



Datum: 16.06.2026

GEMEINSAME POSITION DES VCI & DES VIK

Wettbewerbsfähige Erdgaskosten und Versorgungssicherheit

Zusammenfassung

- Erdgaskosten der Industrie in Deutschland befinden sich auf einem untragbar hohen Niveau und gefährden die internationale Wettbewerbsfähigkeit sowie den Wirtschaftsstandort Deutschland.
- Grund dafür sind der strukturelle Anstieg der Marktpreise aufgrund der wachsenden Rolle von LNG in der Gasversorgung, geopolitische Unsicherheiten und der Anstieg staatlich induzierter Nebenkostenbestandteile und Entgelte.
- Industrieunternehmen aus den energieintensiven Branchen wie Aluminium, der chemisch-pharmazeutischen Industrie, Glas, Papier, dem Raffineriesektor, Stahl oder Zement nutzen Erdgas zur Produktion ihrer Güter - sowohl energetisch als auch stofflich. Die skizzierten Kostenentwicklungen führen zu Produktionsverlagerungen und Stilllegungen in Deutschland. Darüber hinaus entziehen sie der Industrie die benötigten Mittel für Investitionen in Prozess-Transformationen hin zu alternativen, möglichst nachhaltigen Energieträgern.
- Der VCI und der VIK begrüßen die bisherigen Maßnahmen und Ankündigungen der Bundesregierung und empfehlen die Umsetzung weiterer Maßnahmen, um Erdgaskosten zu senken und wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen wieder herzustellen.
 - Dazu zählen: Der Ausbau heimischer und europäischer Gasförderung, der Einsatz und die Förderung von Biomethan, die Diversifizierung und langfristige Absicherung des Gasbezugs mit gezielter Anpassung der EU-Methanverordnung, wettbewerbsfähige Energiesteuern, verursachungsgerechte Umlagenausschüttungen, die Weiterentwicklung von Anreizen zur Gasspeicherbefüllung sowie eine bessere Transparenz hinsichtlich der Netzentgeltentwicklung und die kosteneffiziente Gestaltung der Netzumstellung.

Gründe und Auswirkungen hoher Erdgaskosten

Die Energiekosten in Deutschland und Europa befinden sich auf einem für die Industrie untragbar hohen Niveau und gefährden ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit und mitunter die Existenz eines nicht unerheblichen Teils der Produktionsanlagen und somit der Wertschöpfung der betroffenen Volkswirtschaften sowie von Arbeitsplätzen. Die Senkung der Erdgaskosten muss ein zentraler Baustein für die Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit sein.

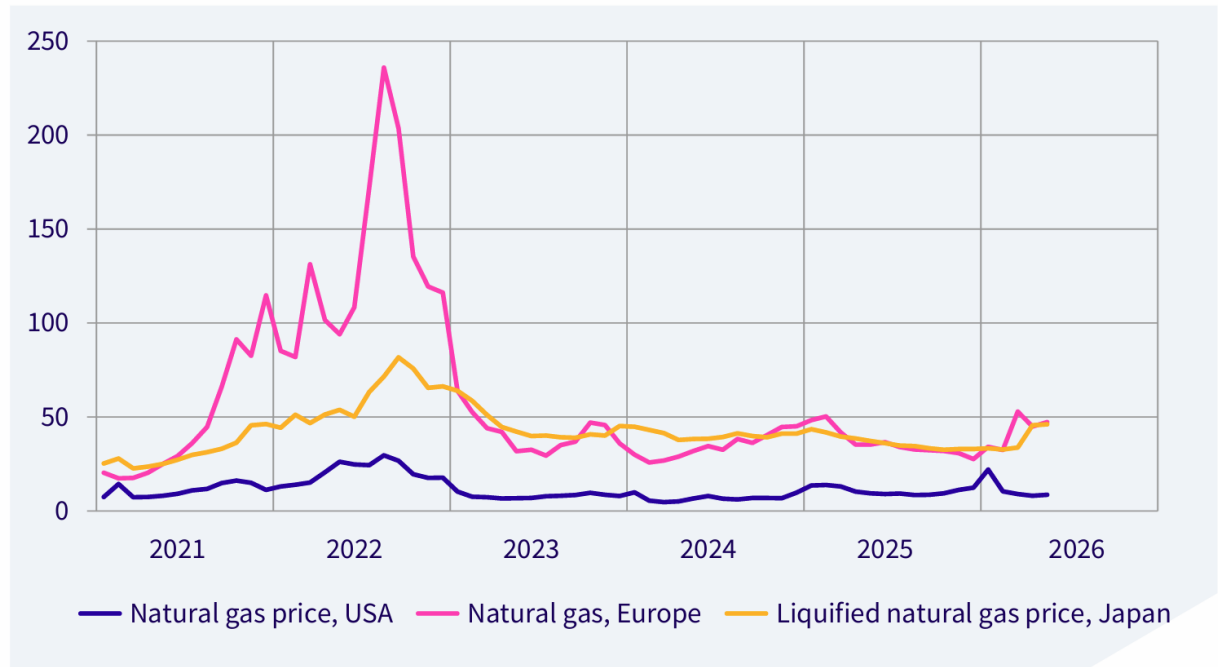
Aus Sicht der energieintensiven Industrie tragen vor allem die folgenden Kostenbestandteile von Erdgas zu internationalen und innereuropäischen Wettbewerbsnachteilen bei:

