

Antwort

der Bundesregierung

auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Annalena Baerbock, Dr. Julia Verlinden, Oliver Krischer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 18/11321 –

Erdgasinfrastruktur in Deutschland und der EU

Vorbemerkung der Fragesteller

Erdgas gehört in Deutschland derzeit zu einem zentralen Energieträger. Es macht knapp über ein Fünftel am deutschen Primärenergieverbrauch aus. Die Prognosen und Szenarien über den zukünftigen Bedarf gehen jedoch enorm auseinander, was erhebliche Auswirkungen auf die derzeitigen Gasinfrastrukturplanungen haben kann. So wird Erdgas „als effiziente Heizenergie, als dezentrale und hochmoderne Strom- und Wärmelösung, [...] und natürlich auch als Energieträger für die Stromerzeugung in modernen Kraftwerken“ (<https://tinyurl.com/h5vllny>) dargestellt und damit ein Wachstum der Branche suggeriert.

Zugleich hat sich die Staatengemeinschaft im Pariser Klimaabkommen zur Treibhausgasneutralität und damit zu einer dekarbonisierten Energieversorgung verpflichtet.

Im Zwischenergebnis einer Studie von Prognos und Ecologic im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit kamen die Autoren entsprechend zu dem Ergebnis, dass sich der Trend des sinkenden Gasbedarfs fortsetzen wird, sich bisher jedoch nicht überall in den Szenarien für die Gasnetzplanung widerspiegelt (<https://tinyurl.com/hqua9bg>). Die Autoren kritisieren zudem, dass sich die Planung nur an Referenz-Szenarien orientieren, die den Status quo fortschreiben, und nicht an den angestrebten klimapolitischen Zielen.

Die vorhandene Erdgasinfrastruktur (insbesondere die Gasnetze) wiederum könnte perspektivisch auch für eine dekarbonisierte Energieversorgung, z. B. in Kombination mit der Power-to-Gas-Technik (aus erneuerbarem Strom erzeugter Wasserstoff oder künstlich hergestelltes Methan), nutzbar sein.

1. Hält die Bundesregierung es für sinnvoll, dass die Erdgasnetzplanung auf Szenarien beruht, die lediglich zehn Jahre in die Zukunft schauen, während die Amortisationszeiten der Erdgasinfrastruktur bis zu 55 Jahre betragen können (bitte begründen)?

Die Berechnungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas haben das Ziel zu ermitteln, welche Infrastruktur innerhalb Deutschlands für eine sichere und zuverlässige Gasversorgung notwendig ist. Die dafür notwendigen Szenarien müssen zwei Ziele erfüllen. Zum einen müssen sie so weit in die Zukunft gerichtet sein, dass ein gegebenenfalls notwendiger Um- und Ausbau des Netzes noch rechtzeitig realisiert werden kann. Zum anderen muss gewährleistet sein, dass die Szenarien eine möglichst hohe Eintrittswahrscheinlichkeit besitzen, um überdimensionierten Netzausbau zu vermeiden. Prognosen für die benötigten Ein- und Ausspeisekapazitäten des deutschen Gasnetzes und deren räumliche Verteilung zu erstellen, ist bereits für zehn Jahre in der Zukunft sehr komplex und mit vielen Unsicherheiten behaftet. So müssen z. B. Investitionen in neue Gaskraftwerke oder Industrieanlagen einbezogen werden. Eine Fokussierung auf Szenarien, welche einen längeren Zeitraum betrachten, birgt ein größeres Risiko, dass der Bedarf an Gasinfrastruktur in Deutschland falsch eingeschätzt wird.

Die größtenteils deutlich über zehn Jahre hinausgehenden Amortisationsdauern bzw. Abschreibungsdauern der Anlagengüter des Gasnetzes entsprechen deren betriebsgewöhnlicher technischer Nutzungsdauer. Es liegt die Annahme zugrunde, dass die Anlagengüter des Gasnetzes bis zum Ende ihrer betriebsgewöhnlichen technischen Nutzungsdauer genutzt werden.

