr geringe Schadgaskonzentration im ausgestoßenen Abgas. Die auf 15 Vol.-% Restsauerstoff bezogenen CO-, SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen der Mikrogasturbine Capstone CR 65 sind in Bild 6.45 dargestellt.

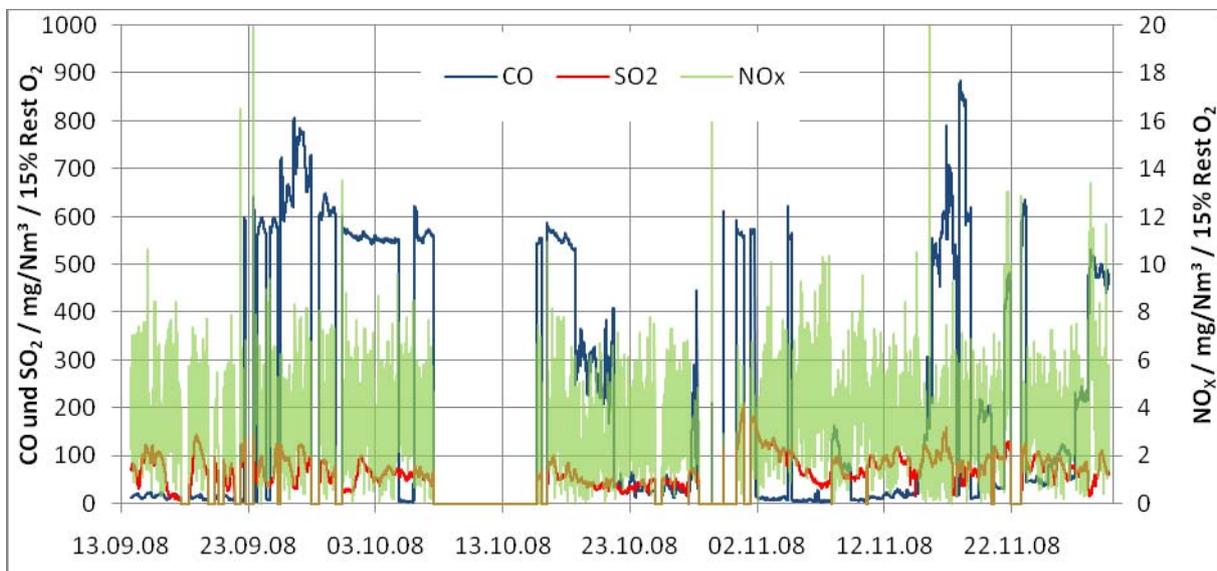


Bild 6.45 Schadgase im Untersuchungszeitraum

Um den Unterschied der Schadgaskonzentrationen im Abgas zwischen dem Teil- und Volllastbetrieb zu verdeutlichen, wurden die Abgaswerte für den Betrieb mit einer elektrischen Leistung zwischen 35 und 65 kW detailliert ausgewertet. Das Balkendiagramm auf Bild 6.46 zeigt deutlich den Zusammenhang zwischen der produzierten elektrischen Leistung und der mittleren Konzentration an Kohlenmonoxid im Abgas.

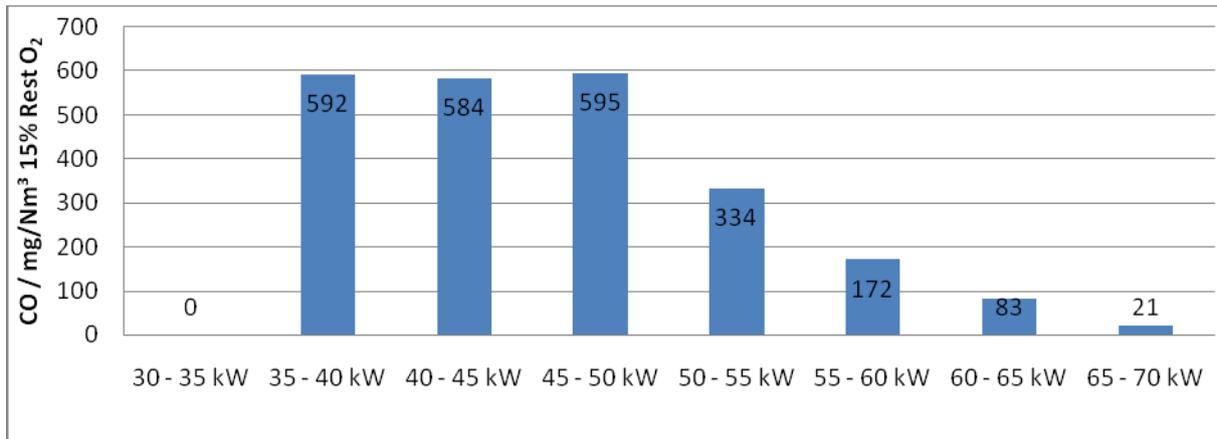


Bild 6.46 CO – Konzentrationen der untersuchten Teillaststufen

Im niedrigen Teillastbereich zwischen 35 und 50 kW elektrischer Leistung sind wesentlich höhere Werte an Kohlenmonoxid zu verzeichnen als bei größerer Leistungsabfrage oberhalb der 55 kW. Dies deutet auf eine unvollständige Verbrennung des Biogases im Teillastbetrieb hin. Im Volllastbetrieb liegen die CO – Werte deutlich unter den von der TA – Luft geforderten 100 mg/Nm<sup>3</sup>.

Besonders bei den NO<sub>x</sub> – Werten bleibt die Mikrogasturbine in allen Leistungsstufen weit unterhalb dem in der TA-Luft geforderten Wert von 150 mg/Nm<sup>3</sup>, was Bild 6.47 verdeutlicht.

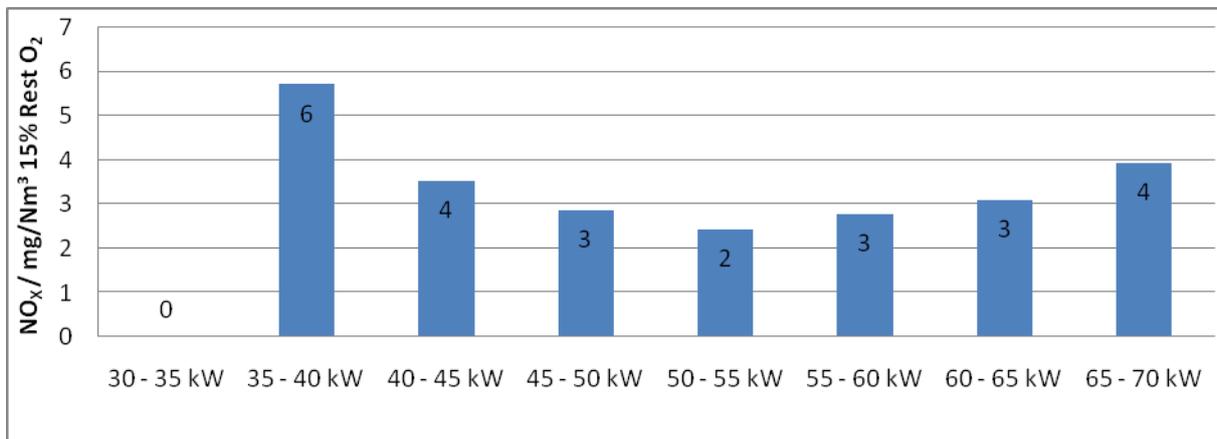


Bild 6.47 NO<sub>x</sub> – Konzentrationen der untersuchten Teillaststufen

Wie in Bild 6.48 zu sehen, sind die SO<sub>2</sub>-Werte von etwa 50 bis 130 mg/Nm<sup>3</sup> relativ hoch. Dies ist auf höhere H<sub>2</sub>S-Werte im Biogas zurückzuführen. Zwischen SO<sub>2</sub> – Werten und Turbinenleistung gibt es keinen Zusammenhang. Da in der Biogasanlage größere Mengen schwefelhaltiger Substrate wie beispielsweise Salatreste vergoren werden sind höhere Schwefelwasserstoffgehalte im Biogas zu erwarten, die bei der Verbrennung zu Schwefeldioxid umgewandelt werden. Mikrogasturbinen sind auf Grund des fehlenden Schmieröls relativ unempfindlich gegen hohe Schwefelwasserstoffgehalte im Brenngas. Bei herkömmlichen Gas-Otto-BHKW müsste das Motorenöl alle 3 bis 6 Monate gewechselt werden. Zwischen SO<sub>2</sub> – Werten und Turbinenleistung gibt es keinen Zusammenhang.

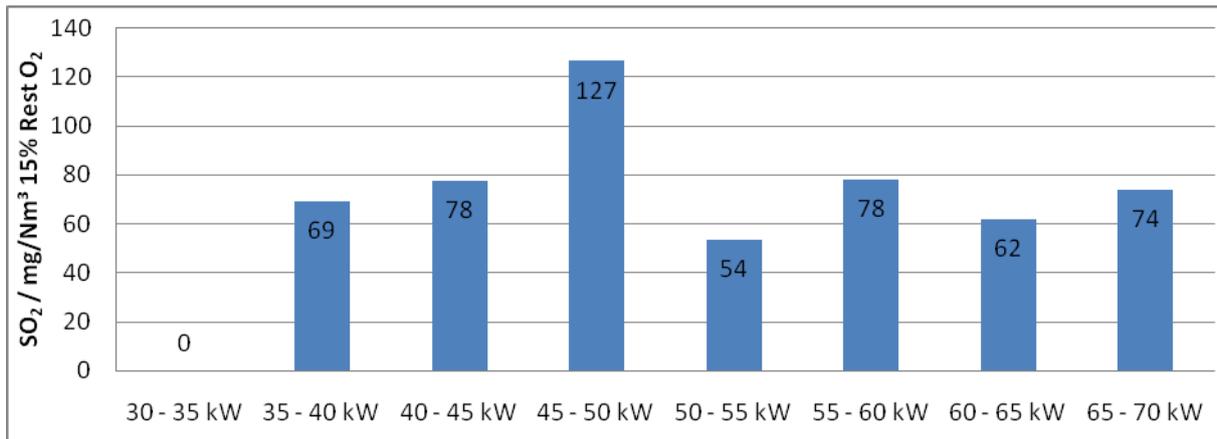


Bild 6.48 SO<sub>2</sub> – Konzentration der untersuchten Teillaststufen

Mikrogasturbinen haben im Gegensatz zu konventionellen Verbrennungsmotoren keinen Kühlkreislauf. Die produzierte Wärmemenge wird komplett über das Abgas von der Turbine weggeleitet, wodurch sehr hohe Abgastemperaturen entstehen. Mit dem hohen Temperaturniveau des Abgases von 238 °C bis 293 °C können unter anderem Hochtemperaturprozesse betrieben werden, die mit herkömmlicher BHKW – Technik nicht möglich wären.

Die während der Untersuchung gemessenen Abgastemperaturen sind in Bild 6.49 dargestellt. Die Abgastemperaturen haben einen direkten Zusammenhang zur produzierten elektrischen Leistung.

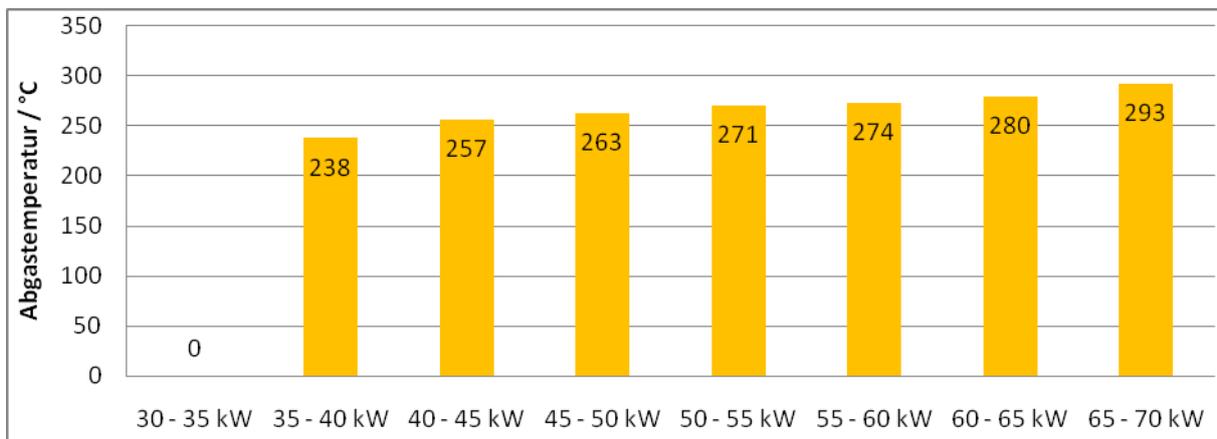


Bild 6.49 Abgastemperatur der untersuchten Teillaststufen



## 7 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Potenzialanalyse

### 7.1 Ausgangsbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Feldtestanlagen und Referenzanlagen

Durch die wenigen Anlagen mit kontinuierlichem Betrieb im Rahmen der Feldtests (vgl. Kap. 5), beschränken sich die Wirtschaftlichkeitsrechnungen für die Feldtestanlagen auf das Stirling-BHKW in der Kläranlage in Rosenfeld. In diesem Fall liegen ausreichend Messdaten zum eigentlichen Modul sowie zu den Energieflüssen der Kläranlage vor, um eine plausible und exemplarische Wirtschaftlichkeitsberechnung durchzuführen. Auch eignen sich die Struktur der Kläranlage sowie der nachträgliche Einbau des Stirling-Moduls gut sowohl zur Definition einer Referenzanlage und als auch zur Wirtschaftlichkeitsanalyse dieser Anlage, weil ausgehend von dieser Berechnung induktiv auf ähnliche Anlagen geschlossen werden kann.

Durch die gewachsene Struktur der Feldtest-Biogasanlage mit Mikrogasturbine in Kupferzell und durch das Vergütungsmodell mit dem Betreiber der Mikrogasturbine stellt diese Anlage einen Sonderfall dar. Diesen im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsberechnung zu untersuchen, ist wenig sinnvoll, da sich daraus keine Schlüsse auf Standard-Anlagen ziehen lassen. Die Technologie der Mikrogasturbine wird jedoch im Rahmen von Referenzanlagen sowohl an Biogasanlagen als auch in Kläranlagen betrachtet und mit Referenzanlagen konventioneller Art verglichen.

Da die betreffenden Anlagen alle noch nicht soweit in den Markt eingeführt sind, dass man von Marktreife sprechen kann, sind diese im Moment noch dem Stand einer Pilot- bzw. Demonstrationsanlage zuzuordnen. Obwohl mit dem EEG ein wichtiges Förderprogramm zur Verfügung steht, ist jedoch in einigen dieser Fälle eine Wirtschaftlichkeit aus anderen Gründen (noch) nicht gegeben. Dies liegt an der oftmals noch unbefriedigenden Zuverlässigkeit und den damit notwendigen Wartungs- und Stillstandszeiten. Mit zusätzlichen Zuschüssen aus kommunalen, landesweiten oder auch Bundes-Fördertöpfen können diese Anlagen zusätzlich einen Schritt in Richtung Wirtschaftlichkeit machen.

Mit den Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die Referenzanlagen, sowohl für die „neuen“ Technologien Mikrogasturbine und Stirling-BHKW als auch für die „alten“ Technologien mit Motor-BHKW, soll aufgezeigt werden, ob und wie eine Anlage unter normal verlaufendem Betrieb und ohne größere Ausfalls- und Stillstandszeiten den Bereich der Wirtschaftlichkeit erreichen kann. Dabei werden auch die aktuellen Rahmenbedingungen von EEG, Marktanreizprogramm sowie der Mini-KWK-Richtlinie (vgl. Kapitel 3.2) bezüglich der Förderung von Anlagen einbezogen.

Tabelle 7.1 zeigt in einer Zusammenfassung die Wirtschaftlichkeitsberechnungen, die für die einzelnen Anwendungsbereiche bzw. Technologien einschließlich Parametervariationen durchgeführt wurden.

Durch die derzeit vorherrschenden teilweise großen Schwankungen und Unstetigkeiten bei Energiepreisen sowie Preisentwicklungen und Teuerungsraten können die im Folgenden vorgestellten Wirtschaftlichkeitsrechnungen nur eine Tendenz vorgeben, die eng an die zugrunde gelegten Annahmen angelehnt ist. Diese Berechnungen ersetzen selbstverständlich keine Detailplanung und –kalkulation von Anlagen. Jedoch eignen sich die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zur Einschätzung gegenüber konventionellen Anlagen und zur Bestimmung geeigneter Einsatzgebiete.

	Stirling-BHKW	Mikrogasturbine
Biogas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Referenzanlage mit Stirling-BHKW zur Fermenterbeheizung im Vergleich zu einer Referenzanlage mit Biogasbrenner zur Fermenterheizung</li> <li>Variation des el. Wirkungsgrades, des Anlagenbegriffs (§ 19 EEG), Biogasgestehungskosten und Investitionskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Referenzanlage mit Mikrogasturbine im Vergleich zu einer Referenzanlage mit Zündstrahl-BHKW</li> <li>Variation des elektrischen Wirkungsgrades, des Wärmeabsatzes sowie der Investitionskosten für die Mikrogasturbine</li> </ul>
Klärgas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Feldtestanlage</li> <li>Referenzanlage</li> <li>Variation des el. Wirkungsgrades und der Investitionskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Referenzanlage im Vergleich zu Referenzanlagen mit Zündstrahl-BHKW bzw. Ölkessel</li> <li>Variation des Strombezugspreises und des elektrischen Jahresnutzungsgrad</li> </ul>
Deponiegas	Keine Wirtschaftlichkeitsberechnungen, vgl. Kapitel 3.1.3	

Tabelle 7.1 Übersicht über die Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Die zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit verwendete Kapitalwertmethode erlaubt den Vergleich von unterschiedlichen Zahlungsreihen. Mit einem kalkulatorischen Zinssatz werden zukünftige Zahlungen und Einnahmen auf den Zeitpunkt der Investition abgezinst und damit vergleichbar gemacht. Mit dem verwendeten Kostenrechnungsmodell zur Berechnung des Kapitalwerts können für die verschiedenen Kosten und Erlöse unterschiedliche jährliche Preissteigerungsraten berücksichtigt werden. Überdurchschnittlich hohe Preissteigerungen sind vor allem für fossile Energieträger zu erwarten. Eine aktuelle und realistische Betrachtung der möglichen Preisentwicklung von Energieträgern wurde mit der Leitstudie 2008 vorgelegt [BM Umwelt]. Aus der Leitstudie wurden für die folgenden Berechnungen die Preissteigerungsraten für fossile Energieträger bzw. Strom entnommen. Gewählt wurde das Preisszenario „Deutlich“, das aus heutiger Sicht eine realistische Entwicklung für die kommenden Jahre darstellt.

Im Einzelnen werden folgende Preissteigerungsraten für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen angesetzt:

Kosten bzw. Erlöse	jährliche Preissteigerungsrate
Heizöl	3,5%
Wärme	3,5%
Zündöl	3,0%
Transportkosten Substrate	3,5%
Wartung, sonstiges (Versicherung, etc.)	2,0%
Substrate	3,0%
Strom	3,5%

Tabelle 7.2 Übersicht über die verwendeten Preissteigerungsraten für verschiedene Kosten- und Erlöspositionen

## 7.2 Biogasanlagen

Wie im Kapitel 3.1.2 dargestellt wurde, gibt es in Baden-Württemberg nur vereinzelt Biogasanlagen im Leistungsbereich von 10 kW<sub>el</sub>. Es ist davon auszugehen, dass in anderen Bundesländern Biogasanlagen in diesem Leistungsbereich ebenso nur vereinzelt realisiert wurden, da dort überwiegend größere Anlagen errichtet werden (vgl. Bild 3.7). Daneben sprechen nicht nur die begrenzten Potenziale im kleinen Leistungsbereich gegen den Einsatz von Stirling-BHKW an Kleinst-Biogasanlagen. Würde ein Stirling-BHKW an einer Kleinst-Biogasanlage eingesetzt werden, kommt erschwerend hinzu, dass Stirling-Module höhere spezifische Investitionskosten als konventionelle BHKW aufweisen. Darüber



hinaus ist der elektrische Wirkungsgrad geringer, als bei konventionellen Motor-BHKW. Als Haupt-BHKW an einer Biogasanlage lassen sich Stirling-BHKW nur in netzfernen Anwendungen sinnvoll integrieren [Krautkremer]. Dieser Einsatzbereich ist jedoch für Deutschland nicht relevant und wird somit in diesem Projekt nicht weiter thematisiert.

Gegen den Einsatz eines Nahwärmenetzes spricht die lediglich geringe Wärmeauskopplung, da damit nur sehr geringe Wärmeabsatzdichten erreicht werden können. Die Investitionskosten für ein Nahwärmenetz wären in diesem Fall zu hoch für den vergleichsweise geringen Wärmeabsatz. Daneben besteht das zusätzliche Hindernis, dass bei dem betrachteten Stirling-BHKW die Abwärme auf einem Temperaturniveau im Bereich von 60 °C vorliegt. Damit kann die anfallende Abwärme nur in dafür ausgelegten Anwendungsbereichen zur Wärmeversorgung genutzt werden. Üblicherweise werden Heizkreise in Bestandsgebäuden mit deutlich über 60 °C betrieben. Vorlauftemperaturen im Bereich von 30 bis 50 °C werden nur von modernen Heizungssystemen erreicht. Die Wärme aus dem Stirling-BHKW eignet sich somit nur für Anwendungen, die mit niedrigen Vorlauftemperaturen arbeiten. Dies trifft im Biogasbereich auf die Beheizung des Fermenters zu. In der Tat wird dies bei den meisten Biogasanlagen in einer ähnlichen Art und Weise realisiert: Die Abwärme des BHKW wird zur Beheizung des Fermenters genutzt. Bei dieser Konstellation steht jedoch weitaus mehr Wärme zur Verfügung, als zur Beheizung des Fermenters notwendig ist.

Eine Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage ist neben einer ausreichenden Größe vor allem die Nutzung der vom BHKW bereitgestellten Wärme. Detaillierte Angaben zur Wärmenutzung von Biogasanlagen in Baden-Württemberg liegen nicht vor. Der genutzte Anteil beträgt jedoch in der Regel im Mittel nicht mehr als 30 %. Grundsätzlich kann aber davon ausgegangen werden, dass ein Teil der tatsächlich genutzten Wärme als Prozesswärme für die Fermenterbeheizung genutzt wird. Für die darüber hinaus gehende Wärmenutzung wurde mit einer Befragung im Rahmen eines Monitorings des EEG zur Stromerzeugung aus Biomasse ermittelt, dass rund die Hälfte der Biogasanlagenbetreiber in Deutschland zumindest einen Teil der anfallenden Wärme nutzt. Dabei wird im Mittel ein KWK-Anteil von 54 % angegeben, d.h. durchschnittlich die Hälfte der Wärmemenge wird genutzt. Allerdings treten breit gefächerte Angaben von 5 bis 100 % Wärmenutzung auf. In rund drei Viertel der Fälle, in denen eine Wärmenutzung erfolgt, wird das Sozialgebäude mit der Wärme aus der Biogasanlage beheizt, bei rund einem Fünftel wird die anfallende Wärme zur Stallbeheizung genutzt [Institut Energetik]. In vielen Anwendungsfällen kann das gesamte Abwärmepotenzial jedoch nicht annähernd genutzt werden, da neben der Prozesswärmenutzung zur Beheizung des Fermenters meist nur das Sozialgebäude mit Wärme aus der Biogasanlage versorgt wird.

Ein zentrales Problem bei Biogasanlagen stellt die räumliche Distanz von Biogasanlage und Wärmesenke dar. Daneben bestehen von Seiten der Bevölkerung häufig Vorurteile und einseitig geprägte Meinungen zu Biogasanlagen. Biogasanlagen werden vor allem mit Geruchsbelästigungen und erhöhtem landwirtschaftlichen Verkehrsaufkommen assoziiert. Eine Trennung der Biogasanlage (Fermenter) von der Wärmesenke (BHKW) kann somit eine deutlich erhöhte Akzeptanz in der Bevölkerung mit sich bringen.

Ein Stirling-BHKW mit einer thermischen Leistung von 24 kW kann zur Bereitstellung der Prozesswärme für eine Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung in der Größenklasse von 150 kW zum Einsatz kommen. Bei Biogasanlagen dieser Größenklasse werden rund 13 % der anfallenden Wärme zur Beheizung des Fermenters genutzt. Daneben werden 3 % der Wärmemenge zur Gebäudebeheizung verwendet. Nach Abzug der Abgasverluste von rund 14 % stehen somit rund 70 % der gesamten Wärmemenge zur Verfügung [Bayr. Landesamt]. Aufgrund der zumeist fehlenden Wärmesenken für das Abwärmepotenzial von 70 % der gesamten Wärmemenge ist eine räumliche Trennung von Fermenter und BHKW sinnvoll. In Kapitel 7.2.1 wird dazu ein Referenzsystem mit zwei verschiedenen Substratzusammensetzungen definiert, für das eine Wirtschaftlichkeitsrechnung nach der Kapitalwertmethode dargestellt wird.



Grundsätzlich kann die Distanz zwischen Wärmesenke und Biogasanlage zum einen mit einer Nahwärmeleitung überbrückt werden. Zum anderen besteht auch die Möglichkeit, das BHKW vom Fermenter räumlich zu trennen und dort zu installieren, wo die Wärmesenken zur Verfügung stehen. Die Verbindung zwischen Fermenter und BHKW muss in diesem Fall über eine Biogasleitung realisiert werden<sup>viii</sup>.

Durch die räumliche Trennung von Fermenter und BHKW stellt sich jedoch das Problem der Fermenterbeheizung. Hier kann ein Stirling-BHKW zum Einsatz kommen, das den Wärmebedarf des Fermenters bereitstellt. Dabei erzeugt das Stirling-BHKW Strom, für den eine Vergütung nach dem EEG für den ins Netz eingespeisten Stromanteil gezahlt wird. Die Nutzung eines Stirling-BHKW als Haupt-BHKW einer Biogasanlage lässt sich nicht darstellen, da Biogasanlagen im Leistungsbereich unter 30 kW<sub>el</sub> unter realistischen Bedingungen kaum einen wirtschaftlichen Betrieb zulassen. Bei größeren Anlagen ist davon auszugehen, dass bei der Einhaltung gewisser Anforderungen die Biogasanlage wirtschaftlich betrieben werden kann. Natürlich können auch kleinere Anlagen wirtschaftlich arbeiten, vorausgesetzt ein Schwerpunkt wird auf den Einsatz „billiger“ Substrate und eine signifikante Wärmenutzung gelegt. Dies ist jedoch in der Regel nicht gegeben.

Darüber hinaus wird in Kapitel 7.2.2.2 ein Referenzsystem zur Nutzung von Biogas mit Mikrogasturbinen vorgestellt. Für die am Markt verfügbare Mikrogasturbine mit 65 kW<sub>el</sub> besteht bei Biogasanlagen unterhalb 150 kW<sub>el</sub> ein realistisches Einsatzgebiet. Entweder kann eine kleine Biogasanlage mit einer einzelnen Turbine ausgestattet werden oder, wie mit dem Referenzsystem gezeigt werden wird, eine mittelgroße Anlage mit einer Leistung von 130 kW<sub>el</sub>. Eine Voraussetzung für den Einsatz einer Mikrogasturbine an einem BHKW ist jedoch ein vernünftiges Wärmenutzungskonzept. Dadurch, dass die Abwärme bei der Mikrogasturbine in lediglich einem Medium (Abgas) vorliegt, kann dieses für eine Reihe von Anwendungen direkt genutzt werden. Dies ist möglich, da das heiße Abgas von Mikrogasturbinen extrem schadstoffarm ist und keiner Gasreinigung unterzogen werden muss. Mögliche Einsatzgebiete stellen beispielsweise die Trocknung der Gärreste der Biogasanlage dar. Hierzu wird das heiße Abgas, das mit Luft gemischt wird, direkt in die Trocknungsvorrichtung eingeblasen. Auch für Gärtnereien bietet sich eine direkte Nutzung des Abgases von Mikrogasturbinen zur Beheizung und CO<sub>2</sub>-Düngung der Gewächshäuser an.