- **Strukturell höheres Marktpreisniveau:** Auch wenn sich der Gasmarkt seit Ausbruch des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine 2022 beruhigt hat, haben sich die europäischen Gaspreise dem globalen LNG-Preis angenähert und liegen somit auf einem strukturell höheren Niveau als vor der Krise. Deutliche Einschränkungen von LNG-Exporten aus dem Mittleren Osten im Zuge des Irankriegs haben zuletzt zu einem starken Anstieg der Gaspreise und starker, anhaltender Volatilität am Gasmarkt geführt. Mit Preissprüngen am Spotmarkt von zwischenzeitlich über 50 EUR/MWh sind die Gaspreise derzeit etwa vier- bis fünfmal höher als in den USA, die von globalen Angebotsschocks aufgrund heimischer Gasförderung kaum betroffen sind. Dies wirkt sich auch unmittelbar auf Strompreise aus, da Erdgaskraftwerke zumeist preissetzend sind. Dieser Effekt wird sich mittelfristig mit dem bereits

beschlossenen Kohleausstieg verstärken. Bereits 2023 zahlten europäische Industriekunden 345 % mehr für Erdgas als US-amerikanische und 50 % mehr als chinesische Unternehmen.¹

Preis für Erdgas im weltweiten Vergleich

Referenzpreise der Handelspunkte in Euro/MWh



Quellen: Worldbank, VCI

Abbildung 1: Erdgas-Marktpreise im internationalen Vergleich, Preise in EUR/MWh

- **Gestiegene Gasnebenkosten:** Staatlich induzierte Preisbestandteile und Entgelte führen zu zusätzlichen Kostensteigerungen, die nicht nur im internationalen, sondern auch im innereuropäischen Wettbewerb zu Wettbewerbsverzerrungen führen können:
- **CO₂-Kosten:** Zu Marktpreisen kommen CO₂-Kosten im Rahmen des EU-ETS sowie national über das BEHG bzw. perspektivisch das ETS II hinzu, denen international keine vergleichbaren Bepreisungssysteme gegenüberstehen.²

¹ [The future of European competitiveness – a comprehensive strategy for Europe](#), September 2024; sh. S. 11 Abb. 6

² [International Carbon Action Partnership: Emissions Trading Worldwide – Status Report 2024](#); sh. S. 26

- Gasnetzentgelt:** Das deutsche Gasfernleitungsnetzentgelt ist zum 1. Januar 2026 von bislang 6,71 EUR/(kWh/h)/a auf einen neuen Höchststand von 7,06 EUR/(kWh/h)/a angehoben worden.³ Hinzu kommen für viele industrielle Verbraucher Netzentgelte für die Verteilnetzebene. Auch diese sind in den letzten Jahren im Mittel massiv gestiegen – je nach Abnahmefall seit 2010 beispielsweise um +318 %. Im Vergleich mit EU-Staaten wie Spanien, den Niederlanden oder Belgien sind die deutschen Netzentgelte für industrielle Letztverbraucher deutlich höher. Auch in Zukunft werden die Netzentgelte weiter steigen, da durch die mit der Energiewende einhergehende geringere Auslastung der Netze und ihr Rückbau bzw. ihre Umwidmung die Kosten zunehmend auf weniger Netznutzer verteilt werden müssen. Die Verkürzung von Abschreibungszeiträumen führt gerade in der Anfangsphase der Gasnetztransformation zu höheren Entgelten.