Anlagengüter, für die ein Bedarf im Netzentwicklungsplan festgestellt wurde, können auch nach dem 10-Jahres-Horizont des Netzentwicklungsplans weiter genutzt werden.

2. Sieht die Bundesregierung vor dem Hintergrund der Pariser Beschlüsse zum Klimaschutz die Notwendigkeit, die bisherige Planung der Gasinfrastruktur verstärkt auf ihre klimapolitischen Ziele abzustimmen?

Falls ja, wie will sie das machen?

Falls nein, warum nicht?

Die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung sind mit entsprechenden Zwischenzielen für 2020, 2030 und 2040 auf das Jahr 2050 ausgerichtet und somit langfristig auf einen Zeitpunkt, der über den wirtschaftlichen Planungshorizont für die Gasinfrastruktur hinausgeht. Der Klimaschutzplan fordert, dass in den nächsten Jahrzehnten der Brennstoff Erdgas durch CO₂-neutrales, regenerativ erzeugtes Gas ersetzt wird, denn auch eine auf erneuerbare Energien basierende Wirtschaft benötigt für die Versorgungssicherheit schnell regelbare Gaskraftwerke mit hohen Wirkungsgraden und geringen CO₂-Emissionen. Für diese Gaskraftwerke wird auch weiterhin eine entsprechende Gasinfrastruktur benötigt, für die auch Neuinvestitionen notwendig sein können, wobei Lock-In-Effekte weitestgehend vermieden werden sollten.

Daher ist es nach Auffassung der Bundesregierung sinnvoll, wenn sich die Planung der Gasinfrastruktur, wie auch in der Antwort zu Frage 1 ausgeführt, an konkreten wirtschaftlich begründeten Gaskapazitätsbedarfen orientiert, die in einem Zeitraum von zehn Jahren wahrscheinlich realisiert werden.

3. Wird sich die Bundesregierung dafür einsetzen, dass weitere Akteure wie beispielsweise Verbände und Nichtregierungsorganisationen in die Erstellung der Rahmenszenarien zum Gasbedarf und die Erstellung der Netzentwicklungspläne einbezogen werden (Antwort bitte begründen)?

Die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas und des dazu gehörigen Szenario-rahmens wird durch Konsultationen der Öffentlichkeit begleitet, durch welche die Einbeziehung aller Akteure gewährleistet ist.

4. Hält die Bundesregierung den Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 der Gasnetzzugangsverordnung für reformbedürftig vor dem Hintergrund, dass mehr geplante Gaskraftwerke einen Anschluss an das Gasnetz benötigen würden als nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur gebraucht würden (vgl. z. B. Berichterstattung bei energate 6. Januar 2017)?

Wenn ja, welche Änderungen plant sie, wenn nein, warum nicht?

Der Netzentwicklungsplan ist das zentrale Planungsinstrument zur Ermittlung des künftig erforderlichen Netzinfrastukturbedarfs. § 39 GasNZV stammt aus der Zeit vor dem Instrument der Netzentwicklungsplanung. Es wird daher geprüft, die Regelungen des § 39 GasNZV auf den Prozess zur Erstellung des Netzentwicklungsplans abzustimmen. Dazu erfolgt aktuell eine Konsultation mit den Marktakteuren.

5. Geht die Bundesregierung davon aus bzw. verfügt sie über eigene Prognosen, ob und wie sich die Jahreshöchstlast für Gas in den kommenden Jahren verändern wird?

Die klimapolitischen Zielsetzungen erfordern eine weitestgehende Reduzierung des Verbrauchs fossiler Energieträger bis zum Jahr 2050. Denn um das langfristige Klimaschutzziel im Jahr 2050 erreichen zu können, müssen die Emissionen in der Energiewirtschaft sowie die energiebedingten Emissionen im Gebäude- und Verkehrsbereich sowie in Industrie und Wirtschaft weitgehend vermieden werden. Es gibt verschiedene Analysen und Prognosen zur künftigen Nachfrage nach Gas in der EU und in Deutschland. Für Deutschland ermöglicht z. B. die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie von mehreren Instituten erstellte „Energierferenzprognose“ aus dem Jahr 2014 eine Einschätzung bis 2030 und einen Ausblick bis 2050. Für die EU liegt z. B. das „EU-Referenzszenario 2016 – Energie, Verkehr und Treibhausgasemissionen. Trends bis 2050“ vor. Die Bundesregierung macht sich die Ergebnisse dieser und anderer Analysen jedoch grundsätzlich nicht zu Eigen. Sie ist der Auffassung, dass sich ein exakter Pfad für die Entwicklung des Bedarfs an Gas und Öl in Deutschland und in der EU nicht seriös vorhersagen lässt, da die Höhe der Nachfrage bzw. der Energiemix von zahlreichen Faktoren abhängen.

