

Stationäre Methan- und Ethanmessungen in urbanen Gasverteilnetzen: Messkonzept, Standortwahl und Anforderungen an die Sensorik zur Kopplung mit Zustands- und Emissionsmodellen

Moritz Laack

moritz.laack@hcu-hamburg.de

HafenCity University, Hamburg

Kurzfassung

Regulatorische Initiativen wie die EU-Methanverordnung und die DVGW-Merkblätter G 404, G 424 und G 425 fordern von Gasnetzbetreibern eine systematische Erfassung und Reduktion von Methanemissionen. Gleichzeitig besteht weiterhin eine Forschungslücke bei der Verknüpfung diffuser Methanemissionen aus erdverlegten Verteilnetzen mit dem Netzzustand und prädiktiven Instandhaltungsstrategien. Der Beitrag stellt ein Messkonzept für stationäre Methan- und Ethanmessungen in urbanen Gasverteilnetzen vor. Es umfasst (i) die Bewertung verschiedener Standortvarianten – eigenständige Stationen, Nutzung von Gasdruckregelanlagen (GDRA) sowie Integration in bestehende Luftqualitätsmessstationen – und identifiziert die Integration in Luftqualitätsmessstationen als pragmatische Vorzugsvariante. (ii) Darauf aufbauend werden zwingende und optionale Anforderungen an die Sensorik abgeleitet, einschließlich Messbereichen für Methan und Ethan, notwendiger Nachweisgrenzen, Einsatzbedingungen, Schnittstellen sowie Restriktionen durch vorhandene Luftschadstoffmessgeräte. (iii) Abschließend wird skizziert, wie die kontinuierlich erfassten Konzentrationsdaten unter Nutzung vorberechneter Windfelder und atmosphärischer Ausbreitungsmodelle als Eingang für ein Modul zur Methanrückverfolgung und Emissionshochrechnung dienen können. Das Konzept schafft damit eine praxisnahe Grundlage für eine kontinuierliche Überwachung des Rohrleitungsnetzes und eine netzzustandsbasierte Emissionsquantifizierung. Die vorgestellte Methode ergänzt einerseits die klassischen Methoden zur messtechnischen Quantifizierung von Methanemissionen nach DVGW G 425-1 Tabelle 1 und andererseits auch die Methoden zur sicherheitstechnischen Überwachung des Leitungsnetzes nach DVGW G 465-1-4. Der Einsatz der vorgestellten Vorgehensweise ermöglicht perspektivisch eine effizientere Instandhaltungsplanung in urbanen Gasverteilnetzen.

Einleitung

Die regulatorischen Anforderungen an Gasnetzbetreiber zur systematischen Erfassung und Reduktion von Methanemissionen haben sich in den vergangenen Jahren deutlich verschärft. Neben der EU-Methanverordnung (EU-Verordnung 2024/1787) (Europäisches Parlament & Rat der Europäischen Union, 2024) gewinnen insbesondere die DVGW-Merkblätter G 404 „Maßnahmen zur technischen Reduzierung von Methan- und Wasserstoffemissionen in der Gasinfrastruktur“, G 424 „Leitfaden zur Verringerung der Methanemissionen durch den Gastransport- und Gasverteilnetzbetrieb in Anlehnung an die Verordnung (EU) 2024/1787“ (DVGW e. V., 2024a) und G 425 „Methoden zur messtechnischen Quantifizierung von Methanemissionen“ (DVGW e. V., 2024b, 2024c) Teile 1 bis 5 an Bedeutung. Diese Regelungen konkretisieren den Rahmen für die Emissionsquantifizierung und -minderung im Gasbereich und werden im Folgenden zusammenfassend als „regulatorischer Rahmen“ bezeichnet. Die sicherheitstechnische Überwachung des Gasleitungsnetzes erfolgt zusätzlich nach den Regelungen G 465-1-4. Gleichzeitig besteht weiterhin eine Forschungslücke bei der Verknüpfung diffuser Methanemissionen aus erdverlegten Verteilnetzen mit dem Netzzustand und prädiktiven Instandhaltungsstrategien.

