

**DAS – IB GmbH**

**DeponieAnlagenbauStachowitz**

**LFG - & Biogas - Technology**

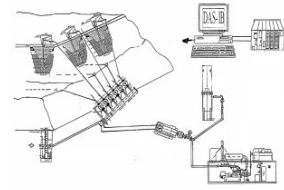
Biogas-, Klärgas- und Deponiegastechnologie:

- Beratung, Planung, Projektierung
- Schulung von Betreiberpersonal
- Sachverständigentätigkeit (u.a. nach § 29a BImSchG und öffentlich bestellt und vereidigter Sachverständiger bei der IHK zu Kiel)

Technischer Sitz: /  
Postanschrift  
Preetzer Str. 207  
D 24147 Kiel

Kaufmännischer Sitz /  
Rechnungsanschrift:  
Flintbeker Str. 55  
D 24113 Kiel

Tel. # 49 / 431 / 683814  
oder 534433 - 6, - 8  
Fax 2004137 oder - 7



## **Ist eine Deponieeigenversorgung mittels Deponiegas und Sonne für den Strom – und Wärmebedarf möglich und wirtschaftlich?**

**von**

**Wolfgang H. Stachowitz und Falko Ender**

**DAS – IB GmbH, LFG - & Biogas - Technology, Kiel**

**Dieser Bericht darf nicht ungekürzt vervielfältigt werden. Veröffentlichungen und weitere Vervielfältigungen bedürfen der schriftlichen Form durch den Verfasser. Der Schutzvermerk nach DIN ISO 16016 (Dezember 2007) ist zu beachten**

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Aufgabenstellung</b> .....	<b>3</b>
1.1	Schnittstellen .....	3
1.2	Ausgangssituation und Datenbasis des Konzepts.....	3
<b>2</b>	<b>Mögliche Deponiegasverwertungen</b> .....	<b>8</b>
2.1	Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung .....	9
2.2	Mikrogasturbine .....	11
2.3	Zündstrahlmotoren .....	11
2.4	Gas Otto Motore .....	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
2.5	Vergleich der Anlagenauslastung .....	13
<b>3</b>	<b>Weitere Verfahren zur Abdeckung der Grundlasten</b> .....	<b>15</b>
3.1.1	Photovoltaikanlage.....	15
3.1.2	Deponiegaskessel.....	15
<b>4</b>	<b>Vergleich der Verwertungsverfahren</b> .....	<b>17</b>
4.1	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Verwertungsmöglichkeiten .....	17
<b>5</b>	<b>Diskussion der Ergebnisse</b> .....	<b>20</b>

Dieser Bericht darf nicht ungekürzt vervielfältigt werden. Veröffentlichungen und weitere Vervielfältigungen bedürfen der schriftlichen Form durch den Verfasser. Der Schriftverkehr nach DIN ISO 16016

# 1 Aufgabenstellung

Die DAS - IB GmbH wurde mit der Erstellung von Konzepten über die zukünftige Deponiegasnutzung / Eigenenergieversorgung auf zwei Deponien beauftragt.

Die bestehenden Gasnutzungen und Energieversorgung auf den Deponien bestehen im Wesentlichen aus der Gaserfassungsanlage mit Gasbrunnen und einer Gasverdichterstation sowie jeweils einem Gasotomotor (Deutz TBG 234 V 8, mit 190 kW<sub>el</sub>), einer Hochtemperaturfackelanlage und in einem Fall mit einem Propangas-Heizkessel. Mit dem jeweils bestehenden BHKW wurde in der Vergangenheit der elekt. und therm. Energiebedarf der vorhandenen Anlagentechnik (z.B. Gebäudeheizung und Sickerwasserbehandlungsanlage) abgedeckt. Aufgrund des derzeitigen und zukünftigen Deponiegasdargebot und des Deponiealters mit den zu erwartenden rückläufigen Gasmengen müßte das bestehende BHKW jeweils voraussichtlich im Sommer 2011 abgeschaltet oder diskontinuierlich betrieben werden.

Die Konzepte der DAS – IB GmbH sollen deshalb die zukünftige Gasnutzung mit der Möglichkeit zu einem energieautarken Betrieb (eigene Energieversorgung) der bestehenden Anlagentechnik untersuchen und die unterschiedlichen Möglichkeiten unter wirtschaftlichen Aspekten vergleichen.

## 1.1 Schnittstellen

In diesen Konzepten wurden zur Abdeckung der elekt. und therm. Grundlasten die folgenden Verfahren betrachtet:

- Mikrogasturbine
- Zündstrahlmotoren
- Gas – Otto – Motore
- Heizkessel (2-Stoff-Brenner mit Deponiegas) in Verbindung mit einer
- Photovoltaikanlage (PV).

Die Installation der neuen Aggregate soll im jeweiligen Technikraum der Deponien, auf vorhandenen Dächern der Gebäude oder in Containern erfolgen. Neben der Nutzung der bestehenden Gasverdichterstationen (kleinere Umbauten / Anpassungen sind notwendig) mit der Rohgasanalyse, werden der Abgaskamin, die Notkühler und die Wärmeauskopplung soweit möglich, auch weiterhin genutzt.

Die Montage der Photovoltaikanlage (kurz PV) erfolgt auf den Dachflächen des Haupt- und Nebengebäudes. Sofern der Strom ausschließlich über die PV-Anlage bereitgestellt wird, ist es erforderlich das erfasste Deponiegas in dem o.g. Heizkessel thermisch zu nutzen um die Wärmeversorgung aufrecht zu halten.

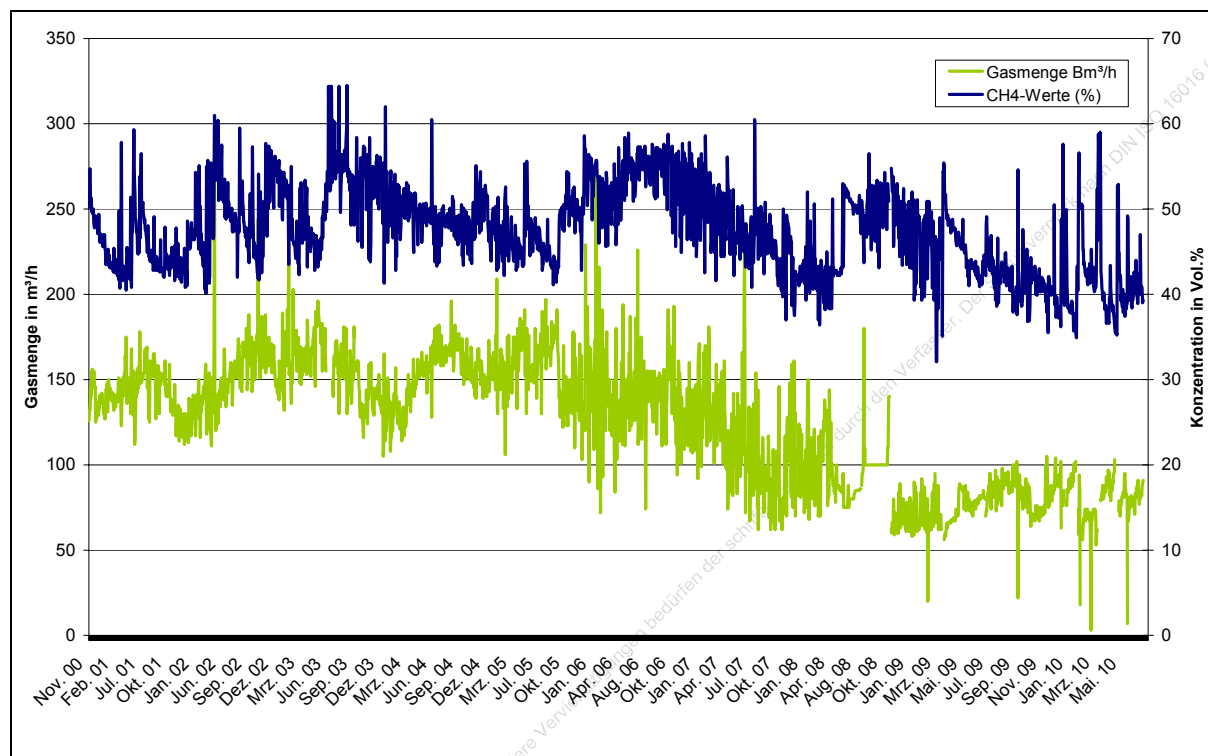
## 1.2 Ausgangssituation und Datenbasis des Konzepts

Die Konzepte beruhen jeweils auf folgenden Dokumenten:

- Meßwerte Deponiegasqualität und -quantität für die einzelnen Gasbrunnen, Stränge und das gesamte Gassystem
- Betriebsauswertungen: Einlagerungsmengen über die Zeit, Gasmessungen (Nutzung und Oberflächen) über die Zeit und definierten Orten
- Lageplan Gasfassungssystem

- Die technischen Daten des bestehenden Maschinentechnik
- Eine Deponiegasprognose auf Basis der realen Betriebsauswertung und den Annahmen / Adaptionen der DAS – IB GmbH.

