

DMT GmbH & Co. KG

Industrial Engineering
Gasemission & Verwertung

Am Technologiepark 1
45307 Essen
Deutschland

Telefon +49 201 172-1079
Telefax +49 201 172-1735
dmt@dm-group.com
www.dmt-group.com

TÜV NORD GROUP

DIN EN ISO 9001 zertifiziert	DIN EN ISO 14001 zertifiziert
------------------------------------	-------------------------------------

**Kurzfassung der gutachterlichen Stellungnahme
Verwerten von Grubengas als Beitrag zur
Emissionsvermeidung und zur Gefahrenabwehr**

Bearb.-Nr.: 352 232 17 K

Auftraggeber: Interessenverband Grubengas e.V.

Auftragnehmer: DMT GmbH & Co. KG
Am Technologiepark 1
45307 Essen

Sachverständige: Dr. Heribert Meiners
Dipl.-Ing. Michael Opahle
Dipl.-Ing. Vitali Kerber

Wiss. Mitarbeiterinnen: Dipl.-Ing. Gudrun Ries
Dipl.-Geol. Sabine Hanstein



(Dr. Meiners)



(Kerber)

Essen, den 13.12.2018 DMT GmbH & Co. KG

Diese Kurzfassung beinhaltet 12 Seiten

1 Vorbemerkung

Die Verwertung von Grubengas, die nach EEG gefördert wird, ist durch zwei positive Aspekte gekennzeichnet. Zum einen wird durch die Verwertung die Emission großer Mengen an Methan vermieden, zum anderen werden potentielle Gefahren durch diffuse Gasaustritte an der Tagesoberfläche vermindert. Im Folgenden werden diese Aspekte näher beleuchtet.

Betrachtet wurden nur die deutschen Steinkohlenreviere an der Ruhr, im Saarland und in Ibbenbüren, da weitere Steinkohlenreviere vollständig geflutet und deshalb von ihren Grubengasemissionen her nicht relevant sind.

2 Vermeidung von Methanemissionen

Das Grubengas, das sich bei der Entstehung der Steinkohle vor etwa 300 Mio. Jahren gebildet hat, ist im eigentlichen Sinne keine regenerative Energiequelle, wurde aber trotzdem ins EEG aufgenommen, da die Verwertung des Grubengases einen sehr positiven, klimawirksamen Effekt hat. Das Methan als Hauptbestandteil des Grubengases hat ein 25-fach stärkeres Treibhausgaspotential (Global Warming Potential, GWP) als Kohlendioxid, wobei einige Literaturquellen von noch erheblich höheren Faktoren ausgehen. Ohne eine entsprechende Verwertung würde das Grubengas ungenutzt in die Atmosphäre abströmen und in erheblichem Maße zur Klimaerwärmung beitragen.

Dieses wäre auch nach Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus im Jahr 2018 der Fall, da noch große Mengen an Grubengas –vornehmlich Methan- in den Lagerstätten vorhanden sind. Für die deutschen Steinkohlenlagerstätten errechnet sich eine Gesamtsumme des Methanrestgasvolumens von etwa 234 Mrd. m³ (4,2 Mrd. t CO₂-Äquivalente). Ohne Grubengasverwertung würden große Anteile dieses Restgasvolumens Jahr für Jahr in die Atmosphäre abströmen, im Jahr 2019 wären das etwa 230 Mio. m³ Methan (rd. 4 Mio. t CO₂-Äquivalente).

Der größte Teil des Grubengases gelänge unverwertet über Entgasungseinrichtungen, die eine Ventilfunktion besitzen und behördlich vorgeschrieben sind, um Gasüberdrücke in den stillgelegten Bergwerken zu vermeiden, in die Atmosphäre.

Das Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 und die damit verbundene Intensivierung der Grubengasverwertung hatten einen starken Rückgang der Methanemission in die Atmosphäre zur Folge. So konnten von 2000 bis 2016 etwa 100 Mio. t CO₂-Äquivalente (rd. 5,9 Mio. t/Jahr) vermieden werden. Gelangten im Jahr 2002 noch rd. 300 Mio m³ Methan (5,4 Mio. t CO₂-Äquivalente) in die Atmosphäre, lag dieser Wert im Jahr 2016 nur noch bei rd. 7 Mio. m³ (0,125 Mio. t CO₂-Äquivalente).

