

Dr. Cornelia Ziehm | [REDACTED]

Deutsche Umwelthilfe e.V.
Bundesgeschäftsstelle Berlin
Hackescher Markt 4
10178 Berlin

Methan-Leckagen an Anlagen der Erdgas-Wirtschaft in Deutschland: Rechtliche Bewertung und Schlussfolgerungen zur Vermeidung weiterer Methan-Freisetzungen

Zusammenfassung

An Anlagen der Erdgas-Wirtschaft in Deutschland existieren vielfältige Methan-Leckagen. Die daraus resultierenden Freisetzungen hoch klimawirksamer Methan-Emissionen werden den zuständigen Behörden unter dem gegenwärtigen Regelungssystem nicht oder allenfalls partiell gemeldet, möglicherweise sind sie den Anlagenbetreibern selbst nicht bekannt.

Es bedarf daher verbindlicher und anhand objektiver Kriterien festgelegter technischer und Überprüfungsanforderungen seitens des Gesetz- und Verordnungsgebers im Energiewirtschaftsgesetz und in der Gashochdruckleitungsverordnung. Das bisherige Regelungssystem, welches im Rahmen einer so genannten „technischen Selbstverwaltung“ maßgeblich auf das private Regelwerk eines privaten Vereins der Gaswirtschaft verweist, gewährleistet die Verhinderung der Freisetzung hoch klimawirksamer Methan-Emissionen nicht und führt überdies zu unvollständigen Meldungen im Nationalen Inventarbericht unter der Klimarahmenkonvention.

Bis zur Etablierung eines effektiven Regelungssystems durch Gesetz- und Verordnungsgeber können und müssen die zuständigen Behörden auf Länderebene bereits jetzt aufsichtlich durch nachträgliche Überprüfungsanforderungen gegenüber sämtlichen Anlagenbetreibern tätig werden. Vor dem Hintergrund aktueller Untersuchungsergebnisse und aus Gründen des Klimaschutzes ist ihr Ermessen zum Einschreiten insofern mindestens deutlich, wenn nicht auf Null reduziert.

I. Sachverhalt

1. Klimawirksamkeit von Methan

a) Methan ist ein extrem klimaschädliches Treibhausgas. Es ist um ein Vielfaches klimawirksamer als Kohlendioxid, über einen Zeitraum von 100 Jahren um den Faktor 34, über einen Zeitraum von 20 Jahren sogar um den Faktor 83.¹ Methan-Emissionen sind negative Booster für das weitere Voranschreiten des Klimawandels. Selbst gering(re)en Freisetzungen von Methan kommt deshalb maßgebliche Bedeutung zu.

Das Umweltprogramm der Vereinten Nationen beschreibt in seinem aktuellen Bericht zu den globalen Methan-Emissionen „*Global Methane Assessment - Benefits and costs of mitigating methane emissions*“² den Effekt der Methan-Emissionen auf die durchschnittliche Erderwärmung. Allein die (erfassten) Methan-Emissionen der Erdgas-Wirtschaft trugen danach bislang 0,1 °C zur Erderwärmung bei.

Die Tatsache, dass die Erderwärmung heute bereits bei knapp 1,1 °C liegt, also nur noch 0,4 °C verbleiben bis zum Erreichen der Temperaturschwelle von 1,5 °C, belegt die Dimension der Bedeutung der Methan-Emissionen aus der Erdgas-Wirtschaft eindrücklich.

Der Senkung der Methan-Emissionen in diesem Bereich kommt mithin eine essentielle Rolle dabei zu, die schlimmsten Effekte des Klimawandels abzuwehren, so ausdrücklich auch das Umweltprogramm der Vereinten Nationen in dem genannten Methan-Bericht.

b) Methan gehört zu den Treibhausgasen, über deren Emissionen in den jeweiligen Nationalen Inventarberichten unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen von den Vertragsstaaten Bericht erstattet werden muss.

¹ Siehe nur *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*, Sechster Sachstandsbericht, Teil 1, Climate Change 2021. The Physical Science Basis, 9. August 2021.

² *United Nations Environment Programme (UNEP)*, Global Methane Assessment - Benefits and costs of mitigating methane emissions, 6. Mai 2021, online unter <https://www.unep.org/resources/report/global-methane-assessment-benefits-and-costs-mitigating-methane-emissions>.

Zu Methan-Emissionen kann es in der Erdgas-Wirtschaft entlang der gesamten Produktionskette kommen.

Emissionen aus seitens der Betreiber nicht gemeldeten oder nicht entdeckten Methanlecks sind zwangsläufig im nationalen Inventar nicht erfasst, was - selbstredend - nichts an deren extremer Klimawirksamkeit ändert.

2. Untersuchungen von DUH und CATF

Die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) hat zusammen mit der Clean Air Task Force (CATF) stichprobenartig in fünf Bundesländern Anlagen der Erdgas-Wirtschaft auf Methan-Leckagen hin untersucht. Die Untersuchungen erfolgten mit Hilfe einer Optical Gas Imaging-Kamera (FLIR GF320), mit der Methan-Emissionen sichtbar gemacht werden können.

An den untersuchten Anlagen wurden an unterschiedlichen Anlagenteilen Freisetzung von Methan-Emissionen in die Atmosphäre festgestellt und durch Aufnahmen dokumentiert.

Die DUH hat den Länderbehörden die Bildaufnahmen im Juni/Juli 2021 übersandt und sie zur Stellungnahme sowie zur Einleitung der erforderlichen Maßnahmen aufgefordert, um die weitere ungehinderte Freisetzung von Methan-Emissionen aus den untersuchten Anlagen in die Atmosphäre zu unterbinden und künftig auszuschließen.

Sämtliche der von DUH und CATF festgestellten Methan-Austritte sind nach Übersendung der dokumentierten Untersuchungsbefunde an die Länderbehörden von diesen nach Rücksprache mit den Betreibern oder nach Vor-Ort-Terminen bestätigt worden.

Vor der Übermittlung der Untersuchungsbefunde durch die DUH sind die fraglichen Methan-Emissionen den Behörden angeblich nicht bekannt gewesen. Ob die seitens der DUH und CATF festgestellten Methan-Austritte den einzelnen Anlagenbetreibern zuvor ebenfalls nicht bekannt waren oder möglicherweise jedenfalls billigend in Kauf genommen

worden waren, ist offen.

Die Behördenanschriften der DUH samt Bilddokumentationen sowie die jeweils erfolgten wesentlichen Reaktionen aus den Bundesländern sind diesem Gutachten als

Anlagenkonvolut 1

beigefügt.