In der nachfolgenden Abbildung ist der chronologische Verlauf der erfassten Deponiegasmengen und der jeweiligen Methankonzentration von November 2000 bis Juni 2010 einer Deponie dargestellt.

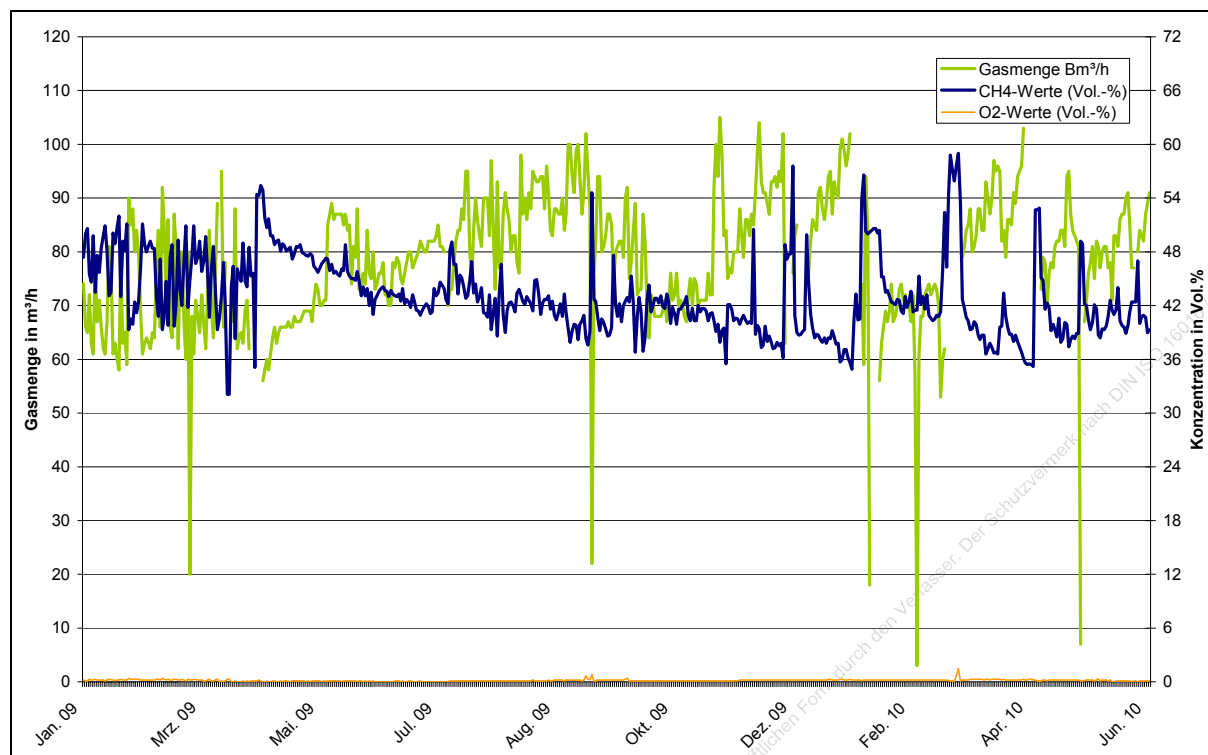


**Abbildung 1:** Entwicklung der gefassten Gasmenge und -qualität auf Basis von Monatsmittelwerten. Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage „Messwerte Deponiegasqualität und -quantität“.

Aus Abbildung 1 ist zu erkennen, daß eine deutliche Reduzierung der erfassten Gasmengen und deren Methangehalt seit Januar 2009 stattfinden. Des Weiteren ist zu erkennen, daß mit der Erhöhung des Volumenstroms seit 2009 der Methangehalt des Deponiegases mit einer gewissen Verzögerung abnimmt. Eine Reduzierung der Volumenströme führt dann i.d.R. im Gegenzug wieder zu steigenden Methangehalten, vgl. Abbildung 2.

Auf einer Deponie wurden 32 Gasbrunnen zur Fassung des Deponiegases betrieben. Aufgrund der rückläufigen Gaserträge, hervorgerufen durch zunehmende biologische Inaktivität, erzielten jedoch beispielsweise bei der Messung im Juli 2010 nur noch 9 Gasbrunnen einen messbaren Gasertrag. Im Rahmen dieser Messungen wurde durch die Mitarbeiter der DAS - IB GmbH festgestellt, daß die Messstrecken der einzelnen Gasbrunnen nur bedingt zur regelmäßigen Messung geeignet sind, da der Aufbau (Messstutzen und Kugelhähne) nicht einheitlich und teilweise nur schwer zugänglich waren.

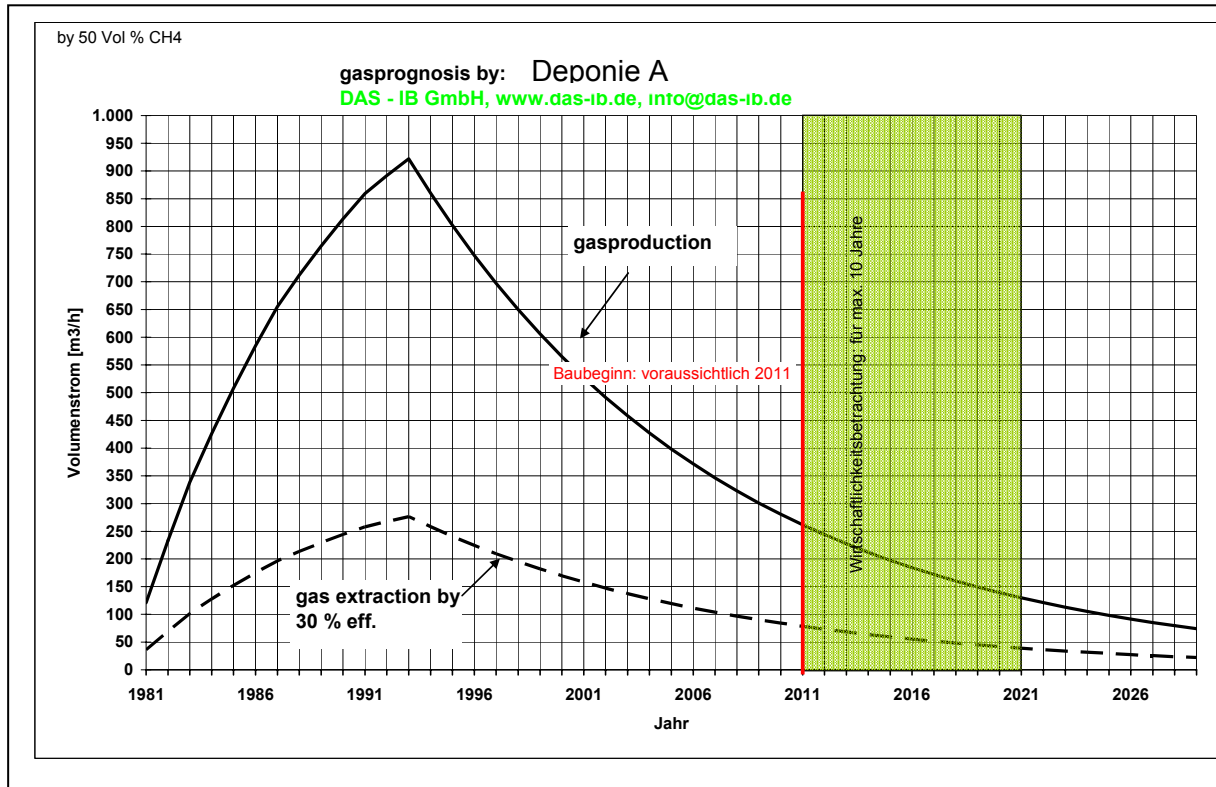
Die möglichen Verbesserungen an dem bestehenden Gasfassungssystem beider Deponien werden hier nicht weiter betrachtet.



**Abbildung 2:** Verlauf der Deponiegaszusammensetzung einer Deponie auf der Basis von Monatsmittelwerten einzelner Messungen ab Januar 2009. Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage „Messwerte Deponiegasqualität und -quantität“.

Die Deponiegaszusammensetzung zeigt, daß sich die Deponie vermutlich in der Endphase der Gasproduktion befindet, vgl. Abbildung 2. Aus den Einzelwerten der Gasbrunnen ergibt sich, daß sich in dem dargestellten Zeitraum alle Gasbrunnen anscheinend in der Luftein-dringphase befanden.

