



LE GOUVERNEMENT
DU GRAND-DUCHÉ DE LUXEMBOURG
Ministère de l'Économie

Bericht über die Versorgungssicherheit im Gasbereich in Luxemburg

**nach Artikel 16, Absatz 4 des umgeänderten Gesetzes vom
1. August 2007 über die Organisation des Gasmarktes**

31. Juli 2026

Bericht über die Versorgungssicherheit im Gasbereich in Luxemburg

Dr. Simeon Hagspiel
Commissaire du Gouvernement à l'Energie

Dr. Kevin Kails
Attaché

Ministère de l'Économie
19-21, boulevard Royal
L-2449 Luxembourg

31. Juli 2026

Inhalt

ZUSAMMENFASSUNG UND WICHTIGSTE ERKENNTNISSE	1
1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG DES BERICHTS	4
2 VERSORGUNGSSITUATION EUROPAS VOR DEM HINTERGRUND DES KRIEGS IM MITTLEREN OSTEN	5
2.1 Versorgungswege und Gasflüsse	5
2.2 Reduktion des Gasverbrauchs	8
2.3 Gasspeicher	9
2.4 Ausblick	11
3 MARKTSEITIGE VERSORGUNGSSICHERHEIT LUXEMBURGS	14
3.1 Entwicklung der Gasimporte	14
3.2 Entwicklung des Gasverbrauchs	16
3.3 Möglichkeiten der Gasspeicherung	18
4 NETZSEITIGE VERSORGUNGSSICHERHEIT LUXEMBURGS	19
4.1 Transportnetz	19
4.1.1 Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Transportnetz	19
4.1.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze	21
4.1.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung	22
4.1.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	24
4.2 Verteilnetze	25
4.2.1 Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Verteilnetz	25
4.2.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze	26
4.2.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung	27
4.2.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	28
5 IMPLIKATIONEN DER DEKARBONISIERUNG DES ENERGIESYSTEMS	29
6 RESILIENZ DER GASVERSORGUNG	31
6.1 Übersicht der Präventions- und Notfallpläne	31
6.2 Resilienzstrategie	33
6.3 Analyse der Resilienz der Gasnetzinfrastruktur	34
7 LITERATUR	36

Zusammenfassung und wichtigste Erkenntnisse

Nach dem Ukrainekrieg und den extremen Preisentwicklungen 2022-23 führen die **Kriegshandlungen im Mittleren Osten und die Sperrung der Straße von Hormus** seit dem 28. Februar 2026 erneut zu Spannungen an den globalen und europäischen Gasmärkten, die sich auch auf die Versorgung Luxemburgs auswirken. Wie in Abbildung 1 dargestellt, sind die Preise heute jedoch nicht mit jenen extremen Entwicklungen von vor 4 Jahren vergleichbar. Zudem sind – ebenso wie damals – **keine physikalischen Versorgungsunterbrechungen** in Europa zu verzeichnen. Grund dafür sind insbesondere diversifizierte Versorgungswege (siehe weiter unten) und eine deutliche Verbrauchsreduktion der EU (-16%) und auch Luxemburgs (-20%) seit 2021.

