

Kohleflözgas in Deutschland

Thomas Thielemann

Einleitung

Kohleflözgas ist ein Energieträger, der in Deutschland bereits seit 1908 genutzt wird. Im Jahr 2001 wurden in Deutschland 237,5 Mio. m³ Kohleflözgas aus aktiven Bergwerken verwertet. Davon stammen 145,3 Mio. m³ aus dem Saarland, 72,1 Mio. m³ aus Ibbenbüren und 20,1 Mio. m³ aus dem Ruhrrevier. Seit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) am 01.04.2000 wird verstärkt auch **Grubengas** aus stillgelegten Gruben gefördert. Im Jahr 2001 wurden im Ruhrgebiet neben den genannten 20,1 Mio. m³ noch einmal 43,1 Mio. m³ Grubengas nach EEG-Bedingungen produziert, eine Steigerung um 87 % gegenüber 2000. Aus Grubengas wird erfolgreich Wärme und Strom produziert. Zur Bündelung der Betreiberinteressen wurde am 31.10.2001 in Oberhausen die „Grubengasinitiative NRW“ gegründet.

Begriffsbestimmung

Kohlegas ist ein Oberbegriff für natürlich gebildete Gase aus der Kohle und für anthropogen über die technische Kohlevergasung erzeugte Gase. **Kohleflözgas** ist der Oberbegriff für alle natürlichen Gase aus der Kohle. Hierzu zählen das Flözgas und das Grubengas (siehe Tafel 1). **Flözgas** ist das aus Kohleflözen in unverritztem Gebirge etwa durch eine Bohrung freigesetzte Gas, im Englischen **coalbed methane** (CBM) genannt. Das durch die eigentliche Bergbautätigkeit im Grubengebäude unmittelbar oder nach Jahren austretende Kohleflözgas wird als **Grubengas** bezeichnet. Es gliedert sich in das **coalseam methane** (CSM), welches aus dem aktiven Bergbaubetrieb durch Absaugung und Grubenbewetterung entfernt wird, und in das **coalmine methane** (CMM), das im stillgelegten Bergwerk noch über Jahre aus den Flözen entweichen kann.

Die drei hier aufgeführten Gase CBM, CSM und CMM unterscheiden sich in ihrer Zusammensetzung wie folgt (Tafel 1):

| Flözgas | | Grubengas | |
|------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--|
| Coalbed Methane CBM | Coalseam Methane CSM | Coalmine Methane CMM | |
| Gas aus unverritztem Gebirge | Gas aus dem aktiven Bergwerk | Gas aus dem stillgelegten Bergwerk | |
| Vol.-% | Vol.-% | Vol.-% | |
| CH ₄ 90 – 95 % | CH ₄ 25 – 60 % | CH ₄ 60 – 80 % | |
| CO ₂ 2 – 4 % | CO ₂ 1 – 6 % | CO ₂ 8 – 15 % | |
| CO 0 % | CO 0.1 – 0.4 % | CO 0 % | |
| O ₂ 0 % | O ₂ 7 – 17 % | O ₂ 0 % | |
| N ₂ 1 – 8 % | N ₂ 4 – 40 % | N ₂ 5 – 32 % | |
| höhere KWs in Spuren | höhere KWs in Spuren | höhere KWs in Spuren | |

Tafel 1: Gliederungsübersicht für Kohleflözgase. Entsprechend ihrer Herkunft enthalten die Gase unterschiedliche Gehalte an Einzelsubstanzen.

KWs = Kohlenwasserstoffe

Geschichte der Kohleflözgasnutzung

Seit Jahrhunderten wurde Kohleflözgas wegen seiner Explosivität eher gefürchtet als energetisch genutzt. Bewetterungsmaßnahmen haben die Zahl der Unfälle in vielen Ländern deutlich reduziert. In Ländern ohne strikte Sicherheitskontrollen kommt es jedoch immer wieder zu tödlichen Unfällen. So starben im August 2001 36 Bergleute in der Ukraine und im September 2001 33 Bergleute in China.

Im 20. Jahrhundert wurden die abgesaugten Gase zunehmend energetisch genutzt. Ab 1908 verwertete man Grubengas (CSM) im Saarland für die Dampferzeugung. 1948 wurde in der Grube Hirschbach die erste CSM-Gasabsauganlage in Betrieb genommen. Bis 1954 kamen 12 weitere Anlagen hinzu. Inzwischen existiert im Saarland ein 93 km langes Grubengasverbundnetz, welches ein Stahlwerk, die chemische Industrie, eine Kokerei, Kraftwerke und Wärmezentralen mit Gas versorgt. 1993 wurden dort 350 Mio. Nm³ mit einem Methangehalt um 50 % verwertet.