## 7.2.1 Referenzsystem Stirling-BHKW zur Fermenterbeheizung einer Biogasanlage

Wie im vorangegangenen Kapitel geschildert, wird im Folgenden ein Referenzsystem mit einem Stirling-BHKW zur Fermenterheizung einer Biogasanlage definiert. Das Gesamtsystem wird auf seine Wirtschaftlichkeit hin untersucht und mit einem Referenzsystem verglichen, das einen Gasbrenner als Fermenterbeheizung verwendet. Wesentlich für die Gestaltung der Referenzsysteme ist die räumliche Trennung von Fermenter (mit Stirling-BHKW bzw. Biogasbrenner) und der Heizzentrale (Haupt-BHKW).

Die Wärme, die zur Aufrechterhaltung des Gärprozesses im Fermenter notwendig ist, wird im Referenzsystem 1 von einem Stirling-BHKW bereitgestellt. Das vom Fermenter bereitgestellte Biogas wird über eine 2.000 m lange Biogasleitung mit vorgelagertem Gasverdichter und Gastrocknungseinrichtung zur Heizzentrale geleitet. Vor der Einspeisung in die Biogasleitung zur Heizzentrale wird für das Stirling-BHKW ein Volumenstrom abgezweigt.

Daneben wird ein entsprechendes Referenzsystem 2 definiert, in dem das Stirling-BHKW zur Fermenterbeheizung durch einen Biogasbrenner ersetzt ist. In diesem Fall fällt bei der Fermenter-

---

<sup>viii</sup> Alternativ kann das Biogas auch in das Erdgasnetz eingespeist werden. Wird an anderer Stelle im Erdgasnetz bilanziell dieselbe Menge Erdgas entnommen, erhält der Betreiber eine Vergütung nach dem EEG für den erzeugten Strom. Voraussetzung für diese Art der Nutzung ist jedoch eine Biogasaufbereitungs- und Biogaseinspeisungsanlage. Eine nähere Betrachtung dieses Anwendungsfalls ist im Rahmen dieses Projekts nicht möglich.

beheizung kein Strom an, während der für das Haupt-BHKW anfallende Gasstrom geringfügig größer ist. Die jährlichen Energieflüsse des Referenzsystems 1 mit Stirling-BHKW sind in Bild 7.1 dargestellt.

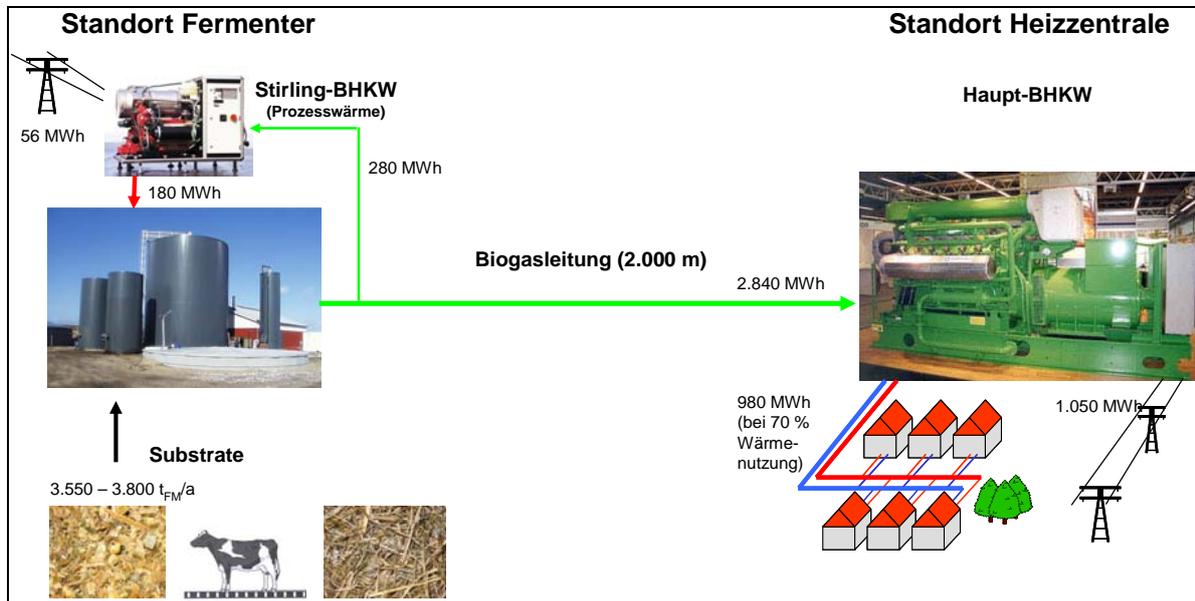


Bild 7.1 Jährliche Energieflüsse der Referenzanlage 1 (Biogasanlage mit Stirling-BHKW als Fermenterbeheizung)

Analog dazu zeigt Bild 7.2 die jährlichen Energieflüsse für das Referenzsystem 2 mit einem Biogasbrenner anstatt des Stirling-BHKW:

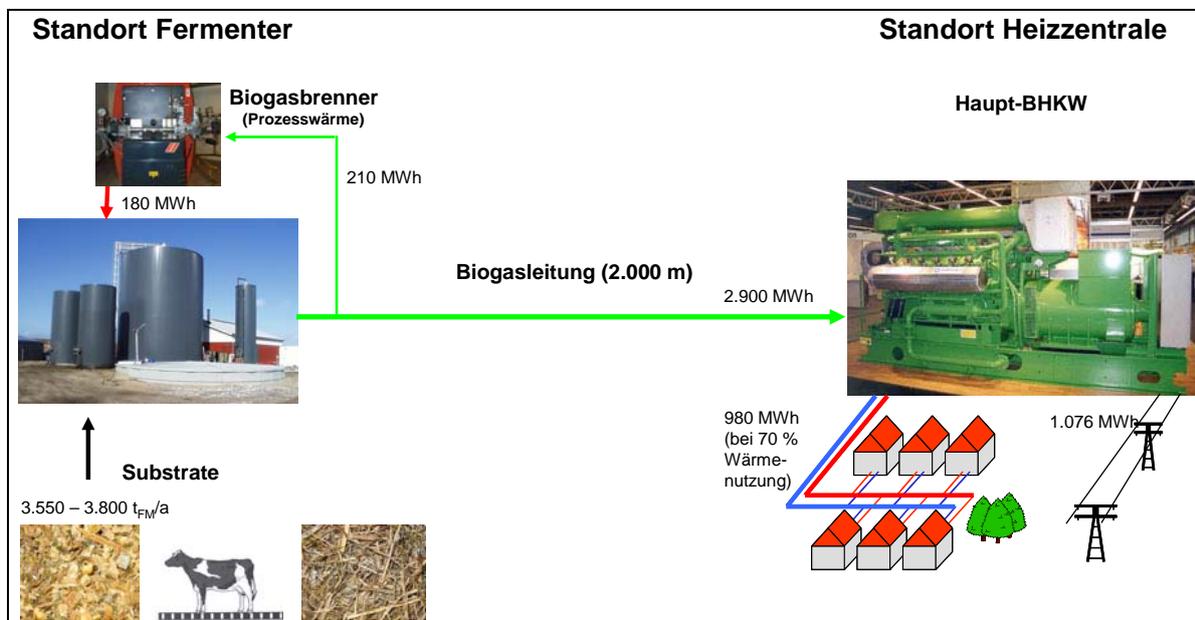


Bild 7.2 Jährliche Energieflüsse der Referenzanlage 2 (Biogasanlage mit Biogasbrenner als Fermenterbeheizung)

Im Referenzfall 2 übernimmt ein Biogasbrenner die Prozesswärmebereitstellung für den Fermenter. Gegenüber dem Referenzsystem 1 vermindert sich der Teilstrom an Biogas, der für die Fermenterbeheizung abgezweigt werden muss von 280 auf rund 210 MWh. Dafür entfällt die Strombereitstellung bei der Fermenterbeheizung, die im Referenzfall 1 rund 56 MWh/a beträgt. Die für



das Haupt-BHKW zur Verfügung stehende Biogasmenge erhöht sich durch den geringeren Bedarf zur Fermenterheizung im Vergleich zum Referenzsystem 1 von 2.840 auf rund 2.900 MWh/a. Im Referenzfall 1 werden vom Haupt-BHKW rund 1.050 MWh/a Strom bereitgestellt, von der anfallenden Wärme werden 70 % (980 MWh/a) genutzt. Für den Referenzfall 2 erhöht sich die Strombereitstellung auf rund 1.076 MWh/a.

Für beide Referenzfälle wird angenommen, dass der bereitgestellte Strom vollständig in das Netz eingespeist wird. Der Strom zur Eigenbedarfsdeckung wird zu einem niedrigeren Tarif als die Einspeisevergütung für den erzeugten Strom aus dem Netz entnommen. Es kann von einem Eigenstrombedarf für die Referenzanlagen von 95 bzw. 75 MWh pro Jahr ausgegangen werden [Solarenergieförderverein], was einem Anteil von 9 bzw. 7 % an der Strombereitstellung der Gesamtsysteme entspricht. Für das Referenzsystem 1 mit dem Stirling-BHKW wurde ein höherer Wert angesetzt. Am Fermenterstandort sind als Hauptstromverbraucher die Rührwerke, die Einbringung sowie die Gastrocknung und -verdichtung zu nennen; in der Heizzentrale ist dies das Haupt-BHKW einschließlich Peripherie. Der Referenzfall 1 weist einen höheren Eigenstrombedarf auf, da auf Seiten des Fermenters das Stirling-BHKW mit einem leicht erhöhten Strombedarf gegenüber dem Gasbrenner bilanziert wird. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird der aus dem Netz bezogene Strom in den jährlichen Kosten mit bilanziert. Es wird weiterhin angenommen, dass die Wärmesenken direkt an die Heizzentrale angeschlossen sind und kein zusätzliches Nahwärmenetz im Rahmen der Referenzsysteme errichtet werden muss. Da durch die Biogasleitung ermöglicht wird, das BHKW dort einzusetzen, wo eine ausreichend große Wärmesenke zur Verfügung steht, ist die Annahme plausibel, dass kein zusätzliches Wärmenetz in die Berechnung einbezogen werden muss.

Es wird eine Substratzusammensetzung von jeweils knapp 50 % Gülle und Grassilage angesetzt [Bayr. Landesamt]. Daneben kommen rund 7 Massenprozent Triticale zum Einsatz. Nach der Fermentation und unter Einrechnung von Gasverlusten ergibt sich für beide Varianten eine Bruttoenergie von rund 3.120 MWh/a im Biogas, das zur Nutzung im BHKW jährlich zur Verfügung steht.

			Referenz- anlage 1	Referenz- anlage 2
Substrateinsatz	Vieh	GV	110	
	Gülle	t <sub>FM</sub> /a	1.757	
	Grassilage	t <sub>FM</sub> /a	1.800	
	Triticale	t <sub>FM</sub> /a	268	
	<i>Summe</i>	t <sub>FM</sub> /a	<i>3.825</i>	
Gaserzeugung	Gasertrag	Nm <sup>3</sup> /a	583.612	583.612
	Erwarteter Methangehalt im Gasertrag	%	55,0	55,0
	Bruttoenergie abzüglich Verluste	MWh/a	3.118	3.118
	davon Gasnutzung zur Fermenterbeheizung	Nm <sup>3</sup> /a	52.525	39.254
	Bruttoenergie abzüglich Verluste	MWh/a	281	210
	verbleibende Gasmenge für Haupt-BHKW	Nm <sup>3</sup> /a	531.087	544.358
Bruttoenergie abzüglich Verluste	MWh/a	2.837	2.908	

Tabelle 7.3 Substrateinsatz und Gaserzeugung der Referenzanlage

Für beide Referenzanlagen ergibt sich ein jährlicher Gasertrag von rund 584.000 Nm<sup>3</sup>. Bei einem erwarteten Methangehalt von 55 % entspricht dies einer Bruttoenergie von rund 3.120 MWh pro Jahr. Zur Beheizung des Fermenters mit dem Stirling-BHKW im Referenzfall 1 werden 52.500 Nm<sup>3</sup> Biogas pro Jahr mit einem Energiegehalt von rund 280 MWh abgezweigt. Im Falle der Referenzanlage 2 wird ein verminderter Biogasvolumenstrom abgezweigt, da in diesem Fall kein Strom bei der Fermenterbeheizung erzeugt wird. Zur Einspeisung in die Biogasleitung bleiben somit jährlich 531.000 bzw. 544.000 Nm<sup>3</sup> Biogas. Es wird angenommen, dass die Biogasleitung nur vernachlässigbare

Gasverluste aufweist und somit dem Haupt-BHKW in der Heizzentrale Biogas mit einem Energiegehalt von rund 2.840 bzw. 2.910 MWh pro Jahr zur Verfügung steht.

Tabelle 7.4 fasst die technischen Daten zu den beiden BHKW an den Standorten Fermenter und Heizzentrale zusammen. Das Stirling-BHKW mit 7,5 kW<sub>el</sub> und 24 kW<sub>th</sub> im Referenzfall 1 ist direkt mit dem Fermenter gekoppelt. Vom Biogasvolumenstrom werden jährlich rund 280 MWh für das Stirling-BHKW abgezweigt, das daraus 180 MWh Wärme sowie 56 MWh Strom bereitstellt. Es wird angenommen, dass der elektrische bzw. thermische Jahresnutzungsgrad bei 20 bzw. 64 % liegen, was etwas unterhalb der jeweiligen optimalen Wirkungsgrade liegt. Da der Fermenter praktisch ganzjährig beheizt wird, werden für das Stirling-BHKW 7.500 Volllaststunden angesetzt. Die jährlich vom Stirling-BHKW bereitgestellte Wärmemenge geht vollständig in die Beheizung des Fermenters. Der als Koppelprodukt erzeugte Strom wird vollständig in das Netz eingespeist und nach dem EEG vergütet.

Für die Heizzentrale wird ein Zündstrahl-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 150 kW sowie einer thermischen Leistung von 200 kW angesetzt. Der elektrische bzw. thermische Jahresnutzungsgrad liegt bei 37 bzw. 49 %. Bei einer Volllaststundenzahl von rund 7.000 h beträgt die jährliche Strom- bzw. Wärmebereitstellung 1.050 bzw. 1.400 MWh, bei der Variante 2 rund 1.076 bzw. 1.425 MWh bei 7.170 Volllaststunden.

		Referenz- anlage 1	Referenz- anlage 2	
Fermenterbeheizung	Elektrische Leistung	kW	7,5	-
	rechnerische el. Leistung nach dem EEG	kW	6,4	-
	Jahresnutzungsgrad elektrisch	-	0,20	-
	Thermische Leistung	kW	24	24
	Jahresnutzungsgrad thermisch	-	0,64	0,86
	Wärmebereitstellung	MWh/a	180	180
	Strombereitstellung	MWh/a	56	-
	Volllaststunden Stirling-BHKW	h	7.500	7.500
Haupt-BHKW	Elektrische Leistung	kW	150	150
	rechnerische el. Leistung	kW	120	123
	Jahresnutzungsgrad elektrisch	-	0,37	0,37
	Thermische Leistung	kW	200	200
	rechnerische th. Leistung	kW	160	160
	Jahresnutzungsgrad thermisch	-	0,49	0,49
	Wärmebereitstellung	MWh/a	1.400	1.425
	Strombereitstellung	MWh/a	1.050	1.076
	Stromeigenbedarf Gesamtsystem	MWh/a	95	75
	Volllaststunden Haupt-BHKW	h	7.000	7.170

Tabelle 7.4 Technische Daten zur Fermenterbeheizung und Heizzentrale

Für das Zündstrahl-BHKW werden Wartungskosten in Höhe von 1,7 ct/kWh angesetzt, was für die beiden Referenzfälle im ersten Jahr Kosten von rund 18.000 € bedeutet. Bei den Wartungskosten wird von einer Preissteigerungsrate von jährlich 2 % ausgegangen. Für beide Referenzfälle wird weiterhin angenommen, dass pro Volllaststunde ein Zündölbedarf von 3 kg anfällt, der mit Pflanzenöl gedeckt wird. Bei einem Preisniveau für Pflanzenöl im Bereich von 1.000 €/t entspricht dies jährlichen Zündölkosten in Höhe von gut 21.000 € (vgl. Tabelle 7.5). Die angenommene Preissteigerungsrate für Zündöl beträgt 3 % p.a.

Für die Biogasanlage und das Haupt-BHKW werden Investitionskosten in Höhe von 555.000 € angesetzt. Das für die Fermenterbeheizung genutzte Stirling-BHKW schlägt mit rund 28.000 € zu Buche. Nach den neuen Förderrichtlinien für Mini-KWK-Anlagen vermindert sich der Investitionsbetrag für das Stirling-BHKW um die Fördersumme von 8.875 € (vgl. Kapitel 3.2.2). Für die Biogasleitung mit



einer Länge von 2.000 m werden 220.000 € angesetzt [CARMEN]. Hinzu kommen rund 50.000 € für die Gastrocknungseinrichtung und Gasverdichtungsanlage. Insgesamt beläuft sich die Investitionssumme somit auf 844.000 € für den Referenzfall 1. Die Investitionssumme für den Referenzfall 2 vermindert sich um den Betrag für das Stirling-BHKW, da ein einfacher Biogasbrenner bereits in den Kosten für die Gesamtanlage bilanziert ist. Nach den Richtlinien des Marktanzreizprogrammes des Bundes für das Jahr 2008 werden über das KfW-Programm „Erneuerbare Energien“ seit 2008 auch Biogasleitungen mit einer Länge von mindestens 300 m Luftlinie gefördert. Die Förderhöhe beträgt 30 % der Nettoinvestitionskosten. Darin eingeschlossen sind die Investitionskosten für den Gasverdichter und die Gastrocknungseinrichtung. Eine Voraussetzung für die Förderung ist, dass das in der Biogasleitung transportierte Biogas einer KWK-Nutzung zugeführt wird, was mit den vorgestellten Referenzfällen gewährleistet ist. Die Summe der Investitionskosten für die Referenzsysteme vermindert sich mit der Förderung nach dem Marktanzreizprogramm um jeweils rund 8 % auf 763.000 € bzw. 744.000 €. Es wird davon ausgegangen, dass nach 10 Jahren eine Re-Investition in Höhe von rund 150.000 € getätigt werden muss (Austausch bzw. Generalüberholung des BHKW). Daneben wird ein Eigenkapitalanteil von 20 % angesetzt. Das Fremdkapital wird zu einem Zinssatz von 5 % p.a. am Kapitalmarkt beschafft; der kalkulatorische Zinssatz beträgt 6 % p.a.

Die Substratkosten [Fachagentur] errechnen sich aus dem in Tabelle 7.3 angeführten Substrateinsatz. Für Gülle werden die Substratkosten mit 0 € angesetzt, für Mais-, Gras- und Ganzpflanzensilage wird ein Substratpreis von 35 €/t<sub>FM</sub> angenommen. Die Kosten für Triticale belaufen sich auf rund 90 €/t<sub>FM</sub>. Um die zukünftigen Preissteigerungen bei den Substraten angemessen zu berücksichtigen, wird eine jährliche Teuerungsrate von 3 % in die Berechnung einbezogen. Die Transportkosten, die für die Bereitstellung der Substrate anfallen, werden mit 2 €/t<sub>FM</sub> angesetzt, die jährliche Preissteigerungsrate für die Transportkosten wird mit 3,5 % p.a. einberechnet.

Die Jahreskosten werden hauptsächlich von der Annuität des Fremdkapitals sowie den Substratkosten dominiert. Daneben fallen Strombezugskosten von rund 0,15 €/kWh an (Preissteigerungsrate 3,5 % p.a.). Für den Personalaufwand werden 670 Arbeitsstunden zu jeweils 13,50 € bei beiden Referenzanlagen angesetzt. Die Versicherung der Anlage beläuft sich auf jährlich rund 0,5 % der Investitionskosten (Preissteigerungsrate 2 % p.a.).

Die Jahreserlöse setzen sich aus den Strom- und Wärmeerlösen zusammen. Bei deren Berechnung wird angenommen, dass die Gesamtanlage im Jahr 2009 in Betrieb geht. Für das Haupt-BHKW fallen somit jährlich 260.000 € Stromerlöse an (266.000 € für die Referenzanlage 2). Insgesamt ergeben sich für die beiden Referenzsysteme Stromerlöse von 24,9 bzw. 24,7 ct/kWh, die sich aus der Grundvergütung, dem KWK-Bonus<sup>ix</sup> und dem Nawaro-Bonus<sup>x</sup> zusammensetzen. Für die Referenzanlage 1 fällt für den Stromanteil des Stirling-BHKW zusätzlich der Technologie-Bonus von 2 ct/kWh an, so dass die mittlere Vergütung für die Referenzanlage 1 geringfügig höher ist als für die Referenzanlage 2. Für das Stirling-BHKW kann mit jährlichen Stromerlösen von 14.100 € kalkuliert werden. Es wurde bei dieser Betrachtung gemäß § 19 des novellierten EEG unterstellt, dass die beiden BHKW zu einer Anlage zusammengefasst werden<sup>xi</sup>. Bei der Berechnung der Wärmeerlöse wird angenommen, dass 70 % der vom Haupt-BHKW bereitgestellten Wärme abgesetzt werden. Die abgesetzte Wärme wird mit einem Preis von 5 ct/kWh vergütet. Da der Rohölpreis und damit auch der Heizölpreis in den vergangenen Jahren stark angestiegen sind, wird für die Nutzwärme eine jährliche Preissteigerungsrate von 3,5 % angesetzt. Durch den steigenden Ölpreis erhöht sich parallel dazu auch die Wertigkeit der von der Biogasanlage bereitgestellten Wärme. Ein signifikanter Wärmeabsatz ist bei den heute herrschenden Anlagen- und Substratpreisen unumgänglich. Wie noch gezeigt werden wird,

<sup>ix</sup> Es wird eine Wärmenutzung von 70 % angenommen. Der Betreiber erhält somit für 70 % des eingespeisten Stroms den KWK-Bonus in Höhe von 3 ct/kWh.

<sup>x</sup> 7 ct/kWh + 4 ct/kWh, da mehr als 30 % Gülleeinsatz

<sup>xi</sup> Im Absatz „Parametervariationen“ des aktuellen Kapitels wird jedoch auch untersucht, welchen Einfluss eine getrennte Behandlung der beiden BHKW hätte.

wirkt sich ein Wärmeabsatz im Bereich von 70 % erheblich auf die Wirtschaftlichkeit aus. Dieser hohe Wärmenutzungsanteil wird jedoch erst durch die Trennung von Biogasbereitstellung und BHKW ermöglicht. Dies ist bei konventionellen Biogasanlagen, bei denen sich Biogasbereitstellung und BHKW am selben Ort befinden, kaum zu realisieren.

			<i>Referenz- anlage 1</i>	<i>Referenz- anlage 2</i>
Investition	Biogasanlage und Haupt-BHKW	€	555.000	555.000
	Stirling BHKW	€	28.000	-
	Förderung Mini-KWK-Programm	€	-8.825	-
	Biogasleitung	€	270.000	270.000
	Zwischensumme	€	844.125	825.000
	Förderung Marktanreizprogramm	€	-81.000	-81.000
	<i>Summe</i>	€	<i>763.125</i>	<i>744.000</i>
Substrat- kosten	Gülle	€/a	0	
	Grassilage im 1. Jahr	€/a	63.000	
	Triticale im 1. Jahr	€/a	9.380	
	<i>Summe</i>	€/a	<i>72.380</i>	
Jahreskosten	Annuität Investitionskosten	€/a	66.533	64.865
	Strombezugskosten im 1. Jahr	€/a	14.250	11.250
	Substratkosten im 1. Jahr	€/a	72.380	72.380
	Transportkosten im 1. Jahr	€/a	4.136	4.136
	Personaleinsatz im 1. Jahr	€/a	9.000	9.000
	Versicherungen im 1. Jahr	€/a	2.800	2.800
	Zündölkosten im 1. Jahr	€/a	21.000	21.510
	Wartung & Instandhaltung Gesamtanlage	€/a	17.850	18.292
Jahres- erlöse	Stromerlöse Haupt-BHKW	€/a	260.085	266.129
	Stromerlöse Stirling-BHKW	€/a	14.108	-
	Wärmeerlöse im 1. Jahr	€/a	53.900	53.900
<b>Wirtschaftlichkeit</b>	Kapitalwert nach 20 Jahren	€	1.058.668	1.016.228

Tabelle 7.5 Investitionskosten, jährliche Kosten und Erlöse

Sämtliche jährliche Kosten und Erlöse, die in Tabelle 7.5 mit dem Zusatz „im 1. Jahr“ gekennzeichnet sind, werden für die folgenden Jahre mit Preissteigerungsraten berechnet. Für die Wartungs- und Instandhaltungskosten, die Personalkosten sowie die Versicherungen werden Preissteigerungsraten von jährlich 2 % angesetzt. Wegen der vor allem für Nawaros [Fachverband Biogas] stärker gestiegenen Rohstoffkosten wurde bei den Substratkosten eine erhöhte Preissteigerungsrate von 3 % p.a. angesetzt. Für den Strombezug wird eine höhere Preissteigerungsrate von jährlich 3,5 % angesetzt (vgl. auch Tabelle 7.2).

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung nach der Kapitalwertmethode über die Betrachtungsdauer von 20 Jahren zeigt die Vorteilhaftigkeit der Referenzanlage 1 mit Stirling-BHKW gegenüber der Referenzanlage 2 ohne Stirling-BHKW. Zwar ergibt sich für beide Referenzfälle ein positiver Kapitalwert, womit die Wirtschaftlichkeit mit den beschriebenen Randbedingungen gegeben ist. Für die Referenzanlage 1 ergibt sich jedoch nach 20 Jahren ein um rund 42.000 € höherer Kapitalwert. Die Vorteilhaftigkeit der Referenzanlage 1 gegenüber der Referenzanlage 2 ist hauptsächlich dadurch begründet, dass der jährliche Stromertrag um rund 8.000 € pro Jahr höher liegt als für die Referenzanlage 2 (vgl. Tabelle 7.5). Insbesondere vor dem Hintergrund der zunehmenden Verteuerung der Substrate im Nawaro-Bereich sollte eine ausreichende Versorgung mit Gülle als Substrat



sichergestellt sein. Damit kann zumindest teilweise eine Abkopplung von der Entwicklung der Rohstoffpreise erreicht werden.

Da der Kapitalwert zukünftige Ausgaben und Einnahmen auf den heutigen Zeitpunkt bezieht, kann die Differenz der beiden Kapitalwerte direkt den Investitionsmehrkosten für das Referenzsystem 1 gegenübergestellt werden: Durch eine Mehrinvestition von rund 19.000 € (Investitionskosten des Stirling-BHKW von 28.000 € abzüglich der Förderung von 8.825 € aus dem Mini-KWK-Programm) kann ein um mehr als 42.000 € höherer Kapitalwert erreicht werden.