3. Untersuchungsergebnisse und Behördenreaktionen

Die Situation in den einzelnen Bundesländern samt des teils durchaus unterschiedlichen Aufklärungswillens und Umgangs der Behörden mit den Untersuchungsergebnissen von DUH und CATF stellt sich wie folgt dar:

a) Bayern

aa) In Bayern erfolgten die Untersuchungen an den von den Unternehmen Open Grid Europe bzw. Megal betriebenen Verdichterstationen in Rothenstadt bzw. Waidhaus. Dort wurden im April 2021 durch DUH und CATF Methan-Emissionen jeweils aus der Hauptnotlüftung festgestellt. Die Methan-Austritte sind im Einzelnen dokumentiert und dem *bayerischen Landesamt für Umwelt*, durch die DUH am 14. Juli 2021 mitgeteilt worden (siehe das entsprechende Anschreiben der DUH an das Landesamt).

bb) Antworten gegenüber der DUH sind durch das *Landratsamt Neustadt an der Waldnaab* in Absprache mit dem Landesamt für Umweltschutz sowie durch die *Stadt Weiden* erfolgt:

- (1) Im Hinblick auf die Megal-Verdichterstation teilt das Landratsamt der DUH am 20. Oktober 2021 mit, dass an einem Ausbläserzug eine Gasemission festgestellt worden sei, die auf eine innere

Undichtigkeit von Handarmaturen sowie von zwei automatisch angesteuerten Sicherheitsarmaturen zurückzuführen sei. Die Handarmaturen seien umgehend instandgesetzt und zusätzlich mit dichtschießenden Steckscheiben versehen worden, um zukünftig Leckagen an dieser Stelle zu vermeiden. Die inneren Undichtigkeiten der automatisch angesteuerten Sicherheitsarmaturen könnten nur bei einem Stillstand der gesamten Verdichterstation instandgesetzt werden. Der Betreiber plane bei fristgerechter Ersatzteillieferung und Zustimmung der Transportkunden die Sicherheitsarmaturen noch im Oktober 2021 instand zu setzen. Anschließend werde eine erneute Überprüfung der Ausbläser auf Gasemissionen mit der eigenen Infrarotkamera durchgeführt.

Eine entsprechende behördliche Verpflichtung des Betreibers etwa zu häufigeren Überprüfungen ist offenbar nicht erfolgt.

- (2) Im Hinblick auf die Ausbläser der Open Grid-Verdichterstation seien der Mitteilung des Landratsamtes vom 20. Oktober 2021 zufolge zunächst keine sichtbaren Gasemissionen festgestellt worden. Anderes ergibt sich sodann allerdings aus dem Schreiben der Stadt Weiden an die DUH vom 29. Oktober 2021. Danach habe der Betreiber nämlich am 28. Oktober 2021 nun die von DUH und CATF festgestellten Lecks bestätigt. An der Verdichterstation sei an einem Ausbläserzug eine Gasemission festgestellt worden, die auf eine innere Undichtheit an einer von 18 vorhanden automatisch angesteuerten Sicherheitsarmaturengruppen zurückzuführen sei. Diese Erdgasemission über die automatisch angesteuerten Sicherheitsarmaturen zum Ausbläser sei umgehend abgestellt worden. Der Betreiber habe den Vorgang zum Anlass genommen, die Dichtheitsüberprüfung an den Stationsausbläsern zu intensivieren.

Eine entsprechende behördliche Verpflichtung des Betreibers

etwa zu häufigeren Überprüfungen ist offenbar auch hier nicht erfolgt

Die Problematik und das Monitoring von Gasleckagen würden der Stadt Weiden zufolge zukünftig verstärkt aber auch im Rahmen der behördlichen Umweltinspektionen behandelt werden.

cc) Rechts- und Genehmigungsgrundlagen, aus denen sich zwingende Anforderungen an den Betrieb der Verdichterstationen insbesondere bzw. gerade auch *in technischer Hinsicht mit Blick auf Methan-Emissionen* ergeben, werden weder vom Landratsamt noch von der Stadt Weiden benannt.

Beide haben die Untersuchungsergebnisse von DUH und CATF offenbar auch nicht zum Anlass genommen, *sämtliche* Anlagen der Erdgas-Wirtschaft in ihrem Verantwortungsbereich einer Überprüfung zu unterziehen.

b) Brandenburg

aa) In Brandenburg erfolgten die Untersuchungen an der Verdichterstation von Gascade in Mallnow. Dort wurden im Februar, April und Juni 2021 Methan-Emissionen aus der Hauptnotentlüftung sowie unter anderem aus der Kompressorentlüftung auf dem Dach festgestellt.

Die Methan-Austritte sind im Einzelnen dokumentiert und dem *brandenburgischen Landesamt für Umwelt* durch die DUH am 9. Juni 2021 mitgeteilt worden (siehe das entsprechende Anschreiben der DUH an das Landesamt).

bb) Das Landesamt teilt der DUH am 15. Juni 2021 mit, dass es mit dem Betreiber Gascade hinsichtlich der Methan-Emissionen in Kontakt stehe. Im Folgenden äußert sich Gascade in der Wochenzeitung „*Die Zeit*“ dahingehend, dass das Leck tatsächlich vorhanden sei, aber keine Störung darstelle, „da die austretende Menge weit unter dem EU-Grenzwert“ liege. Eine Konkretisierung dieser Aussage erfolgt nicht -

weder mit Blick auf einen EU-Grenzwert noch mit Blick auf die tatsächlich ausgetretene Menge.

Das Landesamt für Umwelt teilt seinerseits auf Nachfrage der DUH am 18. Juni 2021 mit, dass es keine expliziten Meldepflichten für Betreiber von Gas-Verdichterstationen gebe.

Der der DUH zur Verfügung gestellte einschlägige Genehmigungsbescheid aus 1996 für die Gascade-Verdichterstation in Mallnow sieht indes in seinen Nebenbestimmungen in Ziffer 1.7 vor:

„Die zuständige Überwachungsbehörde (...) ist über alle Störungen während (...) des bestimmungsgemäßen Betriebs sowie bei anderen Ereignissen, (...) die (...) zu Schäden an der Umwelt führen können, unverzüglich (...), spätestens innerhalb einer Woche nach dem Ereignis zu unterrichten.“

Auf die Nachfrage der DUH, ob das Landesumweltamt durch den Betreiber vor der Berichterstattung in den Medien über die Methan-Austritte informiert worden war, erfolgte keine Antwort.

Auch konkrete Maßnahmen, um die an der Anlage in Mallnow von DUH und CATF festgestellten Freisetzungen von Methan-Emissionen künftig auszuschließen, werden durch das Landesamt für Umwelt nicht benannt, damit fehlt es offenbar auch an entsprechenden Verpflichtungen des Betreibers etwa zu häufigeren Überprüfungen.