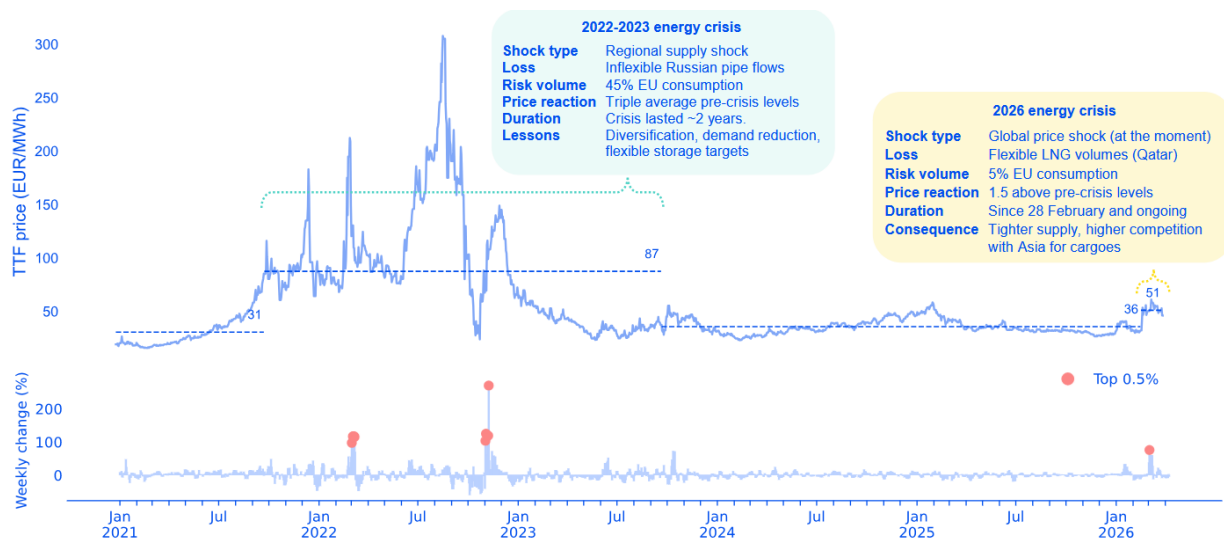


Abbildung 1. Entwicklung der Gaspreise am TTF-Großhandel (Quelle: [1])

Trotz der gesteigerten Resilienz der Gasversorgung bleiben **verschiedene strukturelle Risiken**, die durch die aktuelle Krise erneut deutlich werden und im vorliegenden Bericht aus verschiedenen Blickwinkeln analysiert werden.

Marktseitig wird dargestellt, inwieweit Angebot und Nachfrage heute und in Zukunft ausgeglichen werden können, so dass Endkunden jederzeit sicher mit Gas versorgt werden. Neben den **finanziellen Auswirkungen der Abhängigkeit** (die EU hat seit Ausbruch des Krieges im Mittleren Osten 50 Mrd. € Zusatzkosten für die Importe fossile Energieträger zu tragen [2]) sind physikalische Engpässe aufgrund von Lieferschwierigkeiten weiterhin nicht ganz auszuschließen. In diesem Kontext kommt den **Gasspeichern** eine wichtige Rolle zu, die allerdings aufgrund eines kalten letzten Winters und ungünstiger Marktbedingungen aktuell nur zu 49 % gefüllt sind. Zum gleichen Zeitpunkt lag der Füllstand im Jahr 2025 bei 59 % und im Jahr 2024 bei 77 %. Luxemburg beteiligt sich über die Gasversorger mit 15% des Endverbrauchs an der Speicherbefüllung, dennoch bestehen insbesondere **für den kommenden Winter 2026-27 gewisse Unsicherheiten und Risiken für die Versorgungssicherheit mit Gas** aufgrund von eventuellen Lieferschwierigkeiten. Relevant ist hierbei unter anderem die Tatsache, dass **weiterhin relevante Mengen von russischem LNG in der EU** anlanden (14% im ersten Halbjahr 2026 [3]), und dass nach Angaben verschiedener Akteure durch die **EU-Methanemissionsreduktionsverordnung** ein Risiko besteht, dass verschiedene Anbieter nicht mehr in die EU liefern. Gleichzeitig hat Luxemburg

aufgrund seiner Größe und quasi 100%igen Importabhängigkeit nur **beschränkte Mittel, um auf solche Risiken zu reagieren**, im Wesentlichen:

- Sicherstellung des **funktionierenden europäischen Binnenmarktes** für Gas, inklusive in Krisensituationen. Neben dem Regelwerk der EU kommt der Beziehung mit Deutschland (wichtige Grenzleitung) sowie Belgien (wichtige Grenzleitungen und gemeinsames Marktgebiet) dabei eine besondere Bedeutung zu.
- **Reduktion der Abhängigkeit durch Verbrauchsreduktionen**, zum Beispiel durch Energieeffizienzmaßnahmen oder Umstellung von Gas auf strombasierte Technologien.

Netzseitig stellt der vorliegende Bericht fest, dass sich die Luxemburger Gasnetze in gutem Zustand befinden und kein besonderes Risiko für die Versorgungssicherheit darstellen. Gleichzeitig wird aber auch festgestellt, dass die **Anzahl derjenigen Anlagen, die in naher Zukunft die typische Lebensdauer überschreiten, kontinuierlich ansteigt und rein rechnerisch in einem Reinvestitionsbedarf 450 Mio € über die nächsten 10 Jahre resultiert** (Abbildung 2).