6. Welche politischen Schlussfolgerungen zieht die Bundesregierung aus dem aktuellen Entwurf für den Netzentwicklungsplan Gas?

Die Bundesregierung sieht keine Veranlassung für Schlussfolgerungen, solange der von den Fernnetzbetreibern vorgelegte Entwurf für den Netzentwicklungsplan Gas nicht bestätigt wurde.

7. Wann, wo und mit welchem konkreten Ziel soll die bilaterale Arbeitsgruppe zu Nord Stream 2 gegründet werden (www.zeit.de/politik/ausland/2017-02/angela-merkel-polen-besuch-jaroslaw-kaczynski/seite-2)?

Es wurde keine bilaterale deutsch-polnische Arbeitsgruppe zu diesem Thema vereinbart.

- a) Welche Ressorts der Bundesregierung sollen durch welche Vertreter beteiligt sein?
- b) Wird das Bundeskanzleramt in dieser Arbeitsgruppe mitwirken, und wenn ja, durch welche Abteilung?
- c) Wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in dieser Arbeitsgruppe mitwirken, und wenn ja, durch welche Abteilung?
- d) Wird das Auswärtige Amt in dieser Arbeitsgruppe mitwirken, und wenn ja, durch welche Abteilung?
- e) Sollen Vertreter der Europäischen Kommission in der Arbeitsgruppe mitwirken, und wenn ja, aus welchen Bereichen?
- f) Sollen Vertreter der deutschen und polnischen Energiewirtschaft sowie der deutschen und polnischen Zivilgesellschaft in der Arbeitsgruppe mitwirken können (bitte begründen)?
- g) Wie wollen Deutschland und Polen die anderen EU-Mitgliedstaaten über die Ergebnisse der Arbeitsgruppe informieren?
- h) Plant die Arbeitsgruppe gemeinsame Gespräche mit dem russischen Staatskonzern Gazprom bzgl. der Nord-Stream-2-Pipeline zu führen?
- i) Sollen die Arbeiten dieser Arbeitsgruppe bereits vor einem möglichen Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) zur OPAL-Pipeline abgeschlossen werden (bitte begründen)?

Die Fragen 7a bis 7i werden gemeinsam beantwortet.

Auf die Antwort zu Frage 7 wird verwiesen.

8. Welche Schlussfolgerungen zieht die Bundesregierung aus der Tatsache, dass die Nachfrage nach der verbleibenden Transportkapazität für OPAL bisher gering war (siehe Energie und Management, 1. Februar 2017) für die Notwendigkeit der geplanten EUGAL-Pipeline?

Um den Bedarf nach Transportkapazitäten durch die EUGAL-Pipeline zu ermitteln, führen die relevanten Fernleitungsnetzbetreiber unter dem Namen „more capacity“ ein marktbasierendes Verfahren zur Vergabe neuer grenzüberschreitender Kapazitäten durch. Im Rahmen dessen konnten potenzielle Transportkunden am 6. März 2017 verbindliche Kapazitätsbuchungen für neue Kapazitäten auf der EUGAL-Pipeline vornehmen. Neben der Auswertung dieser Buchungen wird im Rahmen der Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit auch die Nachfrage nach Bestandskapazitäten an den relevanten Marktraumgrenzen berücksichtigt.

