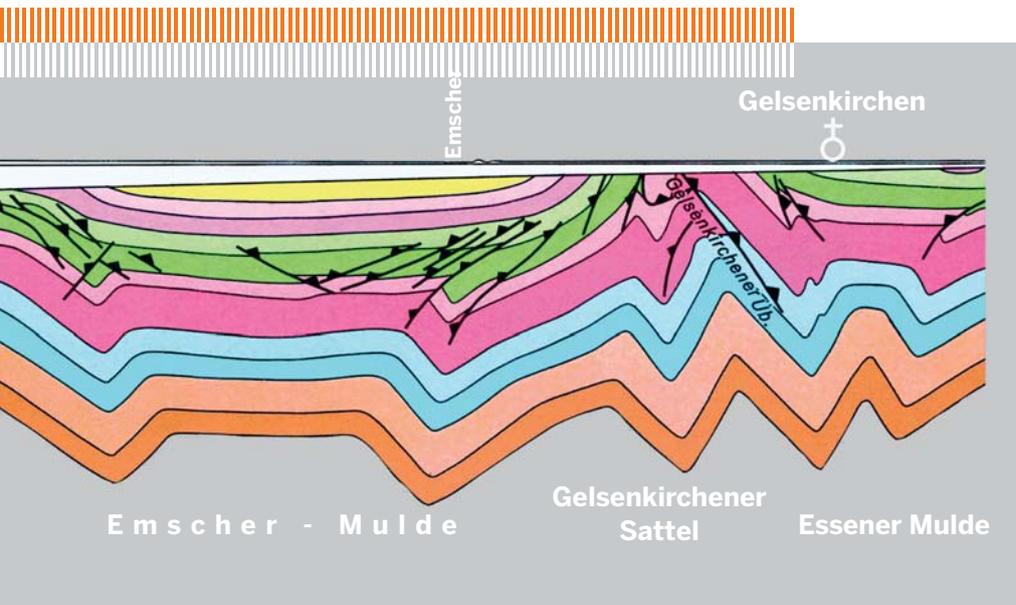




Grubengas.

Ein Energieträger in Nordrhein-Westfalen



Geologischer Querschnitt durch das Steinkohlengebirge im zentralen Ruhrgebiet
Quelle: Geologischer Dienst NRW

Einleitung

Während die weltweite energetische Nutzung von Erdgas in größerem Umfang vor etwa 35 Jahren begann, nahm das Zeitalter der umfangreichen Steinkohlennutzung schon vor zirka 300 Jahren seinen Anfang. Die Entstehung der Steinkohle liegt etwa 300 Millionen Jahre zurück.

Die Bildung von Grubengas ist verknüpft mit dem geochemischen Umwandlungsprozess der Steinkohlenbildung (Inkohlung). Da Methan - als der Hauptbestandteil von Grubengas (und Erdgas) - in bestimmten Konzentrationen explosibel reagiert, stellte Grubengas für Bergleute in erster Linie ein Gefährdungspotenzial dar. Dies gilt im Übrigen bis heute fort. Hauptanliegen im Zusammenhang mit dem untertägigen Auftreten von Grubengas war somit stets, die notwendigerweise zwangsbelüfteten (bewetterten) Grubenbaue dauerhaft von zündfähigen Grubengaskonzentrationen freizuhalten. Dieses Ziel wird durch Einsatz verschiedener Technologien erreicht und beschränkt sich nicht allein auf das Vertrauen in die heilige Barbara, die Schutzpatronin der Bergleute.



Geologisches Modell des Karbons
Quelle: Geologischer Dienst NRW



Technische Maßnahmen zur Grubengasgewinnung in betriebenen Bergwerken verhindern somit eine latente Explosionsgefahr, wenn das Grubengas nach über Tage gefördert wird.

Die energetische Verwertung des Grubengases ist aus Klimaschutzgründen ein Gebot der Stunde. Das Erneuerbare Energiengesetz ermöglicht aktuell eine auch betriebswirtschaftlich sinnvolle Nutzung des "Energieträgers Grubengas" über bisherige Größenordnungen hinaus.

Die vorliegende Broschüre der EnergieAgentur.NRW will Entstehung, Vorkommen und Potenziale von Grubengas in NRW verdeutlichen. Rechtliche, wirtschaftliche und technologische Rahmenbedingungen der Grubengasgewinnung und -verwertung werden geschildert. Die geplanten sowie bereits realisierten Projekte der energetischen Nutzung von Grubengas beweisen konkretes Handeln.

Grubengas ist die Bezeichnung für ein in Kohlenbergwerken vorkommendes Gasgemisch. Es entsteht aus der Vermischung des in den Flözen vorhandenen Kohlegases mit der über Schächte und Stollen zugeführten atmosphärischen Luft.

Das Kohlegas besteht aus den Hauptbestandteilen Methan (CH_4), Kohlendioxid (CO_2) und Stickstoff (N_2). Neben Spuren von Ethan, Wasserstoff und Helium beinhaltet es zum Teil auch Schwefelwasserstoff und Kohlensäure. Es wird hauptsächlich beim Abbau der Flöze aus der Kohle freigesetzt. In geringerem Maße und über längere Zeiträume tritt es bei günstigen Druck- und Temperaturverhältnissen sowohl vor als auch nach dem Abbau noch aus Kohle und Gestein aus.

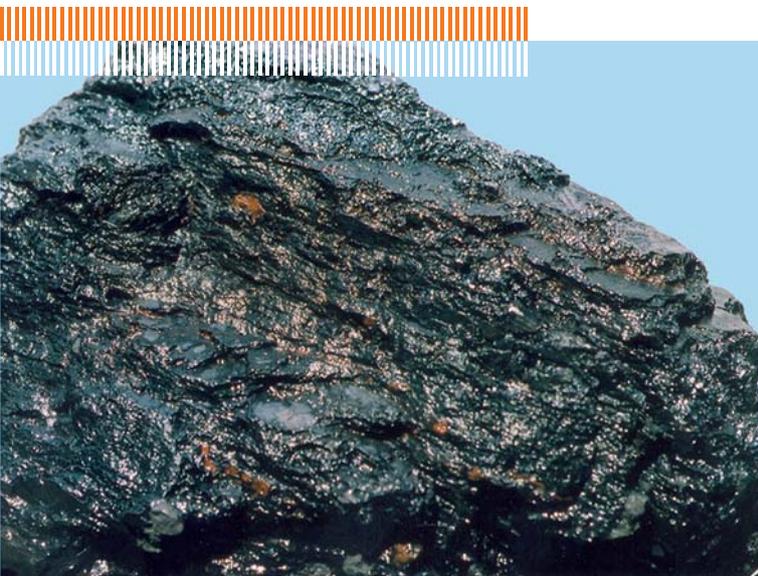
Die Entstehung des Kohlegases ist eng an die Steinkohlenbildung gebunden:

Vor etwa 320 Millionen Jahren wurden in dem ganz Nordwesteuropa überdeckenden Meeresbecken Sedimente abgelagert, die das flache Meeresbecken verlanden ließen. In feucht-warmen Klima wuchsen Bäume und Pflanzen in einer Waldsumpfmoor-Landschaft. Bäume und Pflanzen fielen nach dem Absterben in den Schlamm und gerieten unter Luftabschluss; dadurch verfaulten sie nicht, sondern vertorften. Erneute Überflutungen erfolgten, während sich das Land immer weiter absenkte und sich Sedimentschicht über Sedimentschicht ablagerte. Die ablaufenden Prozesse wiederholten sich im Verlauf der Jahrtausende der Steinkohlen(karbon)zeit.

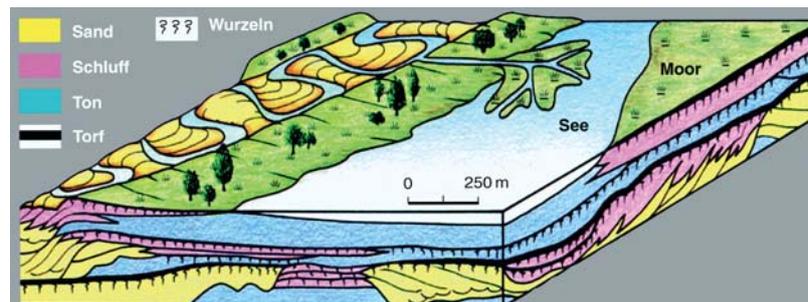


Waldsumpfmoor-Landschaft zur Karbonzeit
Quelle: Ruhrlandmuseum Essen

Die abgelagerten Sedimente verfestigten sich durch den Druck der auflastenden Schichten und der Temperatureinwirkung. Aus Sand wurde Sandstein, Ton verfestigte sich zu Schieferthon; aus Torfschichten entstand zunächst braunkohlenartiges Material. Unter Luftabschluss und mit Einwirkung von Bakterien, Pilzen und anderen Lebewesen sowie durch Herauspressen des Wassers und Abgabe von Kohlendioxid- und Methangas wurde die ehemalige Pflanzsubstanz endgültig umgewandelt, wobei eine Anreicherung von Kohlenstoff stattfand. Durch diesen chemischen Prozess, die "Inkohlung", entstanden die Steinkohlenschichten, die "Kohlenflöze".



Modell eines Ablagerungsraumes von Kohlenflözen
Quelle: Geologischer Dienst NRW



Zur Bildung eines sieben Meter mächtigen Torfmooses war eine Zeitspanne von 8.000 Jahren erforderlich. Es dauerte noch mehrere Millionen Jahre, bis infolge Versenkung und entsprechender Erwärmung daraus in zwei Kilometern Tiefe ein 60 cm mächtiges Steinkohlenflöz entstand. In den Schiefertonen über den Flözen (im Hangenden der Flöze) befinden sich zahlreiche Versteinerungen von Pflanzen und Tieren (Fossilien), die eine zeitliche Gliederung des Steinkohlengebirges ermöglichen.

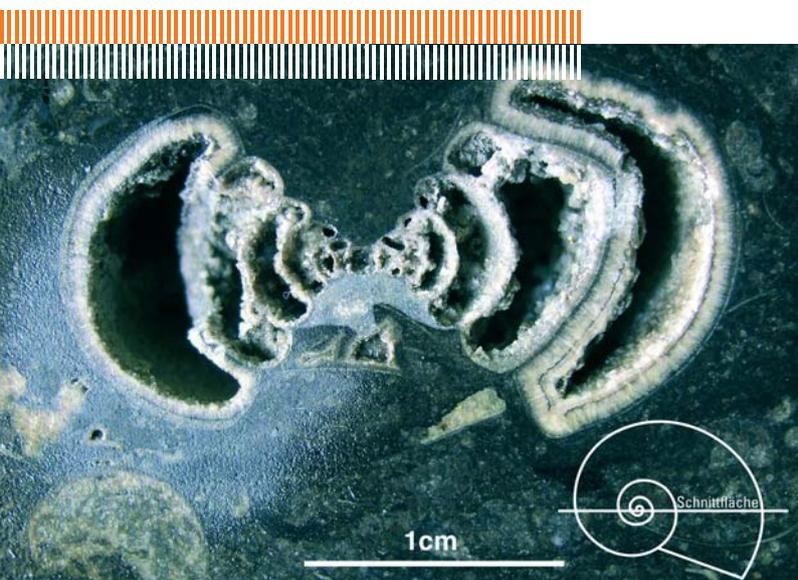
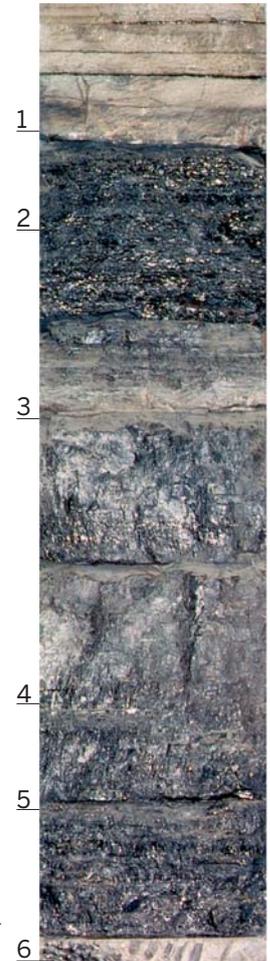
Die ursprünglich fast waagrecht abgelagerten Gesteins- und Kohleschichten wurden in Millionen von Jahren durch Gebirgsdruck aufgefaltet. So traten Kohlenflöze auch an die Erdoberfläche (zu Tage), wo sie z.B. im Ruhrtal seit Mitte des 14. Jahrhunderts durch "Kohlengräber" gewonnen wurden. Kohle wurde also schon lange bevor sich mit Einsatz technischer Hilfsmittel der Stollen- und der Tiefbergbau im 17. Jahrhundert entwickelte, gewonnen.

Im Raum Bochum war das Steinkohlengebirge des Oberkarbons ursprünglich 2.600 m mächtig. Es besteht zu 42 % aus Schiefertonen, zu je 25 % aus Siltstein und Sandstein und letztlich zu je 4 % aus Konglomeraten und Steinkohle. Vier Prozent, das bedeutet, die Summe aller Steinkohlenflöze umfasste die Gesamtmächtigkeit von ca. 100 m Steinkohle im Raum Bochum. Hiervon jedoch wurden im Laufe der Erdgeschichte große Anteile örtlich unterschiedlich abgetragen.

Diese Fakten stellen u.a. ein wichtiges Kriterium bei der Abschätzung von Grubengaspotenzialen dar.

Schichtenaufschluss mittels Kernbohrung:

1. Mariner Horizont
2. Streifenkohle
3. Bergemittel
4. Mattkohle
5. Streifenkohle
6. Wurzelboden, Schiefertone mit Wurzelresten



Marine Fossilien - Goniatit
Quelle: Geologischer Dienst NRW

Methanvorkommen – Potenziale und Klimarelevanz

In Relation zu CO₂ werden für CH₄ die unterschiedlichsten treibhausrelevanten Potenziale genannt. Nach dem 2. Sachstandsbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) - Arbeitsgruppe 1 vom Dez. 1995 - gilt der Faktor 21 als anerkannter CO₂-Äquivalenzwert für CH₄. Das heißt, die Treibhauswirksamkeit (global warming potential = GWP) von CH₄ wird unter Berücksichtigung der Lebensdauer der Gase 21-fach stärker als die von CO₂ bewertet. Zwar enthält z.B. der 3. Sachstandsbericht des IPCC (2001) aktuellere Angaben, jedoch hat man sich 1997 in Kyoto auf den oben wiedergegebenen Wert vorläufig festgelegt. Das GWP 21 für Methan berücksichtigt sowohl direkte Effekte als auch indirekte Wirkungen durch die Entstehung troposphärischen Ozons und stratosphärischen Wasserdampfes. Die indirekten Effekte durch die Entstehung von CO₂ sind hierin nicht erfasst.

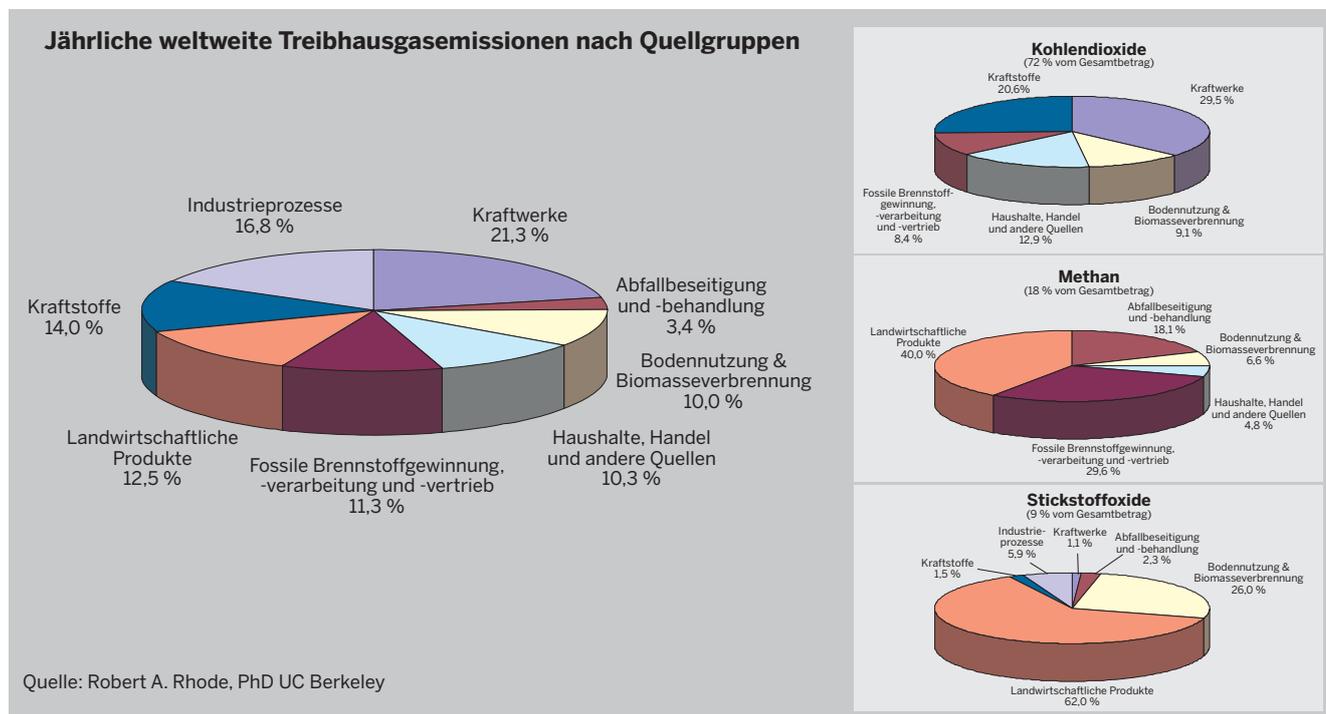
Bei der Äquivalenzumrechnung von Kubikmetern in Tonnen sind die unterschiedlichen Molekulargewichte als auch die unterschiedlichen spez. Dichten von CO₂ und CH₄ zu berücksichtigen: Bei einem GWP von 21 entsprechen somit 1 Mio. m³ CH₄ einer Äquivalenzmasse von 15.057 t CO₂; was bedeutet, dass 1 Mio. m³ Grubengas mit einem Methananteil von 55 % einer Äquivalenzmenge von 8.250 t CO₂ gleichkommen.

Die globale atmosphärische Methan-Konzentration ist laut Bericht der Arbeitsgruppe 1 des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderung (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) "Klimaänderung 2007: Wissenschaftliche Grundlagen" von einem vorindustriellen Wert von etwa 715 ppb auf 1732 ppb in den frühen 1990er Jahren gestiegen und liegt 2005 bei 1.774 ppb. Die atmosphärische Methan-Konzentration im Jahr 2005 übertrifft die aus Eisbohrkernen

bestimmte natürliche Bandbreite der letzten 650.000 Jahren (320 bis 790 ppb) bei Weitem. (ppm (parts per million) oder ppb (parts per billion, 1 billion = 1 Milliarde = 1.000 Millionen) ist das Verhältnis der Anzahl Treibhausgasmoleküle zur Gesamtzahl der Moleküle in trockener Luft. Zum Beispiel: 300 ppm heißt, dass pro Million Moleküle trockener Luft 300 Moleküle eines Treibhausgases gezählt werden.)

Die Wachstumsraten haben seit den frühen 1990er Jahren im Einklang mit den nahezu gleich gebliebenen gesamten Emissionen (Summe der anthropogenen und natürlichen Quellen) abgenommen. Nach Expertenbeurteilung ist der beobachtete Anstieg der Methan-Konzentration auf menschliche Aktivitäten, vor allem durch die Landwirtschaft und des weiteren auf den Verbrauch fossiler Brennstoffe zurückzuführen. Jedoch sind die jeweiligen Beiträge der verschiedenen Quellentypen nicht gut bestimmbar. Zudem wurden Kohlenmonoxid-(CO-) Emissionen als eine Ursache der steigenden CH₄-Konzentration identifiziert.

Die weltweit anthropogen emittierten CH₄-Mengen wurden im IPCC-Bericht von 2001 für das Jahr 2001 auf 347 Mio. t geschätzt, die Summe aller Quellen global auf 475 bis 650 Mio. t Methan pro Jahr (Schlussbericht der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages, 1995). Methan macht rd. 18 % der durch den Menschen weltweit verursachten Treibhausgasemissionen aus (vgl. Grafik). In Deutschland beträgt der Anteil der Methan-Emissionen an den hiesigen Gesamtemissionen rd. 5 %. Die größten Methanmengen natürlichen Ursprungs stammen aus Feuchtgebieten (Sumpfgas). Die wesentlichen anthropogenen Quellen weltweit sind Reisanbau, Viehhaltung, Erdöl-Erdgas-Förderung und Verteilung, Mülldeponien, die jeweils vor "Kohlenminen" rangieren.