Im Ruhrgebiet wird seit 1943 testweise (WEDDIGE, A. & BOSTEN, J. 1944) und seit 1948 dauerhaft (MENDE, H. & TRÖSKEN, K. 1950) Gas (CSM) abgesaugt und verwertet. Der Anteil der Verwertung stieg bis 2000 auf etwa 80 %.

Seit Anfang der 1990er Jahre gab es in Deutschland Versuche, Flözgas (CBM) zu fördern. Ein Konsortium aus der Ruhrkohle AG, der Ruhrgas AG und der amerikanischen Conoco teufte bis 1997 im Münsterland zwei Bohrungen (Rieth, Natarb) im Erlaubnisfeld „Sigillaria“ ab, gab das Projekt jedoch aufgrund geringer Gasförderung auf. Im Saarland brachte die DSK AG (ehem. Saarberg AG) ebenfalls zwei Bohrungen (Aspenhübel in 1997, Weiher 1 in 1999) bis in flözführendes Oberkarbon nieder. Die Gasführung war höher als im Ruhrgebiet. Doch selbst in der gasreichsten Bohrung Weiher 1 lag die anfängliche maximale Förderrate nur bei 2.500 m³/d und fiel bis auf 200 m³/d nach sechs Monaten ab. Für einen wirtschaftlichen Betrieb wären mindestens 6000 m³/d erforderlich gewesen. Damit waren auch die CBM-Projekte im Saarland nicht wirtschaftlich.

Nutzung heute

BIBLER et al. (1998) schätzen die jährlich weltweit genutzte Kohleflözgasmenge auf 70 Mrd. m³. Daran haben das Ruhrgebiet und das

Saarland einen Anteil von etwa 0,09 % bzw. 0,2 %.

Einen großen Aufschwung erlebte die Kohleflözgasnutzung, als Anfang der 1980er Jahre in den USA steuerliche Vergünstigungen („section 29 tax credits“) geschaffen wurden. Die Förderung von Flözgas wurde wirtschaftlich. Die Zahl der CBM-fördernden US-Bohrungen stieg von 284 in 1984 auf 7.354 in 1996, bei einem gleichzeitigen Anstieg der CBM-Produktion von 0,283 auf 28,348 Mrd. m³ (GRI 1999). Die US-amerikanische RWE-Rheinbraun-Tochter Consol Energy hat im September 2001 in Virginia (Appalachen) für 160 Mio. US\$ Flözgasvorkommen von Conoco erworben. Aus den nachgewiesenen CBM-Reserven von ca. 10,4 Mrd. m³ werden fördertätlich etwa 3,7 Mio. m³ (jährlich 976 Mio. m³) produziert. Geplant ist, einen Teil des Flözgases mit Erdgas in einem 88 MW-Kraftwerk zu verstromen.

Nach Angaben des Interessenverbandes Grubengas e. V. (IVG) wurden im Ruhrgebiet an den Standorten Imudia 1, Lohberg, Lüntec, Mont Cenis und Wilberd im Jahr 2001 insgesamt 43.103.706 m³ Grubengas gefördert. Daraus wurden 80.840.126 kWh_{el} Strom und 53.335.610 kWh_{th} Wärme erzeugt (<http://www.grubengas.de>). Eine Karte bestehender Anlagen zeigt Abb. 1.