9. Welche Schlussfolgerungen zieht die Bundesregierung aus den beiden Szenarien ENTSOG Green/ENTSOG Grey des europäischen Verbands der Gasfernleitungsnetzbetreiber ENTSOG für die Erdgasinfrastruktur in Deutschland, insbesondere vor dem Hintergrund, dass weitere Prognosen und Annahmen zu anderen Schlüssen kommen?

Der Szenariorahmen für die Gasnetzentwicklungsplanung in Deutschland basiert nicht auf den genannten Szenarien, sondern auf Gasbedarfsdaten aus der „Energieerferenzprognose“. Diese Gasbedarfsdaten für den Betrachtungszeitraum der Gasnetzentwicklungsplanung stehen u. a. laut Zwischenbericht der Studie „Low carbon options and gas infrastructure“ von Prognos und Ecologic im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit mit Prognosen im Einklang, in denen langfristig die Klimaschutzziele der Bundesregierung erreicht werden.

10. Teilt die Bundesregierung die Einschätzung, dass mehr erneuerbare Energien und verstärkte Energieeffizienz zu einem niedrigeren Erdgasbedarf führen können, und welche Schlussfolgerungen zieht sie daraus für die deutsche Gasinfrastruktur sowie für die europäischen Verhandlungen zum sogenannten Winterpaket der Europäischen Kommission?

Die Bundesregierung teilt die Einschätzung, dass mehr erneuerbare Energien und verstärkte Energieeffizienz zu einem niedrigeren Erdgasbedarf führen können. Die möglichen Entwicklungen des Erdgasbedarfs werden entsprechend in den Ausbauplänen der deutschen Gasinfrastruktur sowie bei den europäischen Verhandlungen zum sogenannten Winterpaket der Europäischen Kommission berücksichtigt.

11. Mit welchen Maßnahmen wird die Bundesregierung bis zum Jahr 2020 insbesondere im Wärmesektor dafür sorgen, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern substantziell zu senken?
12. Mit welchen Maßnahmen wird die Bundesregierung nach dem Jahr 2020 insbesondere im Wärmesektor dafür sorgen, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern substantziell zu senken?

Die Fragen 11 und 12 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Um die Energie- und Klimaziele zu erreichen und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu senken sind nach Einschätzung der Bundesregierung sowohl eine Steigerung der Energieeffizienz als auch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Wärmeversorgung notwendig. Die Bundesregierung hat dafür einen breiten Instrumentenmix etabliert, der dem Grundsatz „Informieren, Fördern, Fordern, Forschen“ folgt. Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und das Aktionsprogramm Klimaschutz enthalten unterschiedliche Maßnahmen, die einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Energie- und Klimaziele bis 2020 leisten sollen. Die Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) zeigt, wie das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes 2050 erreicht werden kann. Der Klimaschutzplan 2050 (KSP) greift die Ergebnisse der ESG auf und legt strategische Maßnahmen und Meilensteine fest, die insbesondere zum Erreichen der Zwischenziele 2030 beitragen sollen. Unter anderem werden die Förderbedingungen so gestaltet, dass die Nutzung von Heizsystemen, die erneuerbare Energien nutzen, deutlich attraktiver ist, als die Nutzung von Heizsystemen auf Basis fossiler Energien. Konkrete Maßnahmen – auch für den Wärmesektor –

wird die Bundesregierung in einem Maßnahmenprogramm benennen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt fällt fast 70 Prozent des Endenergiebedarfs der Industrie im Bereich Wärme an und wird durch Brennstoffe gedeckt. In Umsetzung der Offensive Abwärmenutzung und Vermeidung wurde gemäß den Beschlüssen zum NAPE das Förderinstrumentarium in diesem Bereich erfolgreich ausgebaut. Auch nach 2020 wird die konsequente und strategische Nutzung gewerblicher Abwärme in allen Nutzungsformen weiter vorangetrieben. Dabei wird auf bestehende Programme und Maßnahmen aufgesetzt.

13. Welche Rolle werden nach Einschätzung der Bundesregierung „Power-to-Gas“-Technologien künftig spielen, und über welche Kenntnisse bzgl. des Treibhausgas-Fußabdrucks von „Power-to-Gas“-Technologien und ihrer Prozessemissionen verfügt die Bundesregierung?

