

Berlin, 1. September 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Positionspapier

Auswirkungen der EU-Methanemissionsverordnung (MER) auf die Versorgungssicherheit

Handlungsoptionen

Versionsnummer: 1.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Pflichten für Importeure aus der EU-Methanemissionsverordnung.....	3
3	Exkurs: Entwicklungen des Gasmarktes	5
4	Problemlage für Importeure	6
5	Handlungsoptionen	8

1 Einleitung

Die EU-Methanemissionsverordnung (MER) ist weltweit die erste detaillierte Regulierung zur Überwachung, Meldung und Reduzierung von Methanemissionen im Energiesektor und betrifft nicht nur die Produktion, Speicherung und den Transport von Erdgas innerhalb der EU, sondern über Verpflichtungen für Importeure auch die Produktion von Rohöl, Erdgas und Kohle in Ländern außerhalb von Europa.

Die praktische Umsetzung der MER ist mit einem erheblichen bürokratischen Aufwand und damit einhergehenden Kosten verbunden. Viele zentrale Datenpunkte sind bislang unklar, müssen von Importeuren jedoch erfasst bzw. eingefordert und anschließend durch unabhängige Stellen verifiziert werden. Dies erzeugt zusätzliche administrative Ebenen, deren Bearbeitung wiederum von Behörden geprüft werden muss. Entscheidend ist daher, den mit der Verordnung einhergehenden Bürokratieaufwand so gering wie möglich zu halten, um unnötige Belastungen für Unternehmen und Verwaltung zu vermeiden.

Bereits vor Inkrafttreten der MER existierten im Energiesektor, sowohl in Deutschland als auch international, Projekte zur Erfassung und Reduktion von Methanemissionen, wie etwa die OGMP-Initiative (Oil and Gas Methane Partnership) der UNEP. Diese Programme verdeutlichen jedoch, dass der systematische Aufbau von Monitoring- und Reportingstrukturen (M&R) hochkomplex ist. Die Implementierung standardisierter Prozesse zur Messung, Datenerfassung und -auswertung erfordert erhebliche Zeit und Ressourcen und stellt viele Unternehmen vor große organisatorische Herausforderungen.

Die sehr detaillierten Anforderungen der MER an diesen Bereich, bedeuten sowohl für Produzenten und Netzbetreiber in der EU als auch für Importeure einen erheblichen Aufwand in der Umsetzung. Eine Implementierung, insbesondere im Verifizierungsprozess, im gesetzten Zeitraum dürfte daher für viele Unternehmen nicht oder nur schwer umsetzbar sein.

Im Folgenden sollen die aktuell wichtigsten Probleme und mögliche Lösungsvorschläge für Importeure aufgezeigt werden, da die EU und Deutschland auch längerfristig stark von Energieimporten abhängig sein werden.

2 Pflichten für Importeure aus der EU-Methanemissionsverordnung

Informationspflichten

Seit Mai 2025 müssen Importeure von Erdgas gemäß der EU-Methanemissionsverordnung (MER) jährlich an das BAFA bestimmte Informationen über im vorherigen Kalenderjahr aus EU-Drittländern importiertes Erdgas melden.

Gleichwertigkeitspflichten

Ab 2027 muss der Importeur zusätzlich nachweisen, dass das importierte Erdgas aus Quellen stammt, die laut MER „gleichwertigen“ Überwachungs-, Berichterstattungs- und Überprüfungsstandards (measuring, monitoring, reporting and verification, MRV) unterliegen. Unter Verträgen, die vor dem Inkrafttreten der MER (04.08.2024) abgeschlossen wurden, muss der Importeur „nur“ alle zumutbaren Anstrengungen unternehmen, um die MRV-Gleichwertigkeit zu erreichen.