Die Methan-Emissionen in Deutschland konnten innerhalb von 15 Jahren von 1990 bis 2005 um 52 % gemindert werden. Dieser Rückgang um 2,5 Mio. t wurde im Steinkohlenbergbau durch die rückläufige Kohleförderung und der höheren Verwertungsrate von Grubengas erreicht und in der Landwirtschaft durch die Verringerung der Tierbestände und dem geminderten Einsatz von Wirtschaftsdünger. Im Abfallbereich verringerte sich die Ablagerung unbehandelter biologisch abbaubarer Abfälle und die Deponiegaserfassung und -nutzung konnte verbessert werden.

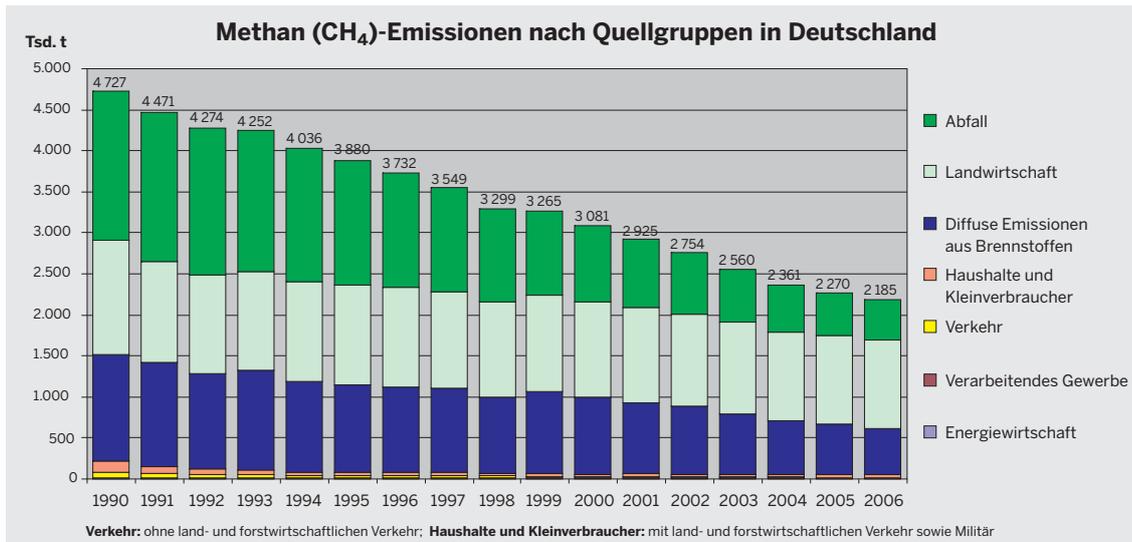
	1990	2005
1. Landwirtschaft	1,395 Mio. t >>	1,079 Mio. t
2. Abfallbereich	1,818 Mio. t >>	0,526 Mio. t
3. Gasgewinnung und Transport	0,334 Mio. t >>	0,332 Mio. t
4. Kohlenbergbau	0,963 Mio. t >>	0,274 Mio. t
5. Sonstige Prozesse	0,217 Mio. t >>	0,057 Mio. t

Methan-Emissionen nach Emittenten in CO₂-Äquivalenten

Der Nationale Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 2008 des Umweltbundesamtes (UBA) weist u. a. den Emissionsverlauf von Methan nach Emittentengruppen in Deutschland von 1990 bis 2006 aus.

Dessen Probephase begann am 1. Januar 2005 und gilt in stringenterer Form ab 2008, um das Klimaziel der Europäischen Union, nämlich eine 8 %ige Minderung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahre 2012 zu erreichen. Auf Mitgliedstaatenebene werden diese Minderungsverpflichtungen mit den so genannten Nationalen Allokationsplänen umgesetzt. Die Bundesregierung hat ihren Allokationsplan für die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 der EU-Kommission vorgelegt. Der Plan erfüllte zielgenau die Vorgaben des EU-Burden-Sharing-Agreements und des Kyoto-Protokolls. Die dann von der Kommission verordnete Kohlenstoff-Budget-Obergrenze von 453,1 Mio. t CO₂ stellt gegenüber den tatsächlichen CO₂-Emissionen der deutschen Wirtschaft in 2005 eine Kürzung von ca. 50 Mio. t dar, etwas mehr als 10%. Diese Minderungslast, die über die Kyoto-Zielvorgabe hinausgeht, wird zudem einzig der Kraftwirtschaft auferlegt.

Bezogen auf das Basisjahr 1990 sanken die in CO₂-Äquivalente umgerechneten Gesamtemissionen in Deutschland bis 2005 um rund 230 Mio. t, entspr. 18,7 %.



Quelle: Umweltbundesamt, Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen seit 1990
Emissionsentwicklung 1990 - 2006; <http://umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm> (02/2008)

1990 begründete Deutschland seine Vorreiterrolle in der internationalen Klimapolitik mit der Verkündung eines 25 %igen CO₂-Minderungszieles bis zum Jahre 2005. International wurde zunächst 1992 die Klimarahmenkonvention von Rio de Janeiro und 1997 das Kyoto-Protokolls verabschiedet, in dem sich die Industriestaaten zu einer ca. 5 %igen Minderung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahre 2012 verpflichteten. Im Rahmen dieser Vereinbarungen hat sich Deutschland auf der Grundlage des europaweit formulierten Burden-Sharing-Agreements 1998 dazu verpflichtet, seine CO₂-Emissionen um 21 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Umgesetzt werden soll diese Verpflichtung durch eine Reihe von klimapolitischen Maßnahmen, deren Kernelement auf europäischer Ebene das europäische Emissionshandelssystem ist.

Die kohlepolitischen Beschlüsse vom 13. März 1997 sahen vor, die heimische Steinkohlenförderung in 2005 auf 26 Mio. t verwertbare Förderung zu reduzieren. Am 7. Februar 2007 haben sich der Bund, das Land Nordrhein-Westfalen, das Saarland, die RAG AG und die IG BCE in einem Eckpunktetpapier darauf verständigt, die Produktion von Steinkohle in Deutschland bis zum Jahr 2012 auf 12 Mill. t/a zurückzunehmen und die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland zum Ende des Jahres 2018 sozialverträglich zu beenden. Gleichzeitig wurde eine Revisionsklausel vereinbart, die eine Überprüfung dieser Grundsatzvereinbarung im Jahr 2012 durch den Deutschen Bundestag vorsieht. Der Bundestag wird auf der Grundlage eines gemeinsamen Berichts der Bundesregierung mit den Landesregierungen in NRW und Saarland überprüfen, ob der Steinkohlenbergbau in Deutschland unter Beachtung der Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit, der Sicherheit der Energieversorgung und der übrigen energiepolitischen Ziele weiter gefördert wird.

Interessenverband Grubengas e.V. (IVG)

1999 wurde der Interessenverband Grubengas e.V. gegründet.

Er hat sich mit seinen Mitgliedern zur Aufgabe gemacht, die Rahmenbedingungen für eine optimale Nutzung von Grubengas zu schaffen und das so kompakt und kompetent wie möglich. Das Spektrum seiner Mitglieder reicht von der wissenschaftlichen Seite über Bergbauspezialisten bis zu Fachfirmen, die die Projekte realisieren.

Das Methanaufkommen differenziert sich nach Angaben des Gesamtverbandes des deutschen Steinkohlenbergbaus für das Jahr 2006 nach folgenden Emissionsquellen:

- rund 772 Normkubikmeter* (Nm³ bezogen auf 1.013 hPa und 0°C) wurden aus dem aktiven und stillgelegten Steinkohlenbergbau freigesetzt; davon wurden
- rund 245 Mio. Nm³ Methan im aktiven Bergbau abgesaugt und zu 87 % verwertet,
- rund 270 Mio. Nm³ Methan mit dem Wetterstrom (bei mittlerem CH₄-Gehalt von 0 bis 0,5 Vol.-%) abgeleitet,
- rund 17 Mio. Nm³ Methan entweichen auf dem Transport der Förderkohle und
- rund 235 Mio. Nm³ Methan in stillgelegten Bergbaugebieten abgesaugt und verwertet, weitere rd. 5 Mio. Nm³ Methan gelangen in die Atmosphäre. Die diffusen Austritte an der Erdoberfläche liegen bei max. 0,02 ‰ der Gesamtausgasung.

Während der Inkohlung haben sich beträchtliche Gasmengen gebildet; so finden sich in der Literatur Angaben über die Bildung von bis zu 350 m³ CH₄ und 200 m³ CO₂ je m³ Steinkohle. Bei der Bildung von Fettkohle rechnet man mit der Entstehung folgender Inhaltsstoffe je Tonne Kohle: 85 m³ CH₄, 32 m³ CO₂, 43 m³ H₂O, 4 m³ N₂.

Der Gasgehalt der Kohle ist nicht in allen Lagerstätten und Flözen gleich. Im Ruhrrevier enthalten die größten Gasmengen die Flöze der Gas- und Fettkohlengruppe; entscheidend ist darüber hinaus der Abstand vom Deckgebirge. Bei Flammkohlen sowie Mager-, Ess- und Anthrazit-Kohlen sinken die Gasinhalte im Ruhrrevier merklich ab. In Ibbenbüren hingegen finden sich gerade in den Anthrazit-Flözen große Gasmengen, was mit der unterschiedlichen geologischen Entwicklung dieses Raumes zusammenhängt.

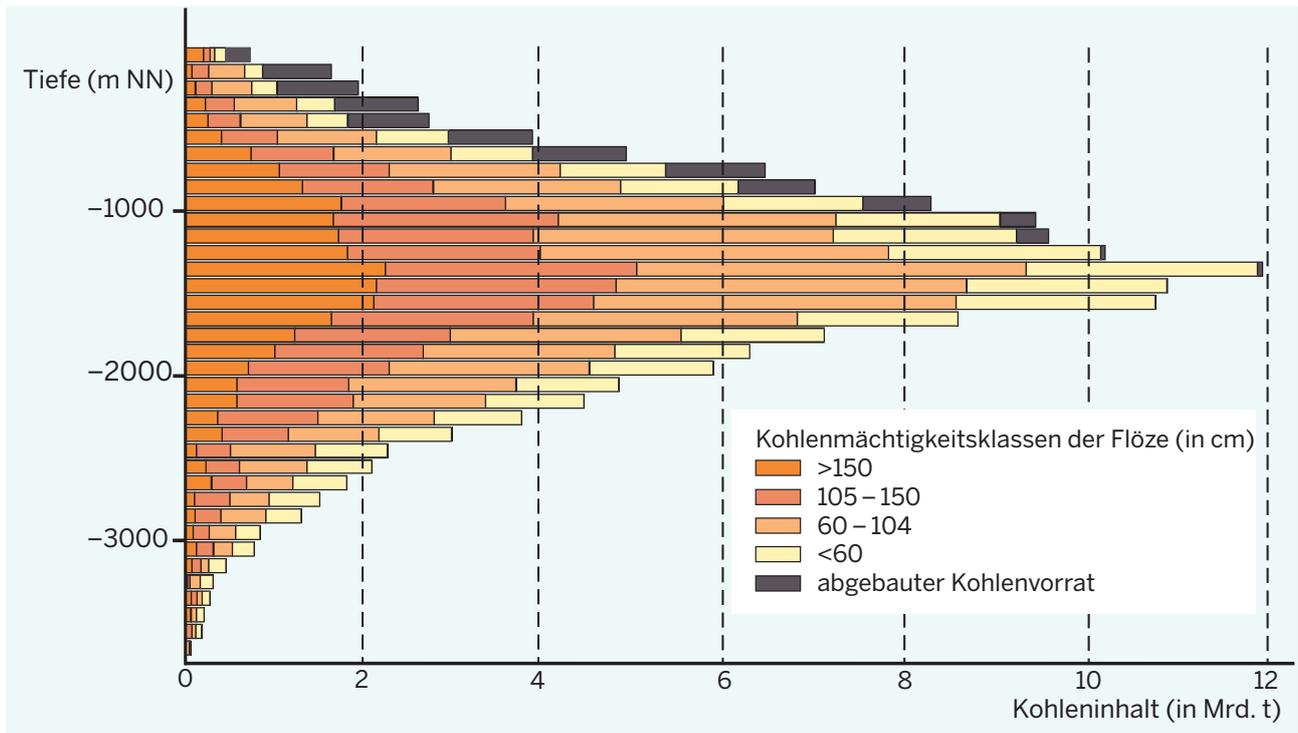
Generell können in den Flözen der Steinkohlenlagerstätten Nordrhein-Westfalens Durchschnittswerte von 0 bis 22 m³ Gas je Tonne Kohle veranschlagt werden.

In der unverritzten Lagerstätte enthält das Gas ca. 90 - 95 % Methan, 2 - 4 % CO₂, 0,1 - 3 % Ethan und 1 - 8 % N₂. Das Kohleflözgas vergleichsweise wenig CO₂ enthält, hängt vor allem mit dessen physikalischen Eigenschaften bei der Bindung an die Kohle zusammen. So ist z. B. Kohlendioxid bei hohem Druck im Wasser gut löslich und kann daher mit Gebirgswässern "wandern" und aufsteigen. Die physikalische Gasbindung erfolgt zu ca. 90 % durch Adsorption, d. h. durch Gasanlagerung in molekulare Schichten an die innere Oberfläche der Kohle und nur zu geringem Teil in größeren Poren und Schichten bzw. offenen Klüften in der Kohle. Fachleute bezeichnen diese Tatsache als fehlende "Permeabilität" (Durchlässigkeit von Kohle für Methan).

Die natürlichen Gase aus der Kohle (Kohleflözgas) unterscheiden sich je nach Freisetzung in ihrer Zusammensetzung in die Gase CBM, CSM und CMM wie in der unten aufgeführten Gliederungsübersicht für Kohleflözgase. Entsprechend ihrer Herkunft enthalten die Gase unterschiedliche Gehalte an Einzelsubstanzen.

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	25 - 80 %
CO ₂	2 - 4 %	CO ₂	1 - 6 %	CO ₂	8 - 20 %
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 - 60 %
höhere Kohlenwasserstoffe in Spuren		höhere Kohlenwasserstoffe in Spuren		höhere Kohlenwasserstoffe in Spuren	

Gliederungsübersicht für Kohleflözgase. Entsprechend ihrer Herkunft enthalten die Gase unterschiedliche Gehalte an Einzelsubstanzen
Quelle: Dr. Thomas Thielemann / Dr. Heribert Meiners



Kohleninhalt in der bergbau- und Explorationszone des Ruhrreviers (differenziert nach Tiefenintervallen und Kohlenmächtigkeit der einzelnen Flöze, insgesamt 204 Mrd. t
Quelle: Geologischer Dienst NRW - Dr. Dierk Juch

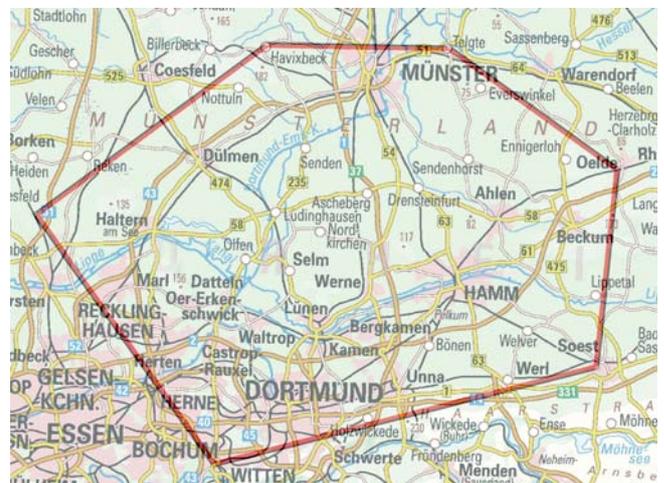
Des Weiteren ist Methan kapillar gebunden oder als "freies" Gas im Nebengestein anzutreffen, insbesondere dann, wenn dieses porös oder von kleineren Störungen durchsetzt ist.

Der überwiegende Anteil von über 95 % der während der Hauptinkohlung entstandenen Gasmengen ist im Verlauf der Jahrmillionen bereits in die Atmosphäre entwichen. Der verbleibende Restanteil ist entweder noch im unverritzten Gebirge vorhanden oder wird durch das Anschneiden der Lagerstätte während des Steinkohlenbergbaus freigesetzt. Für das Ruhrrevier kann man eine Menge von ca. 500 - 1.000 km³ Gas annehmen, das nach der Ausgasung in geologischen Zeiten noch im Gebirgskörper verblieben ist. Hiervon sind durch den Bergbau bislang 10 - 20 % freigesetzt worden, rund 100 Mrd. m³. Von diesen großen Restgasmen- gen, die durch die vom Bergbau aktivierten Gaswegigkeiten an die Tagesoberfläche dringen können, befinden sich ca. 100 Mrd. m³ noch in den unmittelbar durch Bergbau erschlossenen Lagerstättenteilen zwischen -600 m und - 1.000 m Tiefe und meist oberhalb des derzeitigen Gruben- wasserspiegels.

"Aachen-Queensland-Connection" - Interdisziplinäre Forschungsgemeinschaft für Flözgasgewinnung

Flözgas ist ein Gasmisch mit einem Methangehalt (CH₄) von mehr als 90 Prozent. Im Unterschied zu Grubengas, dessen Absaugung während oder nach dem Kohleabbau aus verritzten Gesteinsformationen frei beziehungsweise planmäßig erfolgt, findet die Gewinnung von Flözgas (CBM) in vom Bergbau nicht beeinträchtigten (unverritzten) Kohleflözen statt.

Die zukünftige Nutzung von CBM besitzt das Potenzial, neben den regenerativen Energiequellen einen bedeutenden Beitrag zur Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland aus heimischen Ressourcen zu leisten und bedarf deshalb intensiver Forschungsarbeit. Unter der Leitung des Instituts für Markscheidewesen (ifm) und des Geologischen Instituts (GIA) an der RWTH Aachen prüfte eine interdisziplinär aufgestellte Forschungsgemeinschaft im Auftrag des Landes Nordrhein-Westfalen, der Minegas GmbH und der Mingas-Power GmbH begleitet durch die Forschungszentrum Jülich GmbH (PT ETN) im Rahmen einer Prefeasibility Study die Möglichkeiten zur Wiederaufnahme von CBM-Gewinnungsaktivitäten im Münsterland.



Wissenschaftliches Erlaubnisfeld "CBM-RWTH"



Unterzeichnung des Kooperationsvertrages in Queensland

Die ingenieurwissenschaftliche Studie untersuchte die CBM-Tauglichkeit des Erlaubnisfeldes "CBM-RWTH" (Münsterland) unter Berücksichtigung der geologischen Randparameter. Die Ergebnisse zeigen eindeutig die generelle technische Machbarkeit eines CBM-Projektes im Bereich des Erlaubnisfeldes "CBM-RWTH".

Motiviert mit dieser Erkenntnis unterzeichneten die Professoren Preuße (ifm) und Kukla (GIA) Anfang des Jahres 2008 ein Kooperationsvertrag mit der University of Queensland, die ebenfalls seit mehreren Jahren auf diesem Gebiet forscht. Ziel der Vereinbarung ist es, in Zukunft diese Forschungsaktivitäten sowie Wissen und Kompetenzen im Bereich CBM zu bündeln.

Die zweite Projektphase beinhaltet alle planerischen Vorbereitungen zur Realisierung und Finanzierung eines tatsächlichen Bohrprojektes. In diesem Zusammenhang soll ein Wirtschaftlichkeitsnachweis der CBM-Gewinnung stattfinden. Das langfristige, in einer dritten Projektphase umzusetzende Ziel ist die tatsächliche Erschließung der Flözgaslagerstätte.

Grubengasgewinnung aus betriebenen und aus stillgelegten Zechen

Das Freiwerden des Grubengases aus dem hereingewonnenen Flöz und der gelösten Kohle ist im Wesentlichen abhängig von der Permeabilität und dem Wassergehalt der Kohle, der Art des Nebengesteins und dem Vorhandensein von Spalten und Klüften im Gestein, Druckverlagerungen und dem atmosphärischen Luftdruck. Beim Kohleabbau tritt sowohl eine "Grund"-ausgasung (Auftreten des Grubengases aus der gelösten Kohle) als auch eine "Zusatz"-ausgasung auf. Mit dem Begriff Zusatzausgasung wird das durch die abbaubedingten Auflockerungen aus benachbarten Flözen und dem Nebengestein zusätzlich zur Grundausgasung auftretende Grubengas bezeichnet.

Flöze werden also hinsichtlich ihres Gasinhaltes durch den Abbau von Kohle im Hangenden und Liegenden der Lagerstätte beeinflusst, ihr Restgasinhalt kann halbiert werden.

DMT-Untersuchungen führten zu der Erkenntnis, dass "bei einer im Ruhrgebiet üblichen Durchbauung der Lagerstätte im Mittel davon auszugehen ist, dass nach Einstellung der Abbautätigkeit eines Bergwerks ein Restgasinhalt von 10 - 30 % des ursprünglichen Gasinhaltes in den beeinflussten Flözen verbleibt".