Rechts- und Genehmigungsgrundlagen, aus denen sich zwingende Anforderungen an den Betrieb insbesondere bzw. gerade auch *in technischer Hinsicht mit Blick auf Methan-Emissionen* ergeben, werden ebenfalls nicht benannt.

Das Landesamt hat die Untersuchungsergebnisse von DUH und CATF offenbar auch nicht zum Anlass genommen, *sämtliche* Anlagen der Erdgas-Wirtschaft in seinem Verantwortungsbereich einer Überprüfung zu unterziehen.

c) Niedersachsen

aa) In Niedersachsen sind die Untersuchungen von DUH und CATF stichprobenartig vom 23. - 26. Februar 2021 unter anderem erfolgt bei

- der Verdichterstation Folmhusen
- der Verdichterstation Bunte
- der Verdichterstation Visbek K45
- der Verdichterstation Siedenburg Ost
- der Verdichterstation Voigtei
- der Erdgas- und Erdölproduktionsanlage Voigtei
- dem Untergrundspeicher Reden 1
- der Verdichterstation Walsrode.

An sämtlichen der genannten Anlagen wurden dabei Freisetzungen von Methan-Emissionen aus verschiedenen Anlagenteilen festgestellt. Die konkreten Anlagenteile sowie der Austritt von Methan sind im Einzelnen dokumentiert und dem *niedersächsischen Minister für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz* am 16. Juli 2021 mitgeteilt worden (siehe das entsprechende Anschreiben der DUH an den nds. Klimaschutzminister).

bb) Das niedersächsische Klimaschutzministerium sieht trotz der Klimawirksamkeit von Methan keinerlei Zuständigkeit in seinem Geschäftsbereich begründet und verweist die Sache vollständig an das *niedersächsische Wirtschaftsministerium*.

Dieses wiederum führt in seinem Schreiben vom 22. September 2021 gegenüber der DUH aus, dass es sich nach Rücksprache mit dem *Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG)* bei den von der DUH „konkret angesprochenen Emissionen weder um Leckagen noch um diffuse Emissionen“ handle. In allen genannten Fällen seien die Emissionen nämlich, so das Wirtschaftsministerium, „Teil des genehmigten Arbeitsprozesses“.

Was genau mit Blick auf die fragliche Methan-Problematik der „genehmigte Arbeitsprozess“ sein soll, wird nicht benannt.

Weiter heißt es seitens des Wirtschaftsministeriums, dass „bei diesen Prozessen Methan nicht im Speziellen erfasst“ werde, so dass auch keine Grenzwerte existierten. Außerdem müssten z.B. Fackeln grundsätzlich einen hohen Prozentsatz der zugeführten Stoffe verbrennen, woraus sich dann (doch?) ein Grenzwert ergebe. Eine Konkretisierung dieser Aussagen erfolgt nicht.

cc) Die Reaktion des niedersächsischen Wirtschaftsministeriums zeigt - unabhängig von der weiteren rechtlichen Einordnung (dazu unter Ziffer II.) - zunächst zweierlei: Der Umfang der Freisetzung von hochklimawirksamen Methan-Emissionen aus Anlagen der Erdgas-Wirtschaft ist, selbst wenn sie in einem „genehmigten Arbeitsprozess“ erfolgen sollte, den zuständigen Behörden offenbar nicht bekannt - wobei eine solche Unkenntnis trotz Klimawirksamkeit und der internationalen Berichterstattungspflichten über das deutsche Treibhausgasemissionsinventar anscheinend vom Wirtschaftsministerium nicht als lückenhaft angesehen wird.

Zum anderen: Die seitens der DUH aufgezeigten Freisetzungen von Methan-Emissionen beziehen sich zum großen Teil gar nicht auf Fackeln, sondern auf andere Anlagenteile. Und sofern sie sich auf Fackeln beziehen, belegt die Sichtbarmachung von Methan durch die Optical Gas Imaging-Camera gerade eine lediglich unvollständige Verbrennung.

Es kann sich daher der Eindruck aufdrängen, dass der tatsächliche Sachverhalt und dessen Relevanz für den Klimaschutz möglicherweise gar nicht zur Kenntnis genommen worden ist oder werden sollte.

Konkrete Maßnahmen - und sei es auch „nur“ mit Blick auf eine weitere Aufklärung - sowie entsprechende Verpflichtungen des Betreibers, um die an den niedersächsischen Anlagen von DUH und CATF festgestellten Freisetzungen von Methan-Emissionen künftig auszuschließen, werden in keiner Weise benannt, ebenso wenig wie Rechts- und Genehmigungsgrundlagen, aus denen sich zwingende Anforderungen an den Betrieb insbesondere bzw. gerade auch *in technischer Hinsicht mit Blick auf Methan-Emissionen* ergeben.

Weder niedersächsisches Wirtschaftsministerium noch LBEG haben die Untersuchungsergebnisse von DUH und CATF offenbar zudem zum Anlass genommen, *sämtliche* Anlagen der Erdgas-Wirtschaft in ihrem Verantwortungsbereich einer Überprüfung zu unterziehen.

d) Sachsen

aa) In Sachsen erfolgten die Untersuchungen an der Verdichterstation des Unternehmens Gascade in Olbernhau. Dort wurden im Mai 2021 durch DUH und CATF Methan-Emissionen aus zwei Abluftkammern sowie aus einem Schornstein der Verdichterstation festgestellt.

Die Methan-Austritte sind im Einzelnen dokumentiert und dem *Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Sachsen* durch die DUH am 14. Juli 2021 mitgeteilt worden (siehe das entsprechende Anschreiben der DUH an das Landesamt).

bb) Die Antwort aus Sachsen ist sodann am 6. September 2021 durch die *Landesdirektion Sachsen* erfolgt, diese beschränkt sich dabei im Wesentlichen auf die Wiedergabe von Angaben des Anlagenbetreibers Gascade gegenüber der Landesdirektion. Eigene Feststellungen vor Ort oder Anordnungen o.ä. für den künftigen Betrieb sind weder erfolgt noch offenbar von der Landesdirektion in Erwägung gezogen worden.

cc) Konkret teilt die Landesdirektion Sachsen mit, dass die Verdichterstation nach Angaben der Betreiberin im Mai 2021 „im Normalbetrieb ohne erkennbare meldepflichtige Vorkommnisse oder Störungen“ gelaufen sei. Die seitens DUH und CATF festgestellten Leckagen seien für den Betreiber zu diesem Zeitpunkt nicht erkennbar gewesen. Eine seitens Gascade im Juli 2021 im Rahmen der Eigenüberwachung durchgeführte Prüfung habe dann aber doch „Unregelmäßigkeiten“ mit Methan-Leckagen an der Molchschleuse (Erdgasfernleitung) und am Ausblssystem ergeben. Ursächlich für die Methanemissionen seien ein defekter Kugelhahn und zwei undichte Ventile gewesen. Der Betreiber würde die Ursachen bis Anfang viertes

Quartal 2021 beheben.