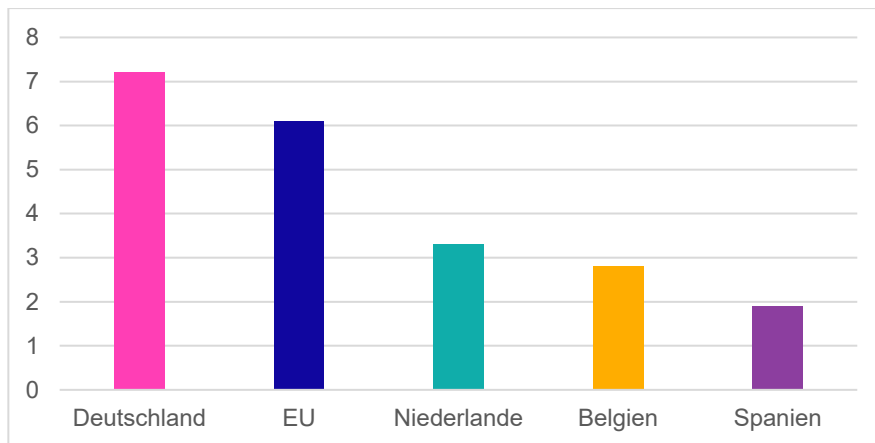


Abbildung 2: Durchschnittliche Netzkosten für Nichthaushaltskunden 2024, alle Verbrauchsgruppen (in EUR/MWh).
Quelle: Eurostat⁴

- Energiesteuer:** Mit dem ersatzlosen Wegfall des Spitzenausgleichs seit 2024 fallen für den nicht anderweitig entlasteten Anteil des Erdgasverbrauchs höhere Steuern an. Dies hat vor allem bei besonders erdgasintensiven Unternehmen in der Gesamtbetrachtung zu einer steuerlichen Mehrbelastung geführt. Viele Unternehmen zahlen daher für den Einsatz von Erdgas weiterhin einen Steuersatz von 4,12 EUR/MWh (5,50 EUR/MWh – 1,38 EUR/MWh gem. § 54 EnergieStG).
- Drohende zukünftige Mehrkosten:** Diskutierte Maßnahmen wie das Konzept einer **nationalen Grüngasquote** können ebenfalls zu deutlichen Mehrkosten für Erdgasverbraucher führen. Grund dafür sind Umstellungs- und Beschaffungskosten für grüne Gase sowie Pönalen, die von Versorgern letztlich auf Letztverbraucher umgelegt werden. Auch verschärfte Nutzungskonkurrenzen zwischen Industrie- und Gebäudesektor um grüne Gase wie Biomethan oder grünen und dekarbonisierten Wasserstoff sind zu befürchten. Ohne flankierende Fördermechanismen wird der Einsatz grüner Gase in der Industrie allein durch eine Quote nicht wirtschaftlicher. Hinzu kommen komplexe Umsetzungsfragen und Überschneidungen mit bestehenden Anreizsystemen wie dem EU-ETS oder der RFNBO-Industriequote. **Vor diesem Hintergrund sollte von der Einführung einer Grüngasquote abgesehen werden.** Mindestens

³ [Neues Briefmarkenentgelt ab dem 01.01.2026 für das Marktgebiet Trading Hub Europe \(THE\) - FNB GAS](#), 2. Juni 2025

⁴ [Gaspreiskomponenten für Nichthaushaltskunden – jährliche Daten](#), Stand 10. November 2025

aber muss die **Industrie dauerhaft von einer Grüngasquote und ihren direkten sowie indirekten (also durch Sektorenkonkurrenzen und Verknappung verursachten) Kosten ausgenommen werden**, wie dies zuvor in den Eckpunkten der Regierungskoalition zum Gebäudemodernisierungsgesetz angekündigt wurde.

Besondere Betroffenheit der chemisch-pharmazeutischen Industrie

- Die chemisch-pharmazeutische Industrie ist mit einem Erdgasbedarf von ca. 107 TWh (2024) größter industrieller Gasverbraucher in Deutschland. Gerade Unternehmen der erdgas- und dampfintensiven chemischen Grundstoffindustrie stehen im direkten internationalen Wettbewerb. Bereits heute spürbare Folgen des hohen Kostenniveaus sind eine Deindustrialisierung in Form von Produktionsverlagerungen, Stilllegungen und ausbleibenden Investitionen in die Transformation.
- Rund ein Viertel (26,4 TWh in 2024) des Erdgases der chemischen Industrie wird stofflich in der Produktion eingesetzt. Eine Substitution ist daher zumindest kurz- und mittelfristig kaum und nur unter sehr hohen Umstellungskosten möglich. Alternativen wie Biomethan sind ohne zusätzliche Förderung insgesamt teurer und nur begrenzt skalierbar. Der Einsatz von Biomethan bedarf auch weiterhin einer entsprechenden Netzinfrastruktur. Von daher führen höhere Netzentgelte zu weiteren Belastungen bei der Umstellung.
- Auch in der Prozessdampfbereitstellung sind technisch-wirtschaftlich realisierbare Alternativen nur begrenzt verfügbar, u.a. wegen der hohen benötigten Temperatur- und Druckparameter.
- Effizienzmaßnahmen werden von der Industrie umgesetzt. Jedoch ist das verbleibende Potenzial begrenzt und reicht nicht aus, um gestiegene Energiekosten zu kompensieren.