Im Hinblick auf die recht hohen Kapitalwerte für die beiden Referenzanlagen ist erwähnenswert, dass die Biogasbranche eindeutig zu den Profiteuren des EEG 2009 zählt. Durch die Erhöhung von Grundvergütung und Boni können mit sinnvollen Anlagenkonzepten, d.h. mit möglichst vollständiger Wärmenutzung und einer ausgeglichenen Substratzusammensetzung, die nicht zu einseitig auf Substrate mit volatilen Preisen ausgerichtet ist, wirtschaftliche Projekte realisiert werden, die bei professionellem Anlagenbetrieb eine entsprechend hohe Wirtschaftlichkeit erzielen.

### Parametervariationen

Mit der zum 1. Januar 2009 in Kraft getretenen EEG-Novelle wird der Anlagenbegriff strenger gefasst (vgl. Kapitel 0). Damit können die beiden BHKW der Referenzanlage 1 nicht mehr als getrennte Anlagen vergütet werden, sondern diese werden zu einer Anlage zusammengefasst. Damit sinkt die Einspeisevergütung für das Stirling-BHKW, womit sich die jährlichen Erlöse und damit auch der Kapitalwert vermindern. Wäre die bis 2008 bestehende Regelung auch in der EEG-Novelle beibehalten worden, was zumindest in der ersten Jahreshälfte 2008 den Anschein hatte, so würde der Kapitalwert der Referenzanlage 1 rund 1.075 T€ betragen.

Für die Berechnung der Referenzanlage wurde für das Stirling-BHKW ein elektrischer Jahresnutzungsgrad von 20 % angesetzt. Wie jedoch die Feldtests des Stirling-BHKW in der Kläranlage Rosenfeld gezeigt haben, war ein noch unbefriedigender elektrischer Wirkungsgrad zu verzeichnen (vgl. 6.1). Auch wenn in diesem Fall das BHKW mit Klärgas betrieben wird, ist im Biogasbetrieb mit ähnlichen geminderten Wirkungsgraden zu rechnen. Deshalb soll hiermit noch kurz aufgezeigt werden, wie sich eine Verminderung des Jahresnutzungsgrades (gewichteter elektrischer Wirkungsgrad im Jahresverlauf) des Stirling-BHKW auf die Wirtschaftlichkeit des gesamten Referenzsystems auswirkt. Dazu wird anstatt eines optimalen Jahresnutzungsgrad von 20 % ein verminderter Jahresnutzungsgrad von lediglich 15 % angesetzt. Damit sinkt die jährliche Strombereitstellung, wobei vorausgesetzt wird, dass dies keinen negativen Einfluss auf die Wärmebereitstellung und damit die Wärmeversorgung des Fermenters hat. Durch die verminderte Strombereitstellung und damit geringeren EEG-Vergütungen vermindert sich der Kapitalwert der Referenzanlage 1 von 1.059 T€ auf 1.023T€. Damit ist die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems zwar noch gegeben. Allerdings vermindert sich der Kapitalwert um einen Betrag, der höher ist, als die Investitionskosten für das Stirling-BHKW. In diesem Fall wäre von einer Nutzung des Stirling-BHKW abzuraten. Hiermit wird auch noch einmal deutlich, welche Anforderungen an den Betrieb des Stirling-BHKW gestellt werden: Um als wirtschaftlich vertretbare Alternative in Betracht zu kommen, muss der optimale elektrische Jahresnutzungsgrad tatsächlich in der Praxis erreicht werden. Darüber hinaus muss eine hohe Volllaststundenzahl erzielt werden, womit hohe Anforderungen im Hinblick auf Wartungsarmut gestellt sind.

Bild 7.3 zeigt die Sensitivität des Kapitalwerts auf eine Änderung des elektrischen Jahresnutzungsgrades sowie der Investitionskosten des Stirling-BHKW. Die Steilheit der Geraden spiegelt direkt den Einfluss der beiden Parameter wider: Je steiler die Kurve, desto mehr ändert sich der Kapitalwert bei einer Änderung des betreffenden Parameters. Aus der Sicht des Anlagenbetreibers ist somit ein möglichst hoher elektrischer Jahresnutzungsgrad anzustreben. Dieser ist jedoch nur in einem gewissen Rahmen, vor allem nach unten, durch den Anlagenbetreiber zu beeinflussen. Nach oben hin bestehen technische Restriktionen, die der Hersteller des Stirling-BHKW nicht beeinflussen kann. Damit verbleibt aus Sicht des Herstellers der Ansatzpunkt der Investitionskosten.

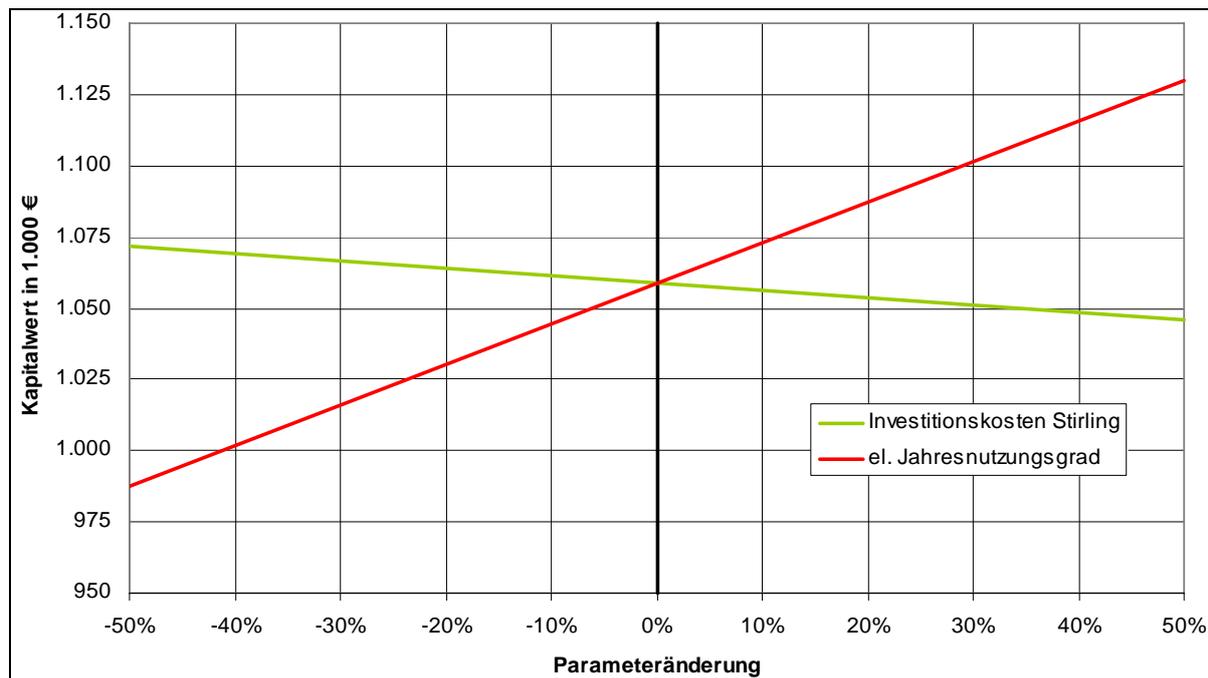


Bild 7.3 Sensitivitätsanalyse

Durch den hohen Wärmeabsatz, der durch die Verwendung einer Biogasleitung ermöglicht wird, befindet sich der Kapitalwert dieser Referenzanlage ausreichend weit von der Wirtschaftlichkeitsschwelle entfernt. Dies heißt jedoch nicht, dass unter allen Umständen der Einsatz eines Stirling-BHKW zur Fermenterbeheizung sinnvoll ist, obwohl der Kapitalwert der Gesamtanlage positiv ist. Bei zuverlässigem Anlagenbetrieb kann mit dem Einsatz eines Stirling-BHKW die wirtschaftliche Lage des Gesamtprojekts verbessert werden. Bei einer detaillierten Anlagenplanung ist jedoch darauf zu achten, dass das Stirling-BHKW nicht unbemerkt einen Teil der Erlöse „auffrisst“. Eine Variation des Wärmeabsatzes ist im Falle des vorliegenden Referenzsystems nicht sinnvoll. Durch die Anbindung an den Fermenter der Biogasanlage ist ein ausreichend hoher und ganzjähriger Wärmeabsatz gewährleistet.

Aus den Kostendaten der vorliegenden Referenzanlagen (vgl. Tabelle 7.5) lassen sich für jeweils das erste Jahr Biogasgestehungskosten für das Rohgas von 21,0 ct/Nm<sup>3</sup> für die Referenzanlage 1 mit Stirling-BHKW ermitteln. Für Anlage 2 betragen die Biogasgestehungskosten 22,9 ct/kWh. In die Berechnung der Biogasgestehungskosten fließen neben der Annuität für die Investition in die Biogasanlage (ohne Haupt-BHKW und Biogasleitung, jedoch mit Fermenterbeheizung) auch die Substratkosten ein, ebenso die Transportkosten für die Bereitstellung der Substrate. An sonstigen laufenden Kosten werden 50 % der jährlichen Kosten für Strombezug, Personaleinsatz, Versicherungen sowie Wartung und Instandhaltung bilanziert sowie 8.000 € für Wartung und Instandhaltung. In der aktuellen Literatur [Energy-21] werden die Gestehungskosten für Rohbiogas aus einer Nawaro-Gülle Anlage, wie sie hier auch herangezogen wurde, mit 23 ct/Nm<sup>3</sup> angegeben.

Wie bereits beschrieben wurde, sind für die verschiedenen jährlichen Kostenpositionen unterschiedliche Preissteigerungsraten angesetzt worden. Daraus lässt sich für die Biogasgestehungskosten eine jährliche Preissteigerungsrate von rund 1,9 bzw. 1,3 % für die Referenzanlagen 1 und 2 berechnen. Über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren steigen somit die mittleren Kosten für das Rohbiogas von rund 21 auf 30 ct/Nm<sup>3</sup> im Referenzfall 1 und von rund 23 auf 30 ct/Nm<sup>3</sup> im Referenzfall 2. Um über die Betrachtungsdauer von 20 Jahren eine Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu gewährleisten, dürfen die

Kosten für das Rohbiogas (restliche Parameter konstant) eine bestimmte Schwelle nicht überschreiten. Diese maximal möglichen Rohbiogaskosten an der Wirtschaftlichkeitsschwelle sind neben den Rohbiogaskosten in den Referenzfällen in Bild 7.4 dargestellt:

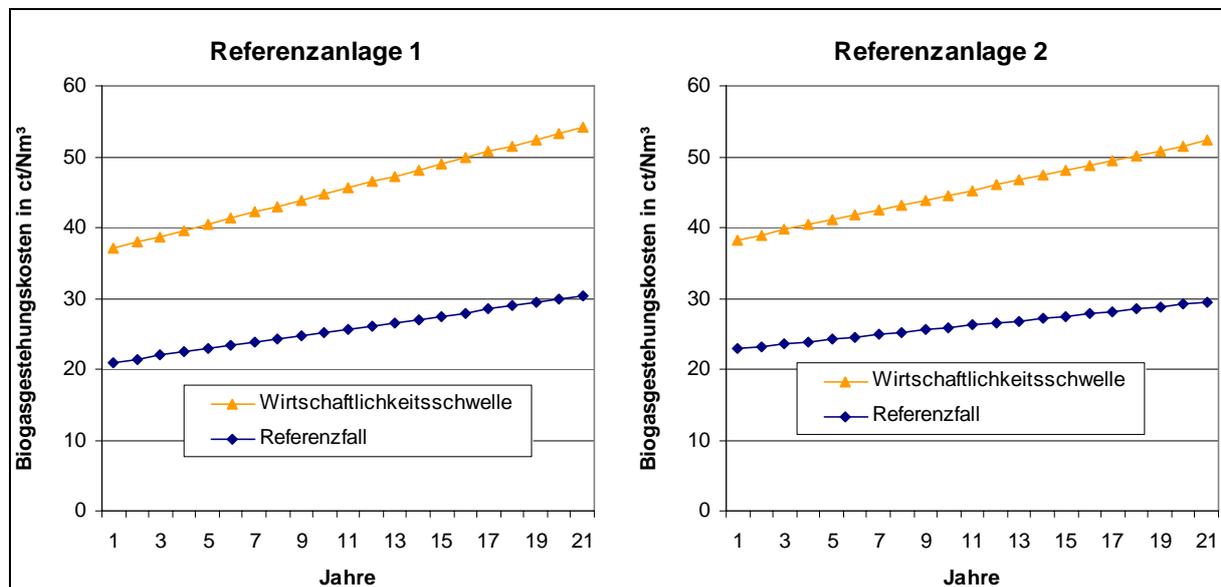


Bild 7.4 Gestehungskosten des Rohbiogases für die Referenzfälle 1 und 2 sowie maximale Gestehungskosten an der Wirtschaftlichkeitsschwelle der beiden Referenzfälle

Durch den hohen Wärmeabsatz der beiden Referenzanlagen ist gewährleistet, dass ein ausreichender Puffer dafür bereit besteht, steigende Substratkosten abzufangen. Weiterhin wirkt sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus, wenn wie bei den vorgestellten Referenzanlagen ein hoher Gülleanteil genutzt wird. Damit lässt sich die Abhängigkeit von steigenden Substratpreisen eher auffangen als beispielsweise bei reinen Maissilage-Anlagen. Aus obiger Abbildung ist darüber hinaus zu entnehmen, dass bei der Referenzanlage 1 an der Wirtschaftlichkeitsschwelle höhere Biogasgestehungskosten aufgefangen werden können. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Stirling-BHKW und damit auch dessen Stromerlöse der Biogasbereitstellung zuzuschreiben sind.

## 7.2.2 Mikrogasturbine zur Biogasverstromung

Grundsätzlich eignen sich Mikrogasturbinen gut zum Einsatz an Biogasanlagen. Im Vergleich zu konventionellen BHKW mit Kolbenmotoren (Gas-Ottomotoren, Zündstrahlmotoren) sind Mikrogasturbinen wesentlich wartungsärmer und weisen eine etwa doppelt so hohe Lebensdauer auf, da alle beweglichen Komponenten auf einer luftgelagerten Welle montiert sind. Darüber hinaus ist eine Mikrogasturbine in Bezug auf die Gasqualität (Anteile der verschiedenen Gaskomponenten Methan, Kohlendioxid und sonstiger Gase) anspruchsloser als Kolbenmotoren. Aufgrund ihrer Ölfreiheit sind Mikrogasturbinen im Vergleich zu Kolbenmotoren relativ unempfindlich gegen Schwefelwasserstoff. Mikrogasturbinen können auf Siloxane im Biogas mit Hochtemperaturkorrosion reagieren, jedoch ist in Biogas aus landwirtschaftlichen Anlagen bisher kein Siloxan aufgetreten. Bei Deponie- oder Klärgasen ist dagegen dafür zu sorgen, dass das Gas vor dem Eintritt in die Mikrogasturbine gefiltert wird.

Da das Biogas zu 100 % mit Wasser gesättigt ist, muss das Biogas getrocknet werden, um die Herstellervorgaben für den Wassergehalt im Gas zu erfüllen. Daneben muss das Biogas auf etwa 2,5 bis 4 bar verdichtet werden, um es in die Brennkammer der Mikrogasturbine transportieren zu können.

Tabelle 7.6 zeigt die Vor- und Nachteile von Mikrogasturbinen auf. Die wichtigsten Punkte sind einerseits die hohen Standzeiten sowie die großen Wartungsintervalle, andererseits ist der elektrische Wirkungsgrad im Bereich von 30 % mindestens 5 Prozentpunkte geringer als bei vergleichbaren



Zündstrahl- oder Gas-Ottomotor-BHKW. Mikrogasturbinen sind im allgemeinen recht anspruchslos in Bezug auf den Methangehalt im Biogas, der 35 bis 100 % betragen kann.

#### MIKROGASTURBINE

##### Vorteile

- Hohe Standzeiten durch die geringe Anzahl bewegter Teile (Laufzeit bis 80.000 Betriebsstunden), dadurch geringer Zeitaufwand und weniger Wartungskosten
- Gute Teillastwirkungsgrade
- Geringe Sensibilität der Technologie gegenüber im Biogas vorhandenen Schadstoffen, keine Entschwefelung nötig
- Das Vorliegen der Abwärme in nur einem Medium (Verbrennungsgas bei einer Temperatur von ca. 275 °C)
- Niedrige Emissionswerte, diese liegen weit unter den verschärften Grenzwerten der TA Luft
- Keine Wärmevernichtungsgebläse nötig
- 2 ct/kWh zusätzliche Strommehr Erlöse (Innovationsbonus)
- Lautstärke im Betrieb 45 dB
- Gasqualität CH<sub>4</sub> (Methangehalt in %) 35-100%
- Verfügbarkeit: pro Jahr ca. 98,8% (Turbine)
- Kein Fundament nötig

##### Nachteile

- geringerer Wirkungsgrad als Motor-BHKW, etwa 30 % elektrisch
- Derzeit noch hohe Anschaffungskosten
- Leistung nimmt mit zunehmender Höhenlage des Aufstellungsortes ab

Tabelle 7.6 Übersicht über die Vor- und Nachteile von Mikrogasturbinen [forum new power]

Die Anschaffungskosten für eine Mikrogasturbine sind im Vergleich zu konventionellen BHKW recht hoch. Außerdem ist die Peripherie mit Gasverdichter teurer als bei einem konventionellen BHKW. Dem gegenüber stehen die geringen Wartungs- und Betriebskosten, die wegen der hohen Standzeiten bei Mikrogasturbinen wesentlich niedriger sind. Daneben fallen keine laufenden Kosten für Öl bzw. Zündöl und Heizöl an.

In einem vom Hessischen Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung geförderten Pilotprojekt zum Thema „Biogasbetriebene Mikrogasturbine“ wurden bereits vom ISET seit 2005 umfangreiche Messungen an einer Mikrogasturbine mit 30 kW<sub>el</sub> der Firma Capstone durchgeführt<sup>xii</sup>. Von der Firma Capstone wurde mittlerweile auch eine Mikrogasturbine mit 65 kW<sub>el</sub> für den Betrieb mit Biogas umgerüstet und ist am Markt verfügbar.

#### 7.2.2.1 Feldtestanlage Kupferzell

Die Markteinführung von Mikrogasturbinen in den Biogasmarkt wird derzeit mittels eines innovativen Geschäftsmodells eines Unternehmens vorangetrieben. Im Rahmen seines Geschäftsmodells stellt das Unternehmen dem Biogasanlagenbetreiber die Mikrogasturbine samt Peripherie in kompakter Containerbauweise zur Verfügung. Je nach Größe der Biogasanlage werden eine oder mehrere Mikrogasturbinen mit 65 kW<sub>el</sub> in einem kompakten Container an die Biogasanlage angeschlossen. Damit hat der Anlagenbetreiber keine Investitionen zur Verstromung des von ihm produzierten Biogases zu tätigen.

Der Betreiber der Biogasanlage verkauft im Gegensatz zum üblichen Betriebsmodell von Biogasanlagen, wo der Strom vom Energieversorger vergütet wird, das Rohbiogas an den Betreiber der Mikrogasturbine. Anstelle der Stromvergütung erhält der Biogasanlagenbetreiber das Biogas nach Volumen und Qualität vergütet und kann die Abwärme der Mikrogasturbine kostenlos nutzen. Der

<sup>xii</sup> Umfangreiche Projektbeschreibung unter <http://www.mikrogasturbine.de>

Betreiber der Biogasanlage muss das Biogas jedoch in vertraglich festgelegter Qualität und Quantität liefern. Im Gegenzug wird vom Betreiber der Mikrogasturbine die Abnahme des bereitgestellten Biogases an 365 Tagen im Jahr über einen Zeitraum von 20 Jahren gewährt (Bild 7.5). Steht die Mikrogasturbine wegen Wartungsarbeiten still, wird das Biogas über eine Gasfackel abgegeben und ebenfalls vergütet. Für den Anlagenbetreiber bedeutet dieses Konzept, dass er sich nicht um die Wirkungsgrade der Konversionsanlage oder über Wartung und Verfügbarkeit kümmern muss. Das Betriebs- und Ausfallsrisiko der Mikrogasturbine liegt somit beim Betreiber der Mikrogasturbine. Außerdem hat er für das BHKW keinerlei Finanzierungsaufwand zu leisten. Damit steht der Bereitstellungsverpflichtung von Biogas von Seiten des Biogasanlagenbetreibers eine Abnahmeverpflichtung von Seiten des Turbinenbetreibers gegenüber. Vertraglich festgelegt ist neben diesen Verpflichtungen auch die Handhabung der Nichteinhaltung dieser Verpflichtungen.

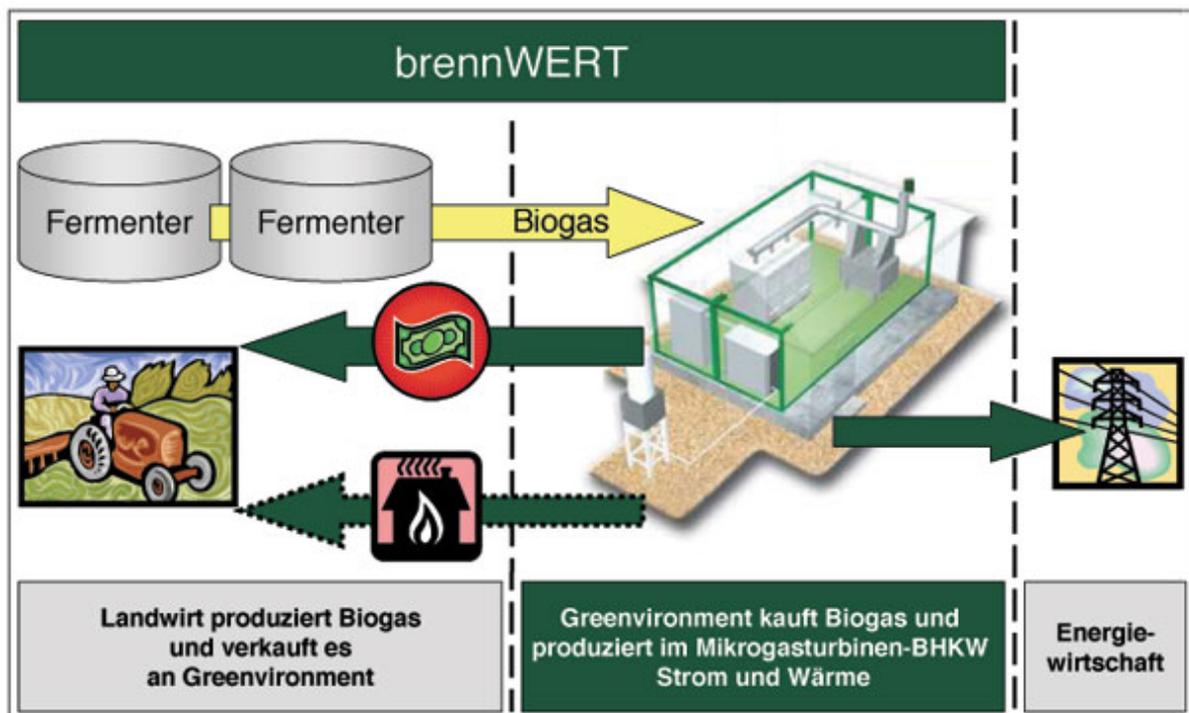


Bild 7.5 ein Geschäftsmodell zum Betrieb von Mikrogasturbinen an Biogasanlagen [Greenenvironment]

Die Feldtestanlage in Kupferzell-Füßbach (vgl. 5.6) ist eine über mehrere Jahre gewachsene Anlage. Der Betreiber vergärt dort seit 2001 hauptsächlich Schweinegülle und Energiepflanzen, daneben auch Abfallprodukte aus der Lebensmittelindustrie. Das erste BHKW mit einer elektrischen Leistung von 55 kW wurde 2003 durch ein Gas-Ottomotor-BHKW mit 320 kW<sub>el</sub> ersetzt. Schließlich wurden im Jahr 2007 zwei Mikrogasturbinen der Firma Capstone mit jeweils 65 kW<sub>el</sub> installiert. Zur Nutzung der im Abgas der Mikrogasturbinen enthaltenen Wärme wurde zusätzlich eine Gärresttrocknungsanlage errichtet. In dieser wird ein Drittel des jährlich anfallenden Gärrests getrocknet und durch die Trocknung auf ein Zehntel seiner Masse reduziert. Die im Abgas der Mikrogasanlage enthaltene Wärme wird vollständig in die Gärresttrocknungsanlage eingeblasen. Zusätzlich wird ein Teil der im Gas-Otto-BHKW erzeugten Wärme über ein System ähnlich einer Fußbodenheizung in die Trocknungsanlage eingebracht. Der getrocknete Gärrest wird als organischer Dünger vermarktet.

Vor dem Hintergrund der über Jahre gewachsenen Struktur dieser Anlage erscheint eine Wirtschaftlichkeitsberechnung wenig sinnvoll, da sich daraus kaum Aussagen auf typische Anlagen ableiten ließen. Ausgehend vom Wärmenutzungskonzept dieser Anlage wird jedoch im folgenden Absatz eine Referenzanlage definiert, für die eine Wirtschaftlichkeitsrechnung durchgeführt wird.



### 7.2.2.2 Referenzsystem Mikrogasturbine und Biogasanlage

Im Folgenden werden zwei Referenzsysteme definiert, anhand derer die Wirtschaftlichkeit von Mikrogasturbinen im Vergleich zu Zündstrahl-BHKW bei Einsatz an Biogasanlagen untersucht wird. Das Referenzsystem 1 besteht aus einer Biogasanlage mit 2 Mikrogasturbinen von jeweils 65 kW elektrischer Leistung. Für das zweite Referenzsystem kommt ein Zündstrahl-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 150 kW zum Einsatz. Da der Gesamtwirkungsgrad der Mikrogasturbinen höher ist als der des Zündstrahl-BHKW, ist das Zündstrahl-BHKW des Referenzsystems 2 leicht größer ausgelegt. Die Referenzanlagen sind nach dieser Vorgehensweise ausgewählt worden, da die Betrachtung zweier Systeme mit derselben elektrischen Leistung aber unterschiedlichen Wirkungsgraden wenig Sinn macht. Beide Systeme wurden darauf ausgelegt, eine definierte zur Verfügung stehende Biogasmenge zu verstromen. Das System der Biogaserzeugung ist dabei so gestaltet, dass die Gestehungskosten für das Biogas in beiden Fällen gleich sind.

Durch die unterschiedlich hohe Wärmebereitstellung der beiden Referenzsysteme und die unterschiedlichen Auskopplungsmethoden der Wärme werden für die Referenzsysteme unterschiedliche Wärmenutzungskonzepte angesetzt. Die Mikrogasturbinen im Referenzfall 1 stellen Wärme für Wohnhaus, Stall, eine Ferkelzucht, eine Gärresttrocknungsanlage sowie mehrere Nachbargebäude bereit. Für das Referenzsystem 2 wird angenommen, dass rund 30 % der insgesamt bereitgestellten Wärme zur Beheizung von Wohnhaus, Stall und eines Verkaufsraums eingesetzt wird.