Das Ausblssystem sei Teil der Verdichterstation und damit Teil der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung. Eine Grenzwertfestsetzung sei in der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung u.a. für organische Stoffe angegeben als Gesamtkohlenstoff erfolgt. Bezeichnenderweise fehlt es an einer weiteren Aussage zu diesem Grenzwert sowie zu dessen Einhaltung oder Überschreitung.³ Stattdessen heißt es allein, die Störung des bestimmungsgemäßen Betriebes sei kein meldepflichtiges Ereignis gewesen, da die Verdichterstation nicht der Störfall-Verordnung (12.BImSchV) unterliege. Um durch die Störfall-Verordnung adressierte Explosionsrisiken geht es vorliegend aber gar nicht.

In Anbetracht der Tatsache, dass der Betreiber freiwillig die Mängelbeseitigung angekündigt habe, bestehe, so die Landesdirektion schließlich, momentan kein weiterer Handlungsbedarf. Von Verpflichtungen des Betreibers etwa zu häufigeren Kontrollen wurde mithin abgesehen.

Rechts- und Genehmigungsgrundlagen, aus denen sich zwingende Anforderungen an den Betrieb der Verdichterstation insbesondere bzw. gerade auch *in technischer Hinsicht mit Blick auf Methan-Emissionen* ergeben, werden nicht benannt.

Die Landesdirektion hat die Untersuchungsergebnisse von DUH und CATF offenbar auch nicht zum Anlass genommen, *sämtliche* Anlagen der Erdgas-Wirtschaft in ihrem Verantwortungsbereich einer Überprüfung zu unterziehen.

e) Thüringen

aa) In Thüringen erfolgten die Untersuchungen an der Verdichterstation des Unternehmens Gascade in Rückersdorf im April 2021. Dort wurden durch die DUH und CATF Methan-Emissionen aus einem Schornstein auf

³ Grenzwerte für Methan-Emissionen werden regelmäßig als „Gesamtkohlenstoff“ angegeben (siehe dazu unter Ziffer II.1.).

dem Dach der Verdichterstation festgestellt.

Der Austritt von Methan ist im Einzelnen dokumentiert und dem *Landesamt für Umwelt, Bergbau, und Naturschutz Thüringen* durch die DUH am 14. Juli 2021 mitgeteilt worden (siehe das entsprechende Anschreiben der DUH an das Landesamt).

bb) Mit Schreiben vom 2. August 2021 teilt das Landesamt mit, dass tatsächlich undichte Magnetventile gefunden worden seien, durch die Methan entwich, die am Ausbläser am Hallendach sichtbar gewesen seien. Die Feststellungen von DUH und CATF seien daher zutreffend.

Der Betreiber habe sich verpflichtet, den Austausch der ursächlichen, defekten Bauteile zum nächstmöglichen Zeitpunkt durchzuführen, so dass, so das Landesamt, „davon auszugehen“ sei, dass nach Austausch der Magnetventile keine Methan-Emissionen mehr ungehindert in die Atmosphäre entweichen könnten.

Das Landratsamt Greiz werde die zeitnahe Umsetzung des Austauschs der Ventile begleiten sowie deren regelmäßige Wartung und die Methankontrollmessungen in das regelmäßige Überwachungsprogramm der Anlage mit aufnehmen. Um künftig derartigen Vorfällen vorzubeugen habe die Betreiberin mitgeteilt, dass die Ventile im Wartungsplan nun in engerem Zyklus überprüft würden.

cc) Eine entsprechende Verpflichtung etwa in Gestalt einer nachträglichen Auflage ist offenbar weder durch das Landesamt noch durch das Landratsamt erfolgt, es handelt sich allein um eine „Selbstverpflichtung“ des Betreibers.

Rechts- und Genehmigungsgrundlagen, aus denen sich zwingende Anforderungen an den Betrieb der Verdichterstation insbesondere bzw. gerade auch *in technischer Hinsicht mit Blick auf Methan-Emissionen* ergeben, werden nicht benannt.

Weder Landratsamt noch Landesamt haben die Untersuchungsergebnisse von DUH und CATF offenbar zudem zum

Anlass genommen, *sämtliche* Anlagen der Erdgas-Wirtschaft in ihrem Verantwortungsbereich einer Überprüfung zu unterziehen.

II. Rechtliche Bewertung

1. Methan-Grenzwerte

In den Länderantworten werden teils unspezifisch Methan-Grenzwerte erwähnt (siehe oben Ziffer I.). Tatsächlich existieren Methan-Grenzwerte im deutschen Recht, allerdings in Bezug auf Anlagen, die gasförmige Brennstoffe zur Produktion einsetzen. So sieht die Großfeuerungsanlagenverordnung (13. Bundesimmissionsschutzverordnung - BImSchV)⁴ beispielsweise für Methan-Emissionen aus Verbrennungsmotoranlagen Grenzwerte vor, angegeben als Gesamtkohlenstoff (vgl. § 34 der 13. BImSchV). Die 44. BImSchV⁵ „für mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen“ enthält in ihrem § 16 Emissionsgrenzwerte für Gesamtkohlenstoff, die Technische Anleitung zu Reinhaltung der Luft (TA Luft)⁶ macht Vorgaben unter anderem für Methanfreisetzungen beim Betrieb von Biogasanlagen, auch mit Blick auf die dortigen Gärrestlager.

Um derartige Sachverhalte geht es vorliegend jedoch nicht. Denn Grenzwerte können naturgemäß nur für Emissionen festgesetzt werden, die beim ordnungsgemäßen Betrieb erwartet werden und deshalb durch Festschreibungen im Genehmigungsbescheid begrenzt werden sollen, nicht hingegen für unerwartete Emissionen aus Leckagen. Wenn zum

⁴ Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen - 13. BImSchV) in der Fassung vom 6. Juli 2021 (BGBl. I S. 2514).

⁵ Vierundvierzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen - 44. BImSchV) vom 13. Juni 2019 (BGBl. I S. 804), geändert durch Verordnung vom 6. Juli 2021 (BGBl. I S. 2514).

⁶ Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft).

Beispiel eine Leitung „dicht“ sein und bleiben muss, darf sie nichts emittieren, was durch einen Grenzwert zu regeln wäre.