Während konventionelle Quellmessverfahren nach DVGW G 425-1 auf die Identifikation und Quantifizierung einzelner Leckagen fokussieren, adressieren sie die kontinuierliche übergeordnete Überwachung eines urbanen Gasverteilnetzes nur eingeschränkt (über Standort-Messungen). Hier setzen stationäre

Konzentrationsmessungen von Methan – ergänzt um Ethan als Tracer für fossiles Erdgas – in der Umgebungsluft an: Sie ermöglichen eine dauerhafte Beobachtung des städtischen Hintergrunds sowie die Detektion wiederkehrender Konzentrationserhöhungen, die mit Emissionsereignissen im Gasnetz in Verbindung stehen können.

Der vorliegende Beitrag stellt (i) ein Standortkonzept für stationäre Messstationen in urbanen Gasverteilnetzen vor, (ii) definiert zwingende und optionale Anforderungen an die eingesetzte Messtechnik und (iii) skizziert die Kopplung der kontinuierlichen Konzentrationsmessungen mit Ausbreitungs- und Emissionsmodellen. Ziel ist es, die Grundlage für eine netzzustandsbasierte Instandhaltungsplanung zu schaffen, die bestehende Quellmessverfahren ergänzt und für urbane Gasverteilnetze operationalisiert.

Methodik

Zentrale Bestandteile für die Festlegung des Messkonzepts sind die Standortwahl für stationäre Erdgaskonzentrationsmessungen, Anforderungen an die Sensorik und die Integration in Luftqualitätsmessstationen.

Standortwahl für stationäre Erdgaskonzentrationsmessungen

Für die stationäre Messung von Erdgaskonzentrationen in der Umgebungsluft werden drei grundsätzliche Standortvarianten untersucht: eigenständige Messstationen im öffentlichen Raum, Nutzung vorhandener Gasdruckregelanlagen (GDRA) und Integration der Messtechnik in bestehende Luftqualitätsmessstationen. Diese Varianten unterscheiden sich hinsichtlich baulicher Randbedingungen, betrieblicher Einbindung, messtechnischer Eignung sowie Wirtschaftlichkeit.

Zur systematischen Bewertung werden Kriterien wie Standortflexibilität, Nähe zu potenziellen Emissionsquellen, Repräsentativität für die Hintergrundbelastung, Nutzung bestehender Infrastruktur, Ex-Schutz-Anforderungen, Betriebsbedingungen, Vandalismusrisiko, organisatorische Komplexität, Wartungszugänglichkeit und Wirtschaftlichkeit herangezogen. In der Tabelle 1 sind die drei Standortvarianten anhand ausgewählter Kriterien zusammenfassend gegenübergestellt.

Der Vergleich zeigt, dass eigenständige Messstationen zwar eine hohe Standortflexibilität und eine gezielte Nähe zu vermuteten Emissionsquellen erlauben, dafür jedoch mit einem hohen Infrastruktur- und Betriebsaufwand einhergehen. GDRA-Standorte bieten eine unmittelbare Nähe zu kritischen Netzkomponenten, sind aber durch Ex-Schutz-Anforderungen, eingeschränkte Repräsentativität für die städtische Hintergrundbelastung und den stark anlagegebundenen Standort limitiert.

Luftqualitätsmessstationen weisen demgegenüber eine weitgehend vorhandene Mess- und Übertragungsinfrastruktur, klimatisierte Messcontainer, eine etablierte Qualitätssicherung sowie eine in der Regel gute Repräsentativität für die urbane Hintergrundbelastung auf. Einschränkungen resultieren daraus, dass deren Standorte primär nach luftqualitätsrelevanten Kriterien ausgewählt werden. Zudem erfordert die Integration zusätzliche organisatorische Abstimmungen mit den Betreibern des Luftmessnetzes.

Neben den hier betrachteten Hauptvarianten existieren weitere potenzielle Aufstellorte, etwa Transformatorgebäude, Wetterstationen der Stadtreinigung für den Winterdienst oder mobile Infrastruktureinheiten. Diese weisen in Bezug auf bauliche, betriebliche und messtechnische Randbedingungen überwiegend Zwischenpositionen zu den drei analysierten Standortkategorien auf und werden daher in diesem Beitrag nicht vertieft betrachtet.