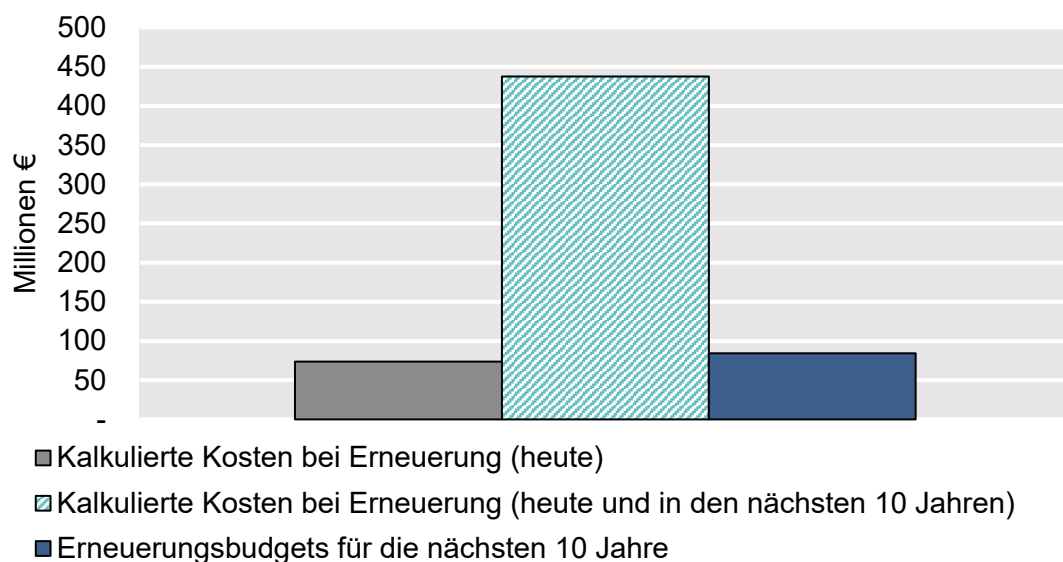


Abbildung 2. Vergleich der durch Überschreitung der üblichen Nutzungsdauer kalkulierten notwendigen Erneuerungskosten mit dem von den Netzbetreibern für die nächsten zehn Jahre geplanten Erneuerungsbudgets [Quelle: eigene Darstellung].

Auch wenn die Versorgungssicherheit bei Überschreitung der typischen Lebensdauer nicht direkt negativ beeinflusst sein muss, verdeutlicht die Darstellung die **große strategische Herausforderung der nächsten Jahre für die Gasnetze: eine Reinvestition würde normalerweise für 40-60 Jahre getätigt werden; gleichzeitig soll jedoch bis 2050 die Klimaneutralität erreicht werden**. Für dieses Spannungsfeld gilt es, einen **verlässlichen Rahmen für die Entwicklung der Gasnetze zu definieren, der sowohl technische, ökonomische als auch gesellschaftliche Überlegungen vereint**.

Während die Trajektorie für die Gesamtemissionsreduktionen also grundsätzlich vorgegeben ist, gilt es, diese durch Lösungsansätze auch konkret anzuregen. Dies betrifft insbesondere die **Bereitstellung von Wärme in Gebäuden sowie für Industrieprozesse**. Parallel dazu muss geklärt werden, wie die **Gasnetze progressiv stillgelegt** werden. Der hierfür notwendige regulatorische Rahmen muss insbesondere auch den Netzbetreibern gerecht werden, die einerseits die Versorgungssicherheit der (verbleibenden) Gaskunden, und andererseits auch die Rentabilität der Netzaktivität verantworten.