So haben z. B. Berechnungen von Resthohlraum-, Restgasinhalten- und Restgasvolumen zu dem Ergebnis geführt, dass im Bereich der "Emschermulde" noch 2,7 Mrd. m³ Grubengas in dem verbleibenden bergbaulichen Resthohlraumvolumen und in der ungebauten verritzten Lagerstätte von ca. 160 Mio. m³ vorhanden ist.

Die Gasströme orientieren sich zu mehreren Ausziehschächten (Schächte mit austretenden Wetterern) mit unterschiedlichem Ausgasungsverhalten, z. B. bedingt durch Schachtverfüllungen oder dem Verlauf des Grubenwasserniveaus in einzelnen Feldesteilen. So stieg z. B. der abgesaugte CH₄-Strom an einer Gasabsauganlage im Bereich der Emschermulde von 120 m³/Stunde auf 1.740 m³/h.

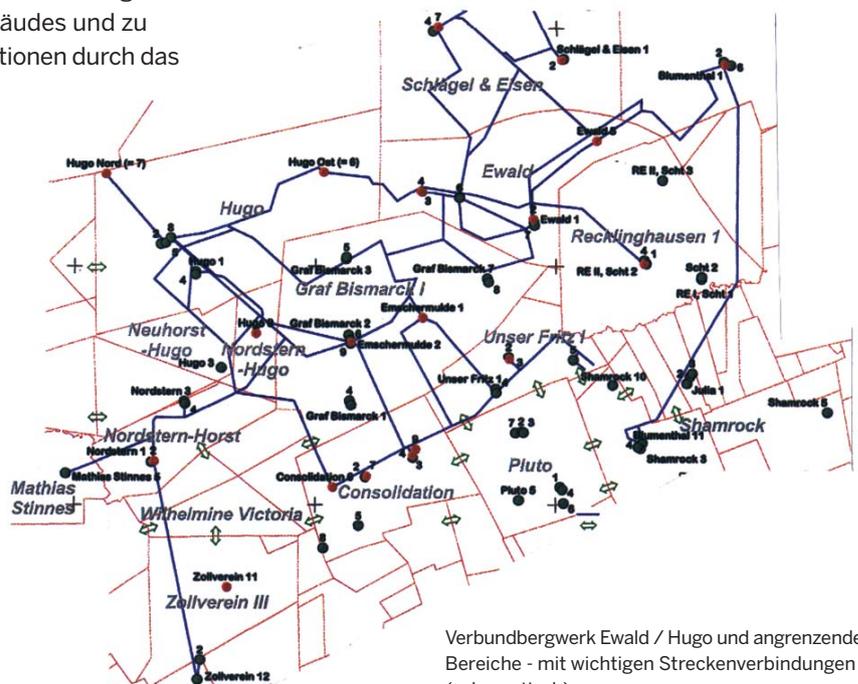
Im betriebenen Bergwerk können die Methanvorkommen relativ leicht ermittelt, gemessen, überwacht und durch die Fördermenge je Zeiteinheit beeinflusst werden. Die Abschätzung von Grubengaspotenzialen aus dem Bereich stillgelegter Bergwerke ist dagegen noch mit Unsicherheiten behaftet, insbesondere bei Verbund mehrerer Schächte und ehemaliger Abbaufelder.

Die Abbildung unten verdeutlicht die Komplexität der Gaswegsamkeiten miteinander verbundener Strecken- und Abbauverbindungen stillgelegter Grubenfelder des Verbundbergwerks Ewald/Hugo.

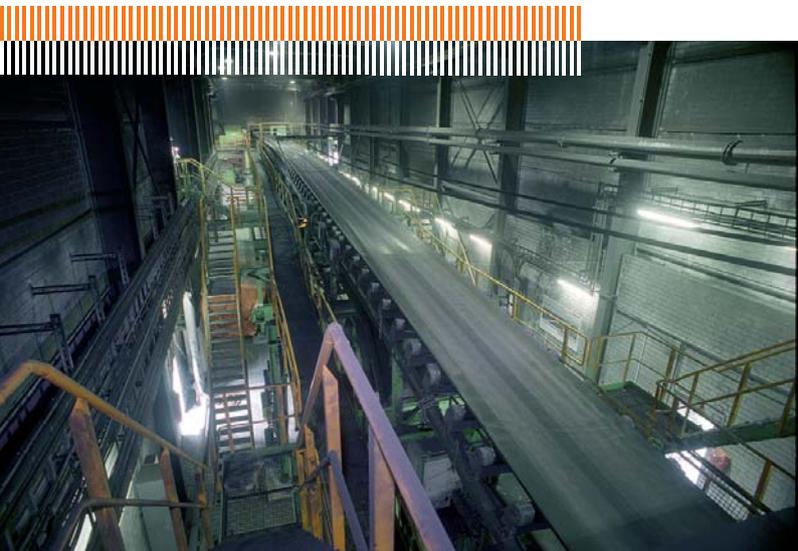
Die "Karte der verlassen Schächte" des ehem. Landesoberbergamtes NRW weist ca. 2.000 Schächte für das Ruhrgebiet aus; Schätzwerte gehen von weiteren ca. 1.600 "unbekannten Schächten" aus.

Diese Dimension definierter Punktquellen und vermuteter Lokalitäten für MethanAusgasungen unterstreicht die Erfordernis, die Bemühungen für das Fassen und Verwerten von Grubengas aus Stillstandsbereichen zu intensivieren. Grundlegende Untersuchungen zur Problematik von Gasfreisetzungen aus stillgelegten Bereichen wurden in mehreren von der DMT bearbeiteten F+E-Vorhaben durchgeführt. Ziel der Vorhaben war die Konzipierung von numerischen Verfahren und Simulationsmodellen zur Beschreibung von Gasströmungen innerhalb des Grubengebäudes und zu benachbarten Bergwerken sowie von Migrationen durch das Gebirge bis zur Tagesoberfläche.

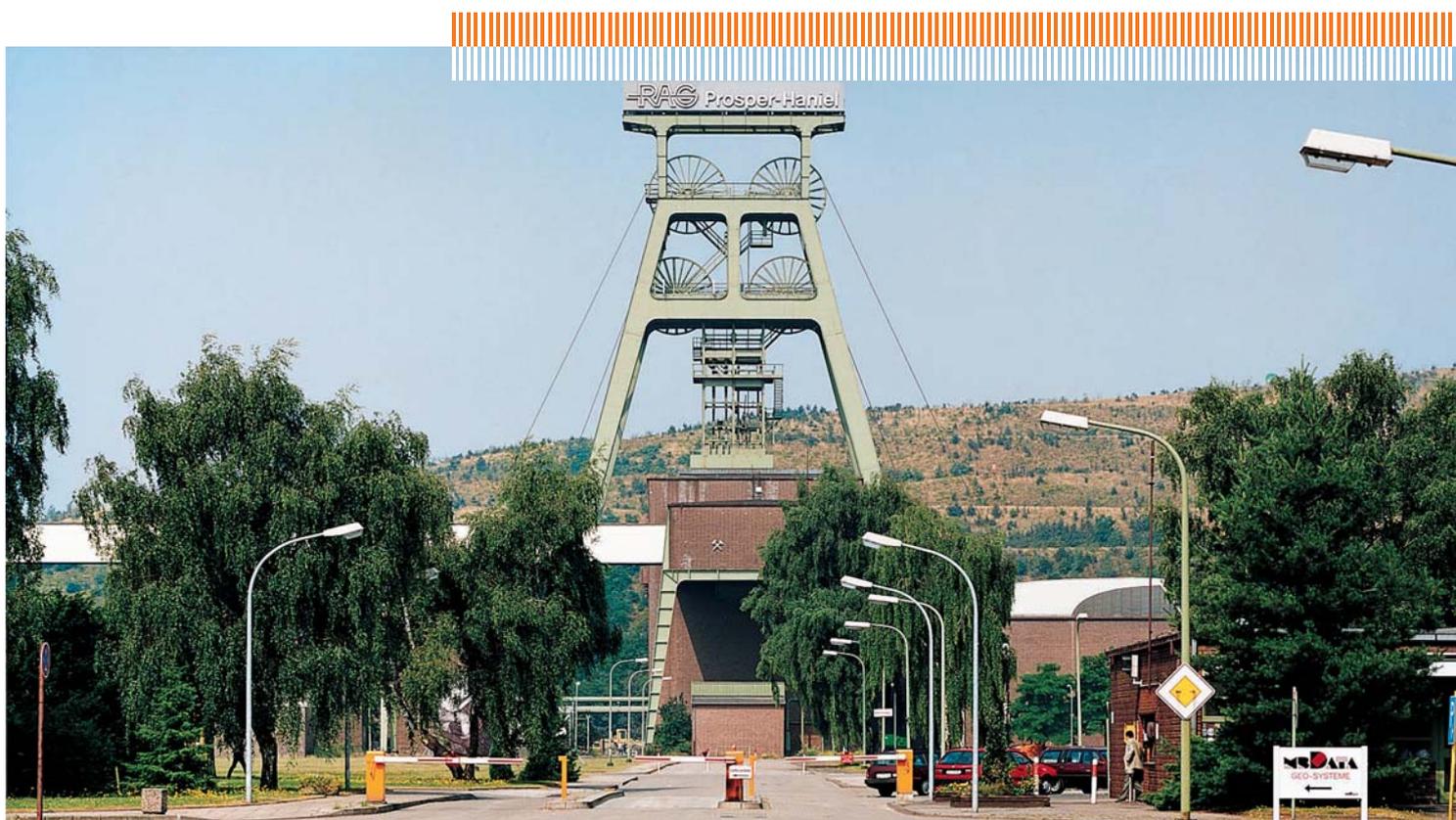
Mit numerischen Simulationswerkzeugen, die in Zusammenarbeit mit dem Institut für Wasserbau der Universität Stuttgart entwickelt wurden, ist es möglich, die genannten Prozesse qualitativ und quantitativ zu erfassen. Für das Modell wurde eine Zweiphasen-Mehrkomponenten Strömung und Transport in einem geklüftet-porösen Medium zugrunde gelegt.



Verbundbergwerk Ewald / Hugo und angrenzende Bereiche - mit wichtigen Streckenverbindungen (schematisch)
Quelle: DMT GmbH



Kohlentransportband zum Steinkohlenkraftwerk
Foto: RAG Deutsche Steinkohle



Bergwerk Prosper-Haniel, Bottrop
Foto: RAG Deutsche Steinkohle

Grubengas und aktiver Steinkohlenbergbau NRW

Gasabsaugung im aktiven Steinkohlenbergbau dient vor allem dem Zweck, gefährliche Grubengasansammlungen unter Tage zu vermeiden. Das im Grubengas enthaltene, farb- und geruchlose Methan ist nicht giftig, jedoch bei Konzentrationen zwischen 4,4 und 16,5 % (bei 1,01325 bar und 20° C) explosibel. Bergverordnungen schreiben daher zur Gewährleistung der Betriebssicherheit u.a. vor, dass auftretende Methanemissionen so zu verdünnen sind, dass die Grubenwetter höchstens einen 1. v. H. Methananteil enthalten. Dieser Wert darf in Ausnahmefällen auf 1,5 % gesteigert werden; in Spezialfällen - Betrieb fahrdrahtgebundener Elektroloks unter Tage - kann der Grenzwert dagegen auch auf 0,3 % festgesetzt werden.

Der Beginn eines gezielten Fassens von Methan im Bergbau unter Tage wird auf das Jahr 1908 datiert, als im Saarland unter Druck austretendes Methan eines "Bläasers" auf der Grube "Frankenholz" mittels Rohrleitungen gefasst und zum übertägigen Kesselhaus geleitet wurde.

Grubengasabsaugung und Verwertung

Die erste planmäßige Grubengasabsaugung wurde im Ruhrgebiet 1943 auf der Zeche Mansfeld in Bochum-Langendreer in Betrieb genommen. Schon 13 Jahre später wurden im deutschen Steinkohlenbergbau auf rd. 40 Bergwerken Gasabsauganlagen betrieben und 200 Mio. m³ Methan abgesaugt. Das Gas ist zu einem großen Teil in zecheneigenen Dampfkesselanlagen oder als Unterfeuerungsgas in Heißwasserkesseln eingesetzt worden; je nach Methananteil kann Grubengas Heizwerte von >16 MJ/Nm³ = 4,5 kWh/Nm³ enthalten, d.h. ca. 50 v.H. des Heizwertes von Erdgas.

Auf Nutzungsbeispiele wird später noch detaillierter eingegangen.

Wie schon eingangs beschrieben, muss durch den Abbau freigesetztes Methan so stark verdünnt werden, dass keine sicherheitstechnischen Probleme entstehen können. Trotz Umwälzung großer Wettermengen (Luftströme unter Tage) reichen diese Maßnahmen bei den heutigen Großabbaubetrieben alleine nicht aus, die CH₄-Konzentrationen in den Wettern der Abbaubetriebe auf die zulässigen Werte zu begrenzen.

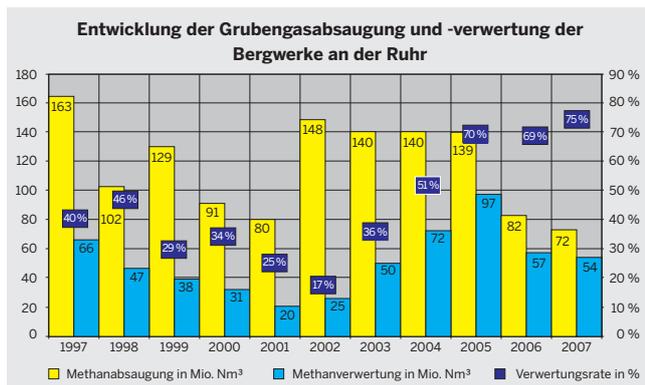
Der Wetterstrom hat im Steinkohlenbergbau in NRW mittlere CH₄-Gehalte von 0 bis 0,5 Vol.-%; als Summenwert ergaben sich daraus für Deutschland (2006) jedoch Methan-Emissionen von jährlich 270 Mio. m³. Da in dem untertägigen Streckennetz die Wettergeschwindigkeiten nicht zu stark ansteigen dürfen (max. 6 m/s) und die Streckenquerschnitte größtenteils begrenzt sind, kann die Wettermenge zur Verdünnung des zuströmenden Grubengases nicht beliebig erhöht werden. Als Konsequenz bleibt die Erfordernis, Grubengas vor oder während des Abbaubetriebes abzusaugen, wenn in stark ausgasenden Flözen eine hohe Produktförderung je Zeiteinheit angestrebt wird. Die Vorabsaugung mit von über Tage in den Abbaubereich gestoßenen Bohrlöchern ist in NRW ohne Bedeutung. Infrage kommen in erster Linie Bohrungen von den Abbaustrecken in das Hangende und Liegende des Flözbereiches während des Abbaus, selten dagegen in großem zeitlichen Abstand (6 - 9 Monate vor Abbaubeginn) als Vorabsaugung von untertage aus.

Grubengasverwertung auf Bergwerken der RAG Deutsche Steinkohle (RAG) im Ruhrgebiet

Im Jahr 2007 wurde auf Bergwerken der RAG im Ruhrgebiet eine Methanmenge von 54 Mio. Nm³ verwertet. Die Verwertungsrate erreichte damit den langjährigen Höchstwert von 75 % des abgesaugten Grubengases.

Die Entwicklung der Grubengasabsaugung und -verwertung der Bergwerke an der Ruhr seit 1997 wird im unten stehenden Diagramm dargestellt. Dabei fällt auf, dass die verwertete Gasmenge zunächst zurückging und im Jahr 2001 mit ca. 20 Mio. Nm³ CH₄ auf einen Tiefpunkt sank. In dieser Zeit brachen durch Stilllegungen und Teilstilllegungen von Bergwerken viele bestehende Gasverwertungsmöglichkeiten weg.

Nachdem aber im Jahr 2000 Grubengas in den Kreis der durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz begünstigten "sich erneuernden (regenerativen) Quellen" aufgenommen wurde, konnte in den folgenden Jahren durch die für die Bergwerke im Ruhrgebiet neue Art der Nutzung in Blockheizkraftwerken (BHKW) die Grubengasverwertung wesentlich verbessert werden.



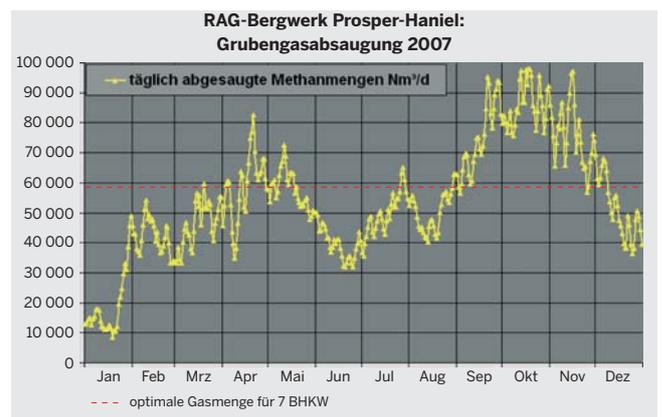
Bis Mitte 2002 wurde lediglich mit einem kleinen Teil des Grubengases der Wärmeeigenbedarf der Bergwerke in Kesselanlagen erzeugt, der größte Teil wurde "kalt" abgefackelt. Allein auf dem Bergwerk Lohberg in Dinslaken konnte ein Teil der nutzbaren Energie des Grubengases mit Hilfe der Fernwärmeversorgung Niederrhein GmbH und der Stadtwerke Dinslaken dem Markt zur Verfügung gestellt werden. Da das Bergwerk Lohberg eine sog. "Gaszeche" war und alle Abbaubetriebe stark ausgasend waren, stand Grubengas fast immer in konstant hoher Menge zur Verfügung. Somit war auch die Belieferung von 2 Gasmotoren und einer mobilen Heizzentrale mit einer Leistung von zusammen ca. 16 MW fast ausnahmslos gewährleistet.

Auf anderen Bergwerken waren und sind jedoch die abgesaugten Gasmengen nicht so konstant hoch wie auf dem Bergwerk Lohberg. Geologisch und abbautechnisch bedingt schwanken die abgesaugten Gaszuströme der Abbaubetriebe im Laufe der Jahre und Monate mit großer Spannweite in Menge und Methankonzentration. Dies spiegelt sich auch im Diagramm unten links wider, denn die Höhe der Methanabsaugung ist nicht allein von der Kohlenfördermenge abhängig (diese ist über alle Jahre hin rückläufig), sondern auch von der geologischen Lage der Abbaubetriebe auf den einzelnen Bergwerken.

Die Gasinhalte der Bauflöze in den einzelnen Baufeldern und unterschiedlichen Teufen schwanken innerhalb des Ruhrgebietes außerordentlich stark. Dies liegt an den besonderen erdgeschichtlichen Einflüssen, denen das Karbon hier ausgesetzt war.

Eine weitere entscheidende Auswirkung auf die Kontinuität des Gasangebotes hat auch die zeitliche Reihenfolge der Abbaubetriebe, so z. B. wenn ein ausgasungsstarker einen gasarmen oder gasfreien Strebbetrieb ablöst.

Ein weiteres Maß für die Höhe der Absaugmengen ist die Abbaugeschwindigkeit der Gewinnungsbetriebe. Da diese täglich stark schwanken kann, kommt es auch zu entsprechenden Ergebnissen in der Gasabsaugung. Selbst bei einer gleichmäßigen Abbaugeschwindigkeit kommt es innerhalb einer Arbeitswoche zu täglichen Änderungen der Gaszuströme, weil am Wochenende in der Regel keine Kohlenförderung stattfindet. So erreicht der Gaszustrom am Montagmorgen seinen Tiefststand, am Freitagabend sein Maximum. Ein aktuelles Beispiel aus der Praxis zur Gasdarbietung über ein Jahr zeigt die folgende Abbildung.



Eine Vermarktbarkeit der Gasmengen, die den Ansprüchen und Erwartungen eventueller Abnehmer in punkto Kontinuität der Lieferung entgegen kam, war und ist nur selten gegeben. Auch war in der Umgebung der Einzelstandorte mit Gasabsaugung ein Wärmemarkt entweder nicht vorhanden oder schon anderweitig vergeben. Weiterhin brachen in der Vergangenheit durch Stilllegungen als auch Teilstilllegungen von Bergwerken viele bestehende Gasverwertungsmöglichkeiten weg.

In diesem Zusammenhang seien die Gasturbine (9 MW Strom und Wärme als Eigenbedarf) auf dem Bergwerk Haus Aden in Bergkamen genannt, das Gasverbundsystem mit der Kokerei Gneisenau in Dortmund-Derne, die Gaslieferung am Schachtstandort Rheinpreußen 9 an ein Gas-Heizkraftwerk der Chemischen Werke in Meerbeck, die Lieferung an ein Motorheizkraftwerk der Stadtwerke Gelsenkirchen am Standort Ewald 3/4 und die Belieferung für das Steag-Fernwärmenetz nach Aufgabe des Förderstandortes Consolidation 3/4/9 in Gelsenkirchen.

