

**Interessenverband Grubengas**

**Markt- und Kostenentwicklung der  
Stromerzeugung aus Grubengas**

**Gutachten**

**Mai 2002**



**FICHTNER**

# **FICHTNER**

Sarweystrasse 3 • 70191 Stuttgart  
Postfach 10 14 54 • 70013 Stuttgart  
Tel.: (07 11) 89 95 - 0  
Fax: (07 11) 89 95 - 459

**Ansprechpartner:** Peter Heinrich / Andreas Siegel  
**Durchwahl:** 1820 / 281  
**e-mail:** SiegelA@Fichtner.de  
HeinrichP@Fichtner.de

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Einleitung und Aufgabenstellung</b>	<b>1-1</b>
<b>2. Rahmenbedingungen</b>	<b>2-1</b>
2.1 Politische Ausbauziele für erneuerbare Energien	2-1
2.2 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	2-1
2.3 Förderprogramme des Bundes und der Länder	2-2
2.4 Grundlagen der Grubengasgewinnung	2-2
2.5 Entwicklungsstand	2-3
2.6 Risiken der Gasbereitstellung	2-5
2.7 CO <sub>2</sub> -Einsparung und Potentiale	2-6
2.8 Literaturverzeichnis zu Kapitel 2	2-7
<b>3. Aktuelle Stromerzeugungskosten</b>	<b>3-1</b>
3.1 Methodik und Vorgehensweise	3-1
3.1.1 Methodik	3-1
3.1.2 Vorgehensweise	3-2
3.1.3 Modellfälle	3-3
3.2 Ansätze zur Ermittlung der Kosten und der Erlöse	3-3
3.2.1 Allgemeines	3-3
3.2.2 Investitionen	3-3
3.2.3 Betriebskosten	3-4
3.2.4 Wärmevergütung	3-5
3.2.5 Stromvergütung gemäß EEG	3-5
3.2.6 Berücksichtigung von Steuern	3-5
3.2.7 Berücksichtigung der Projektrisiken	3-6
3.2.8 Betrachtungszeitraum und Kalkulationszins	3-6
3.3 Aktuelle Stromerzeugungskosten	3-7
3.3.1 Ergebnisse für den Basisfall	3-7
3.3.2 Einfluss der Laufzeit der Anlagen	3-9
3.3.3 Einfluss des Anteils für Projektentwicklung	3-9
3.3.4 Einfluss des Kalkulationszinssatzes	3-10
<b>4. Zusammenfassung</b>	<b>4-1</b>
<b>5. Beilage</b>	<b>5-1</b>

# 1

## Einleitung und Aufgabenstellung

# 1. Einleitung und Aufgabenstellung

Das zum 01.04.2000 in Kraft getretene Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, u. a. aus der Verstromung von Biomasse, Deponie- und Klärgas sowie Grubengas, durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Netze für die allgemeine Versorgung betreiben. Ziel dieses Gesetzes ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen, um entsprechend den Zielen der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Verbraucherschutz und Ernährung dem Deutschen Bundestag gemäß § 12 EEG bis zum 30.06.2002 einen Erfahrungsbericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen vorzulegen sowie eine Anpassung der Höhe der Vergütungen entsprechend der technologischen und Marktentwicklung für Neuanlagen vorzuschlagen. Davon betroffen ist auch die Verstromung von Grubengas.

Vor dem Hintergrund dieser Ausgangssituation beauftragte der Interessenverband Grubengas IVG e.V. in Kooperation mit einigen Mitgliedsfirmen Fichtner mit der Erstellung eines Gutachtens zur Untersuchung der Kostenentwicklung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Grubengas.

Ziel der Untersuchung ist die Erarbeitung von Aussagen zur aktuellen Markt- und Kostenentwicklung der Grubengasnutzung zur Stromerzeugung. Die Ergebnisse dienen als Faktenbasis zur Formulierung von Handlungsempfehlungen für die Politik für die Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

# 2

## Rahmenbedingungen

## **2. Rahmenbedingungen**

### **2.1 Politische Ausbauziele für erneuerbare Energien**

Als Grundlage zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung im Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Schaffung eines entsprechenden künftigen Gemeinschaftsrahmens verabschiedete der Rat der Europäischen Union hat am 27. September 2001 im Schriftlichen Verfahren die Richtlinie für erneuerbare Energien. Sie trat mit ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der EU am 27.10.2001 in Kraft. Mit der Richtlinie werden für den Strombereich die Grundlagen dafür geschaffen, den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten EU-Energieverbrauch bis 2010 auf 12 % zu verdoppeln. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden für alle Mitgliedsstaaten indikative Richtziele für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch festgelegt. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion der gesamten EU soll danach von knapp 14 % im Jahr 1997 auf rund 22 % im Jahr 2010 steigen.

Für Deutschland besteht das Richtziel der Steigerung auf 12,5 % bis 2010. Dies entspricht einer Verdoppelung gegenüber rund 6,25 % im Jahr 2000. Den Mitgliedsstaaten ist es dabei freigestellt, welche Instrumente sie zur Erreichung ihrer jeweiligen Richtziele verwenden.

Diese politischen Ausbauziele der EU und von Deutschland für erneuerbare Energien sind im wesentlichen vor dem Hintergrund des Klimaschutzes zu sehen. So verpflichteten sich die Industriestaaten im Kyoto-Protokoll, das 1997 von der 3. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention angenommen wurde, ihre gemeinsamen Emissionen der wichtigsten Treibhausgase im Zeitraum 2008 bis 2012 um mindestens 5 % unter das Niveau von 1990 zu senken. Die konkrete Ausgestaltung des Protokolls wurde auf der Fortsetzung der 6. Vertragsstaatenkonferenz in Bonn im Juli 2001 verhandelt /1/.

Die Nutzung von Grubengas zur Stromerzeugung kann einen Beitrag zur Erreichung des o. g. Ziels der Bundesrepublik Deutschland, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln, leisten, ohne dabei andere Nachhaltigkeitsanforderungen zu verletzen. Einer raschen weitergehenden Erschließung dieses Potentials stehen im Allgemeinen weniger technische und ökologische als vielmehr ökonomische Hemmnisse entgegen.

### **2.2 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)**

Das zum 01.04.2000 in Kraft getretene Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Netze für die allgemeine Versorgung betreiben (Netzbetreiber).

In den Anwendungsbereich des EEG fallen Anlagen, in denen der Strom aus Biomasse gewonnen wird, mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 20 MW, Deponiegas- und Klärgasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 5 MW sowie Grubengasanlagen.

Die Vergütungssätze des EEG richten sich nach der Leistungsgröße der Anlage und sind für eine Dauer von 20 Betriebsjahren zu entrichten. Für die Stromerzeugung aus Grubengasanlagen gilt wie für Deponie- und Klärgasanlagen folgende Mindestvergütung:

- Anteil elektrische Leistung bis 500 kW: 77,7 €/MWh
- Anteil elektrische Leistung über 500 kW: 66,5 €/MWh

### **2.3 Förderprogramme des Bundes und der Länder**

Zur Förderung der Markteinführung von Erneuerbaren Energien existieren in Deutschland die unterschiedlichsten Maßnahmen, von denen insbesondere das Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) sowie die Förderprogramme der Bundesländer von Bedeutung sind. Sowohl im Marktanreizprogramm als auch in den Förderprogrammen der Länder wird die Stromerzeugung aus Grubengas nicht gefördert.

Die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen unterstützt die Nutzung von Grubengas im Rahmen einer neuen "Grubengasinitiative NRW". Diese Initiative dient dem Erfahrungsaustausch und der Öffentlichkeitsarbeit der in der Grubengasnutzung involvierten Unternehmen.

### **2.4 Grundlagen der Grubengasgewinnung**

Grubengas, welches hauptsächlich aus Methan (CH<sub>4</sub>) besteht, wird bei der untertägigen Gewinnung von Steinkohle frei und ist somit eine unvermeidbare Begleiterscheinung des Steinkohlenbergbaus. Im Gebiet der Bundesrepublik entweichen aus den Bergbauregionen jährlich 1,5 bis 1,7 Mrd. m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> /4/. Auch stillgelegte Steinkohlenbergwerke sind Quellen für übertägige Methanaustritte.

Vereinzelt wird das Gas aus aktiven Bergwerken durch die Bergbauunternehmen genutzt. Eine Nutzung des Grubengases aus stillgelegten Bergwerken ist bisher in zehn Pilotprojekten erfolgt, welche Gegenstand der folgenden Untersuchung sind.