Intensitäts-Berichtspflichten

Ab 2028 muss der Importeur bezüglich der Mengen, die er im EU-Markt in Verkehr bringt, über die Methanintensität der Erdgasproduktion Bericht erstatten. Die Methode hierfür wird die Kommission erst später in einem delegierten Rechtsakt festlegen. Unter Verträgen, die vor dem Inkrafttreten der MER (04.08.2024) abgeschlossen wurden, muss der Importeur alle zumutbaren Anstrengungen unternehmen, um die Methanintensität melden zu können, es sei denn der Vertrag wird erneuert, wobei der Begriff der Erneuerung derzeit sehr breit gefasst ist.

Höchstwerte für Methanintensität

Unter ab August 2030 abgeschlossenen Verträgen muss der Importeur nachweisen, dass das in der EU in Verkehr gebrachte Erdgas unterhalb der bis dahin festzulegenden Höchstwerte für die Methanintensität liegt. Hierzu erlässt die Europäische Kommission noch delegierte Rechtsakte, um Höchstwerte zu bestimmen. Auch hier besteht ein Risiko bei Vertragsänderungen bzw. Anpassungen.

Sanktionen

Die Nichterfüllung der Vorgaben kann Sanktionen nach sich ziehen. Solange die Mitgliedstaaten keine eigenen Vorschriften über Sanktionen erlassen haben (Stand heute), können die nationalen Gerichte auf Antrag der zuständigen Behörde Geldbußen verhängen. Derzeit besteht noch keine Klarheit über die Ausgestaltung der nationalen Sanktionsregime. Die Mitgliedstaaten sollten bis 5. August 2025 entsprechende nationale Regelungen erlassen. Die Frist wurde von der überwiegenden Mehrheit der Mitgliedstaaten nicht eingehalten.

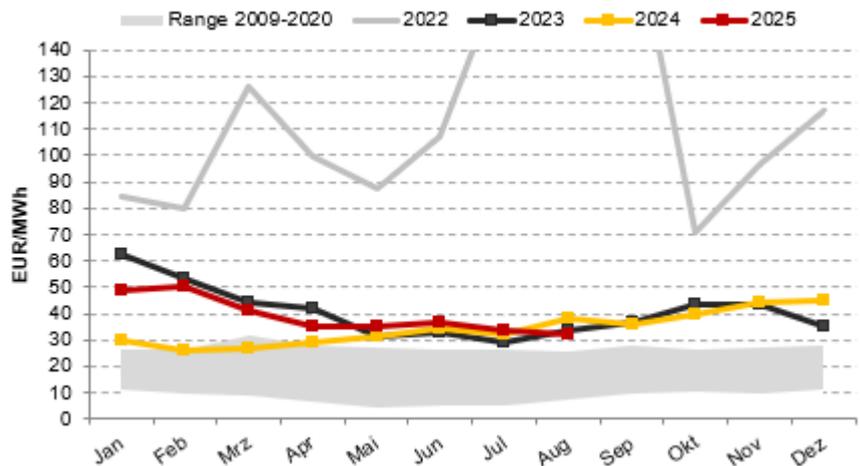
Fazit

Die für die weitere Diversifizierung der deutschen und europäischen Gasbezüge notwendigen Neuverträge mit nicht-russischen Lieferanten, die über das Jahr 2026 hinausreichen, werden durch die MER deutlich schlechter gestellt als Verträge, die vorher enden. Für diese Neuverträge besteht derzeit erhebliche Rechtsunsicherheit bezüglich der erforderlichen Anforderungen, den Möglichkeiten die Verpflichtungen zu erfüllen und eventueller Sanktionen. Dies erschwert

derzeit die Verhandlungen und kann den Abschluss neuer Lieferverträge verhindern, was langfristig Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und/oder den Gaspreis haben kann.