Angesichts der immer weiter zurückgehenden Grubengasverwertung und des größer werdenden Anteils des an die Atmosphäre abgegebenen Methans überlegte man zunächst, die abgesaugten Methanmengen in Fackeln zu verbrennen. Da Methan ein 21-mal höheres Treibhauspotenzial als Kohlendioxid besitzt, sollte so wenigstens die Umweltbelastung reduziert werden. Jedoch wäre hiermit keine energetische Nutzung gegeben gewesen.

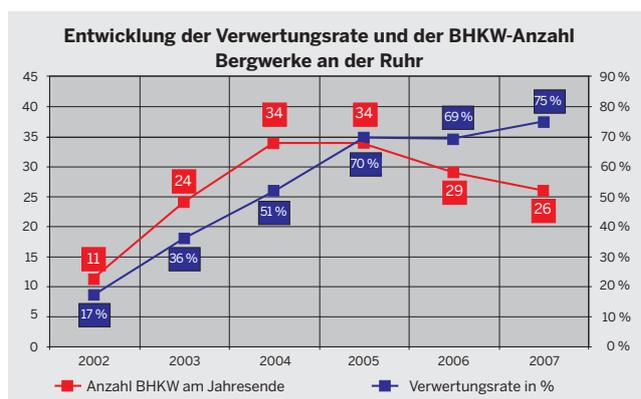
Ab dem Jahr 2000 konnte Grubengas unter den neuen Gegebenheiten des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes aber wirtschaftlich genutzt werden (vgl. Seite 21). Da im Altbergbau-Bereich in 2000 und 2001 zügig mit der Stromerzeugung aus Grubengas in Blockheizkraftwerken (BHKW) begonnen wurde, sollte dies auch so im aktiven Steinkohlenbergbau vollzogen werden. Auch die Wärmeauskopplung sollte - wo immer erforderlich - den Eigenbedarf der Bergwerke decken.

Die notwendigen Investitionssummen wurden schließlich nach mannigfachen technischen und finanziellen Abwägungen und Überprüfungen, einer Langfrist-Gasvorausschau und nach Abschluss eines Grubengaslieferungsvertrages freigegeben. Im Juli 2002 stellte die Mingas-Power GmbH auf dem Schachtstandort Rossenray des jetzigen Bergwerks West ihr erstes BHKW im aktiven Steinkohlenbergbau im Ruhrgebiet auf.

Weitere BHKW-Module folgten noch in 2002 auf den Standorten Prosper IV, Schacht 9 (Prosper-Haniel in Bottrop), Heinrich Robert (Bergwerk Ost in Hamm) und Lohberg, so dass am Jahresende 11 BHKW in Betrieb waren. Ab August 2003 wurden weitere auf Walsum in Duisburg und Haus Aden (BW Ost) und nochmals auf Prosper IV hinzugebaut. Zu Ende 2003 liefen auf allen Standorten der RAG im Ruhrgebiet mit Gasabsaugung insgesamt 24 BHKW-Anlagen.

In 2004 kamen insgesamt 10 weitere BHKW auf v. g. Standorten hinzu. In 2005 blieb es dann bei diesen 34 Anlagen. Seit Beendigung der Kohlenförderung auf Lohberg Ende 2005 ist die Zahl rückläufig. Nach einer Reduktion der BHKW-Anzahl in 2006 auf 29 sank die Zahl in 2007 weiter auf 26. Aufgrund der abnehmenden Absaugmenge ist auch für 2008 eine weitere Reduktion geplant, über die aber erst anhand der sich tatsächlich einstellenden Gasmengen endgültig entschieden werden soll.

Im folgenden Diagramm wird der Zusammenhang zwischen der BHKW-Anzahl und der steigenden Verwertungsrate über die Jahre ab 2002 verdeutlicht.



In Zukunft wird das Grubengasangebot im aktiven Steinkohlenbergbau durch kommende Zechenstilllegungen weiter abnehmen. Ob die Verwertungsrate bei der RAG noch weiter steigen wird, ist davon abhängig, wie "gut" die BHKW-Anlagen jeweils auf den einzelnen Standorten laufen werden.

Für BHKW-Anlagen gilt es, möglichst kontinuierlich hohe Gasmengen und -qualitäten mit möglichst geringen Schwankungen bereitzustellen. Die Ausnutzung, d. h. die Höhe der Stromproduktion, und die Verwertungsrate können nur dann optimal sein, wenn die Abbaubetriebe auch stets diejenige Gasmenge liefern, die der Umsetzungskapazität der BHKW-Anlagen entspricht.

Deshalb wird bei RAG zu Anfang eines jeden Jahres eine Grubengasprognose für alle Gasabsaugstandorte angefertigt. Aufgrund der aktuellsten Abbau-Zeitpläne und mit Hilfe von Ausgasungsberechnungen wird angestrebt, die Gasmengen so gut wie möglich vorherzubestimmen, um ggf. die Anzahl der BHKW-Anlagen auch standortübergreifend variieren zu können. Denn ist für ein Wirtschaftsjahr einmal die BHKW-Anzahl festgelegt, ist dies auch i. d. R. die Grundlage für den wirtschaftlichen Erfolg und die Verwertungsrate des jeweiligen Standortes.



Grubengasverwertungsanlage auf der Schachtanlage Prosper IV, Schacht 9, in Bottrop-Grafenwald
Foto: Evonik Steag GmbH

Wie schwer solche Entscheidungen jedoch in der Praxis sein können, verdeutlicht das Diagramm "RAG-Bergwerk Prosper-Haniel: Grubengasabsaugung 2007" auf Seite 12 mit der Darstellung der Schwankungsbreite der Gasmengen in Abhängigkeit von Abbaubetrieben über ein Jahr hinweg. Ein mit einer konstanten Abbaugeschwindigkeit geplanter Strebbetrieb läuft innerhalb seiner Gesamtlaufzeit unterschiedlich schnell, wird dann jedoch pünktlich und planmäßig beendet.

Dies liegt in der Natur der Sache eines von vielen Faktoren geprägten untertägigen Abbaus von Kohle. Hauptsächlich sich laufend ändernde geologische Bedingungen der Lagerstätte haben Einfluss auf die Abbaugeschwindigkeit.

Weiterhin gilt es die möglichen Störungen im Betriebsablauf innerhalb der komplexen technischen Systeme (Maschinen-, Elektro- und Steuerungstechnik) zu managen und zu minimieren. Dass all diese Momente zusammen zu täglich höchst unterschiedlichen Abbaugeschwindigkeiten führen können, begleitet den Bergbau schon seit Anbeginn.

Das konkrete Beispiel des Diagramms "RAG-Bergwerk Prosper-Haniel: Grubengasabsaugung 2007" auf Seite 12 zeigt, dass der Abbau zeitweise für die BHKW-Verwertung zu langsam und zeitweise auch zu schnell lief. Also litt einerseits die Wirtschaftlichkeit (zu wenig Gas) und andererseits die Verwertungsrate (zu viel Fackelgas). Die für die installierte BHKW-Leistung optimale Gasmenge ist als rote Strichpunkt-Linie dargestellt. Dieser Schwankungseffekt in der Gasabsaugung betrifft in unterschiedlich ausgeprägter Form alle BHKW-Standorte.

Ein weiteres Moment, das sich ebenfalls auf Effizienz und Verwertungsrate auswirkt, muss erwähnt werden. Im Gegensatz zur Gasgewinnung an stillgelegten Standorten im Altbereich "lebt" das oft viele Kilometer lange Gasabsaugsystem eines aktiven Bergwerks. Viele mögliche Störfaktoren können die BHKW-Laufzeiten verkürzen; hier nur einige davon: Täglicher Vorbau von Gasleitungen und Anschluss neuer Gasbohrlöcher im Abbau, erhöhter Wasseranfall und dessen Beseitigung, Abreißen, Abknicken, Leckagen von Schläuchen und Leitungen, Revisionen der Gasabsaugstation über Tage.

Ganz wichtig und nicht zu vergessen sind noch grubensicherheitsliche Belange, die die Verwertung schwächen können. So zum Beispiel kann es untertage durchaus notwendig sein, konzentrationsschwache Gasquellen abzusaugen, die unter 30 % CH₄-Gehalt liegen. Dies kann ggf. einen BHKW-Betrieb gänzlich zum Erliegen bringen oder zumindest stark einschränken. Auch kann es erforderlich werden, Gasbohrlöcher aus brandschutztechnischen Gründen (Vermeidung von verdeckten Grubenbränden im Alten Mann) abzusperrern, auch wenn diese eine hohe Grubengasproduktion erbringen. Solche Maßnahmen sicherheitlicher Art haben jedoch Vorrang vor der Verwertung.

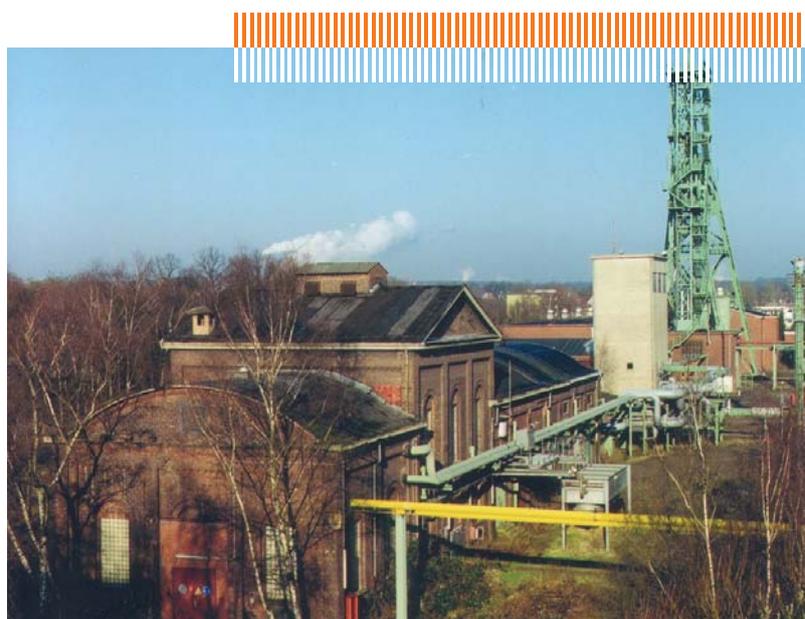
Auch aus dem Betrieb der BHKW selbst liegen inzwischen reichhaltige Erfahrungen über mögliche Störungsursachen vor, die die Gasverwertung im aktiven Bergbaubereich schwieriger gestalten können; hier eine Auswahl: Schnelle Brennwertänderungen durch Konzentrations- und Druckschwankungen im Gasabsaugsystem mit Auswirkung auf die Leistung der Motoren, erhöhter Verschleiß durch zahlreiche ungeplante Schnell-Abschaltungen, danach zahlreiche Startvorgänge, erhöhte Gefahr durch Ablagerungen von Feststoffen (Stäube und Salze), erhöhter Filteraufwand, erhöhter Wasseranfall durch Wasserringpumpen, erhöhter Revisionsaufwand.

Inzwischen haben die Partner RAG und Mingas-Power GmbH in gemeinsamer intensiver Zusammenarbeit und Kommunikation Erfahrung hinzugewonnen, um den BHKW-Betrieb und den Betrieb der Gasabsaugung auf technischem und organisatorischem Weg besser aufeinander abzustimmen und so möglichst viel Grubengas in Strom umwandeln zu können.

Einerseits hat Mingas-Power die Überwachungs- und Steuerungstechnik der BHKW-Anlagen optimiert. Dies beinhaltet eine stufenlose, der momentanen Gasmenge und -konzentration und dem Gasdruck angepasste Leistungsanforderung der Gesamtanlage sowie eine in den Grubenwarten installierte Leistungskontrolle, eine Laufmeldung und die Fernbedienung der BHKW. Weiterhin wurde ein Informationssystem entwickelt, das über das Internet allen an der Grubengasverwertung beteiligten Personen zugänglich gemacht wurde, um jederzeit den Stand der Verwertung kontrollieren und somit Einfluss nehmen zu können.

Auf der anderen Seite hat RAG besonders im untertägigen Bereich einen Modus der Aufmerksamkeit entwickelt, der folgenden besonderen Aspekten einer BHKW-Verwertung Rechnung trägt:

- Während eine Gasverwertung in Heizkesseln gegenüber Schwankungen der Menge, der Konzentration und des Druckes im Absaugsystem weitestgehend unempfindlich ist, kann der BHKW-Betrieb sehr viel schneller gestört werden. Eine unachtsam ausgeführte Arbeit am Absaugsystem führt unmittelbar zu einer der o. g. Schwankungen und so zu einer zum Schutz der Motoren notwendigen Schnell-Abschaltung.
- Schnell hervorgerufenen Brennwertänderungen des Gases könnten in kürzester Zeit zu hohen Brennraumtemperaturen führen: Kolbenfresser mit den bekannten Folgeschäden bis hin zur vollständigen Zerstörung des Motorblocks könnten die Folge sein. Das Wiedereinschalten nach Schnellabschaltungen darf nur durch autorisierte, fachkundige Personen nach Fehlerquittierung vor Ort vorgenommen werden.
- Um Schnellabschaltungen zu vermeiden, gibt es für notwendige Arbeiten am System Dienstanweisungen und Meldekettens. Einerseits sind kleinere Eingriffe durch das Personal per Handlungsanweisung geregelt: So zum Beispiel wird ein Absperrn einer Gasquelle untertage jetzt langsamer und unter Beobachtung der Messwerte vorgenommen, um den BHKW die Möglichkeit einer langsamen Leistungsanpassung zu geben, ohne in Schnellabschaltung zu gehen. Andererseits wird bei größeren erforderlichen Eingriffen, die abrupte Schwankungen hervorrufen könnten, zum Beispiel beim Trennen der Gasleitung für Umbauarbeiten, eine ständig besetzte Warte informiert, von der aus die BHKW geregelt und langsam heruntergefahren und auch wieder eingeschaltet werden.



Die ehemalige Zeche Ewald 3/4 führte über 80 % des abgesaugten Grubengases dem MHKW zu (Gasleitung im Vordergrund des Fotos rechts)

- Ein weiterer wichtiger Faktor ist die gezielte Entwässerung des oft mehrere Kilometer langen Gasleitungssystems. Durch Wasseransammlungen können Engstellen entstehen, in denen Kondenswasser mit hoher Geschwindigkeit, bedingt durch den anliegenden Unterdruck der Gassauger, hin und her schwappt. Dadurch kommt es zu sehr schnellen Druck- und Dichteänderungen. Die damit verbundenen Brennertschwankungen erzeugen letztlich erhöhte Brennraumtemperaturen. Dies führt in der Regel nicht zu Schnellabschaltungen, jedoch reduziert das Motormanagement automatisch die Brennstoffzufuhr, um mit kleinerer Leistung die Brennraumtemperaturen wieder auf das zulässige Maß zu senken. Die Pflege der zahlreicheren, verschmutzungsempfindlichen automatischen Entwässerungseinrichtungen hat somit bei der Gasverwertung in Blockheizkraftwerken eine besondere Bedeutung.
- Weiterhin ist gegenüber der Verwertung in Kesselanlagen der Methangehalt der untertägigen Gasquellen für die optimale Leistung der BHKW wichtig. Erst ab einer Konzentration oberhalb von 30% Methan ist die maximale Leistung abrufbar. Unterhalb von 30%, hinunter bis zu rd. 27%, kann zwar eventuell leistungsreduziert gefahren werden, Startvorgänge sind jedoch ggf. nicht mehr möglich. Insofern bedarf es höherer Sorgfalt bei Herstellung und Betrieb der Gasbohrlöcher im Abbau. Unerwünschte Luftinträge entstehen durch undicht werdende Anschlusschläuche und nicht fachgerechte Verrohrungen der Gasbohrlöcher.
- Darüber hinaus werden geplante, länger andauernde Arbeiten an den Gasleitungen unter Tage oder an der Gasabsaugstation mit Mingas-Power abgesprochen, um ggf. zeitgleich die Unterbrechung der Gasabsaugung zu Revisionen und Wartungsarbeiten im BHKW-Bereich zu nutzen.

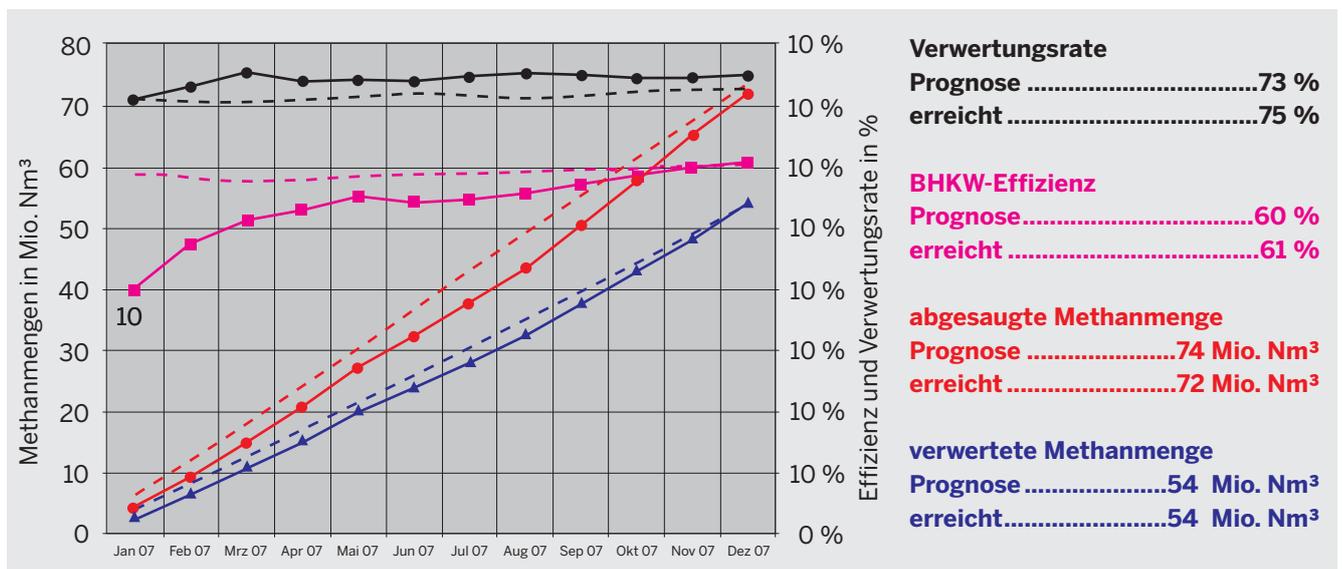
Derzeitiger Stand der Grubengasverwertung bei RAG im Ruhrgebiet

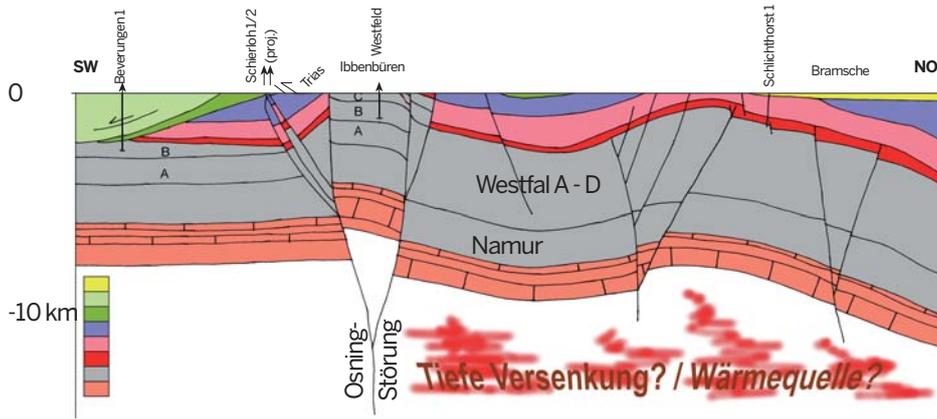
Die gemeinsamen Bemühungen lassen sich auch am Ergebnis des Jahres 2007 erkennen (Diagramm Seite 13): Die Verwertung des Grubengases erfolgte in 26 Blockheizkraftwerken der Mingas-Power GmbH auf den Standorten Rossenray (4), Walsum (6), Prosper IV (7), Haus Aden (8) und Heinrich Robert (1). Es wurde eine Strommenge von 188 Mio. kWh erzeugt. Bei einer theoretisch möglichen elektrischen Arbeit von 310 Mio. kWh ergab sich ein BHKW-Wirkungsgrad von ca. 61 %. Ein Teil der Abwärme wurde auf den Standorten Heinrich Robert, Prosper IV und Rossenray zur Deckung des eigenen Bedarfs ausgekoppelt.