Die Biogasbereitstellung erfolgt analog zu den Referenzsystemen aus dem Kapitel 7.2.1 „Referenzsystem Stirling-BHKW zur Fermenterbeheizung einer Biogasanlage“. Für die Zusammensetzung der Substrate wird deshalb auf Tabelle 7.3 verwiesen. Mit der vorliegenden Substratzusammensetzung, die jeweils zu rund 50 % aus Gülle und Grassilage besteht, ergibt sich ein jährlicher Biogasanfall von rund 584.000 Nm<sup>3</sup> mit einem Energiegehalt von knapp 3.120 MWh. Davon wird ein Biogasstrom von rund 39.000 Nm<sup>3</sup> zur Fermenterbeheizung abgezogen, zur Verstromung im BHKW stehen somit rund 544.000 Nm<sup>3</sup> mit einem Energiegehalt von 2.910 MWh/a zur Verfügung.

Zur Verstromung werden im Referenzfall 1 zwei Mikrogasturbinen mit einer elektrischen Leistung von jeweils 65 kW eingesetzt. Der elektrische Jahresnutzungsgrad wird mit 28 % angesetzt, der thermische Jahresnutzungsgrad mit 58 %. Die Abwärme der Mikrogasturbine steht in Form von heißem Abgas zur Verfügung, das idealerweise direkt zur Trocknung z.B. von Gärresten verwendet werden kann. Durch die hervorragende Abgasqualität im Vergleich zu Gasmotoren hat das Abgas keine Reinigungsstufen zu durchlaufen und kann direkt für Trocknungsprozesse eingesetzt werden. Durch die Eigenschaft, dass die Abwärme nur in einem Medium, nämlich dem Abgas, vorliegt, kann für diesen Referenzfall ein hoher Anteil von 50 % für die Wärmenutzung angesetzt werden. Dagegen wird für die Referenzanlage 2 nur eine Wärmenutzung von 30 % angenommen, da in diesem Fall eine Nutzung der Abwärme nur durch erhöhten technischen Aufwand (zusätzliche Wärmetauscher) zu bewerkstelligen wäre. Eine Gärresttrocknung wie im Falle der Referenzanlage 1 ist damit vergleichsweise wenig sinnvoll.

Für die Referenzanlage 2 wurde darüber hinaus ein etwas leistungsstärkeres BHKW eingesetzt, um die zur Verfügung stehende Biogasmenge und damit Brennstoffleistung möglichst gut auszunutzen. Der elektrische Jahresnutzungsgrad wird mit 39 % angesetzt, der thermische Jahresnutzungsgrad beträgt 39 %. Damit ergibt sich für die Variante mit Zündstrahlmotor eine um fast 40 % höhere Strombereitstellung als für die Referenzanlage 1. Gleichzeitig wird eine geringere Wärmenutzung angesetzt, so dass im Referenzfall 1 mehr als doppelt so viel Wärme genutzt wird.

			Referenz- anlage 1 (Mikrogasturbine)	Referenz- anlage 2 (Zündstrahler)
BHKW	Elektrische Leistung	kW	130	150
	rechnerische el. Leistung	kW	93	129
	Jahresnutzungsgrad elektrisch	-	0,28	0,39
	Thermische Leistung	kW	230	146
	Jahresnutzungsgrad thermisch	-	0,58	0,39
	Wärmebereitstellung	MWh/a	1.687	1.134
	Wärmenutzung	MWh/a	843	340
	Strombereitstellung	MWh/a	814	1.134
	Stromeigenbedarf Gesamtsystem	MWh/a	81	79
	Volllaststunden	h	6.264	7.562

Tabelle 7.7 Technische Daten der Blockheizkraftwerke der Referenzanlagen 1 und 2

Bei einer Betrachtung der Volllaststundenzahlen zeigt sich, dass die Mikrogasturbine sogar etwas zu groß für diese Biogasanlagenkonfiguration ausgelegt ist. Die Brennstoffleistung, die von den beiden Mikrogasturbinen theoretisch verwertet werden könnte, liegt bei rund 450 kW. Dagegen beträgt die rechnerische Brennstoffleistung der jährlich zur Verfügung stehenden Brennstoffenergie von 2.910 MWh rund 330 kW. Das Zündstrahl-BHKW, das eine Brennstoffleistung von rund 370 kW aufweist, ist damit besser an das Brennstoffangebot angepasst. Jedoch lässt sich im Folgenden trotz der relativ geringen Auslastung der Mikrogasturbinen von knapp 6.300 Volllaststunden (bezogen auf den Stromoutput) zeigen, dass eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

			Referenz-anlage 1 (Mikrogasturbine)	Referenz- anlage 2 (Zündstrahler)
Investi- tion	BHKW	€	240.000	130.000
	Fermenter und Peripherie	€	425.000	425.000
	Summe	€	665.000	555.000
Substrat- kosten	Gülle	€/a	0	
	Grassilage in €/a	€/a	63.000	
	Triticale in €/a	€/a	9.380	
	Summe	€/a	72.380	
Jahreskosten	Annuität Investitionskosten	€/a	57.978	48.387
	Strombezugskosten im 1. Jahr	€/a	12.215	11.299
	Substratkosten im 1. Jahr	€/a	72.380	72.380
	Transportkosten im 1. Jahr	€/a	4.136	4.136
	Personaleinsatz im 1. Jahr	€/a	9.000	9.000
	Versicherungen im 1. Jahr	€/a	2.800	2.800
	Zündölkosten im 1. Jahr	€/a	0	22.103
Wartung & Instandhaltung im 1. Jahr	€/a	12.215	19.282	
Jahres- erlöse	Stromerlöse BHKW	€/a	213.107	267.338
	Wärmeerlöse im 1. Jahr	€/a	29.519	11.909
Wirtschaft- lichkeit	Kapitalwert nach 20 Jahren	€	625.339	691.625

Tabelle 7.8 Investitionskosten, jährliche Kosten und Erlöse

Die Gegenüberstellung der Investitionskosten für die beiden Referenzsysteme zeigt den derzeit noch gravierenden Nachteil beim Einsatz von Mikrogasturbinen: Die Investitionskosten für die jeweilige Mikrogasturbine einschließlich Peripherie und Montage sind wesentlich höher und werden für die vorliegende Berechnung mit 240.000 € angesetzt. Für die gesamte Biogasanlage einschließlich des Fermenters und BHKW ergeben sich somit Investitionskosten von 665.000 € für die Referenzanlage 1, während die Investitionssumme für die Referenzanlage 2 mit 555.000 € rund 17 % geringer ist.

Die Referenzanlage 2 stellt zwar fast 40 % mehr Strom bereit (vgl. Tabelle 7.8), die höheren Stromerlöse betragen jedoch mit gut 260.000 € nur rund 25 % mehr als bei der Referenzanlage 1. Mit der Mikrogasturbine kann der geringe Stromwirkungsgrad zum Teil durch den Innovationsbonus von 2 ct/kWh ausgeglichen werden. Außerdem können durch den erhöhten Wärmeabsatz mehr Erlöse aus dem KWK-Bonus eingerechnet werden.

### Parametervariationen

Der für die obige Wirtschaftlichkeitsberechnung angesetzte elektrische Jahresnutzungsgrad von 28 % für die Mikrogasturbine ist in der Praxis nur bei einer vorzüglich geplanten und professionell geregelten sowie betriebenen Anlage möglich. Um diese Tatsache im Rahmen der Berechnungen einfließen zu lassen, wird eine Variation der wichtigsten Parameter durchgeführt. Diese sind teilweise durch den Anlagenbetrieb beeinflussbar, andere sind durch die technischen Komponenten vorgegeben.

Die Parametervariation wird mit einer Sensitivitätsanalyse durchgeführt (Bild 7.6). Dabei gibt die Steilheit der Geraden die Sensitivität der Parameter an: Steile Kurven kennzeichnen Parameter mit großen Einfluss auf den Kapitalwert, während flache Kurven einen geringeren Einfluss auf das Ergebnis haben.

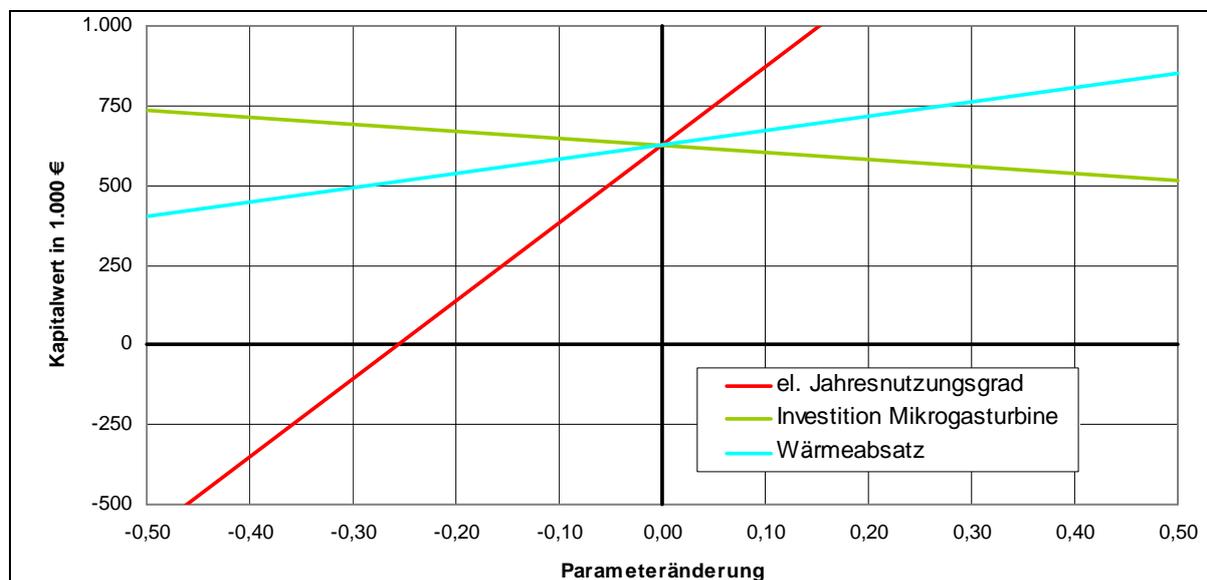


Bild 7.6 Sensitivitätsanalyse

Den deutlichsten Einfluss auf den Kapitalwert hat der elektrische Jahresnutzungsgrad. Ausgehend von 28 %, die für die obige Wirtschaftlichkeitsberechnung angesetzt wurden, zeigt sich, dass unter sonst konstanten Parametern mit einem um 25 % geringeren elektrischen Jahresnutzungsgrad ein Kapitalwert von 0 erreicht wird. Dieser Punkt entspricht einem absoluten Jahresnutzungsgrad von 21 %. Eine wesentliche Steigerung des Jahresnutzungsgrad über den Ausgangswert von 28 % ist nicht realistisch, weshalb die Gerade abgeschnitten ist. Auf der Erlöseite ist weiterhin der Wärmeabsatz von Bedeutung für den Kapitalwert. Ein Minderabsatz von 50 % auf der Wärmeseite unter sonst gleichen Rahmenbedingungen resultiert damit in einem Kapitalwert, der über ein Drittel geringer als der Ausgangswert ist.

Schließlich zeigt sich bei den Investitionskosten für die Mikrogasturbine eine ähnliche starke Abhängigkeit des Kapitalwerts. Bei einer Halbierung der Investitionskosten für die Mikrogasturbine läge der Kapitalwert unter sonst gleichen Bedingungen knapp 18 % höher.

Die Ergebnisse aus der Sensitivitätsanalyse verdeutlichen nochmals die notwendige Fokussierung auf einen hohen elektrischen Wirkungsgrad, da mit diesem die Wirtschaftlichkeit des Projekts steht oder fällt. Dagegen beeinflussen die vergleichsweise hohen Investitionskosten für eine Mikrogasturbine nicht im gleichen Ausmaß den Kapitalwert der Anlage. Da jedoch einer Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades aus Sicht des Herstellers Grenzen gesetzt sind, müssen die spezifischen Investitionskosten weiter sinken, um eine Alternative zu konventionellen BHKW darzustellen.

## 7.3 Klärgasanlagen

Im den folgenden Kapiteln werden Berechnungen zur Entwicklung der Wirtschaftlichkeit der Feldtestanlage Rosenfeld sowie zweier Referenzanlagen angestellt. Die erste Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt für die Feldtestanlage Rosenfeld. Dort wird seit 2005 ein Stirling-BHKW in der Kläranlage mit einem Anschlusswert von gut 5.000 EW eingesetzt. Aufbauend auf die Feldtestanlage wird eine Referenzanlage definiert, die einen optimalen Anlagenbetrieb simulieren soll.

Daneben wird eine Referenzanlage für eine größere Kläranlage mit einem Anschlusswert von 40.000 EW definiert, für die eine Vergleichsrechnung zwischen dem Einsatz einer Mikrogasturbine sowie eines Zündstrahl-BHKW erstellt wird. Die Wirtschaftlichkeit der beiden Referenzanlagen wird anhand einer Berechnung der jährlichen Energiekosten verglichen.

### 7.3.1 Stirling-BHKW in der Kläranlage Rosenfeld (Feldtestanlage)

Am Stirling-BHKW in der Kläranlage Rosenfeld wurden von März 2006 bis März 2008 Feldtests durchgeführt (vgl. 5.1.6). Die anhand der Messungen ermittelten wichtigsten Daten sowie allgemeine Daten zur Kläranlage in Rosenfeld sind in Tabelle 7.9 aufgeführt.

Einwohner Entwässerungsgebiet		3.250
Anschlusswert Kläranlage	EW	5.100
Gasproduktion	m <sup>3</sup> /a	40.000
Gasproduktion pro Tag	m <sup>3</sup> /d	110
Genutzte Gasmenge	m <sup>3</sup> /a	36.000
Genutzte Gasmenge pro Tag	m <sup>3</sup> /d	99
Stromverbrauch Kläranlage	MWh/a	250
Mittlere Leistung Gasnutzung	kW	25,8
Feuerungswärmeleistung SOLO-Stirling	kW	35
Elektrische Leistung SOLO-Stirling	kW	7,5
Mögliche Stromerzeugung ( $\eta = 22\%$ )	kWh/a	49.700
Tatsächliche Stromerzeugung 05/2005 bis 04/2006	kWh/a	33.500
Tatsächliche Stromerzeugung 2006	kWh/a	22.500

Tabelle 7.9 Zusammenstellung der wichtigsten Daten der Kläranlage Rosenfeld

Die Gasproduktion hat im Mittel in den Jahren 2003 bis 2006 einen Wert von rund 40.000 m<sup>3</sup> pro Jahr angenommen. Von der anfallenden Gasmenge wurden seit der Installation des Stirling-BHKW jährlich rund 90 % genutzt. Umgerechnet werden somit täglich rund 100 m<sup>3</sup> Klärgas energetisch genutzt. Monatlich ist ein Klärgasanfall von 2.500 bis 4.500 m<sup>3</sup> zu erwarten; im Sommer ist tendenziell mit mehr Klärgas zu rechnen als in den Wintermonaten (Bild 7.7). Von Januar 2003 bis Dezember 2006 wurde im Mittel ein Klärgasanfall von rund 3.400 m<sup>3</sup> pro Monat aufgezeichnet.

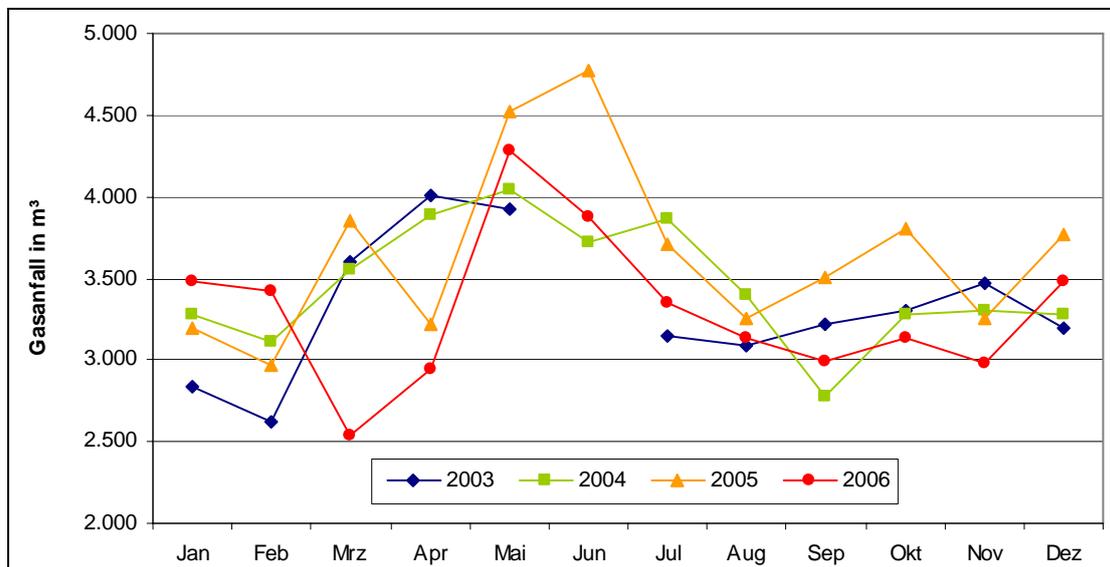


Bild 7.7 Monatlicher Gasanfall in der Kläranlage Rosenfeld von 2003 bis 2006<sup>xiii</sup>

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsrechnung sind die zwischen Mai 2005 und April 2006 gemessenen Mengen an erzeugtem Klärgas, zu gefeuertem Heizöl und ins Netz eingespeistem Strom. Das BHKW ging 2005 in Betrieb; die EEG-Vergütung wird somit für eine Inbetriebnahme im Jahr 2005 berechnet. Da die Kläranlage Rosenfeld Strom zu günstigen Bedingungen bezieht, ist es aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll, den gesamten vom Stirling-BHKW bereitgestellten Strom einzuspeisen. Die EEG-Vergütung liegt in diesem Fall über den Strombezugskosten. Dies kann bei anderen Kläranlagen durchaus umgekehrt sein, womit individuell entschieden werden muss, ob der Strom nach EEG-Konditionen eingespeist wird oder als Eigenstromerzeugung den Strombezug mindern kann.

Da das Stirling BHKW Ende 2006 sowie im Laufe des Jahres 2007 mehrmals wegen Defekten und/oder Wartungen stillstand, konnte als aktuellster zusammenhängender Zeitraum, in dem das BHKW ordnungsgemäß lief, nur der Zeitraum Mai 2005 bis April 2006 herangezogen werden.

Die Rechnung erfolgt mit Hilfe der Kapitalwertmethode, wodurch es möglich ist, die Änderung relevanter Parameter während der Laufzeit (Klärgasmenge, zusätzliche Wärmenutzung, Preissteigerungen bei den Betriebskosten) angemessen zu berücksichtigen. Angesetzt werden eine Projektlaufzeit von 20 Jahren und ein Kalkulationszinsfuß von 6 %. Die jährlichen Preissteigerungsraten sind in Tabelle 7.2 aufgeführt. Es wurden zwei verschiedene Fälle betrachtet:

- Die während des oben genannten Zeitraums gemessene Klärgasmenge bleibt über 20 Jahre konstant, ebenso der ins Netz eingespeiste Strom in Höhe von 33,5 MWh/a. Diese Strommenge entspricht einem in Rosenfeld gemessenen elektrischen Jahresnutzungsgrad von knapp 13 %.
- Die gemessene Klärgasmenge steigt während der ersten 10 Jahre insgesamt um 10 % an und bleibt weitere 10 Jahre konstant. Der elektrische Jahresnutzungsgrad verbessert sich jedoch

<sup>xiii</sup> Juni 2003: Gaszähler defekt



nicht, so dass die Stromerzeugung lediglich proportional zur ansteigenden Klärgasmenge wächst.

Als Nettoinvestitionskosten gingen rund 34.200 € in die Rechnung ein, was den in Rosenfeld tatsächlich angefallenen Kosten entspricht. Auf das Stirling-BHKW entfallen davon rund 26.700 €, der Rest sind Planung und Einbindung. Ein Zuschuss des Wirtschaftsministeriums reduzierte die Anfangsinvestition für die Stadt Rosenfeld um 7.500 €. Für die Instandhaltungskosten des Stirlingmoduls gibt es noch keine abgesicherten Werte. Der angesetzte Wert beläuft sich einschließlich Peripherie auf 500 € pro Jahr. Die Kosten für Hilfsstrom und Heizöl entsprechen dagegen den tatsächlichen Aufwendungen. Obwohl Stirlingmotoren hohe Standzeiten im Betrieb prognostiziert werden, wurde angenommen, dass nach 10 bis 12 Jahren Ersatzinvestitionen in Höhe von 4.000 € aufzubringen sind. Auch diese Annahme bedarf allerdings noch der Verifizierung in der Praxis.

Da das BHKW in den Wintermonaten den Wärmebedarf des Faulturms nicht vollständig decken kann, muss zugeheizt werden. Dies erfolgt über den bereits in der Kläranlage vorhandenen Ölkessel. Mit diesem werden jährlich 10 MWh zusätzliche Wärme bereitgestellt, wofür pro Jahr mit einem Ölverbrauch von rund 1.150 l gerechnet werden kann.

Der geringe Stromwirkungsgrad, der bisher in Rosenfeld gemessen wurde, hat zur Folge, dass das Stirling-BHKW nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Der Kapitalwert beider Varianten ist negativ und damit die Gewinnschwelle noch nicht erreicht. Im ersten Fall, d.h. bei konstanter Klärgasmenge und einem elektrischen Jahresnutzungsgrad von 13 % beträgt der Kapitalwert rund -6.500 €. Der Anstieg der Klärgasproduktion ändert daran nichts grundsätzlich: Für die Variante 2, für die ein leichtes Ansteigen der Klärgasproduktion angesetzt wurde, ergibt sich ein negativer Kapitalwert von rund 6.300 €.

Eine verbesserte Rentabilität kann erst mit einer deutlich höheren Stromproduktion bei elektrischen Wirkungsgraden erreicht werden, die den Werten auf dem Prüfstand bzw. dem Datenblatt entsprechen. Dies wird im Kapitel 7.3.2 anhand eines Referenzsystems verdeutlicht werden.

Für die Anlage Rosenfeld bedeutet dies: Eine Wirtschaftlichkeit über eine Betrachtungsdauer von 20 Jahren ist nur gegeben, wenn die möglichen Stromwirkungsgrade annähernd erreicht werden und dies auch nur unter der hier gegebenen finanziellen Unterstützung vom Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg. Für den Anlagenbetrieb in der Praxis sind einige grundsätzliche Möglichkeiten zur Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades gegeben. Dafür wird auf Kapitel 6.1.2 verwiesen.

### 7.3.2 Referenzsystem Stirling-BHKW

Basierend auf den Daten der Kläranlage Rosenfeld wird im Folgenden ein Referenzsystem für die Nutzung eines Stirling-BHKW in einer Kläranlage vorgestellt. Grundlage des Referenzsystems ist die Kläranlage Rosenfeld, deren Eigenschaften im vorangegangenen Kapitel beschrieben wurden. Es wird angenommen, dass durch Bevölkerungszuwachs und Zugabe von Fetten die Klärgasmenge um insgesamt 10 % in den ersten 10 Jahren der Betrachtungsdauer von 20 Jahren steigt. Bild 7.8 zeigt schematisch die Größenordnungen der Energieflüsse im ersten Jahr, die für das Referenzsystem angesetzt wurden.

Die Kläranlage erzeugt jährlich insgesamt rund 37.500 m<sup>3</sup> Klärgas, von denen 35.000 m<sup>3</sup> im Stirling-BHKW verstromt werden. Der Methangehalt des Klärgases wird anhand von Messungen an der Kläranlage Rosenfeld mit 60 % angesetzt. Für das Stirling-BHKW werden optimale Jahresnutzungsgrade (22 % elektrisch und 90 % Gesamtnutzungsgrad) angesetzt. Das Stirling-BHKW stellt somit unter diesen Rahmenbedingungen im ersten Jahr 143 MWh Wärme zur Beheizung des Faulturms und des Betriebsgebäudes bereit (im Sommer kann der möglicherweise anfallende Wärmeüberschuss zur Klärschlamm-trocknung verwendet werden). Daneben fallen im ersten Jahr 46 MWh Strom an, die vollständig in das Netz eingespeist und nach dem EEG vergütet werden.

Entsprechend dem Ansteigen der Klärgasmenge um 10 % in den ersten 10 Jahren der Betrachtungsdauer steigt auch die Strom- und Wärmeproduktion des BHKW an.

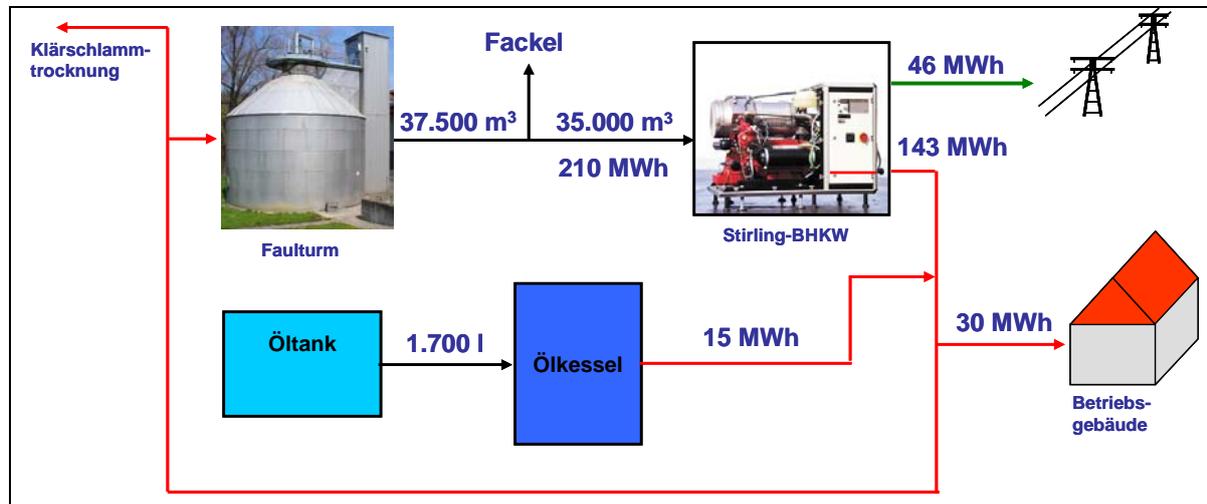


Bild 7.8 Energieflüsse des Referenzsystems Kläranlage im Jahr der Inbetriebnahme

Für das Betriebsgebäude wurde über eine Wärmebedarfsberechnung ein Wärmebedarf von jährlich  $30 \text{ MWh}$  ermittelt. Ein zusätzlicher Ölkessel sorgt an kalten Wintertagen für die Deckung des Wärmebedarfs von Faulturm und Betriebsgebäude. Der Großteil der Wärmemenge wird zur Beheizung des Faulturms auf konstant  $28 \text{ }^\circ\text{C}$  genutzt. Daneben kann ein Teil der Wärmemenge theoretisch auch zur Klärschlamm-trocknung verwendet werden. Im Vergleich zu den Wirtschaftlichkeitsberechnungen im vorangegangenen Kapitel 7.3.1 müssen im Falle des Referenzsystems rund 50 % mehr Heizöl zugeführt werden. Notwendig wird dies dadurch, dass der höhere Stromwirkungsgrad zu Lasten der Wärmemenge geht. Somit müssen jährlich rund  $15 \text{ MWh}$  Wärme bzw.  $1.700 \text{ l}$  Heizöl zugeführt werden.