Diese Erfolge konnten nur mit Hilfe des EEG erzielt werden. In allen Steinkohlenrevieren, besonders im Ruhrrevier, wurde der Verwertungsanteil des abgesaugten Grubengases deutlich gesteigert. Auch die Verwertung von Grubengas aus stillgelegten Bergwerken, die vor Inkrafttreten des EEG im Ruhrrevier praktisch nicht existierte, wurde nahezu flächendeckend ermöglicht.

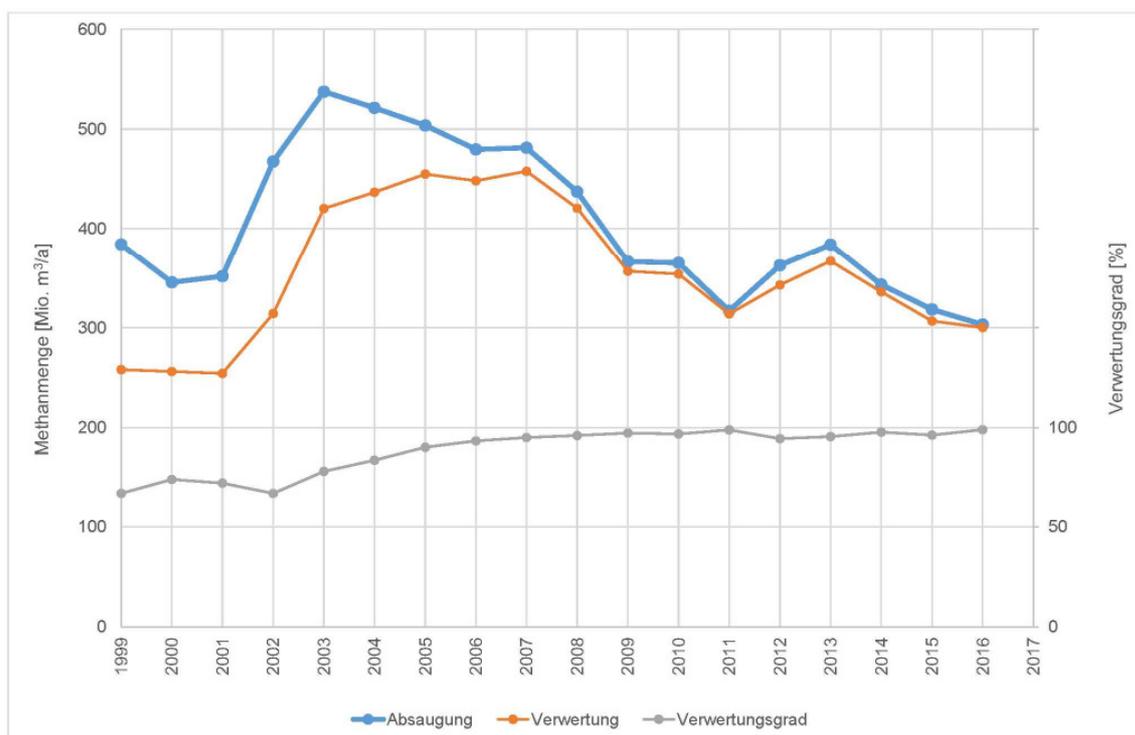


Abbildung 1: Absaugung und Verwertung von Grubengas in Deutschland

Abbildung 1 zeigt die abgesaugten und verwerteten Grubengasmengen zusammengefasst für die Bundesrepublik Deutschland. Erkennbar ist die Zunahme des Verwertungsgrades ab dem Jahr 2002 als Folge des Inkrafttretens des EEG.

Während der Verwertungsgrad in den ersten Jahren im Mittel bei 70 % lag, nahm er ab 2002 stetig zu. Ab dem Jahr 2005 überschritt der Verwertungsgrad ein Niveau von 90 %. Ab dem Jahr 2007 lag der Verwertungsgrad immer zwischen 95 und 99 %. Dieses stellt einen internationalen Spitzenwert bei der Verwertung von Grubengas aus Steinkohlenbergwerken dar.