Die Prognosewerte aus Dezember 2006 (siehe Abbildung unten) wurden im Allgemeinen am Jahresende 2007 erfüllt, die Abweichungen der abgesaugten Gasmengen innerhalb des Jahres kamen wie schon vorher erwähnt durch abweichende Abbaugeschwindigkeiten in den Gewinnungsbetrieben zustande. Die Effizienz der Kraftwerke nahm im Laufe des Jahres mit größer werdenden Abbaugeschwindigkeiten zu. Mit der in 2007 erzeugten Strommenge von 188 Mio. kWh konnten ca. 53.000 Durchschnittshaushalte versorgt werden. Das in 2007 vermiedene CO₂-Äquivalent beträgt ca. 700.000 t.

Im aktiven Steinkohlenbergbau bestehen aufgrund der üblichen Schwankungsbreite des Grubengasangebotes besondere Ansprüche an die Grubengasverwertung. Durch Einsatz mobiler, modular aufgebauter BHKW-Anlagen konnte eine ausreichende Flexibilität sichergestellt werden, um auf den einzelnen Bergwerksstandorten die Verwertungskapazitäten den Absaugmengen bedarfsgerecht anzupassen.

Die Verwertung von Methan in BHKW-Anlagen in Zusammenarbeit der RAG und der Mingas-Power GmbH ermöglicht eine zufriedenstellende Kombination aus wirtschaftlichen Interessen und umwelt- bzw. klimabezogenen Erfordernissen. Bei einer Absaugmenge von 72 Mio. m³ und einer verwerteten Menge von 54 Mio. m³ Grubengas wurde 2007 auf RAG-Steinkohlebergwerken im Ruhrgebiet mit 75 % ein neuer Höchstwert in der Verwertungsrate erreicht.





Geologischer Schnitt durch den tieferen Untergrund der Ibbenbürener Anthrazit-Lagerstätte und ihrer Umgebung
Quelle: Geologischer Dienst NRW

DSK Anthrazit Ibbenbüren GmbH

Der Ibbenbürener Steinkohlenbergbau kann bereits auf eine 450-jährige Geschichte zurückblicken; der "Nordschacht" des Bergwerkes gilt mit 1.545 m Tiefe als einer der tiefsten Steinkohlenschächte weltweit.

Die Lagerstätte im Norden von NRW wird u.a. von folgenden Parametern bestimmt:

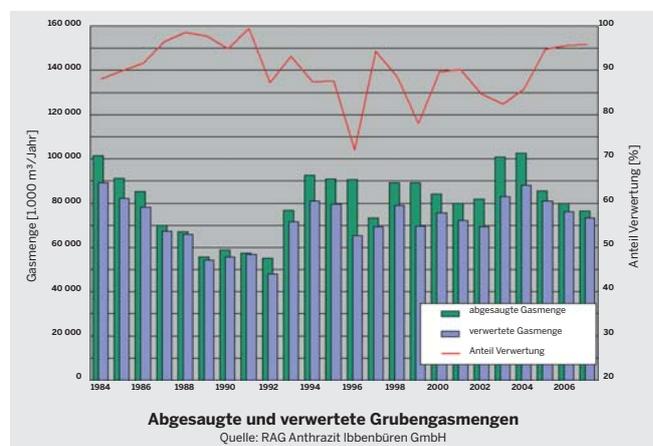
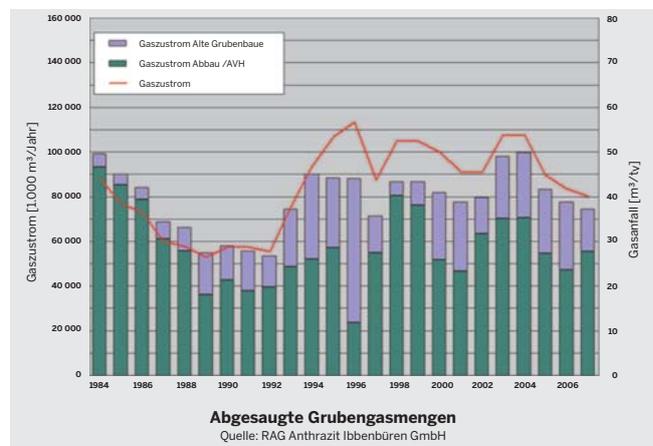
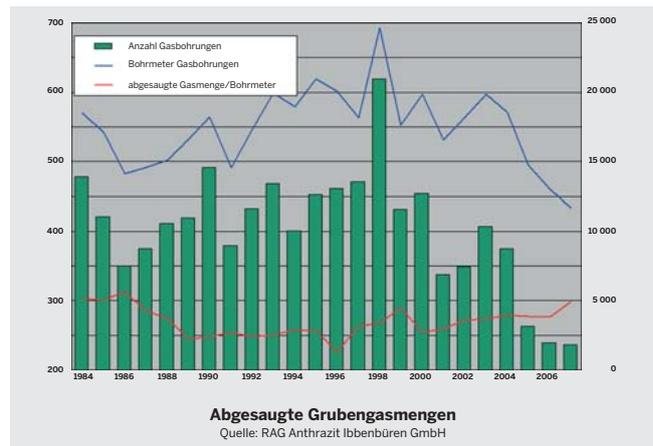
- Abbau von Anthrazitflözen in Teufen von 1.100 bis 1.400 m,
- ursprüngliche Gasinhalte von bis zu 21,0 m³/t Kohle, heute erheblich reduziert durch Durchbauung der Lagerstätte,

Im Vergleich zum Ruhrrevier ist der hohe Gasinhalt in dem hoch inkohlten Anthrazit sehr untypisch. Er lässt sich auf eine geologisch recht junge Erwärmung des Gebirges zurückführen. Während diese Erwärmung früher mit einem unterirdischen Pluton in 6 km Tiefe, dem "Bramscher Intrusiv" erklärt wurde, führt man sie heute eher auf eine tiefe Versenkung des Steinkohlengebirges zurück.

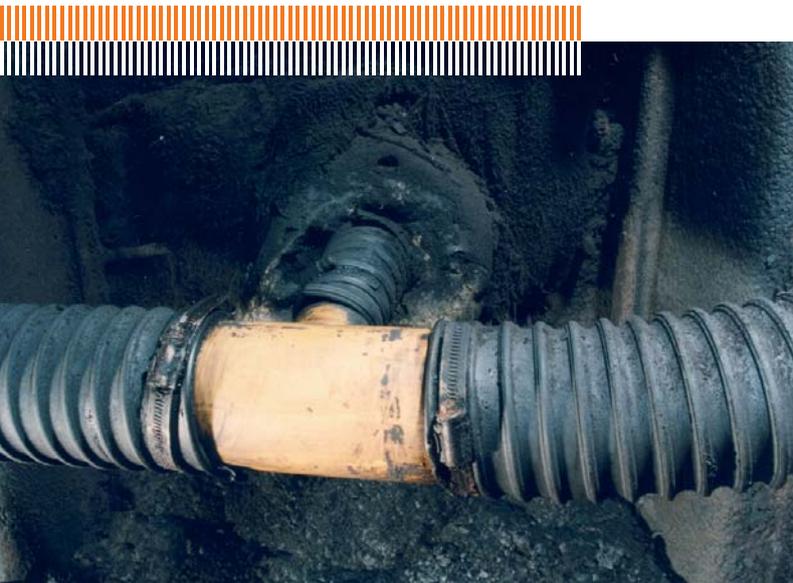
Seit drei Jahrzehnten wird auf dem Bergwerk durch Einbringen von Bohrlöchern in die Hangend- u. Liegendschichten der Bauflöze Methan aus den Gebirgsschichten und den Poren der Kohle und dem Nebengestein abgesaugt. Aktuell stellen sich die eingesetzte Technik und die erreichten Ergebnisse wie folgt dar:

Im Jahr 2007 wurden 230 Bohrlöcher erstellt, welche aus den Abbaubegleitstrecken unter 60-70 gon zur Flözebene angesetzt werden. Die Bohrlochabstände betragen beim wettertechnischen Vorbau 15 - 20 m; die Bohrlochlängen sind abhängig vom Abstand zum benachbarten Flöz; sie betragen im Jahr 2007 durchschnittlich 39 m.

Zum Herstellen der Bohrlöcher mit einem Durchmesser von 114,5 mm werden Rollenmeißel oder Vidia-bestückte Bohrkronen eingesetzt. Beim Bohren finden elektrohydraulische Gasbohrmaschinen mit einem Bohrgestänge von 76 mm Durchmesser Verwendung.



Das unter Druck stehende Grubengas aus den beeinflussten Nachbarflözen strömt in den sich durch den Abbau bildenden Spalten und Rissen zu den unter Atmosphärendruck stehenden Grubenbauen.



Anschluss Gasbohrloch

Im Bohrloch wird mit Hilfe eines übertägigen Unterdruckerzeugers ein Bereich geschaffen, in dem der Luftdruck niedriger ist, als der im restlichen Grubengebäude. Die Gasbohrlöcher haben einen wesentlich geringeren Strömungswiderstand für das Grubengas als die Risse und Spalten im Gebirge. Durch den anliegenden Unterdruck an den Gasbohrungen wird dieser Effekt noch weiter unterstützt. Um hohe Methankonzentrationen im ausströmenden Gasgemisch zu erreichen, wird eine Verrohrung in das Bohrloch eingebracht. Gummimanschetten, die sich an die Bohrlochwandung anpressen, dichten das Bohrloch ab (Foto oben).

Das anfallende Gasluftgemisch wird mit Hilfe eines flexiblen Spiralschlauches DN 100 über einen Kondenswasserabscheider und eine Messstrecke der Gassammelleitung DN 300 zugeführt. An die in der Strecke befindlichen Gassammelleitungen werden die Bohrlöcher angeschlossen. Mehrere Gassammelleitungen münden in die Gashauptleitungen mit Durchmessern DN 400 bis DN 600, die über Bandstrecken, Querschläge und letztlich dem Schacht nach über Tage zur Verwertung führen. Im Jahr 2007 wurden durchschnittlich täglich 415.000 m³ Gas (50 % Methan) abgesaugt und zu 96 % verwertet.

Zur Überwachung und Regelung der Gasabsaugung unter Tage sind an dem Spiralschlauch zwischen Bohrloch und Gassammelleitung und an der Gashauptleitung Regel- und Messeinrichtungen angebracht. Die Einstellung des für das Bohrloch ausreichenden Unterdruckes erfolgt in der Regel durch eine Absperrklappe DN 100 mit einer vorgeschalteten Messstrecke DN 100. So kann jedes einzelne Gasbohrloch überwacht und der vorgegebene Unterdruck dem Ausgasungsverhalten des Bohrloches angepasst werden. Weitere Messstellen sind in den Gassammelleitungen (Streckeneingänge) und an strategisch wichtigen Stellen in den Gashauptleitungen angeordnet. Die Messstellen werden durch geschultes Personal sowie durch stationäre Messgeräte mit einer Übertragung zur Grubenwarte überwacht und gewährleisten damit einen möglichst ungestörten und wirtschaftlichen Betrieb der Gasabsaugung.

Die Überwachung der Gasabsaugung umfasst:

- die Methangaskonzentration,
- den Volumenstrom,
- den Unterdruck,
- den Kohlenstoffmonoxidgehalt.

Die Überwachung der Gaskonzentration dient zur Einhaltung der Mindestkonzentration von 22 % Methan an Bohrlöchern und Druckerzeugern sowie 30 % in Gasleitungen. Durch die Überwachung des Volumenstromes kann zum einen der Erfolg der Absaugmassnahmen beurteilt werden und zum anderen wichtige Erkenntnisse für weitere Planungen gewonnen werden. Zur Vorhaltung eines ausreichenden Unterdruckes, auch am letzten Bohrloch (10 hPa), wird der Unterdruck überwacht. Die Kohlenstoffmonoxidüberwachung ist wichtig für die Früherkennung von Bränden im "alten Mann" (abgebauter und abgeworfener ehemaliger Abbaubereich). Besondere Formen der Gasabsaugung sind die Absaugung von Abschlussdämmen aus abgeworfenen Grubenbauen und die Absaugung aus langen Gasbohrlöchern.

Die bisherige Gasbohrtechnik ist durch die hohen Rüst- und Umbauzeiten der Bohrmaschinen zum Erstellen der kurzen Bohrlöcher aus den Abbaustrecken aufwendig. Um den wachsenden Anforderungen gerecht zu werden, laufen Versuche, mit Hilfe der Richtbohrtechnik horizontal leicht geneigte, mehrere hundert Meter lange Gasbohrlöcher aus der Basisstrecke zu stoßen.

Von der "Rasenhängebank" verläuft der Weg des Grubengases auf dem Bergwerk Ibbenbüren über die Gasabsaugungsanlagen "von Oeynhausen" und "Nordschacht" zu der bereits 1979 als Ersatz für zwei ältere Kraftwerksblöcke konzipierten Energieversorgungsanlage (EVA). Die Unterdruckerzeuger (übertägige Gasabsaugungsanlagen) weisen in Ibbenbüren folgende technische Daten aus:

Gasabsaugung von Oeynhausen

5 x Siemens Wasserringpumpen	Typ 2BB96
max. Absaugvolumen je Pumpe	145 m ³ /min (i.N.)
P _{saug}	0,5-0,6 bar (abs.)
P _{druck}	1,195 bar (abs.)
Anschlussleistung je Pumpe	435 kW/6kV

Gasabsaugung Nordschacht

3 x Aerzener Drehkolbengebläse	Typ GMB 14.8
max. Absaugvolumen je Pumpe	16 – 18 m ³ /min (i.N.)
P _{saug}	ca. 0,82 bar (abs.)
P _{druck}	1,195 bar (abs.)
Anschlussleistung je Pumpe	30 kW

Die "ELMO"-Wasserringpumpen verdichten das Gas auf einen geregelten Enddruck von 195 mbar, bevor es über die nachgeschalteten Wasserabscheider in das konventionelle Kraftwerk (EVA) gelangt. Das Grubengas wird in den Brennern einer Dampfkesselanlage verbrannt, der erzeugte Dampf treibt eine über ein Getriebe mit einem Generator verbundene Turbine an.

Der Energieversorgungsanlage zugehörig sind zwei 52 t/h Dampfkessel (60 bar, 520 °C), primär für die Stromerzeugung, 27 MW_{el}-Turboersatz und ein weiterer Dampfkessel - 21 t/h, 20 bar, 360 °C für Prozessdampf.

Am "Nordschacht" wird ein 7 MW_{th} - Warmwasserkessel mit Grubengas beheizt, um thermische Energie für die Gebäude- und Schachtheizung sowie Badewasser für die Kauen der Bergleute bereitzustellen.

Umfangreiche Überwachungs- und Regelungseinrichtungen stellen den Betrieb der Gasabsaugung sicher. Die komplexe Sicherheitstechnik wird im Nachfolgenden - weil beispielhaft - wiedergegeben:

Saugseitig werden folgende Messwerte überwacht:

1. CH₄/CO-Konzentration (%) Mytron / (ppm) Comytron
2. Temperatur (°C)
3. Mengenummessung (m³/min i.N.)
4. Druck (mbar (abs.))

Als Explosionssperre ist saugseitig eine Löschmittelsperre eingebaut.

In wöchentlichen Abständen werden die CH₄- u. CO-Messeinrichtungen kalibriert.

Abschaltkriterien:

1. unter 27 % CH₄ Abschaltung des Verbrauchers (SS-Klappe i.d. Gasabsaugung)
2. unter 22 % CH₄ Abschaltung der Gasabsaugung

Die Temperaturüberwachung dient als Frostschutz (< 4 °C erfolgt eine Meldung). Daraufhin muss die Leistung der Schachtheizung erhöht oder die Saugleistung der Gasabsaugung verringert werden.

Die Saugdruckregelungen 1 und 2 halten den Druck auf einem voreingestellten Wert von ca. 500 - 600 mbar Absolutdruck konstant,

Dieses wird über eine entsprechend eingestellte Bypassmenge (Druckseite zur Saugseite) erreicht. Bei zu großen Bypassmengen wird die Absaugleistung über die drehzahlregulierten ELMO-Pumpen 4 und 5 oder durch Vorwahl einer anderen Getriebebeschaltstufe bei den ELMO-Pumpen 1 bis 3 angepasst.



Abgeworfener und mit einem Abschlussdamm versehener Grubenbau, vorbereitet mit Anschluss zur Gasabsaugung

Auf der Druckseite wird nochmals der Druck und die Gasmenge erfasst.

Die pneumatischen Druckregelungen 1 und 2 erfüllen zwei Aufgaben.

1. Regeln auf 195 mbar
2. Schnellöffnen über Federkraft bei Energieausfall oder CH₄-Gehalt < 27 %

Da es sich um zwei Regelungen handelt, sind die Ansprechdrücke leicht unterschiedlich eingestellt. Ist das Gasangebot größer als die Verwertung, wird das überschüssige Gas von der Druckregelung in die Abblaseeinrichtung geleitet. Diese sind mit einer Löschanlage sowie einer Explosionssperre (Löschmittelsperre) ausgerüstet. Die Gasabsaugung Nordschacht besitzt mechanische Flammensperren als Explosionssperre.

Um bei Ausfall der Gasabsaugung oder einem Unterdruck < 5 mbar eine gewisse Entgasung der Grube zu gewährleisten, wird über die "Umfahrung der Pumpenanlage" ein direkter Weg von der Saugseite auf die südliche Abblaseeinrichtung geschaltet. Es wird dann der "Kamineffekt" ausgenutzt.

Die "DSK-Anthrazit Ibbenbüren GmbH" blickt auf eine schon lange Tradition der Grubengasabsaugung bei schwieriger Lagerstätte zurück. Besonders positiv ist hervorzuheben, dass das abgesaugte Gas durch innovative Konzeptionen energetisch nahezu vollständig genutzt wird.



Grubengas und stillgelegter Steinkohlenbergbau in NRW

Bereits im Stadium des Inkohlungsprozesses ist Methan in das Nebengestein der Kohle diffundiert und dort verblieben, wenn es nicht an die Oberfläche und von dort in die Atmosphäre entweichen konnte. Durch Abbaueinwirkungen wird ein großer Anteil des Methans freigesetzt, Restmengen können sich in tektonischen Klüften oder Spalten im Gebirge sammeln. Durch abbaubedingte Auflockerung des Gebirgskörpers kann Grubengas auch noch lange nach Beendigung der Steinkohlenförderung eines Bergwerkes zur Erdoberfläche hin ausgasen. Stillgelegte Schachtanlagen mit ihrem ehemals weitläufigen offenen Streckennetz bilden - auch aufgrund der verbliebenen Restkohle - ein beträchtliches Gasreservoir. Durch die Ausgasungsöffnungen über Tage, z.B. offene oder verfüllte Schächte als "Punktquellen" oder aufgelockertes Gestein an der Erdoberfläche, können jedoch vergleichsweise geringe Mengen entweichen. Dies hat zur Folge, dass Jahrzehnte vergehen können, bis Methanausgasungen nach Stilllegung eines Bergwerkes abklingen.

Bis 1986 wurden Schächte von stillgelegten Bergwerken an der Ruhr mit Lockergestein verfüllt; Gas aus den Grubenbauen konnte durch dieses Gestein diffundieren. Die Schachtabdeckung wurde mit einer Fackel mit Flammenschutz (gesichert gegen Blitzeinschlag, etc.), einer sogenannten Protegohaube versehen.



Schacht Recklinghausen II mit Protegohaube im Vordergrund

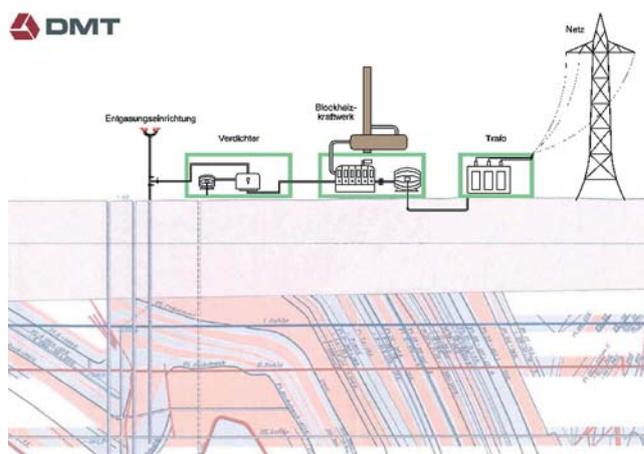
Seit 1986 werden Schächte mit kohäsiven (zusammenhaltenden) Materialien verfüllt, um die Standfestigkeit der - früher oftmals schlagartig "abgehenden" - Verfüllsäulen besser zu gewährleisten. Nachteilig kann sich dieses Verfahren allerdings auf die MethanAusgasungen darstellen; das Gas sucht sich den Weg geringeren Widerstandes außerhalb der Füllsäule, falls es nicht über Rohrleitungen von unter Tage direkt zur Protegohaube geführt wird. Im Übrigen ist die Lage einer nicht geringen Anzahl ehemaliger Stollen und Schächte noch unbekannt; über Sicherungsmaßnahmen liegen keine Erkenntnisse vor. Wenn auch nicht alle Schächte dauerhaft hohe Ausgasungen aufweisen, ist bei geschätzten 3.600 Schächten allein im Steinkohlenbergbau des Ruhrgebiets das freiwerdende Gasvolumen beachtlich.