Dem PNEC und der für 2028 geplanten Aktualisierung kommt dabei eine wichtige Rolle zu, um für die Entwicklung ein **hohes Maß an Koordination von Akteuren, Initiativen und Instrumenten zu erreichen**. Nur durch ein **kohärentes Zusammenspiel** können Investitions- und Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Abschließend ist bei den Präventions- und Notfallplänen Luxemburgs eine positive Entwicklung zu verzeichnen. So veröffentlichte die Luxemburger Regierung im März 2025 Ihre aktualisierte **Risikoanalyse und Notfallplan für den Gassektor**, und die Netzbetreiber erstellten einen Wiederaufbauplan für das Transport- und Verteilnetz. Zudem wurde im Oktober 2025 **Luxemburgs Resilienzstrategie** vorgestellt, zu der der vorliegende Bericht einen wesentlichen Beitrag leistet.

1 Hintergrund und Zielsetzung des Berichts

Dem Regierungskommissar für Energie wird durch Artikel 16, Absatz 4 des umgeänderten Gesetzes vom 1. August 2007 über die Organisation des Gasmarktes die Aufgabe übertragen, alle zwei Jahre einen Bericht über die Sicherheit und Qualität der Erdgasversorgung zu erstellen.

Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben ist Versorgungssicherheit als umfassender Begriff zu verstehen, der die Gesamtsicht auf die Versorgung der Kunden widerspiegelt. Der vorliegende Bericht befasst sich dementsprechend mit der Versorgungssicherheit Luxemburgs unter Berücksichtigung aller Stufen der Wertschöpfungskette, d.h. Förderung, Import, Handel, Fernleitung, ggf. Speicherung, Vertrieb, Verteilung und Verbrauch von Gas. Um diesen Aspekten umfassend Rechnung zu tragen, wird in Kapitel 2 zunächst die Versorgungssituation vor dem Hintergrund des Kriegs im Mittleren Osten aus einer europäischen Perspektive bewertet. Die nachfolgenden Kapitel fokussieren sich dann auf Luxemburg im Speziellen: Kapitel 3 beschreibt und bewertet die marktseitige Versorgungssicherheit; Kapitel 4 betrachtet die netzseitige Versorgungssicherheit im Hinblick auf Alter und Zustand der Gasnetzinfrastruktur sowie geplanter Investitionen und betrieblicher Aufwendungen; Kapitel 5 geht auf die Herausforderungen der Dekarbonisierung des Energiesystems für den Gassektor und dessen Versorgungssicherheit ein; abschließend gibt Kapitel 6 eine Übersicht über die Präventions- und Notfallpläne Luxemburgs im Gasbereich.

Zur Erstellung dieses Berichts haben die Gasnetzbetreiber nach Artikel 17 des Gasmarktgesetzes einen 10-Jahres-Plan über die Netzentwicklung sowie weitere Informationen bereitgestellt, die eine der Grundlagen des vorliegenden Berichts bilden.

Aufgrund der Breite des Themas soll bereits an dieser Stelle auf andere Berichte aufmerksam gemacht werden, die sich an bestimmte Bereiche anschließen bzw. diese vertiefen. So veröffentlicht die Regulierungsbehörde (ILR) jährlich einen Bericht zu den relevanten Entwicklungen im Luxemburger Gasmarkt. Gemäß den Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff werden zukünftig die Netzbetreiber eigene 10-Jahres-Pläne für die Entwicklung ihrer Netze erstellen. Von hoher Relevanz sind auch die Versorgungssicherheitsberichte des Europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber ENTSOG, sowie der Europäischen Regulierungsagentur ACER. Zudem fügt sich der vorliegende Bericht in Luxemburgs Resilienzstrategie ein, die im Oktober 2025 veröffentlicht wurde, mit dem Ziel die Widerstandsfähigkeit Luxemburgs gegenüber Krisen und Schocks unterschiedlichster Art zu stärken. Auf diese und weitere Referenzen wird an jeweiliger Stelle direkt im Bericht verwiesen.

2 Versorgungssituation Europas vor dem Hintergrund des Kriegs im Mittleren Osten

Als kleines importabhängiges Land hängt die Versorgungssicherheit Luxemburgs elementar von der Versorgungssituation Europas ab. Diese hat sich seit Beginn des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine im Jahr 2022 grundlegend verändert. Der weitgehende Wegfall russischer Pipelinegaslieferungen führte zu einer umfassenden Neuausrichtung der europäischen Gasversorgung, die heute wesentlich stärker auf diversifizierten Importquellen und insbesondere auf verflüssigtem Erdgas (LNG) basiert.