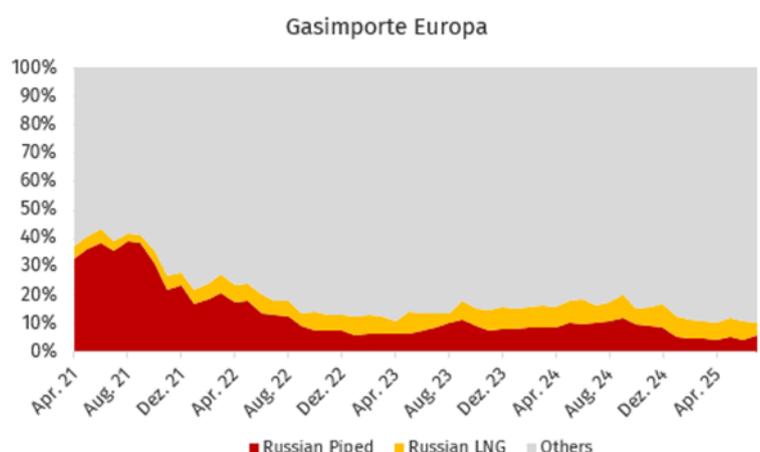
3 Exkurs: Entwicklungen des Gasmarktes

Auch wenn die europäischen Erdgaspreise gegenüber ihren historischen Höchstständen im Jahr 2022 deutlich gesunken sind, sehen sich die europäischen Verbraucher und insbesondere die energieintensive Industrie dennoch einem **insgesamt deutlich erhöhten Preisniveau** ausgesetzt. In den Jahren 2009 bis 2020 lagen die Großhandelspreise am TTF – dem kontinentaleuropäischen Benchmark – im Durchschnitt bei rd. 15 bis 25 €/MWh. Seit dem Wegfall des Großteils der russischen Pipeline-Mengen liegt der TTF-Preis zwischen rd. 25 und 50 €/MWh (Grafik: TTF Day Ahead Monatsmittel).



Dieses gestiegene Preisniveau gefährdet zunehmend die Wettbewerbsfähigkeit der gesamten europäischen Volkswirtschaft im internationalen Vergleich. Die Anforderungen der Methanemissionsverordnung an Importe bergen die Gefahr einer Marktsegmentierung mit einem „Premium-Segment“ für die EU. Die mögliche Verknappung der Gasmengen, die in den EU-Markt kommen können, würde zusätzliche Preisaufschläge bedeuten.

Die Europäische Kommission hat am 17.06.2025 ihren Legislativvorschlag zum Ausstieg aus russischen Energieimporten bis 2028 vorgelegt. Aktuell stammen rund 12-14% der europäischen Gasimporte aus Russland (LNG sowie Pipelineimporte über die Turkstream, in Summe ca. 110 Mio. m³/d). Der geplante Entzug von bis zu 40 Mrd. m³/a wird sich im Marktpreisniveau niederschlagen. Ersatz von russischen Mengen muss am globalen LNG-Markt beschafft werden oder perspektivisch über



andere, nur sehr begrenzt verfügbare Pipeline-Importrouten. Es zeigte sich bereits in den vergangenen Monaten eine hohe Korrelation zwischen asiatischen Spotmarkt-LNG-Preisen und dem europäischen Benchmark (TTF Frontmonat). Dies zeigt, dass Europa auf dem Weltmarkt in direkter Konkurrenz mit anderen Importregionen steht.

Bereits zu Beginn des Jahres 2025 handelten in Europa die Gaspreise im Spotmarkt bei über 50 EUR/MWh, nachdem zum Jahreswechsel die Transitmengen durch die Ukraine weggefallen waren und sich die europäischen Gasspeicher schnell leerten. Ein solcher Preisanstieg ist bei einem weiteren Rückgang der russischen Mengen auch in Zukunft möglich. Die EU-US-Handelsvereinbarung impliziert, dass zusätzliche US-LNG-Verflüssigungskapazitäten fast ausschließlich nach Europa liefern müssten. Unabhängig davon, in welcher Höhe neue Lieferungen aus den USA schließlich vereinbart werden, können europäische Kunden diese LNG-Mengen nur im globalen Preiswettbewerb kaufen.

Fazit

Das Preisniveau für Erdgas in Europa ist also im Vergleich mit anderen Regionen immer noch auf einem vergleichsweise hohen Niveau mit entsprechenden Folgen für die Wettbewerbsfähigkeit. Der geplante Komplettausstieg aus russischen Lieferungen wird dem Markt zunächst weitere Mengen entziehen, die ersetzt werden müssen. In der Folge ist mit einem höheren Preisniveau im Vergleich zu anderen Regionen, mit denen Deutschland und die EU in Konkurrenz um Wertschöpfung und Standorte stehen, zu rechnen.