Für die Prognose der Entwicklung der Gasmengen werden üblicherweise unterschiedliche Modelle herangezogen, z.B. das Modell von Rettenberger und Tabasaran (RETTENBERGER 1992) oder das Modell von Weber (WEBER 1990). Da das Modell von Weber für offene Deponien bessere Ergebnisse erzielt und das Modell von Rettenberger bessere Ergebnisse für abgedichtete Deponien prognostiziert (vgl. SCHNAPKE 2006), wurde von der DAS – IB GmbH für die Deponie das Modell von Rettenberger mit eigenen Adaptionen zur Gasprognose herangezogen.



**Abbildung 3:** Prognostizierte Deponiegasproduktion und -ausbeute (bei einer angenommenen Effizienz des Fassungssystems von 30 % und einem CH<sub>4</sub>-Gehalt von 50 Vol.-%) der Deponie.

Die in Abbildung 3 dargestellte prognostizierte Deponiegasproduktion und -ausbeute wurde nach der folgenden empirischen Formel berechnet.

$$G = 1,868 \cdot C_{\text{org}} \cdot (0,014 \cdot \vartheta + 0,28) \cdot (1 - 10^{-k \cdot t}) \quad \text{Formel 1}$$

mit:

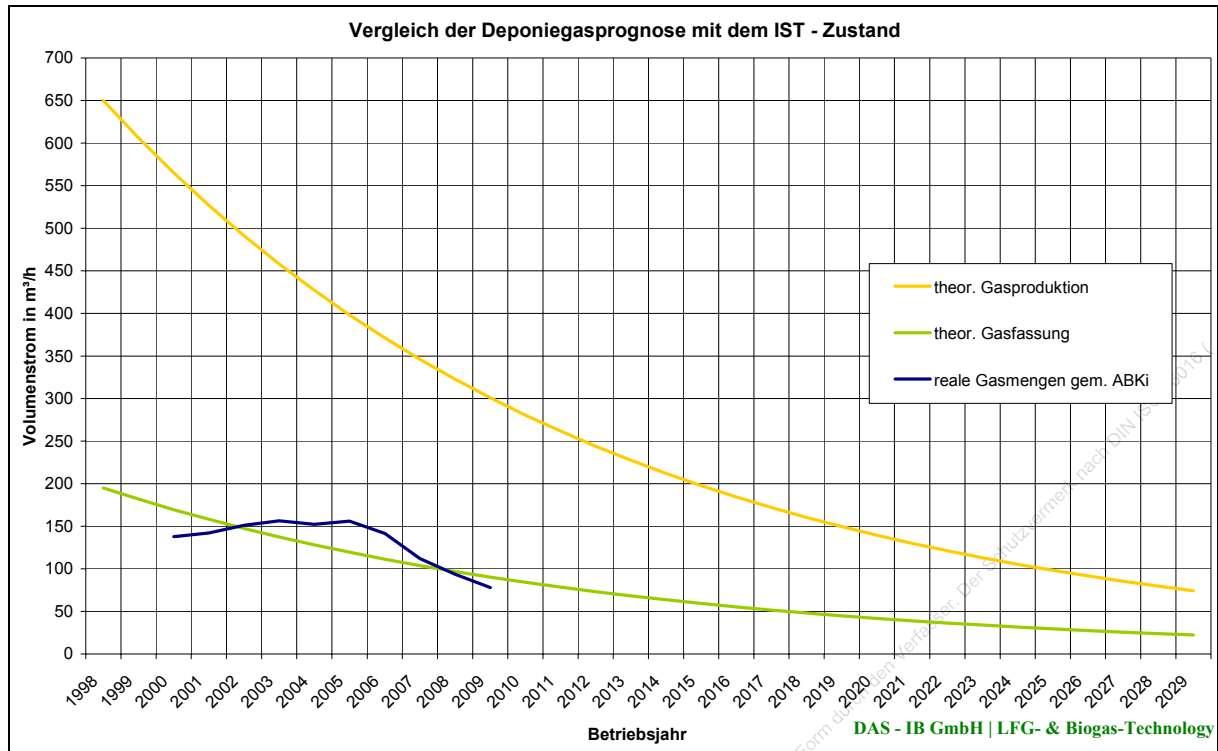
$C_{\text{org}}$  Dieser Wert liegt in der Regel für Hausmüll zwischen 170 und 220 kg / Mg<sub>Abfall</sub>, sollte aber für jede Deponie aufgrund von vorliegenden Analysedaten gewählt werden. Wir haben mit 104 kg / t gerechnet, um sich an die realen Meßwerte der Deponiegasmengen anzupassen

$\vartheta$  : Die Temperaturen in Deponien liegen im Bereich von 20° °C und 50 °C. Wesentlich ist, daß die Anwendung des Modells nur für den mesophilen Bereich zulässig ist.

k-Wert: Auf Basis unserer Erfahrungen und den realen Meßwerten vor Ort, haben wir ein k von 0,07 gewählt.

Anzumerken ist, daß angesichts der uns vorgelegten Informationen über eingebaute Abfallmengen und -qualitäten, die für die Prognose zur Verfügung standen, eine exakte Prognose nicht möglich ist und die ermittelten Werte, wie in Abbildung 3 dargestellt, nur zur Orientierung dienen können.

Aufgrund des Vergleiches der prognostizierten Deponiegaserträge und der tatsächlich gefassten Deponiegasmengen (siehe Abbildung 4) kann davon ausgegangen werden, daß der Deponiegasertrag innerhalb der nächsten 10 Jahre auf vermutlich 20 m<sup>3</sup> / h bei 50 Vol % CH<sub>4</sub> im Beispiel zurückgeht.



**Abbildung 4:** Vergleich der tatsächlichen Deponiegaserträge mit den von uns prognostizierten Werten (Effizienz des Fassungssystems mit 30 % angenommen und einem CH<sub>4</sub>-Gehalt von 50 Vol.-%).

Die Entwicklung des Methananteils im Deponiegas kann aus den Prognosen über Mengenentwicklung nicht hergeleitet werden, da weitere Einflussfaktoren, wie beispielsweise der übersaugungsbedingte Anteil der Umgebungsluft am Deponiegas und das Verhalten der Biologie nicht abzuschätzen sind.

## 2 Mögliche Deponiegasverwertungen

Zur sicheren Deponiegasverwertung eignen sich insbesondere Aggregate, die auch bei geringeren Methangehalten zuverlässig unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten) betrieben werden können.

**Mikrogasturbinen** sind Stromaggregate, bei denen Generator, Verdichter und Turbine auf einer schnell laufenden Welle befestigt sind. Besonders ist, daß diese Welle luftgelagert ist und die Mikrogasturbine kein Kühlwasser benötigt.

Die Verbrennungsluft tritt über den Generator strömend in die Mikrogasturbine ein, kühlt diesen dabei und wird darauf im Verdichter komprimiert. Im Rekuperator wird sie durch die heißen Abgase vorgewärmt, was den Wirkungsgrad steigert, und in der Brennkammer mit dem Brennstoff gemischt und gezündet. Die heißen Verbrennungsgase werden in der Turbine entspannt und treiben so Verdichter und Generator an. Nachdem die Abgase einen Teil ihrer Wärmeenergie im Rekuperator abgegeben haben, verlassen sie die Mikrogasturbine in Richtung Abgaswärmetauscher bzw. Kamin.

Vorteile: Niedrige Wartungskosten, niedrigere Abgasemissionen als bei Gasmotoren, höhere Wärmenutzung als bei Gasmotoren, Betrieb mit niedrigeren Methangehalten als Zünd – und Gasmotoren möglich, höhere Lebensdauer als Gasmotoren, EEG – Vergütung zzgl. Technologiebonus (*bitte mit Ihrem EVU klären*)

Nachteile: hohe Investitionskosten, niedrigerer elektrischer Wirkungsgrad als bei Gasmotoren

**Zündstrahlmotore** sind umgerüstete Dieselmotoren, die das Deponiegas durch das Einspritzen von z.B. Heizöl oder PLÖ, der so genannten Stützfeuerung, betrieben werden. Die Stützfeuerung ermöglicht, daß auch Deponiegas mit niedrigem Heizwert verwertet werden kann.

Ein Zündstrahlmotor kann nach Angaben der Hersteller Deponiegas ab einem Gehalt von etwa 38 Vol.-% Methan verwerten, bei einem Zündölverbrauch von etwa 0,8 l / h. Ausschlaggebend für den Betrieb der Motoren ist das Verhältnis von Methan zu Kohlendioxid, wobei der CO<sub>2</sub>-Anteil der "Bremsklotz" im System ist. Bei einem geringen CO<sub>2</sub>-Anteil von 10 bis 13 Vol.-% könnte der Zündstrahler, mit Modifikationen an Gasstrasse und Mischer zur Erhöhung der Volumenströme, auch noch bis 28 Vol.-% betrieben werden, ohne überhöhten Zündölverbrauch.