Die energetische Nutzung von Grubengas aus Stillstandsbereichen beschränkte sich in der Vergangenheit aus primär betriebswirtschaftlichen Gründen auf wenige Beispiele. Die Unsicherheiten bzgl. der Kontinuität des Gasdargebots in stetiger Quantität und Qualität wurden für Investoren als zu groß angesehen. In den seltensten Fällen bieten sich in unmittelbarer Nähe zum Standort einer "Grubengasquelle" auf dem Gelände eines stillgelegten Steinkohlenbergwerks Abnehmer für die in einem grubengasbefeuerten BHKW erzeugte thermische Energie. Die Vergütungen für den in das Netz eingespeisten Strom waren bis zum Inkrafttreten des "Erneuerbare-Energie-Gesetzes" (EEG/2000) gemäß Vereinbarungen mit den EVU zu gering, um erforderliche Investitionen zu rechtfertigen.

Das EEG löste die Regelungen des seit 1991 gültigen Strom-einspeisungsgesetzes ab; u.a. wurde erstmalig eine Vergütungsregelung für den auf der Basis des "Energieträgers Grubengas" erzeugten und in das Netz eingespeisten Strom fixiert. Im Jahr 2004 wurde das EEG novelliert, eine weitere Novellierung des EEG ist für das Jahr 2009 in Aussicht gestellt. Die (Mindest-)Vergütungen nach dem EEG/2004 betragen in Abhängigkeit von der Anlagenleistung bis 500 kWel - 7,67 Cent/kWh und für Anlagen größer 500 kW - 6,65 Cent/kWh (für den die elektrische Arbeit der 500 kW-Anlage übersteigenden Teil). Für nach dem 01.01.2005 in Betrieb genommene Anlagen unterliegt die Mindestvergütung einer jährlichen Degression von 1,5 Prozent.

Die Grubengasnutzung bedarf öffentlich-rechtlicher Genehmigungen; wie

- einer Erlaubnis, den "bergfreien Bodenschatz Kohlenwasserstoff" (Methan) aufzusuchen,
- einer Bewilligung, diesen Bodenschatz zu gewinnen,
- eines Betriebsplanes für die Errichtung und den Betrieb der Gewinnungseinrichtung sowie
- einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb des Grubengaskraftwerkes.

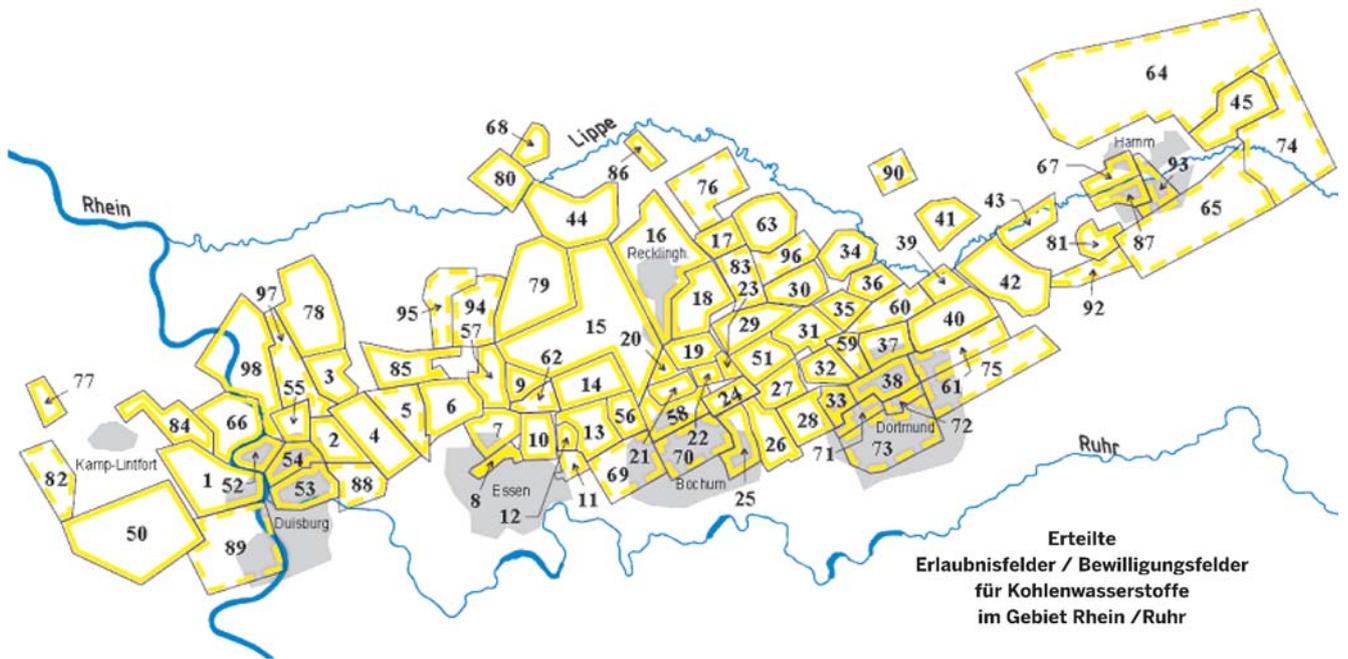


Schematische Darstellung der Grubengasverwertung von einem stillgelegten, verfüllten und mit Protegohaube gesicherten Schacht

Für die erforderlichen Genehmigungen und für die Betriebsaufsicht über die Anlagen hat seit dem 01.01.2008 die Bezirksregierung Arnsberg die alleinige Zuständigkeit. Während die Gewinnung von Grubengas im aktiven Steinkohlenbergbau sich unmittelbar aus dem Bergwerkseigentum ableitet, ist für den Stillstandsbereich (ohne Zusammenhang mit dem Produktionsbereich von Steinkohle) eine eigenständige Bergbauberechtigung erforderlich. Die Bergbauberechtigungen werden für bestimmte Bereiche des Erdkörpers, sogenannte "Felder" erteilt. Der Raum eines Feldes wird von geraden Linien an der Oberfläche und von lotrechten Ebenen nach der Tiefe begrenzt. Die Gewinnungsberechtigung für das erste Grubengasfeld auf stillgelegtem Steinkohlenbergbau hat seit dem 11.11.1998 die Firma A-Tec inne. Insgesamt waren zum Stand Ende 2007 67 Bewilligungen zur Gewinnung und 27 Erlaubnisse zur Aufsuchung des Grubengases erteilt



Bohrung Ickern Methan I



Von der Bezirksregierung Arnsberg, Abt. 8 Bergbau und Energie in NRW, auf stillgelegtem Steinkohlenbergbau erteilte Erlaubnis- / Bewilligungsfelder für Kohlenwasserstoffe (das im Aachener Revier erteilte Feld Mathanna ist der Übersichtlichkeit halber nicht dargestellt), Stand: 01/2008

Nr.	Feldesname	Berechtigung
1	Rheinpreußen-Gas	Bewilligung
2	Reinphan	Bewilligung
3	Loh-Gas	Bewilligung
4	Methost	Bewilligung
5	Julix	Erlaubnis
6	Prosper-Gas	Bewilligung
7	Katlina	Bewilligung
8	Frios	Bewilligung
9	Nordstern Gas	Bewilligung
10	Elimens	Bewilligung
11	Sabuela	Erlaubnis
12	Marsula	Bewilligung
13	Joarin	Bewilligung
14	Consol-Gas	Bewilligung
15	Emschermulde-Süd-Gas	Bewilligung
16	Wildblumen-Gas	Bewilligung
17	Ewald Fortsetzung Gas	Bewilligung
18	Vincent	Bewilligung
19	Her-Fried	Bewilligung
20	Wan-Thal	Bewilligung
21	Shamrock Gas	Bewilligung
22	Her-Mont	Bewilligung
23	Her-Teuto	Bewilligung
24	Corvin	Bewilligung
25	Mansfeld Gas	Bewilligung
26	Somborn Gas	Bewilligung
27	Zollern Gas	Bewilligung
28	Germania Gas	Bewilligung
29	Victor Gas	Bewilligung
30	Ickern Gas	Bewilligung
31	Evannah	Bewilligung
32	Hansa-Gas	Bewilligung
33	Wilberd	Bewilligung
34	Waltrop Gas	Bewilligung
35	Imudia	Bewilligung
36	Christemark	Bewilligung
37	Minister Stein Gas	Bewilligung
38	Westfalia-Gas	Bewilligung
39	Victoria-Gas	Bewilligung
40	Gneisenau Gas	Bewilligung
41	Romberg-Gas	Bewilligung
42	Grimberg-Gas	Bewilligung
43	Werne-Gas	Bewilligung
44	Brassert Gas	Bewilligung
45	Westfalen-Gas	Bewilligung
46	Münsterland-West	Erlaubnis
47	Ochtup I	Bewilligung
48	Ochtup II	Bewilligung
49	Mathanna	Bewilligung

Nr.	Feldesname	Berechtigung
50	Neukirchen-Gas	Bewilligung
51	Castrop-Gas	Bewilligung
52	Lealena	Bewilligung
53	Zebra100	Bewilligung
54	Tiema	Bewilligung
55	Rialisa	Bewilligung
56	Pluto Gas	Bewilligung
57	Welheim Gas	Bewilligung
58	Arminius Gas	Bewilligung
59	Hardenberg Gas	Erlaubnis
60	Lünen-Süd Gas	Erlaubnis
61	Borussia Gas	Erlaubnis
62	Wilhelmine Gas	Erlaubnis
63	Emscher-Lippe Gas	Bewilligung
64	Hamm-Nord	Erlaubnis
65	Hamm-Süd	Erlaubnis
66	Baerl/Binsheim-Gas	Bewilligung
67	Radbod-Gas	Bewilligung
68	Wulfen-Gas	Bewilligung
69	Lars	Erlaubnis
70	Lennert	Erlaubnis
71	Leif	Erlaubnis
72	Loba	Erlaubnis
73	Phönix	Erlaubnis
74	Hamm-Ost	Erlaubnis
75	Harpen-Gas	Erlaubnis
76	Ahsen-Gas	Erlaubnis
77	Hoerstgen-Gas	Bewilligung
78	Lohberg-Gas	Bewilligung
79	Westeholt-Gas	Bewilligung
80	Leo-Gas	Bewilligung
81	Pelkum-Gas	Bewilligung
82	Rheurdt-Gas	Erlaubnis
83	Suderwich-Gas	Erlaubnis
84	Rheinkamp-Gas	Bewilligung
85	Haniel-Gas	Bewilligung
86	Haltern-Gas	Bewilligung
87	de Wendel-Gas	Bewilligung
88	Altstaden-Gas	Erlaubnis
89	Mevissen-Gas	Erlaubnis
90	Isabel	Erlaubnis
91	Ibbenbüren	Erlaubnis
92	Ananke	Erlaubnis
93	Kallisto	Erlaubnis
94	Ganymed	Erlaubnis
95	Sinope	Erlaubnis
96	Bernd	Erlaubnis
97	Wehofen-Gas	Erlaubnis
98	Walsum-Gas	Bewilligung



Keine "Kunst am Bau", sondern: Abschluss Schacht Mont-Cenis 1 mit Protegahaube vor der Fortbildungsakademie Mont-Cenis

Grubengasprojekte der Stadtwerke Herne

Als die Landesregierung entschied, auf dem 25 ha-Gelände der 1978 stillgelegten Schachtanlage Mont-Cenis die Fortbildungsakademie des Innenministeriums zu errichten, realisierten die Stadtwerke Herne dort einen ebenso symbolträchtigen wie innovativen Energiepark. Auf dem Dach der Akademie betreiben die Stadtwerke die seinerzeit weltgrößte dachintegrierte Photovoltaikanlage mit einer Spitzenleistung von 1 MW_p , die eine umweltfreundliche, geräuschlose und wartungsarme Stromgewinnung garantiert. Zum Energiepark gehört auch eine Batteriespeicheranlage mit einer Leistung von 1,2 MW. Sie gibt den Strom genau dann ins Netz, wenn er benötigt wird. So werden Lastbezugsspitzen reduziert und mögliche Netzzrückwirkungen der Photovoltaikanlage können kompensiert werden.

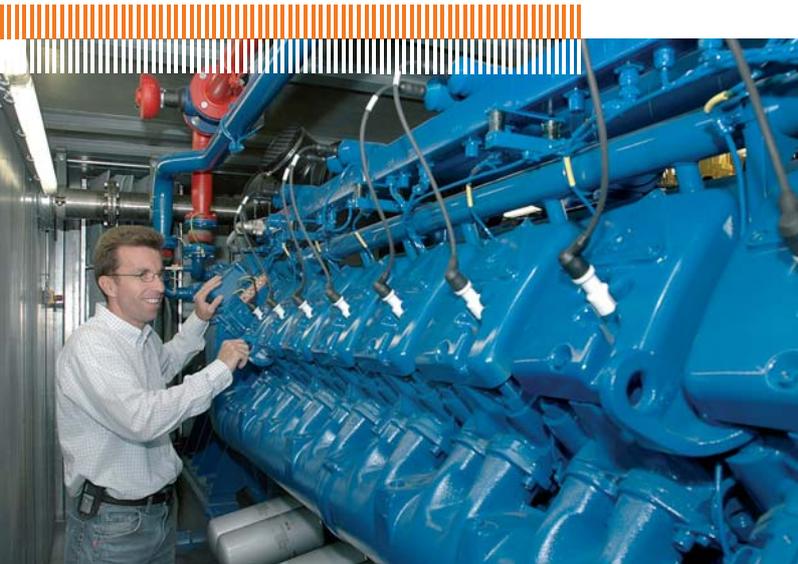
Mit dem ersten Blockheizkraftwerk in Deutschland, das im Energiepark Grubengas aus einer stillgelegten Zeche nutzte, setzten die Stadtwerke Herne erneut auf Umweltschutz. Denn seit der Stilllegung der Zeche vor rund drei Jahrzehnten wurde das klimaschädigende Grubengas aus einer Teufe von 720 m kalt abgefackelt. Im November 1997 nahmen die Stadtwerke zwei BHKW-Module mit je 253 kW_{el} und 378 kW_{th} Leistung in Betrieb, von denen eins mit Grubengas, das andere wahlweise mit Gruben- oder Erdgas betrieben werden kann. Für die Wärmeversorgung sind zusätzlich zwei erdgasbetriebene Spitzenlastkessel mit einer Leistung von je 895 kW installiert.

Die positiven Betriebserfahrungen veranlassten die Stadtwerke bereits nach dem ersten Jahr zur Erweiterung der Anlage. Im April 2000 erfolgte die Inbetriebnahme eines dritten Moduls mit 1.000 kW elektrischer und 1.200 kW thermischer Leistung. Durch die energetische Nutzung des Grubengases werden jetzt rund 60.000 t CO_2 pro Jahr vermieden. Bei einem durchschnittlichem Methan-Gehalt von 50% (entsprechend einem Heizwert von $5,0\text{ kWh/Nm}^3$), erzeugte diese Anlage im Jahr 2007 ca. 7.000 MWh Strom und 9.000 MWh Wärme.

Über ein Nahwärmenetz werden eine Wohnbebauung mit 181 Wohneinheiten und 75 Doppel- und Reihenhäuser, ein Kindergarten, die Akademie Mont-Cenis, ein Seniorenzentrum sowie ein Krankenhaus mit Wärme versorgt. Als letzte Maßnahme wurde 2003 ein Einkaufszentrum mit weiteren Wohneinheiten an das Nahwärmenetz angeschlossen.



Kesselhaus mit Spitzenlastkessel der ersten Bauphase



Gasmotor im BHKW Kohlenstraße, Bergwerkssiedlung Teutoburgia in Herne
Quelle: Stadtwerke Herne

Seit Inbetriebnahme der BHKW-Module läuft die Anlage weitestgehend störungsfrei. Die gute Erfahrung mit der Nutzung von Grubengas im Energiepark Mont-Cenis gab den Anstoß für weitere Projekte:

Am Trimbuschhof begannen die Stadtwerke Herne im August 2001 mit einer Tiefenbohrung in das verritzte Steinkohlengebirge der ehemaligen Zeche Mont-Cenis. Im darauf folgenden Frühjahr stieß man in einer Tiefe von 760 Metern auf ein ausreichendes Grubengasvorkommen und begann 2002 mit der Gasförderung. Am Trimbuschhof, wo Erdgas in einer Gasentspannungsanlage expandiert wird, werden etwa 1,2 Millionen Normkubikmeter Erdgas für die Vorwärmung verbraucht. Zwei BHKW Module, die als Wärmelieferanten für die Gasentspannungsanlage dienen, wurden so umgerüstet, dass sie wahlweise mit Grubengas- oder Erdgas betrieben werden können. Aufgrund zu niedriger Methankonzentrationen im Grubengas kann seit Januar 2006 nur Erdgas eingesetzt werden, die Stadtwerke Herne wollen sich aber die Grubengas-Option offen halten, sollte der CH_4 -Gehalt wieder ansteigen.

Auf dem eigenen Werksgelände am Grenzweg haben die Stadtwerke ein weiteres Grubengasfeld in knapp 200 Metern Tiefe erschlossen. Die Testabsaugungen des methanhaltigen Gases zeigten, dass sowohl die Fördermengen als auch die Konzentration des Gases ausreichend waren, um es zur Energieerzeugung zu nutzen. Nach Abschluss der Förderbohrung wurden im August 2004 drei BHKW-Module mit einer elektrischen Leistung von je 1,35 Megawatt aufgestellt und im November offiziell in Betrieb genommen. Leider nahm die CH_4 -Konzentration an diesem Standort von anfänglichen 35 % auf unter 25 % ab, so dass ein Betrieb der Motoren nicht mehr möglich war. Der Rückbau der Anlage erfolgte Ende 2006.

Auf der Kohlenstraße, am Rande der wunderschön sanierten Bergwerkssiedlung "Teutoburgia" sind die Stadtwerke Herne in einer Tiefe von 218 Metern ebenfalls fündig geworden. Nach der erfolgreich abgeschlossenen Grubengasbohrung wurden dort im Jahr 2004 zwei grubengasbetriebene BHKW-Module mit einer elektrischen Leistung von je 1,35 MW aufgestellt. Die elektrische Energie wird in das Netz der Stadtwerke Herne und die erzeugte thermische Energie in das vorhandene Nahwärmenetz der aus 510 Wohneinheiten bestehenden Siedlung eingespeist.



Grubengasbohrung an der Gasentspannungsanlage "Am Trimbuschhof"
Foto: Stadtwerke Herne

Grubengasprojekte der A-TEC Anlagentechnik GmbH

Am 22. Juni 2001 konnte die Firma A-TEC in Zusammenarbeit mit Fraunhofer UMSICHT (Oberhausen) ihre erste gruben-gasbetriebene BHKW-Station auf dem ehemaligen Zechengelände "Minister Achenbach 2" in Lünen präsentieren. Die Energiegewinnung aus dem Bewilligungsfeld "Imudia" begann mit dem Einsatz von drei Gasmotoren.

Die Grubengasförderung lag in der Anfangszeit bei rund 1.500 m³/h, die installierte Gesamtleistung betrug 4,05 MW_{el}. Aufgrund des in den Grubenbauen ansteigenden Grubenwassers verringerte sich die Gaswegigkeit. Im Jahr 2008 wird der Wasserstand das Entgasungsrohr erreicht haben und eine geordnete Gasförderung unterbinden.

Nach der Installation des dritten Aggregats war eine stetige Erhöhung des Saugdruckes zur Sicherstellung der Gasversorgung notwendig. Zur Begrenzung des Unterdruckes wurde die Gasfördermenge und somit die Stromerzeugung über die Zeit reduziert. Sie beträgt heute noch ca. 330 m³/h mit 50 % Methananteil. Der steigende Wasserspiegel hat schon alle Hohlräume im Grubengebäude mit Ausnahme des Schachtes selbst überstiegen. Eine freie Zuströmung des entstehenden Gases zum Gewinnungspunkt ist nicht mehr möglich.

Auch im Aachener Steinkohlenrevier wurde zeitweise Grubengas aus stillgelegten Schachtanlagen genutzt. Im Bereich der Städte Aachen und Alsdorf wurde die letzte Schachtanlage zu Beginn der 90er Jahre stillgelegt und die Wasserhaltung eingestellt. An den ehemaligen Grubenstandorten wurde die Entgasung des Grubengebäudes anschließend durch Entgasungsleitungen sichergestellt.

Der Bereich der ehemaligen Schachtanlage Anna II in Alsdorf war einer der noch nicht gänzlich gefluteten Bereiche des Aachener Reviers. Die Entgasung dieses Grubengebäudes wird durch eine im verfüllten Schacht Eduard installierte Leitung gewährleistet. Aus dieser Leitung strömten bei Tiefdruckwetterlage erhebliche Gasmengen in die Atmosphäre.