Entlastungsmaßnahmen

Die bisherigen Bemühungen und Ankündigungen der Regierungskoalition zur Senkung der Erdgaskosten und Stärkung der Versorgungssicherheit werden grundsätzlich begrüßt.

- Der Koalitionsvertrag sieht die Abschaffung der Gasspeicherumlage, Instrumente für eine versorgungssichere und kostengünstigere Befüllung der Gasspeicher, die Ermöglichung langfristiger, diversifizierter, günstiger Gaslieferverträge mit internationalen Gasanbietern sowie die Nutzung der Potenziale konventioneller Gasförderung im Inland.
- Der VCI und der VIK begrüßen ausdrücklich die Abschaffung der Gasspeicherumlage zum 1.1.2026 mittels Tilgung aus Haushaltsmitteln. Dies sorgt unmittelbar für eine Entlastung der Gasverbraucher und trägt zu einem innereuropäischen Level-Playing-Field bei. Eine Wiedereinführung der Umlage muss in jedem Fall vermieden werden.
- Auch die Absenkung und Flexibilisierung der Gasspeichervorgaben wird begrüßt, da frühere feste Vorgaben eine marktliche Speicherbefüllung erschwert und die Kosten dafür gesteigert hatten. Politische Eingriffe in den Gasmarkt müssen auch in Zukunft minimiert und bestehende Marktverzerrungen weiter abgebaut werden. Seit Sommer 2025 zeigt sich, dass die Befüllung der Gasspeicher mittlerweile anderen Marktmechanismen als früher folgt.

Da Gaskosten im Wesentlichen auf Marktpreisen basieren, sind politische Hebel zur Kostensenkung begrenzt. Angesichts der ernsten Lage der Industrie sind jedoch dringend weitere Schritte nötig, um die Erdgaskosten zu senken und die Versorgungssicherheit weiter zu stärken. Dies umfasst folgende Maßnahmen:

Ausbau heimischer und europäischer Gasförderung

- Die Pläne der Bundesregierung, Potenziale konventioneller Gasförderung im Inland zu nutzen, werden begrüßt. Diese sind mit einer Reservemenge von 32,1 Mrd. m³ und einer Ressource von 150 Mrd. m³

in Deutschland jedoch rückläufig⁵. Der Anteil heimischer konventioneller Gasförderung am Gesamtverbrauch liegt seit Jahren bei rund 4 %.

- Im Vergleich dazu sind geschätzte nicht-konventionell förderbare Lagerstätten in Deutschland mit ca. 320 bis 2030 Mrd. m³ um ein Vielfaches größer.⁶ Aufgrund gesetzlicher Restriktionen bleiben diese Potenziale bislang jedoch ungenutzt.
- Laut derzeitiger Studienlage könnten bei wirtschaftlichen Förderkosten perspektivisch ca. 5–10 Mrd. m³ bzw. 6–12% des jährlichen Gasbedarfs aus nicht-konventionellen Quellen mittels Fracking bezogen werden.⁷ Laut Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geenergie (BVEG) wäre die Deckung von mindestens 20 % des deutschen Gasbedarfs aus konventioneller und unkonventioneller heimischer Förderung möglich.⁸ Dies kann mittelfristig einen wichtigen Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit und Rohstoffautonomie leisten. Vorkettenemissionen könnten zudem im Vergleich zu LNG-Lieferungen deutlich reduziert werden. Durch zusätzliches Angebot im Markt könnte außerdem eine Senkung der Gaskosten erreicht werden.
- Vor diesem Hintergrund stuft auch das Kurzgutachten des wissenschaftlichen Beraterkreises für evidenzbasierte Wirtschaftspolitik der Bundesministerin für Wirtschaft und Energie vom März 2026 Gasförderung mittels Fracking als sinnvolle Option ein, um die Abhängigkeit von ausländischen Lieferanten zu reduzieren.⁹
- Der VCI und der VIK sprechen sich daher dafür aus, neben konventionellen auch die Nutzung nicht-konventioneller heimischer Gasförderpotenziale zu ermöglichen. Dafür sollten regulatorische Hürden wie vor allem das seit 2017 bestehende kommerzielle Fracking-Verbot abgebaut und Planungs- und Genehmigungsprozesse beschleunigt werden. Die Bundesregierung sollte sich zudem für eine Ausweitung der heimischen Gasförderung in der EU einsetzen.
- Umweltrisiken sollten dabei minimiert werden. Wie der Abschlussbericht der unabhängigen Expertenkommission Fracking von 2021 zeigt, ist dies durch eine angepasste Steuerung und Überwachung der Maßnahmen sowie den Einsatz modernster Technik und Materialien möglich.¹⁰