Die geopolitischen Entwicklungen im Jahr 2026, insbesondere die Eskalation des Konflikts im Nahen Osten und die damit verbundenen Risiken für den globalen LNG-Handel, haben erneut verdeutlicht, wie eng die europäische Versorgungssicherheit mit den internationalen Energiemärkten verknüpft ist. Obwohl die Versorgungslage gegenüber der Energiekrise der Jahre 2022 und 2023 deutlich stabiler scheint, bleiben geopolitische Spannungen, Störungen globaler Lieferketten und Schwankungen der LNG-Verfügbarkeit wesentliche Risikofaktoren für die europäische Gasversorgung. **Abbildung 3** verdeutlicht die Auswirkungen der Energiekrise der Jahre 2022 und 2023 und der jetzigen Situation anhand der Gaspreise am Europäischen Großhandelsmarkt.

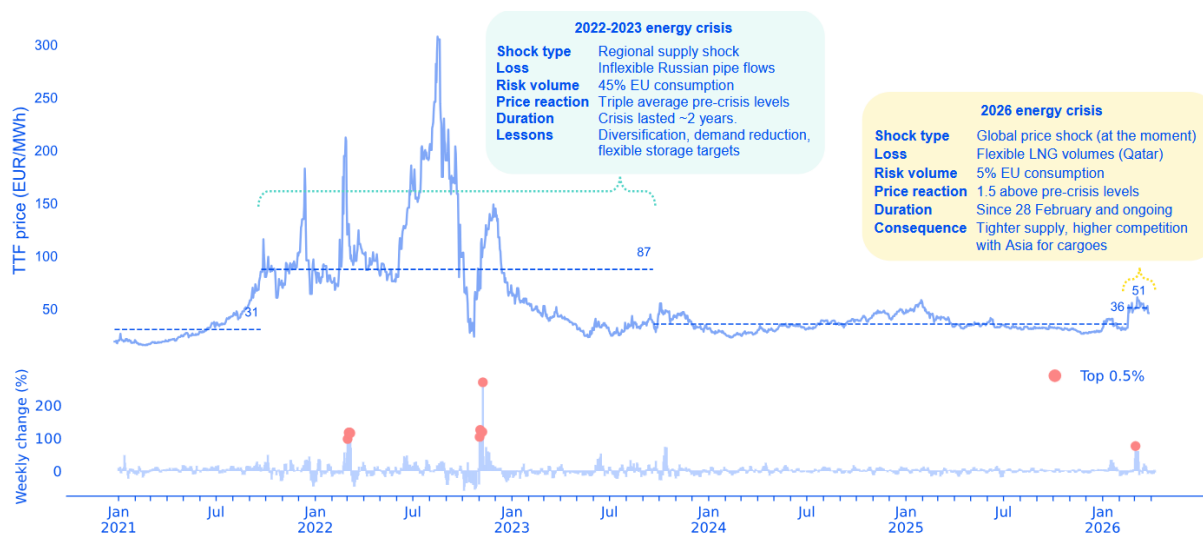


Abbildung 3. Entwicklung der Gaspreise am TTF-Großhandel [Quelle: [1]]

Die Europäische Union hat in den vergangenen Jahren zahlreiche Maßnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit umgesetzt. Hierzu zählen insbesondere der Ausbau der LNG-Importinfrastruktur, die Diversifizierung der Bezugsquellen, gemeinsame Beschaffungsmechanismen, regulatorische Vorgaben zur Speicherbefüllung sowie die Umsetzung des REPowerEU-Plans. Diese Maßnahmen haben die Widerstandsfähigkeit des europäischen Gasmarktes deutlich erhöht und werden nachfolgend dargestellt.

2.1 Versorgungswege und Gasflüsse

Die Europäische Union deckt den überwiegenden Teil ihres Gasbedarfs durch Importe. Die sowieso geringe europäische Gasproduktion ist in den letzten Jahren infolge des Rückgangs der Förderung in den Niederlanden und anderen Mitgliedstaaten kontinuierlich zurückgegangen. Importinfrastrukturen

und grenzüberschreitende Gasnetze bleiben daher von zentraler Bedeutung für die Versorgungssicherheit Europas.