Dieser hohe Verwertungsgrad konnte nur dadurch erreicht und aufrechterhalten werden, weil das gesamte Equipment laufend an die Bedingungen, die die Lagerstätte vorgab, angepasst wurde. Abbildung 2 verdeutlicht am Beispiel der Minegas GmbH, dass die ursprünglichen Auslegungsparameter mit Saugdrücken unter 300 hPa und CH₄-gehalten über 40 Vol.-% nur in den ersten Jahren vorlagen (grüner Bereich).

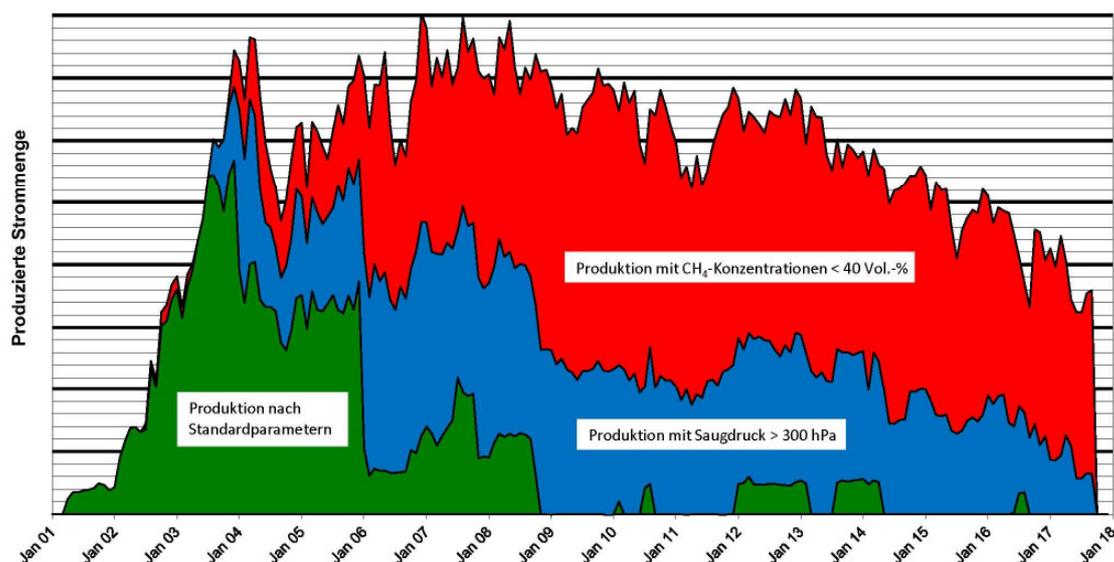


Abbildung 2: Entwicklung der Rahmenparameter für den Betrieb der Grubengasverwertungsanlagen der Minegas GmbH

Danach nahm die Anzahl der Standorte mit diesen Bedingungen rapide ab, während im gleichen Maße die Anzahl der Standorte mit Saugdrücken über 300 hPa (blauer Bereich) und CH₄-gehalten unter 40 Vol.-% (roter Bereich) zunahm. Bereits ab dem Jahre 2009 werden, von wenigen Ausnahmen abgesehen, alle Anlagen außerhalb der ursprünglichen Auslegungsparameter betrieben.

Um die Bedeutung des EEG auch für die Nachbergbauphase darzustellen, wurden Prognosen hinsichtlich der Ausgasung und Verwertung von Grubengas sowie der emittierten und vermiedenen CO₂-Äquivalente für die stillgelegten Steinkohlenlagerstätten erstellt. Dazu wurden die Lagerstättendaten intensiv ausgewertet und die Grubenwasseranstiegsszenarien der RAG Aktiengesellschaft berücksichtigt. Durch den Grubenwasseranstieg nimmt die Methanausgasung aus den Lagerstätten ab, da gasführende Kohlenflöze und Gesteinsschichten überstaut werden.

Die Prognosen für den Zeitraum von 2017 bis 2024 weisen durch die Grubengasverwertung eine Vermeidung von CO₂-Äquivalenten von rd. 30 Mio. t (ca. 3,8 Mio. t/Jahr) aus und für den Zeitraum von 2025 bis 2030 eine Vermeidung von rd. 16 Mio. t (ca. 2,7 Mio. t/Jahr), Mengen, die ansonsten den CO₂-Ausstoß der Bundesrepublik entsprechend erhöhen würden und z.B. in den Projektionsberichten berücksichtigt werden müssten.