Zugang zu Biomethan

- Mit Hilfe von Biomethan können bestehende Anlagen der chemischen Industrie de-fossilisiert werden, ohne dass teure Umrüstungen am Standort notwendig sind. Biomethan kann somit die Gasversorgung ergänzen und die Transformation unterstützen.
- Der REPowerEU-Plan sieht dafür den Ausbau der Biogas- und Biomethanproduktion in der EU auf 35 Mrd. m³ bis 2030 vor.¹¹ Dies entspricht in etwa dem Fünffachen der heutigen Kapazität, was einen raschen Ausbau erfordern würde.
- Aufgrund der im Vergleich zu Erdgas deutlich höheren Produktionskosten, Nutzungskonkurrenzen und begrenzter Skalierbarkeit ist ein großflächiger Einsatz von Biomethan derzeit aber weder wirtschaftlich

⁵ [Erdgasreserven - BVEG](#), 24. April 2025

⁶ [FAQ's zum Fracking | Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie](#), Stand 10. November 2025

⁷ [Fracking: eine Option für Deutschland? Chancen, Risiken und Ungewissheiten beim Fracking in nicht konventionellen Lagerstätten](#); Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), Juni 2023

⁸ [Fracking in Deutschland - BVEG](#), Stand 20. November 2025

⁹ [Kurzgutachten Energiekrise](#), März 2026

¹⁰ [Bericht Expertenkommission Fracking, 2021](#)

¹¹ [European Commission – Biomethane](#), Stand 10. November 2025

noch technisch kurzfristig machbar. Daher sind zusätzliche Maßnahmen zur Unterstützung des Markthochlaufs nötig.

- Während des Markthochlaufs könnte der Einsatz von Biomethan durch gezielte Förderinstrumente erleichtert werden, die Risiken absichern, Angebot und Nachfrage zusammenbringen und Kostenlücken schließen.
- Der grenzüberschreitende und heimische Handel mit Biomethan sollte durch harmonisierte und rechtssichere Zertifizierungssysteme unterstützt werden. Der aktuelle Regelungsrahmen ist fragmentiert und aufgrund der hohen Komplexität nicht praxistauglich. Derzeitige Unsicherheiten bzgl. der Treibhausgasberechnung (etwa im Rahmen des GHG Protocol) erschweren zusätzlich den Einsatz von Biomethan.
- Der Einsatz von Biomethan sollte priorisiert in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren erfolgen, die im internationalen Wettbewerb stehen.