Es wird angenommen, dass die Investition im Jahr 2009 getätigt wird und vollständig aus Eigenkapital finanziert wird. Die Nettoinvestitionskosten von rund  $34.000 \text{ €}$  setzen sich aus der Investition von rund  $27.000 \text{ €}$  für das Stirling-BHKW sowie den Kosten für Planung und Einbindung zusammen. Durch die Einführung des Mini-KWK-Programms im September 2008 kann ein Investitionskostenzuschuss von  $8.875 \text{ €}$  in die Wirtschaftlichkeitsberechnung einbezogen werden (vgl. Kapitel 3.2.2). Für das Jahr 12 wurde eine Ersatzinvestition von  $4.000 \text{ €}$  angenommen. Alle Hilfsstrom- und sonstigen Hilfsenergiekosten wurden anhand des Betriebstagebuchs der Kläranlage Rosenfeld angesetzt.

Einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Projekts hat neben der erzeugten Strommenge auch das Preisniveau des zugeführten Heizöls. Für das Jahr 2009 wird ein Heizölpreis von  $65 \text{ ct/l}$  angesetzt, die jährliche Preissteigerungsrate für Heizöl wird mit  $3,5 \text{ \% p.a.}$  angenommen. Des Weiteren wurden eine Projektlaufzeit von 20 Jahren und ein kalkulatorischer Zins von  $6 \text{ \% p.a.}$  angesetzt. Darüber hinaus beträgt die Preissteigerungsrate bei den Wartungskosten  $2 \text{ \% p.a.}$  und für Hilfsenergiekosten  $3,5 \text{ \% p.a.}$  (vgl. Tabelle 7.2).

Unter diesen Randbedingungen bleibt ein derartiges Projekt unterhalb der Gewinnschwelle. Der Kapitalwert nach 20 Jahren beträgt  $-1.500 \text{ €}$  und liegt somit unter der Gewinnschwelle. Die Wirtschaftlichkeit ist unter diesen Randbedingungen nicht gegeben. Im Vergleich zu einer Kläranlage, die ihren Prozesswärmebedarf nur über einen Ölkessel deckt, ist die Variante mit Stirling-BHKW in den meisten Fällen wirtschaftlicher. Durch die Nutzung des Ölkessels entstehen keinerlei Erlöse, wie dies durch die Strombereitstellung mit dem Stirling-BHKW ermöglicht wird, sondern lediglich jährliche Kosten für das Heizöl. Mit der Investition in ein BHKW kann die jährlich notwendige Ölmenge reduziert werden.

Dies ist vom Wärmebedarf der jeweiligen Kläranlage abhängig und muss im Einzelfall genau betrachtet werden. Grundsätzlich ist der Einsatz eines BHKW nicht nur aus energetischer sondern in den meisten Fällen auch aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll. Ergibt sich ein positiver Kapitalwert für die hier berechnete Anlagenkonstellation, ist für das Gesamtsystem auch eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit gegeben, unabhängig davon, wie viel fossile Energieträger verdrängt werden. Um die Auswirkungen von Parameteränderungen auf den Kapitalwert zu analysieren, wird analog zu den Berechnungen für den Bereich Biogas eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Im Rahmen dieser Analyse werden die Parameter elektrischer Jahresnutzungsgrad, Volllaststunden sowie Investitionskosten variiert (Bild 7.9).

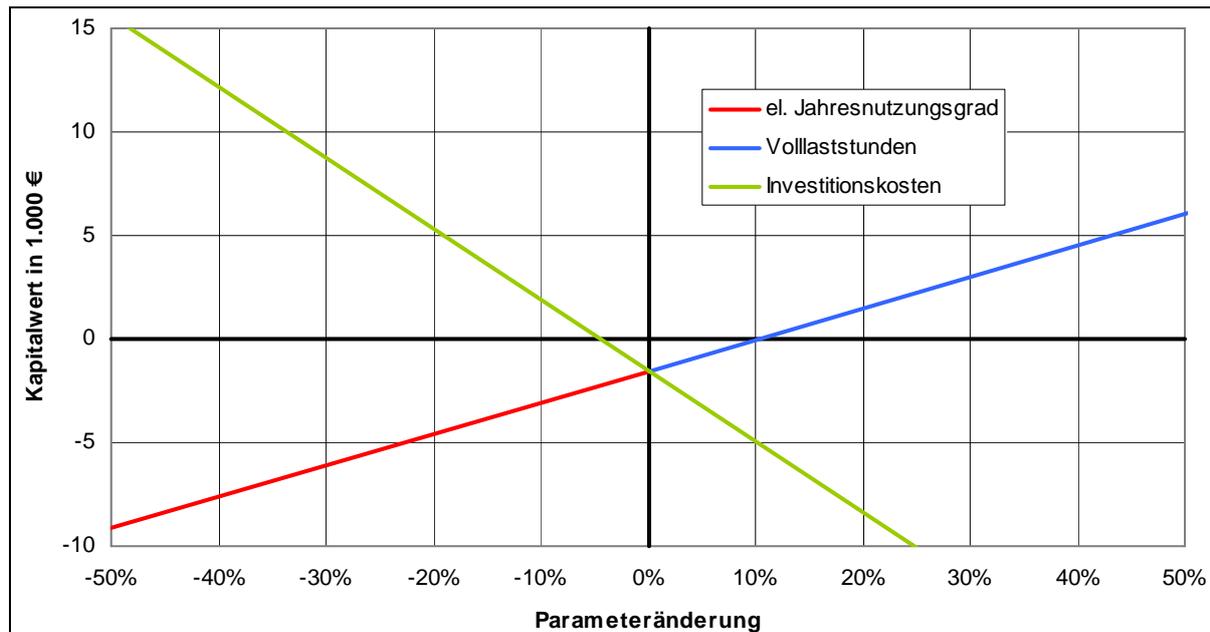


Bild 7.9 Sensitivitätsanalyse

Da eine Erhöhung des elektrischen Jahresnutzungsgrades sowie der Volllaststunden linear den Stromoutput erhöht, sind die Sensitivitätsgeraden dieser beiden Parameter identisch. Beim elektrischen Jahresnutzungsgrad ist jedoch nur eine Verringerung des Parameters relevant, da eine weitere Steigerung über den Ausgangswert von 22 % nicht realistisch ist. Dagegen ist die Gerade für den Parameter Volllaststunden nur für eine Erhöhung dieses Wertes von Bedeutung. Ausgehend von den für die Referenzanlage angesetzten knapp 6.200 Volllaststunden resultiert eine Erhöhung auf 7.000 Volllaststunden (knapp 14 %) bei sonst gleichbleibenden Parametern in einem positiven Kapitalwert. An der Steilheit der Gerade ist zu erkennen, dass sich eine Änderung des Parameters Investitionskosten noch deutlicher auf den Kapitalwert auswirkt als eine Änderung der übrigen Parameter. Hier ist bereits bei einer Kostensenkung von rund 5 % und sonst gleichen Bedingungen eine Wirtschaftlichkeit gegeben. Eine Voraussetzung dafür ist jedoch der Mini-KWK-Bonus (vgl. Kapitel 3.2.2), der überhaupt das Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle erlaubt.

Die wesentlichen Bedingungen zum Überschreiten der Wirtschaftlichkeitsschwelle der vorliegenden Referenzanlage sind, dass das Stirling-BHKW mit dem angesetzten Wirkungsgrad von 22 % betrieben werden kann und eine hohe Volllaststundenzahl im Bereich von 7.000 Stunden erreicht wird. Dies hat die Sensitivitätsanalyse gezeigt. Grundsätzlich sind diese Voraussetzungen mit Stirling-BHKW gegeben, da von wenig Wartungsaufwand und somit geringen Stillstandszeiten auszugehen ist. Es ist jedoch zu erkennen, dass die Grenzen, in denen ein Stirling-BHKW in einer Kläranlage wirtschaftlich betrieben werden kann, sehr eng sind. Durch weitere Kostensenkungen bei der Herstellung der Module kann jedoch die Wirtschaftlichkeit weiter verbessert werden, was unbedingt notwendig für eine breitere



Markteinführung ist. Hier besteht jedoch wie bei vielen neuen Technologien das Problem, dass aufgrund der noch hohen Kosten zu geringe Stückzahlen nachgefragt werden, als dass von Seiten der Produktion Kostensenkungen durch große Stückzahlen realisiert werden könnten. Aus diesem Grund kommt das Mini-KWK-Programm (vgl. Kapitel 3.2.2) der Markteinführung von kleinen Stirling-Aggregaten sehr entgegen.

### 7.3.3 Mikrogasturbine im Vergleich mit einem Zündstrahl-BHKW

Mit den folgenden Berechnungen soll der Einsatzbereich von Mikrogasturbinen in Kläranlagen anhand einer Wirtschaftlichkeitsberechnung analysiert werden. Dazu wird eine Kläranlage definiert, für die die Energieflüsse sowie die jährlichen Kosten für die Energieversorgung ermittelt werden. Darauf aufbauend wird untersucht, wie sich der Einsatz einer Mikrogasturbine bzw. eines Zündstrahl-BHKW auf die Energiebilanz sowie auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Als Vergleichswert für die Modellanlagen werden die jährlichen Energiekosten herangezogen. Diese setzen sich aus den Strombezugskosten sowie den Kosten für den Brennstoff zur Beheizung des Faulturms zusammen.

Für die beiden Referenzanlagen mit einer Mikrogasturbine bzw. mit einem Zündstrahl-BHKW wird eine Kläranlage mit einem Anschlusswert von rund 40.000 EW zugrunde gelegt. Bei den Berechnungen wird davon ausgegangen, dass beide Referenzsysteme auf derselben Kläranlage basieren. Im Mittelpunkt der Berechnungen liegen die Deckung des Wärmebedarfs für den Faultrum sowie der Strombedarf zur Aufrechterhaltung des Betriebs. Der Wärmebedarf wird im Basisfall durch einen Ölkessel gedeckt und der gesamte Strombedarf wird aus dem Netz bezogen. Mit den beiden Referenzanlagen wird schließlich ermittelt, ob durch den Einsatz eines BHKW eine kostengünstigere Energiebereitstellung für die Gesamtanlage realisiert werden kann. Es wird davon ausgegangen, dass sämtliche Anlagenkosten der Kläranlage vollständig abgeschrieben sind und für die Beheizung des Faulturms lediglich Brennstoffkosten bzw. für Stromkosten für den Anlagenbetrieb anfallen. Für die beiden Referenzfälle sind außerdem die Investitionskosten für die BHKW und Anlagentechnik für die Berechnung der Wärmegegostehungskosten zu bilanzieren. Daneben werden für die Referenzfälle auch die Wartungs- und Betriebskosten eingeschlossen, die über den Basisfall hinausgehen.

Es wird davon ausgegangen, dass in der Kläranlage bereits ein Faultrum vorhanden ist, das bereitgestellte Gas jedoch bisher nicht energetisch genutzt wurde. Weiterhin wird angenommen, dass die BHKW im Jahr 2009 in Betrieb gehen und die Strombezugskosten höher sind als die vom EEG gewährte Einspeisevergütung.

Rahmendaten Kläranlage	Angeschlossene Einwohnerwerte	EW	40.000
	Klärgasanfall (brutto)	m <sup>3</sup> /a	306.600
	Heizwert Klärgas	MWh/a	1.840
	Nutzbares Klärgas (netto)	MWh/a	1.540
	Strombedarf	MWh/a	1.200
	Wärmebedarf	MWh/a	1.000
Energiebezugspreise	Strompreis	ct/kWh	12
	Heizölpreis	ct/l	65

Tabelle 7.10 Rahmendaten der Kläranlage<sup>xiv</sup>

In beiden Referenzfällen wird somit bilanziert, dass der vom BHKW bereitgestellte Strom vollständig selbst genutzt wird. Der restliche Strombedarf wird aus dem Netz gedeckt. Der gesamte Strombedarf

<sup>xiv</sup> Der Strom- und Wärmebedarf wurden abgeschätzt nach: Bundesministerium für Land- und Forstwissenschaft Österreich: Energieoptimierung von Kläranlagen, Wien, April 2002

der Kläranlage wird mit 1.200 MWh/a angesetzt. Für die Beheizung des Faulturms werden jährlich rund 1.000 MWh Wärme benötigt. Tabelle 7.10 fasst die Daten zur Kläranlage zusammen.

Im Basisfall wird das Klärgas nicht energetisch genutzt, sondern lediglich abgefackelt, um die Treibhauswirksamkeit des im Klärgas enthaltenen Methans zu vermindern. Die zur Beheizung des Faulturms notwendige Wärme muss in diesem Fall vollständig vom Ölkessel bereit gestellt werden. Dabei werden bei einem Jahresnutzungsgrad von 80 % jährlich 125.000 l Heizöl verbraucht (Bild 7.10). Die wirtschaftliche Situation der Kläranlage ist in diesem Fall zu einem erheblichen Teil an den Heizölpreis und dessen Entwicklung gekoppelt.

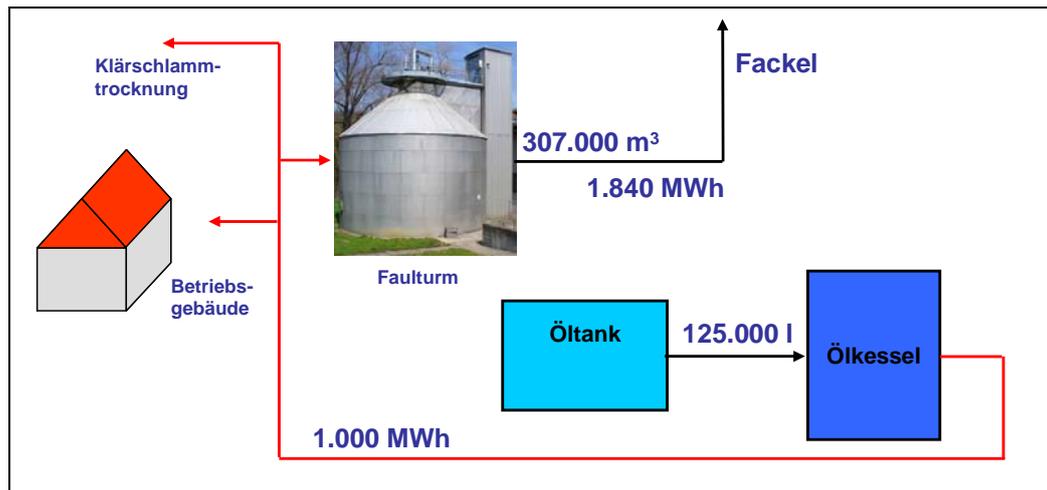


Bild 7.10: Energieflüsse in der Basisvariante

Die in der Basisvariante gegebene Abhängigkeit vom Heizölpreis sowie die im Klärgas enthaltene Energie legen die Erweiterung der Kläranlage um ein BHKW nahe. Dies wird mit den beiden folgenden Referenzvarianten untersucht. Für die Referenzvariante 1 wird angenommen, dass die Kläranlage durch eine Mikrogasturbine mit einer elektrischen Leistung von 65 kW erweitert wird. Diese wird wärmeseitig so in die Kläranlage eingebunden, dass ein Großteil der zur Beheizung des Faulturms notwendigen Wärme von der Mikrogasturbine bereit gestellt wird. Der Beitrag des Ölkessels zur Wärmeversorgung vermindert sich damit auf weniger als ein Achtel im Vergleich zur Basisvariante<sup>xv</sup>. Daneben stellt die Mikrogasturbine rund 430 MWh/a Strom bereit, womit der Strombezug um mehr als ein Drittel verringert werden kann.

<sup>xv</sup> Um die Vergleichbarkeit zur Basisvariante zu gewährleisten, wird kein Ersatz des Ölkessels durch einen effizienteren Kessel simuliert.

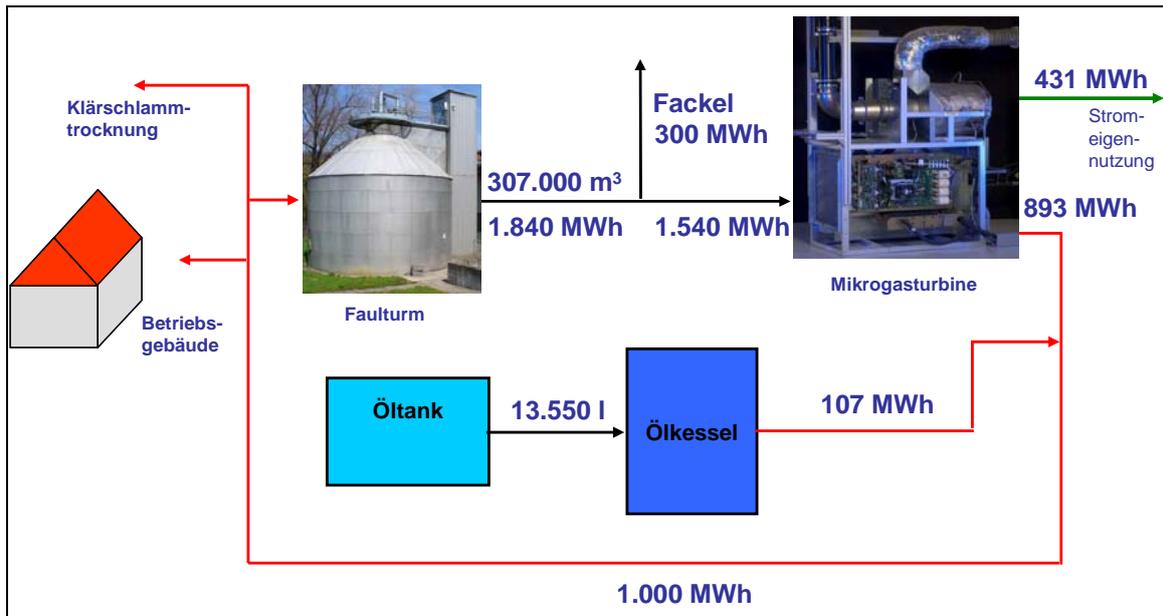


Bild 7.11: Energieflüsse in der Referenzvariante 1 mit Mikrogasturbine

Schließlich wird in der Referenzvariante 2 die Erweiterung der Kläranlage mit einem Zündstrahl-BHKW simuliert. Zwar wird in diesem Fall auch ein Teil des Heizöls eingespart. Durch den im Vergleich zur Mikrogasturbine geringeren thermischen Jahresnutzungsgrad muss jedoch noch fast die Hälfte der Prozesswärme für die Faulturmbeheizung vom Ölkessel bereitgestellt werden. Gleichzeitig wird mehr Strom bereitgestellt, so dass der Strombezug auf rund die Hälfte im Vergleich zur Basisvariante vermindert wird.

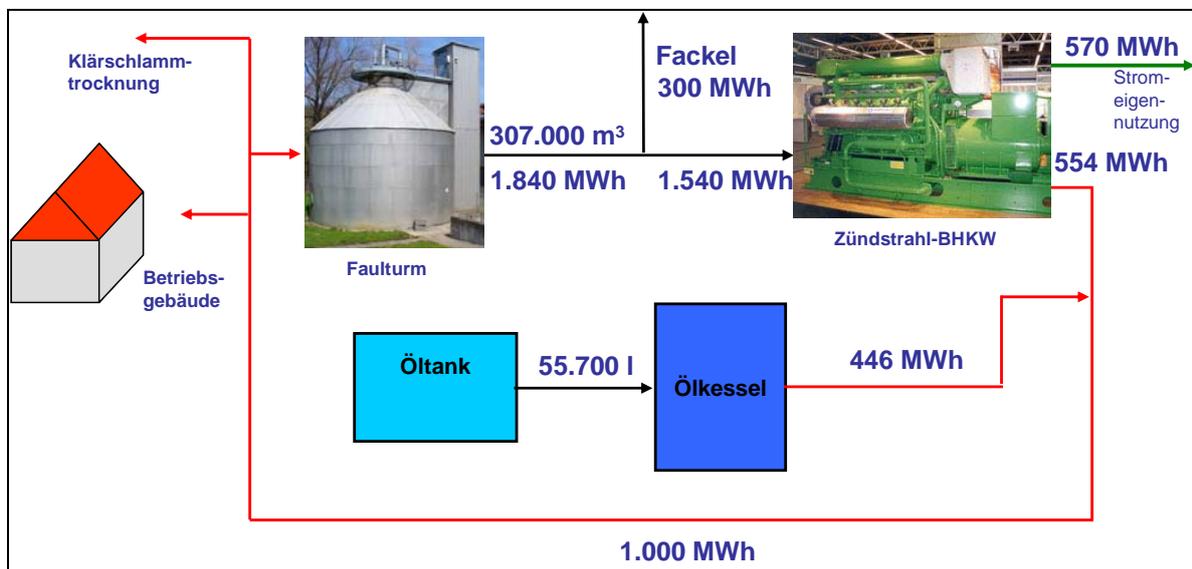


Bild 7.12: Energieflüsse in der Referenzvariante 2 mit Zündstrahlmotor

Die elektrische Leistung der BHKW richtet sich nach dem Volumenstrom des anfallenden Klärgases sowie nach den angebotenen Leistungsgrößen. Deshalb wird für die Referenzanlage 2 ein etwas größeres BHKW eingesetzt, das jedoch einen geringeren Gesamtjahresnutzungsgrad aufweist. Tabelle 7.11 stellt die Energieflüsse der drei Varianten tabellarisch gegenüber.

			Referenzanlagen		Basisfall
			Referenzanlage 1 (MGT)	Referenzanlage 2 (Zündstrahlmotor)	Ölbrenner
BHKW	el. Leistung	kW	65	75	-
	el. Jahresnutzungsgrad	-	0,28	0,37	-
	th. Leistung	kW	115	77	-
	th. Jahresnutzungsgrad	-	0,58	0,36	-
	Jahresnutzungsgrad	-	0,86	0,73	-
	Strombereitstellung	MWh/a	431	570	-
	Wärmebereitstellung	MWh/a	893	554	-
	Volllaststunden	h	6.600	7.600	-
Strom-/Wärmebezug	Zufeuerung Öl	MWh/a	107	446	1.000
	Ölmenge	l/a	13.350	55.700	125.000
	Strombezug	MWh/a	769	630	1.200

Tabelle 7.11 Energieflüsse der drei Varianten

Für die Erweiterung der Kläranlage mit einem BHKW werden die in Tabelle 7.12 gegebenen Investitionskosten angesetzt. Dabei werden für die Mikrogasturbine, die leistungsbezogen teurer ist, auch höhere Kosten zur Einbindung und für die Peripherie veranschlagt. Im Falle der Basisvariante wird keine Anlagenerweiterung vorgenommen. Deshalb entfallen auch die Investitionskosten. Für das zehnte Betriebsjahr wird eine Ersatzinvestition in Höhe von jeweils der Hälfte der Investitionskosten für das BHKW angenommen. Im Rahmen des BHKW-Betriebs fallen zusätzliche Personalkosten sowie Ausgaben für die Wartung und Instandhaltung der Anlagenerweiterung an. Diese Kosten werden für die wartungsarme Mikrogasturbine geringer angesetzt als für den Zündstrahlmotor.

			Referenzanlagen		Basisfall
			Referenzanlage 1 (MGT)	Referenzanlage 2 (Zündstrahlmotor)	Ölbrenner
Investitionskosten	BHKW	€	120.000	70.000	-
	Peripherie, Einbindung	€	30.000	10.000	-
	Summe	€	150.000	80.000	-
	Ersatzinvestition im Jahr 10	€	60.000	35.000	-
Jahreskosten	Annuität Investitionskosten	€/a	13.078	6.975	-
	Annuität Ersatzinvestition	€/a	2.921	1.704	-
	Wartung und Instandhaltung im 1. Jahr	€/a	6.468	9.687	-
	Zündölkosten im 1. Jahr	€/a	-	7.597	-
	Strombezugskosten im 1. Jahr	€/a	76.880	63.020	120.000
	Ölkosten im 1. Jahr	€/a	8.678	36.205	81.250
Energiekosten	erhöhte Personalkosten	€/a	1.500	2.000	-
	Gesamte Energiekosten im 1. Jahr	€/a	109.524	127.188	201.250
	Annuität der Energiekosten	€/a	146.925	172.337	282.383

Tabelle 7.12 Investitions- und Jahreskosten der drei Varianten

Erwartungsgemäß ergeben sich für Basisvariante (Ölkessel) die höchsten jährlichen Energiekosten. Dadurch, dass diese vollständig an die Preisentwicklung der fossilen Energieträger bzw. des Stroms gekoppelt sind<sup>xvi</sup>, steigen die Energiekosten im Basisfall schneller an als für die beiden Referenzanlagen. In diesen Fällen sind sowohl geringere jährliche Energiekosten zu verzeichnen als auch eine geringere Abhängigkeit von der Energiepreisentwicklung, da wesentliche Teile des

<sup>xvi</sup> Die angesetzten Preissteigerungsraten sind in Tabelle 7.2 angeführt.

Energiebedarfs durch das BHKW gedeckt werden. Die Entwicklung der Kosten zur Deckung des notwendigen Strom- und Wärmebedarfs zeigt Bild 7.13:

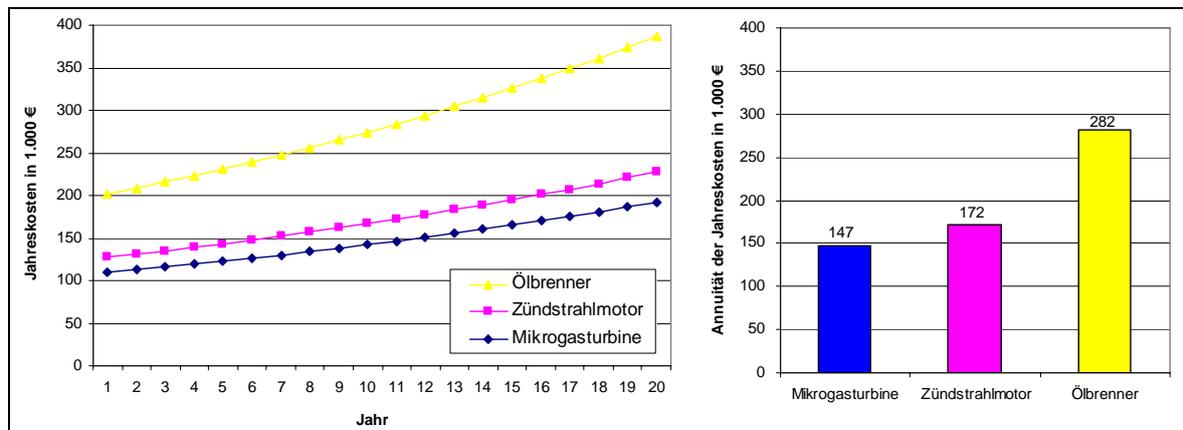


Bild 7.13: Entwicklung der jährlichen Energiekosten sowie Annuität zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs für die drei Varianten (Strombezugspreis 10 ct/kWh)

In den beiden Referenzvarianten mit Mikrogasturbine bzw. Zündstrahlmotor beträgt die Eigenbedarfsdeckung mehr als 50 %. Durch den höheren Gesamtnutzungsgrad der Mikrogasturbine (vgl. Tabelle 7.11) kann eine etwas höhere Eigenbedarfsdeckung (60 %) erreicht werden als in der Variante mit Zündstrahlmotor. Durch den höheren Eigenanteil an der Energiebedarfsdeckung steigen die Jahreskosten beim Einsatz einer Mikrogasturbine im Vergleich zu den beiden anderen Varianten am geringsten an.