Technisch ist es möglich, Zündstrahlmotoren zu 100 % mit Zündöl zu betreiben und niederkalorisches Deponiegas durch Mitverbrennung zu beseitigen. Die genehmigungsrechtliche Lage und die Wirtschaftlichkeit dieser Fahrweise wären für diesen Fall gesondert zu betrachten.

Vorteile: Betrieb mit niedrigeren Methangehalten als Gasmotoren, preiswert

Nachteile: Betrieb nur mit Zündöl möglich, niedrige Lebensdauer als Gasmotoren

**Gas – Otto - Motoren** arbeiten nach dem Otto – Motor - Prinzip und wurden für den Betrieb mit Bio- und Deponiegas speziell weiterentwickelt Um die Stickoxidemissionen zu minimieren werden diese Motore als so genannte Magermotoren mit hohem Luftüberschuss betrieben. Gas – Otto - Motore werden unter anderem zur energetischen Nutzung von Schwachgasen (Bio- und Deponiegasen), die bei der Vergärung von organischen Abfällen entstehen, eingesetzt.

Vorteil: robuster als Zündstrahlmotore, praxiserprobt

Nachteil: wirtschaftlicher Betrieb bei Methanwerten um 50 Vol % Optimal.

Netzgekoppelte **Photovoltaik-Anlagen** bestehen im Wesentlichen aus den Photovoltaik-Modulen, einem oder mehreren Wechselrichtern, einer Schutzeinrichtung zur automatischen



Abschaltung bei Störungen im EVU - Netz. Der Wechselrichter wandelt den von den PV-Modulen gelieferten Gleichstrom in Wechselstrom um, dessen Leistungs- und Spannungswerte auf das Stromnetz abgestimmt werden. Für netzgekoppelte Anlagen kommen netzgeführte Wechselrichter zum Einsatz. Die Gesamtleistung einer Anlage ist von der Fläche der PV-Module abhängig. Heute marktgängige Module benötigen zwischen 7 und 10 Quadratmeter je installiertem kW<sub>p</sub> (Kilowatt Peak, definiert als Leistung bei einer Einstrahlung von 1.000 W / m<sup>2</sup>). Je kW<sub>p</sub> nomineller Anlagenleistung ist in Mitteleuropa - je nach Lage und örtlichen Verhältnissen - bei optimaler Südausrichtung und einem Neigungswinkel der Module von etwa 30° mit einem Jahresertrag zwischen 800 und 1.000 kWh zu rechnen.

**Heizkessel mit 2-Stoffbrenner** sind übliche Heizkessel mit speziell entwickelten Brennersystemen, in denen entweder als Brenngas z.B. Deponie- oder Biogas oder Propan, Erdgas oder Heizöl in thermische Energie umgewandelt wird.

## 2.1 Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Alle Angaben zu Investitions- und Betriebskosten beziehen sich auf Richtpreisangebote von über 10 Anlagenhersteller für die Projekte.

Alle Preise nachfolgende Preise verstehen sich als Nettopreise, d.h. ohne Umsatzsteuer, Kosten wie z.B. Ingenieurdienstleistungen nach HOAI und Genehmigungen wurden von uns nicht berücksichtigt. Grundlagen für die Richtpreisangebote sind die nachstehenden und uns vorliegenden Angaben des jeweiligen Auftraggeber:

- Deponiegasprognose
- Rohgasanalysen
- der Eigenstrombedarf als Jahresmittelwert der bestehenden Anlagentechnik auf der Deponie im folgenden Beispiel mit 65 kW<sub>e</sub>l
- der Wärmebedarf als Jahresmittelwert der bestehenden Anlagentechnik auf der Deponie im folgenden Beispiel mit ca. 125 kW<sub>th</sub> und
- die Montage im bestehenden BHKW - Raum der Deponie oder als neue Container.

Die tatsächlichen Kosten der ausstehenden Anpassung der Gasverdichterstation und die Montage vor Ort haben wir für unsere Wirtschaftlichkeitsbetrachtung grundsätzlich mit einem Betrag von 10.000 € für alle Bieterinnen / Betrachtungen berücksichtigt.

Der Eigenenergiebedarf des jeweiligen Aggregats basiert, wenn nicht anders benannt (s. Turbine), schätzungsweise auf 2 % der elekt. Leistung bei Vollast.

Zur Konzepterstellung erfolgte die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wie nachstehend in vereinfachter Form:

- Die Nutzungsdauer beläuft sich für alle Aggregate auf 10 Jahre.
- Die Betriebsstunden belaufen sich auf 7.500 h pro Jahr, was einer Auslastung von ca. 85 % in einem Zeitraum von 10 Jahren entspricht.
- Die Laufzeiten der jeweiligen Aggregate beruhen auf den jeweiligen Deponiegasprognose und der daraus berechneten max. Feuerungswärmeleistung bei einem mittleren Heizwert von 5 kWh / m<sup>3</sup> und weniger insb. für die Turbine.
- Die Investitionskosten werden auf gleichmäßige jährliche Belastungen verteilt. Die Verteilung erfolgt so, dass vor Ablauf der Nutzungsdauer der Restwert des Aggregats 0 € beträgt.

- Die Wartungskosten wurden in Abhängigkeit der Betriebsstunden und Angebote / Preisangaben berücksichtigt. Die jeweiligen Wartungen beinhalten die Vollwartung der Aggregate durch den Hersteller.
- Die von uns benannten Fixkosten berücksichtigen die Versorgung der Anlagentechnik gem. der o.g. Strom und Wärmemengen von externen Dritten, wenn keine Gasnutzung realisiert wird. Diese Fixkosten beziehen sich ebenso auf die o.g. Betriebsstunden pro Jahr als Mittelwert und belaufen sich für die elekt. Energie auf 0,15 € pro kWh zuzüglich der Bereitstellungskosten von 2.000 € / a und die therm. Energie auf 0,09 € pro kWh.
- Wenn die von den Aggregaten bereitgestellten therm. und elektrischen Energiemengen nicht ausreichen, um die o.g. Grundlasten zu liefern, entstehen zusätzliche Bezugskosten. Diese zusätzlichen finanziellen Belastungen bilden die o.g. Fixkosten.
- Grundsätzlich wurde der von den Aggregaten produzierte Strom vollständig gem. EEG 2009 mit 0,09 € pro kWh und der o.g. Betriebsstunden vergütet bzw. bei der Turbine ggfs. zzgl. den Technologiebonus. Dabei wird eine Degression von derzeit 1,5 % für die Folgejahre berücksichtigt. Die Erlöse aus dem Stromverkauf werden den o.g. Fixkosten gegenübergestellt.
- Die überschüssige Wärme wurde in unserem Konzept nicht zusätzlich vergütet.
- Zur Ermittlung der elekt. und therm. Leistung im Teillastbereich wurde der gemittelte elekt. bzw. therm. Wirkungsgrad genutzt.
- Inflation wurde von uns nicht berücksichtigt.
- Nutzung der bestehenden Anlagentechnik wie z.B. Notkühler, Abgaskamin, Gasverdichter und Rohgasanalyse soweit möglich.

Die von uns gemittelten jährlichen Betriebskosten setzen sich somit wie folgt zusammen

$$\text{mittlere jährliche Kosten} = K_{\text{Annu.}} + K_{\text{Betrieb.}} + K_{\text{Bezug.}} - K_{\text{Vergütung}}$$

mit:	$K_{\text{Annu.}}$	= Annuität p.a. auf Basis der Gesamtinvestition und einer Finanzierungslaufzeit von 7 Jahren
	$K_{\text{Betrieb.}}$	= jährliche Belastung der durch Wartungskosten inkl. Betriebskosten u.a. Eigenstrombedarf der jeweiligen Aggregate oder Zündölbedarf
	$K_{\text{Bezug.}}$	= Zusätzliche Kosten die entstehen wenn die o.g. therm. und elektr. Grundlasten nicht durch das Aggregat abgedeckt werden.
	$K_{\text{Vergütung}}$	= Erlös aus der o.g. EEG - Stromeinspeisung

Unter Berücksichtigung der o.g. Randbedingungen ergeben sich für die Eigenversorgung der Deponie „Beispiel“ durch externe Dritte die in Tabelle 1 zusammengefassten Fixkosten pro Jahr.