4 Problemlage für Importeure

4.1 Herausforderungen durch aktuelle Verpflichtungen

Im Mai dieses Jahres mussten Importeure zum ersten Mal Informationen zu den MRV-Aktivitäten der Produzenten des importierten Erdgases berichten. Dabei zeigte sich, dass es in den meisten Fällen aufgrund der langen/komplexen Lieferketten im internationalen Gas- und Ölhandel nicht möglich ist, die geforderten Daten zu liefern, da die Kette meistens nicht bis zum Produzenten zurückverfolgt werden kann. Vielfach werden Gasmengen aus Portfolien, die aus verschiedenen Gasquellen stammen, oder von Börsen bezogen. Von diesem breit aufgestellten und internationalen Gashandelssystem profitieren Gaskunden bislang, da sie dadurch weniger stark von Produktionsschwankungen einzelner Produzenten oder Länder betroffen sind. Bei Ausfall einer Produktionsquelle, kann bei Bedarf auf eine andere umgeschwenkt werden. Das bedeutet jedoch gleichzeitig, dass sowohl der Importeur als auch oftmals seine Vorlieferanten keine praktische Möglichkeit haben, die Umsetzung bzw. die Nachverfolgbarkeit der MER-Anforderungen auf der Produzentenseite durchzusetzen. Auch wenn die Industrie bereits an

Lösungen für dieses Problem arbeitet, ist derzeit nicht absehbar, wann diese mit der nötigen Rechtssicherheit zur Verfügung stehen werden.

4.2 Probleme durch Verpflichtungen ab 2027

Langfristige Erdgas-Import-Neuverträge werden im Koalitionsvertrag explizit als Ziel genannt. Im Vergleich zum Einkauf von Mengen auf dem Spotmarkt, haben sie das Potenzial, Gas mit geringerer Preis-Volatilität und/oder zu geringerem Preis zu liefern. Da Erdgas auch längerfristig eine wesentliche Rolle im Energiemix spielen wird, befinden sich derzeit viele europäische Unternehmen in Verhandlungen mit internationalen Lieferanten. Solche längerfristigen Neuverträge müssen aber ab 2027 die Gleichwertigkeitspflichten der MER erfüllen und sind dadurch aktuell schlechter gestellt als Verträge, die vor dem 04.08.2024 abgeschlossen wurden.

Aufgrund der o.g. Komplexität der Lieferketten und des breiten internationalen Handelssystems, ist bei Langzeitverträgen für internationale Lieferanten der Produzent nicht immer bestimmbar.

Aber selbst in den Fällen, in denen außereuropäische Produzenten identifizierbar sind, ist eine umfassende Implementierung von MRV-Maßnahmen, wie sie von der Methanverordnung gefordert werden, bis Anfang 2027 angesichts der Komplexität und notwendiger Vorlaufzeiten für technische Maßnahmen zeitlich kaum oder gar nicht realisierbar. Das lässt sich anhand der vielen Fälle, in denen bereits Bemühungen laufen, absehen und belegen.

Die außereuropäischen Lieferanten lehnen die Übernahme einer vertraglichen Verpflichtung zur Erfüllung der MER-Bestimmungen bzw. die Weiterreichung von möglichen Sanktionen durch den Importeur daher in der Regel ab.

Während auf Produzentenseite Zweifel an der Erfüllbarkeit der Timelines der MER herrschen und Lieferanten oft selbst keine direkten Beziehungen zu Produzenten haben, herrscht gleichzeitig weiterhin Unklarheit über die genaue Ausgestaltung des nationalen Sanktionsregimes ab 2027 und damit Rechtsunsicherheit für die Importeure. Es besteht die Gefahr, dass Sanktionen, die bis zu 20% des Jahresumsatzes ausmachen können, Neuverträge mit außereuropäischen Produzenten insbesondere über den 31.12.2026 hinaus für Importeure zu einem schwer abschätzbaren unternehmerischen Risiko machen. Dies könnte zum Abbruch bestehender Lieferpartnerschaften führen oder den Abschluss von Neuverträgen verhindern.