Power to Gas hat das technische Potential, in Zukunft eine Flexibilitätsoption darzustellen, muss sich aber im Wettbewerb gegen derzeit deutlich preiswertere Optionen behaupten. Bei einem deutlich höheren Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung kann Power to Gas auch eine Option zur längerfristigen Speicherung von aus erneuerbarem Strom durch Elektrolyse gewonnenem Wasserstoff sein. Sofern für die Elektrolyse Strom eingesetzt wird, der nicht 100 Prozent aus den erneuerbaren Energieträgern Wind und Sonne stammt, trägt Power to Gas zu Treibhausgas-Emissionen allein dadurch bei, dass der erzeugte Strom nicht treibhausgasneutral ist. Betrachtet man jedenfalls den derzeitigen Wirkungsgrad von Power-to-Gas-Verfahren könnte der verstärkte Einsatz von Power to Gas zu höheren Treibhausgas-Emissionen führen, weil nicht ausreichend Strom aus erneuerbaren Energien für die Elektrolyse zur Verfügung stehen würde. Zu den Prozessemissionen von Power-to-Gas-Technologien liegen der Bundesregierung keine Erkenntnisse vor.

14. In welchem Maße könnte die derzeitige sowie die neu geplante Gasinfrastruktur für Windgas und andere „Power-to-Gas“-Formen genutzt werden?

Der regulatorische Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes und der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen lassen eine privilegierte Einspeisung in das Erdgasnetz zu, wenn das Gas unter Einsatz von Strom erzeugt wird, der zu mindestens 80 Prozent aus erneuerbaren Energien besteht und, im Falle der Methanisierung, das CO bzw. CO₂ ebenfalls aus erneuerbaren Quellen, z. B. Biogasanlagen, stammt.

Die Einspeisung von synthetischem Methan in die Gasinfrastruktur ist ohne jede Einschränkung möglich. Eine Einspeisung von bis zu 10 Prozent elementarem Wasserstoffs ist unter Beachtung des DVGW-Regelwerk möglich. Eine Einspeisung von Wasserstoff in die Netze im Bereich von Erdgastankstellen ist aus technischen Gründen nur in Höhe von maximal 2 Prozent möglich. Dies gilt sowohl für bestehende als auch neue Infrastruktur.

15. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung bzgl. Methanemissionen/Methanleckagen, die bei Transport und Speicherung von Erdgas entstehen, und wie wirken sich diese auf die Gesamttreibhausgasemissionsbilanz des Energieträgers aus?

Wer prüft und überwacht diese Leckagen?

Nach Kenntnis der Bundesregierung tragen Leckagen nur marginal zur Gesamttreibhausgasemissionsbilanz von Erdgas bei. Die gesamten Treibhausgas-

Emissionen von Erdgas, welches in Deutschland zum Einsatz kommt, betragen laut der aktuellen Studie des DBI „Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von ERDGAS“ 230 g CO₂ äq/kWh.

Der DVGW ist der im Energiewirtschaftsgesetz benannte Regelsetzer für die Gasinfrastrukturen. Er hält hierfür ein umfangreiches Technisches Regelwerk bereit.

Verantwortlich für die Überprüfung der Gastransport- und Verteilnetze sind die Betreiber von Gasnetzen. Nach Kenntnis der Bundesregierung ist die Schadenshäufigkeit an den Gasnetzen rückläufig.

16. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung bzgl. des Energieverbrauchs für Förderung und Transport von Erdgas, und wie wirkt sich dieser auf die Gesamtreibhausgasemissionsbilanz des Energieträgers aus?

Der Bundesregierung liegen keine eigenen Erkenntnisse zum Energieverbrauch bei Förderung und Transport von Erdgas vor.

17. Wie werden Methanemissionen/Methanleckagen, die bei Transport und Speicherung von Erdgas entstehen, bei der Planung zur Modernisierung und zum Ausbau der Erdgasinfrastruktur berücksichtigt?

Die Bundesregierung geht davon aus, dass bei der Planung und Modernisierung von Erdgasinfrastruktur die jeweils neuesten Technologien zum Einsatz kommen.