**Tabelle 1:** Fixkosten bei externer Energieversorgung

Thermische Energie	125 kW
Heizwert $H_{U \text{ Propan}}$ :	6,57 kWh / l
Kosten pro l Propan:	0,56 € / l
Wirkungsgrad:	90 %
Kosten pro kW und Jahr:	710,30 €
<b>Kosten pro Jahr:</b>	<b>88.787,42 €</b>

Elektrische Energie	65 kW
Bereitstellungskosten pro Jahr:	2.000,00 €
Arbeitspreis pro kW:	0,15 €
Kosten pro kW und Jahr:	1.155,77€
<b>Kosten pro Jahr:</b>	<b>75.125,00 €</b>

Auf Grundlage der in Tabelle 1 genannten Fixkosten belaufen sich die Gesamtkosten für den Betrachtungszeitraum von 10 Jahren auf ca. 1,64 Mio. €.

## 2.2 Mikrogasturbine

Mit der Mikrogasturbine können maximal 65 kW<sub>el</sub> aus Deponiegas mit mindest 35 Vol.-% Methan produziert werden (Vergleich Tabelle 2).

Der Eigenstrombedarf für den zusätzlichen Kompressor, um das Deponiegas auf einen Betriebsdruck von ca. 5 bar<sub>ü</sub> zu verdichten beträgt ca. 15 kW<sub>el</sub> und wird zugekauft bzw. von der EEG – Einspeisevergütung abgezogen. Für den Einsatz auf Deponien ist zusätzlich ein Aktivkohlefilter zur Reduzierung der Siloxanfrachten notwendig, der berücksichtigt wurde.

**Tabelle 2:** Wirkungsgrade und Leistungsbereiche der Mikrogasturbine gem. Herstellerangaben

Auslastung	$\eta_{\text{therm.}}$	kW <sub>therm.</sub>	$\eta_{\text{elektr.}}$	kW <sub>elektr.</sub>
100 %	52,67 %	115	29,0 %	<b>65,0</b>
75 %			27,5 %	48,8
50 %			24,0 %	30,0
Mittelwert	52,7 %	115	26,8 %	48

Wird die o.g. Gasprognose zugrunde gelegt, kann die Mikrogasturbine 9 von 10 Jahren in Volllast gefahren werden.

Nach Herstellerangaben werden in Deutschland bisher auf den Deponien Eichelbuck, Sinsheim und Lernberg jeweils zwei Mikrogasturbinen als Referenzanlagen betrieben.

## 2.3 Zündstrahlmotore

Der benötigte Zündstrahlmotor mit 110 kW<sub>el</sub> hat nach eigenen Angaben einen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 40,5 % und einen Gasverbrauch von mind. 51,6 m<sup>3</sup> / h bei 50 Vol.-% CH<sub>4</sub> und 1,4 kg / h Zündöl.

Leider wurde uns, trotz mehrfacher telefonischer Rücksprache, nur ein zu großes Aggregat von 250 kW<sub>el</sub> angeboten. Aufgrund der notwendigen hohen Feuerungswärmeleistung, die nicht zu den Gasmengen und unserer Anfrage paßt, wird dieses Richtpreisangebot nicht weiter von uns berücksichtigt.

## 2.4 Gas – Otto - Motore

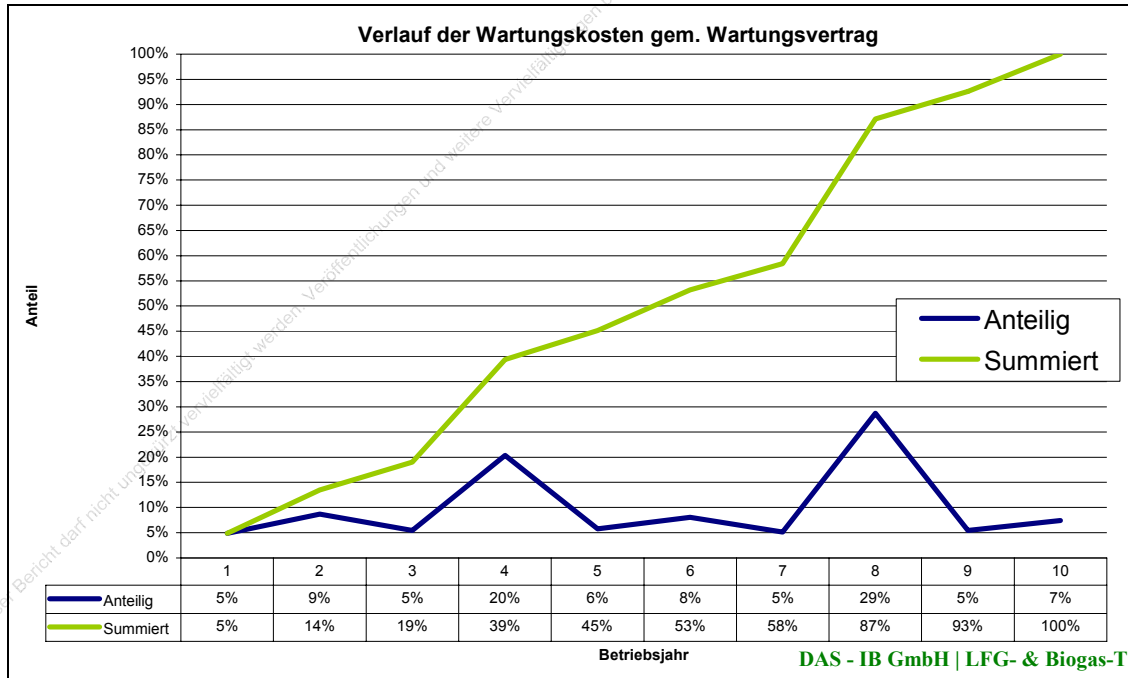
### Anbieter 1:

Auf Basis der o.g. Deponiegasprognose kann der Motor nur in den ersten beiden Jahren im Vollastbetrieb (gem. den Herstellerangaben s. Tabelle 4) betrieben werden. Die durchschnittliche Auslastung über die Nutzungsdauer von 10 Jahre beträgt somit ca. 83 %.

**Tabelle 4:** Wirkungsgrade und Leistungsbereiche des gem. Herstellerangaben

Auslastung	$\eta_{\text{therm.}}$	kW <sub>therm.</sub>	$\eta_{\text{elektr.}}$	kW <sub>elektr.</sub>
100 %	49,9 %	171	36,2 %	<b>124</b>
75 %	49,8 %	132	35,1 %	93
50 %	50,3 %	96	32,5 %	62
<i>Mittelwert</i>	<i>50,0 %</i>	<i>133</i>	<i>34,6 %</i>	<i>93</i>

Dieses Aggregat wird nach Herstellerangaben gegenwärtig auf drei Deponien betreut, wobei bis dato eine mittlere Jahreslaufzeit von 8.000 Betriebsstunden erreicht wurde. Aufgrund der technischen Auslegungen kann das Modul unter Berücksichtigung der o.g. Deponiegasprognose voraussichtlich nur bis in das Jahr 2022 betrieben werden. Alle anderen betrachteten Systeme könnten weiter betrieben werden, da diese in der technischen Auslegung kleinere Feuerungswärmeleistungen berücksichtigen. Als einziger Anbieter wurde dem Richtpreisangebot ein aggregatbezogener Wartungsvertrag beigefügt. Der Verlauf der Wartungskosten ist in folgender Abbildung zur Abschätzung der tatsächlichen jährlichen Wartungskosten angeführt.



**Abbildung 5** Verlauf der Wartungskosten auf Grundlage von Herstellerangaben

Aus dieser Abbildung wird deutlich, daß jeweils nach 4 Betriebsjahren eine umfangreiche Wartung der Motoren durchgeführt werden muss.

**Anbieter 2:**

Werden die Wirkungsgrade und Leistungsbereiche aus Tabelle 6 sowie die o.g. Deponiegasprognose zugrunde gelegt, kann das Kompaktmodul sechs Jahre in Volllast betrieben werden. Die durchschnittliche Auslastung des Moduls beträgt für die gesamte Nutzungsdauer von 10 Jahre ca. 94 %.

**Tabelle 6** Wirkungsgrade und Leistungsbereiche gem. Herstellerangaben

Auslastung	$\eta_{\text{therm.}}$	kW <sub>therm.</sub>	$\eta_{\text{elektr.}}$	kW <sub>elektr.</sub>
100 %	45,4 %	170	38,4 %	<b>104</b>
75 %	45,2 %	129	37,1 %	78
50 %	45,3 %	80	35,1 %	52
<i>Mittelwert</i>	<i>45,3 %</i>	<i>126</i>	<i>36,9 %</i>	<i>78</i>

**Anbieter 3:**

Werden die Wirkungsgrade und Leistungsbereiche aus Tabelle 7 sowie die o.g. Deponiegasprognose zugrunde gelegt, kann das Kompaktmodul fünf Jahre in Volllast betrieben werden. Die durchschnittliche Auslastung des Moduls beträgt für die gesamte Nutzungsdauer von 10 Jahre ca. 91 %.