Vor diesem Hintergrund erstaunt es, dass keine der Behördenantworten konkrete technische Anforderungen bzw. einschlägige Regelwerke für konkrete technische Anforderungen für die von DUH und CATF untersuchten Anlagen der Erdgas-Wirtschaft benennt.

2. Technische Anforderungen

a) Energiewirtschaftsgesetz

aa) Maßgeblich mit Blick auf technische Anforderungen ist zunächst das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Gemäß § 49 Abs. 1 EnWG sind Energieanlagen

„so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.“

Energieanlagen sind ausweislich § 3 Nr. 15 EnWG

„Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen, dies schließt die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperreinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein“.

Die Einhaltung der von § 49 Abs. 1 EnWG in Bezug genommenen „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ wiederum wird

„vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Gas und Wasserstoff die technischen Regeln des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. eingehalten worden sind.“ (§ 49 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG).

Mit anderen Worten, das Energiewirtschaftsgesetz selbst gibt keine technischen Anforderungen vor, sondern verweist insofern auf private technische Regelung, nämlich die Regeln des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW). Die technischen Regeln für Anlagen der Erdgas-Wirtschaft werden demnach im Rahmen einer so genannten „technischen Selbstverwaltung“ von der Branche selbst erarbeitet. Zu deren Gunsten existiert eine gesetzliche Vermutung.

bb) § 49 Abs. 4 EnWG enthält sodann zwar eine Verordnungsermächtigung für das Bundeswirtschaftsministerium zur eigenen Festlegung technischer Anforderungen.

Mit der Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtgV)⁷ hat das Bundeswirtschaftsministerium von dieser Ermächtigung auch Gebrauch gemacht, allerdings nicht etwa durch Festlegung staatlicher technischer Anforderungen, sondern durch eine erneute Verweisung auf das private (und nur gegen Bezahlung erhältliche) Regelwerk des DVGW, wobei die Verordnung sogar noch über die Vermutungsregel des Gesetzgebers in § 49 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG, wonach „gesetzlich vermutet“ wird, dass die allgemein anerkannten Regeln der Technik bei Einhaltung des Regelwerks des DVGW angewendet werden, hinausgeht. Im Einzelnen:

b) Gashochdruckleitungsverordnung

aa) Die Gashochdruckleitungsverordnung gilt für die Errichtung und den Betrieb von Gashochdruckleitungen, die als Energieanlagen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes der Versorgung mit Gas dienen und die für einen maximal zulässigen Betriebsdruck von mehr als 16 bar ausgelegt sind (§ 1 Abs. 1 GasHDrLtgV).

⁷ Verordnung über Gashochdruckleitungen vom 18. Mai 2011 (BGBl. I S. 928), zuletzt geändert durch Gesetz vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706). Mit der Verordnung von 2011 wurde die vorhergehende Gashochdruckleitungsverordnung vom 17. Dezember 1974 (BGBl. I S. 3591) neu gefasst.

Zu den Gashochdruckleitungen gehören alle dem Leitungsbetrieb dienenden Einrichtungen, insbesondere Verdichter-, Entspannungs-, Regel- und Messanlagen, sowie Leitungen oder Leitungssysteme zur Optimierung des Gasbezuges und der Gasdarbietung (§ 1 Abs. 2 GasHDrLtgV).

bb) Gemäß § 2 Abs. 1 GasHDrLtgV müssen Gashochdruckleitungen

– *„den Anforderungen der §§ 3 und 4 entsprechen und nach dem Stand der Technik so errichtet und betrieben werden, dass die Sicherheit der Umgebung nicht beeinträchtigt wird und schädliche Einwirkungen auf den Menschen und die Umwelt vermieden werden“.*

– Das heißt, die Gashochdruckleitungsverordnung stellt nicht „nur“ auf die Sicherheit ab, sondern verlangt zugleich die Vermeidung schädlicher Einwirkungen auf Mensch und Umwelt.

Das war übrigens bereits nach der alten Gashochdruckleitungsverordnung von 1974 der Fall. Diese erwähnte die Anforderung der Vermeidung schädlicher Einwirkungen auf Mensch und Umwelt zwar nicht explizit. Mit der 2011 erfolgten Neufassung in § 2 Abs. 1 der Verordnung wird aber ausdrücklich keine neue Betreiberpflicht begründet, sondern, so die Verordnungsbegründung, deklaratorisch *„klargestellt, dass Gashochdruckleitungen so errichtet und betrieben werden müssen, dass sie eine Beeinträchtigung der Sicherheit der Umgebung und schädliche Einwirkungen auf den Menschen und die Umwelt vermeiden“*.⁸

cc) Die Anforderungen nach der Gashochdruckleitungsverordnung sind gegenüber § 49 Abs. 1 EnWG (eigentlich) erhöht, indem sie nicht lediglich die Einhaltung der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“, sondern die Einhaltung des „Standes des Technik“ einfordern.

⁸ Siehe ausdrücklich BR-Drs. 123/11, S. 23.

Zwischen den allgemein *anerkannten Regeln der Technik*, die § 49 EnWG als Maßstab benennt, und dem *Stand der Technik*, den die Gashochdruckleitungsverordnung (angeblich) zugrunde legt, besteht nach dem Bundesverfassungsgericht ein Stufen-Verhältnis.⁹

Auf der untersten Stufe sind die anerkannten Regeln der Technik anzusiedeln, die allgemein anerkannt sein müssen und wegen dieses breiten fachlichen Konsenses erst relativ spät Neuerungen und technische Fortschritte aufgreifen. Demgegenüber ist der Stand der Technik dynamisch, der auf eine solche Anerkennung verzichtet und deshalb technischen Neuerungen schneller zur Durchsetzung verhilft.¹⁰

§ 3 Abs. 6 Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) enthält eine Legaldefinition des Standes der Technik. Danach ist Stand der Technik

„der Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen, der die praktische Eignung einer Maßnahme zur Begrenzung von Emissionen in Luft, Wasser und Boden, zur Gewährleistung der Anlagensicherheit, zur Gewährleistung einer umweltverträglichen Abfallentsorgung oder sonst zur Vermeidung oder Verminderung von Auswirkungen auf die Umwelt zur Erreichung eines allgemein hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt gesichert erscheinen lässt“.

dd) Tatsächlich sind die Anforderungen der Gashochdruckleitungsverordnung allerdings gegenüber § 49 EnWG gar nicht erhöht. Das ergibt sich aus den Vermutungen der Gashochdruckleitungsverordnung:

Gemäß § 2 Abs. 2 S. 1 GasHDrLtgV wird nämlich unter anderem

„vermutet, dass Errichtung und Betrieb dem Stand der Technik

⁹ BVerfG, Beschl. v. 8. August 1978 - 2 BvL 8/77, BVerfGE 49, 89 ff. (Kalkar).