Ein Sanktionieren von Lieferungen würde weitreichende Signalwirkung für Produzentenländer, Lieferanten und Importeure haben. Es wäre evident, dass die Bemühungen der betroffenen Länder/Unternehmen nicht vor dem Hintergrund ihrer individuellen Ausgangsbedingungen und Anstrengungen betrachtet werden. Dies dürfte Neuverträge mit zahlreichen nicht-europäischen Produzenten in den nächsten Jahren verhindern.

Langfristige Erdgaslieferverträge benötigen lange Vorlaufzeiten. Neuverträge für die Zeit ab 2027 müssen jetzt geschlossen werden. Mit dem finalen Ausstieg aus russischen Lieferungen müssen zudem noch mehr Mengen durch neue Verträge ersetzt werden. Sollten bestehende Unsicherheiten bezüglich Sanktionen und den Möglichkeiten zur Erfüllung der Anforderungen nicht zeitnah ausgeräumt werden, werden diese Mengen durch die Produzenten bzw. Lieferanten anderweitig auf den globalen Märkten allokiert werden. In der Konsequenz steht die weitere Diversifizierung des Erdgasbezugs Deutschlands durch Abschluss von Neuverträgen in Frage.

Dies steht in direktem Widerspruch zum im Koalitionsvertrag festgelegten Ziel, „langfristige, diversifizierte, günstige Gaslieferverträge mit internationalen Gasanbietern zu ermöglichen“, und untergräbt die Bemühungen zur Diversifizierung der Erdgas-Importe. Es entzieht dem Markt weitere potenzielle Langfristmengen, die angesichts des geplanten Komplettausstiegs aus russischen Erdgasimporten einen preisdämpfenden Effekt haben könnten.

Fazit

Es bestehen erhebliche Zweifel, dass Erdgas-/LNG- und Rohölimporte ab 2027 in ausreichendem Umfang die Anforderungen der MER erfüllen können. Hinzu kommt, dass Produzenten und Lieferanten die Übernahme entsprechender vertraglicher Verpflichtungen vielfach ablehnen, da die Anforderungen als zu anspruchsvoll gelten. Für Importeure erschwert dies den Abschluss neuer Verträge über 2026 hinaus erheblich und führt zu hohen Risiken für Versorgungssicherheit und Diversifizierung. Verschärft wird die Lage dadurch, dass internationale Märkte existieren, die langfristige Abnahmeverträge über 2045/2050 hinaus anbieten und für Anbieter daher oft die attraktivere Option darstellen.

5 Handlungsoptionen

5.1 Europäische Ebene

5.1.1 Zeitnahe Veröffentlichung der Regeln zur „Country-Equivalency“ und Verhandlungen mit wichtigen Exportnationen

Die EU sollte den Durchführungsrechtsakt mit den Regeln zur „Country-Equivalency“ nach Art. 28(6) mit Augenmaß erstellen, umgehend vorlegen und dann Verhandlungen mit wichtigen Exportnationen über eine Anerkennung von nationalen Regeln als „gleichwertig“ beginnen. Eine solche Einstufung würde alle Produzenten des jeweiligen Landes von dem deutlich aufwendigeren Weg der individuellen Anerkennung der Gleichwertigkeit entbinden und erscheint daher als wesentlich effizientere Umsetzung dieser Anforderung.

Die EU sollte im Rahmen ihrer Energieaußenpolitik mit einzelnen Schlüsselstaaten zur Diversifizierung der Erdgasimporte (z.B. USA, Algerien, Qatar, VAE, AZE) Vereinbarungen finden, um Anreize zur Senkung der Methanemissionen zu setzen und praktisch-technische, gegebenenfalls auch finanzielle Unterstützung bei der Implementierung der Maßnahmen leisten. Diese würden so Bestandteil strategischer Energiepartnerschaften, die auf langfristige Energiebeziehungen und gemeinsame Dekarbonisierungspfade ausgelegt sind. Importkorridore könnten damit dauerhaft und im Rahmen der „Global Gateway Strategie“ sowie der Interkonnektivität aktiv gestaltet werden.