**Tabelle 7** Wirkungsgrade und Leistungsbereiche gem. Herstellerangaben

Auslastung	$\eta_{\text{therm.}}$	kW <sub>therm.</sub>	$\eta_{\text{elektr.}}$	kW <sub>elektr.</sub>
100 %	46,1 %	125	35,2 %	<b>104</b>
75 %	46 %	77	34,4 %	78
50 %	46 %	71	32,3 %	52
<i>Mittelwert</i>	<i>46,1 %</i>	<i>91</i>	<i>34, %</i>	<i>78</i>

Die Anbieter verwenden denselben Rumpfmotor und haben somit i.d.R. auch die annähernd gleichen Wirkungsgrade. Differenzen kommen durch herstellereigenspezifische Anpassungen und Ausrüstungsteile.

**Anbieter 4:**

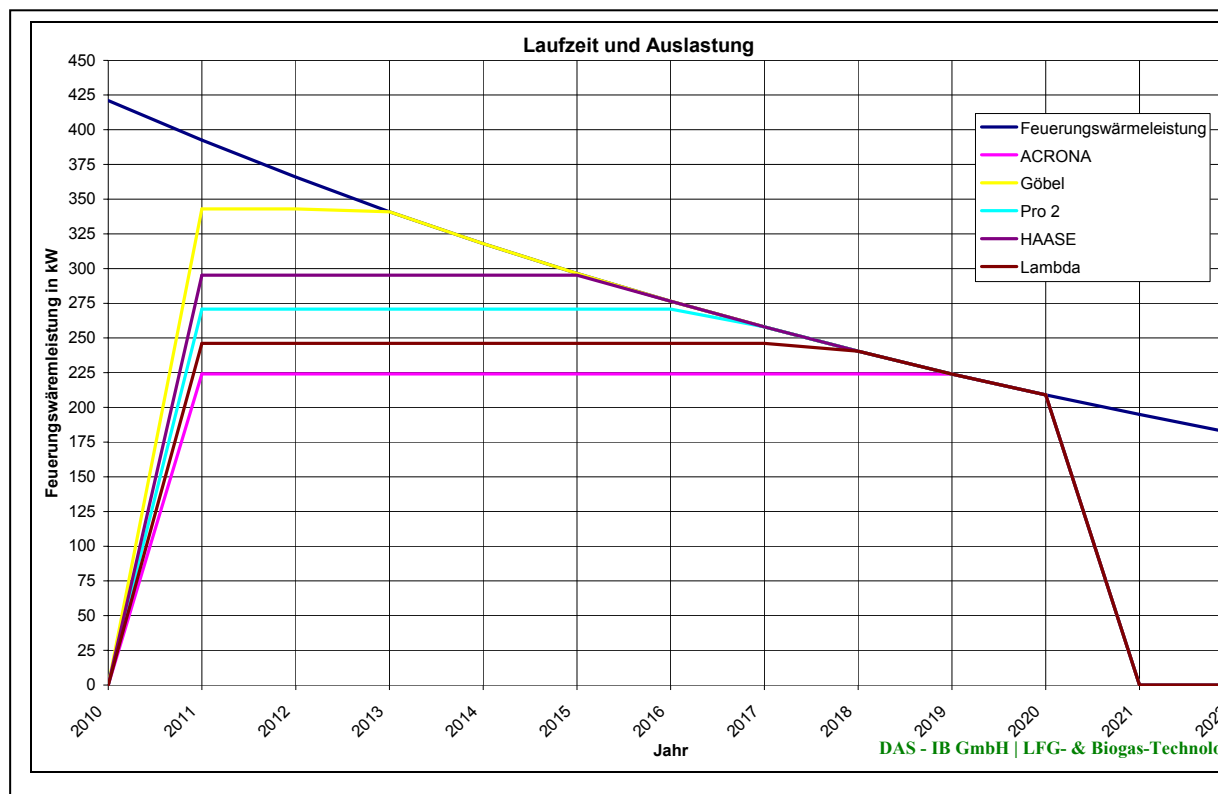
Werden die Wirkungsgrade und Leistungsbereiche aus Tabelle 8 sowie die o.g. Deponiegasprognose zugrunde gelegt, kann das Kompaktmodul sieben Jahre in Volllast betrieben werden. Die durchschnittliche Auslastung des Moduls beträgt für die gesamte Nutzungsdauer von 10 Jahre ca. 97 %.

**Tabelle 8** Wirkungsgrade und Leistungsbereiche gem. Herstellerangaben

Auslastung	$\eta_{\text{therm.}}$	kW <sub>therm.</sub>	$\eta_{\text{elektr.}}$	kW <sub>elektr.</sub>
100 %	50,8 %	125	32,5 %	<b>80</b>
75 %		105	30, %	60
50 %		77	27,5 %	40
<i>Mittelwert</i>	<i>50,8 %</i>	<i>102</i>	<i>30, %</i>	<i>60</i>

**2.5 Vergleich der Anlagenauslastung**

In Abbildung 6 zeigt die Auslastung der verschiedenen Aggregate in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Feuerungswärmeleistung. Sobald die Feuerungswärmeleistung nicht mehr den maximalen Energiebedarf des Aggregats abdeckt, kann das jeweilige Aggregat nur noch in Teillast (min. 50 % Last) betrieben werden..



**Abbildung 6** Auslastung der verschiedenen Aggregate auf Basis der zur Verfügung stehenden Feuerungswärmeleistung

Zusammenfassend werden in Tabelle 9 die durchschnittliche Auslastung und Anzahl der Volllastjahre gegenübergestellt.

**Tabelle 9** Auslastung und Anzahl Volllastjahre

	Microgas-turbine	Anbieter I	Anbieter II	Anbieter III	Anbieter IV
elektr. Leistung in kW (100%)	65	124	104	104	80
therm. Leistung in kW (100%)	115	171	170	125	125
Jahre in Volllast:	10	2	6	5	7
Ø Auslastung:	99 %	83 %	94 %	91 %	97 %

Die gemittelten jährlichen Erlöse aus dem Stromverkauf sind Tabelle 10 vergleichend dargestellt.

**Tabelle 10** Gemittelte Erlöse aus dem Verkauf der produzierten Strommenge p.a.

	Microgas-turbine	Anbieter I	Anbieter II	Anbieter III	Anbieter IV
Ø Erlöse aus Stromverkauf p.a.:	37.722 €	62.625 €	59.678 €	57.833 €	45.455 €

### 3 Weitere Verfahren zur Abdeckung des Energiebedarf

Neben den bereits vorgestellten Verfahren kann sowohl die Kombination einer Photovoltaikanlage zur Abdeckung der elektrischen Grundlast und ein Heizkessel im Deponiegasbetrieb zur Wärmeversorgung genutzt werden. Wird der Deponiegasbrenner mit Kessel nicht genutzt, muß das Deponiegas über die Hochtemperaturfackel thermisch entsorgt werden.

#### 3.1.1 Photovoltaikanlage

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) besagt, daß dem Betreiber einer Photovoltaikanlage über einen Zeitraum von 20 Jahren eine Einspeisevergütung für den erzeugten Solarstrom gezahlt wird. Entscheidend für die Höhe der Vergütung ist der Zeitpunkt, zu dem die Anlage in Betrieb geht, denn mit jedem neuen Jahr sinkt die Vergütung (Degression).

Die am 9.XII.2010 beschlossene EEG-Novelle sieht bis zum 1.I.2012 in vier Schritten eine Rückführung der Solarstromförderung um bis zu 50 Prozentpunkte vor: Rückwirkend zum 1. Juli werden die Fördersätze um bis zu 13 Prozent und zum 1. Oktober um weitere 3 Prozent reduziert. Zum 1. Januar 2011 folgt eine Rückführung der Zuschüsse um bis zu 13 Prozent und zum 1. Januar 2012 um weitere bis zu 21 Prozent. Die konkrete Höhe der Förderabsenkung wird sich am Marktwachstum orientieren.

Wie bei den gasmotorischen Aggregaten wird hier eine Anlage im Netzparallelbetrieb ohne Inselbetrieb betrachtet. Des weiteren bilden die nachstehenden Randbedingungen die Basis unserer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung:

- Die zur Montage der PV-Anlage nutzbare Dachfläche beträgt ca. 700 m<sup>2</sup>.
- Eine optimale Dachausrichtung ist gegeben, die mit Gestellen angepaßt wird
- Die Tragfähigkeit der Dachkonstruktion muß gewährleistet sein (ungeprüfte Annahme von uns).
- Die Vergütung beträgt ab 2011 durchschnittlich für die gesamte Leistung 27,31 Cent / kW. Dadurch wird die leistungsabhängige und gestaffelte Vergütung vernachlässigt.
- Degression von 13 % lt. EEG
- Der Jahresertrag einer Vergleichsanlage am Standort

Gemäß den erhaltenen Richtpreisangeboten kann unter Berücksichtigung der o.g. Rahmenbedingungen eine PV-Anlage mit einer Leistung von ca. 128 kW<sub>p</sub> installiert werden, was einen Jahresertrag von ca. 104.000 kWh erwarten läßt. Die durchschnittliche Vergütung über die gesamte Betriebsdauer von 20 Jahren beläuft sich auf ca. 20.500 € pro Jahr

Die Annuitäten bei einer Gesamtinvestition von ca. 365.000 €, liegen bei einer Finanzierungsdauer von 20 Jahren bei ca. 18.000 € pro Jahr.