Mit dem Kalkulationszinssatz von 6 % lassen sich die steigenden jährlichen Kosten in einen konstanten jährlichen Wert (Annuität) umrechnen, der neben der grafischen Veranschaulichung zum Vergleich der Varianten dient (vgl. Tabelle 7.12 und Tabelle 7.11 rechts). Über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren lassen sich die jährlichen Kosten mit den zugrunde gelegten Annahmen um fast die Hälfte beim Einsatz einer Mikrogasturbine und rund ein Drittel beim Einsatz eines Zündstrahl-BHKW vermindern.

Durch den Einsatz eines BHKW sinkt die Abhängigkeit von den Strom- und Ölpreisen sowie deren weiterer, unsicherer Entwicklung. Damit kann allgemein die Empfehlung ausgesprochen werden, eine Kläranlage mit fossiler Faulturmbeheizung und vollständigem Strombezug durch ein BHKW zu erweitern.

### Parametervariationen

Die Vorteilhaftigkeit einer Mikrogasturbine gegenüber einem Zündstrahlmotor ist für die vorgestellte Kläranlage bei Strombezugspreisen unter 23 ct/kWh gegeben. Da derartige Strompreise derzeit zumindest für Kläranlagen noch nicht vorherrschen, stellt dies lediglich eine theoretische Grenze für den Einsatz von Mikrogasturbinen in Kläranlagen dar. In der Praxis werden Mikrogasturbinen mit einem hohen Gesamtnutzungsgrad besser abschneiden, wenn wie hier ausgeführt, die bereitgestellten Strom- und Wärmemengen vollständig verwendet werden können.

Tatsächlich erhalten viele Kläranlagen Strom zu einem vergleichsweise niedrigen Preisniveau von 10 bis 12 ct/kWh. Damit ist für die vorgestellte modellhafte Kläranlage der Einsatz einer Mikrogasturbine aus wirtschaftlicher Sicht zu befürworten. Liegen die Strombezugskosten dauerhaft unterhalb von 9 ct/kWh (und damit unter der möglichen EEG-Vergütung einschließlich Technologiebonus) ist eine Einspeisung des Stroms die wirtschaftlich bessere Option. Es ist jedoch kaum davon auszugehen, dass über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ein gleichbleibender Strombezugspreis von unter 9 ct/kWh gegeben ist, weshalb in die Berechnung auch realistische Preissteigerungsraten eingeflossen sind (vgl. Tabelle 7.2).

Der ganzjährig vorhandene Prozesswärmebedarf in Kläranlagen stellt insbesondere für Mikrogasturbinen ein geeignetes Einsatzgebiet dar, da in diesem Fall die gesamte Wärmemenge zur Beheizung des Faulturms verwendet werden kann. Lediglich in kalten Wintertagen muss mit einem Spitzenlastkessel zugefeuert werden. Eine Minderung des Wärmeabsatzes bei den gezeigten Referenzanlagen wirkt sich negativ auf die Gesamtenergiekosten der Kläranlagen aus, da mehr Öl zugefeuert werden muss.

Wird angenommen, dass im Rahmen der Referenzanlage mit der Mikrogasturbine nur noch 75 % der Wärme abgesetzt werden kann, gleichen sich die Gesamtenergiekosten über den Betrachtungszeitraum an die Referenzanlage mit Zündstrahl-BHKW an. Bei einer detaillierten Anlagenauslegung ist folglich darauf Wert zu legen, dass die von der Mikrogasturbine bereitgestellte Wärmemenge vollständig genutzt werden kann.

Neben der Wärmenutzung hat die Strombereitstellung einen wesentlichen Einfluss auf die Verminderung des Strombezugs und damit der gesamten jährlichen Energiekosten. Für die Berechnung der Referenzanlage wurde von einem optimalen Jahresnutzungsgrad von 28 % ausgegangen. Eine Erhöhung dessen ist in der Praxis unwahrscheinlich, womit eine weitere Erhöhung der Stromproduktion ausgeschlossen ist. Eine Erhöhung der Stromproduktion ist lediglich durch eine höhere Volllaststundenzahl möglich. Dafür ist allerdings eine erhöhte Klärgasmenge notwendig, was nicht ohne weiteres zu realisieren ist. Eine erhöhte Volllaststundenzahl wirkt sich bei gleichbleibendem Wärmeabsatz analog zu einer Erhöhung des elektrischen Jahresnutzungsgrades aus. Eine Erhöhung der Wärmenutzung wird in diesem Fall ausgeschlossen, da davon ausgegangen wird, dass das BHKW im Hinblick auf die Wärmebereitstellung optimal an den Wärmebedarf angepasst ist. In diesem Fall stünde mehr Wärme zur Verfügung, als zur Beheizung des Fermenters notwendig ist. Damit wird keine Bereitstellung aus dem fossilen Spitzenlastkessel verdrängt, die Überschusswärme müsste ungenutzt an die Umgebung abgegeben werden. Wie Bild 7.14 zeigt, dürfte der elektrische Jahresnutzungsgrad um 30 % sinken, um immer noch geringere Jahresenergiekosten für das System mit der Mikrogasturbine zu ermöglichen. Würde allerdings die Nutzung der von der Mikrogasturbine bereitgestellten Wärme um 30 % zurückgehen, müsste der fossile Spitzenlastkessel mehr leisten, womit die jährlichen Gesamtenergiekosten bei sonst gleichen Rahmenbedingungen über den Wert des Referenzsystems mit Zündstrahl-BHKW ansteigen würden.

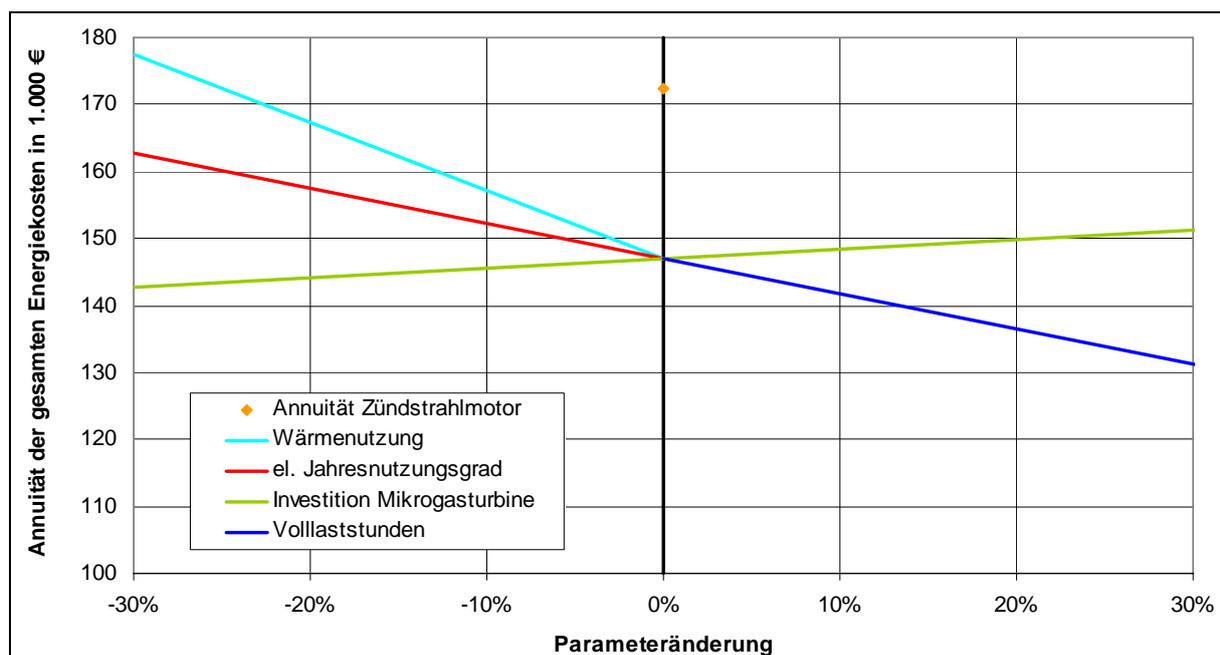


Bild 7.14: Sensitivitätsanalyse



Nicht zuletzt wirkt sich eine Änderung der Investitionskosten der Mikrogasturbine auf die Jahresenergiekosten aus. An der geringen Steigung der entsprechenden Geraden in Bild 7.14 ist allerdings zu erkennen, dass der Einfluss einer Änderung dieses Parameters nur geringe Auswirkungen auf die jährlichen Energiekosten hat. Die wirksamsten Einflussparameter sind der elektrische Jahresnutzungsgrad sowie die Auslastung, die beide möglichst hoch sein sollten.

Daraus lässt sich eine allgemeine Folgerung für den Einsatz von BHKW in Kläranlagen ableiten: Durch den Einsatz eines BHKW in Kläranlagen mit anaerober Faulung lassen sich große Einsparungen beim Bezug von Strom sowie Brennstoff zur Faulturnbeheizung erreichen. Eine Voraussetzung dafür ist, dass das BHKW auf den Wärmebedarf der Kläranlage angepasst ist. Damit kann eine maximale Verdrängung der bisherigen Wärmebereitstellung für den Faulturn erzielt werden. Gleichzeitig vermindert sich der Strombezug mit hohen elektrischen Jahresnutzungsgraden und einer hohen Auslastung.

Der Grenzpreis für den Strombezug, ab dem der Einsatz eines Zündstrahl-BHKW vorteilhafter ist als der Einsatz einer Mikrogasturbine, muss jedoch im Einzelfall genau bestimmt werden. Überschreitet der Strombezugspreis eine bestimmte Schwelle, kann mit einem Zündstrahl-BHKW mit hohem elektrischem Wirkungsgrad mehr hochpreisiger Strom eingespart werden als mit einer Mikrogasturbine mit geringerer Strombereitstellung. Bei den momentan für Kläranlagen vorherrschenden Strombezugspreisen von 10 bis 15 ct/kWh ist jedoch in den meisten Fällen eine Mikrogasturbine vorteilhafter als ein Zündstrahl-BHKW.



## 7.4 Potentialanalyse

### 7.4.1 SWOT-Analyse

Anhand einer SWOT-Analyse werden die technologiespezifischen Eigenschaften von Mikrogasturbinen und Stirling-BHKW übersichtlich dargestellt. Daraus lassen sich mögliche Strategien ableiten, um den Markteintritt anzuschieben bzw. um dabei potenzielle Risiken zu minimieren. Für die beiden Anlagentypen wird im Folgenden eine getrennte SWOT-Analyse durchgeführt. Für Stirling-BHKW ergeben sich folgende Stärken/Schwächen sowie Chancen/Risiken (Tabelle 7.13):

<b>Stärken</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Geringer Wartungsaufwand</li> <li>- Hohe Brennstoffflexibilität</li> <li>- Geringe Schadstoffemissionen</li> </ul>	<b>Chancen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nischenanwendungen</li> <li>- Bereitstellung von Niedertemperatur-Prozesswärme</li> <li>- Förderliche Bedingungen durch das EEG und das Mini-KWK-Programm</li> </ul>
<b>Schwächen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Geringer elektrischer Wirkungsgrad</li> <li>- Noch hohe Investitionskosten</li> <li>- Geringes Temperaturniveau der Wärme</li> </ul>	<b>Risiken</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Konkurrenz mit Motor-BHKW (abseits geeigneter Nischenmärkte)</li> <li>- Elektrischer Wirkungsgrad und geringer Wartungsaufwand können im Dauerbetrieb nicht erreicht werden</li> </ul>

Tabelle 7.13 SWOT-Analyse für Stirling-BHKW

Daraus lassen sich folgende Strategien für Stirling-BHKW ableiten: Der Fokus sollte auf Nischenanwendungen liegen, die ganzjährig Niedertemperatur-Prozesswärme benötigen, da in den meisten Bereichen kaum mit konventionellen Motor-BHKW konkurriert werden kann. Nur in diesen Nischen können die beiden wichtigsten Nachteile von Stirling-BHKW – elektrischer Wirkungsgrad und hohe Investitionskosten – kompensiert und gleichzeitig die Stärken ausgespielt werden.

Ähnlich stellt sich die SWOT-Matrix für die Mikrogasturbinen ein (Tabelle 7.14). Auch hier bestehen aufgrund der Anlagencharakteristika ähnliche Stärken/Schwächen sowie Chancen/Risiken wie bei den Stirling-BHKW:

<b>Stärken</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Geringer Wartungsaufwand</li> <li>- Lange Standzeiten</li> <li>- Geringe Schadstoffemissionen</li> <li>- Wärme liegt in einem einzigen Medium vor (Abgas)</li> </ul>	<b>Chancen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nischenanwendungen</li> <li>- Neue Wärmenutzungskonzepte (Direktnutzung des heißen Abgases)</li> <li>- Förderliche Bedingungen durch das EEG (Technologie-Bonus und KWK-Bonus)</li> </ul>
<b>Schwächen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Geringer elektrischer Wirkungsgrad</li> <li>- Noch hohe Investitionskosten</li> </ul>	<b>Risiken</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Konkurrenz mit Motor-BHKW (abseits geeigneter Nischenmärkte)</li> <li>- Elektrischer Wirkungsgrad und geringer Wartungsaufwand können im Dauerbetrieb nicht erreicht werden</li> </ul>

Tabelle 7.14 SWOT-Analyse für Mikrogasturbinen



Analog zu den Stirling-Anlagen sollte eine Strategie auf Nischenmärkte zielen, in denen die spezifischen Vorteile der Mikrogasturbinen genutzt und die Schwächen überkompensiert werden können. Bei den Mikrogasturbinen sollte dabei der Fokus auf intelligente Wärmenutzungskonzepte gelegt werden. Dies wird begünstigt durch die Erhöhung des KWK-Bonus und einiger interessanter potenzieller Anwendungsgebiete in der Positiv-Liste zum KWK-Bonus.

Die SWOT-Analyse für die beiden Technologien lässt erkennen, dass die beiden Technologien nicht dazu in der Lage sind, konventionelle Motor-BHKW zu ersetzen und stattdessen der Fokus auf Nischenanwendungen gelegt werden muss. Insbesondere die direkte Nutzung der allein im Abgas vorliegenden Wärme für Trocknungsprozesse ist hier zu nennen.

## 7.4.2 Zusammenfassung und Potentiale von Stirling-BHKW und Mikrogasturbinen an Biogasanlagen

### Stirling-BHKW

Nach einer näheren Betrachtung der Einsatzmöglichkeiten von Stirling-BHKW in Biogasanlagen kann in Bezug auf die Potenziale geschlossen werden: Der Einsatz von Stirling-BHKW als Haupt-BHKW an einer Biogasanlage scheidet zumindest für eine stromnetzgekoppelte Nutzung aus. Da selbst vergleichbare Kleinanlagen mit rund 10 kW<sub>el</sub> und konventionellen BHKW kaum wirtschaftlich zu betreiben sind, ist dies bei Biogasanlagen mit Stirling-BHKW verstärkt der Fall. Durch die hohen Anforderungen an den Wärmetauscher und den robusteren Aufbau bei voll gekapselten Maschinen werden Stirling-BHKW auch nach einer erfolgreichen Markteinführung und einer Produktion mit höheren Stückzahlen nur zu höheren spezifischen Investitionskosten verfügbar sein. Im Vergleich zu konventionellen BHKW-Lösungen an Kleinst-Biogasanlagen kann für den Einsatz zur netzgekoppelten Stromerzeugung als Haupt-BHKW kein Potenzial attestiert werden. Allein bei Nischenanwendungen z.B. als Grundlastkraftwerk in netzfernen Inselsystemen kann der Einsatz eines Stirling-BHKW an einer Kleinst-Biogasanlage wirtschaftlich vertretbar sein.

Wie hier untersucht wurde, eignet sich ein Stirling-BHKW zur Beheizung des Fermenters der Biogasanlage, wenn das Haupt-BHKW räumlich getrennt vom Fermenter errichtet werden soll. Dies ist hauptsächlich dadurch erforderlich, dass bei den meisten Biogasanlagen keine ausreichende Wärmesenke in der Nähe des Fermenters nutzbar ist. Eine signifikante Wärmenutzung ist jedoch eine Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage. Wie in diesem Projekt anhand von Referenzsystemen vorgestellt wurde, kann die Überbrückung der Distanz zwischen Fermenter und Wärmesenke über eine Biogasleitung realisiert werden. Seit 2008 besteht im Rahmen des Marktanreizprogramms die Möglichkeit, zusätzlich zur EEG-Vergütung einen Investitionskostenzuschuss in Höhe von 30 % der Nettoinvestitionskosten der Biogasleitung (einschließlich Druckerhöhungsanlage und Entfeuchtungsvorrichtung) zu erhalten, sofern das darin transportierte Biogas einer KWK-Anwendung zugeführt wird. Die Distanz zwischen Fermenter und Wärmesenke kann außerdem über Nahwärmleitungen sowie die Einspeisung ins Erdgasnetz überbrückt werden. Für die Errichtung von Nahwärmnetzen sowie Anlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz sind im Marktanreizprogramm ebenso Mittel vorgesehen. Diese Lösungen in Verbindung mit einem Stirling-BHKW können jedoch im Rahmen dieses Projekts nicht näher untersucht werden. Über das Marktanreizprogramm hinaus ist die Einführung des Mini-KWK-Programms positiv zu bewerten, über das kleine BHKW bis zu einer elektrischen Leistung von 50 kW mit einem Investitionskostenzuschuss gefördert werden. Davon profitieren insbesondere Stirling-BHKW, die praktisch ausschließlich in diesem Leistungsbereich angesiedelt sind.



Im Vergleich mit einer konventionellen Fermenterbeheizung hat sich für das Stirling-BHKW als Fermenterbeheizung gezeigt, dass trotz der höheren Investitionskosten ein höherer Kapitalwert erreicht wird. Dabei übersteigt der Kapitalwert deutlich den Differenzbetrag bei der Investition. Anders ausgedrückt: Im Rahmen dieser Anlagenkonfiguration erwirtschaftet ein BHKW über die Nutzungsdauer mehr Erlöse, die abgezinst auf den Investitionszeitpunkt höher sind, als die Investition für das BHKW.

Durch das niedrige Temperaturniveau der von Stirling-BHKW bereitgestellten Wärme lässt sich diese nicht sinnvoll in Anwendungen zur Bereitstellung von Raumwärme nutzen. Der Wärmetransport über ein Nahwärmesystem scheidet wegen des niedrigen Temperaturniveaus auch aus. Wie im Berechnungsbeispiel dargestellt, lassen sich Stirling-BHKW wärmeseitig nur in solchen Fällen einsetzen, wo ein relativ konstanter Wärmebedarf auf niedrigem Temperaturniveau besteht. Dies trifft im Falle einer Fermenterbeheizung zu, wo das ganze Jahr über Niedertemperatur-Prozesswärme zur Aufrechterhaltung des Gärprozesses im Fermenter benötigt wird.

Wie im Berechnungsbeispiel dargestellt, kann ein Stirling-BHKW zur Fermenterbeheizung einer Biogasanlage mit einer Leistung von 120 bis 150 kW<sub>el</sub> zum Einsatz kommen. Damit wird eine vom Haupt-BHKW der Biogasanlage unabhängige Wärmeversorgung des Fermenters gewährleistet. Diese kann, wie auch gezeigt wurde, über einen Biogasbrenner realisiert werden. Im Falle des Einsatzes eines Stirling-BHKW zur Fermenterbeheizung werden jedoch zusätzliche EEG-Stromerlöse erzielt, die über eine Betrachtungsdauer von 20 Jahren den Mehraufwand bei der Investition deutlich überkompensieren. Eine Trennung von Fermenter und Haupt-BHKW durch eine Biogasleitung ist insoweit sinnvoll, als dass ein signifikanter Wärmeabsatz durch die erweiterten Standortmöglichkeiten des BHKW gewährleistet werden kann. Ein Einsatz eines Stirling-BHKW an einer Biogasanlage, in der Biogas aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird, lässt sich im Leistungsbereich des Stirling-BHKW nicht darstellen: Wie im Berechnungsbeispiel gezeigt wurde, eignet sich das Stirling-BHKW hinsichtlich seiner Leistung zu Einsatz an einer Biogasanlage mit 120 bis 150 kW<sub>el</sub> mit einem Biogasvolumenstrom von rund 65 m<sup>3</sup>/h. Anlagen, die Biogas in das Ergasnetz einspeisen, sind erst ab einer Anlagengröße mit Volumenströmen im Bereich ab 250 m<sup>3</sup>/h sinnvoll.

Ausgehend von Schätzungen des Fachverbands Biogas [Olzem] kann für Baden-Württemberg im Jahr 2009 ein Zubau von ca. 120 Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von 20 MW<sub>el</sub> angenommen werden. Davon sind möglicherweise mehr als die Hälfte Anlagen im Bereich von 150 kW<sub>el</sub>. Inwiefern diese Anlagen an Standorten errichtet werden, die ein Anlagenkonzept mit Biogasleitung und Stirling-BHKW als Fermenterbeheizung zulassen, kann nicht beurteilt werden. Darüber hinaus verhindert der momentan sehr volatile Biogasmärkte eine gesicherte Prognose für die kommenden Jahre.

Die Verunsicherung der Branche sowie die gestiegenen Kosten für nachwachsende Rohstoffe können zumindest teilweise mit dem novellierten EEG aufgefangen werden, das am 1. Januar 2009 in Kraft getreten ist. Von der Erhöhung der Vergütungssätze profitieren zu einem erheblichen Teil auch Altanlagen, da die Erhöhung des Nawaro-Bonus sowie des KWK-Bonus auch für diese gilt.

Eine absolut unumgängliche Voraussetzung für den Einsatz von Stirling-BHKW zur Fermenterbeheizung in Biogasanlagen ist jedoch, dass die Stillstandszeiten des Stirling-BHKW gering und Wartungsintervalle ausreichend lang sind, um die Biogasproduktion auf konstantem Niveau zu halten. Damit soll unnötiges Anfahren der Biogasanlage verhindert werden. Um die Praxiseignung des hier vorgestellten Referenzsystems zu testen, wird empfohlen, ein Pilotprojekt zu initiieren bzw. die Umrüstung einer bestehenden Biogasanlage geeigneter Größe auf eine Fermenterbeheizung mit einem Stirling-BHKW durch einen Investitionskostenzuschuss sowie durch eine wissenschaftliche Begleitung zu fördern. Eine Umrüstung sollte jedoch nur in dem Fall unterstützt werden, wenn die vom Haupt-BHKW bereitgestellte Wärme zu einem Mindestanteil genutzt wird.



## Mikrogasturbinen

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen für den Einsatz von Mikrogasturbinen an Biogasanlagen haben aufgezeigt, dass in diesem Bereich ein potenzielles Einsatzgebiet besteht. Eine Grundvoraussetzung ist dafür allerdings das Vorhandensein eines schlüssigen Wärmenutzungskonzepts. Durch den vergleichsweise hohen thermischen Wirkungsgrad im Vergleich zu Motor-BHKW und durch die Eigenschaften des Abgases als Wärmeträgermedium müssen geeignete Wärmesenken vor Ort sein oder neu erschlossen werden. Durch den geringen Schadstoffgehalt des Abgases aus Mikrogasturbinen kann dieses direkt für vielfältige Trocknungs- oder Wärmeanwendungen genutzt werden. Gemäß der Positivliste für den KWK-Bonus im novellierten EEG 2009 gelten als Wärmenutzung die Prozesswärme bei der Herstellung von Holzpellets, die Beheizung von Unterglasanlagen (Gewächshäusern), Prozesswärme für die Gärrestaufbereitung zur Düngerherstellung sowie die Beheizung von Stallungen oder Betriebsgebäuden zur Geflügelaufzucht. Diese Einsatzbereiche sind für eine direkte Nutzung des Abgases aus der Mikrogasturbine ideal geeignet, ein zusätzlicher Wärmetauscher ist nicht notwendig.

Im Leistungsbereich bis 150 kW<sub>el</sub> ist im Jahr 2009 der Großteil der Biogasanlagen in Baden-Württemberg zu erwarten. Bis auf vereinzelte Großanlagen zur Einspeisung in das Erdgasnetz wird sich der Biogasmarkt damit hauptsächlich auf ein potenziell interessantes Einsatzspektrum für Mikrogasturbinen konzentrieren. Ein mögliches Potenzial ist damit vorhanden, aber aufgrund der nicht vorhersehbaren tatsächlichen Marktentwicklung kann ebenso wie für den Einsatz von Stirling-BHKW an Biogasanlagen keine detaillierte Prognose für Mikrogasturbinen angegeben werden. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass 50 bis 100 Anlagen in dem für die Mikrogasturbine interessanten Einsatzgebiet zwischen 50 und 150 kW<sub>el</sub> in Betrieb gehen werden. Diese Zahl wird allerdings wieder limitiert durch die Anforderung an das Wärmenutzungskonzept. Es ist somit eher damit zu rechnen, dass sich nur eine geringe Anzahl von Anlagen im einstelligen bis unteren zweistelligen Bereich für den Einsatz einer Mikrogasturbine eignet. Diese Abschätzung ist jedoch vor dem Hintergrund einer nicht prognostizierbaren Marktentwicklung im Hinblick auf das novellierte EEG zu sehen.

Ein weiteres interessantes Einsatzgebiet für Mikrogasturbinen ist der Einsatz als Fermenterbeheizung bzw. Gärresttrocknung bei größeren Biogasanlagen, was jedoch im Rahmen dieses Projekts nicht untersucht werden kann. Größere Biogasanlagen im Megawattbereich werden voraussichtlich mit dem Inkrafttreten des EEG 2009 hauptsächlich als Anlagen zur Biogaseinspeisung realisiert werden. Mit zunehmender Anlagengröße steigt nicht nur die Substratmenge, die täglich in die Anlage eingebracht werden muss, sondern auch die Menge des Gärrests. Das Volumen bzw. die Masse der Substrate lässt sich dabei natürlich nicht vermindern, wohl aber die Masse und damit der Transportaufwand für den Gärrest. Angesichts der steigenden Energiepreise verteuert sich tendenziell auch der Abtransport des Gärrests. Ein Abtransport über weite Strecken ist notwendig, da die Flächen zur Ausbringung des Gärrests entweder nicht vorhanden sind oder weit verteilt sind. Durch eine Trocknung des Gärrests kann der Anteil der Trockensubstanz von üblicherweise rund 25 % auf etwa 90 % erhöht werden, die Menge des unnötig transportierten Wassers vermindert sich somit deutlich. Weiterhin ist förderlich, dass die Gärresttrocknung im novellierten EEG 2009 auf der Positivliste für den KWK-Bonus steht.



### 7.4.3 Zusammenfassung und Potentiale von Stirling-BHKW und Mikrogasturbinen in Kläranlagen

#### Stirling

Anhand der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die Feldtestanlage Rosenfeld sowie anhand der darauf aufbauenden Referenzanlage wurde die Eignung von Kläranlagen für den Einsatz von Stirling-BHKW aufgezeigt. Dafür sind jedoch einige Bedingungen notwendig, die im Rahmen der Berechnungen formuliert wurden. Sofern diese erfüllt sind, lässt sich ein Stirling-BHKW sinnvoll in einer Kläranlage einsetzen.