¹⁰ Der strengste, dritte Maßstab ist der Stand von Wissenschaft und Technik. Dieser umfasst die neuesten technischen und wissenschaftlichen Erkenntnisse und wird nicht durch das gegenwärtig Realisierte und Machbare begrenzt. Der Stand von Wissenschaft und Technik ist für das vorliegende Gutachten zunächst nicht relevant, siehe auch insofern den Kalkar-Beschluss des BVerfG (Fn. 9).

entsprechen, wenn das Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. eingehalten wird.“

Die Gashochdruckleitungsverordnung verweist also auf exakt dasselbe private Regelwerk wie der Gesetzgeber des Energiewirtschaftsgesetzes. Letzterer qualifiziert das Regelwerk des DVGW als „allgemein anerkannte Regeln der Technik“, das Bundeswirtschaftsministerium als Verordnungsgeber hingegen ohne weiteres als „Stand der Technik“.

Das ist umso bemerkenswerter, als der DVGW selbst sein Regelwerk lediglich ausdrücklich nur als „allgemein anerkannte Regeln der Technik“ einstuft, vgl. insoweit die entsprechenden DVGW-Selbstbeschreibungen, beigefügt als

Anlage 2a und Anlage 2b.

ee) Warum ist das wichtig? Errichtung und Betrieb der von DUH und CATF untersuchten Anlagen dürften auf Grundlage des Bundesimmissionsschutzgesetzes oder des Bergrechts erfolgt sein. § 5 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG verlangt als Betreiberpflicht, dass

„Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen getroffen wird, insbesondere durch die dem Stand der Technik entsprechenden Maßnahmen“.

Gemäß § 22b Nr. 1 der Allgemeinen Bundesbergverordnung (ABBergV) hat der Unternehmer

„bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas, Erdöl und Erdwärme einschließlich des Aufbrechens von Gestein unter hydraulischem Druck und den sonstigen damit in betrieblichem Zusammenhang stehenden Tätigkeiten insbesondere den Stand der Technik einzuhalten...“

Die Bundesregierung stellt in Zusammenhang mit der Allgemeinen Bundesbergverordnung fest, dass der Stand der Technik (und nicht etwa die allgemein anerkannten Regeln der Technik) die Vermeidung der Freisetzung von Emissionen wie Methan impliziere.¹¹

ff) Hinzukommt: Für DIN-Normen ist höchstrichterlich judiziert, dass sie private technische Regelungen allein mit Empfehlungscharakter sind. Sie können deshalb die allgemein anerkannten Regeln der Technik nicht verbindlich bestimmen. Sie können diese zwar wiedergeben, aber auch dahinter zurückbleiben.¹²

Für das private Regelwerk des DVGW gilt das entsprechend und mit Blick auf den Maßstab des Standes der Technik erst recht.

Das wiederum bestätigt auch das OVG Lüneburg, welches die Trassenführung der Norddeutschen Erdgasleitung (NEL), die nach dem Regelwerk des DVGW installiert und betrieben werden sollte, als nicht inhärent sicher bewertet und damit rechtsfehlerhaft angesehen hat.¹³ Auch wenn es in diesem Fall um die Abstände der Gasleitung zur Wohnbebauung ging, ist maßgeblich, dass das Gericht die seiner Auffassung nach unzureichenden Abstände als einen Verstoß gegen den Stand der Technik angesehen hat. Aus der Entscheidung lässt sich daher jedenfalls ableiten, dass das DVGW-Regelwerk nicht mit dem Stand der Technik gleichzusetzen ist.

Das bedeutet, bereits die gesetzliche Vermutung in § 49 Abs. 2 EnWG ist rechtlich fragwürdig, die in § 2 Abs. 2 S. 1 GasHDrLtgV ist es allemal. Anders ausgedrückt, die Einhaltung des tatsächlichen Standes der Technik und mithin der Voraussetzungen von Bundesimmissionsschutzgesetz und Allgemeiner Bundesbergverordnung sowie - in der Konsequenz - die Vermeidung der Freisetzung von

¹¹ Siehe BT-Drs. 19/32614, S. 5.

¹² BGH, Urt. v. 14. Mai 1998 – VII ZR 184/97, NJW 1998, 2814.

¹³ OVG Lüneburg, Beschl. v. 29. Juni 2011 - 7 MS 69/11 u.a., juris.

Methan-Emissionen sind durch die geltende „Mischung“ EnWG/GasHDrLtG/privates Regelwerk des DVGW nicht gewährleistet.

gg) Das ergibt sich weiter auch aus Folgendem: Gemäß § 3 Abs. 1 GasHDrLtG müssen Gashochdruckleitungen so beschaffen sein, dass sie *dicht bleiben*.

Nach § 4 Abs. 1 S. 1, 2 GasHDrLtG hat der Betreiber einer Gashochdruckleitung sicherzustellen, dass diese in ordnungsgemäßem, also dichtem Zustand erhalten sowie überwacht und überprüft wird. Er hat notwendige Instandhaltungsmaßnahmen unverzüglich vorzunehmen und die den Umständen nach erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen zu treffen. Gemäß § 4 Abs. 1 S. 3 Nr. 1 GasHDrLtG sind insbesondere folgende Maßnahmen erforderlich:

„Die Trasse der Gashochdruckleitung ist in regelmäßigen Abständen zu überprüfen, insbesondere zu begehen, zu befahren oder zu befliegen. Bei der Festlegung der Zeitabstände sind die örtlichen Verhältnisse zu berücksichtigen. Es sind mindestens die im Arbeitsblatt G 466-1 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (Stand April 2002) festgelegten Zeiträume zu beachten.“

Der DVGW ist also auch für die Festlegung der Überprüfungsanforderungen in Bezug auf die Einhaltung seines - eigenen - Regelwerks zuständig.

Gemäß § 4 Abs. 4 GasHDrLtG wird weiter „vermutet“, dass der Betreiber der Gashochdruckleitung die Anforderungen an ein Managementsystem zur Gewährleistung der technischen Sicherheit als Bestandteil der Betriebsführung erfüllt,

„wenn er das Technische Sicherheitsmanagementsystem des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. oder ein vergleichbares System anwendet und dessen Einhaltung durch eine unparteiische, externe Stelle überprüft worden ist.“

Diese Vermutung ist durch die Untersuchungsergebnisse von DUH und CATF eindrücklich widerlegt (siehe oben Ziffer I.).