Tabelle 1: Vergleich der Standortvarianten zur Messung von Erdgaskonzentrationen in der Umgebungsluft

Kriterium	Eigene Messstationen	GDRA	Luftqualitätsmessstationen
Standortflexibilität	hoch; freie Wahl gemäß Messkonzept	gering; an Anlagenstandort gebunden	sehr gering; bestehende, fest definierte Standorte
Nähe zu potenziellen Emissionsquellen	je nach Standortwahl gezielt herstellbar	hoch; unmittelbare Nähe zu Netzkomponenten	meist gering; auf luftqualitätsrelevante Lagen optimiert
Repräsentativität für Hintergrundbelastung	gut möglich bei entsprechender Standortwahl	eingeschränkt; stark an Anlagenumgebung gebunden	in der Regel gut; standortabhängig durch Messnetzkonzept
Nutzung bestehender Infrastruktur	gering; eigenständiger Aufbau erforderlich	mittel bis hoch; Nutzung von Flächen und ggf. Übertragungstechnik	hoch; bestehende Mess- und Übertragungsinfrastruktur
Ex-Schutz-Anforderungen	abhängig vom Standort; oft gering im öffentlichen Raum	hoch; Ex-Zonen und ex-geschützte Messtechnik erforderlich	in der Regel gering; keine Ex-Zonen
Betriebsbedingungen (Wärme, Witterung)	vollständig selbst bereitzustellen (z. B. Heizungen, Gehäuse)	teilweise vorhanden; abhängig von Anlagegebäude und Ausstattung	weitgehend erfüllt; klimatisierte Messcontainer
Vandalismus- und Diebstahrisiko	je nach Lage; ggf. erhöht im öffentlichen Raum	gering; gesicherte Betriebsanlagen	mittel; meist umzäunte, aber sichtbare Infrastruktur
Organisatorische Komplexität	hoch; Flächenakquise, Aufbau, eigener Betrieb	mittel; Integration in Anlagenbetrieb und IT-Strukturen	mittel bis hoch; Abstimmung mit externem Betreiber
Wartungszugänglichkeit	flexibel gestaltbar; abhängig von Standort	gut im Rahmen von Anlagenbegehungen	eingeschränkt durch Zugangsregelungen der Station
Wirtschaftlichkeit (Invest und Betrieb)	höherer Aufwand durch eigenständige Infrastruktur	potenziell günstiger durch Mitnutzung bestehender Infrastruktur	abhängig von Vereinbarungen; Invest in Zusatztechnik, aber geringe Zusatzinfrastruktur

Anforderungen an die Sensorik

Zentrale Zielgrößen der Messstationen sind Methan (CH₄) und Ethan (C₂H₆). Methan ist die Hauptkomponente von Erdgas (Cerbe & Lendt, 2017) und aufgrund des hohen globalen Erwärmungspotenzials (Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC), 2023) die klimarelevante Leitkomponente der Emissionen aus der Gasinfrastruktur. Die EU-Methanverordnung definiert Methan zudem als regulatorisch relevante Messgröße (Europäisches Parlament & Rat der Europäischen Union, 2024). Ethan hingegen wird als Marker zur Abgrenzung fossiler Erdgasquellen von anderen anthropogenen oder natürlichen Methanquellen benötigt (McKain et al., 2015). Die Messung des Ethan-Anteils dient damit zur eindeutigen Zuordnung der Emissionsereignisse zum Erdgasnetz. Dies erfolgt über das Methan–Ethan-Verhältnis, das charakteristisch für die jeweilige Erdgaszusammensetzung ist (McKain et al., 2015).

Für Methan wird ein Messbereich von etwa 1.800 ppb – entsprechend der atmosphärischen Hintergrundkonzentration (Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC), 2023) – bis mindestens 50.000 ppb (50 ppm) spezifiziert. Damit werden sowohl Hintergrundbedingungen als auch lokale Konzentrationserhöhungen infolge von Leckagen abgedeckt (McKain et al., 2015).