Im März 2002 wurde das Grubengas im Rahmen einer Potenzialabschätzung über einen Zeitraum von 6 Wochen über die Entgasungsleitung abgesaugt. Die gewinnbaren Mengen und die Gasqualität ließen eine Nutzung sinnvoll erscheinen.

Aufgrund des im alten Grubengebäude ansteigenden Grubenwassers war eine motorische Gasnutzung nur bis Januar 2005 möglich. Die Anlage wurde weitgehend zurück gebaut. Unter besseren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wäre allerdings eine Nutzung von Grubengas für eine Wärme-erzeugung weiterhin möglich.

EnD-I Grubengas GmbH / A-TEC Anlagentechnik GmbH

Mitten im Stadtteil Bochum-Gerthe liegt das Gelände der ehemaligen Schachtanlage Lothringen 1/2/6. Hier wurde im Jahre 2002, 35 Jahre nach Einstellung der Kohlenförderung, eines der ungewöhnlichsten Projekte zur Grubengasnutzung durch die EnD-I Grubengas GmbH und die A-TEC Anlagentechnik GmbH realisiert.

Vor allem die Standortbedingungen stellten für alle Beteiligten eine Herausforderung dar. Die durch die innerstädtische Lage vorgegebenen Auflagen des Emissionsschutzes waren mit Anlagen herkömmlicher Bauart nicht zu erfüllen. Zudem sollte sich die Anlage harmonisch in das Stadtbild einfügen.

Im Sommer 2002 wurde ein schalloptimiertes Gebäude errichtet, in dem neben den 4 Motorencontainern auch die Gasförderstation, die Trafo-Station und die Wärmeübergabestation für das Fernwärmenetz der Stadtwerke integriert sind. Seit November 2002 ist die Anlage in Betrieb und trägt erheblich zum Klimaschutz im Bereich Bochum bei. Allerdings musste auch diese Anlage aufgrund sich verschlechternder Gaswegigkeiten erheblich zurück gebaut werden.

Kenndaten der Anlage Corvin 1, Bochum		
Inbetriebnahme/Stand 2007	November 2002	Dezember 2007
Brennstoffleistung	ca. 14.000 kW	2.220 kW
Elektr. Gesamtleistung	5.400 kW	800 kW
Therm. Gesamtleistung	6.500 kW	0
Gasbedarf (50 Vol.-% Methangehalt)	2.800 m ³ /h	440 m ³ /h
CH ₄ -Reduktion in t		
CO ₂ -Äquivalent	200.000	28.000
Stromerzeugung	4 Gas-Otto-Motoren, 16 Zylinder, 70,41 Hubraum	1 Motor



EnD-I Grubengaskraftwerk auf dem ehemaligen Bergwerk Lothringen in Bochum-Gerthe

Grubengasprojekte der Firmen Minegas GmbH und Mingas-Power GmbH

Kein Schachtgerüst, noch sonstige bergwerkstypische Gebäude erinnern an das Bergwerk Gneisenau mit seinem Schacht Kurl 3. Dagegen bestimmen in der von der Natur schon wieder weitgehend zurück geholten Fläche schlichte Container das Bild des Standortes. Hier hat im Jahr 2001, nur drei Jahre nach dem Abwerfen und anschließenden Verfüllen des Schachtes Kurl 3 Minegas GmbH ihren ersten Standort zur Gewinnung und Verwertung von Grubengas entwickelt.

Minegas GmbH wurde im November 2000 als Gemeinschaftsunternehmen von RAG Aktiengesellschaft, der die unternehmerische Führung oblag, G.A.S. Energietechnik GmbH und LAMBDA Gesellschaft für Gastechnik mbH gegründet. Mit dem Jahreswechsel 2004/2005 erfolgte der Wechsel zur STEAG Aktiengesellschaft, heute Evonik Steag GmbH und im Jahr 2006 gingen die Anteile der G.A.S. an die GEH Grüne Energie Holding. Spezialisiert auf die Grubengasnutzung aus stillgelegten Bergwerken startete das Unternehmen seine Aktivitäten auf dem Bewilligungsfeld Gneisenau-Gas im Jahr 2001 mit drei BHKW-Modulen mit einer elektrischen Leistung von jeweils 1.358 kW. Bis Ende 2007 wurden am Standort Kurl 3 allein 179,9 Mio. kWh in das Netz der Stadtwerke Lünen eingespeist.

Von 2001 bis Ende 2004 wurden sukzessive 59 BHKW-Module an insgesamt 17 Standorten in NRW in Betrieb genommen, die zusammen eine elektrische Leistung von rund 78 MW in die jeweiligen Ortsnetze einspeisen. Neben dem Standort Kurl 3 werden inzwischen die Grubengasvorkommen der stillgelegten Bergwerke im gesamten Ruhrgebiet verwertet und zur Stromerzeugung genutzt. Derzeit sind die Blockheizkraftwerke an den Standorten Ewald-Fortsetzung 4/5 in Oer-Erkenschwick und Hugo Ost in Gelsenkirchen-Buer mit jeweils acht BHKW-Modulen, die größten in Betrieb befindlichen Minegas-Anlagen. Bis Ende 2007 wurden weitere sechs Standorte aufgebaut, die Folgemaßnahmen für erschöpfte Lagerstättenbereiche sind.



Grubengasbohrung Ickern-Methan 1 mit angeschlossener Grubengasanlage

Die 59 im Einsatz befindlichen Minegas-BHKW's erzeugen allein in der Bergbauregion NRW, jährlich etwa 430 Mio. kWh Strom. Dies entspricht dem Bedarf von rund 125.000 Haushalten.

Mingas-Power GmbH ist als Gemeinschaftsunternehmen der RAG Aktiengesellschaft und der Harpen AG gegründet worden. In der Rechtsnachfolge der Gründungsgesellschaften wird Mingas-Power GmbH heute durch Evonik Steag GmbH und RWE Power AG gehalten. Nach der Gründung im Juni 2001 wurden zunächst Grubengasanlagen auf aktiven Bergwerken und ab 2004 auch auf stillgelegten Schachtanlagen entwickelt.

Ende 2007 verfügt Mingas-Power über 40 BHKW-Module mit einer Gesamtkapazität von mehr als 50 MW, die eine Stromproduktion von rund 270 Millionen kWh liefern. Dies entspricht in etwa dem Verbrauch von 80.000 Haushalten. Zusätzlich wird an acht Standorten die Motor-/Abgaswärme genutzt und an die Wärmenetze der Bergwerke oder von Fernwärmeunternehmen abgegeben.

Bei einem Investitionsvolumen von bisher ca. 110 Mio. Euro will Evonik auch zukünftig die Grubengasnutzung vorantreiben. Das anvisierte Stromerzeugungspotenzial soll langfristig etwa 700 GWh jährlich betragen, was eine Emissionsminderung von ca. 3 Millionen t/a CO₂-Äquivalent und eine Ressourcenschonung von rund 230.000 t SKE/a mit sich bringen wird.

Das gebündelte Know-how der Minegas GmbH und Mingas-Power GmbH ist darüber hinaus auch Basis für weitere technologische Entwicklungen sowie F&E Projekte. So ist die Nutzbarmachung von Grubengas mit geringer Methankonzentration in BHKW-Motoren Schwerpunkt der Entwicklung.



Grubengasanlage auf dem Standort Kurl 3 (Minegas GmbH)

In Verbindung mit einer verbesserten Abschätzung der Grubengashöflichkeit in stillgelegten Bergwerksfeldern wird diesem Thema für die umfassende Nutzung der Ressource Grubengas und für die Ausweitung des Bohrlochbergbaus in NRW elementare Bedeutung zukommen.

Die bei Gründung von Minegas und Mingas-Power gesteckten Unternehmensziele wurden erreicht und die Erwartungen der Energie- und Umweltpolitik in die Grubengasaktivitäten sind erfüllt

Dem EEG entsprechend erfolgt die Grubengasnutzung in NRW heute in erster Linie zum Zweck der Stromversorgung. Ende des Jahres 2007 waren im Bereich des stillgelegten Bergbaus an 22 Standorten 71 BHKW mit ca. 89 MW_{el} in Betrieb. Im Bereich des aktiven Steinkohlenbergbaus wurden auf der Grundlage des EEG in 2007 28 BHKW-Module mit ca. 35 MW_{el} betrieben.

Die Grubengas BHKW-Module haben typischerweise eine elektrische Leistung zwischen 1 und 1,5 MW_{el}.

Soweit möglich wird die bei der Verstromung von Grubengas anfallende Motor-/Abgaswärme auch thermisch genutzt. Bei der thermischen Nutzung des Grubengases ist aber zu beachten, dass die Grubengasunternehmen auf Grund der besonderen unternehmerischen Risiken keine gesicherten und langfristigen Lieferverträge eingehen können. Soweit eine Nutzung stattfindet, wird die Wärmeenergie Dritten zur Nutzung oftmals kostenlos bzw. gegen Erstattung der entstehenden Mehrkosten zur Verfügung gestellt.

Außerdem wird durch die weiträumige Besaugung ehemaliger Schachtanlagen die Gefährdung durch an die Tagesoberfläche migrierendes Methan erheblich reduziert.

Außerdem wird durch die weiträumige Besaugung ehemaliger Schachtanlagen die Gefährdung durch an die Tagesoberfläche migrierendes Methan erheblich reduziert.

Weitere Grubengasunternehmen

Mit ThyssenKrupp Real Estate GmbH als Feldesinhaberin des Grubengasfeldes Lealena (bzw. ThyssenKrupp Steel AG als Gewinnungsunternehmen) sowie der Siloxa Gas GmbH sind weitere Unternehmen in NRW mit der Grubengasgewinnung befasst.

Am Schacht Beeckerwert 2 in Duisburg hat ThyssenKrupp Steel eine Grubengasanlage aufgestellt und die Gewinnung Ende 2005 aufgenommen.

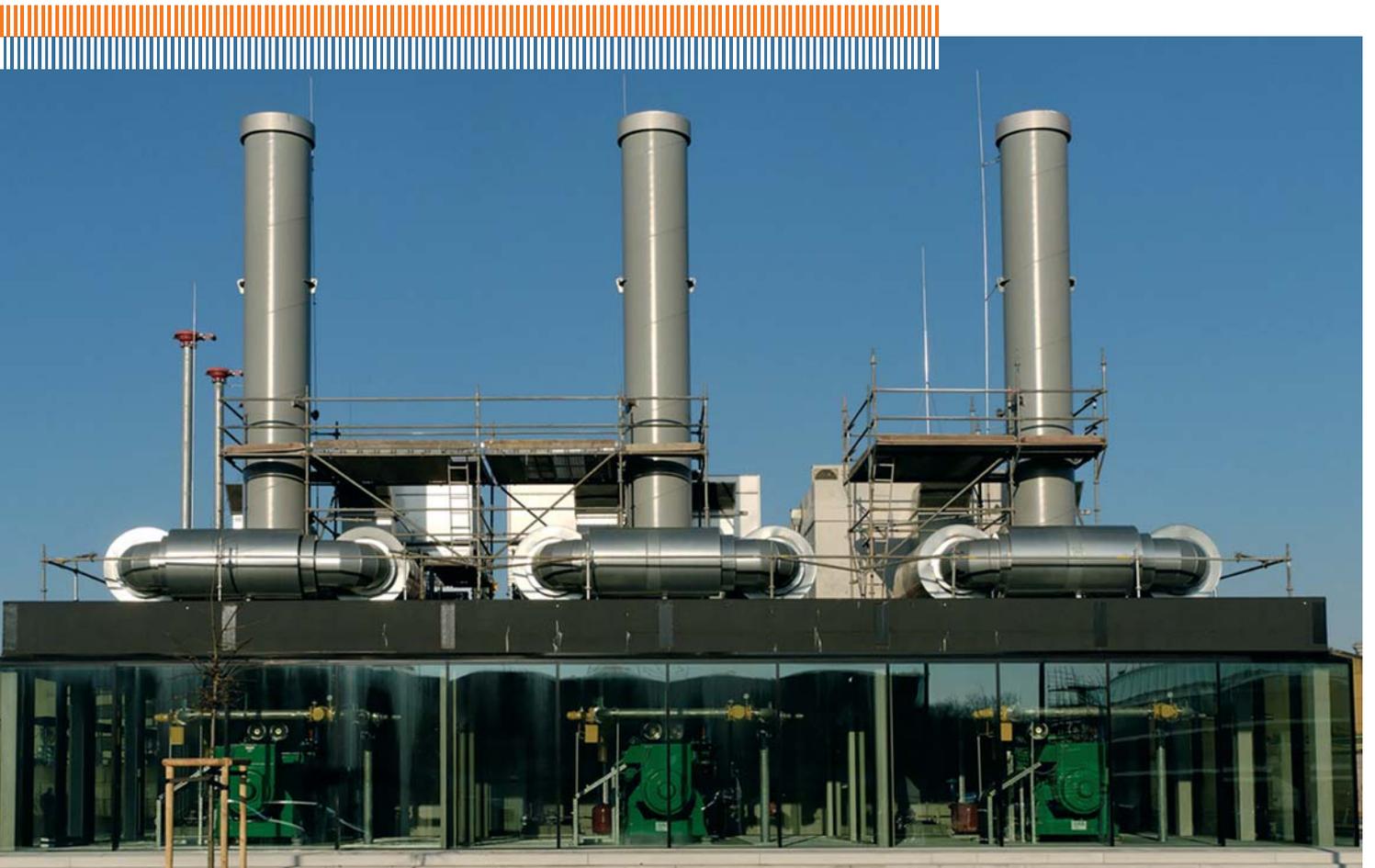
Die SILOXA GAS GmbH gewinnen im Feld Vincent in Recklinghausen das Grubengas über zwei Bohrungen. Die erste Bohrung wurde 2004 am Standort König Ludwig 1/2 geteuft und in der ersten Sohle des ehemaligen Bergwerks abgesetzt. Eine weitere Bohrung wurde am Standort König Ludwig 4/5 niedergebracht und 2007 in Betrieb genommen.



An Bohrung angeschlossene Grubengasanlage am Standort ehem. Bergwerk König Ludwig 1/2/6



Gasmotor der Grubengasanlage auf dem Standort Blumenthal 3/4 (Minegas GmbH)

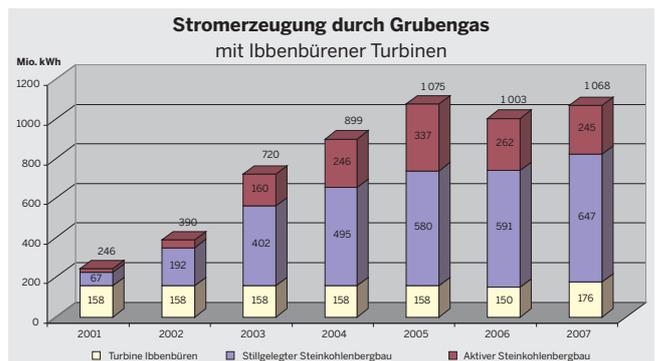
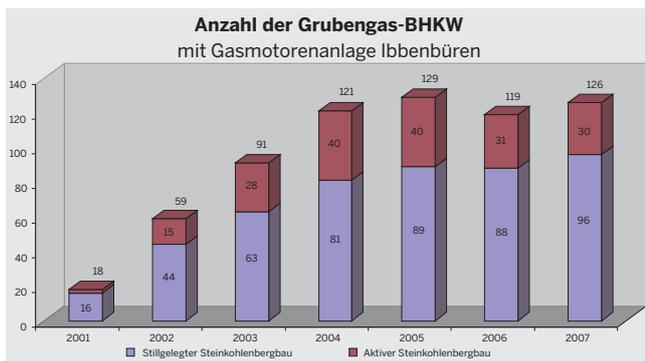
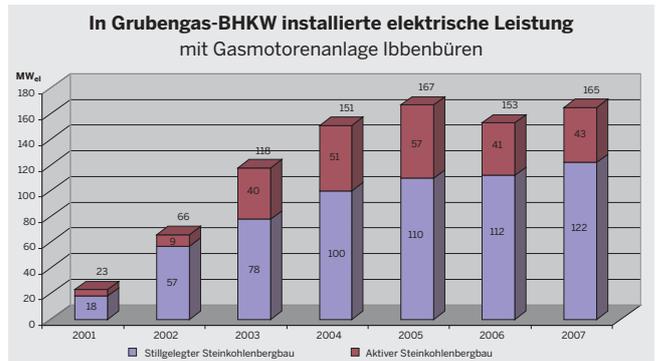


Grubengasanlage auf dem Standort Blumenthal 3/4 (Minegas GmbH)

Grubengasnutzung in NRW

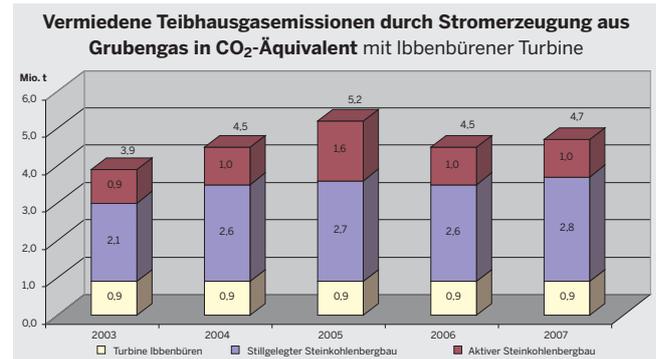
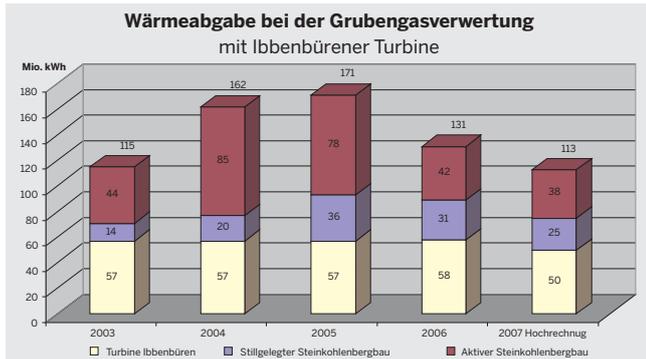
Dem EEG entsprechend erfolgt die Grubengasnutzung bzw. deren weiterer Ausbau in NRW heute in erster Linie zum Zweck der Stromversorgung. Die Grubengas BHKW-Module haben typischerweise eine elektrische Leistung von 1 oder 1,35 MW. Wie im Kapitel "Grubengas und aktiver Steinkohlenbergbau" bereits beschrieben, betreibt das Bergwerk Ibbenbüren seit 1984 außerdem eine Dampfturbine mit 27 MW elektr. Leistung.

Ende des Jahres 2001 waren im Bereich des stillgelegten Bergbaus an 7 Standorten erst 16 BHKW mit ca. 16 MW_{el} in Betrieb, Ende des Jahres 2007 an 35 Standorten schon 126 BHKW mit ca. 165 MW_{el}. Über den Ausbau der Grubengasnutzung geben die nachfolgenden Diagramme Auskunft.



Soweit möglich wird die bei der Verstromung von Grubengas anfallende Motor-/Abgaswärme auch thermisch genutzt. Bei der thermischen Nutzung des Grubengases ist aber zu beachten, dass die Grubengasunternehmen auf Grund der besonderen unternehmerischen Risiken keine gesicherten und langfristigen Lieferverträge eingehen können. Soweit eine Nutzung stattfindet, wird die Wärmeenergie Dritten zur Nutzung oftmals kostenlos bzw. gegen Erstattung der entstehenden Mehrkosten zur Verfügung gestellt.

Die Grubengasnutzung leistet einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz des Landes Nordrhein-Westfalen. Mit der Energie- und Klimaschutzstrategie des Landes NRW vom April 2008 will die Landesregierung die energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2020 im Vergleich zum Jahr 2005 um 81 Mio. t senken. Die Landesregierung geht davon aus, dass in Nordrhein-Westfalen das Grubengas weiterhin konsequent zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt wird und dadurch jährlich etwa 4,6 Mio. t CO₂-Äquivalent vermieden können.



Grubengasanlage Wilberd in Dortmund Dorstfeld
Foto: A-TEC Anlagentechnik GmbH

Grubengasinitiative NRW

Die Landesregierung NRW hat entschieden, das im Lande Nordrhein-Westfalen im Zusammenhang mit Grubengas vorhandene ingenieurmäßige und wissenschaftliche Know-how unter dem Dach der EnergieAgentur.NRW zu stärken und zu bündeln.

Als "Grubengasinitiative NRW" arbeiten unter der Moderation von Prof. Dr.-Ing. Axel Preuße (RWTH Aachen) Fachleute u.a. daran, den Entwicklungsstand von Gasabsaugung und Methanverwertung zu verbessern, positive Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb technischer Anlagen zu schaffen und zu optimieren sowie den Technologietransfer zu initiieren und Exportchancen zu stärken. Wie schon im "Klimaschutzkonzept NRW" vom September 2001 sind auch in der "Energie- und Klimaschutzstrategie des Landes NRW" vom April 2008 diese Grundsätze ausdrücklich als Ziele der Landesregierung formuliert. Unternehmen und Verbände haben die Initiative begrüßt und arbeiten aktiv in den Arbeitsgruppen mit.