Die bisherige Annahme des Bundeswirtschaftsministeriums als Verordnungsgeber, die Gashochdruckleitungsverordnung habe sich „in der Praxis bewährt“ und das gelte insbesondere für das der Verordnung zugrunde liegende Prinzip, wonach die Sicherheit der Anlagen eigenverantwortlich durch den Betreiber überwacht, durch ein System staatlicher Aufsicht ergänzt wird und bei der Überprüfung der technischen Sicherheit der Leitungen persönlich verantwortliche Sachverständige tätig würden,¹⁴ ist in Anbetracht der Untersuchungsergebnisse von DUH und CATF nicht länger haltbar.

Der aktuellen Aussage der Bundesregierung aus dem Oktober 2021, die Kontrolle von Methanemissionen der Erdgasinfrastruktur erfolge in Deutschland derzeit auf Basis des durch den DVGW erarbeiteten Regelwerks, dieses regule die Kontrolle von Anlagen und Leitungen in festgelegten Abständen und schreibt eine Beseitigung festgestellter Leckagen vor,¹⁵ kommt entsprechend keine Aussagekraft zu.

Tatsächlich existieren offenkundig nicht unerhebliche Kenntnis- und Erfassungsdefizite mit Blick auf die tatsächlichen Methan-Emissionen aus Anlagen der Erdgas-Wirtschaft in Deutschland.

Die Untersuchungen von DUH und CATF zeigen, dass Überprüfungen seitens der Betreiber nach dem DVGW-Regelwerk tatsächlich möglicherweise gar nicht, jedenfalls aber nicht umfassend, nicht häufig genug und/oder nicht mit den erprobten und ohne weiteres zur Verfügung stehenden technischen Möglichkeiten, wie zum Beispiel Optical Gas Imaging-Kameras erfolgen.

Methan-Leckagen sind vielfältig vorhanden und werden seitens der Betreiber nicht erkannt. Falls sie erkannt, aber nicht gemeldet werden würden, wäre das - selbstverständlich - ein ebensolcher Beleg für ein unzureichendes Überprüfungssystem.

¹⁴ BR-Drs. 123/11, S. 17.

¹⁵ BT-Drs. 19/32614, S. 4 f.

III. Schlussfolgerungen

Aus dem Vorstehenden folgt:

Die zuständigen Länderbehörden dürfen die Überwachung von Anlagen der Erdgas-Wirtschaft nicht (länger) den Betreibern allein auf Grundlage des privaten Regelwerks des DVGW überlassen. Sie können und müssen verbindlich aufsichtlich tätig werden.

Darüber hinaus ist ein regulatorisches Tätigwerden zum einen durch den Gesetzgeber mit Blick auf § 49 EnWG sowie, zum anderen, seitens des (neuen) Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums durch Änderung der Gashochdruckleitungsverordnung erforderlich:

1. Aufsichtliches Tätigwerden

Gemäß § 2 Abs. 2 S. 2 GasHDrLtgV kann die Behörde,

„sofern fortschrittlichere Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen vorhanden sind, die nach herrschender Auffassung führender Fachleute besser gewährleisten, dass schädliche Einwirkungen auf den Menschen und die Umwelt vermieden werden, und die im Betrieb bereits mit Erfolg erprobt wurden, im Einzelfall deren Einhaltung fordern.“

Keine der angefragten Länderbehörden hat bislang anscheinend in Erwägung gezogen, auf dieser Grundlage *verbindlich* beispielsweise die regelmäßige, in kurzen Abständen erfolgende Überprüfung der Anlage, mindestens aber von bestimmten Anlagenteilen, mittels einer Optical Gas Imaging-Kamera gegenüber dem jeweiligen Betreiber anzuordnen. Das gilt es nunmehr nachzuholen.

Darüber hinaus ist die Anwendung von § 6 Abs. 4 GasHDrLtgV zu prüfen. Denn danach kann die zuständige Behörde den Betrieb der Gashochdruckleitung untersagen oder von Bedingungen und Auflagen abhängig machen,

„wenn sich nachträglich herausstellt, dass die Beschaffenheit der Gashochdruckleitung oder ihre Betriebsweise einschließlich des Betriebsmanagementsystems nach § 4 Absatz 3 nicht oder nicht mehr den Anforderungen der Verordnung entspricht, es sei denn, der Betreiber weist nach, dass die Sicherheit der Gashochdruckleitung dadurch nicht gefährdet ist“.

Gemäß § 3 Abs. 1 GasHDrLtG und in Anbetracht der Klimawirksamkeit von Methan muss die Aufsicht sicherstellen, dass die Leitungen dicht und Methan-Leckagen ausgeschlossen sind.

Das gilt nicht zuletzt vor dem Hintergrund des Klimabeschlusses des Bundesverfassungsgerichts vom 24. März 2021. Das danach Art. 20a GG immanente Klimaschutzgebot bindet alle staatliche Gewalt.¹⁶ Es verlangt

„vor allem Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen“.¹⁷

Für die und bei der Anwendung von § 2 Abs. 2 S. 2, § 6 Abs. 4 GasHDrLtG ist zudem das umfassende materiell-rechtliche Berücksichtigungsgebot aus § 13 Klimaschutzgesetz (KSG) zugrunde zu legen. Die Träger öffentlicher Aufgaben haben danach bei ihren Entscheidungen den Zweck des Klimaschutzgesetzes zu berücksichtigen. Der Gesetzgeber führt in der Begründung zu § 13 Abs. 1 KSG aus:

„Der Zweck des Gesetzes und die zu seiner Erfüllung festgesetzten Ziele sind bei diesen Entscheidungen in die Erwägungen einzubeziehen. Dabei sind die Bedeutung der Entscheidung für den Klimaschutz zu ermitteln und Klimaschutzgesichtspunkte zu berücksichtigen, soweit keine entgegenstehenden, überwiegenden rechtlichen oder sachlichen Gründe vorliegen.“¹⁸

¹⁶ BVerfG, Beschl. v. 24. März 2021 -1 BvR 2656/18 u.a, Rn. 197 ff.

¹⁷ Vgl. BVerfG, Beschl. v. 24. März 2021 -1 BvR 2656/18 u.a, Rn. 198.

¹⁸ BT-Drs. 19/14337, S. 36.

Aus den Länderantworten ist nicht ersichtlich, dass dies geschehen wäre. Auch das gilt es nunmehr nachzuholen.

Vor dem Hintergrund der - stichprobenartigen - Untersuchungsergebnisse von DUH und CATF sowie aus den dargestellten überragenden Gründen des Klimaschutzes und dessen Konkretisierungen in Art. 20a GG und § 13 KSG dürfte das den Behörden in § 2 Abs. 2 S. 2, § 6 Abs. 4 GasHDrLtGv eröffnete Ermessen zum Tätigwerden gegenüber sämtlichen Betreiber in ihrem Aufsichtsbereich maßgeblich, wenn nicht - jedenfalls für weitere Überprüfungsanforderungen - auf Null reduziert sein.