Für Ethan ist ein möglichst niedriges Detektionslimit erforderlich, um auch kleine Emissionsereignisse sicher der Erdgasquelle zuordnen zu können. Um die notwendige Größenordnung des Ethan-Detektionslimits zu verdeutlichen, wird nachfolgend die zugehörige $c_{C_2H_6}$ für die untere Messgrenze von Methan mit 1.800 ppb hergeleitet. Hierzu wird eine konstante Erdgaszusammensetzung angenommen mit $x_{CH_4} = 93\%$ und $x_{C_2H_6} = 4,3\%$ ($x_{Rest} = 93\%$). Damit ergibt sich für die Ethan-Konzentration bei gegebener Methankonzentration c_{CH_4} :

$$c_{C_2H_6} = c_{CH_4} \cdot \frac{x_{C_2H_6}}{x_{CH_4}} = c_{CH_4} \cdot \frac{4,3}{93}$$

Setzt man für c_{CH_4} die untere Messgrenze von 1.800 ppb an, so ergibt sich für Ethan:

$$c_{C_2H_6, min} = 1.800 \text{ ppb} \cdot \frac{4,3}{93} \approx 83 \text{ ppb}$$

Damit wird deutlich, dass das Detektionslimit für Ethan deutlich unterhalb von 100 ppb liegen muss, damit das Methan–Ethan-Verhältnis bereits ab der unteren Messgrenze von Methan zuverlässig nutzbar ist. Ein Ethan-LOD im Bereich einiger 10 ppb ist daher anzustreben.

Aus den Anforderungen an die Messaufgabe leiten sich folgende Mindestanforderungen an die Messtechnik ab: Als Messgrößen werden Methan und Ethan kontinuierlich erfasst. Bei Bedarf werden zusätzlich Temperatur und relative Luftfeuchte zur Messwertkorrektur herangezogen. Hinsichtlich der Messbereiche ist Methan ab etwa 1.800 ppb bis mindestens 50 ppm (50.000 ppb) zu messen, während Ethan ab 0 ppb mit einem möglichst niedrigen Detektionslimit erfasst werden soll. Die Messqualität muss so ausgelegt sein, dass Konzentrationserhöhungen von wenigen 100 ppb bis in den unteren ppm-Bereich sicher detektiert werden können. Zugleich ist ein geringes Signalrauschen anzustreben, das bei Bedarf durch geeignete Filterverfahren weiter geglättet wird. Für die Auslegung des Messsystems wird eine interne Messfrequenz von 1 s bis 5 s angestrebt, während die weiterverarbeitete Datenbasis aus 1min-Mittelwerten besteht, die bei Bedarf durch zusätzliche Kurzzeitmaxima zur Peakerkennung ergänzt werden.

In Bezug auf die Langzeitstabilität wird ein maximaler Drift von 2 % pro Jahr gefordert (vgl. Fulcrum Point Sustainability Consulting Co., Ltd., 2025), vorzugsweise in Kombination mit einer Selbstkalibrierung oder einer Kalibrierung im Rahmen einer jährlichen Wartung. Die Einsatzbedingungen umfassen eine Proben-temperatur von -20 °C bis $+50\text{ °C}$ sowie eine Betriebstemperatur des Geräts von 10 °C bis 35 °C im klimatisierten Messcontainer. Die Schnittstellen müssen die Übertragung der Messdaten an vorhandene Daten-

logger der Luftqualitätsstationen über einen Netzwerkanschluss und/oder RS232 ermöglichen. Darüber hinaus darf das Messsystem keine relevanten Querempfindlichkeiten gegenüber den in den Luftqualitätsstationen bereits eingesetzten Geräten zur Messung von SO_2 , NO , NO_2 , NO_x , Ozon und Feinstaub aufweisen, um eine Beeinflussung der laufenden Luftschadstoffmessungen zu vermeiden.