Die Stromerzeugung aus Grubengas stillgelegter Bergwerke hat gegenüber der Stromerzeugung aus aktiven Bergwerken folgende Vorteile:

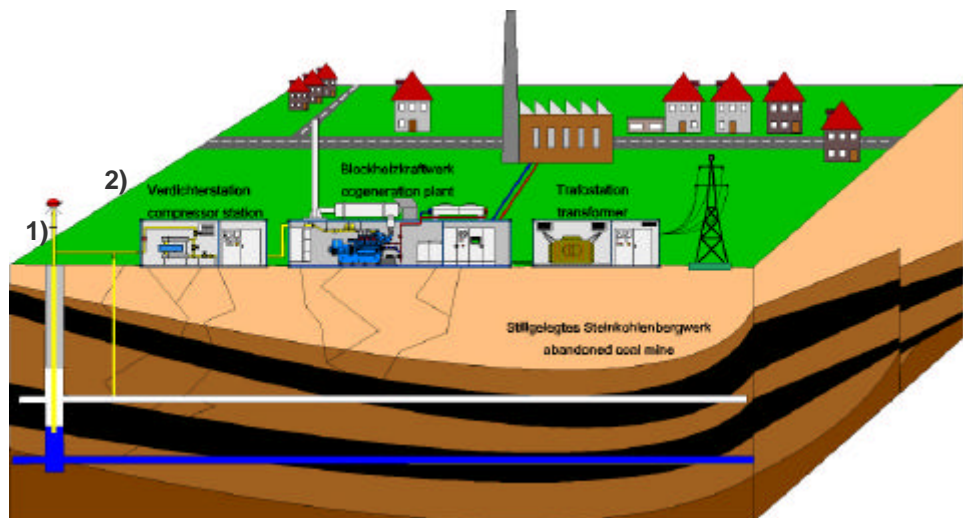
- Es kann gegenüber einem aktiven Bergwerk eine kontinuierliche Absaugung erfolgen. In einem aktiven Bergwerk treten extreme Schwankungen der Gasmenge und Gaszusammensetzung auf



- Der Methangehalt liegt (mit zwischen 40 und 80% des Gasgemischs) deutlich höher als bei einem aktiven Bergwerk (bei Abschottung gegenüber Bewetterungssystemen 25 – 60% des Gasgemischs)
- Im Vergleich zum aktiven Bergwerk ist in stillgelegten Bergwerken in der Regel auch kein Sauerstoff im Gasgemisch enthalten
- Das Gas aus der Grubenbewetterung (Entlüftung) aktiver Gruben ist wirtschaftlich nicht sinnvoll energetisch nutzbar, da es sich um große Gasmengen mit sehr geringem Methangehalt handelt

Für die Gewinnung von Grubengas aus stillgelegten Bergwerken gibt es folgende Möglichkeiten (siehe Abbildung):

- durch die Entgasungsleitung, die bei der Schließung der Schachtanlage eingebracht wurde. (Diese Leitung kann z.B. durch steigenden Wasserstand unbrauchbar werden.) Hierzu ist keine Zusatzbohrung notwendig. Die Gefahr für die Gasförderung liegt darin, dass der Förderschacht mit Wasser vollläuft **1**).
- durch eine Tiefbohrung, um einen sonst nicht zu erreichenden Grubenraum mit der Oberfläche zu verbinden **2**).
- Bei drei der zehn Pilotprojekte wurden Tiefenbohrung durchgeführt; bei den anderen wurden die Entgasungsleitungen der Schachtanlage genutzt



**Abbildung 2.4-1: Möglichkeiten der Grubengasgewinnung; 1) Entgasungsleitung; 2) Tiefbohrung**

## 2.5 Entwicklungsstand

Gegenwärtig werden in NRW zehn Anlagen zur Stromerzeugung mit Grubengas aus stillgelegten Bergwerken betrieben /5/. Insgesamt sind gegenwärtig ca. 30 Projekte derzeit in Planung bzw. in Bau. Bereits im Oktober 1997 fand in Nordrhein-Westfalen ein erster Probelauf von BHKW-Modulen unter Nutzung von Grubengas statt. Bei diesem Projekt handelt es sich um das erste im Rahmen des REN-Programms geförderte

Grubengasprojekt innerhalb des Gesamtprojekts der Fortbildungsakademie in Herne-Sodingen. Hier wird das Grubengas aus einem der vier ehemaligen Mont Cenis Schächte in einem BHKW energetisch genutzt.

Jährlich werden ca. 1,8 Mio. m<sup>3</sup> Grubengas eingesetzt, das entspricht einer Erdgaseinsparung von rund 1.134.000 m<sup>3</sup> jährlich und einer CO<sub>2</sub>-Einsparung von 76.000 t jährlich /5/.

Weitere Unternehmen nutzen Grubengas aus aktiven Bergwerken an der Ruhr und in Ibbenbüren. Die Auswertung der IVG der Anlagen zur Stromerzeugung aus Grubengas ergaben folgende Ergebnisse:

- Bisher wurden zehn Projekte zur Stromerzeugung aus Grubengas in Nordrhein Westfalen realisiert
- In zweien dieser Projekte war gleich zu Beginn kein BHKW-Betrieb möglich (Fehleinsatz)
- Die Erfahrung zur Laufzeit der Anlagen ist sehr begrenzt; Drei der Anlagen laufen erst seit diesem Jahr (2002), Fünf der Anlagen laufen seit dem Jahr 2001
- Die Wärmenutzung spielt aufgrund fehlender geeigneter Wärmeverbraucher nur eine untergeordnete Rolle
- Die meisten Projekte sind noch unwirtschaftlich; Die Investoren können die mangelnde Wirtschaftlichkeit nur in Summe durch gelungene Projekte ausgleichen



**Abbildung 2.5-1: Standorte der Grubengasgewinnung in Deutschland**  
/5/

## 2.6 Risiken der Gasbereitstellung

Bis heute ist es nicht möglich, zu den jeweiligen Standorten Aussagen zu den förderbaren Mengen bzw. zu den Nutzungszeiträumen zu machen. In der Praxis wird eine Abschätzung der Gasleistung an einem Standort durchgeführt und dann eine entsprechende Anlage errichtet. Im Laufe des Betriebes werden die Daten zum Gasdruck und zur Gasqualität ausgewertet. Je nach Situation erfolgt die Entscheidung zum weiteren Ausbau oder auch zum Rückbau der Anlage. Als Konzept für die Nutzung hat sich deshalb die Aufstellung von Containeranlagen durchgesetzt. Hierdurch kann das Investitionsrisiko für die transportablen Betriebsanlagen gesenkt werden /7/.

Die Versorgungssicherheit von Grubengas ist bei dem gegenwärtigen Wissensstand noch gering. An einigen Betriebsstellen ist der Methangehalt recht konstant, während er an anderen Stellen stark von der geförderten Menge abhängt. Es gibt noch zuwenig statistische grundlegende Kenntnisse über die Ressource Grubengas an den jeweiligen Standorten. Auch die Änderung der Gasmenge und Gaszusammensetzung über die Zeit ist im wesentlichen unbekannt. Im Gegensatz zu Deponiegas gibt es nicht die Möglichkeit das Grubengas mittels Änderung der Fördermenge zu verbessern. Die Förderrisiken lassen sich grob folgenden Fällen zuordnen:

- Nach Installation der Grubengasnutzungsanlage wird festgestellt, dass der Methangehalt nun deutlich unter 40% fällt und kein BHKW-Betrieb möglich ist (Fehleinsatz)
- Die Fördermenge bzw. Gaszusammensetzung ändert sich, so dass der BHKW-Betrieb nicht mehr fortgeführt werden kann (Verkürzte Laufzeit)

Falls einer dieser Fälle eintritt, wird die Anlage aufgegeben und rückgebaut. Die Probleme der Risikoerfassung liegen in folgenden Bereichen:

- Die bestehenden 10 Stromerzeugungsanlagen sind erst seit ein bis zwei Jahren im Betrieb. Es liegen noch keine längeren Erfahrungen über die Laufzeit der Anlagen vor.
- Der Wissensstand über Gasvorkommen und Gasfördermengen in stillgelegten Bergwerken ist noch sehr begrenzt

Weitere Hemmnisse und Unterschiede zur Nutzung anderer Gase in BHKW-Anlagen sind:

- Die Genehmigung der Gewinnungsanlagen für Grubengas unterliegen dem Bundesberggesetz. Danach muss nach Beendigung des Betriebs alles in den ursprünglichen Zustand zurückgebaut werden. Rückstellungen für den Rückbau sind notwendiger Bestandteil der Investitionen
- Das Risiko für privatwirtschaftliche Investoren ist höher als für andere energiewirtschaftliche Anlagen.
- Erhöhte Investitionen müssen für Projektentwicklung, Genehmigungen, Analysen und Messungen berücksichtigt werden.
- Im Gegensatz zu Deponie- und Klärgasanlagen gibt es bei Grubengas keine gesetzliche Bestimmung zur notwendigen Gaserfassung und Entsorgung. Bei den Stromerzeugungskosten von Deponie- und Klärgasanlagen können die Kosten zur Gaserfassung unberücksichtigt bleiben, da

sie dem Verursacher (z.B. Betreiber Deponie- und Kläranlage) zugeordnet werden. Bei den Grubengas-BHKW Anlagen dagegen müssen die Kosten für Tiefenbohrung und Verdichter sowie die Schachtbetreuungskosten (durch die Deutsche Steinkohle AG) bei der Ermittlung der Stromerzeugungskosten voll berücksichtigt werden.