Neben der hier aufgeführten Nutzungsvariante besteht ebenfalls die Möglichkeit, die Dachfläche an eine Leasinggesellschaft zu verpachten und somit lediglich die Dachfläche für Dritte zur Verfügung zustellen, diese Variante wurde von uns nicht betrachtet.

#### 3.1.2 Deponiegasbrenner mit – kessel und Nebeneinrichtungen

In einem Heizkessel mit speziell entwickeltem 2-Stoff-Brenner (Deponiegasbrenner / Heizöl- oder Propanbrenner) wird das erfaßte Deponiegas oder das zweite Brenngas verfeuert.

An u.a folgenden Deponie - Standorten wird ein Kessel bzw. eine Brennkammer mit einem speziell entwickelten 2-Stoff-Brenner im Deponiegasbetrieb eingesetzt

- Höxter und Speyer – Nonnenwühl mit normalen Kesseln ( $< 100 \text{ kW}_{\text{th}}$ ) zu Heizzwecken sowie Lübeck - Niemark, Bad Segeberg – Damsdorf, Mainz – Budenheim, Alsdorf – Warden (Aachen). Mechernich (Euskirchen), Lampertheim mit Brennkammern  $> 1 \text{ MW}_{\text{th}}$

Die Investitionskosten eines realen Deponiegasbrenner mit Kessel und Nebeneinrichtungen belaufen auf ca. 34.000 €, bei durchschnittlichen Wartungskosten von 1.500 € pro Jahr. Die ursprünglichen Projektpreise (1998) wurden von uns mit einem TZ auf das Investitionsjahr 2011 angepaßt.

Die Kombination aus PV-Anlage und Deponiegaskessel wurde von uns bei der umfassenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Verfahren aufgrund der folgenden Faktoren nicht weiter betrachtet:

- Die o.g. Betrachtung beruht auf einer PV - Nutzungsdauer von 20 Jahren
- schwer abzuschätzende Preisentwicklung für die Anschaffungskosten der PV-Anlage aufgrund der dynamischen Marktsituation
- hohe Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für PV-Anlagen aufgrund der derzeit eher dynamischen und schwer abzuschätzenden politischbedingten Stromvergütung gem. EEG
- Ölpreisgebundene Betriebskosten für die Stützgasfeuerung des Deponiegaskessels.

Dieser Bericht darf nicht ungekürzt vervielfältigt werden. Veröffentlichungen und weitere Vervielfältigungen bedürfen der schriftlichen Genehmigung des Verfassers. Kontakt: 050 16016 (



## 4 Vergleich der Verwertungsverfahren

### 4.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Verwertungsmöglichkeiten

Die wirtschaftliche Bewertung der o.g. technischen Lösungen beruhen auf unseren Annahmen, die in Absprache mit dem Auftraggebern wie folgt definiert wurden:

- einer Betriebszeit von 10 Jahren
- einer Laufzeit der Finanzierung von 7 Jahren
- eines Restwertes der Anlagen von 0 € am Ende der Laufzeit der Finanzierung
- einer Finanzierung mit 100 % Eigenkapital.

Die Wartungskosten wurden pro Betriebsstunde auf Basis von durchschnittlich 7.500 Betriebsstunden pro Jahr auf 10 Jahre gerechnet..

Das Betriebsergebnis nach der Nutzungsdauer von 10 Jahren ist die Summe der jährlichen Belastungen durch Annuität und Betriebskosten abzüglich der Erlöse aus der Stromspeisung.

Zusammengefasst stellen sich die Investitionskosten, die jährlichen Wartungskosten, die Annuitäten p.a. sowie dem Betriebsergebnis nach einer Nutzungsdauer von 10 Jahren wie in Tabelle 10 zu sehen dar.

Dieser Bericht darf nicht ungekürzt vervielfältigt werden. Veröffentlichungen und weitere Vervielfältigungen bedürfen der schriftlichen Genehmigung durch das Ingenieurbüro. Der Schutz ist durch das Markenrecht nach DIN ISO 16016 (

**Tabelle 10** Gegenüberstellung der Kosten auf Grundlage der Richtpreisangebote und v.g. Fixierungen

	Microgasturbine	Anbieter I	Anbieter II	Anbieter III	Anbieter IV	Fixkosten bei externer Energieversorgung
Invest Aggregat:	208.000 €	116.200 €	100.950 €	140.000 €	111.600 €	- €
Lieferung, Montage und IBN vor Ort:	5.000 €	7.800 €	15.000 €	13.000 €	inkl. Invest	- €
Anpassung vor Ort:	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	- €
<b>Gesamtinvestition:</b>	<b>223.000 €</b>	<b>134.000 €</b>	<b>125.950 €</b>	<b>163.000 €</b>	<b>121.600 €</b>	<b>- €</b>
Annuität p.a.:	31.858 €	19.144 €	17.994 €	23.287 €	17.372 €	- €
Wartungskosten pro Betriebsstunde:	1,50 €	2,57 €	3,23 €	2,05 €	2,40 €	€ / Bh
Ø Wartungskosten p.a.:	11.250 €	19.253 €	24.225 €	15.375 €	18.000 €	- €
Ø Zusätzliche Stromkosten p.a.:	13.596 €	- €	- €	- €	- €	75.125 €
Ø Zusätzliche Wärmekosten p.a.:	5.506 €	9.099 €	6.528 €	12.588 €	7.781 €	88.787 €
<b>Ø Betriebskosten p.a.:</b>	<b>62.210 €</b>	<b>47.495 €</b>	<b>48.747 €</b>	<b>51.250 €</b>	<b>43.153 €</b>	<b>163.912 €</b>
<b>Ø Erlöse aus Stromverkauf p.a.:</b>	<b>37.722 €</b>	<b>62.625 €</b>	<b>59.678 €</b>	<b>57.833 €</b>	<b>45.455 €</b>	
<b>Ø Betriebsergebnis p.a.:</b>	<b>-24.488 €</b>	<b>15.129 €</b>	<b>10.932 €</b>	<b>6.583 €</b>	<b>2.303 €</b>	<b>-163.912 €</b>
<b>Betriebsergebnis nach der Betriebszeit von 10 Jahren:</b>	<b>-244.878 €</b>	<b>151.294 €</b>	<b>109.318 €</b>	<b>65.828 €</b>	<b>23.027 €</b>	<b>-1.639.124 €</b>

Wie der o.g. Tabelle zu entnehmen ist, liegen die Vorteile der Mikrogasturbine in den geringen Wartungskosten, der vergleichsweise hohen Wärmebereitstellung (therm. Wirkungsgrad) und einer Anlagenauslastung von durchschnittlich 99 %. Nachteilig für unsere Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erweisen sich jedoch die hohen Investitionskosten und der hohe Eigenenergiebedarf von 15 kW<sub>el</sub>, der sich in den zusätzlichen „Strom“bezugskosten niederschlägt. Dadurch entstehen bereits im ersten Betriebsjahr zusätzliche Kosten, zur Abdeckung des Strombedarfs, in Höhe von ca. 13.600 € p.a.. Aufgrund der guten thermischen Wirkungsgrade sind die zusätzlichen Wärmekosten von ca. 5.500 € p.a. im Vergleich zu den anderen Aggregaten am geringsten. Vorteile der Deponiegasnutzung mit einer Mikrogasturbine liegen in den niedrigen Abgasemissionen und langen Laufzeiten auch bei niedrigen Methankonzentrationen. Daraus ergibt sich ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil der Mikrogasturbine von 1,39 Mio. € im Gegensatz dazu, wenn die Energieversorgung durch Dritte erfolgt.

Das Modul des ersten Anbieters kann nur in den ersten beiden Jahren in Volllast betrieben werden und wird nur zu ca. 83 % über 10 Jahre ausgelastet, stellt aber aufgrund der vergleichsweise guten Wirkungsgrade und hohen elektr. und therm. Klemmleistung dennoch elektrische Energie zum Verkauf bereit. Der zusätzliche Gewinn aus dem Stromverkauf beläuft sich in Summe auf ca. 62.000 € p.a.. Die zusätzlichen Kosten zur Abdeckung des Wärmebedarfs belaufen sich in Summe auf ca. 9.000 € pro Jahr. Daraus ergibt sich ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil des Aggregats von 1,79 Mio. € im Gegensatz dazu, wenn die Energieversorgung durch Dritte erfolgt.