5.1.2 Aufschub der Anforderungen unter Artikel 28 und 29 der MER

Aufgrund der berechtigten Zweifel, dass eine ausreichende Menge an Erdgas-/LNG- und Rohölimporten die Anforderungen der MER ab 2027 erfüllen können, sollte ein Aufschub des Inkrafttretens der Anforderungen an Importeure unter Artikel 28 und 29 in Betracht gezogen werden.

Viele Produzenten sind derzeit entweder noch gar nicht dem OGMP 2.0 Programm beigetreten oder befinden sich erst auf Level 3 dieses Programms. Um eine Gleichwertigkeit nach MER Artikel 28 zu erreichen, müssen Produzenten gemäß Art. 28(5)(a) jedoch mit ihrem MRV-Programm nach OGMP 2.0 den Level 5 erreichen und dies entsprechend zertifizieren. Um von Level 3 auf Level 5 zu gelangen sind in der Praxis oft 3-4 Jahre nötig. Hinzu kommt die Zeit, um eine unabhängige Zertifizierung zu erhalten, was nach Einschätzung von Zertifizierungsunternehmen je nach Komplexität der Produktionsstätten ebenfalls 3-6 Monate dauern kann. Daher dürften die meisten Produzenten – selbst, wenn sie heute starten - erst 2030 in der Lage sein, die Gleichwertigkeit zu erfüllen.

Daher sollte sich die Bundesregierung auf europäische Ebene dafür einsetzen, den Startzeitpunkt für Artikel 28 vom 1.1.2027 auf – mindestens - den 1.1.2030 zu verschieben. Entsprechend müssen dann auch die Anforderungen in Artikel 29 um mindestens 3 Jahre verschoben werden, damit die bewusst gewählten Phasen der MER erhalten bleiben.

So würde dem Risiko einer Einschränkung der Versorgungssicherheit entgegengewirkt und allen Marktteilnehmern mehr Zeit gegeben, um die Anforderungen der MER zu erfüllen. Der kürzlich veröffentlichte „Action Plan to address key challenges on importers’ requirements in the Methane Regulation“¹ – unterzeichnet von vielen Industrieverbänden - beschreibt ebenfalls die

¹ <https://www.euogas.org/resource/action-plan-to-address-key-challenges-on-importers-requirements-in-the-methane-regulation/>

vielen ausstehenden Aufgaben in diesem Bereich (inkl. auf Seiten der Industrie) und zeigt, dass auch bei einem Aufschub laufende Aktivitäten wie z.B. die Erarbeitung von Standards weitergehen und die MER-Anforderungen weiter im Fokus aller Marktteilnehmer bleiben würden.

Eine Umsetzung dieser Verschiebung könnte im Rahmen des Energy Omnibus erfolgen. Denn prinzipiell geht es hier um eine Vereinfachung in der Umsetzung der Methan-VO mit einer Reduktion der Berichtspflichten für Unternehmen für eine Übergangszeit. Alternativ zu einer festen Verschiebung um z.B. 3 Jahre könnte eine Verschiebung um X Jahre nach der Implementierung der noch fehlenden Kriterien mit der Omnibusänderung geändert werden, um für ggf. weiter bestehende Verspätungen vorzusorgen und damit für die Vertragspartner die Sicherheit zu erhöhen.

5.1.3 Berücksichtigung der Lieferkettenprobleme im Sanktionsregime

Zusätzlich zu den unter Artikel 33(7) genannten Richtkriterien, sollte die Möglichkeit des Importeurs, den Produzenten des jeweiligen Imports zu identifizieren, bei der Entscheidung über eine Verhängung von Sanktionen bzw. deren genaue Höhe berücksichtigen. Damit würde dem Umstand Rechnung getragen, dass es Importeuren insbesondere bei Lieferungen über lange/komplexe Lieferketten oder auch bei Einkäufen an Börsen oft nicht möglich ist, den Produzenten zu identifizieren.