## 2.7 CO<sub>2</sub>-Einsparung und Potentiale

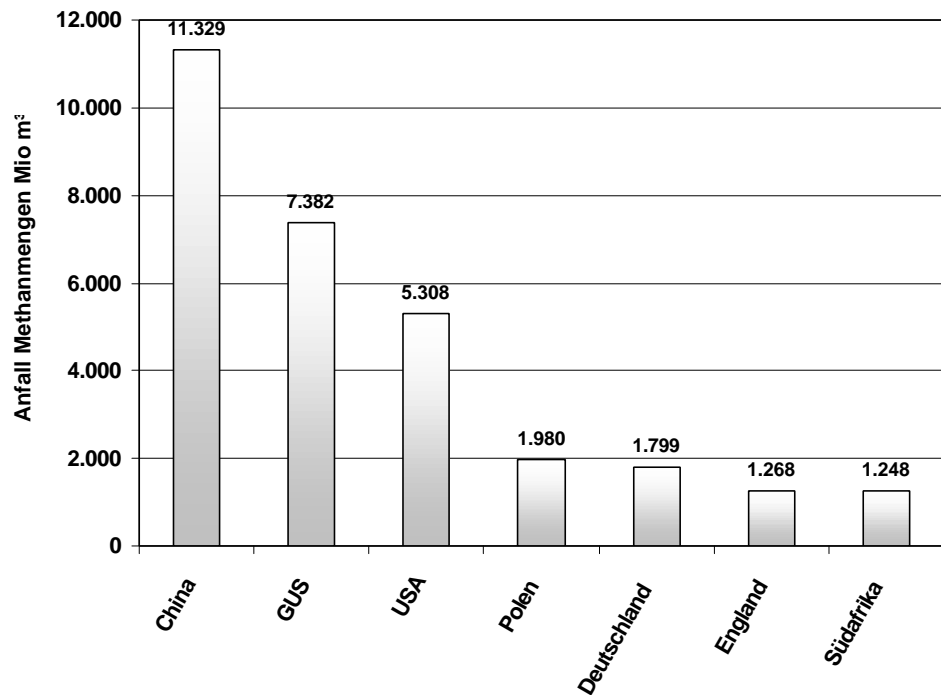
Grubengas gelangt in stillgelegten Bergwerksgebieten teilweise über Risse an die Erdoberfläche. Vorteile der energetischen Nutzung von Grubengas stillgelegter Bergwerke liegen in der Gefahrenabwehr über Tage (gezielte Abführung des entstehenden Grubengases) und des Klimaschutzes. Das Treibhausgas Methan hat in seiner Lebensdauer die 23-fache Klimawirksamkeit gegenüber Kohlendioxid. Der CO<sub>2</sub>-Vermeidungseffekt der Grubengasnutzung bezogen auf die Investitionen fällt gegenüber anderen Erneuerbaren Energieträgern sehr vorteilhaft aus.

Im deutschen Steinkohlenbergbau sind die Methan-Emissionen zwischen 1990 und 1998 deutlich gesunken. Diese Minderungen sind auf die verringerte Förderleistung zurückzuführen. In Zukunft werden jedoch die Methan-Emissionen nicht nur absolut, sondern auch spezifisch zurückgehen, da die energetische Verwertung eine zunehmende Bedeutung erlangt. Während nach Angaben des Gesamtverbandes Steinkohlenbergbau im Jahr 1990 erst 23 % des Methanaustritts energetisch genutzt wurden, liegt die Verwertungsquote gegenwärtig schon bei 30 % und soll bis auf 60 % gesteigert werden. Mit den derzeitigen Grubengasprojekten kann kurzfristig eine jährliche Reduktion von rund 3,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent als realistische Größe angenommen werden. Die geplante Steigerung der Verwertungsquote auf 60 % bedeutet für NRW einen Reduktionsbeitrag von 6,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent /8/. Die Landesregierung wird diese Zielsetzung im Rahmen einer neuen "Grubengasinitiative NRW" unterstützen /9/.

Für das Jahr 2000 resultiert aus der Nutzung Erneuerbarer Energien im Stromsektor je nach verwendeter Methode der Strombewertung ein Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung zwischen 18,5 Mio t und 30,6 Mio t. Das CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential der Windenergie liegt je nach Methode zwischen 5,2 und 8,6 Mio t /3/. Im Vergleich zum gesamten CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Deutschland von 858 Mio t /3/ und zu den Einsparungen durch Erneuerbare Energien ist die geplante Einsparung von 6,5 Mio t CO<sub>2</sub>-Äquivalent durch Nutzung der Grubengaspotentials in Deutschland durchaus erheblich.

Nach der vermehrten Stilllegung von Bergwerken ist das Interesse an Grubengas als mögliche zusätzliche Energiequelle in ehemaligen Steinkohlenrevieren ständig gewachsen. Es ist zu beobachten, dass sich um die Thematik Grubengas ein neues Betätigungsfeld entwickelt. Arbeitsbereiche sind die Exploration, die Gefahrenabwehr sowie die Nutzung von Grubengas z. B. zur Strom- und Wärmeerzeugung. Hierbei ergeben sich für alle Beteiligten große Chancen zur Entwicklung innovativer Konzepte. Die so entwickelten Technologien bieten zudem die Chance einer internationalen

Vermarktung. Sehr große Potentiale liegen in China, GUS, USA, Polen und Südafrika (siehe folgende Abbildung).



**Abbildung 2.7-1: Weltweite Potentiale der anfallenden Methanmengen in Bergwerken /10/**

## 2.8 Literaturverzeichnis zu Kapitel 2

- /1/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, <http://www.bmu.de>
- /2/ Biomasse-Info-Zentrum, Newsletter März 2002
- /3/ F. Staiß, Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001, Herausgeber: Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Biebrstein-Fachbuchverlag, Radebeul, 2001
- /4/ Schriften des Forschungszentrums Jülich, 1998
- /5/ CO<sub>2</sub> enhancement of CBM production, Clemens Backhaus, Coalmine Methane & Coalbed Methane, London, 19th March 2002
- /6/ [www.grubengas.de](http://www.grubengas.de); [www.energieland.nrw.de](http://www.energieland.nrw.de)
- /7/ Stand der Grubengasnutzung, Clemens Backhaus, Oberhausener Grubengas-Tage, UMSICHT-Schriftenreihe, Fraunhofer IRB Verlag, 2002
- /8/ Klimaschutzkonzept Nordrhein-Westfalen, Ministerium für Wirtschaft und Mittelstand, Energie und Verkehr (MWMEV) des Landes Nordrhein-Westfalen, September 2001
- /9/ Grubengas ein Energieträger in NRW, Landesinitiative Zukunftsenergien, MWMEV, Tel.:0211/86642-0
- /10/ OECD/IEA: Global methane and the coal industry, OECD/IEA, Paris 1994

/11/ Oberhausener Grubengas-Tage, UMSICHT-Schriftenreihe Band 22,  
Fraunhofer IRB Verlag, 2000 ISBN 3-8167-5574-7

# 3

## Aktuelle Stromerzeugungskosten

## 3. Aktuelle Stromerzeugungskosten

### 3.1 Methodik und Vorgehensweise

#### 3.1.1 Methodik

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung werden die derzeitigen Stromerzeugungskosten von Anlagen zur Grubengasnutzung ermittelt, die in Deutschland netzgekoppelt betrieben werden. Dies erfolgt zunächst für einen Basisfall. Daneben wird in Sensitivitätsbetrachtungen der Einfluss wesentlicher Parameter auf die Stromerzeugungskosten untersucht.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen erfolgen für praxisnahe Musteranwendungen, sogenannte Modellfälle zur Stromerzeugung aus Grubengas, für die jeweils eine technische Musterlösung entworfen und durchgerechnet wird. Dies erfolgt modellhaft, das heißt, es werden typische Werte und Randbedingungen zugrunde gelegt. Daher muss betont werden, dass die Ergebnisse dieser Berechnungen wiederum typische Werte darstellen, die nicht uneingeschränkt auf individuelle Vorhaben übertragbar sind, da bei diesen die Randbedingungen von den im Rahmen dieser Studie angesetzten im Einzelfall stark abweichen können.

Zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten wird eine Investitionsrechnung mit Anwendung der Annuitätenmethode durchgeführt. Die Annuitätenmethode ist ein dynamisches Verfahren, bei dem einmalige Zahlungen (z. B. die Investitionskosten) und periodische Zahlungen mit veränderlichen (z. B. jährlich steigenden) Beträgen in periodisch konstante, d. h. durchschnittliche jährliche Zahlungen umgerechnet werden. Dies erfolgt durch Multiplikation mit dem Annuitätenfaktor, der eine Funktion des kalkulatorischen Zinssatzes und der kalkulatorischen Betrachtungsdauer darstellt und dadurch die Berücksichtigung der unterschiedlichen Zeitpunkte, zu denen Zahlungen anfallen, ermöglicht.

Bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten von Anlagen, die gekoppelt Wärme und Strom erzeugen, sind die jährlichen Gesamtkosten zweckmäßig auf die beiden Koppelprodukte aufzuteilen. Daher werden in derartigen Fällen die "Restkosten der Stromerzeugung" errechnet, indem von den gesamten Kosten die Wärmevergütung abgezogen wird, um die tatsächlich dem Produkt Strom anzulastenden Kosten zu erhalten.

Die spezifischen Stromerzeugungskosten werden durch Division der Summe der jährlichen Kosten durch die Menge an erzeugter elektrischer Energie (Nettoerzeugung entspricht der Bruttoerzeugung abzüglich des Eigenbedarfs) ermittelt und stellen durchschnittliche Kosten über die angesetzte kalkulatorische Betrachtungsdauer dar.

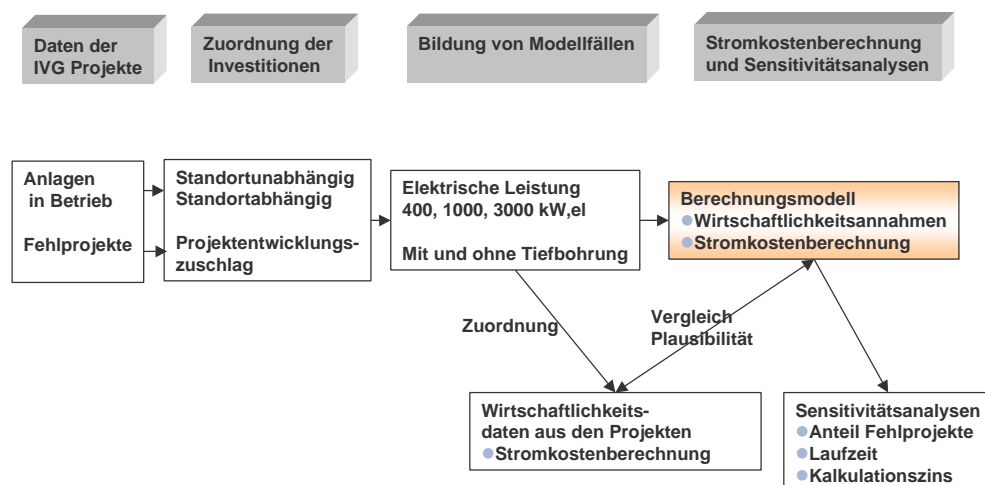


Alle Kosten werden zunächst auf realer Basis, das heißt inflationsbereinigt, ermittelt. Das Bezugsjahr für die Kosten ist das Jahr 2002. Dies ermöglicht die unmittelbare Interpretation der berechneten Kosten, da diese direkt mit sonstigen, auf 2002 bezogenen Werten verglichen werden können. Den Kosten werden zur Veranschaulichung die derzeit (2002) geltenden Vergütungssätze gemäß EEG gegenübergestellt. Da diese nominal konstant sind, d. h. real (unter Berücksichtigung der Preissteigerungsrate) fallen, werden neben den realen Stromerzeugungskosten die nominalen Werte errechnet und dargestellt. Die Rechnungen erfolgen ohne Berücksichtigung von Fördermaßnahmen wie z.B. Investitionskostenzuschüsse.

### 3.1.2 Vorgehensweise

In einem ersten Schritt werden die von der IVG bereitgestellten Daten zu allen zehn Stromerzeugungsanlagen aus Grubengas ausgewertet und zusammenfassend dargestellt. Die Investitionen werden nach standortabhängigen und standort-unabhängigen Positionen geordnet. Weiter wird der Anteil der Investitionen für Fehlprojekte (Projektentwicklung) berechnet. Für die bestehenden zehn Projekte liegt der Wert bei ca. 10% bezogen auf die standortabhängigen Investitionen. Dieser wird laufenden Projekten zugeschlagen. Die Investitionen, Kosten und Erlöse der in Betrieb befindlichen Anlagen werden Modellsystemen von unterschiedlichen Leistungsklassen (400 kW,el, 1.000 kW,el und 3.000 kW,el) und Förderarten (mit und ohne Tiefbohrung) zugeordnet. Es erfolgt die Berechnung der Stromerzeugungskosten in einem Berechnungsmodell. Die Stromerzeugungskosten entsprechend der Modellannahmen werden zur Plausibilitätsprüfung mit den Stromerzeugungskosten entsprechend der IVG-Daten verglichen.

Mittels Sensitivitätsanalysen wird der Einfluss einer Änderung der wesentlichen Parameter (Anteil Projektentwicklung, Laufzeit und Kalkulationszins) auf die Stromerzeugungskosten untersucht. Folgende Abbildung zeigt das Schema der Vorgehensweise.



**Abbildung 3.1-1: Vorgehensweise zur Berechnung der Stromerzeugungskosten der Grubengasanlagen**

### 3.1.3 Modellfälle

Die Berechnungen der Stromerzeugungskosten erfolgt für repräsentative Vorhaben, sogenannte Modellfälle. Die Modellfälle sollen sich durch eindeutig voneinander abweichende Merkmale unterscheiden, die sich auf die wirtschaftlichen Randbedingungen - und damit auch auf die Stromerzeugungskosten - auswirken. Davon ausgehend werden Modellsysteme für die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung aus Grubengas definiert, die im wesentlichen nach

- der elektrischen Anlagenleistung,
- und der Gewinnung (mit und ohne Tiefbohrung)

differenziert wurden. Bei der elektrischen Anlagenleistung werden BHKW-Anlagen mit einer Bruttoleistung von 400 kW<sub>el</sub>, 1.000 kW<sub>el</sub> und 3.000 kW<sub>el</sub> gewählt. Diese Anlagen unterscheiden sich im wesentlichen in der Größendegression der spezifischen Investitionen.

Da in einigen Anlagen Tiefbohrungen zur Grubengasgewinnung notwendig sind, wurden die Fälle der Auslegung nach Anlagenleistung noch zusätzlich um die Fälle mit und ohne Tiefbohrung ergänzt. Diese unterscheiden sich durch die Investition die für die Tiefbohrung aufgebracht werden muss.

Bei der Tiefbohrung werden Investitionen von ca. 500 bis 1.000 € pro Meter Bohrung angesetzt. Da sich die notwendigen Bohrtiefen ganz erheblich unterscheiden, wurde ein mittlerer Fall mit ca. 300 m Tiefe und ca. 200.000 € für die Tiefbohrung bei allen Modellfällen gleichermaßen angesetzt.

## 3.2 Ansätze zur Ermittlung der Kosten und der Erlöse

### 3.2.1 Allgemeines

Alle verwendeten Kostenansätze beruhen auf Angaben von Betreibern der Anlagen zur Stromgewinnung aus Grubengasanlagen, die ausgewertet und auf Plausibilität geprüft wurden sowie auf Erfahrungswerten von Fichtner. Es ist zu betonen, dass die gewählten Kostenansätze zwangsläufig mit Unsicherheiten behaftet sind. So sind insbesondere die Investitionen stark standortabhängig, so dass im konkreten Fall starke Abweichungen von den im Rahmen dieser Studie angesetzten durchschnittlichen Werten möglich sind.