Ein Stirling-BHKW zur Beheizung des Faulturms kann in Kläranlagen der Größenklassen 2 und 3 (1.000 bis 10.000 EW) eingesetzt werden, wobei ein sinnvoller Einsatzbereich an der Grenze der beiden Größenklassen bei etwa 5.000 EW liegt. Im Einzelnen bieten sich jene Kläranlagen an, deren mittlerer Klärgas-Volumenstrom dem Bedarf eines Stirling-BHKW bei Nennbedingungen entspricht. Aus Tabelle 3.1 geht hervor, dass rund 75 Anlagen in Baden-Württemberg Klärgas bereitstellen, das nicht in Kraft-Wärme-Kopplung genutzt wird. Anhand von Bild 3.2 kann abgeschätzt werden, dass davon rund 30 Anlagen auf die Größenklassen 2 und 3 entfallen. Diese stehen damit potenziell für den Einsatz eines Stirling-BHKW zur Nutzung des Klärgases zur Verfügung. Grundsätzlich ist bei der Anlagenauslegung und bei der Auswahl von Kläranlagen darauf zu achten, dass die Wärmebereitstellung des Stirling-BHKW vollständig genutzt werden kann. Dies ermöglicht eine maximale Verdrängung der notwendigen Zufeuerung aus dem Spitzenlastkessel. Damit einher geht eine hohe Auslastung des Stirling-Aggregats, womit eine hohe Strombereitstellung ermöglicht wird. Im Hinblick auf den bereitgestellten Strom muss je nach Höhe des Strombezugspreises im Abgleich mit der möglichen EEG-Vergütung entschieden werden, ob der Strom selbst genutzt wird und damit der Strombezug vermindert wird, oder zu höheren Vergütungssätzen als dem Strombezugspreis vollständig eingespeist wird.

Förderlich im Hinblick auf eine Nutzung in Kläranlagen ist das Mini-KWK-Programm des Bundes. Kommunen, in deren Hand sich viele der Kläranlagen befinden, sind ausdrücklich antragsberechtigt. Darüber hinaus müssen die Preise für Stirling-BHKW weiter fallen, um eine Markteinführung mit nennenswerten Stückzahlen zu ermöglichen. Bei Kommunen kann möglicherweise ein Teil der Investitionskosten gemindert werden, indem Teile von Installation und Einbindung in Eigenleistung vorgenommen werden. Gegebenenfalls kann auch die laufende Wartung des BHKW im Rahmen von Eigenleistungen vorgenommen werden. Das Vorhandensein von technischem Know-how beim Betriebspersonal ist dafür allerdings eine Grundvoraussetzung.

#### Zusammenfassung Mikrogasturbinen

Wie auch beim Einsatz von Stirling-BHKW in Kläranlagen gilt auch für Mikrogasturbinen: Die Auslegung der Anlage muss auf eine vollständige Nutzung der Wärme ausgerichtet werden. Damit wird die Zufeuerung mit einem Spitzenlastkessel vermindert und für eine maximale Auslastung der Mikrogasturbine gesorgt. Möglicherweise bietet sich auch eine Nutzung der Abwärme zur Klärschlamm-trocknung an. Dadurch, dass die Abwärme des BHKW ausschließlich im Abgas vorliegt, kann dieses oder ein Teil davon zur direkten Trocknung des Klärschlammes verwendet werden.

Aus Tabelle 3.1 geht hervor, dass in Baden-Württemberg rund 75 Kläranlagen betrieben werden, die zwar Klärgas bereitstellen, welches jedoch nicht in Kraft-Wärme-Kopplung, sondern lediglich zur Wärmebereitstellung genutzt wird. Davon können anhand von Bild 3.2 rund 20 Kläranlagen der geeigneten Größenklasse 4 abgeschätzt werden. Da sich diese Größenklasse auf Kläranlagen mit Einwohnerwerten von 10.000 bis 100.000 bezieht, ist eine recht hohe Streuung gegeben. Es kann



jedoch davon ausgegangen werden, dass sich nicht alle dieser Anlagen für den Einsatz einer Mikrogasturbine eignen.

#### 7.4.4 Zusammenfassung und Potentiale von Stirling-BHKW und Mikrogasturbinen auf Deponien

Der Deponiegasmarkt in Deutschland ist weitgehend gesättigt. Durch das Verbot der Deponierung von unbehandelten organischen Materialien wird die Deponiegasproduktion mittel- bis langfristig auslaufen. Der Einsatz von Nahwärmenetzen oder Deponiegasleitungen erscheint aufgrund der meist siedlungsfernen Lage von Deponien als nicht wirtschaftlich und wenig sinnvoll. Für Deponiegasanlagen sollte aufgrund des fehlenden Wärmeabsatzes ein Hauptaugenmerk auf einem hohen elektrischen Wirkungsgrad liegen, was eher mit Zündstrahl- oder Gas-Otto-BHKW realisiert werden kann. Theoretisch lassen sich Stirling-BHKW bzw. Mikrogasturbinen zur Erneuerung bestehender Deponiegas-Anlagen einsetzen, die entweder zu groß für den über die Jahre gesunkenen Gasanfall sind oder bei Ersatzinvestitionen, bei denen das BHKW ausgetauscht werden muss. Dabei ist mit einzukalkulieren, dass der Gasanfall weiter absinkt und die notwendige Auslastung des BHKW nicht gewährleistet ist. Vor dem Hintergrund der fallenden Auslastung ist davon abzuraten, Stirling-BHKW oder Mikrogasturbinen auf Deponien einzusetzen.

Die wesentlichen Anforderungen, die an ein BHKW auf einer Deponie gestellt werden sind:

- Durch fehlende Wärmesenken bzw. vernachlässigbar geringe Wärmesenken (Betriebsgebäude) ist bei der Energieumwandlung des Deponiegases ein hoher Stromwirkungsgrad vordergründig.
- Eine sinkende Auslastung des BHKW ist zu erwarten und in die Kalkulation einzubeziehen.
- Durch die sinkende Auslastung ist möglichst ein spezifisch günstiges BHKW zu wählen (geringer Kapitaleinsatz pro  $kW_{el}$ ).

Die genannten Anforderungen weisen für eine Energienutzung von Deponiegas eindeutig in Richtung konventioneller Motor-BHKW und bieten kein sinnvolles Einsatzgebiet für ein Stirling-BHKW oder Mikrogasturbinen. Ein Potenzial für den Einsatz von Stirling-BHKW oder Mikrogasturbinen in Deponien kann somit nicht attestiert werden.

Selbst wenn bei einer Deponie nur wenig Klärgas anfällt, ist der Einsatz von Mikrogasturbinen bzw. Stirling-BHKW nicht zu empfehlen, da wegen des geringen elektrischen Wirkungsgrads und fehlenden Wärmeabsatzes keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. In diesem Fall ist ganz klar der Einsatz konventioneller Motor-BHKW mit hohem elektrischen Wirkungsgrad zu bevorzugen.



## 8 Fazit

### 8.1 Technische Optimierungspotentiale

#### 8.1.1 Stirlingmotor

Da das Projekt nicht zur Geräteentwicklung gedacht war, sondern auf bestehenden, bereits installierten Geräten aufsetzen sollte, kam als BHKW nur das Gerät der Firma SOLO Stirling in Frage. Zu dem war es das zu der Zeit einzig marktverfügbare Stirlingmotor-BHKW. (Mittlerweile ist das BHKW infolge der Insolvenz der Firma SOLO Stirling nicht mehr verfügbar.)

Die meisten Daten konnten an einer Kläranlage in Rosenfeld gesammelt werden, an der ein derartiges Stirlingmotor-BHKW über einen Zeitraum von drei Jahren mit Klärgas betrieben wurde, wovon zwei Jahre in den Rahmen des Projektes fielen. Nachdem im ersten Betriebsjahr ein durchschnittlicher elektrischer Wirkungsgrad von ca. 17% berechnet werden konnte, sank dieser Wert im 2. Jahr auf teilweise 10 – 13% ab. Als Ursache für diesen Rückgang wurden Partikelablagerungen aus dem Rauchgas, hier vornehmlich Siliziumdioxid, an den Wärmetauscherflächen, insbesondere im Luftvorwärmer und im Abgaswärmetauscher, identifiziert. Nach Installation eines umgestalteten Luftvorwärmers mit größeren Rippenabständen wurden im 3. Jahr wieder die Anfangswerte von im Mittel 17 % beobachtet. Dennoch ist auch hier eine Reinigung in regelmäßigen Abständen erforderlich. Diese Erfahrung zeigt, dass ein für den Betrieb mit Erdgas konzipiertes Stirlingmotor-BHKW nicht gänzlich ohne Anpassung auf Bio- oder Klärgas umzustellen ist. Es ist ergänzend anzumerken, dass die verbleibende Differenz des elektrischen Wirkungsgrades zu den Herstellerangaben von 22 – 24 % auf den überwiegenden Teillastbetrieb des BHKW an der betrachteten Kläranlage zurückzuführen ist.

Ein anderes BHKW der Marke SOLO Stirling wurde auf dem Prüfstand am Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) [IZES] in Saarbrücken mit Grubengas betrieben. Hier stand die Frage im Vordergrund, wie das Stirlingmotor-BHKW auf Brenngase mit stark schwankender und teilweise sehr niedriger Methan-Konzentration reagiert. Im Rahmen von stationären Prüfstandstests mit Grubengas mit Methankonzentrationen von 32 – 36% konnten die gleichen Leistungsdaten am SOLO Stirling BHKW gemessen werden wie in ähnlichen Prüfstandsversuchen mit Erdgas. Daraus lässt sich ableiten, dass geringe Methangehalte von der  $\lambda$ -Regelung am Brenner eines Stirlingmotor-BHKW abgefangen werden können, so dass keine Rückwirkungen auf den Betrieb des Stirlingmotors verbleiben und das Gerät auch bei extrem niedrigen Methangehalten sicher betrieben werden kann. Erwähnenswert ist weiterhin, dass sich das installierte Stirlingmotor-BHKW auch bei Methangehalten knapp unterhalb von 30 Vol.-% problemlos starten ließ, was vorteilhaft beispielsweise gegenüber Motor-BHKW ist.

An einem anderen Standort mit Biogasbetrieb wurde hingegen die beschränkte Einsatzfähigkeit des verwendeten BHKW der Firma SOLO Stirling infolge der auf 65°C begrenzten Vorlauftemperatur offensichtlich. Hier war das BHKW in einem Nahwärmenetz eingebunden und konnte aufgrund der häufig höheren Systemtemperaturen nicht durchgängig betrieben werden. In einem solchen Anwendungsfall ist darauf zu achten, dass das Stirlingmotor-BHKW seriell mit einem zusätzlichen Wärmeerzeuger verschaltet wird, so dass der Stirlingmotor quasi die Vorwärmung des Rücklaufs übernehmen kann, und die letztendlich erforderliche Vorlauftemperatur anschließend durch einen zusätzlichen Wärmeerzeuger eingestellt wird. Dabei ist zu erwähnen, dass Stirlingmotoren prinzipiell mit höheren Vor- und Rücklauftemperaturen betrieben werden können. Dabei sinken jedoch aufgrund der thermodynamischen Gesetzmäßigkeiten der elektrische Wirkungsgrad und die elektrische Leistung. Des Weiteren besteht bei höheren Temperaturen die Tendenz zu höherem Verschleiß der Kolbendichtungen insbesondere bei Trockenlauf. Motor-BHKW werden zur Vermeidung von Kondensation in den



Zylinderräumen im Gegensatz dazu ohnehin bei erhöhten Kühlwassertemperaturen von mindestens 75°C betrieben, so dass höhere Systemtemperaturen kein Problem für den Betrieb darstellen.

Zum Biogasbetrieb sei erwähnt, dass auch hier Partikelablagerungen im Rauchgastrakt gefunden wurden, die sich in diesem Fall im Abgaswärmetauscher angesammelt hatten. Bei ausreichend niedrigen Rücklauftemperaturen werden diese Ablagerungen mit dem Kondensat ausgewaschen. Beim Betrieb mit erhöhten Temperaturen, die keine Kondensation im Abgas zulassen, entfällt dieser Effekt jedoch, und im konkreten Fall wurde nachträglich eine externe Spülung installiert, um die Abreinigung der Ablagerungen zu ermöglichen.

Äußerst positiv sind die Abgasemissionen des Stirlingmotor-BHKW an den verschiedenen Standorten aufgefallen. Diese sind zudem durch eine von der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW) [LUBW] vorgenommene Vergleichsmessung bestätigt worden. Dabei konnten an der zuvor erwähnten Kläranlage im Rahmen einer nach TA-Luft durchgeführten Messung CO-Emission unterhalb von 35 mg/Nm<sup>3</sup>, SO<sub>2</sub>-Emissionen von max. 16 mg/Nm<sup>3</sup> und NO<sub>x</sub>-Emissionen unterhalb von 59 mg/Nm<sup>3</sup> bestätigt werden (jeweils als ½h-Mittelwerte bezogen auf 5% Rest-O<sub>2</sub> im Abgas) [TA-Luft]. Des Weiteren ist das Abgas auf Gesamtkohlenstoff, anorganische Fluoride und Chloride sowie Aldehyde untersucht worden, mit dem Ergebnis, dass die Emissionen all dieser Stoffe unterhalb der Nachweisgrenzen lagen. An dieser Stelle bieten Stirlingmotor-BHKW aufgrund ihrer kontinuierlichen Verbrennung einen erheblichen Vorteil gegenüber Gas-Ottomotor-BHKW, bei denen die Emissionen an Gesamtkohlenstoff und insbesondere Formaldehyd deutlich höher liegen. Teilweise kommt es hier sogar zu einer Überschreitung des Grenzwertes für Formaldehyd nach TA-Luft von 60 mg/Nm<sup>3</sup>.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit, die hauptsächlich für das untersuchte Stirlingmotor-BHKW mit einer elektrischen Leistung von max. 9 kW und einer thermischen Leistung von max. 26 kW untersucht wurde, stellen sich im Betrieb an Kläranlagen das Erreichen des angesetzten Wirkungsgrades von 22 % sowie eine hohe jährliche Volllaststundenzahl von mehr als 7.000 Stunden als wesentliche Voraussetzungen dar. Prinzipiell können Stirlingmotor-BHKW derartige Werte erreichen, da von wenig Wartungsaufwand und somit geringen Stillstandszeiten auszugehen ist. Es sollte jedoch eine Klärgasmenge von mindestens 40.000 m<sup>3</sup> pro Jahr anfallen, um die zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit geforderte Volllaststundenzahl von 7.000 Stunden zu ermöglichen.

Für Biogasanlagen ist das betrachtete Stirlingmotor-BHKW aufgrund seiner geringen Leistung zu klein, um als Haupt-BHKW wirtschaftlich betrieben werden zu können. In Verbindung mit einem großen Motor-BHKW, das eventuell sogar über ein Mikrogasnetz von der Biogasanlage entfernt am Ort des Wärmebedarfs aufgestellt ist, ergibt sich jedoch eine interessante Alternative, in dem das kleine Stirlingmotor-BHKW ausschließlich zur Fermenterbeheizung verwendet wird. Hier ist die Leistungsgröße ausreichend für eine Biogasanlage in der Größenordnung von etwa 150 kW<sub>el</sub>. Vorteilhaft wären die niedrigen erforderlichen Vorlauftemperaturen, die dem Betrieb und den erreichbaren Wirkungsgraden des Stirlingmotor-BHKW entgegen kommen würden. Diese Variante stellt sich im Vergleich zu einem externen Biogasbrenner zur Fermenterbeheizung vorteilhaft dar, da über die Deckung des Eigenstrombedarfs an der Biogasanlage durch das Stirlingmotor-BHKW, die erhöhten Investitionskosten kompensiert werden können.



## 8.1.2 Mikrogasturbine

Bei den Optimierungsmöglichkeiten der Mikrogasturbinentechnik muss man unterscheiden zwischen den möglichen Potentialsteigerungen im Bereich der Gasaufbereitung und der eigentlichen Mikrogasturbine sowie dem kompletten Anlagenkonzept.

Das Anlagenkonzept im Bereich heutiger Biogasanlagen sieht auf Grund der großen Gasmengen im Regelfall eine Parallelschaltung mehrerer Mikrogasturbinen vor. Ein wichtiger Aspekt des Gesamtanlagenkonzeptes ist die Teillastfähigkeit der Anlage. Die grobe Teillastschaltung erfolgt über das Zu- und Abschalten einzelner Turbinen, in den Lastbereichen zwischen diesen groben Stufen sollte mindestens eine Turbine in ihrem oberen Teillastspektrum betrieben werden. Es ist aus energetischer Sicht sinnvoller statt einer Turbine im unteren Teillastbereich und damit bei einem sehr geringen elektrischen Wirkungsgrad besser zwei Turbinen im oberen Teillastbereich zu betreiben, um den elektrischen Wirkungsgrad der Gesamtanlage höher zu halten. Dieser Aspekt ist allerdings nicht ausreichend untersucht.

Des Weiteren steigen die Schadgasemissionen bei Reduzierung der elektrischen Leistung einer einzelnen Turbine drastisch an, wodurch ein paralleler Teillastbetrieb mehrerer Turbinen im oberen Teillastspektrum wesentlich weniger Emissionen verursacht.

Die Gasaufbereitung muss diesem breiten Teillastspektrum angepasst sein. An der Anlage Kupferzell unterschied sich der Energiebedarf der Aufbereitung im unteren Teillastbetrieb und im Vollastbetrieb beider Mikrogasturbinen nur geringfügig voneinander, wodurch der Gesamtwirkungsgrad der Anlage im Teillastbetrieb durch den hohen Energiebedarf der Aufbereitungstechnik zusätzlich verschlechtert wurde. Den größten Energiebedarf und somit das größte Optimierungspotential der Aufbereitungsstrecke ist bei der Gasverdichtung zu finden. Ein teillastfähiger Verdichter müsste den benötigten Gasdruck konstant halten, während die zu verdichtende Gasmenge variabel ist. Eine Änderung des Konzeptes weg von einem Kolbenverdichter auf einen Schraubenverdichter oder eine Ansteuerung über einen Frequenzumrichter erscheint sinnvoll.

Auch der Bereich der Gaskühlung sollte optimiert werden. Die Kühlung muss große Gasmengen bei hohen sommerlichen Temperaturen genau so gut unter den Taupunkt abkühlen können wie kleine Gasmengen im Winter. Dies ist wichtig um eine lange Lebensdauer der Turbinen zu ermöglichen. Nach der Gewährleistung einer optimalen Gasentwässerung kann nach der Teillastfähigkeit und damit nach dem Energieverbrauch der Gaskühlung über das gesamte Teillastspektrum geschaut werden. Allerdings ist der Energieverbrauch der Gaskühlung bei weitem nicht so hoch wie der Energieverbrauch der Gaskomprimierung und spielt somit eine untergeordnete Rolle.

Die Optimierungspotentiale an den eigentlichen Mikrogasturbinen sind durch ihre Bauform und Größe begrenzt. Die Mikrogasturbine Capstone CR 65 hat einen sehr geringen Wartungsbedarf (luftgelagerte Einwellenmaschine) und läuft im permanenten Praxiseinsatz sehr zufriedenstellend. Daher bietet sich im Bereich der Mechanik der Mikrogasturbine unserer Meinung nach wenig Möglichkeit zur Optimierung.

Die hier dankenswerterweise von Firma Greenviroment für die Messungen bereitgestellte Versuchsanlage wurde zur Optimierung und Weiterentwicklung des Anlagenkonzeptes verwendet. Daher war hier kein vollständig optimierter Betrieb möglich. Im Rahmen des Projektes konnten an den weiterentwickelten Systemen leider keine Messungen durchgeführt werden. Nach Angaben von Greenviroment werden bei diesen neuen Anlagen elektrische Wirkungsgrade bis 28,5% erreicht und ein Eigenstromverbrauch von 9%. Die neue 200kW-Turbine bietet möglicherweise noch weiter verbesserte Wirkungsgrade. Diese soll im Sommer 2009 an der Biogasanlage Karle in Kupferzell eingebaut werden.

## 8.2 Geeignete Einsatzgebiete und Potentiale

Die Technologien zur Nutzung von Schwachgasen können, wie anhand der Berechnungen für die verschiedenen Referenzanlagen gezeigt wurde, unter bestimmten Voraussetzungen wirtschaftlich betrieben werden. Dazu tragen die ab 2009 geltenden Förderbedingungen wesentlich bei. Im Einzelnen wirken sich folgende entscheidenden technischen und wirtschaftlichen Einflussfaktoren positiv auf den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen zur Schwachgasnutzung aus:

- Mit dem novellierten EEG 2009 wurde die Grundvergütung im Biomassebereich insbesondere für Kleinanlagen bis 150 kW<sub>el</sub> deutlich erhöht.
- Der Nawaro-Bonus wurde erheblich erhöht: Bei einer Nutzung von mindestens 30 % Gülle beträgt dieser 11 ct/kWh (im Vergleich zu 6 ct/kWh vor der EEG-Novellierung).
- Der KWK-Bonus wurde auf 3 ct/kWh erhöht. Gleichzeitig wurden Anwendungsfelder in die Positivliste für den KWK-Bonus aufgenommen, die eine direkte Nutzung der Wärme im Abgas von Mikrogasturbinen erlauben.
- Für kleine KWK-Anlagen bis 50 kW<sub>el</sub>, also auch für Stirling-BHKW, wurden mit dem Programm zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen attraktive Rahmenbedingungen geschaffen (bis zu 15.225 € Förderung für ein Stirling-BHKW mit 7,5 kW<sub>el</sub> und mindestens 5.000 Volllaststunden)
- Die steigenden Preise für fossile Brennstoffe erhöhen den Wert der in KWK bereitgestellten Wärme. Ein hoher Wärmenutzungsanteil ermöglicht somit eine bessere Wirtschaftlichkeit. Dazu trägt auch die Erhöhung des KWK-Bonus auf 3 ct/kWh bei.
- Wenn sich der erwartete geringe Wartungsaufwand und die hohe Auslastungsmöglichkeit von Mikrogasturbinen und Stirling-BHKW in der praktischen Anwendung in Bezug auf eine realistische Nutzungsdauer bewahrheiten, trägt dies erheblich zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit bei. Dies ist erforderlich, da durch vergleichsweise hohe spezifische Investitionskosten (€/kW<sub>el</sub>) und geringere Stromwirkungsgrade eine hohe Auslastung und Wartungsarmut absolut notwendig ist.
- Die Analyse hat gezeigt, dass geeignete Wärmesenken identifiziert werden müssen, um den Betrieb sowohl von Stirling-BHKW als auch von Mikrogasturbinen sinnvoll darstellen zu können. Dabei müssen die besonderen Anforderungen hinsichtlich der begrenzten Vorlauftemperatur bei Stirling-BHKW ebenso wie die Möglichkeiten, die Wärme bei Mikrogasturbinen komplett mit dem Abgas nutzen zu können, berücksichtigt werden.
- 

Für die Nutzung von Mikrogasturbinen und Stirling-BHKW in Baden-Württemberg ergeben sich damit folgende geeigneten Einsatzgebiete in Verbindung mit der Nutzung von Schwachgasen:

- Mit den Regelungen des EEG 2009 werden Biogasanlagen voraussichtlich hauptsächlich im Bereich bis 150 kW<sub>el</sub> errichtet werden. Für diesen Einsatzbereich eignen sich sowohl Mikrogasturbinen als auch Stirling-BHKW (zur Fermenterbeheizung).
- Sehr attraktiv erscheint der Einsatz eines Stirling-BHKW zur Fermenterbeheizung einer Biogasanlage im Leistungsbereich 100 bis 150 kW<sub>el</sub>. Damit wird eine Trennung von Fermenter und Haupt-BHKW durch eine Biogasleitung ermöglicht, womit sich der Radius zur Wärmeabnahme erhöht: Das Haupt-BHKW kann direkt in einem Wohngebiet oder bei gewerblichen Wärmeabnehmern platziert werden, womit der Wärmeabsatz deutlich erhöht werden kann.



- Mikrogasturbinen eignen sich ebenso für den Einsatzbereich Biogasanlagen unterhalb 150 kW<sub>el</sub>. Die Nutzung im Rahmen dieser Größenklasse erfolgt entweder über den Einsatz von einem oder zwei Modulen. Der Vorteil hierbei ist, dass die Abwärme ausschließlich in einem Medium (Abgas) vorliegt. Dieses kann aufgrund seiner Schadstoffarmut direkt, d.h. ohne Wärmetauscher, für innovative Wärmenutzungskonzepte eingesetzt werden z.B. zur Trocknung von Gärresten, zur Trocknung von Holzhackschnitzeln oder Holzpellets, zur CO<sub>2</sub>-Düngung im Gartenbau, etc.
- Auch das Einsatzgebiet Kläranlagen eignet sich sowohl für die Nutzung von Stirling-BHKW als auch Mikrogasturbinen. Diese Einsatzbereiche sind deshalb besonders geeignet, da ein ganzjähriger Wärmebedarf zur Faulturnbeheizung besteht. Diesen können Mikrogasturbine und Stirling-BHKW fast ganzjährig decken, da der Wartungsaufwand und damit die Stillstandzeit im Gegensatz zu Motor-BHKW sehr gering sind. Durch den hohen Gesamtwirkungsgrad von Stirling-BHKW und Mikrogasturbinen kann der Energiebezug in Kläranlagen durch die Klärgasnutzung deutlich vermindert werden.
- Im Bereich der Deponien wird kein potenzielles Einsatzgebiet gesehen, da durch die sinkenden Deponiegaserträge keine ausreichende Auslastung von Stirling-BHKW bzw. Mikrogasturbinen gewährleistet ist. Für diesen Einsatzbereich eignen sich wie bisher idealerweise Motor-BHKW, die geringere spezifische Investitionskosten aufweisen und daher nicht an eine derart hohe Auslastung gebunden sind.

Daraus lassen sich für Baden-Württemberg folgende Potenziale für die beiden BHKW-Typen sowie für die Nutzungsbereiche ableiten:

- Seit der Novellierung des EEG im Jahr 2004 werden in Baden-Württemberg jährlich 60 bis 110 Biogasanlagen zugebaut, wobei für das Jahr 2008 ein deutlicher Rückgang bei der Anzahl der installierten Anlagen zu erwarten ist. Mit dem Inkrafttreten des EEG 2009 werden aufgrund des Zusammenspiels von Einspeisevergütung, Anlagenpreisen sowie Substratpreisen wieder verstärkt Biogasanlagen zugebaut. Dies werden hauptsächlich Anlagen bis 150 kW<sub>el</sub> sowie einzelne Großanlagen (hauptsächlich zur Einspeisung von Biogas) sein.
- Dabei wird kurzfristig eher für Mikrogasturbinen als für Stirling-BHKW ein wesentliches Potenzial bestehen. Das Anlagenkonzept mit Mikrogasturbinen wird bereits angeboten, wobei es in diesem Bereich auch einen besonderen Anbieter gibt, der die Anlagen zur Verfügung stellt und den Landwirten das Biogas abkauft. Kurzfristig ist davon auszugehen, dass im Biogasbereich jährlich ein Potenzial von wenigen Anlagen im einstelligen bzw. unteren zweistelligen Bereich besteht, wobei der Schwerpunkt auf Mikrogasturbinen liegen wird. Diese Abschätzung ist jedoch vor dem Hintergrund des novellierten EEG zu sehen, wobei die Marktentwicklung kaum vorhergesagt werden kann.
- In rund 25 % der Kläranlagen in Baden-Württemberg, die Klärgas erzeugen, wird das Klärgas nicht zur Strombereitstellung genutzt. Durch die Prioritätenreihenfolge bei der Klärgasnutzung (KWK > Wärmeerzeugung > Abfackelung) bestehen damit bei rund 75 Kläranlagen im Land Potenziale zur Verbesserung der (energetischen) Nutzung des Klärgases. Davon eignen sich schätzungsweise maximal 30 Anlagen (Stirling) bzw. 20 Anlagen (Mikrogasturbine) für eine Nutzung der betrachteten Technologien.
- Wie bereits anhand der geeigneten Einsatzgebiete gezeigt, bestehen keine Potenziale für den Einsatz von Mikrogasturbinen oder Stirling-BHKW in Deponien.