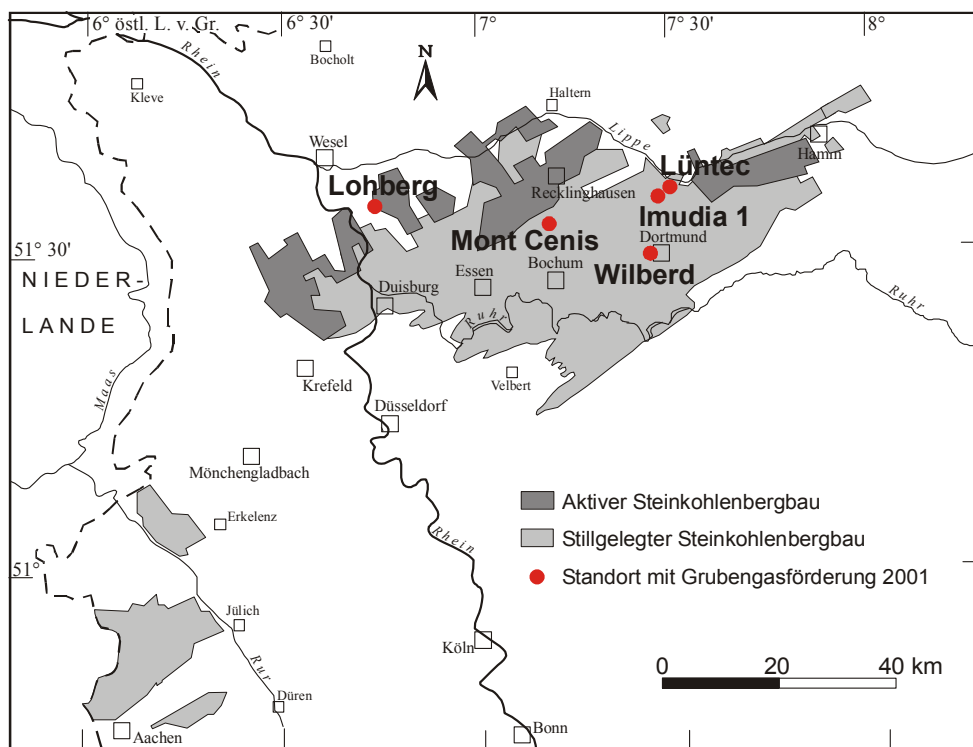


Abb. 1: Anlagen zur Grubengasnutzung im Ruhrgebiet 2001.

Inzwischen werden etwa 80 % des abgesaugten CSM für die Wärme- und Stromversorgung der Bergwerke und benachbarter Gemeinden eingesetzt. Kraftwerksmodule am Bergwerk Lohberg (Dinslaken) produzieren seit Oktober 1999 jährlich 40 GWh Wärme und 35 GWh Strom. Die Ruhrkohle AG (Essen) schätzt, dass aus dem CSM- und CMM-Gas im Ruhrgebiet zukünftig an 25 bis 30 Standorten mit bis zu 50 Blockheizkraftwerken neben Wärme jährlich etwa 450 GWh Strom produziert werden können. Die Initiatoren der am 31.10.2001 gegründeten „Grubengasinitiative NRW“ gehen davon aus, dass in den nächsten Jahren Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 70 MW und einem Investitionsvolumen von über 50 Mio. € installiert werden. Bis zum 01.01.2002 waren bereits 40 Projekte bewilligt.

Zukünftige Nutzung

Eine Reihe von Ländern verfügen über große Kohleflözgasressourcen. Nach BGR-Recherche lagern die weltweit größten Ressourcen in China mit durchschnittlich 31 Bill. m³ CBM, gefolgt von Russland (29 Bill. m³), den USA (10,7 Bill. m³), Kanada (5,8 Bill. m³) und Australien (9,3 Bill. m³), Indonesien (6,0 Bill. m³), Ukraine (4,9 Bill. m³), Deutschland und Polen (je 3 Bill. m³), Großbritannien (1,7 Bill. m³), Kasachstan und Südafrika (je 1,1 Bill. m³) sowie Indien (0,9 Bill. m³). In der Summe ergibt das weltweite Flözgas-Gesamtressourcen von ca. 234,3 Bill. m³. Die hiervon wirtschaftlich nutzbaren Reserven sind nicht quantifiziert.

Die Schätzungen der Mengen an Flözgas-Gesamtressourcen weisen in einzelnen Ländern eine große Bandbreite auf. Sie variieren für die USA zwischen 5 Bill. m³ (GRI 1999) und 20 Bill. m³ (TYLER et al. 1998). Davon sind 2,1 Bill. m³ wirtschaftlich nutzbare Reserven (GRI 1999).

Recht

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) garantiert dem Grubengasproduzenten eine Einspeisevergütung. Sie beträgt nach §4 EEG seit dem 01.04.2000 0,15 DM (0,08 €)/kWh und für Strom aus Anlagen über 500 MW ab diesem Anteil höherer Leistung 0,13 DM (0,07 €)/kWh. Neuanlagen erhalten nach §9 EEG einen Bestandsschutz über 20 Jahre. Die Höhe der Einspeisevergütung ist variabel und wird nach §12 EEG alle zwei Jahre Ende Juni überprüft (z.B. am 30.06.2002) und ggf. zum 01. Januar des Folgejahres (z.B. 01.01.2003) angepasst.

Die zunehmende energetische Nutzung von Grubengas wirft juristische Fragen auf: Wer hat die Nutzungsrechte an dem Grubengas? Muss der alte Bergbautreibende oder der neue Grubengasproduzent für Bergbaufolgeschäden aufkommen? Denn der neue Nutzer profitiert von dem vergangenen – und eventuell Bergschäden verursachenden – Steinkohlebergbau, da erst durch die Kohlegewinnung das Grubengas zugänglich wurde. Andererseits ist die Grubengasnutzung im gesellschaftlichen Interesse, da sie die Nettoemissionen von Treibhausgasen (hier: Methan) reduziert und somit dem Leitgedanken der Nachhaltigkeit entspricht. Folglich sollte die Grubengasnutzung entsprechend honoriert werden.