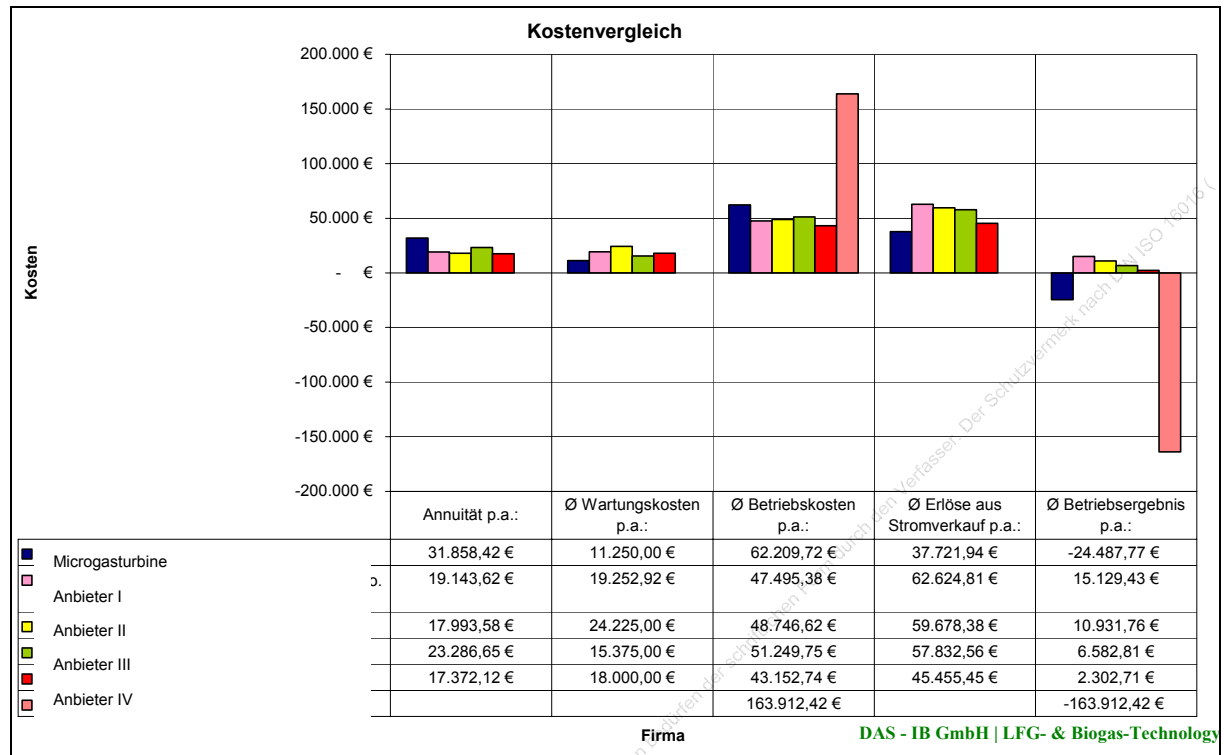
Vorteil des Aggregats des zweiten Anbieters sind die vergleichsweise geringen Investitionskosten und die relativ hohe elektrische Leistung von ca. 104 kW. Nachteilig sind jedoch die hohen Wartungskosten von 3,23 € pro Betriebsstunde. Die Erlöse aus dem Verkauf der überschüssigen elektrischen Energie belaufen sich in Summe auf ca. 59.000 € pro Jahr. Jedoch entstehen auch bei diesem Aggregat zusätzliche Kosten zur Abdeckung des Wärmebedarfs in Höhe von ca. 6.500 € p.a. Daraus ergibt sich ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil des Moduls von 1,75 Mio. € im Gegensatz dazu, wenn die Energieversorgung durch Dritte erfolgt.

Die Investitionskosten für das Aggregat der vierten Bieterin sind am geringsten. Dieses hat jedoch die zweit höchste Anlagenauslastung von durchschnittlich 97 %. Aufgrund der geringen therm. Leistung sind die Kosten zur Abdeckung des Wärmebedarfs in Höhe von ca. 7.700 € pro Jahr. Die Erlöse aus der Stromverkauf belaufen sich auf ca. 45.000 € p.a.. Daraus ergibt sich ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil des Kompaktmoduls von 1,66 Mio. € im Gegensatz dazu, wenn die Energieversorgung durch Dritte erfolgt.

Bei allen Verwertungsmöglichkeiten fällt auf, daß spätestens in den letzten drei Betriebsjahren der Wärmebedarf nicht vollständig abgedeckt werden kann und somit zusätzliche Kosten entstehen.

## 5 Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse

Wie aus dem Vergleich der jährlichen Betriebsergebnisse aller Varianten in Abbildung 7 zu sehen ist, sind die Gas – Otto - Motore als wirtschaftlichste Variante für einen Einsatz auf den „Konzept“ - Deponien unter den v.g. Randbedingungen zu empfehlen sein.



**Abbildung 7** Gegenüberstellung der zu erwartenden Betriebsergebnisse

Dieser Bericht darf nicht ungekürzt veröffentlicht werden. Veröffentlichungen und weitere Verwertungen sind dem Verfasser vorbehalten. Der Schutz anrecht nach DIN ISO 9013 (

## 6 Quellen

- DAS – IB GMBH. (2010): Bio- und Deponiegashandbuch. DAS – IB GmbH, Lehrgangsbuch: ISBN-Nr.: 3-88312-296-3, 9. Auflage, April 2010.
- E-QUAD POWER SYSTEMS (2007): Produktdatenblatt Capstone C30. [www.microturbine.de/uploads/File/C30%20 dt\\_V3\\_Web.pdf](http://www.microturbine.de/uploads/File/C30%20dt_V3_Web.pdf).
- HIEMSTRA, R. (2010): Optimierungen von Gasfassungssystemen: Deponien, Altlasten und Altablagerungen . In: DAS – IB GmbH. [Hrsg.]: Deponie- & Biogasanlagen, Synergien nutzen - voneinander lernen IV. April 2010.
- PARRAGI, D., ESCHEY, H. UND HAUBRICHS, R. (2007): Durchgängiges Deponiegas-Behandlungskonzept mit herkömmlichen und innovativen Verfahren über den gesamten Methanbereich. In: DAS – IB GmbH. [Hrsg.]: Deponie- & Biogasanlagen, Synergien nutzen - voneinander lernen. April 2007.
- RADU A.. (2009): Erfahrungsbericht Mikrogasturbinen im Biogas - / Deponiegasmarkt Deutschland In: DAS – IB GmbH. [Hrsg.]: Deponie- & Biogasanlagen, Synergien nutzen - voneinander lernen III. April 2009
- RAMTHUN.. (2009): Wirtschaftliche Deponiegasentsorgung auf Deponien mit geringem Gasdargebot In: DAS – IB GmbH. [Hrsg.]: Deponie- & Biogasanlagen, Synergien nutzen - voneinander lernen III. April 2009
- SELDER, K., ENTFELLNER, G. UND STACHOWITZ, W.H. (2008): Konzeption für die Gasbehandlung oder -verwertung auf der Deponie Buckenhof . In: DAS – IB GmbH. [Hrsg.]: Deponie- & Biogasanlagen, Synergien nutzen - voneinander lernen II. April 2008.
- SCHNAPKE, A. (2006): Entwicklung eines Konzeptes zur Schwachgasbehandlung für den Deponiestandort Penig des Abfallwirtschaftsverbandes Chemnitz (AWVC) – Technische, ökonomische und ökologische Variantendiskussion. Diplomarbeit, TU Dresden & DAS – IB GmbH, Dezember 2006.
- SCHNAPKE, A. UND STACHOWITZ, W.H. (2007): Entwicklung eines Konzeptes zur Schwachgasbehandlung auf einer Deponie. In: DAS – IB GmbH. [Hrsg.]: Deponie- & Biogasanlagen, Synergien nutzen - voneinander lernen. April 2007.
- STACHOWITZ, W.H. (2009): Perspektive der Deponieschwachgasnutzung - Technik und Wirtschaftlichkeit in der Deponienachsorge; 21. Kasseler Abfallforum und Bioenergieforum 2009.

**Dieser Bericht darf nicht ungekürzt vervielfältigt werden. Veröffentlichungen und weitere Vervielfältigungen bedürfen der schriftlichen Form durch den Verfasser. Der Schutzvermerk nach DIN ISO 16016 (Dezember 2007) ist zu beachten**