Dabei wurde berücksichtigt, dass bei Verwertung von Grubengas, also der Verbrennung von Methan, Kohlendioxid entsteht. Dennoch ergibt sich eine positive Klimabilanz, da Methan 25-mal klimaschädlicher ist als Kohlendioxid.

Berücksichtigt wurde auch, dass aufgrund der Vorrangstellung der Einspeisung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen elektrischer Strom aus anderen Kraftwerken eingespart wird. Diese Einsparung hat zur Folge, dass auch die anteilige CO₂-Emission der anderen deutschen Kraftwerke vermieden wird. Für die Berechnung wurde der vom Umweltbundesamt veröffentlichte Bundesmix für CO₂-Emissionen angesetzt.

Aus diesen Faktoren errechnet sich die jährliche Netto-CO₂-Emission aus deutschen Steinkohlenrevieren bei Aufrechterhaltung der Grubengasverwertung. Wie positiv sich diese auswirkt, belegen die Zahlen der Jahre 2002 und 2016. Im Jahr 2002 betrug der Netto CO₂-Abstrom in die Atmosphäre 5,6 Mio. t und im Jahr 2016 nur noch 0,3 Mio. t (siehe Abbildung 3).

3 Gasfreisetzung an der Tagesoberfläche durch diffuse Grubengasaustritte und daraus resultierende Gefahrensituationen

Ein zweiter positiver Aspekt der Grubengasverwertung ist, dass das Grubengas infolge des durch die Absaugung erzeugten Unterdrucks innerhalb der Grubenbaue stillgelegter Bergwerke nicht bzw. in nur geringem Maße diffus zur Tagesoberfläche strömt und somit das durch Grubengas hervorgerufene Gefahrenpotential vermindert wird.

Ohne Grubengasverwertung strömen größere Grubengasmengen über Klüfte und Spalten des Steinkohlebergbaues sowie verfüllte Schächte zur Tagesoberfläche. Werden diese Gasströme unkontrolliert frei und dringen in Gebäude ein, dann können sie zu Gefährdungen führen.

So sind eine Reihe von Schadensfällen, die durch die explosionsfähige Komponente Methan ausgelöst wurden, bekannt.

Bei Neubauten können Maßnahmen zur Gefahrenabwehr vor Baubeginn geplant und realisiert werden. So sind auf Veranlassung der Städte Dortmund und Bochum Gefährdungskarten mit verschiedenen Gefährdungsstufen erstellt worden. Baugenehmigungen werden nur erteilt, wenn die für die verschiedenen Gefährdungsstufen erarbeiteten Maßnahmen umgesetzt werden.

Schwieriger und aufwändiger sind Gefahrenabwehrmaßnahmen bei Bestandsgebäuden, da die Bausubstanz und Bauweise älterer Gebäude eine gezielte Abdichtung von Gaseintrittsstellen oftmals nicht zulassen. Dann sind großflächige Maßnahmen in Form von Bohrlöchern im Umfeld, deren Vernetzung sowie der Betrieb von Gasabsauganlagen erforderlich. Solche Anlagen werden bereits mehrfach im Saarland und im Ruhrgebiet betrieben.

In der Vergangenheit kam es auch an verfüllten Schächten des Steinkohlenbergbaus zu Schadensfällen durch Grubengas. Diese hatten bisweilen umfangreiche Sicherungsmaßnahmen zur Folge. Dazu gehörten z.B. der Bau von Gasdrainagen, die Einrichtung von technischen Lüftungen in benachbarten Gebäuden und die Bekämpfung von Explosionsgefahren. Erst mit der flächendeckenden Inbetriebnahme von Gasverwertungsanlagen nahm die unkontrollierte Grubengasfreisetzung an den Schächten ab.

Eine Besaugung der stillgelegten Steinkohlenbergwerke mit nachgeschalteter Grubengasverwertung stellt eine vielfach angewendete und bewährte Sicherungsmaßnahme dar. Neben Flachbohrungen im Umfeld gasbelasteter Häuser sind Tiefbohrungen ins Grubengebäude bzw. die Besaugung des Grubengebäudes über Entgasungsleitungen und Bohrlöcher sehr erfolgreich, da sich die maschinell erzeugten Unterdrücke großräumig ausbilden und die Grubengasfreisetzung an der Tagesoberfläche weitgehend unterbunden wird.

Der Gasabsaugung und –verwertung aus dem stillgelegten Bergbau kommt insbesondere nach der Stilllegung der letzten Bergwerke des Steinkohlenbergbaus im Jahre 2018 eine größere Bedeutung zu, da so die diffuse Grubengasemission weitgehend vermieden und die Gefahrenabwehr an der Tagesoberfläche sinnvoll unterstützt werden kann.

4 Folgen einer vorzeitigen Beendigung der Grubengasabsaugung und -verwertung

Die überwiegende Anzahl der Grubengasverwertungsanlagen gingen im Zeitraum von 2000 bis 2004 in Betrieb. Durch den im EEG festgeschriebenen Bestandsschutz von 20 Jahren würde die zugesicherte Vergütung nach EEG für die Anlagen im Zeitraum von 2020 bis 2024 auslaufen. Wenn danach ein wirtschaftlicher Betrieb nicht mehr gegeben ist, würden diese Anlagen stillgelegt.

Der Weiterbetrieb der Grubengasverwertungsanlagen über das Jahr 2024 hinaus setzt einen wirtschaftlichen und durchführbaren Anlagenbetrieb voraus. Soweit dies nicht gegeben ist und der Verwertungsbetrieb vorzeitig beendet wird, hätte dies zur Folge, dass die Grubengasemissionen sprunghaft ansteigen und Gefährdungen der Tagesoberfläche durch diffuse Gasaustritte nicht auszuschließen sind.

Um diese Emissionen und Gefahren zu vermeiden, bekennen sich die Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Saarland in ihren jüngsten Koalitionsverträgen zur umweltspezifischen Verantwortung im Rahmen der bundesweiten Zielsetzung zur Minderung der Treibhausgasemissionen.

Sollte entgegen der in den Koalitionsverträgen genannten Aussagen eine wirtschaftliche Weiterführung der Grubengasverwertung nicht mehr möglich sein, müssten Grubengasverwertungsanlagen außer Betrieb genommen werden. Bei einer vorzeitigen Abschaltung der Grubengasabsauganlagen entfielen außerdem die Unterdruckerzeugung in den Grubenbauen der stillgelegten Bergwerke. Dieses würde dazu führen, dass sich der

erzeugte Unterdruck bis auf den Atmosphärendruck abbaut und somit die atmosphärische Ausgasung über die Schächte, die Erdoberfläche und die Entgasungseinrichtungen erheblich zunehmen würde.

Um die Zunahme der Ausgasung beziffern und beurteilen zu können, wird der Prognose der CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente) mit weitergeführter Grubengasverwertung ein Zustand gegenübergestellt, der den Abstrom des Grubengases ohne Grubengasverwertung im Zeitraum von 2000 bis 2030 darstellt.

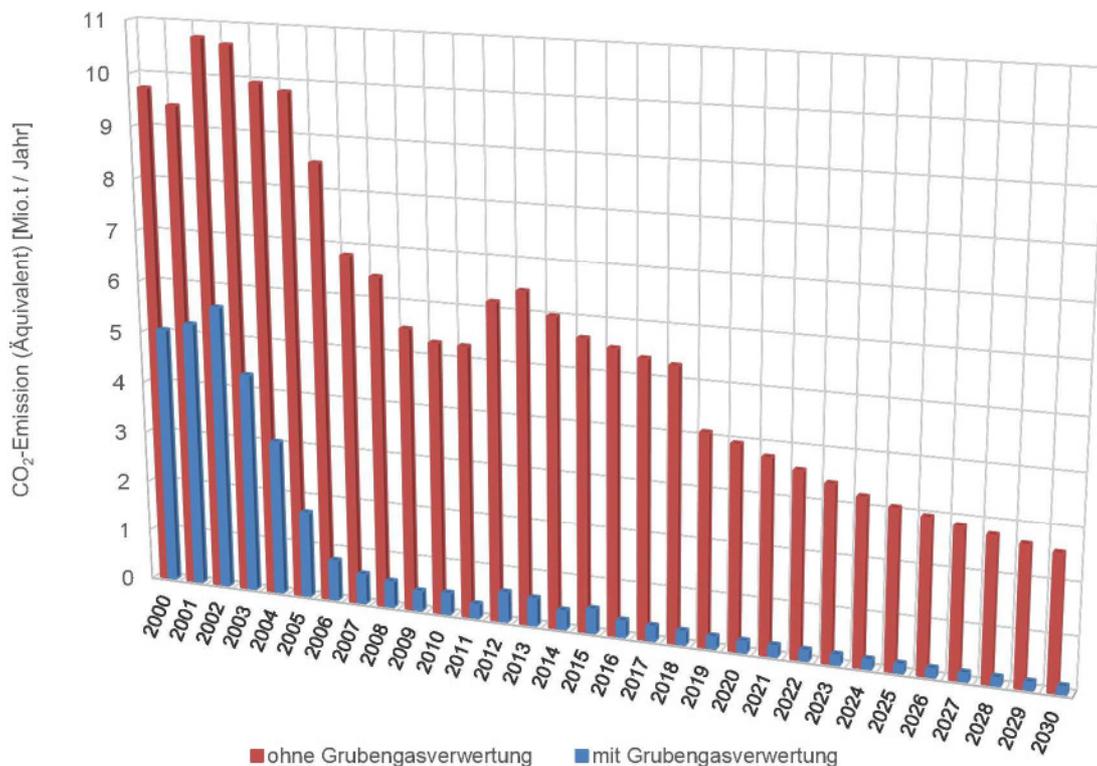


Abbildung 3: Gegenüberstellung der jährlichen CO₂-Emissionen deutscher Steinkohlenreviere bei Betrieb und Nichtbetrieb der Grubengasverwertung

Diese Darstellung verdeutlicht den Unterschied der gesamten CO₂-Emission aus deutschen Steinkohlenbergwerken bei Betrieb der Grubengasverwertung (blau) und der Simulation der Ausgasung ohne Grubengasverwertung (rot) (siehe Abbildung 3).

Die Differenz zwischen diesen beiden Werten der jährlichen CO₂-Emissionen führt schließlich zu den Werten der vermiedenen CO₂-Emissionen durch den Betrieb der Grubengasverwertung in der Bundesrepublik Deutschland (Abbildung 4).

Der größte Wert der vermiedenen CO₂-Emission ergab sich mit rd. 8,1 Mio. t im Jahre 2005.