Auch diese Änderung könnte über den Energy Omnibus zur Vereinfachung der Umsetzung der Methan-VO eingebracht werden. Da unter Artikel 33(7) Richtkriterien gelistet werden, die „zumindest“ von den Mitgliedsstaaten zu berücksichtigen sind, liegt der Schluss nahe, dass auch das nationale Sanktionsregime darüber hinaus weitere Kriterien definieren kann (falls eine solche Änderung nicht direkt in die MER aufgenommen würde).

5.2 Nationale Ebene

Aus Sicht des BDEW haben die oben genannten Anpassungen auf europäischer Ebene Priorität. Auch beim nach MER national zu erlassenden Sanktionsregime muss darauf geachtet werden, dass Unterschiede bei der Sanktionierung und Implementierung zwischen den Mitgliedsstaaten nicht zu Wettbewerbsverzerrungen beim Gasimport führen.

Das Sanktionsregime muss den Realitäten der Vertragsausgestaltung von Erdgaslieferverträgen mit vertretbaren unternehmerischen Risikoentscheidungen und des in der Realität beschränkten Einflusses des Importeurs auf den Umsetzungsgrad von Maßnahmen in den Produktionsländern Rechnung tragen. Es muss ein Weg gefunden werden, das Risiko von jetzt abzuschließenden Neuverträgen, die über den 31.12.2026 hinausreichen, gangbar zu gestalten, um die zukünftige Erdgasversorgung zu sichern und eine weitere Diversifizierung der Gasimporte zu ermöglichen.

5.2.1 Grandfathering

Bei der Ausgestaltung des zu erlassenden nationalen Sanktionsregimes sollte berücksichtigt werden, dass ein Aufschub von Sanktionen um eine feste, kurze Periode der Verhandlung von Langfristverträgen nicht wirklich helfen wird. Bei einem 10- oder 20- Jahresvertrag werden die Vertragsparteien trotzdem über die Verteilung der Risiken Lösungen finden müssen oder entsprechend nur kürzere Laufzeiten abschließen. Letzteres kann nur durch weitergehende Regelungen verhindert werden. So könnten innerhalb des zu erlassenden nationalen Sanktionsregimes z.B. Sanktionen für eine Nichterfüllung von Anforderungen der MER, die A) zum Zeitpunkt des Abschlusses des Vertrags ODER B) bis zum 31.12.2026 noch keine Anwendung fanden, ausgeschlossen werden.

Dies würde es Marktteilnehmern ermöglichen, Lieferverträge abzuschließen, die über A) das jeweilige Anforderungsdatum ODER B) den 31.12.2026 hinausgehen. Da die Ausgestaltung der nationalen Sanktionen durch die MER nicht ausreichend definiert wird, könnte eine solche Regelung im Handlungsspielraum des Gesetzgebers liegen. Jedoch bestehen unterschiedliche Ansichten, ob eine solche nationale Lösung bei der Umsetzung des Sanktionsregimes tatsächlich europarechtlich kompatibel wäre.

Um diese rechtliche Unsicherheit auf nationaler Ebene aufzulösen, müsste idealerweise auch auf EU-Ebene eine Anpassung jener Artikel erfolgen, die an den Vertragsschluss vor dem 4.8.2024 anknüpfen. Dieses Datum sollte so weit in die Zukunft verschoben werden, dass auch gegenwärtig noch Verträge geschlossen werden können, die vom Grandfathering partizipieren könnten. Diese Möglichkeit ist bisher auf Verträge vor dem 4.8.2024 beschränkt.

Ein Vorteil wäre u.a., dass für solche Verträge (nur) die Bemühungspflicht Anwendung fände, der zufolge „alle zumutbaren Anstrengungen“ unternommen werden müssen. Diese Umsetzung des Grandfathering wäre eine geeignete Maßnahme, den Marktteilnehmern den Abschluss von Verträgen unter dem dann jeweils geltenden Regulierungsrahmen zu erleichtern. Die Bundesregierung sollte sich auf EU-Ebene für eine solche Änderung einsetzen.