Diversifizierung der Gasversorgung und Planungssicherheit

- Die Energiekrise im Jahr 2022 hat die Risiken einseitiger Abhängigkeiten von einzelnen Versorgern aufgezeigt. Die Bundesregierung sollte sich daher weiterhin für einen diversifizierten Erdgasbezug von unterschiedlichen Lieferländern inkl. LNG-Lieferungen einsetzen, um diese Risiken zu minimieren. In den nächsten Jahren wird eine deutliche Zunahme globaler LNG-Kapazitäten (v.a. aus den USA, Kanada, Qatar und afrikanischen Staaten) erwartet, was zu sinkenden Marktpreisen beitragen kann¹². Gleichzeitig steigt bis 2030 voraussichtlich jedoch auch die internationale, jährliche Nachfrage in den Sektoren Verkehr, Haushalt und Gewerbe aufgrund der weltweit steigenden Bedarfe signifikant an.¹³
- Im internationalen Vergleich werden in Europa überdurchschnittlich große LNG-Mengen am Spotmarkt und nicht über langfristige Verträge beschafft (28 % Spot-Beschaffung in der EU vs. 8% im internationalen Durchschnitt). Damit ist der europäische Gasmarkt einer höheren Volatilität (z.B. aufgrund geopolitischer Risiken) als andere Wettbewerbsregionen ausgesetzt. Langfristige Importverträge können zu insgesamt niedrigeren Beschaffungskosten beitragen, die Volatilität der Spotmärkte reduzieren und Preisstabilität stärken.¹⁴ Damit europäische Importeure von diesen Vorteilen Gebrauch machen können, müssen regulatorische Hürden schnell und konsequent abgebaut werden:
 - Der Abschluss langfristiger Lieferverträge wird akut durch die Methanverordnung der EU erschwert, da Unklarheit über die bereits ab 2027 geltenden Regeln für Importeure und Vorgaben zu Monitoring, Reporting und Verifizierung im gegebenen Zeitrahmen herrscht. Dies erhöht die Kosten für langfristige Gasverträge und droht das Angebot signifikant zu begrenzen. Schlimmstenfalls könnten 43 % der EU-Gasimporte (rund 114 Mrd. Kubikmeter) die künftigen Vorgaben ab 2027 nicht erfüllen.¹⁵ Zudem wird dadurch auch die Produktion kohlenstoffarmen Wasserstoffs erschwert.
 - Die Bundesregierung sollte sich auf EU-Ebene für eine gezielte Anpassung der EU-Methanverordnung einsetzen, um Rechts- und Planungssicherheit zu schaffen und Versorgungsrisiken zu minimieren. Bürokratiekosten und regulatorische Unsicherheit bezüglich der Emissionsberichterstattung für heimische Produktion und Importe sollten dabei reduziert werden, ohne das grundlegende Ziel der Senkung von Methanemissionen zu gefährden.

¹² [European Commission - Roadmap towards ending Russian energy imports](#), 12. Mai 2025

¹³ [IEA Gas Market Report Q2 2026](#), 24. April 2026

¹⁴ [A New Gas Procurement Paradigm to Protect Europe's Industrial Future | BCG](#), 8. September 2025

¹⁵ [Wood Mackenzie \(2026\): EU Methane Emissions Regulation Study](#)

- Die Bundesregierung sollte aktualisierte mittel- bis langfristige Prognosen zu zukünftigen Gasbedarfen erstellen, die den anhaltenden stofflichen Einsatz von Methan in der chemischen Industrie jenseits der 2040er berücksichtigen und die Planungssicherheit für Marktteilnehmer verbessern.
- Der gemeinsame Einkauf von Gasmengen auf EU-Ebene kann grundsätzlich zu flexibleren Gasverträgen beitragen. Eine marktbasierende Nachfrageaggregation muss dabei stets freiwillig bleiben und darf nicht zu Verzerrungen auf dem Gasmarkt führen. Sofern dies gewährleistet ist, sollten bestehende wettbewerbsrechtliche Hürden abgebaut werden.
- Für den schnellen Hochlauf und den Import erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase ist ein robustes Zertifizierungssystem für Herkunfts- und Nachhaltigkeitsnachweise nötig.

Wettbewerbsfähige Energiesteuern

- Die noch bestehenden Befreiungs- und Ermäßigungstatbestände im Energiesteuergesetz müssen beibehalten und sollten mindestens auf das Niveau vor Streichung des Spitzenausgleichs ausgeweitet werden.
- Die derzeitige Überarbeitung der Energy Taxation Directive der EU sollte die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie nicht durch eine Erhöhung der Steuerbelastung für Erdgas beeinträchtigen – insbesondere für Unternehmen mit begrenzten Substitutionsmöglichkeiten. Vor allem die im Entwurf von Artikel 14.7 vorgesehene Möglichkeit für die Mitgliedstaaten, den Eigenverbrauch von Energieprodukten und Strom zu besteuern, führt zu einer erheblichen und ungleichen Kostenbelastung für chemische Industrie in der EU, wodurch das Risiko der Deindustrialisierung verschärft und die Critical Chemicals Strategy der EU geschwächt wird.

Verursachungsgerechte Umlageausschüttung

- Vor dem Hintergrund der uneinheitlich geregelten Ausschüttung und Weitergabe der RLM-Bilanzierungsumlage im Jahr 2025 sollte geprüft werden, wie Ausschüttungsmechanismen für Umlagen auf den Gaspreis künftig transparenter und verursachungsgerechter ausgestaltet werden können. Dies betrifft sowohl eine engere zeitliche Kopplung zwischen Verursachung und Ausschüttung als auch den tatsächlichen Beitrag einzelner Marktteilnehmer zum Umlagevolumen, die bei einer Ausschüttung besser berücksichtigt werden sollten.