## 8.3 Empfehlungen und weiterer Forschungsbedarf

### 8.3.1 Empfehlungen

Aus den Ergebnissen lassen sich folgende Empfehlungen zur Förderung der Technologien ableiten:

- Durch die Insolvenz des Herstellers SOLO-Stirling verliert Baden-Württemberg an Know-how und innovativer Wertschöpfung. Vor diesem Hintergrund ist eine gezielte Wirtschaftsförderung für innovative Energieumwandlungsverfahren im Land gefordert.
- Im Anwendungsgebiet Kläranlagen wird die Förderung von geeigneten Objekten vorgeschlagen, worauf v.a. auf das passende „Window of Opportunity“ Wert gelegt werden muss: Soll z.B. die Ölbeheizung eines Faulturms ausgetauscht werden, bietet dies die ideale Möglichkeit zur Umstellung auf eine Mikrogasturbine oder ein Stirling-BHKW. Wegen der Investitionsmehrkosten gegenüber dem Einsatz eines konventionellen Motor-BHKW wird eine Förderung eines Teils der Investitionsmehrkosten vorgeschlagen.
- Für den Einsatz von Stirling-BHKW und Mikrogasturbinen in Deponien ist keine spezifische Förderung notwendig, da sich für dieses Einsatzgebiet konventionelle Motor-BHKW besser eignen: Die abnehmende Auslastung durch die abnehmende Deponiegasmenge sowie das Fehlen von Wärmesenken verlangt nach einem hohen Stromwirkungsgrad sowie geringen spezifischen Investitionskosten. Mikrogasturbinen und Stirling-BHKW eignen sich somit nicht für dieses Einsatzgebiet und bedürfen von daher für diesen Anwendungsfall keiner Förderung.

### 8.3.2 Weiterer Forschungsbedarf

Im Rahmen der Bearbeitung des vorliegenden Forschungsvorhabens

- Im Bereich der Stirling-BHKW wird vorgeschlagen, die wissenschaftliche Begleitung eines Pilotprojekts zu fördern. Da das Konzept eines Stirling-BHKW zur Beheizung des Fermenters einer Biogasanlage bislang noch nicht realisiert wurde, erscheint eine Förderung und wissenschaftliche Begleitforschung für dieses Konzept sinnvoll.
- Im Bereich der Mikrogasturbinen gibt es bereits einen ersten Anbieter, der mit seinem Geschäftskonzept einige Turbinen an Biogasanlagen in Deutschland realisiert hat. Vor dem Hintergrund eines umfassenden Monitorings einer solchen Anlage, welches teilweise im vorliegenden Projekt durchgeführt wurde, ist es zu empfehlen, eine Demoanlage einschließlich eines umfassenden Wärmenutzungskonzepts zu fördern. Zusätzlich wird vorgeschlagen, die wissenschaftliche Begleitung zu unterstützen, um unabhängige und langfristige Betriebsdaten zu den Mikrogasturbinen zu erhalten.
- Verbesserung der Datenbasis im Bereich Kläranlagen: Angaben zur Strom- und Wärmeverbrauchsstruktur in typischen Größenordnungen von Kläranlagen sind nicht verfügbar. Darüber hinaus werden keine Angaben zur installierten Strom- und Wärmeerzeugungsleistung abgefragt. Vor diesem Hintergrund wird die Förderung einer Studie vorgeschlagen, die den Kläranlagenbestand in Baden-Württemberg detailliert untersucht und damit eine verbesserte Datenbasis zur installierten Leistung sowie zur Strom- und Wärmeverbrauchsstruktur schafft.
- Eine interessante Anlagenkonfiguration, die im Rahmen dieses Projektes nicht untersucht werden konnte, stellt ein mit Biogas gespeistes Mikrogasnetz mit dezentralen Stirling-BHKW zur Gebäudebeheizung dar. Diese Anlagenkonfiguration sollte einem Vergleich mit einer Anlage mit einem zentralen BHKW, das über eine Rohgasleitung mit Biogas gespeist wird, unterzogen werden.



- Die oftmals betonte geringe Leistung der Stirling-BHKW ist keinesfalls prinzipbedingt. Es ist durchaus möglich, Stirlingmotoren mit Leistungen von 100 kW<sub>el</sub> und mehr zu bauen, wie der Einsatz von Stirlingmotoren in U-Booten und Bussen zeigt. Die Adaption auf Schwachgase ist bisher allerdings noch nicht erfolgt. Mit Blick auf die Problematik der erhöhten Schadgasemissionen bei Motor-BHKW, und hier seien insbesondere die Formaldehydemissionen genannt, erscheint es sinnvoll, entsprechende Projekte zu initiieren und zu fördern.

## 8.4 Während der Durchführung des Vorhabens bekannt gewordene Fortschritte auf diesem Gebiet bei anderen Stellen

### Stirlingmotor

Bereits vor Beginn des Vorhabens war bekannt, dass an der Dänisch Technischen Hochschule (DTU) ein Stirlingmotor-BHKW für den Einsatz von Biogas entwickelt worden ist [Carlsen, 2001]. Das BHKW ist mit einer elektrischen Leistung von 9 kW von etwa gleicher Größe wie das im Projekt eingesetzte Stirlingmotor-BHKW der Firma SOLO Stirling (siehe auch Tabelle 3.7 in Kapitel 3). Das dänische BHKW hat seine Tauglichkeit an Biogasanlagen gezeigt; es ist auch auf dem Prüfstand an der Hochschule Reutlingen im Erdgasbetrieb untersucht worden [Thomas, 2007]. Bei dem Gerät handelte es sich allerdings um einen Prototypen und keine Serienmaschine, so dass allein aus diesem Grund ein kommerzieller Einsatz an Biogasanlagen in Baden-Württemberg und damit eine wissenschaftliche Begleitung im Rahmen des Forschungsprojektes nicht möglich war.

In der Zwischenzeit ist in der Firma Stirling Denmark [Stirling.dk] ein zweiter, verbesserter Prototyp entstanden. Veröffentlichungen über Versuchsergebnisse insbesondere im Feld sind jedoch nicht bekannt. Von Seiten der Firma Stirling Denmark wird dazu verlautet, dass man sich voll auf das 35 kW Stirlingmotor-BHKW für die Verbrennung von Holzhackschnitzeln konzentriere und keine Kapazitäten für erweiterte Tests der kleineren Biogasmachine vorhanden wären. Auch eine Anfrage auf Übernahme des Gerätes in das Forschungsprojekt nach bekannt werden der Insolvenz der Firma SOLO Stirling wurde negativ beschieden.

Im Bereich der Vergasung von Biomasse und energetischer Nutzung mit Hilfe eines Stirlingmotors sind zwei weitere Projekte bekannt. Zum einen handelt es sich um das DeBiT-Projekt, das in Zusammenarbeit der FH Münster, der Saxion Hogeschool Enschede und der ECOS GmbH durchgeführt wird [Ebeling, 2008]. Ziel des Projektes ist die Vergasung von Holzbrennstoffen und Verwertung der Gase mit einem Stirlingmotor, wobei ebenso wie im vorliegenden Projekt mangels Alternativen am Markt der Einsatz des Stirlingmotors der Firma SOLO Stirling vorgesehen war. Eine erste Stufe des Projektes wurde von 2001 bis 2004 mit dem Aufbau der Vergasungsanlage durchgeführt. In die weiteren Arbeiten zur Inbetriebnahme des Vergasers mischte sich jedoch die Insolvenz der Firma SOLO Stirling, so dass kein Betrieb der Gesamtanlage in ursprünglich geplanter Weise möglich war. Zwischenzeitlich steht man mit anderen Herstellern von Stirlingmotoren in Verhandlung, um das Projekt fortsetzen zu können.

In ähnlicher Weise bietet die Firma Qalovis [qalovis] ein System zur Vergasung von biogenen Reststoffen und energetischer Nutzung mit einem Stirlingmotor an. Der Vergaser nutzt in diesem Fall die Energie verschiedenster biogener Reststoffe und führt die Heißgase direkt einem Stirlingmotor zu. Der Stirlingmotor FleXgen G38 wird dabei von der Firma Stirlingbiopower [Stirlingbio] aus den USA bezogen. Der Motor erreicht laut Herstellerangaben eine elektrische Leistung von 38 kW, einen elektrischen Wirkungsgrad von 27-29 % und einen Gesamtwirkungsgrad von 81 %. Die Aufnahme des Motors in die Anlage ist erst im Jahr 2008 erfolgt, und es werden aktuell die ersten Kompletanlagen angeboten. Informationen über Betriebsergebnisse und -erfahrungen liegen noch nicht vor.



## Mikrogasturbine

Der Betrieb und die Praxistauglichkeit der biogas-, klär- und deponiegasbetrieben Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden in den letzten fünf Jahren sowohl in der Forschung als auch in den verschiedenen Pilotprojekten messtechnisch begleitet. Die in der Praxis erprobten Mikrogasturbinen werden von einem amerikanischen Hersteller Capstone und von dem Hersteller Turbec S.p.A., der im Jahr 1998 von Volvo Aero und ABB gegründet wurde und sich seit Ende 2003 im Besitz der italienischen Firma API com befindet, gebaut. Die Capstone Mikrogasturbinen werden in Deutschland von der Firma E-quard Power System sowie von der Firma Greenviroment GmbH vertrieben. Die Mikrogasturbinen Turbec werden in Deutschland von der Firma PrO2 angeboten. Außerdem existiert eine unselbstständige Niederlassung, die sich auf dem Gelände des Forschungszentrums Karlsruhe befindet.

Die in Deutschland installierten Mikrogasturbinen, bei denen die regenerativen Brennstoffe thermisch verwertet werden sind in der Tabelle 8.1 dargestellt. Ihre erzeugte elektrische Leistung liegt im Bereich von 30 bis zu 200 kW.

Die Firma Loick Bioenergie GmbH hat eine Mikrogasturbine Turbec mit einer elektrischen Leistung von 100 kW an der Biogasanlage auf dem Hof Loick in Dorsten-Lembeck zu Forschungszwecken errichtet und in Betrieb genommen. Allerdings konnte diese Forschungsarbeit aufgrund häufiger Störungen und Schäden nicht wie vorgesehen erfolgreich abgeschlossen werden. Als besonders störungsanfällig im Betrieb der Turbine erwiesen sich elektrische und elektronische Komponenten sowie die Brenngasventile.

Eine wissenschaftliche und messtechnische Untersuchung der Capstone Mikrogasturbine C 30 wurde seit Ende April 2005 im Landwirtschaftszentrum Eichhof in Bad Hersfeld vom Institut für Solare Energieversorgung der Universität Kassel (ISET) in Dauerbetrieb genommen. Diese Turbine hat eine elektrische Leistung von 30 kW. Der hier in einer Capstone Mikrogasturbine erzeugte Strom aus Biogas wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist, die produzierte Wärme wird als Heizenergie verwendet [Peche]. Als Ziel dieses Projektes gilt, die Vor- und Nachteile der Mikrogasturbine zu bisher üblichen Kolbenmotoren bei der Kraft-Wärme-Kopplung unter Verwendung von Biogas zu vergleichen. Nähere Informationen über dieses Projekt sowie Publikationen sind auf der Internetseite [Mikrogasturbine] veröffentlicht.

Ein weiteres Forschungsprojekt über den Einsatz des Biogases und anderen Schwachgasen in der Mikrogasturbine wurde an der Universität Rostock durchgeführt. Es wurde von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) finanziert. Im Rahmen dieses Projektes wurde der Betrieb einer Mikrogasturbine Capstone C 30 mit Biogas erforscht [Strenziok]. Dieses Forschungsprojekt fand an der Biogasanlage Barth, die mit Rindergülle und organischen Abfällen aus Industrie und Gewerbe beschickt wird, statt.

Seit dem Jahr 2007 bietet die Firma Greenviroment GmbH ein innovatives Konzept zur Verwertung von Biogas an. Nach dem sogenannten brennWERT-Konzept verkaufen Landwirte das Biogas an die Greenviroment GmbH, die sich um eine optimale Verstromung kümmert. Die Greenviroment GmbH errichtet und betreibt ein Blockheizkraftwerk auf Basis der Mikrogasturbinentechnologie und produziert damit Strom und Wärme. Nach diesem Konzept wurden zum heutigen Zeitpunkt an sechs Biogasanlagen die Capstone Mikrogasturbine installiert. Im Rahmen dieses von BWPlus finanzierten Forschungsprojektes wurde eine Mikrogasturbine CR 65 an der Biogasanlage Karle in Kupferzell messtechnisch begleitet. Ab März 2009 soll auf dem Betrieb anstatt dieser Mikrogasturbine eine andere Turbine mit einer elektrischen Leistung von 200 kW betrieben werden. Für die Etablierung dieser Technologie auf dem Markt sowie Optimierung des technischen Betriebes und der Wirtschaftlichkeit sollen einige Voraussetzungen, z.B. Erhöhung der Haltbarkeit der eingesetzten Materialien sowie eine hohe Verfügbarkeit der Komponenten wie Kompressor, Volumenstrommessung und Gastrocknung für das Medium Biogas erfüllt werden.

Anlagen	Betreiber der Biogasanlage	Hersteller und Typ der Mikrogasturbine	Brennstoff	Inbetriebnahme	Wärmenutzungskonzept
Eiterfeld*	Hilpert (Hof)	Capstone 1 x CR200	Biogas	November 2008	Beheizung Wohnhaus und Stallgebäude
	Hilpert (Schule)	Capstone 3 x CR65	Biogas	November 2008	Beheizung Schule und Kindergarten
Schkölen*	Köbe	Capstone 4 x CR65	Biogas	März 2008	Beheizung Werkstatt und umliegende Verwaltungsgebäude
Talheim*	Mauthe	Capstone 4 x CR65	Biogas	Dezember 2008	Beheizung Wohnhaus und umliegende Gebäude
Remlingen*	Ebert	Capstone 8 x CR65	Biogas	November 2007	Wärme für kommunale Einrichtungen
Kupferzell*	Karle	Capstone 1 x CR65	Biogas	März 2007	Gärresttrocknung und Beheizung Wohnhaus
Bad Hersfeld	ISET	Capstone C 30	Biogas	Dezember 2003	n.b.
Barth	Universität Rostock	Capstone C 30	Biogas	n.b.	n.b.
Darmstadt	HSE	Capstone C 30	Klärgas	Dezember 2006	n.b.
Dorsten Lembeck	Loick Bioenergie	Turbec T 100	Biogas	n.b.	n.b.
Eichelbuck	Verdesis	Capstone C 30	Deponiegas	Oktober 2006	n.b.

Tabelle 8.1 Überblick über die Biogasanlagen mit den installierten Mikrogasturbinen [Greenenvironment]

## 8.5 Weitere Veröffentlichung der Ergebnisse

Altgeld, H., Groß, B., Thomas, B.:

"Ergebnisse derzeit laufender Feldtests verschiedener Stirlingmotoren basierend auf regenerativen Energiequellen", Tagungsband 9. Symposium Energieinnovation, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), TU Graz, 15.-17.2.2006



Groß, B., Altgeld, H., Bemmann, U., Cavellius, R., Dengel, A., Hegele, D., Kimmerle, K., Linn, F., Mahler, M., Schmieder, E., Thomas, B.:  
"Untersuchungen von Stirlingmotor-BHKW's am IZES", 1. dt. Stirlingkongress, Clean Energy Power, Berlin, 19.1.2006

Thomas, B., Wyndorps, A., Böhnisch, H., Lemmer, A., Oechsner, H., Vogtherr, J.:  
"Field testing of small Stirling CHP's running on bio-, mine and sewage gas", Int. Stirling Forum, Osnabrück, 26.-27.9.2006

Thomas, B., Wyndorps, A., Böhnisch, H., Lemmer, A., Oechsner, H., Czepuck, K.:  
"Gekoppelte Produktion von Kraft und Wärme aus Bio-, Klär- und Deponiegas in kleinen dezentralen Stirlingmotor-Blockheizkraftwerken", BWPLUS Statuskolloquium, Forschungszentrum Karlsruhe, 7.-8.3.2007

Thomas, B.:  
"Stirlingmotoren zur direkten Verwertung von Biobrennstoffen in dezentralen KWK-Anlagen", BWPLUS Statuskolloquium, Forschungszentrum Karlsruhe, 7.-8.3.2007

Thomas, B., Wyndorps, A., Kelm, T., Czepuck, K., Oechsner, H.:  
"Gekoppelte Produktion von Kraft und Wärme aus Bio-, Klär- und Deponiegas in kleinen dezentralen Stirlingmotor-Blockheizkraftwerken", BWPLUS Statuskolloquium, Forschungszentrum Karlsruhe, 5.-6.3.2008

Thomas, B.:  
"Stirlingmotoren - Allgemeine Einführung auf der Basis aktueller Forschungsergebnisse", Vortrag, 2. dt. Stirlingkongress, Clean Energy Power, Stuttgart, 7.3.2008

Thomas, B.:  
"Biomasse-betriebene Stirlingmotor-Blockheizkraftwerke – Stand der Entwicklung", Vortrag, 3. Forum Arbeitskreis Nachhaltige Energiewirtschaft, Ulm, 9.4.2008

Thomas, B.:  
"Potenzial alternativer Energiewandler für BHKW am Beispiel des Stirlingmotors", VDI-Berichte 2046, VDI-Verlag Düsseldorf, 2008, S. 53-64

Kriz, S.:  
„Doppelt ökologisch“, Beitrag in Einblicke 2008 - Journal zur Umweltforschung und Umwelttechnik in Baden-Württemberg, UM BW, 2008, S. 12-13

Weiterhin geplant:

Es besteht die Anfrage seitens der Redaktion der Zeitschrift „Euro Heat&Power“ nach Veröffentlichung der Ergebnisse im Rahmen eines Fachartikels.

Geplanter Tagungsbeitrag zur 14<sup>th</sup> International Stirling Engine Conference (ISEC), vom 16. bis 18.11.2009 in Groningen, Niederlande



## 9 Literatur- und Quellenverzeichnis

- [AGFW] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW): Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmekopplung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien, Frankfurt 2000
- [AIF 2005] Abschlussbericht des AiF-Forschungsprojektes von 1.11.2003 bis 30.6.2005 „Effiziente Leistungsanpassung von Mini-BHKW“, Reutlingen 2005
- [Aschmann 2007] Aschmann, V., Kissel, R., Gronauer, A.: Untersuchungen zum Leistungs- und Emissionsverhalten biogasbetriebener Blockheizkraftwerke an Praxisbiogasanlagen, 8. Tagung „Bau, Technik und Umwelt in der landwirtschaftlichen Nutztierhaltung“, 8.-10. Oktober 2007
- [Aschmann 2008] Aschmann, V., Kissel, R., Gronauer, A.: „Emissionsoptimierung und Energieeffizienz biogasbetriebener Blockheizkraftwerke“, in LfL-Information, Herausgeber Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, September 2008
- [Bayr. Landesamt] Bayrisches Landesamt für Umwelt: Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Eine Studie über die Abwärmenutzung bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit einer Leistung von 150 und 500 kW<sub>el</sub>, Augsburg, November 2007
- [BImSchV] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Bundesimmissionsschutzverordnung, 33. BImSchV, 13. Juli 2004
- [Blesl, Ohl] Blesl, M.; Ohl, M.: Nutzenergie aus Klärgas. BWK Bd.59 (2007) Nr.11
- [BM Österreich] Bundesministerium für Land- und Forstwissenschaft Österreich: Energieoptimierung von Kläranlagen, Wien, April 2002
- [BM Umwelt 1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), Berlin, Dezember 2007
- [BM Umwelt 2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Leitstudie 2008. Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, Berlin, Oktober 2008
- [BWplus] Forschungsprojekt: „Gekoppelte Produktion von Kraft und Wärme aus Bio-, Klär- und Deponiegasen in kleinen dezentralen Stirlingmotor-BHKW, Förderkennzeichen BW25008
- [Carlsen, 2001] Carlsen, H., Bovin, J.: „Test of 9 kW Stirling engine using biogas as fuel“, Proc. 10th Int. Stirling Engine Conference (ISEC), S. 278-285, Osnabrück, 2001
- [CARMEN] C.A.R.M.E.N. e.V.: Ökonomischer und energetischer Vergleich von Biogasleitungen mit Warmwasserleitungen, Straubing, Januar 2008
- [cleanergy] Firma cleanergy AB, Gothenburg Schweden, [www.cleanergyindustries.com](http://www.cleanergyindustries.com)



- [Ebeling, 2008] Ebeling, N.: „DeBiT – Pilot plant for the Gasification of Solids (e.g. dry wood) and the In-Situ Combustion of the Gas“, Tagungsband Internationales Stirling Forum, Osnabrück, 23.-24.9.2008
- [Elster] Firma Elster GmbH, Mainz-Kastel, [www.elster.com](http://www.elster.com)
- [Energy-21] Energy-21: Gasseitige Bündelung von Biogasanlagen und gemeinsame Einspeisung ins Erdgasnetz, gefördert vom Bayrischen Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten, November 2007
- [Erlacher Höhe] Soziale Heimstätten „Erlacher Höhe“, Groß Erlach, [www.erlacher-hoehe.de](http://www.erlacher-hoehe.de)
- [Fachagentur] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Handreichung Biogasgewinnung und –Nutzung, Gülzow 2005
- [Fachverband Biogas] Fachverband Biogas e.V.: Umsatzzahlen der Biogasbranche für 2007, Pressemitteilung vom 6.11.2007
- [forum new power] forum new power: Magazin für nachwachsende Rohstoffe und Energie: Biogasbetriebene Mikrogasturbine, zwei Jahre Betriebserfahrung im Pilotprojekt, Ausgabe 3/2007
- [Greenenvironment] Greenenvironment Energy Solutions GmbH, Berlin, [www.greenenvironment.de](http://www.greenenvironment.de)
- [Institut Energetik] Institut für Energetik und Umwelt: Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Endbericht, Leipzig 2008
- [IZES] Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Saarbrücken, [www.izes.de](http://www.izes.de)
- [Jenbacher 2004] GE Energy-Jenbacher Gasmotoren GmbH & Co OHG (2002): Handbuch zur Nutzung von Bio-, Klär- und Deponiegasen in GE Jenbacher Gasmotoren, Unternehmensprospekt, Eigendruck
- [Keicher] Keicher, K.; Krampe, J.; Rott, U.; Ohl, M.; Blesl, M.; Fahl, U.: Systemintegration von Brennstoffzellen auf Kläranlagen – Potenzialabschätzung für Baden-Württemberg, BWPLUS Schlussbericht, Förderkennzeichen BWI 22006, Stuttgart, 2004
- [Krautkremmer 2003] Krautkremmer B.: „Verfahrensübersicht: Biogaserzeugung und Verstromung“ Fachtagung Regenerative Kraftstoffe, ZSW Stuttgart, 13. – 14.11.2003
- [LUBW] Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg, Karlsruhe, [www.lubw.baden-wuerttemberg.de](http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de)
- [LUBW Daten] Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg: Umweltdaten 2006, Baden-Württemberg, Karlsruhe, Oktober 2006
- [Mikrogasturbine] [www.mikrogasturbine.de](http://www.mikrogasturbine.de)
- [MLR] Ministerium für Ernährung und ländlichen Raum: Staatliche Biogasberatung am LEL Schwäbisch Gmünd, Abt.2: Biogasanlagen in Betrieb in Baden-Württemberg 2007
- [Mitchell 2006] Mitchell, G.: „Microgen: The next generation in home energy“, Proc. Internat. Stirling Forum, Osnabrück, 26. – 27.9.2006
- [Olzem] Olzem, B., Fachverband Biogas: Das aktuelle EEG 2009 – Eine Interpretation. Vortrag auf dem 3. Biogas-Fachkongress Hitzacker, 25.November 2008



- [Peche] Peche, R.: Klimaschutz durch effiziente Energienutzung, Einsatzmöglichkeiten der Mikrogasturbine in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Herausgeber Bayrisches Landesamt für Umwelt, 2007
- [pronova] Firma pronova Analysetechnik GmbH & Co. KG, Berlin, [www.pronova.de](http://www.pronova.de)
- [qalovis] Qalovis, Laer, [www.qalovis.com](http://www.qalovis.com)
- [Rosenfeld] Stadt Rosenfeld, [www.rosenfeld.de](http://www.rosenfeld.de)
- [Schweizer BA] Schweizer Bundesamt für Energie: Ökobilanz Klärgasverstromung, Bern, November 2002
- [Solarenergieförd.ver.] Solarenergieförderverein Bayern: Der Eigenstrombedarf von Biogasanlagen und Potentiale zu dessen Reduzierung, München, November 2006
- [Stat. BA] Statistisches Bundesamt: Statistisches Jahrbuch 2007, Wiesbaden, Sept. 2007
- [Stat. LA BW 1] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Immer mehr Kläranlagen mit eigener Stromerzeugung aus Klärgas. Pressemitteilung vom 26. Januar 2007
- [Stat. LA BW 2] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Die Abfallwirtschaft in Baden-Württemberg, Ausgabe 2007
- [Stat. LA BW 3] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Gas erfassung auf Hausmülldeponien in Baden-Württemberg 2004
- [SOLO] Firma SOLO-Stirling GmbH, Sindelfingen, [www.stirling-engine.de](http://www.stirling-engine.de)
- [Stirling.dk] Stirling DK, Lyngby, Denmark, [www.sd.econtent.dk](http://www.sd.econtent.dk)
- [Stirlingbiopower] Stirling Biopower, Ann Arbor, USA, [www.stirlingbiopower.com](http://www.stirlingbiopower.com)
- [Strenziok] Strenziok, R.: Die Mikrogasturbine im Feldversuch mit Biogas und anderen Schwachgasen, Abschlussbericht (gekürzte Version vom 19.07.07)
- [TA-Luft] Erste allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionschutzgesetz: Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, 24. Juli 2002
- [testo] Firma Testo AG, Lenzkirch, [www.testo.de](http://www.testo.de)
- [Thomas 2007] Thomas B.: „Mini-Blockheizkraftwerke“, Vogel Buchverlag, Würzburg 2007
- [TU Kaiserslautern] Technische Universität Kaiserslautern: Perspektiven einer zukunftsfähigen Klärschlamm entsorgung in Rheinland-Pfalz, Kaiserslautern, September 2007
- [UIS] UIS, Berichtssystem des Landes Baden-Württemberg
- [UM BW 1] Umweltministerium Baden-Württemberg: Zukünftige Klärschlamm entsorgung in Baden-Württemberg, Stuttgart, Januar 2002
- [UM BW 2] Umweltministerium Baden-Württemberg: Erhebung und Bewertung der Qualitätssicherung beim Betrieb kommunaler Klärwerke, Stuttgart, Januar 2005
- [UM BW 3] Umweltministerium Baden-Württemberg und Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg: Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2007, November 2008
- [Uni-Hohenheim] Versuchsstation der Universität Hohenheim „Unterer Lindenhof“, [www.uni-hohenheim.de](http://www.uni-hohenheim.de)
- [WhisperTech] Firma WhisperTech Ltd., Christchurch, Neuseeland, [www.whispertech.co.nz](http://www.whispertech.co.nz)