### 3.2.2 Investitionen

Die Investitionen beinhalten alle erforderlichen Aufwendungen für eine komplette betriebsbereite Anlage einschließlich:

- Anlagekosten für
  - Maschinenteknik
  - Elektro- und Leittechnik

- Bautechnik (Gebäude, Außenlagen etc.)
- Tiefbohrung
- Anbindung an die Infrastruktur (Stromnetzanbindung inkl. Trafos, Wasserversorgung, Abwasserentsorgung etc.)
- Nebenkosten für
  - Gutachten, Planung (einschließlich Bauherreneigenleistungen), Einholung der Genehmigung, Überwachung Montage, Bau und Inbetriebsetzung
  - Kapitalbeschaffung und Finanzierung einschließlich Bauzeitinsen

Zur Einbeziehung der Risiken der Grubengasnutzung in die Wirtschaftlichkeitsrechnung erfolgt die Aufteilung der Investitionen in standort-unabhängige und standortabhängige Investitionen sowie Aufschläge für die Projektentwicklung aus Fehlprojekten wie folgt:

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Standort-unabhängige Investitionen:           <ul style="list-style-type: none"> <li>• BHKW-Container</li> </ul>           Hierbei wird davon ausgegangen, dass diese (unter Berücksichtigung eines Abschlags) nach Ende der Projektlaufzeit anderweitig eingesetzt werden können         </li>   <li>• Standortabhängige Investitionen:           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Trafo, Verdichter</li> <li>• Anbindung, Bau</li> <li>• Tiefenbohrung</li> <li>• Rückstellung Rückbau</li> <li>• Projektentwicklung</li> <li>• Gutachten, Planung und Genehmigung</li> </ul>           hierbei wird davon ausgegangen, dass diese in der Projektlaufzeit abgeschrieben müssen         </li>   <li>• Aufschläge für die Projektentwicklung (Fehlprojekte)           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteil an standortabhängigen Investitionen</li> </ul>           Der Prozentsatz entspricht dem Anteil der standortabhängigen Investitionen von Fehlprojekten zu den entsprechenden Investitionen der Anlagen in Betrieb         </li> </ul>
---

### 3.2.3 Betriebskosten

Beim Betrieb von Grubengasanlagen zur Stromerzeugung fallen im wesentlichen die folgenden Betriebskosten an:

- Kosten für Reparatur, Wartung und Betrieb,
- Kosten für Versicherungen, für die Verwaltung sowie Pachtkosten,

Die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung angesetzten Betriebskosten sind alle als Mittelwerte über die Nutzungsdauer zu verstehen. Das bedeutet, dass jährlich real konstante Werte angesetzt werden, die demnach über die

Betriebsdauer lediglich mit der allgemeinen Preissteigerungsrate ansteigen. Zwar sind erfahrungsgemäß einzelne Betriebskosten, insbesondere die für die Wartung, Instandhaltung und für Reparaturen von Betriebsjahr zu Betriebsjahr unterschiedlich hoch. Dieser Effekt ist jedoch nicht ausreichend quantifizierbar und bleibt daher unberücksichtigt. Eine Zusammenfassung der Betriebskosten ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

	<b>Modellfall</b>		
	400 kW <sub>el</sub>	1.000 kW <sub>el</sub>	3.000 kW <sub>el</sub>
Spezifische Kosten für Reparatur, Wartung und Betrieb - BHKW	16 €/MWh <sub>el</sub>	15 €/MWh <sub>el</sub>	14 €/MWh <sub>el</sub>
Spezifische Kosten für Reparatur, Wartung und Betrieb - Sonstige	2 %/a bezogen auf die Investitionen von Trafo, Verdichter, Einbindung und Bau		
Spez. Kosten f. Versicherung, Verwaltung, Pacht	2%/a bezogen auf die Gesamtinvestitionen abzüglich Rückbau, Gutachten, Planung, Genehmigung		

**Tabelle 3.2-1: Zusammenfassung der Betriebskosten**

### 3.2.4 Wärmevergütung

Eine Abwärmenutzung mit Wärmevergütung wird bei der Modellbetrachtung der Stromerzeugung aus Grubengas außer acht gelassen. Das Vorhandensein nennenswerter Abnehmer für eine Nutzung der Abwärme ist in der Regel nicht gegeben.

### 3.2.5 Stromvergütung gemäß EEG

Den Stromerzeugungskosten zur Veranschaulichung die Vergütungssätze gemäß EEG gegenübergestellt. Für die Stromerzeugung aus Grubengasanlagen gilt folgende Mindestvergütung:

- Anteil elektrische Leistung bis 500 kW: 76,7 €/MWh
- Anteil elektrische Leistung über 500 kW: 66,5 €/MWh

### 3.2.6 Berücksichtigung von Steuern

Generell werden bei Investitionen kapitalabhängige (Substanzsteuern) Steuern, gewinnabhängige (Ertragssteuern) Steuern sowie Verkehrssteuern (Umsatz- oder Grunderwerbssteuern) unterschieden. Zur Berücksichtigung dieser Steuern ist folgendes anzumerken: Derzeit werden in Deutschland keine Substanzsteuern erhoben, die daher unberücksichtigt bleiben können.

Eine exakte Festlegung der gewinnabhängigen steuerlichen Belastungen setzt die Erstellung von jährlichen Bilanzen voraus und erfordert daher eine einzelfallbezogene, detaillierte betriebswirtschaftliche Betrachtung der Investition. Für die im Rahmen des vorliegenden Gutachtens durchzuführenden Modellrechnungen wäre eine derartige Betrachtung wenig zielführend. Daher bleiben, wie üblich bei derartigen Fragestellungen, auch die Ertrags-

steuern unberücksichtigt, d. h. es wird eine Rechnung vor Steuern angestellt. Diese Vorgehensweise wurde gewählt, da die ansonsten notwendige Abschätzung des (individuell stark unterschiedlichen) Steuersatzes eine erhebliche mögliche Fehlerquelle darstellt.

### 3.2.7 Berücksichtigung der Projektrisiken

Die Projektrisiken der Stromerzeugung aus Grubengasnutzung lassen sich vereinfacht in zwei Kategorien aufteilen.

**Der Fehleinsatz** d.h. nach Installation der Grubengasnutzungsanlage wird festgestellt, dass der Methangehalt nun deutlich unter 40% fällt und kein BHKW-Betrieb mehr möglich ist. Dieser Fall wird folgenderweise berücksichtigt:

- Die standortabhängigen verlorenen Investitionen bei Fehleinsätzen werden als „Projektentwicklung“ den laufenden Projekten prozentual zugeschlagen
- Der Zuschlag für „Projektentwicklung“ wird aus dem Prozentsatz der standortabhängigen Investitionen für Fehleinsätze bezogen auf die erfolgreichen Projekte gebildet und liegt ca. bei 10%.
- Für den standort-unabhängigen Anteil (das BHKW-Modul in Containerbauweise) wird eine partielle Weiterbenutzbarkeit an anderen Standorten unterstellt

**Die verkürzte Laufzeit der Anlage** d.h. die Fördermenge bzw. Gaszusammensetzung ändert sich, so dass der BHKW-Betrieb nicht mehr fortgeführt werden kann

- Die standortabhängigen Investitionen werden entsprechend einer verkürzten Laufzeit vollständig abgeschrieben
- Der Zuschlag für „Projektentwicklung“ wird auch entsprechend der verkürzten Laufzeit vollständig abgeschrieben
- Die BHKW-Container können unabhängig vom Standort anderweitig genutzt und entsprechend ihrer technischen Nutzungsdauer von 10 Jahren abgeschrieben werden. Ein Abschlag auf 8 Jahre zur Berücksichtigung der Kosten für technische Anpassungen und ergänzender Projektentwicklung sind vorgesehen.

### 3.2.8 Betrachtungszeitraum und Kalkulationszins

Der vielfach für Modellrechnungen verwendete kalkulatorische Betrachtungszeitraum beträgt 15 Jahre. Dies ist ein für Energieerzeugungsanlagen mittlerer Leistung (bis mehrere MW<sub>el</sub>) üblicher, häufig verwendeter Wert.

In dem speziellen Fall der Grubengasnutzung wird das Risiko einer verkürzten Laufzeit durch unterschiedliche kalkulatorische Betrachtungsdauern (siehe voriges Kapitel) im Basisfall folgendermaßen berücksichtigt:

- BHKW-Container 8 Jahre (enthält einen Abschlag für Anpassung, Projektentwicklung der Weiternutzung)

- Mittlere Laufzeit der Anlage 5 Jahre
- Verteilung der Projektentwicklung auf 5 Jahre

Die mittlere Laufzeit von 5 Jahren ist der Betrachtungszeitraum ist die Zeitdauer, den ein Investor unter dem bestehenden Risiko noch tragen kann. Da es für die mittlere Laufzeit der Anlagen noch zuwenig Erfahrung gibt, wird durch eine Variation deren Einfluss auf die Stromerzeugungskosten dargestellt.