Evaluierung und Weiterentwicklung der Gasspeichervorgaben

- Angesichts des stetigen Ausbaus der LNG-Importinfrastruktur und der somit veränderten Beschaffungsstruktur im Erdgasmarkt hat sich die Rolle von Gasspeichern für die Versorgungssicherheit verändert. Sie sind zwar weiterhin nötig, um die Versorgung in den Wintermonaten zu decken. Mit LNG-Terminals stehen inzwischen jedoch zusätzliche Flexibilitäten zur Verfügung.
- Infolgedessen und im Kontext der derzeit sehr unsicheren Marktentwicklung im Zuge des Irankriegs hat sich auch der Speichermarkt verändert. Sommer-Winter-Spreads, die in der Vergangenheit eine zuverlässige marktliche Befüllung der Speicher sichergestellt hatten, sind seit 2025 zunehmend volatil. Damit ist die Speicherbefüllung mindestens mittelfristig eine Herausforderung.
- Es muss schnellstmöglich Klarheit geschaffen werden, mit welchen Instrumenten die Gasspeicherbefüllung für die Winter 2026/27 und 2027/28 sichergestellt werden soll.
- Das geplante Konzept der Bundesregierung für eine **strategische Gasreserve ab Winter 2027/28** sollte rasch konkretisiert werden. Eine Reserve kann mit der richtigen Ausgestaltung einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Aus Sicht der Industrie sind dabei folgende Aspekte entscheidend:
 - **Dimensionierung:** Die Reserve muss so dimensioniert sein, dass die eingespeicherten und dem Markt entzogenen Mengen nicht so groß sind, dass es im regulären Winterverlauf ohne Reserveeinsatz zu einer Unterdeckung kommt. Die in der bisherigen Berichterstattung genannte Größenordnung von 10 % des bundesweiten Speichervolumens erscheint ein sinnvoller Ausgangspunkt zu sein.
 - **Aktivierungskriterien:** Die eingespeicherten Mengen müssen klar dem Markt entzogen werden, um verzerrende Effekte zu vermeiden. Der Einsatz darf nur bei Erfüllung transparenter Einsatzkriterien im Kontext der Notfallstufe erfolgen – etwa um erzwungene Bezugsreduktionen und Abregelungen zu vermeiden.

- **Finanzierung:** Einspeicherungs- und Betriebskosten sollten aufgrund des Beitrags der strategischen Gasreserve zur Sicherung der allgemeinen Versorgung aus dem Haushalt gedeckt werden. Eine Wiedereinführung der Gasspeicherumlage mittels § 35h EnWG ist in jedem Fall zu vermeiden.
- Neben einer strategischen Gasreserve sind (ggf. frühzeitiger) weitere Maßnahmen denkbar, um die zuverlässige Speicherbefüllung anzureizen.
 - Denkbar ist z.B. eine **gesetzliche Verpflichtung für Gasimporteure**, die einen gewissen Anteil der von ihnen importierten Mengen jeweils für den Winterbetrieb einspeichern müssten. Diese Mengen wären dann im Gegensatz zu der strategischen Gasreserve nicht an Notfallkriterien gebunden, sondern könnten ab einem Stichtag frei eingesetzt werden.
 - Eine **private Speicherbefüllung z.B. durch die Industrie** könnte zusätzlich angereizt werden, indem ein Anteil privat eingespeicherter Mengen im Fall einer Mangellage vor staatlichen Steuerungsmaßnahmen geschützt wäre. Eine vergleichbare Regelung wurde nach 2022 in Österreich eingeführt und greift dort für 50 % des jeweiligen Vorjahresverbrauchs von Unternehmen.
- Die im Mai 2025 bereits erfolgte Anpassung und Flexibilisierung der Speicherziele im Rahmen der Gasspeicherfüllstandsverordnung wird in diesem Kontext begrüßt. Eine Verlängerung von staatlichen Speicherzielen über den 31. März 2027 hinaus würde marktverzerrend wirken und erscheint daher nicht sinnvoll.
- Allgemein wird auf die Notwendigkeit einer möglichst kosteneffizienten Speicherbefüllung hingewiesen – vor allem, wenn eine Einspeicherung gesetzlich angereizt wird. Entstehende Kosten müssen Marktteilnehmern möglichst transparent aufgeschlüsselt werden.
- Das von Trading Hub Europe entwickelte Strategische Befüllprodukt (SBI) nach § 35c Abs. 1 EnWG sollte von einer Folgen- bzw. Kostenabschätzung flankiert sowie in einem transparenten Monitoring evaluiert werden.