Aus Sicherheitsgründen werden Messprinzipien, die Brenngas benötigen, ausgeschlossen, da sie mit erhöhten Explosions- und Brandgefahren, zusätzlichen Genehmigungsanforderungen (z. B. Gaswarnsysteme) sowie einem erhöhten betrieblichen Aufwand verbunden wären. Anwendbare Messprinzipien für die geplante Messtechnik sind beispielsweise OF-CEAS (engl. *Optical Feedback Cavity Enhanced Absorption Spectroscopy*) oder OAICOS (engl. *OffAxis Integrated Cavity Output Spectroscopy*).

Als optionale Kriterien sind Anforderungen an die Energieversorgung und Wartungsfreundlichkeit zu nennen. Bevorzugt wird eine Stromversorgung über eine Batterie mit maximal einem Batteriewechsel pro Jahr, um zusätzliche Anfahrten außerhalb der regulären Wartungszyklen zu vermeiden. Alternativ ist ein fester Stromanschluss möglich. Weiterhin wird eine Selbstdiagnose und -kalibrierung der Messtechnik als vorteilhaft bewertet, um den personellen Aufwand im Routinebetrieb zu reduzieren und die Datenqualität langfristig sicherzustellen.

Integration in Luftqualitätsmessstationen

Die Integration der Erdgaskonzentrationsmessung in bestehende Luftqualitätsmessstationen erfordert die Beachtung baulicher, technischer und messtechnischer Randbedingungen. Die Messcontainer der Luftqualitätsstationen bieten in der Regel einen standardisierten 19ZollEinbauraum. Für das Methan/Ethan-Analysegerät steht eine Einbaubreite von 19 Zoll mit einer Höheneinheit nach DIN EN 602973100 zur Verfügung (DIN EN 602973100, 2009). Die klimatisierte Umgebung ermöglicht einen Betrieb der Geräte im Temperaturbereich von 10 °C bis 35 °C, während die Probenluft im Bereich von -20 °C bis +50 °C auftreten kann.

Die Probenentnahme erfolgt über die bestehende Probenluftverteilung der Station. Dabei wird die Außenluft über einen Ansaugkopf eingezogen und über einen Glasverteiler („Glasharfe“) mit Laboranschlüssen (GL 14 auf 6 mm PFA-Schlauch) auf die verschiedenen Analysegeräte verteilt. Das Erdgasanalysegerät wird als zusätzlicher Abzweig in diese Verteilung integriert. Die Abluft wird über einen 6 mm PFA-Schlauch durch den Containerboden ins Freie geleitet.

Zur Anbindung an das vorhandene Daten- und Übertragungssystem werden die Messdaten des $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ -Analysegeräts an einen Datenlogger mit Fernübertragung übergeben. Hierzu stehen Netzwerk- und RS232Schnittstellen zur Verfügung. Die Messwerte werden über geeignete Filterverfahren von Rauschen bereinigt, um eine konsistente Weiterverarbeitung zu ermöglichen.

Ein wesentliches Integrationskriterium besteht darin, die laufenden Messungen in der Luftqualitätsstation nicht zu beeinträchtigen. Das zusätzliche Analysegerät darf daher weder den Probenstrom so verändern, dass die anderen Geräte beeinflusst werden, noch störende elektromagnetische, thermische oder chemische Effekte verursachen. Insbesondere sind Querempfindlichkeiten zu den bereits installierten Analysatoren für SO_2 , NO , NO_2 , NO_x , Ozon und Feinstaub zu vermeiden.

Ergebnisse

Auswahl der Vorzugsvariante für den Standort

Aus dem Vergleich der Standortvarianten in Tabelle 1 stellt sich die Variante zur Installation der Erdgasmesstechnik in vorhandenen Luftqualitätsmessstationen als Vorzugsvariante dar. Entscheidend sind die Verfügbarkeit klimatisierter Messcontainer, die die Anforderungen an Temperaturstabilität und Witterungsschutz der Messtechnik weitgehend erfüllen, die vorhandene Mess- und Übertragungsinfrastruktur inklusive Datenloggern und Netzwerkanschlüssen und die in der Regel gute Repräsentativität für die stadtweite Hintergrundbelastung, die für die Detektion von Konzentrationserhöhungen auf dem atmosphäri-

schen Methanhintergrund entscheidend ist.