Für Stromerzeugungsanlagen aus Grubengasgewinnung ist für mittelständische Privatunternehmen gegenwärtig aufgrund der Projektunsicherheiten und fehlender Sicherheiten eine Fremdfinanzierung nahezu unmöglich. Die Finanzierung muss aus dem Vermögen der Anteilseigner erfolgen. In diesem Fall wird der Kalkulationszins aus dem hohen Zinssatz für Eigenkapital zugrundegelegt. Die bestehenden Projektentwicklungsgesellschaften rechnen je nach Lage und Interesse mit Kalkulationszinssätzen zwischen 12% und 18%. Die Gewinnerwartung der Anteilseigner orientiert sich an das Risiko der Anlage. Falls die Finanzierung von Kommunen oder anderen Einrichtungen mit Zugang zu günstigeren Kapitalquellen vorliegen, kann der Kalkulationszinssatz niedriger liegen.

Für den nominalen kalkulatorischen Mischzinssatz der Modellanlagen wird ein Wert von 10 % angesetzt. Hierbei handelt es sich um einen Bruttowert, d. h. er stellt die Kapitalverzinsung für das eingesetzte Eigen- und Fremdkapital vor Abzug der ergebnisrelevanten Steuerarten dar. Der gewählte Zinssatz unterstellt einen gewissen Fremdkapitalanteil sowie eine moderate Ertragserwartung der Betreiber und berücksichtigt deren Risikoeinschätzungen und Refinanzierungsvorstellungen.

Alle Kosten sollen auf realer Basis, d. h. inflationsbereinigt, ermittelt werden. Daher ist zur Ermittlung des Annuitätenfaktors der reale Mischzinssatz zu verwenden, der sich aus dem o. g. nominalen Mischzinssatz abzüglich der allgemeinen Preissteigerungsrate ergibt. Für die allgemeine Preissteigerungsrate wird ein über die Betrachtungsdauer durchschnittlicher Wert von 2 % angesetzt. Demnach ergibt sich der reale, den Investitionsrechnungen zugrunde zu legende Kalkulationszinssatz zu 8 %.

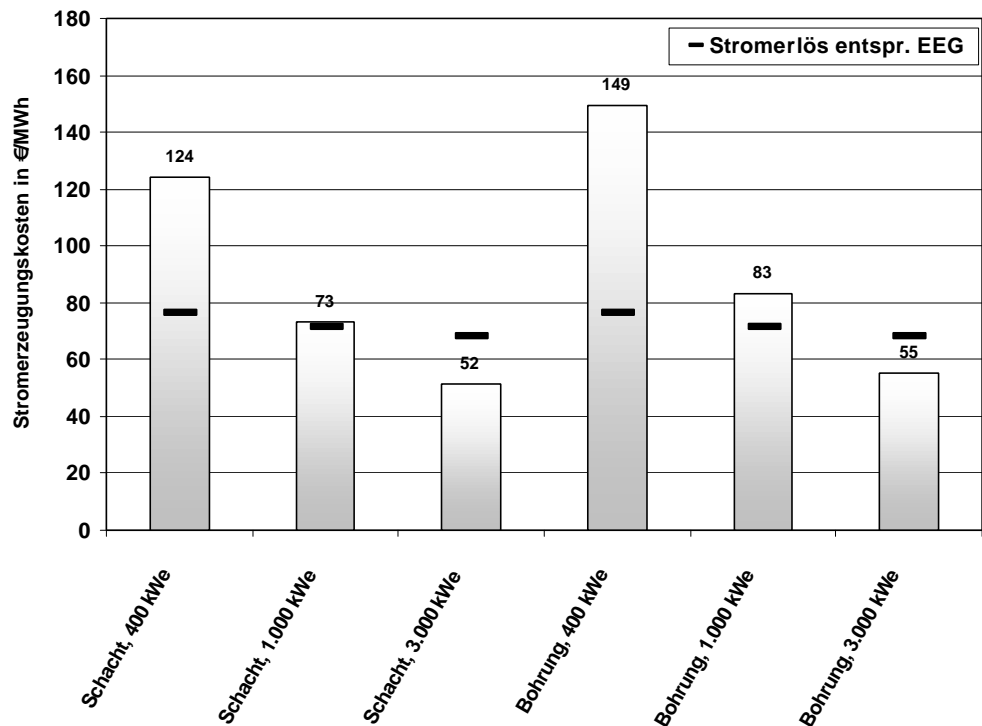
Im Vergleich der Stromerzeugungskosten mit der (nominalen) EEG-Vergütung werden die Resultate als Nominal-Werte angegeben.

### **3.3 Aktuelle Stromerzeugungskosten**

#### **3.3.1 Ergebnisse für den Basisfall**

Die sich ausgehend von der in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Vorgehensweise ergebenden nominalen Stromerzeugungskosten für mit Grubengasen befeuerte Stromerzeugungsanlagen sind für den Basisfall der folgenden Abbildung zu entnehmen. Diesen Kosten ist die Stromvergütung

gemäß EEG gegenübergestellt. Die ausführliche Berechnung der Stromerzeugungskosten ist in der Beilage aufgeführt.



**Abbildung 3.3-1: Stromerzeugungskosten (nominal) von Anlagen zur Verstromung von Grubengas im Basisfall**

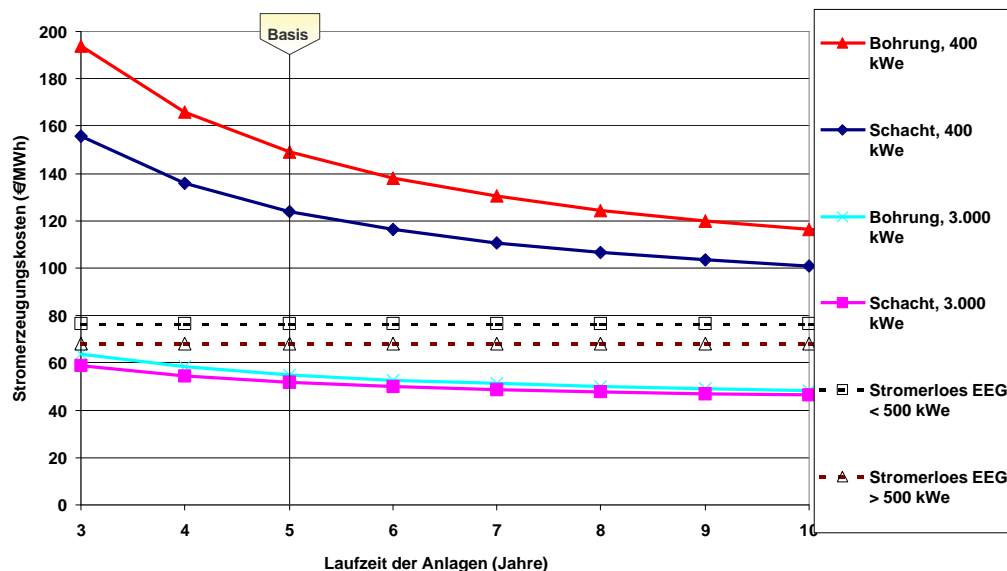
Demnach weisen die Stromerzeugungskosten - abhängig von der Anlagengröße - erwartungsgemäß eine große Bandbreite auf. Im Einzelnen ergibt sich:

- Die Stromerzeugungskosten sinken mit zunehmender Anlagenleistung.
- Anlagen mit einer elektrischen Leistung bei und unter 1.000 kW<sub>el</sub> können unter den angesetzten Randbedingungen bei bestehender Vergütung nach EEG nicht wirtschaftlich betrieben werden
- Große Anlagen erreichen bei elektrischen Leistungsgrößen von ca. 3.000 kW<sub>el</sub> die Wirtschaftlichkeit bei der bestehenden Vergütung nach EEG.
- Der Einfluss der Kosten der Tiefbohrung auf die Stromerzeugungskosten ist bei kleinen Anlagen höher als bei großen Anlagen.

Die Grubengasvorkommen erlauben nicht überall den Einsatz großer Anlagen. Für die weitgehende Ausnutzung des Grubengaspotentials ist der Bau und Einsatz auch kleinerer Anlagen, also ein Mix aus Anlagen unterschiedlicher Leistungsgröße notwendig. Deshalb werden auch in Zukunft kleinere Anlagen mit elektrischen Leistungen von 500 kW<sub>el</sub> bis 1000 kW<sub>el</sub> geplant und gebaut.

### 3.3.2 Einfluss der Laufzeit der Anlagen

Der Einfluss der Laufzeit der Anlagen, auf die Stromerzeugungskosten ist in der folgenden Abbildung dargestellt.



**Abbildung 3.3-2: Stromerzeugungskosten (nominal) von Anlagen zur Verstromung von Grubengas in Abhängigkeit von der Laufzeit der Anlagen**

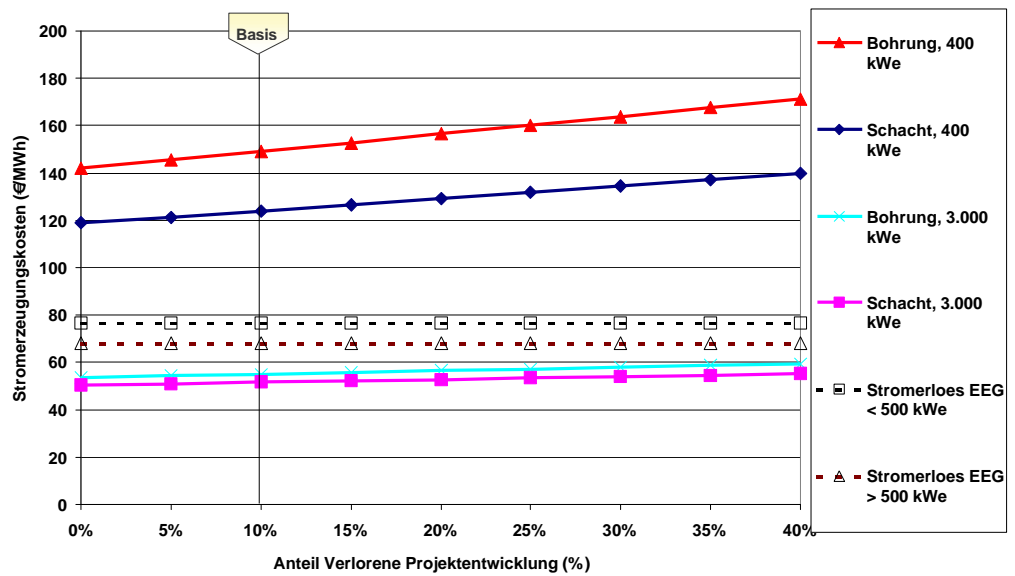
Aus der obigen Abbildungen lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

- Die Laufzeit der Anlagen beeinflusst den Kapitaldienst der standortabhängigen Investitionen inklusive Projektentwicklungsanteil. Der Anteil dieser Investitionen an den Gesamtinvestitionen und damit die Sensitivität der Laufzeit ist bei kleinen Anlagen deutlich höher als bei großen Anlagen.
- Die großen Anlagen mit einer Leistung von 3.000 kW<sub>el</sub> sind auch bei geringeren Projektlaufzeiten bis zu drei Jahren bei einer Stromvergütung nach EEG noch wirtschaftlich.
- Die kleinen Anlagen mit einer Leistung von 400 kW<sub>el</sub> können auch bei deutlich höheren Projektlaufzeiten eine Wirtschaftlichkeit nicht erreichen.

### 3.3.3 Einfluss des Anteils für Projektentwicklung

Der Einfluss des Anteils für Projektentwicklung auf die Stromerzeugungskosten von Stromerzeugungsanlagen für Grubengas ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Der Einfluss einer Erhöhung dieses Anteils (mehr Fehlprojekte) ist gering.

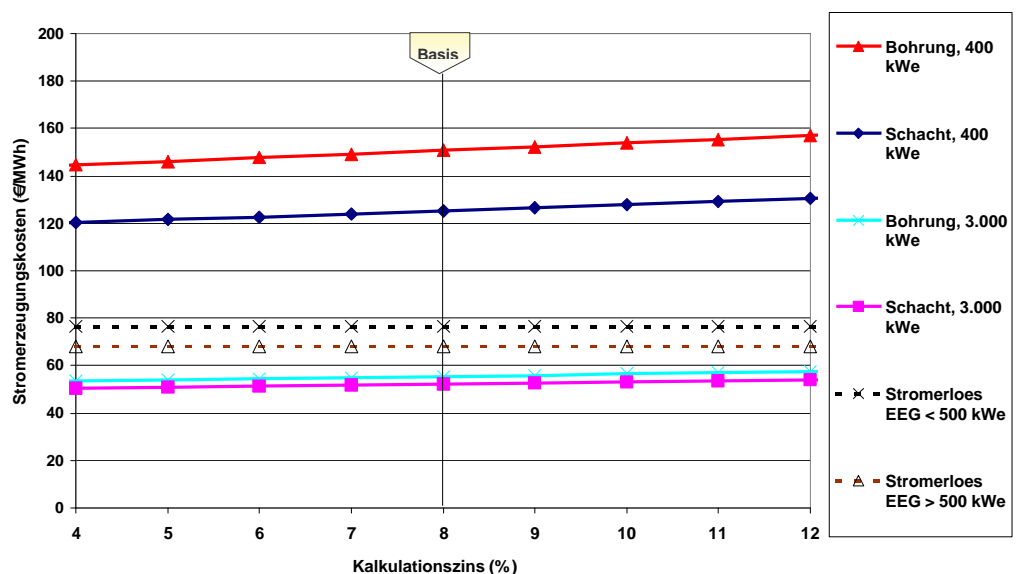




**Abbildung 3.3-3: Stromerzeugungskosten (nominal) in Abhängigkeit des Anteils der verlorenen Projektentwicklung**

### 3.3.4 Einfluss des Kalkulationszinssatzes

Der Einfluss der des Kalkulationszinssatzes auf die Stromerzeugungskosten von Stromerzeugungsanlagen für Grubengas ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Die Sensitivität des Kalkulationszinses auf die Stromerzeugungskosten ist sehr gering. Dies liegt auch an der kurzen Laufzeit des Basisfalls (8 Jahre für BHKW und 5 Jahre für standortabhängige Investitionen).



**Abbildung 3.3-4: Stromerzeugungskosten (nominal) in Abhängigkeit vom Kalkulationszins**

# 4

## Zusammenfassung

## 4. Zusammenfassung

Das zum 01.04.2000 in Kraft getretene Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, u. a. aus Grubengas, durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Netze für die allgemeine Versorgung betreiben. Ziel dieses Gesetzes ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat dem Deutschen Bundestag gemäß § 12 EEG bis zum 30.06.2002 einen Erfahrungsbericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen vorzulegen sowie eine Anpassung der Höhe der Vergütungen entsprechend der technologischen und Marktentwicklung für Neuanlagen vorzuschlagen. Vor dem Hintergrund dieser Ausgangssituation beauftragte der Interessenverband Grubengas IVG e.V. in Kooperation mit einigen Mitgliedsfirmen Fichtner mit der Erstellung eines Gutachtens zur Untersuchung der Kostenentwicklung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Grubengas.

Gegenwärtig werden in NRW zehn Anlagen zur Stromerzeugung mit Grubengas aus stillgelegten Bergwerken betrieben. Im Rahmen der Untersuchung werden die derzeitigen Stromerzeugungskosten der Anlagen zur Nutzung von Grubengas ermittelt. Dies erfolgt zunächst für einen Basisfall. Daneben wird in Sensitivitätsbetrachtungen der Einfluss wesentlicher Parameter auf die Stromerzeugungskosten untersucht. Es werden vereinbarungsgemäß ausschließlich Neuanlagen, die gedanklich im Jahr 2002 in Betrieb gehen, berücksichtigt.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen erfolgen für praxisnahe Musteranwendungen, sogenannte Modellfälle. Grundlage sind Angaben von Betreibern, die ausgewertet und auf Plausibilität geprüft wurden. Typische Werte und Randbedingungen werden zugrunde gelegt. Daher muss betont werden, dass die Ergebnisse dieser Berechnungen wiederum typische Werte darstellen, die nicht uneingeschränkt auf individuelle Vorhaben übertragbar sind, da bei diesen die Randbedingungen von den im Rahmen dieser Studie angesetzten im Einzelfall stark abweichen können.

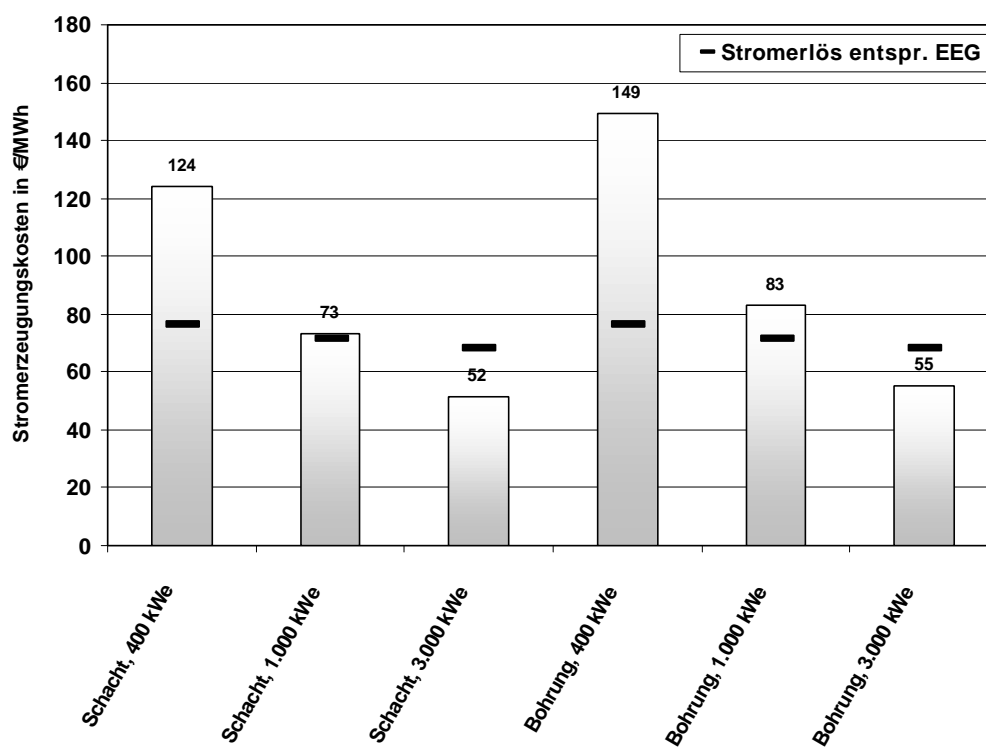
Zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten wird eine Investitionsrechnung mit Anwendung der Annuitätenmethode durchgeführt. Es werden die spezifischen Stromerzeugungskosten ermittelt, die sich durch Division der Summe der durchschnittlichen jährlichen Kosten durch die Nettoerzeugung von elektrischer Energie ergeben.

Bis heute ist es nicht möglich, für die jeweiligen Standorten Aussagen zu den förderbaren Mengen von Grubengas bzw. zu den Nutzungszeiträumen zu machen. Im Laufe des Betriebes werden die Daten zum Gasdruck und zur Gasqualität ausgewertet. Je nach Situation erfolgt die Entscheidung zum weiteren Ausbau oder auch zum Rückbau der Anlage.

Falls nach Installation der Grubengasnutzungsanlage festgestellt wird, dass kein BHKW-Betrieb möglich ist, werden die standortabhängigen verlorenen Investitionen von Fehleinsätzen werden als „Projektentwicklung“ den laufenden Projekten prozentual zugeschlagen.

Es kann sich auch die Fördermenge bzw. Gaszusammensetzung im laufenden Betrieb ändern, so dass der BHKW-Betrieb nicht mehr fortgeführt werden kann. Das Risiko einer verkürzten Laufzeit wird durch verkürzte kalkulatorische Betrachtungsdauern berücksichtigt.

Den nominalen Stromerzeugungskosten für mit Grubengasen befeuerte Stromerzeugungsanlagen ist in der folgenden Abbildung die Stromvergütung gemäß EEG gegenübergestellt..



Die Stromerzeugungskosten sinken mit zunehmender Anlagenleistung. Anlagen mit einer elektrischen Leistung bei und unter 1.000 kW<sub>el</sub> können unter den angesetzten Randbedingungen bei bestehender Vergütung nach EEG nicht wirtschaftlich betrieben werden. Große Anlagen erreichen bei elektrischen Leistungsgrößen von ca. 3.000 kW<sub>el</sub> die Wirtschaftlichkeit bei der bestehenden Vergütung nach EEG. Der Einfluss der Kosten der Tiefbohrung auf die Stromerzeugungskosten ist bei kleinen Anlagen höher als bei großen Anlagen.

Sensitivitätsanalysen zeigen, dass eine Veränderung der Laufzeit der Anlagen, des Aufschlags für Projektentwicklung aufgrund von Fehlprojekten und des Kalkulationszinssatzes das Ergebnis des Basisfalls nur geringfügig beeinflusst.

Die Grubengasvorkommen erlauben nicht überall den Einsatz großer Anlagen. Für die weitgehende Ausnutzung des Grubengaspotentials ist der Bau und Einsatz auch kleinerer Anlagen, also ein Mix aus Anlagen unterschiedlicher Leistungsgröße notwendig.

Das Treibhausgas Methan im Grubengas hat in seiner Lebensdauer die 23-fache Klima-Wirksamkeit gegenüber Kohlendioxid. Das Nutzungspotential von Grubengas ist mit 6,5 Mio t CO<sub>2</sub>-Äquivalent für Deutschland durchaus erheblich und würde etwa in gleicher Größenordnung liegen, wie die CO<sub>2</sub>-Einsparung durch die gegenwärtige Windenergienutzung.

Es ist zu beobachten, dass sich um die Thematik Grubengas ein neues Betätigungsfeld entwickelt. Hierbei ergeben sich für alle Beteiligten große Chancen zur Entwicklung innovativer Konzepte. Die so entwickelten Technologien bieten zudem die Chance einer internationalen Vermarktung.

5

Beilage

## 5. Beilage

GRUBENGASANLAGEN	Einheit	Schacht, 400 kWe	Schacht, 1.000 kWe	Schacht, 3.000 kWe	Bohrung, 400 kWe	Bohrung, 1.000 kWe	Bohrung, 3.000 kWe
<b>BASISDATEN</b>							
Kalkulat. Betrachtungsdauer	a	15	15	15	15	15	15
Nutzungsdauer BHKW	a	8	8	8	8	8	8
Laufzeit der Anlage	a	5	5	5	5	5	5
Kalkulat. Mischzinssatz (real)	%/a	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Spez. Reparatur+Wartung - BHKW	€/MWh	16,0	15,0	14,0	16,0	15,0	14,0
Spez. Reparatur+Wartung - Sonstige *1)	%/a	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Spez. Versicherung, Verwaltung, Pacht *2)	%/a	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Stromeigenbedarf Verdichter	%	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
<b>TECHNISCHE DATEN</b>							
Elektr. Leistung	kW	400	1.000	3.000	400	1.000	3.000
Elektr. Wirkungsgrad	%	33	34	34	33	34	34
Vollastbenutzungsdauer, Strom	h/a	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Jährl. Stromerzeugung	MWh/a	2.800	7.000	21.000	2.800	7.000	21.000
Jährl. Stromeinspeisung	MWh/a	2.618	6.545	19.635	2.618	6.545	19.635
<b>INVESTITION</b>							
<b>Standortunabhängig</b>							
BHKW-Container	T€	510	750	1.870	510	750	1.870
<b>Standortabhängig</b>							
Trafo, Verdichter	T€	160	140	220	160	140	220
Einbindung, Bau	T€	160	290	330	160	290	330
Tiefenbohrung	T€	0	0	0	200	200	200
Rückstellung Rückbau	T€	50	50	130	50	50	130
Gutachten, Planung, Genehmigung	T€	120	110	160	120	110	160
<b>Summe</b>	<b>T€</b>	<b>1.000</b>	<b>1.340</b>	<b>2.710</b>	<b>1.200</b>	<b>1.540</b>	<b>2.910</b>
Projektentwicklung	T€	49	59	84	69	79	104
<b>Gesamtinvestition</b>	<b>T€</b>	<b>1.049</b>	<b>1.399</b>	<b>2.794</b>	<b>1.269</b>	<b>1.619</b>	<b>3.014</b>
<i>Spezifisch</i>	€/kWe	2.623	1.399	931	3.173	1.619	1.005
<b>JÄHRL. KOSTEN</b>							
Kapitaldienst	T€/a	224	293	557	279	348	612
<i>Standortunabhängig</i>	T€/a	89	131	325	89	131	325
<i>Standortabhängig</i>	T€/a	123	148	210	173	198	260
<i>Projektentwicklung</i>	T€/a	12	15	21	17	20	26
Reparatur+Wartung - BHKW	T€/a	45	105	294	45	105	294
Reparatur+Wartung - Sonstige	T€/a	6	9	11	6	9	11
Versicherung, Verwaltung, Pacht	T€/a	17	24	48	21	28	52
<b>Summe jährl. Kosten</b>	<b>T€/a</b>	<b>292</b>	<b>430</b>	<b>910</b>	<b>351</b>	<b>489</b>	<b>969</b>
<b>STROMERZEUGUNGSKOSTEN</b>							
Jährl. Stromerzeugungskosten	T€/a	292	430	910	351	489	969
Spez. Stromerzeugungskosten (real)	€/MWh	111	66	46	134	75	49
<b>Spez. Stromerzeugungskosten (nominal)</b>	<b>€/MWh</b>	<b>124</b>	<b>73</b>	<b>52</b>	<b>149</b>	<b>83</b>	<b>55</b>
<b>Stromvergütung (EEG)</b>		<b>77</b>	<b>72</b>	<b>68</b>	<b>77</b>	<b>72</b>	<b>68</b>

\*1) bezogen auf Trafo, Verdichter, Einbindung, Bau

\*2) bezogen auf Investitionen abzüglich Rückbau, Gutachten, Planung, Genehmigung

### Berechnung der Stromerzeugungskosten aus Grubengasgewinnung