Netzumstellung kosteneffizient gestalten und Transparenz zur Entgeltentwicklung schaffen

- Die Industrie wird aufgrund der auch längerfristigen stofflichen Nutzung von Methan in Produktionsprozessen und der beschränkten Substituierbarkeit von Erdgas in der Prozessdampfversorgung zu den Nutzern zählen, die die Erdgasinfrastruktur am längsten nutzen. Es muss vermieden werden, dass die Netzkosten zukünftig ein prohibitiv hohes Niveau erreichen und die internationale Wettbewerbsfähigkeit zusätzlich gefährden.
- Die Bundesregierung sollte daher mögliche Finanzierungsmodelle prüfen, um einen solchen Anstieg für die wenigen verbleibenden Nutzer zu verhindern. Zudem sollten die Stilllegungskosten so gering wie möglich gehalten werden. Es erscheint vor diesem Hintergrund sinnvoller, vorhandene Leitungs-Infrastruktur nicht aktiv rückzubauen, sondern nach Möglichkeit im Boden zu belassen, stillzulegen und für eine etwaige Weiterverwendung zu erhalten. Betroffene Netznutzer müssen zudem mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf in Umstellungs- und Stilllegungspläne eingebunden werden.
- Zugleich sollten die Fernleitungsnetzbetreiber oder die Bundesnetzagentur indikative Prognosen zur Entwicklung der Gasnetzentgelte z.B. für die nächsten 10 Jahre vorlegen. Dies würde industriellen Gasverbrauchern eine bessere Planbarkeit ermöglichen. Vergleichbare Prognosen liegen etwa in den Niederlanden vor.

Flavia Jakob

Seniorreferentin für Energiewirtschaft und Regulierung

Verband der Industriellen Energie- & Kraftwirtschaft e.V.



f.jakob@vik.de



+49 (0) 172 204 77 00



[Kronenstr. 12, 10117 Berlin](#)



www.vik.de

Heinrich Nachtsheim

Bereich Nachhaltigkeit, Energie und Klimaschutz

Abteilung Energie, Klimaschutz und
Kreislaufwirtschaft

T +49 (69) 2556-1542

E nachtsheim@vci.de



**Verband der Industriellen
Energie- & Kraftwirtschaft**
Energie für die Industrie

Kronenstraße 12, 10117 Berlin

Vorsitzender des Vorstands: Gilles Le Van

Amtsgericht Charlottenburg, Registernummer 95VR38556 | UST-ID:
DE 119 824 770

Der VIK ist registrierter Interessenvertreter Lobbyregister des Bundes: [R002055](#) EU-Transparenzregister: [540746447804-05](#). Der VIK betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage der Verhaltenskodizes für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes sowie im Rahmen der Interinstitutionellen Vereinbarung über ein verbindliches EU-Transparenz-Register.

Der VIK ist seit 1947 die Interessenvertretung industrieller und gewerblicher Energienutzer in Deutschland. Er ist ein branchenübergreifender Wirtschaftsverband mit Mitgliedsunternehmen aus den unterschiedlichsten Branchen, wie Aluminium, Chemie, Glas, Papier, Stahl oder Zement. Der VIK berät seine Mitglieder in allen Energie- und energierelevanten Umweltfragen. Im Verband haben sich etwa 80 Prozent des industriellen Stromverbrauchs und rund 90 Prozent des versorgerunabhängigen industriellen Energieeinsatzes und rund 90 Prozent der versorgerunabhängigen Stromerzeugung in Deutschland zusammengeschlossen.

Verband der Chemischen Industrie e.V. – VCI

Mainzer Landstraße 55

60329 Frankfurt

www.vci.de | www.ihre-chemie.de |
www.chemiehoch3.de

[LinkedIn](#) | [YouTube](#) | [Instagram](#)

[Datenschutzhinweis](#) | [Compliance-Leitfaden](#) | [Transparenz](#)

- Registernummer des EU-Transparenzregisters: 15423437054-40
- Der VCI ist unter der Registernummer R000476 im Lobbyregister, für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und gegenüber der Bundesregierung, registriert.

Der VCI ist Europas größter Verband für Chemie und Pharma. Mit seinen 22 Fach- und 7 Landesverbänden repräsentiert er die Interessen von rund 2.000 Unternehmen – vom Global Player bis zum hoch spezialisierten Mittelständler. Mit 230 Milliarden Euro Umsatz im Jahr 2025 und rund 545.000 Beschäftigten in Deutschland zählt die Branche zu den stärksten Treibern für Innovation, Wohlstand und Zukunft. Für eine starke chemisch-pharmazeutische Industrie von heute und morgen ist der VCI in Deutschland, in Europa und weltweit aktiv.