2. Regulatorischer Bedarf

a) Für den notwendigen einheitlichen Verwaltungsvollzug und um Methan-Leckagen erst gar nicht entstehen zu lassen, jedenfalls aber umgehend fest- und abzustellen, sind verbindliche und anhand objektiver Kriterien festgelegte technische und Überprüfungsanforderungen erforderlich.

Das kann der DVGW aus der Natur der Sache nicht leisten. Er ist ein privater Verein, seine Mitglieder stammen aus der Gas- und Wasserwirtschaft. Zweifelsohne ist damit einschlägiger Sachverstand in dem Verein vorhanden. Die Reglementierung der von ihm selbst bzw. seinen Mitgliedern betriebenen Anlagen der Erdgas-Wirtschaft beinhaltet indes zwangsläufig subjektive Elemente. Etwas anderes anzunehmen, wäre wirklichkeitsfremd, nicht zuletzt auch deshalb, weil der DVGW nach seiner Satzung neben der „Ausarbeitung und Verbreitung des DVGW-Regelwerkes“ zugleich Errichtung und Unterhalt eines eigenen Sachverständigenwesens sowie Politikberatung und Vermittlung von Gutachten bezweckt (vgl. § 2 der als **Anlage 3** beigefügten Vereinssatzung).

Die von DUH und CATF mit verhältnismäßig geringem Aufwand und nicht nur in Einzelfällen, sondern vielfältig aufgedeckten Methan-Leckagen

belegen die Defizite bei einem bloßen „Verlass“ auf das DVGW-Regelwerk.

b) Nach alledem ist auf der *Gesetzesebene*

- in § 49 Abs. 1 EnWG jedenfalls mit Blick auf hoch klimawirksame Methan-Emissionen der *Stand der Technik als Mindestmaßstab für Anlagen der Erdgas-Wirtschaft* zu verankern,
- zugleich ist die *Vermutungsregel in § 49 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG zu streichen*, das Regelwerk des DVGW kann künftig nur noch Empfehlungscharakter haben und auch das nur, wo nicht der Stand der Technik verlangt wird.

c) Auf der nationalen *Verordnungsebene* sind im Rahmen einer Novellierung der Gashochdruckleitungsverordnung (oder durch deren Aufhebung und Erlass einer vollständig neuen Verordnung) durch das (neue) Wirtschafts- und Klimaschutzministerium *zwingende Betreiberpflichten* festzulegen, die

- *obligatorische Messungen in kurzen Intervallen, Berichterstattungen und Verifizierungen von Methan-Emissionen sowie*
- *Leckagen-Detektion und -Reparatur in ebenfalls kurzen Intervallen entlang der gesamten Erdgasinfrastruktur vorsehen und*
- *das Abfackeln und Abblasen begrenzen.*

Insgesamt muss der Stand der Technik bei der Konkretisierung dieser Betreiberpflichten zum Maßstab gemacht werden.

aa) Für Biogasanlagen sind übrigens etwa bereits (wenn auch in zu großen Abständen von drei Jahren) Dichtheitsprüfungen durch „eine Prüfung auf Leckagen mittels eines geeigneten, methansensitiven,

optischen Verfahrens“ in der TA Luft als Stand der Technik vorgeschrieben.¹⁹

bb) Darüber hinaus liegt mit dem aktuellen Vorschlag der Europäischen Kommission für eine EU-Verordnung „*on methane emissions reduction in the energy sector*“ aktuell schon eine „Arbeitshilfe“ für den deutschen Verordnungsgeber bereit (und umgekehrt bestätigen die DUH- und CATF-Untersuchungsergebnisse sowie der beschriebene behördliche Umgang mit diesen Ergebnissen nachdrücklich die Notwendigkeit für ein verbindliches Regelwerk, wie die Europäische Kommission es jetzt vorschlägt):

Konkret nimmt der Vorschlag der Europäischen Kommission die zuständigen staatlichen Stellen in den Mitgliedstaaten in die Verantwortung und sieht verbindliche Regelungen vor in Bezug auf

„accurate measurement, reporting and verification of methane emissions in the energy sector in the Union, as well as the abatement of those emissions, including through leak detection and repair surveys and restrictions on venting and flaring“ (vgl. Art. 1 der Verordnungsvorschlags).

Die Art. 4 ff. des Verordnungsvorschlags enthalten Regelungen für unabhängige Überprüfungen. Art. 12 regelt die Messungen von Methan-Emissionen, und zwar sowohl mit Blick auf „source-level“ als auch „site-level“.

Art. 14 ist überschrieben mit „*Leak detection and repair*“, er betrifft mithin spezifisch die in diesem Gutachten dargestellten Sachverhalte. Die Betreiber von Anlagen der Erdgas-Wirtschaft sollen danach Detektions- und Reparaturprogramme auf Grundlage der in der Anlage I des Verordnungsvorschlags vorgesehenen Kriterien erarbeiten, diese müssen

¹⁹ Vgl. TA Luft zu Nr. 5.4.1.15.

sie den zuständigen Behörden übermitteln. Die Behörden wiederum können Nachforderungen stellen, sollten die Programme nicht ausreichen. Erfasst sein müssen alle relevanten Komponenten der jeweiligen Anlage, auch insofern liefert die Anlage I weitere Konkretisierungen. Die Detektions- und Reparaturüberwachungen sind sodann kontinuierlich jeweils im Abstand von nur wenigen Monaten zu wiederholen. Für festgestellte Lecks sind kurze Reparaturfristen vorgesehen.

Der deutsche Verordnungsgeber ist in keiner Weise gehindert, bereits vor Verabschiedung des von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen Regelwerks entsprechende Vorgaben im nationalen Recht zu implementieren. In Anbetracht der vielfältig festgestellten Defizite und des überaus uneinheitlichen Verwaltungsvollzugs beim Umfang mit diesen Defiziten erscheint eine zügige nationale Regelungsinitiative sogar geboten.

cc) In einer neuen Gashochdruckleitungsverordnung sollte schließlich auch eine Pflicht für die Aufsichtsbehörden etabliert werden, ihnen gemeldete und/oder von ihnen entdeckte Methan-Leckagen unmittelbar an das Umweltbundesamt zu berichten, so dass diese dann in das Nationale Treibhausgasinventar aufgenommen werden.

Berlin, 29. November 2021

Dr. Cornelia Ziehm
Rechtsanwältin