Die Nachteile – insbesondere die begrenzte Standortflexibilität in Bezug auf das Gasnetz und die organisatorische Komplexität der Kooperation mit den Messnetzbetrieben – werden als akzeptabler Kompromiss bewertet. Die Vorzugsvariante fokussiert damit nicht auf die unmittelbare punktgenaue Lokalisierung einzelner Leckagen, sondern auf die Identifikation von Netzbereichen mit erhöhter Emissionswahrscheinlichkeit in einem Testgebiet um die Messstandorte. Im Hinblick auf die spätere geplante Nutzung als Absicherung für Netzbereiche mit einem hohen Anteil älterer und damit potenziell leckageanfälliger Leitungen ist das akzeptabel.

Zusammenfassung der spezifizierten Sensoranforderungen

Die in Abschnitt 2 hergeleiteten Anforderungen an die Sensorik lassen sich in drei Gruppen zusammenfassen: (i) funktionale Messanforderungen, (ii) integrative Anforderungen für den Einsatz in Luftqualitätsmessstationen und (iii) Anforderungen an Langzeitstabilität und Betrieb.

Zentrale Messgrößen sind Methan (CH₄) und Ethan (C₂H₆). Für Methan wird ein Messbereich von etwa 1.800 ppb bis mindestens 50 ppm gefordert; Ethan ist ab einem möglichst niedrigen Detektionslimit zu erfassen. Aus der dargestellten Herleitung in Kapitel 2 ergibt sich, dass bei einer Methankonzentration von 1.800 ppb eine zugehörige Ethankonzentration von nur rund 83 ppb zu erwarten ist. Zielgröße ist daher ein Ethan-LOD im Bereich weniger 10 ppb, damit das Methan–Ethan-Verhältnis bereits ab der unteren Messgrenze von Methan zuverlässig nutzbar ist.

Hinsichtlich der Messqualität werden eine sichere Detektion von Konzentrationserhöhungen im Bereich weniger 100 ppb bis in den unteren ppm-Bereich sowie ein geringes Signalrauschen gefordert. Für die zeitliche Auflösung ist eine interne Messfrequenz von 1–5 s vorgesehen; die weitere Verarbeitung erfolgt auf Basis von 1minMittelwerten, bei Bedarf ergänzt um Kurzzeitmaxima zur Peakerkennung. Die Langzeitstabilität der Sensorik soll einen maximalen Drift von 2 % pro Jahr nicht überschreiten.

Für die Integration in Luftqualitätsmessstationen sind Einsatzbedingungen von –20 °C bis +50 °C Proben temperatur und 10–35 °C Gerätetemperatur im Messcontainer maßgeblich. Erforderlich sind zudem standardisierte Schnittstellen (Netzwerk, RS232) zur Anbindung an vorhandene Datenlogger sowie eine Probenanbindung an die bestehende Glasharfe. Querempfindlichkeiten gegenüber den in den Stationen betriebenen Luftschadstoffmessgeräten sind zu vermeiden; Messprinzipien mit Brenngaseinsatz werden aus Sicherheits- und Betriebsgründen ausgeschlossen.

Diskussion

Der vorliegende Beitrag stellt ein Messkonzept für stationäre Methan- und Ethanmessungen in urbanen Gasverteilnetzen vor. Im Mittelpunkt stehen die Standortwahl für Messstationen, die Ableitung von Sensoranforderungen sowie die Integration in bestehende Luftqualitätsmessstationen als Grundlage für eine spätere Kopplung mit Ausbreitungs- und Emissionsmodellen. Das vorgestellte Messkonzept ist vor dem Hintergrund des verschärften regulatorischen Rahmens zu sehen. Die EU-Methanverordnung sowie die DVGW-Regelwerke G 404, G 424 und G 425 definieren Anforderungen an die Erfassung und Reduktion von Methanemissionen, während G 4651 bis -4 die sicherheitstechnische Überwachung des Leitungsnetzes adressieren.