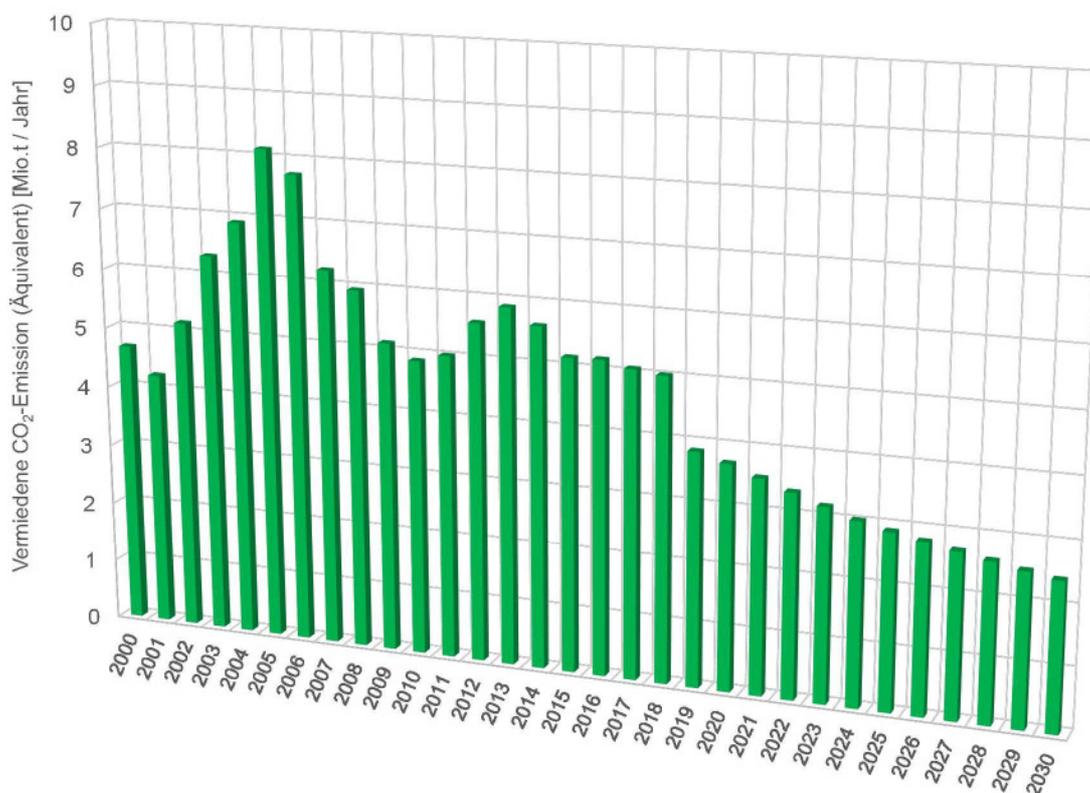


Abbildung 4: Vermiedene CO₂-Emission aus deutschen Steinkohlenrevieren aufgrund der Grubengasverwertung

Aufgrund des Inkrafttretens des EEG im Jahre 2000 wurde sowohl auf den stillgelegten als auch auf den aktiven Steinkohlenbergwerken der Bundesrepublik Deutschland Grubengas verwertet. Auch zukünftig sollte die Grubengasverwertung weiter betrieben werden. Dazu ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Grubengasverwertungsanlagen durch eine auskömmliche Förderung auch nach den Jahren 2020 bis 2024 erforderlich.

Anderenfalls würden spätestens bis zum Jahr 2025 die CO₂-Emissionen von heute rd. 0,17 Mio. t auf dann rd. 3,1 Mio. t erheblich ansteigen. CO₂-Emissionen in dieser

Größenordnung, wie in Abbildung 4 dargestellt, würden bis zum Jahr 2030 und weit darüber hinaus klimaschädlich einwirken.

Abbildung 5 zeigt einen Ausschnitt des Diagramms der Abbildung 3 mit dem Fokus auf die Jahre, in denen die EEG-Vergütung für die betreffenden Anlagen ausläuft (2020 bis 2024) und der Betrieb der Anlagen aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit eingestellt wird. Die gelbe Linie zeigt den simulierten Anstieg der CO₂-Emissionen bei Abschaltung der Grubengasverwertungsanlagen mit auslaufender EEG-Vergütung.