Am 31. Oktober 2001 fand die Auftaktveranstaltung der Arbeitsgruppe Grubengas statt. Sie spannte den Bogen der Arbeitsfelder vom heimischen Steinkohlenbergbau über die Grubengas-Gefahrenabwehr unter und über Tage bis zum Engagement in Bergbau-Partnerschaftsländern, wie z. B. Polen, der Ukraine oder China.

Als Hemmnis der Entwicklung von Standorten für Grubengasanlagen werden von den Grubengasunternehmen oftmals planungs- und genehmigungsrechtliche Schwierigkeiten genannt. So haben z.B. die Kommunen eine Verwertung von Grubengas in der Nähe ehemaliger Schächte bisher nicht in ihre städtebaulichen Konzepte bzw. die Bauleitplanung einbezogen.

Um die Kommunen für die Forcierung der Grubengasnutzung zu sensibilisieren, hat die Arbeitsgruppe Grubengas mit den Bürgermeistern des Ruhrgebiets Kontakt aufgenommen mit dem Ziel, jeweils eine sachkundige Person als Ansprechpartner für Fragen der Grubengasverwertung zu benennen. Kurze Wege können sich verfahrensbeschleunigend auswirken.

Die Änderung der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft) hätte durch die strengeren Anforderungen an Verbrennungsanlagen beinahe ebenfalls erhebliche Hemmnisse bewirkt, wenn die Grubengasverwertung mit dem Einsatz von Erdgas gleichgesetzt worden wäre.

So ist die Halbierung der bisherigen Kohlenmonoxid-Abgasgrenzwerte nur unter Einsatz von Katalysatortechnik möglich. Diese Katalysatoren werden jedoch, wenn nur geringe Spuren Schwefelwasserstoff im Grubengas vorhanden sind, von Schwefelablagerungen zerstört. Als Lösung bot sich die Gleichbehandlung von Grubengas mit Biogas und Klärgas an.

Auf Initiative von Mitgliedern der Grubengasinitiative NRW unterbreitete das Land NRW bei Beratung des TA-Luft-Entwurfs im Bundesrat einen entsprechenden Antrag, der die Zustimmung von Umwelt- und Wirtschaftsausschuss fand. Die TA-Luft ist nun seit Oktober 2002 mit den entsprechenden Änderungen in Kraft.

Auch die teilweise noch offenen naturwissenschaftlich-geologischen Aspekte der Gaszusammensetzung, Entstehung und Verbreitung finden hier in einem Arbeitskreis ein wichtiges Forum. So bedarf die Migration des Gases im Steinkohlen- und Deckgebirge verbunden mit den unregelmäßig verteilten Gasaustrittsstellen an der Tagesoberfläche noch intensiver Untersuchungen. Bislang ungelöst sind auch die Ursachen für die örtlich unerwartet hohen biogenen Gasanteile im Grubengas.



Grubengas-Exportaktivitäten

Nordrhein-Westfalen unterstützt im Rahmen seiner Außenwirtschaftspolitik - zum Teil über die EnergieAgentur.NRW - nordrhein-westfälische Unternehmen, die Projekte und Dienstleistungen zur Ressourcenschonung und zum Klimaschutz in anderen Regionen der Welt entwickeln und anbieten. Gerade in stark expandierenden Ländern mit Steinkohlegewinnung, wie z.B. China, sind deutsche Technik und Know-how in Sachen Klimaschutz und Sicherheit im Bergbau gefragt.

Kompetenz in Sachen Grubengas - Made in Germany

Im Bereich Grubengas werden in Kooperation mit Vertretern von Wirtschaft, Wissenschaft, Behörden und Politik die Exportchancen herausgearbeitet und den Unternehmen die Maßnahmen der nordrhein-westfälischen Außenwirtschaftsförderung angeboten. Die Unternehmen bilden im Rahmen der Grubengasinitiative ein Netzwerk, um Grubengas-Projekte im gesamten Angebotspektrum aus einer Hand anbieten bzw. unterstützen zu können. So wurde ein Arbeitskreis "Grubengas-Exportaktivitäten" gegründet. Diese Arbeitsgruppe erarbeitete eine Aufstellung der auf dem Gebiet der Grubengasgewinnung und -verwertung tätigen Unternehmen und deren Kompetenzen, sowie eine Zusammenstellung von Ländern mit Grubengaspotenzial. Bei der Bewertung der vorhandenen Kompetenzfelder wurden u.a. die Themenbereiche Gasgewinnung von Unter- und Übertage, Projektentwicklung, Schulung, Inbetriebnahme sowie Forschungsschwerpunkte untersucht.

Alle Kompetenzfelder werden von Firmen und Institutionen aus Deutschland (insbesondere NRW und Saarland) abgedeckt. Zentraler Ansprechpartner für interessierte Firmen aus dem Ausland ist die Geschäftsstelle der Energieagentur NRW im Wissenschaftspark Gelsenkirchen.

Kompetenzfelder Grubengas - Made in Germany:

Kompetenzen

■ Gasgewinnung von Untertage

Engineering

- Absaugung
- Wettertechnik
- Entgasung
- u.T.-Bohrung
- Richtbohrtechnik
- Rohrnetzberechnung
- Brand- und Explosionsschutz
- Prognose der Gasvorkommen

Ausrüstung

- MSR-Technik
- Sicherheitstechnik
- Bohrausrüstung allg.
- Richtbohrausrüstung

■ Gasgewinnung von Übertage

Engineering

- Anlagenplanung
- Anlagenbetrieb
- Bohrkonzepte
- Richtbohrtechnik
- Grubenwasser
- Brand- und Explosionsschutz
- Prognose der Ausgasung

Ausrüstung

- Gasförderanlagen
- Motorentchnik
- Einspeisung
- MSR-Technik
- Bohrausrüstung allgem.
- Richtbohrausrüstung

■ Projektentwicklung

- Bewertung der Gaslagerstätte
- Reservoir-Engineering
- Bewertung der Wirtschaftlichkeit
- Permitting/Konzessionen
- Zulassungsverfahren
- Finanzierung
- Fördermittel/Forschungsmittel
- PR-Arbeit
- Emissionshandel
- Politische Begleitung
- Kooperationsverträge
- Bezugsverträge
- Export-know-how

■ Schulung

■ Projektleitung

■ Inbetriebnahme

■ Betriebsführung

■ Wartung/Instandhaltung

■ Sonstige Forschung

Auslandsaktivitäten der Grubengasinitiative NRW

Erste positive Erfahrungen konnten während der internationalen Fachausstellung für Bergbautechnologie im September 2002 in Donetsk gewonnen werden. Die deutschen Aktivitäten wurden innerhalb eines Gemeinschaftsstands der Grubengasinitiative NRW dargestellt. Aufgrund der gewonnenen Erfahrungen wurden bis heute auch in weiteren großen Steinkohlenbergbauländern Basisarbeit für einen Technik- und Know-how-Transfer geleistet.

Im Rahmen u.a. folgender Messen war die Grubengasinitiative NRW und ihre Arbeitsgruppe Exportaktivitäten vertreten:

- UGOL & Mining, Donetsk, Ukraine, 2002 und 2004
- UGOL & Mining, Nowokuznetsk, Russland, 2003 und 2005
- China Mining & Coal Expo, Peking, China, 2003 und 2005
- CICEN-Expo, Taiyuan, China, 2007 und 2008

Des Weiteren war die Grubengasinitiative NRW beteiligt an Auftritten des Landes Nordrhein-Westfalen:

- "NRW in Moskau", Moskau, Russland, 2003
- China Roadshow "Deutsche Bergbau- & Aufbereitungstechnik in China", China, 2004
- Delegationsreise des MWA NRW, China, 2005
- VDMA-Roadshow, China, 2006
- China Roadshow 2006, Peking, Hefei und Xian, China, 2006
- NRW-Delegationsreise, Shenyang und Taiyuan, China, 2007



Die Grubengasinitiative NRW präsentiert sich auf einem Gemeinschaftsstand auf der China Coal & Mining im Oktober 2005 in Peking, China

Abgerundet werden die Auslandsaktivitäten durch gemeinsame Veranstaltungen in Zusammenarbeit mit Steinkohlenbergbauländern:

- UNECE Ad Hoc Group of Experts on CMM, Genf, Schweiz, 2004
- "Konzeptstudie zur Verwertung von Grubengas am Beispiel von drei Bergwerken in Taiyuan, VR China", Taiyuan, China und NRW, 2004
- NRW-Energiesymposium, Peking und Taiyuan, China, 2006 sowie Taiyuan, China, 2007



2005: Unterzeichnung eines Memorandum of Understandings mit dem Titel "Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Grubengasabsaugung und verwertung zur Verbesserung der Grubensicherheit und des Klimaschutzes" durch den Vorsitzenden der Arbeitsgruppe Exportaktivitäten, Prof. Preuße (links), und dem Vorsitzenden der Kommission für Planung und Entwicklung der Provinz Shanxi, Ling Hu Zheng Ce (rechts).

Aktivitäten nordrhein-westfälischer Unternehmen im russischen Steinkohlenbergbau

Die Gasabsaugung im russischen Steinkohlenbergbau gewinnt immer mehr an Bedeutung vor allem hinsichtlich der Sicherheit und Produktivität. Die Ursachen für den in den letzten Jahren gestiegenen Gasanfall auf den Bergwerken hat mehrere Ursachen. Der Bergbau entwickelt sich zum einen in die Tiefe, wo die zu bauenden Flöze in der Regel höhere Gaskonzentrationen aufweisen. Die Leistungssteigerungen der Abbaubetriebe führen ebenfalls zu einer erhöhten Freisetzung von Grubengas, wobei die relativ geringen Streckenquerschnitte sich in den Jahren nicht signifikant verändert haben und die Wettermengen, die das Gas verdünnen könnten, begrenzt werden.

Die eingesetzte Technik für das Herstellen von Ausgasungsbohrungen ist in der Regel veraltet und genügt nicht mehr den Anforderungen, vor allem was die Zunahme der Strebtlängen und damit auch der erforderlichen Bohrlochtlängen angeht. Dadurch wird gerade bei der Vorausgasung aus dem Abbaufloz nicht die erforderliche Gasmenge abgesaugt.

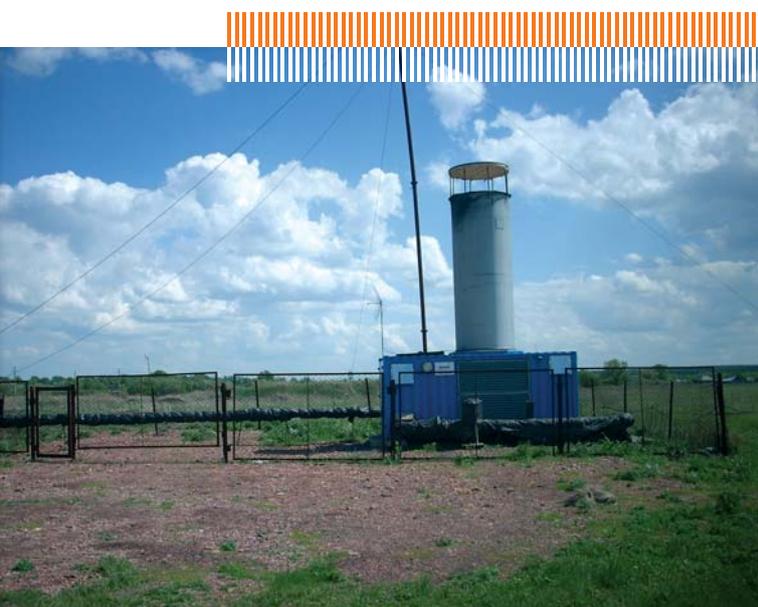
Ein weiteres Problem sind unzureichende lokal produzierte Bohrlochabdichtungen, mit denen in der Regel nur 10 - 12 % CH_4 -Konzentrationen in der Bohrlochabsaugleitung erzielt werden. Erst mit dem Einsatz von PU-Abdichtsystemen in Verbindung mit Vielflexleitungen der Fa. Zeißig aus NRW auf dem Bergwerk Sibirginskij im Kuzbass ist es Ende 2007 erstmals gelungen, konstante CH_4 -Konzentrationen von 46 % abzusaugen. Diese Technik findet jetzt weitere Verbreitung. Außerdem werden auf dem Bergwerk auch Wasserabscheider der Fa. Müller & Borggräfe aus NRW eingesetzt.

Aufgrund der klimatischen Bedingungen und häufig dezentraler Einsatzorte haben Drehkolbengebläse gegenüber Wasserringpumpen Vorteile. Die mobilen Grubengasabsauganlagen der Fa. Lennetal aus NRW laufen bereits auf den Bergwerken Arladinskaja, Uljanowskaja, Sibirginskij und zwei Anlagen auf dem Bergwerk Rospadskaja Koksavaja.

Erst der Einsatz effizienter untertägiger Ausgasungstechnik mit entsprechenden leistungsfähigen Grubengasabsauganlagen ermöglicht ausreichende CH_4 -Konzentrationen von > 30 % zur energetischen Nutzung. Erst wenn Konzentrationen zum Betrieb von z.B. BHKW's erreicht werden, können auf russischen Bergwerken auch Kyotoprojekte realisiert werden. Zur Zeit wird nur vereinzelt das Grubengas in den vorhandenen Kesselanlagen zur Wärmeerzeugung mit genutzt.

Die Project German Mining GmbH (PGM), die die vorgenannten Unternehmen in Russland exklusiv vertritt, unterhält in Novokusnetz ein Vertriebs- und Servicebüro, das ständig Kontakt zum Kunden hält und mit eigenen Serviceingenieuren die Anlagen vor Ort betreut. Darüber hinaus gibt es Aktivitäten weiterer nordrhein-westfälischer Unternehmen, die Klimaschutzprojekte initiieren. Erste Anlagen zur Stromerzeugung, zur Gasförderung und zur Gasverbrennung wurden im Rahmen solcher Projekte in 2007 und 2008 in Betrieb genommen. Diese Anlagen wurden von A-TEC Anlagentechnik GmbH geliefert und werden von den russischen Partnern betreut.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass der wachsende Erfolg der NRW-Unternehmen in Russland auf der guten Technik und auf der Präsenz am Markt beruht.



Geregelte, geschlossene Fackelanlage (5 MW thermisch) mit integriertem Grubengasverdichter auf dem Bergwerk Chertinskaya in Belovo in der Kuzbass-Region in Sibirien

Adressen

Staatliche Stellen

Bezirksregierung Arnsberg

Abteilung Bergbau und Energie in NRW
Goebenstraße 25
D-44135 Dortmund

Bergdirektor Ernst-Günter Weiß
(Besondere Technologien)
Telefon: +49 (0) 231 / 5410 - 3907
E-Mail: ernst-guenter.weiss@bezreg-arnsberg.nrw.de

Bergvermessungsdirektor Andreas Frische
(Erlaubnisse, Bewilligungen)
Telefon: +49 (0) 231 / 5410 - 3943
E-Mail: andreas.frische@bezreg-arnsberg.nrw.de

Oberbergrat Hayo Epenstein
(Wetter-/Klimatechnik)
Telefon: +49 (0) 231 / 5410 - 3982
E-Mail: hayo.epenstein@bezreg-arnsberg.nrw.de

RWTH Aachen

Lehrstuhl und Institut für Markscheidewesen, Bergschadenkunde und Geophysik im Bergbau
Prof. Dr.-Ing. Axel Preuß
Telefon: +49 (0) 241 / 809 - 5687
Telefax: +49 (0) 241 / 809 - 2150
E-Mail: preusse@ifm.rwth-aachen.de

Geologischer Dienst NRW

De-Greif-Strasse 195
47803 Krefeld
Telefon: +49 (0) 2151 / 897 - 0
Telefax: +49 (0) 2151 / 987 - 505

Wichtige ausgewählte Anschriften

Fraunhofer Institut

für Umwelt, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT

Osterfelder Str. 3
46047 Oberhausen
Dipl.-Ing. Clemens Backhaus
Telefon: +49 (0) 208 / 8598 - 1188
Telefax: +49 (0) 208 / 8598 - 1423
E-Mail: clemens.backhaus@umsicht.fraunhofer.de

DMT GmbH

Bau Consulting - Oberflächenausgasung
Dr.-Ing. Heribert Meiners
Am Technologiepark 1
45307 Essen
Telefon: +49 (0) 201 / 172 - 1478
Telefax: +49 (0) 201 / 172 - 1735
E-Mail: bc@dmtd.de

Gesamtverband Steinkohle (GVSt)

AdB Jürgen Ilse "(Energie und Umwelt)
Rüttenscheider Str. 1 - 3
45128 Essen
Telefon: +49 (0) 201 / 801 - 4335
Telefax: +49 (0) 201 / 801 - 4270
www.gvst.de
E-Mail: juergen.ilse@gvst.de

Interessenverband Grubengas (IVG) e. V.

Feldgarten 11
46414 Rhede
Telefon: +49 (0) 2872 / 807 961
Telefax: +49 (0) 2872 / 807 962
www.grubengas.de
E-Mail: info@grubengas.de

RAG Deutsche Steinkohle

Shamrockring 1
44623 Herne
Telefon: +49 (0) 2323 / 15 - 0
Telefax: +49 (0) 2323 / 15 - 2020
www.rag-deutsche-steinkohle.de

Literatur

Frenz, W., Preuße, A.:

Grubengas: Entstehung, Gefahren, Nutzung

© GDMB 2001

ISBN 3-9806913-8-1

G. Drozdowski (1980):

Tiefentektonik der Emscher- und Essener Hauptmulde im mittleren Ruhrkarbon. - In: DROZDZEWSKI, G., BORNE-MANN, O., KUNZ, E., WREDE, V. : Beiträge zur Tiefentektonik des Ruhrkarbons: 45 - 83, 23 Abb., 5 Taf.; Geologisches Landesamt Nordrhein-Westfalen Krefeld

G. Drozdowski, G; Jansen, F; Kunz, E; Pieper, B.; Rabitz, A; Stehn, O; Wrede, V:

Geologische Karte des Ruhrkarbons 1:100 000 dargestellt an der Karbonoberfläche

Geologischen Landesamt NRW, Krefeld 1981

Noack, K., Eicker, H., Hinderfeld, G., Pollak, R.:

Beherrschung der barometrischen Methanausgasung bergbau 9/81 S. 584 - 590 und 10/81 S. 645-649

Eicker, H., F.W. Heßbrügge:

Beherrschung von Gasaustritten über Tage und aus stillgelegten Gruben

Glückauf 120 (1984) Nr. 23 S. 1553-1558

Eicker, H.:

Verlauf und Beherrschung der Ausgasung abgeworfener Grubengebäude

Glückauf-Forschungshefte 48 (1987) Nr. 6 S. 324-328

Hinderfeld, G., Lücke, M.:

Die Methanausgasung während und nach der Stilllegung eines Bergwerks

bergbau 3/1989 S. 117-121

Stamer, R., Eicker, H.:

Gasaustritte aus verfüllten Schächten und Sicherheitsvorkehrungen über Tage

Glückauf-Forschungshefte 52 (1991) Nr. 4 S. 184-188

Joachim Huske:

Die Steinkohlenzechen im Ruhrrevier, Daten und Fakten von den Anfängen bis 1986

Bochum 1987

Preuße, A.:

Die Flözgasgewinnung - eine zusätzliche Nutzung von Steinkohlenlagerstätten

Erzmetall 48 (1995), Nr. 9 S. 647-659

Titelbild:

Grubengasanlage am Standort des ehemaligen Bergwerks Blumenthal 3/4

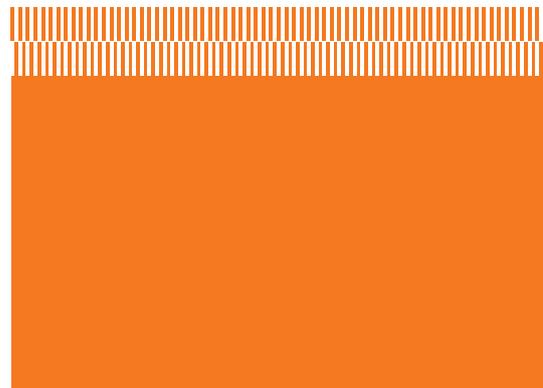
Quelle: Minegas GmbH

Impressum:

EnergieAgentur.NRW
c/o Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand
und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen
Haroldstraße 4
40213 Düsseldorf
Telefon: 01803 19 00 00*
E-Mail: info@energieagentur.nrw.de
www.energieagentur.nrw.de

© EnergieAgentur.NRW 01/2009

* (9 Ct/Min. aus dem deutschen Festnetz, abweichende Preise für Mobilfunknetze)



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung