

Mine Gas – Climate Protection and Energy Industry Regulation

Mine gas from abandoned mines is a special topic of European and national climate policy. It continues to threaten to escape from coal deposits that have not yet been affected by flooding. The initial support for the utilisation of mine gas for electricity generation via the Renewable Energy Sources Act (EEG), which expires for most mine gas plants by the end of 2024, has always been an auxiliary construction, but one that has provided a reliable framework and clear incentives for collection, extraction and utilisation. From 2024 onwards, the continued operation of mine gas plants depends solely on the revenue prospects on the electricity market and on whether and how mine gas utilisation is integrated into CO₂ pricing mechanisms. There is also limited potential to stabilise the economic viability of the plants within the framework of the Heat Planning Act. Nevertheless, 3 Mt/a of CO₂ equivalents of methane emissions from closed mines in Germany are still fundamentally at risk if no follow-up subsidy acceptable under state aid law is

found. Such funding is necessary as a safety net so that investment decisions can be made in the plants. The CO₂ avoidance costs are significantly lower for mine gas utilisation than for other technologies. The EU methane regulation, which has not yet been adopted, could intervene more harshly from 2030. A particular challenge is that mine gas has to be extracted continuously to a large extent in order to be able to maintain the negative pressure in the reservoirs. It is therefore important that new economic or regulatory incentives are found for the safe, future avoidance of methane emissions. The preferred option for this, which is permitted by EU state aid law, is national operating aid for climate protection. Another option is guarantees of origin for electricity and heat from mine gas, which take into account the beneficial climate effect. However, this would require a permanent guarantee that these would also receive a value on the market that would keep mine gas utilisation economically viable in the long term.

Grubengas – Klimaschutz und energiewirtschaftliche Regulierung

Grubengas aus stillgelegten Bergwerken ist ein Sonderthema der europäischen und der nationalen Klimapolitik. Es droht auch weiterhin aus Steinkohlenlagerstätten, die bisher nicht durch Flutung betroffen sind, zu entweichen. Die für die meisten Grubengasanlagen bis Ende 2024 auslaufende Erstförderung der Verwertung von Grubengas zur Stromerzeugung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist immer eine Hilfskonstruktion gewesen, die aber einen verlässlichen Rahmen und klare Anreize zum Erfassen, Absaugen und Verwerten gesetzt hat. Ab 2024 hängt der Weiterbetrieb der Grubengasanlagen allein von den Erlösaussichten am Strommarkt und davon ab, ob und wie die Grubengasverwertung in CO₂-Bepreisungsmechanismen integriert wird. Begrenzte Potentiale, die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu stabilisieren, bestehen daneben im Rahmen des Wärmeplanungsgesetzes. Gleichwohl stehen weiterhin 3 Mio. t/a CO₂-Äquivalente der Methanemissionen aus stillgelegten Bergwerken in Deutschland damit grundsätzlich im Risiko, wenn keine beihilferechtlich akzeptable Anschlussförde-

rung gefunden wird. Eine solche Förderung ist als Sicherheitsnetz erforderlich, damit Investitionsentscheidungen in die Anlagen getroffen werden können. Die CO₂-Vermeidungskosten sind bei der Grubengasverwertung signifikant geringer als bei anderen Technologien. Die EU-Methanverordnung, die noch nicht verabschiedet ist, könnte ab 2030 härter eingreifen. Eine besondere Herausforderung ist, dass Grubengas weitgehend kontinuierlich abgesaugt werden muss, um den Unterdruck in den Lagerstätten aufrechterhalten zu können. Daher ist wichtig, dass für die sichere, zukünftige Vermeidung von Methanemissionen neue wirtschaftliche bzw. regulatorische Anreize gefunden werden. Die Vorzugsoption hierfür, die das EU-Beihilferecht zulässt, sind nationale Betriebsbeihilfen für den Klimaschutz. Eine andere Option stellen Herkunftsnachweise für Strom und Wärme aus Grubengas dar, die der vorteilhaften Klimawirkung Rechnung tragen. Allerdings müsste hierzu dauerhaft gewährleistet sein, dass diese am Markt auch einen Wert erhalten, der die Grubengasverwertung langfristig wirtschaftlich erhält.

Mine gas – what is it?

Mine gas is adsorptive and bound in the pore spaces of hard coal, i.e. geologically in hard coal seams. It is a gas mixture with methane (CH₄) as its main component. During coal extraction and the associated fracturing of the deposits, this gas is released and es-

Grubengas – was ist das?

Grubengas ist adsorptiv und in den Porenräumen der Steinkohle, geologisch also in Steinkohlenflözen, gebunden. Es handelt sich um eine Gasmischung mit Methan (CH₄) als Hauptbestandteil. Bei der Kohlegewinnung und dem damit verbundenen Aufbre-



Fig. 2. Fenne gas engine plant.
Bild 2. Gasmotorenanlage Fenne. Photo/Foto: Iqony, Markus Lutz



Fig. 3. Delbrück mine gas extraction plant.
Bild 3. Grubengasgewinnungsanlage Delbrück. Photo/Foto: Iqony



Fig. 4. Central control room Saarbrücken.
Bild 4. Zentrale Warte Saarbrücken. Photo/Foto: Iqony

Verwertung im Ruhrgebiet und im Saarland

Schon seit 2013 erfolgt die Gewinnung im Saarland nur noch aus stillgelegten Bergwerken. Es gibt insgesamt 13 Grubengasgewinnungsanlagen in unterschiedlichen Größenordnungen, die über ein ca. 100 km langes Leitungsnetz untereinander und mit den teilweise weit entfernten Verwertungsanlagen verbunden sind (Bilder 1, 2, 3, 4). In Summe installiert sind hocheffiziente Gasmotoren mit aktuell 41,7 MW elektrischer und Wärmeleistung, die in die regionalen Strom- und Fernwärmenetze einspeisen. In Völklingen-Fenne erfolgt z. B. eine Einspeisung von Wärme aus Gasmotoren in die Fernwärmeschiene Saar.

Die Gasqualität und die anfallende Grubengasmenge sind an den Gewinnungsanlagen unterschiedlich. Der Methananteil liegt bei den saarländischen Standorten zwischen 22 und mehr als 90%. Über das Leitungsnetz kann die Qualität vergleichmäßigt werden. Die Nutzung von Grubengas hat im Saarland eine lange Tradition, da es schon früh für die Wärme- und Dampferzeugung der Bergbaustandorte selbst eingesetzt wurde. Auch das Leitungssystem wurde bereits zu Zeiten des aktiven Bergbaus aufgebaut.

Im Ruhrgebiet gibt es insgesamt 32 Grubengasstandorte und an jedem Standort ein dezentrales System zur Besaugung und Verwertung des Grubengases mit insgesamt 105 MW installierter elektrischer Leistung (Bilder 5, 6). An sechs davon findet zudem eine Wärmeauskopplung statt. Die Erschließung der 32 Standorte hat erst nach der Verankerung im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000 begonnen. Die Gasqualität liegt zwischen 18 und 80% Methananteil.

Entsprechend der unterschiedlichen Standortvoraussetzungen

unterscheidet sich die Wirtschaftlichkeit der Grubengasnutzung. Standorte mit einer dezentralen Grubengasabsaugung und nachfolgender zentraler Verwertung wie im Saarland weisen höhere Stromerzeugungskosten auf als solche, die eine dezentrale Absaugung mit nachfolgender Verwertung direkt vor Ort betreiben, wie es im Ruhrgebiet der Fall ist. Für die Besaugung und für die Verdichtung zum Gastransport sind größere Strommengen erforderlich, die bei einer zentralen Verwertung bzw. einer dezentralen Absaugung aus dem Stromnetz bezogen werden müssen.

In the Ruhr area there are a total of 32 mine gas sites and at each site a decentralised system for the extraction and utilisation of the mine gas with a total of 105 MW of installed electrical power (Photos 5, 6). Heat extraction also takes place at six of them. The development of the 32 sites only began after the Renewable Energy Sources Act (EEG) in 2000 was passed. The gas quality ranges between 18 and 80% CH₄ content.

The economic efficiency of mine gas utilisation differs according to the different site conditions. Sites with decentralised mine gas extraction and subsequent centralised utilisation, as in Saarland, have higher electricity generation costs than those that operate decentralised extraction with subsequent utilisation directly on

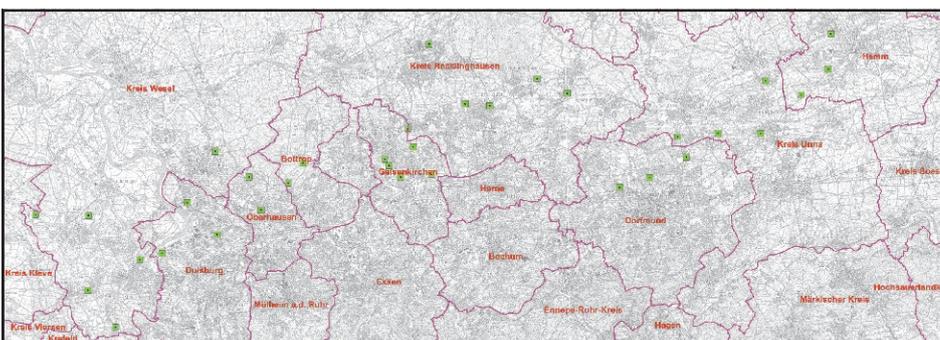


Fig. 5. Mine gas sites of the main shareholder Iqony Energies GmbH in the Ruhr area. // Bild 5. Grubengasstandorte des Hauptgesellschafters Iqony Energies GmbH im Ruhrgebiet. Source/Quelle: Iqony



Fig. 6. Westerholt mine gas plant.

Bild 6. Grubengasanlage Westerholt. Photo/Foto: Iqony, Jens Kirchner

site, as is the case in the Ruhr area. Larger quantities of electricity are required for extraction and for compression for gas transport, which must be drawn from the electricity grid in the case of centralised recovery or decentralised extraction.

In principle, gas engine plants are highly flexible in their use. Technically, however, a continuous extraction of the deposits and thus a continuous utilisation of the accruing mine gas quantities is indicated in order to ensure the gas quality and thus the best possible utilisation and the best possible contribution to climate protection. The range of flexibility is thus defined along the lines of gas quality and the targeted climate protection contribution and the technical possibilities of the engines. As a result, flexibility only exists for quite limited periods of time, which are usually less than a day.

If suction is suspended for a longer period, the lack of negative pressure in the mine workings would gradually lead to a release of the accumulated gas into the atmosphere. The geological conditions thus have an influence on the operation of the plants.

Greenhouse gas (GHG) reduction contributions of mine gas utilisation

CH₄ in the atmosphere contributes significantly to the greenhouse gas effect. If it is released into the atmosphere without being utilised, its greenhouse gas effect is 25 times greater than that of CO₂. As already mentioned, 1 t of CH₄ is as harmful to the climate as 25 t of CO₂. The CH₄ emissions avoided by mine gas utilisation thus contribute significantly to climate protection. The climate protection contribution of mine gas utilisation amounted to approximately 2.8 Mt of avoided CO₂ equivalents in 2022. In the period from 2000 to 2021, a total climate protection contribution of approximately 115 Mt CO₂ equivalents was achieved.

Due to the declining quantities of mine gas, the climate protection contribution of currently 2.8 Mt/a of avoided CO₂ equivalents would gradually decrease if utilisation were to continue – according to current forecasts. By way of comparison: the much-vaunted domestic German air traffic emits approx. 2 Mt CO₂/a. In addition, emissions are avoided in mine gas utilisation by saving fossil fuels for power generation, the so-called displacement power mix.

For the utilisation of sewage, landfill and mine gas, EEG-financed expenses totalling 102 M€ for 1,434 GWh of electricity generated were still reported for 2017. At the time, this was still an average of 7.1 ct/kWh in this sector, or around 15.6 € to avoid 1 t of CO₂.

Gasmotorenanlagen weisen zwar grundsätzlich eine hohe Einsatzflexibilität auf. Technisch ist jedoch eine kontinuierliche Besaugung der Lagerstätten und somit eine kontinuierliche Verwertung der anfallenden Grubengasmengen angezeigt, um die Gasqualität zu sichern und damit eine bestmögliche Verwertung und den bestmöglichen Klimaschutzbeitrag zu gewährleisten. Die Bandbreite der Flexibilität definiert sich also entlang von Gasqualität und angestrebtem Klimaschutzbeitrag und den technischen Möglichkeiten der Motoren. Daraus resultiert, dass Flexibilität nur für recht begrenzte Zeiträume besteht, die in der Regel kleiner als ein Tag sind.

Wird die Besaugung für einen längeren Zeitraum ausgesetzt, würde der fehlende Unterdruck in den Grubenräumen allmählich zum Abströmen des aufgestauten Gases in die Atmosphäre führen. Die geologischen Gegebenheiten haben also Einfluss auf die Betriebsweise der Anlagen.

Treibhausgas-(THG)-Minderungsbeiträge der Grubengasverwertung

CH₄ in der Atmosphäre trägt erheblich zum Treibhausgasereffekt bei. Strömt es ohne Verwertung in die Atmosphäre ab, entfaltet es dort gegenüber von CO₂ eine 25-fach stärkere Treibhausgaswirkung. Wie schon erwähnt, wirkt 1 t CH₄ so klimaschädlich wie 25 t CO₂. Die durch die Grubengasverwertung vermiedenen CH₄-Emissionen tragen somit erheblich zum Klimaschutz bei. Der Klimaschutzbeitrag der Grubengasverwertung betrug 2022 ca. 2,8 Mio. t vermiedene CO₂-Äquivalente. Im Zeitraum von 2000 bis 2021 wurde ein Klimaschutzbeitrag von insgesamt ca. 115 Mio. t CO₂-Äquivalenten erreicht.

Aufgrund der rückläufigen Grubengasmengen würde sich im Fall einer Fortsetzung der Verwertung – nach aktuellen Prognosen – der Klimaschutzbeitrag von aktuell 2,8 Mio.t/a vermiedenen CO₂-Äquivalenten nach und nach vermindern. Zum Vergleich: Der viel bemühte innerdeutsche Flugverkehr emittiert ca. 2 Mio. t CO₂/a. Hinzu kommt die Emissionsvermeidung bei der Grubengasverwertung durch Einsparung fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung, dem sogenannten Verdrängungsstrommix.

Für die Verwertung von Klär-, Deponie- und Grubengas wurden für das Jahr 2017 noch EEG-finanzierte Aufwendungen in Höhe von insgesamt 102 Mio. € für 1.434 GWh erzeugten Strom ausgewiesen. Das waren damals in diesem Sektor noch durchschnittlich 7,1 ct/kWh oder rd. 15,6 € zur Vermeidung von 1 t CO₂. Knapp 80 % davon bzw. 1.100 GWh entfielen auf die Grubengasverwertung. Das heißt, die Bedeutung ist hoch und an diesem niedrigen CO₂-Vermeidungskostenniveau waren bereits damals viele andere Maßnahmen erst einmal zu messen.

Aufgrund der seit Mitte 2021 gestiegenen Marktpreise für Strom werden die Haushalte durch die anfänglich notwendigen Subventionen (EEG-Umlage bis Mitte 2022, dann Klima- und Transformationsfond) aktuell nicht mehr durch die Verstromung von Grubengas belastet. Es bleibt der positive Beitrag – solange der Marktpreis es ermöglicht – zum Klimaschutz durch die Vermeidung von Methanemissionen, der heute beim Bürger keine zusätzlichen Kosten mehr verursacht.

Klimabilanzierung

Die um das 25-fache höhere Treibhausgaswirkung – sogenanntes Global Warming Potential von CH₄ gegenüber CO₂ ergibt sich auf

Almost 80% of this, or 1,100 GWh, was accounted for by mine gas utilisation. This means that the significance is high and even then many other measures had to be measured against this low CO₂ avoidance cost level.

Due to the increase in market prices for electricity since mid-2021, households are currently no longer burdened by the generation of electricity from mine gas as a result of the initially necessary subsidies (EEG levy until mid-2022, then climate and transformation fund). What remains is the positive contribution – as long as the market price allows it – to climate protection through the avoidance of methane emissions, which today no longer causes any additional costs for the citizen.

Climate accounting

The 25-fold higher greenhouse gas effect – the so-called global warming potential – of CH₄ compared to CO₂ is based on a calculated time horizon of 100 years, over which CO₂ remains in the atmosphere. If, on the other hand, 20 years were taken into account, and thus the period of time that CH₄ actually remains in the atmosphere, the climate impact would be 86 times higher than that of CO₂. The importance of CH₄ should therefore not be underestimated.

Methane emissions from mine gas are estimated accordingly and recorded in the Federal Environment Agency's (UBA) reporting for the German government. The UBA counts the release of mine gas from abandoned mines as so-called fugitive emissions and includes them among the energy-related emissions. In 1990, these fugitive emissions totalled 43 Mt of CO₂ equivalents. In 2021, fugitive emissions had fallen to 6.6 Mt due to the successful extraction and utilisation of mine gas (1), with the remaining quantities being attributable to fugitive emission areas other than mine gas.

In the projection reports that the Ökoinstitut prepares for the German government every two years, mine gas is included alongside emissions from coke production, among other sources. For 2030, it is assumed that mine gas-related emissions will have decreased to 0.1 Mt of CO₂ equivalents (2). This is explicitly justified, however, exclusively by the decline in coal mining. De facto, however, it is assumed that extraction and utilisation will continue.

Support for mine gas utilisation in Germany to date

From the beginning, political support for the use of mine gas has varied greatly from region to region. The question of how to evaluate the avoidance of CO₂ equivalents played a subordinate role due to the small size of the plants, which were not covered by emissions trading. Part of the debate, however, was always the reference that mine gas resulted from mining. Instead of discussing efficient ways to avoid emissions, it was mainly about an assessment of the origin and possibilities to assign responsibility. With the end of the German hard coal mining industry, this debate should actually have become easier. Since then, however, the discussion about the most appropriate measures for climate protection has not become any more rational.

Because of the climate protection contributions that can be achieved through mine gas utilisation, mine gas utilisation was included in the promotion of the EEG as early as 2000 – before the

der Basis eines kalkulatorisch betrachteten Zeithorizonts von 100 Jahren, über den CO₂ in der Atmosphäre verbleibt. Würde hingegen mit 20 Jahren bilanziert und damit mit dem Zeitraum, den CH₄ tatsächlich in der Atmosphäre verbleibt, wäre die Klimawirksamkeit sogar um das 86-fache höher als bei CO₂. Die Bedeutung von CH₄ sollte also nicht unterschätzt werden.

Die Methanemissionen aus Grubengas werden entsprechend abgeschätzt und in der Berichterstattung des Umweltbundesamts (UBA) für die Bundesregierung erfasst. Das UBA zählt die Freisetzung von Grubengas aus stillgelegten Bergwerken zu den sogenannten diffusen Emissionen und rechnet diese den energiebedingten Emissionen zu. Im Jahr 1990 betrug diese diffusen Emissionen in Summe noch 43 Mio. t CO₂-Äquivalente. Im Jahr 2021 waren die diffusen Emissionen aufgrund der erfolgreichen Besaugung und Verwertung von Grubengas auf 6,6 Mio. t gesunken (1), wobei die verbleibenden Mengen anderen diffusen Emissionsbereichen als dem Grubengas zuzurechnen sind.

In den Projektionsberichten, die das Ökoinstitut alle zwei Jahre für die Bundesregierung erstellt, wird Grubengas neben den Emissionen u. a. aus der Koksproduktion abgebildet. Für 2030 wird unterstellt, dass die grubengasbedingten Emissionen auf 0,1 Mio. t CO₂-Äquivalente zurückgegangen sind (2). Begründet wird dies explizit aber ausschließlich mit dem Rückgang des Steinkohlenbergbaus. De facto wird jedoch unterstellt, dass die Besaugung und Verwertung fortgesetzt werden.

Bisherige Förderung der Grubengasverwertung in Deutschland

Von Beginn an war die politische Unterstützung für eine Nutzung von Grubengas regional sehr unterschiedlich ausgeprägt. Die Frage, wie die Vermeidung von CO₂-Äquivalenten bewertet wird, spielte aufgrund der geringen Anlagengrößen, die im Emissionshandel nicht erfasst waren, eine untergeordnete Rolle. Teil der Debatte war aber stets der Hinweis, dass Grubengas aus dem Bergbau resultiere. Statt effiziente Wege der Emissionsvermeidung zu diskutieren, ging es vorwiegend um eine Bewertung des Ursprungs und um Möglichkeiten zu einer Verantwortungszuordnung. Mit dem Ende des deutschen Steinkohlenbergbaus müsste diese Debatte eigentlich einfacher geworden sein. Die Diskussion um die geeignetsten Maßnahmen für den Klimaschutz ist seitdem aber auch an dieser Stelle nicht rationaler geworden.

Aufgrund der durch die Grubengasverwertung erzielbaren Klimaschutzbeiträge wurde die Grubengasverwertung bereits 2000 – also vor der Etablierung des europaweiten Emissionshandels – in die Förderung des EEG aufgenommen. So wurde eine starke Reduzierung der Methanemissionen angereizt. Die Emissionen wurden erfasst und bewertet, aber vor allem wurde die Verwertung gewährleistet, indem für jede eingespeiste Kilowattstunde Strom, die auf Basis von Grubengas erzeugt wird, fortan eine Vergütung gezahlt wurde. Die Vermeidung der Methanemissionen erhielt auf diese Weise für eine begrenzte Zeit einen Wert.

Seit 2000 wurden Grubengasanlagen für 20 Betriebsjahre über das EEG gefördert. Fast alle Anlagen zur Grubengasverwertung in Nordrhein-Westfalen und im Saarland wurden in der Zeit von 2001 bis 2004 in Betrieb genommen. Der durchschnittliche Fördersatz für diese Anlagen beträgt 6,84 ct/kWh. Entsprechend lag und liegt das Förderende zwischen dem 31. Dezember 2021 und dem 31.

establishment of Europe-wide emissions trading. This stimulated a strong reduction in methane emissions. The emissions were recorded and evaluated, but above all the utilisation was guaranteed by paying compensation for every kilowatt hour of electricity fed into the grid that was generated on the basis of mine gas. In this way, the avoidance of methane emissions was given a value for a limited time.

Since 2000, mine gas plants have been subsidised for 20 years of operation via the EEG. Almost all mine gas plants in North Rhine-Westphalia and Saarland were commissioned between 2001 and 2004. The average subsidy rate for these plants is 6.84 ct/kWh. Accordingly, the end of subsidies was and is between 31st December 2021 and 31st December 2024. The EEG 2008 already drastically reduced subsidies for new plants in various size categories. New construction therefore came to a standstill. In fact, no new mine gas utilisation plants have been built since 2008, because the subsidies for larger new plants were not sufficient in relation to the operating costs and were also significantly below the revenues that could be achieved on the electricity market. The EEG did not and no longer provides an incentive for new construction. The anchoring of mine gas in the EEG is an episodic provisional measure.

In 2021, in view of the expiry of the subsidy, a temporary, decreasing follow-up subsidy was decided at federal level. To this end, a new § 102 was anchored in the EEG. According to the explanatory memorandum to the Act, the federal government was to work with the EU Commission by 30 June 2023 to develop a regulation outside the EEG that would ensure the energy recovery of mine gas for climate protection and hazard prevention as long as mine gas was still produced in usable quantities.

None of this came to pass. For reasons of state aid law, the EU Commission refused to grant the follow-up subsidy provided for by law, because at the time it could not be proven with certainty that the subsidy was necessary due to rising electricity prices. Section 102 of the Renewable Energy Sources Act was then deleted. An alternative adequate subsidy for new plants never saw the light of day. Not even recognition as “renewable” for a guarantee of origin was allowed at national level, which would have been made possible by the insertion of two words, let alone a mechanism close to the market that would have invalidated the EU Commission’s accusation. In principle, operating aid would be possible according to the European State Aid Guidelines.

The electricity prices, which have risen in the meantime since 2021, make it possible to utilise the mine gas on a market basis – as long as no CO₂ certificates have to be purchased for the CO₂ emissions of the mine gas plants. However, in the first half of 2023, the mine gas plants were also subjected to the complicated revenue skimming on the electricity market, which only did not have a strong impact on the plant revenues due to the somewhat lower electricity prices on the wholesale market again.

In the Register of Guarantees of Origin Act, which came into force in January 2023, the first preconditions were created to provide guarantees of origin for heat from mine gas and low-carbon hydrogen produced on the basis of mine gas. However, the federal government has not yet made use of the two corresponding ordinance authorisations.

In order for mine gas to be accepted by potential electricity and heat customers as a renewable energy equivalent to wind,

Dezember 2024. Bereits mit dem EEG 2008 wurde die Förderung für Neuanlagen in unterschiedlichen Größenklassen drastisch abgesenkt. Der Neubau kam daher zum Erliegen. Tatsächlich ist seit 2008 kein Neubau von Grubengasverwertungsanlagen mehr erfolgt, denn die Förderung von größeren Neuanlagen war nicht auskömmlich in Relation zu den Betriebskosten und lag zudem deutlich unter den Erlösen, die am Strommarkt erzielbar waren. Ein Neubauanreiz wurde und wird vom EEG nicht mehr gesetzt. Die Verankerung des Grubengases im EEG ist ein episodisches Provisorium.

Im Jahr 2021 wurde im Angesicht des Auslaufens der Förderung eine zeitlich befristete absinkende Anschlussförderung auf Bundesebene beschlossen. Hierzu wurde ein neuer § 102 im EEG verankert. Gemäß der Gesetzesbegründung sollte die Bundesregierung gemeinsam mit der EU-Kommission bis zum 30. Juni 2023 eine Regelung außerhalb des EEG erarbeiten, welche die energetische Verwertung von Grubengas für den Klimaschutz und zur Gefahrenabwehr sicherstellt, solange Grubengas noch in verwertbarer Menge anfällt.

Zu all dem kam es nicht. Die EU-Kommission verweigerte aus beihilferechtlichen Gründen die gesetzlich vorgesehene Anschlussförderung, weil zu diesem Zeitpunkt aufgrund steigender Strompreise nicht gesichert belegt werden konnte, dass die Förderung erforderlich war. Daraufhin wurde der § 102 EEG wieder gestrichen. Eine alternative auskömmliche Förderung von Neuanlagen erblickte nie das Licht der Welt. Nicht einmal eine Anerkennung als „erneuerbar“ für einen Herkunftsnachweis wurde auf nationaler Ebene erlaubt, was durch die Einfügung von zwei Worten ermöglicht worden wäre, geschweige denn ein marktnaher Mechanismus, der den Vorwurf der EU-Kommission entkräftet hätte. Grundsätzlich wären gemäß der europäischen Beihilfeleitlinien Betriebsbeihilfen möglich.

Die seit 2021 zwischenzeitlich gestiegenen Strompreise ermöglichen eine Verwertung des Grubengases auf Marktbasis – solange für die CO₂-Emissionen der Grubengasanlagen keine CO₂-Zertifikate erworben werden müssen. Allerdings wurden in der ersten Jahreshälfte 2023 auch die Grubengasanlagen der komplizierten Erlösabschöpfung am Strommarkt unterworfen, was sich nur aufgrund der im Großhandelsmarkt wieder etwas abgesunkenen Strompreise nicht stark auf die Anlagenerlöse auswirkte.

Im Herkunftsnachweisregistergesetz, das im Januar 2023 in Kraft getreten ist, wurden erste Voraussetzungen geschaffen, um Wärme aus Grubengas sowie kohlenstoffarmen Wasserstoff, der auf der Basis von Grubengas erzeugt wurde, mit Herkunftsnachweisen auszustatten. Von den beiden entsprechenden Verordnungsermächtigungen hat die Bundesregierung jedoch bisher keinen Gebrauch gemacht.

Damit Grubengas als erneuerbare Energie gleichwertig zu Wind, Sonne oder Biomasse von potentiellen Strom- und Wärmekunden akzeptiert wird, müssten die Herkunftsnachweise für Grubengas im Wärmesektor um den Stromsektor erweitert werden. Damit wäre es möglich, volatilen Strom aus Wind und Sonne gemeinsam mit der kontinuierlichen, grundlastfähigen Produktion aus Grubengas zu liefern.

Mit dem Entwurf des Wärmeplanungsgesetzes, der am 21. Juli 2023 in die Länder- und Verbändebeiträge gegeben wurde, wurde ein neuer Weg eingeschlagen. Um die Wirtschaftlichkeit der Grubengasverwertung im Zuge des Wärmeplanungsgesetzes nicht zu verschlechtern, soll immerhin Wärme, die aus Grubengas

solar or biomass, the guarantees of origin for mine gas in the heat sector would have to be extended to include the electricity sector. This would make it possible to supply volatile electricity from wind and solar together with continuous, base-load capable production from mine gas.

With the draft of the Heat Planning Act, which was submitted to the participation of the Länder and associations on 21st July 2023, a new path was taken. In order not to worsen the economic viability of mine gas utilisation in the course of the Heat Planning Act, heat produced from mine gas is at least to be put on an equal footing with renewable heat as a fulfilment option for the decarbonisation of heat grids.

Other European countries – somewhat later than Germany in the first attempt – had chosen a different approach. France has been subsidising new plants for 15 years since 2016, with the subsidy rate being reset annually based on indexation (general price increase). Remuneration for new installations at this level for 15 years would enable reinvestment in Germany. In the Czech Republic, too, a 15-year tariff for new installations has been envisaged in a system apparently modelled on the German EEG.

Alternatives for EEG support and the EU Methane Regulation

For the electricity feed-in subsidised by the EEG, there are alternatives to give value to the avoidance of methane emissions. At the level of the EU Methane Strategy and the subsequent legal text proposal of the EU Commission for a methane regulation, it became apparent that it is not easy to differentiate between emissions from abandoned mines and methane emissions from active, economically motivated activities: The Commission's proposal from May 2023 stipulates (3) that flaring from abandoned mines will be banned from 2030 and that monitoring should take place. The European Council's position (4) is that this monitoring only has to take place if the mines have been closed in the past 50 years, which puts the onus on the operators of the former mines or their legal successors. However, if the European Parliament has its way (5), the energy use of methane from closed mines is not affected by the regulation. An agreement in the trilogue between Parliament, Council and Commission is still pending (as of August 2023). However, it seems to remain the case that no way is shown how methane emissions from former mines can be avoided on an economic basis. On the positive side, the Methane Regulation does not stand in the way of finding a systemic incentive to avoid these emissions. The European Guidelines on State Aid for Climate, Environmental and Energy Protection (6) from 2022 also allow for the promotion of such measures.

A solution via the auctioning of CO₂ avoidance including mine gas utilisation is comparatively complex. Theoretically, it would make sense to have an allowance system that also promotes the avoidance of methane emissions in the non-ETS sector, regardless of the technology. However, the entire area of negative emissions is viewed with suspicion in the EU. As a result, negative emissions from the combustion and utilisation of mine gas are not covered by the European Climate Change Regulation (7). There is therefore neither an obligation nor an incentive to map these, e.g., in the German Fuel Emissions Trading Act (BEHG). However, the ETS price or the BEHG price would be a strong incentive to utilise mine gas.

erzeugt wird, als Erfüllungsoption für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen erneuerbarer Wärme gleichgestellt werden.

Andere europäische Länder hatten – etwas später als Deutschland im ersten Versuch – einen anderen Ansatz gewählt. Frankreich fördert Neuanlagen seit 2016 für 15 Jahre, wobei der Fördersatz anhand einer Indexierung (allgemeine Preissteigerung) jährlich neu festgelegt wird. Eine Vergütung für Neuanlagen auf diesem Niveau für 15 Jahre würde in Deutschland Reinvestitionen ermöglichen. Auch in Tschechien wurde in einem an das deutsche EEG offenbar angelehnten System eine 15-Jahresvergütung für Neuanlagen vorgesehen.

Alternativen für eine Förderung nach EEG und die EU-Methanverordnung

Für die vom EEG geförderte Stromspeisung gibt es Alternativen, der Vermeidung von Methanemissionen einen Wert zu geben. Auf der Ebene der EU-Methanstrategie und dem darauffolgenden Rechtstextvorschlag der EU-Kommission für eine Methanverordnung wurde ersichtlich, dass es nicht einfach ist, zwischen Emissionen aus stillgelegten Bergwerken und den Methanemissionen aus aktivem, wirtschaftlich motiviertem Handeln zu differenzieren: Der Vorschlag der Kommission aus dem Mai 2023 sieht vor (3), dass ab 2030 das Abfackeln bei stillgelegten Bergwerken verboten sein wird und ein Monitoring stattfinden soll. Der Europäische Rat vertritt die Position (4), dass dieses Monitoring nur dann stattfinden muss, wenn die Bergwerke in den zurückliegenden 50 Jahren geschlossen wurden, womit die Betreiber der ehemaligen Bergwerke bzw. deren Rechtsnachfolger in die Pflicht genommen werden. Wenn es nach dem Europäischen Parlament geht (5), ist eine energetische Nutzung des Methans aus stillgelegten Bergwerken aber nicht von der Regulierung betroffen. Eine Einigung im Trilog zwischen Parlament, Rat und Kommission steht (Stand August 2023) noch aus. Es scheint aber dabei zu bleiben, dass kein Weg aufgezeigt wird, wie die Vermeidung von Methanemissionen aus ehemaligen Bergwerken auf wirtschaftlicher Basis erfolgen kann. Positiv an diesem Zwischenstand festzuhalten ist immerhin, dass die Methanverordnung dem Anliegen, einen systemisch sinnvollen Anreiz zu finden, wie diese Emissionen vermieden werden können, nicht entgegensteht. Auch die Europäischen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (6) aus dem Jahr 2022 lassen die Förderung solcher Maßnahmen zu.

Eine Lösung über die Auktionierung von CO₂-Vermeidungen unter Einschluss der Grubengasverwertung ist vergleichsweise komplex. Theoretisch sinnvoll wäre ein Zertifikate-System, das auch im Nicht-Emissionshandelsbereich (Non-ETS) die Vermeidung u. a. von Methanemissionen unabhängig von der Technologie fördert. Der gesamte Bereich der negativen Emissionen wird in der EU jedoch argwöhnisch betrachtet. So kommt es, dass negative Emissionen durch die Verbrennung und Verwertung auch von Grubengas kein Gegenstand der europäischen Klimaschutzverordnung sind (7). Es gibt also weder eine Pflicht noch einen Anreiz, diese z. B. im deutschen Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) abzubilden. Der ETS-Preis oder der BEHG-Preis wären jedoch ein starker Anreiz zur Verwertung von Grubengas.

Empfohlen wurde auch die Auseinandersetzung mit einer fixen Marktprämie, was auf eine energiewirtschaftliche Sonderlösung bzw. ein Pilotmodell für die Anpassung von Fördermechanismen hinausgelaufen wäre.

It was also recommended to look into a fixed market premium, which would have amounted to a special energy industry solution or a pilot model for the adaptation of support mechanisms.

Because these alternatives have so far been too complex, Germany has always tended to favour the extension of EEG payments. This was the legally simplest option to ensure the avoidance of methane emissions, but it was particularly complex in terms of state aid law and therefore uncertain.

What happens now when the subsidy expires?

Without the continuation of the expiring subsidy, the utilisation of mine gas in gas engine plants is dependent on the marketing conditions on the electricity market. In part, it has been possible to transfer mine gas plants to regulations under the Combined Heat and Power Act (KWKG). In perspective, in the context of heat supply, it can also ensure the supply of green heat if the Heat Planning Act ultimately takes mine gas into account, as described above. What value will materialise here remains to be seen. Overall, the economic feasibility calculations are highly risky.

If no follow-up funding is found, this can gradually lead to the shutdown or decommissioning of plants, especially if the operating costs increase with the reduced gas viability.

There is no regulatory obligation to utilise mine gas to reduce emissions after the end of mining on the basis of the Federal Mining Act (BBergG). Mining law requires the prevention of hazards, i.e. ventilation of concentrated emissions, if necessary. Diffuse emissions over the surface without hazards are not taken into account under mining law. The implementation of the EU legal requirements until 2030 is therefore assigned to the federal states in the case of operations for which a final operating plan already exists.

The European ban on flaring in the Methane Regulation alone by no means leads directly to an alternative, systematically sensible use. In contrast, an incentive system that optimises and thus maximises climate protection contributions via mine gas utilisation, like a solution via CO₂ certificates, would provide the necessary security. The annual costs would only be between 15 and 30 M€, which can be considered manageable.

References / Quellenverzeichnis

- (1) Umweltbundesamt: Energiebedingte Emissionen von Klimagasen und Luftschadstoffen. Online: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#quotenergiebedingte-emissionen>. Abgerufen am 25.08.2023.
- (2) Öko-Institut: Projektionsbericht 2021, S. 107. Dieser Bericht wird erstellt gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie §10 (2) des Bundes-Klimaschutzgesetzes.
- (3) Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942.
- (4) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942 (Text with EEA relevance) 2021/0423(COD) DRAFT (first draft to exchange with the Council 11th July).
- (5) Entscheidung des EU-Parlaments vom 9.5.2023: Methane emissions reduction in the energy sector. Amendments adopted

Weil diese Alternativen bisher zu komplex waren, hat man sich in Deutschland bislang stets eher für die Verlängerung der EEG-Zahlungen stark gemacht. Das war die juristisch einfachste Variante, um die Vermeidung der Methanemissionen sicherzustellen, die aber beihilferechtlich besonders komplex und dadurch unsicher war.

Was passiert jetzt bei Auslaufen der Förderung?

Ohne Fortführung der auslaufenden Förderung ist die Grubengasverwertung in Gasmotorenanlagen von den Vermarktungsbedingungen am Strommarkt abhängig. In Teilen ist es gelungen, Grubengasanlagen in Regelungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) zu überführen. Perspektivisch, im Rahmen der Wärmeversorgung, kann sie auch die Versorgung mit grüner Wärme sicherstellen, wenn das Wärmeplanungsgesetz Grubengas, wie oben beschrieben, letztlich berücksichtigt. Welcher Wert sich hier materialisiert, bleibt abzuwarten. Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen sind insgesamt stark risikobehaftet.

Wird keine Anschlussförderung gefunden, kann dies nach und nach zur Abschaltung bzw. Stilllegung von Anlagen führen, insbesondere dann, wenn die Betriebskosten mit der reduzierten Gashöffigkeit steigen.

Eine ordnungsrechtliche Verpflichtung zur emissionsmindernden Verwertung des Grubengases besteht nach Bergbauende auf Basis des Bundesberggesetzes (BBergG) nicht. Das Bergrecht verpflichtet zur Abwehr von Gefahren, also ggf. Ventilation von konzentriertem Aufkommen. Diffuse Emissionen über die Tagesoberfläche ohne Gefährdungen werden bergrechtlich nicht berücksichtigt. Die Umsetzung der EU-rechtlichen Vorgaben bis 2030 werden also bei Betrieben, für die bereits ein Abschlussbetriebsplan vorliegt, den Bundesländern zugeordnet.

Das europäische Verbot des Abfackelns in der Methanverordnung allein führt keineswegs direkt zu einer alternativen, systematisch sinnvollen Nutzung. Ein Anreizsystem, das Klimaschutzbeiträge über die Grubengasverwertung optimiert und damit maximiert, wie eine Lösung über CO₂-Zertifikate, würde dagegen die notwendige Sicherheit bieten. Die jährlichen Kosten würden nur zwischen 15 und 30 Mio. € liegen, was als überschaubar anzusehen ist.

- by the European Parliament on 9th May 2023 on the proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942 (COM(2021)0805 – C9-0467/2021 – 2021/0423(COD)).
- (6) Mitteilung der Kommission über Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (2022/C 80/01).
- (7) Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013.

Authors / Autoren

Dipl.-Ing. Andreas Brandt, Dipl.-Ing. (FH) Markus Dietzen, Dr. rer. nat. Frank Frauenstein, Dipl.-Ing. Stefan Schneider, Iqony GmbH, Essen