Es ist derzeit unklar, in welches Rechtsregime die Frage der Grubengasnutzung fällt. Betroffen sind Belange aus dem Bergrecht, dem Immissionsrecht, dem Bodenschutzrecht sowie dem Polizei- und Ordnungsrecht. Die aktuelle Rechtssprechung wird bei KREMER & NEUHAUS (2001) sowie FRENZ (2001) dargelegt.

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit der Kohleflözgasgewinnung hängt von sehr vielen, teils konstanten, teils variablen Faktoren ab. Zu den zeitlich konstanten Größen an einem Standort zählen die Geologie inklusive der Kohleflözmächtigkeit, die Endteufe der Bohrung(en) und das (noch) vorhandene Gas (gas-in-place). Variabel sind die Kosten. So werden vor der Gasförderung Investitionskosten für den Erwerb des Grundstückes, für das Erstellen der Bohrung, für Förderanlagen, für die Wasseraufbereitung, für eine eventuelle Bohrlochstimulation, für Ingenieursleistungen und für Verwaltungsarbeiten fällig. Laufende Kosten sind die Betriebskosten für die Bohrung, für die Gasaufbereitung und –verdichtung sowie für Personal. Weiterhin fallen Förderabgaben und Steuern an. Diesen Gesamtkosten stehen Einnahmen aus dem Gasverkauf gegenüber.

Im Ruhrgebiet weisen die existierenden Grubengasanlagen extreme Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit auf. Einerseits mussten einige Anlagen bereits nach wenigen Wochen Förderung vorläufig stillgelegt werden, weil die erzielten Gasmengen, die Gasqualität oder große Schwankungen in den Förderraten einen wirtschaftlichen Betrieb nicht erlaubten. Andererseits erweisen sich einzelne Anlagen im Raum Herne, Lünen und Dortmund unter den bestehenden EEG-Rahmenbedingungen als wirtschaftlich.

Ausblick

Durch die Gründung der „Grubengasinitiative NRW“ erfuhr die Grubengasnutzung weitere Impulse. Dieser Trend wird untermauert durch den Start der Grubengasförderung in 2001 an einer Reihe weiterer Standorte im Ruhrgebiet. Da

auch in anderen Staaten wie Großbritannien, Australien und den USA die Kohleflözgasnutzung weiter zunimmt, erscheint ein optimistischer Ausblick auch für die deutsche Grubengasproduktion gerechtfertigt.

Literatur

BIBLER, C.J., MARSHALL, J.S. & PILCHER, R.C. (1998): Status of worldwide coal mine methane emissions and use. – *Int. J. Coal Geol.*, **35**: 283-310; Amsterdam.

FRENZ, W. (2001): Bergrecht und Nachhaltige Entwicklung. – Schriften zum Öffentlichen Recht, Band 841, 111 Seiten; Berlin (Duncker & Humblot).

GRI (1999): North American Coalbed Methane Resource Map. – *Gas Research Institute*, 1 Karte; Chicago.

KREMER, E. & NEUHAUSEN, WEVER, P. (2001): Bergrecht. – Studienbücher Rechtswissenschaft, 170 Seiten; Stuttgart (Kohlhammer).

MENDE, H. & TRÖSKEN, K. (1950): Einrichtung einer Methanabsauganlage auf der Zeche Hansa unter Tage. – *Glückauf*, **86**(1/2): 1-11; Essen.

TYLER, R., SCOTT, A.R. & KAISER, W.R. (1998): Defining coalbed methane exploration fairways: An example from the Piceance Basin, Rocky Mountain Foreland, Western United States. – In: MASTALERZ, M., GLIKSON, M. & GOLDING, S.D. (1998): Coalbed Methane: Scientific, environmental and economic evaluation, 67-87; Dordrecht (Kluwer).

WEDDIGE, A. & BOSTEN, J. (1944): Künstliche Ausgasung eines Abbaufeldes und Nutzbarmachen des Methans für die Gasversorgung. – *Glückauf*, **80**(23/24): 241-250; Essen.

HANNOVER, DEN 12.06.2002

BUNDESANSTALT FÜR
GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE
STILLEWEG 2
D-30655 HANNOVER

<mailto:t.thielemann@bgr.de>

TEL 0511-643-2367

FAX 0511-643-3661

COMMODITY TOP NEWS

<http://www.bgr.de/b121/commo.html>

WEITERE INFORMATIONEN ZUM THEMA “ENERGIEROHSTOFFE”

<http://www.bgr.de/b123>