Die Analyse der drei Standortvarianten zeigt, dass eigenständige Messstationen zwar eine hohe Standortflexibilität und eine gezielte Nähe zu vermuteten Emissionsquellen erlauben, jedoch mit erheblichem Investitions- und Betriebsaufwand verbunden sind. GDRA bieten eine unmittelbare Nähe zu kritischen Netzkomponenten, sind aber durch Ex-Schutz-Anforderungen und eine eingeschränkte Repräsentativität für die urbane Hintergrundbelastung limitiert. Die Integration in Luftqualitätsmessstationen stellt sich als pragmatischer Kompromiss dar: Sie ermöglicht die Nutzung bestehender Infrastruktur, etablierter Qualitätssicherungsprozesse und repräsentativer Hintergrundmessungen, erfordert jedoch eine enge Abstimmung

mung mit den Messnetzbetrieben und akzeptiert eine geringere Standortflexibilität im Hinblick auf das Gasnetz.

Aus den Anforderungen an die Messaufgabe werden die Mindestanforderungen an die Sensorik abgeleitet. Besonders hervorzuheben sind der geforderte Messbereich für Methan ab etwa 1.800 ppb bis mindestens 50 ppm und die Notwendigkeit eines sehr niedrigen Detektionslimits für Ethan, da bereits bei der unteren Methangrenze von 1.800 ppb nur rund 83 ppb Ethan zu erwarten sind und das Detektionslimit daher im Bereich weniger 10 ppb liegen muss. Ergänzend werden Anforderungen an Drift, Einsatzbedingungen, Schnittstellen und Probenführung formuliert, die eine robuste Integration in bestehende Messcontainer und Dateninfrastrukturen ermöglichen sollen.

Gleichzeitig sind Grenzen und Unsicherheiten des Ansatzes zu berücksichtigen. Die stationären Messungen liefern keine direkte, punktgenaue Lecklokalisierung, sondern Konzentrationszeitreihen, die erst im Zusammenspiel mit Windfeldern und Ausbreitungsmodellen interpretiert werden können. Die Qualität der Emissionsrückrechnung hängt daher wesentlich von der Güte der meteorologischen Eingangsdaten und der verwendeten Ausbreitungs- und Inversionsmodelle ab. Hinzu kommt die begrenzte räumliche Auflösung, die durch die Anzahl und Lage der Luftqualitätsmessstationen vorgegeben ist. Diese Einschränkungen begründen die Notwendigkeit einer sorgfältigen Modellierung, Validierung und Kombination mit klassischen Leitungsprüf- und Quellmessverfahren.

Fazit und Ausblick

Die in Luftqualitätsmessstationen kontinuierlich erfassten Methan- und Ethankonzentrationen bilden eine zentrale Eingangsdatenbasis für modellgestützte Verfahren zur Rückverfolgung von Emissionsquellen und zur Emissionshochrechnung im urbanen Gasverteilnetz. Anhand vorberechneter Windfelder und atmosphärischer Ausbreitungsmodelle sind mögliche Leckageorte zu identifizieren.

Konzeptionell lässt sich der Ansatz wie folgt beschreiben: Zunächst werden die stationären Konzentrationszeitreihen einer Qualitätssicherung unterzogen und zeitlich mit meteorologischen Daten (insbesondere Windrichtung und -geschwindigkeit) synchronisiert. Auf Basis vorberechneter Windfelder aus einem mesoskaligen Modell für das urbane Gebiet, z. B. METRASPCL, berechnet ein Ausbreitungsmodell die zu erwartenden Konzentrationen an den Messstationen für gegebene Emissionsszenarien.

Durch den Vergleich der modellierten Konzentrationen mit den tatsächlich gemessenen Werten kann in einem inversen Verfahren iterativ auf die räumliche Verteilung und Stärke der Emissionsquellen geschlossen werden. Nachfolgend werden einerseits die möglichen Leckageorte mit den vorhandenen Leitungen aus dem grafischen Informationssystem verschnitten, um den Überprüfungsumfang in der Nähe befindlicher Leitungen einzugrenzen. Durch gezielte Auswertung der Netz- und Anlagendaten (z. B. Leitungsmaterial, Alter, Druckstufe, Störungs- und Schadenshistorie) für den Zielbereich werden die Leitungsteile mit der größten „Leckagewahrscheinlichkeit“ identifiziert. Nach Überprüfung der Leckageorte durch Befahrung oder Begehung werden die Ergebnisse der Überprüfung ins Modell rückgespeist zur Modellverbesserung. Übergeordnet werden alle Überprüfungsergebnisse zusammen mit den Netzdaten kontinuierlich ausgewertet, um Muster zu identifizieren und Anhaltspunkte für eine netzzustandsbasierte Instandhaltungsplanung abzuleiten.