18. Welche technischen Mindestanforderungen werden an Leitungssysteme und Kompressorstationen zum Schutz vor Leckagen gestellt, und wer überprüft diese?

Die Überprüfung der Leitungen und Anlagen erfolgt regelmäßig durch die Betreiber von Gasnetzen. Die technischen Mindestanforderungen zum Schutz von Leckagen bilden die allgemein anerkannten Regeln der Technik. Diese gelten als eingehalten, wenn das Regelwerk des DVGW eingehalten wird. Die Verantwortung hierfür liegt beim jeweiligen Netzbetreiber.

19. Teilt die Bundesregierung die Ansicht, dass eine Umrüstung der gasbetriebenen Verdichterstationen auf elektrische Antriebe einen Beitrag zum Klimaschutz leisten könnte?

Der Beitrag zum Klimaschutz (insbesondere CO₂-Einsparungen) durch eine Umrüstung der gasbetriebenen Verdichterstationen auf elektrische Antriebe hängt entscheidend von den Annahmen zum Strommix ab. Je nach Anteil Erneuerbarer Energien könnte sich die Gesamtbilanz an CO₂-Emissionen verringern oder auch zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen führen.

Aus Gründen der Sicherung der Versorgungssicherheit mit Gas, werden aber vorrangig gasbetriebene Verdichterstationen eingesetzt, da diese bei einem Ausfall der Strominfrastruktur weiter betrieben werden können.

- a) Wenn ja, wie viel CO₂ ließe sich einsparen, und welche konkreten Pläne dafür hat die Bundesregierung dahingehend, falls sie keine hat, warum nicht?

Auf die Antwort zu Frage 19 wird verwiesen.

- b) Wie viele Verdichterstationen werden nach Kenntnis der Bundesregierung in Deutschland elektrisch betrieben, wie viele davon mit Gas?

Im deutschen Transportnetz existieren nach Kenntnis der Bundesregierung 54 Verdichterstationen. Davon verwenden sieben Stationen ausschließlich Elektromotoren, 45 verwenden ausschließlich Gasturbinen, und an zwei Stationen erfolgt die Verdichtung sowohl elektrisch als auch mittels Gas.

- c) Wie hoch ist der Energieverbrauch der Verdichterstationen in Deutschland pro Jahr, und welchen Anteil am Gesamtenergieverbrauch haben sie?

Nach Kenntnis der Bundesregierung beträgt der Energieverbrauch der Verdichterstationen im Fernleitungsnetz beträgt ca. 6,5 TWh. Dies entspricht ca. 0,2 Prozent des Bruttoenergieverbrauchs Deutschlands.

20. Welche Kenntnis hat die Bundesregierung über Gasleckagen im deutschen Verteilnetz, und wie und durch wen werden diese überprüft?

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie über jeden aufgetretenen Schaden an der Gasinfrastruktur zu unterrichten. Die Inspektion und Wartung der Verteilnetze lässt sich unterteilen in die Überprüfung der Rohrnetze und die Überprüfung der Anschlussleitungen. Auch nicht erdverlegte Gasleitungen werden in die Überprüfung einbezogen. Die Überprüfung auf Leckage erfolgt durch Begehen der Rohrleitungen und Aufspüren von Leckagen mit Hilfe von Messgeräten.

Die Zeitabstände der durchzuführenden Prüfungen richten sich nach der Häufigkeit der in der Vergangenheit pro Jahr und Leitungskilometer festgestellten Leckstellen, dem Betriebsdruck des Verteilnetzes und dem Rohrleitungsmaterial.

Für die Sicherung und Überprüfung von Rohrnetzen und Anschlussleitungen ist der Gasnetzbetreiber verantwortlich. Gemäß § 49 EnWG hat er den DVGW-Hinweis G 465-3 „Beurteilung von Leckstellen an erdverlegten und freiliegenden Gasleitungen in Gasrohrnetzen“ 10-2000 zu beachten. Dies gilt auch, wenn er sich von anderen Unternehmen unterstützen lässt oder diese die vorgenannten Aufgaben für den Verteilnetzbetreiber ausführen.