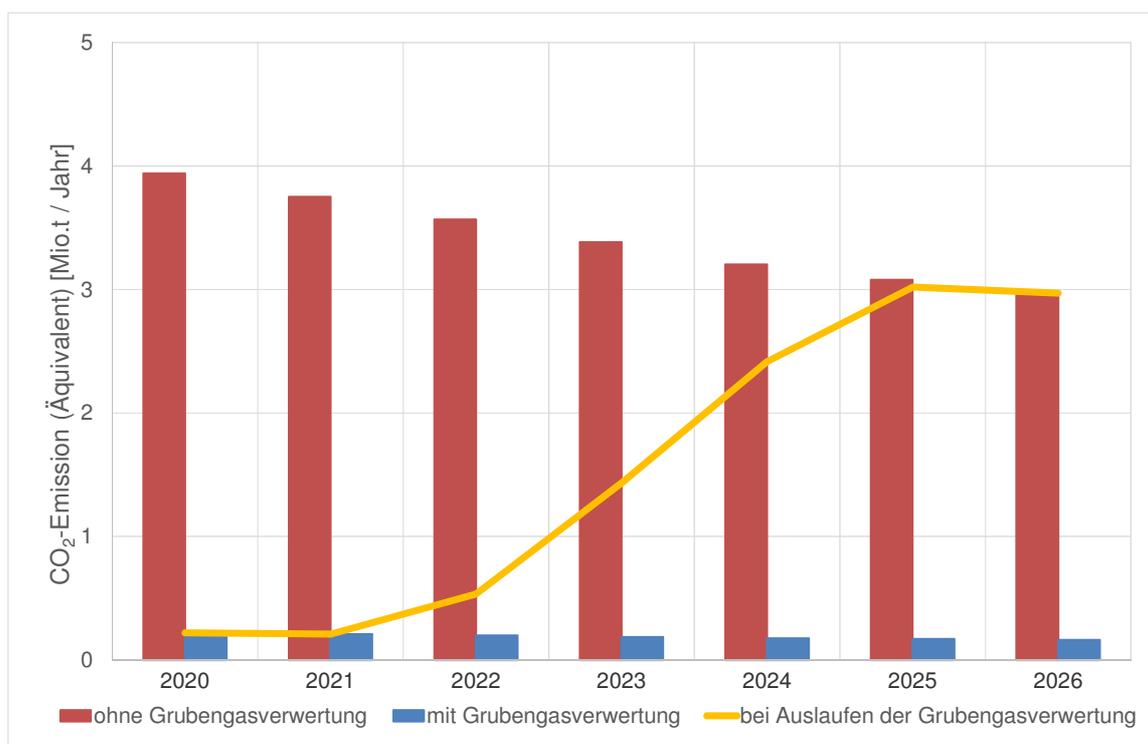


Abbildung 5: Gegenüberstellung der jährlichen CO₂-Emissionen deutscher Steinkohlereviere bei Betrieb, Nichtbetrieb und Auslaufen der Grubengasverwertung aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit

Im Hinblick auf die CO₂-Vermeidungskosten ergibt sich aufgrund des großen GWP-Faktors von 25 und der damit einhergehenden hohen CO₂-Emissionen (Äquivalent) ein immenser Kostenvorteil bei der Verwertung von Grubengas gegenüber den regenerativen Energieträgern Wind, Fotovoltaik und Wasser. Für die genannten regenerativen Energien schlagen die CO₂-Vermeidungskosten in 2017 mit dem 13-fachen für Wind und Wasser, für Solarenergie mit dem 39-fachen Betrag des Grubengases zu Buche (vgl. Tabelle 1).

Bei einer prognostizierten Stromproduktion von rd. 700 GWh mittels Grubengas im Jahr 2025 ergibt sich eine CO₂-Vermeidung von rd. 2,9 Mio. t. Soll die gleiche Menge durch eine Stromproduktion mittels der genannten regenerativen Energien eingespeist werden, errechnen sich Mehrkosten für die CO₂-Vermeidung, die sich nur aus der Stromverdrängung in anderen Kraftwerken ergeben, von ca. 510 Mio € für Wind und Wasser und 1.555 Mio € für Fotovoltaik.

Tabelle 1: Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten

	Grubengas	Wind an Land	Solar	Wasser	
Stromeinspeisung	1,0				MWh
Thermische Energie	2,78				MWh
Gas (Rein Methan)	278,6				m ³
Gas (Rein Methan)	199,9				kg
Methanvermeidung GWP 22,25 (25 – 2,75)	4.447,9	0			kg
Stromverdrängung (UBA 2016)	527				kg CO ₂ / MWh
CO ₂ -Bilanz	4.974,9	527			kg CO ₂ / MWh
EEG-Vergütungen 2017					
Durchschnittliche Stromerlöse 2017	68,43 ¹	91,7 ²	282,9 ²	94,8 ²	€/MWh
Spez. CO ₂ - Vermeidungskosten	13,76	174,00	536,81	179,88	€/t CO ₂
Rel. Faktor 2017	1	12,65	39,01	13,07	

Durch eine Außerbetriebnahme der Grubengasabsaugung und –verwertung aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit, wird sich der in den Grubenbauen der stillgelegten Bergwerke erzeugte Unterdruck vollständig abbauen. Damit kehrt die an verfüllten Schächten, an der Tagesoberfläche, an Störungszonen und an sonstigen Tagesöffnungen erzeugte Strömung um, und es wird verstärkt zu Ausgasungen in vielen Bereichen der Bergbaureviere kommen.

¹ Durchschnittliche derzeitige EEG-Vergütung der Grubengasanlagen Ruhr und Saar.

² Quelle: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf>.
Stand 16.10.2017 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie)

Die Folge davon wären diffuse Grubengasaustritte an der Tagesoberfläche, verbunden mit einer möglichen Zunahme von Unfällen und Schadensfällen, wie sie bereits in der Vergangenheit vorkamen. Diese Problematik könnte sich durch die Grubenwasseranstiege in den Bergbaurevieren noch verstärken, da diese Anstiege zunächst zu erhöhten Gasdrücken in den Lagerstätten führen.

Die Weiterführung der Grubengasverwertung ist somit sowohl hinsichtlich der Vermeidung der Emission von CO₂-Äquivalenten als auch der Gefahrenabwehr an der Tagesoberfläche von großer Bedeutung.