5.2.2 Grace Period

Nach Inkrafttreten des Sanktionsregimes sollte für eine Übergangszeit von der Verhängung von Sanktionen abgesehen werden, wenn die Verpflichtungen aus der MER nicht in vollem Umfang erfüllt werden, jedoch Bemühungen gezeigt werden oder es nachweisbar vertragliche oder technische Hindernisse bei der Erfüllung der Verpflichtungen gibt. Der Verzicht auf Sanktionen kann dabei auf klaren Regeln beruhen, denen die genannten (Bemühungs-)Nachweise zugrunde liegen.

Damit würde der voraussichtlichen zeitlichen Nicht-Erfüllbarkeit der Vorgaben durch außereuropäische Produzenten oder Lieferanten, bzw. der unterschiedlichen Ausgangslage in den meisten Ländern in der Anfangszeit Rechnung getragen.

Insbesondere würde diese Regelung auch helfen zu verhindern, dass neue Lieferungen an Unternehmen aus anderen Staaten vergeben werden (was den Zielen der MER, zu schnellen Reduzierungen von Methanemissionen zu kommen, zuwiderlaufen könnte). Auch bei dieser Lösung ist jedoch die Europarechtskonformität zu prüfen.

Daher sollte sich die Bundesregierung für eine Änderung auf EU-Ebene einsetzen, die es den Mitgliedsstaaten erlaubt, für eine Übergangszeit auf die Verhängung von Sanktionen zu verzichten.

5.2.3 Ausnahmen nach Art. 33.2 MER

Sollten die oben genannten Anpassungen auf europäischer Ebene nicht umgesetzt werden, könnte eine Regelung im nationalen Sanktionsregime erwogen werden, die auf Basis des Artikels 33.2 MER Sanktionen für Verfehlungen der unter Art. 28 Abs. 1 und 29 Abs. 1 MER verankerten Pflichten ausschließt, wenn die Importverträge der Energieversorgungssicherheit dienen und sich der Importeur im Rahmen der Vertragsverhandlungen nachweislich um eine Abbildung bzw. Einhaltung der Pflichten bemüht hat. Der Begriff der Energieversorgungssicherheit ist in der MER nicht definiert. Zielführend wäre es, ihn im Gesetz zur Umsetzung des Sanktionsregimes in einer Weise zu definieren, die die besondere Bedeutung der Diversifizierung der Bezugsquellen und Transportwege nicht nur dem Volumen nach für die Versorgungssicherheit berücksichtigt. Um Rechtssicherheit für Importeure zu gewährleisten, könnte darüber hinaus die zuständige Behörde ermächtigt werden, auf Antrag eines Importeurs bereits vorab festzustellen, dass der Abschluss eines Importvertrags der Sicherstellung der Energieversorgungssicherheit dient.

Eine Gefährdung der Energieversorgungssicherheit allein nach Art. 33 Abs. 2 genügt für die Schlussfolgerung, dass ein Verzicht auf Sanktionen unionsrechtskonform ist. Der Passus hätte sonst gar nicht erst in die Verordnung aufgenommen werden müssen. Damit sind die Mitgliedsstaaten auch berechtigt einen Mechanismus zu etablieren, der vor dem Abschluss eines Gasimportvertrags, dem Importeur Klarheit darüber verschafft, ob ein in dem Vertrag angelegter Verstoß gegen Art. 28 Abs. 1 und Art. 29 Abs. 1 MER von Sanktionen freigestellt ist.

Für eine weitere Diskussion der Vorschläge und ihrer Umsetzung stehen wir gerne zur Verfügung.

Ansprechpartner

Robert Spanheimer
Abteilung Transformation Gas/Wasserstoff
und Versorgungssicherheit
+49 30 300199-1260
robert.spanheimer@bdew.de

Balthasar Kirchgäßner
Abteilung Transformation, Gas/Wasserstoff
und Versorgungssicherheit
+ 49 30 300 199-1255
balthasar.kirchgaessner@bdew.de