Die detaillierte Ausgestaltung der Ausbreitungs- und Inversionsmodelle, die Quantifizierung von Unsicherheiten sowie die Modellierung des Bewertungstools zur netzzustandsbasierten Instandhaltungsplanung sind Gegenstand weiterer Forschungen im Zuge der Dissertation. Der im vorliegenden Beitrag vorgestellte Fokus auf Standortwahl und Sensoranforderungen bildet jedoch die notwendige Grundlage, um stationäre Methan- und Ethanmessungen verlässlich in ein solches modellbasiertes Emissionsquantifizierungssystem einzubinden.

Insgesamt schafft der Beitrag eine fachlich und regulatorisch eingebettete Grundlage für das Konzept stationärer Methan- und Ethanmessungen in urbanen Gasverteilnetzen, die Standortwahl, Sensoranforderungen und Integrationsaspekte zusammenführt und in die Perspektive einer modellgestützten Emissionsbewertung stellt. Aus Sicht der Emissionsüberwachung und Netzsicherheit liegt der zentrale Mehrwert in der Kombination aus kontinuierlicher, netzweiter Beobachtung und der Kopplung an Zustands- und Emissionsmodelle, die klassische Quellmess- und Leitungsprüfverfahren nicht ersetzt, aber gezielt ergänzt und fokussiert.

Literatur

Cerbe, G., & Lendt, B. (Hrsg.). (2017). Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung – Gasverteilung – Gasverwendung (8., vollständig überarbeitete Auflage). Hanser.

DIN EN 60297-3-100:2009-09, Bauweisen für elektronische Einrichtungen – Maße der 482,6mm (19Zoll) Bauweise – Teil 3100: Hauptmaße von Frontplatten, Baugruppenträgern, Einschüben, Gestellen und Schränken (IEC 602973100:2008); Deutsche Fassung EN 602973100:2009. (2009). <https://doi.org/10.31030/1530142>

DVGW e. V. (2024a). DVGW-Merkblatt G 424 2024-10: Leitfaden zur Verringerung der Methanemissionen durch den Gastransport- und Gasverteilnetzbetrieb in Anlehnung an die Verordnung (EU) 2024/1787.

DVGW e. V. (2024b). DVGW-Merkblatt G 425-1 2024-10: Methoden zur messtechnischen Quantifizierung von Methanemissionen Teil 1 Allgemeine Grundlagen.

DVGW e. V. (2024c). DVGW-Merkblatt G 425-2 2024-10: Methoden zur messtechnischen Quantifizierung von Methanemissionen Teil 2 Absaugmethode an erdverlegten Installationen.

Europäisches Parlament & Rat der Europäischen Union. (2024). Verordnung (EU) 2024/1787 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=OJ:L_202401787

Fulcrum Point Sustainability Consulting Co., Ltd. (2025, Dezember). What Is Acceptable Sensor Drift? Question. Verfügbar 11. März 2026 unter <https://pollution.sustainability-directory.com/question/what-is-acceptable-sensor-drift/>

Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC). (2023, Juli). Climate Change 2021 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (1. Aufl.). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157896>

*McKain, K., Down, A., Raciti, S. M., Budney, J., Hutyra, L. R., Floerchinger, C., Herndon, S. C., Nehr Korn, T., Zahniser, M. S., Jackson, R. B., Phillips, N., & Wofsy, S. C. (2015). Methane emissions from natural gas infrastructure and use in the urban region of Boston, Massachusetts. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 112(7), 1941–1946. <https://doi.org/10.1073/pnas.1416261112>*