Europa verfügt über ein diversifiziertes Importportfolio aus Pipelinegas und verflüssigtem Erdgas, wie in Abbildung 4 dargestellt. Die wichtigsten Pipelineimporte stammen heute aus Norwegen, Nordafrika (insbesondere Algerien) sowie Aserbaidschan. Gleichzeitig hat LNG seit Beginn der Energiekrise erheblich an Bedeutung gewonnen und stellt mittlerweile einen wesentlichen Bestandteil der europäischen Gasversorgung dar (41 % im Jahr 2025 [4]). Der Ausbau neuer LNG-Terminals, insbesondere in Deutschland, den Niederlanden, Italien sowie im Ostseeraum, hat die Importkapazitäten Europas deutlich erhöht und die Flexibilität des Gasversorgungssystems verbessert.

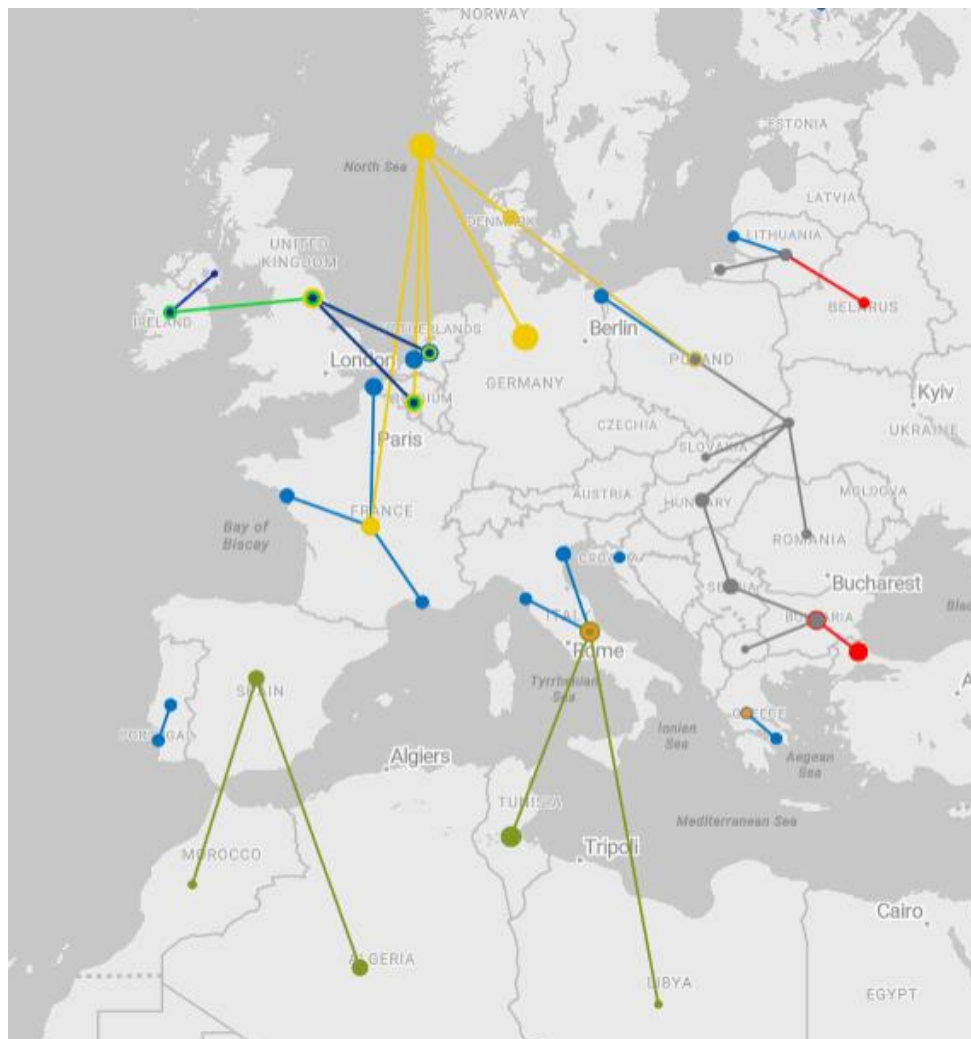


Abbildung 4. Gasinfrastrukturen in Europa (LNG in Blau, Importe aus Norwegen in Gelb, Importe aus Russland in Rot) [Quelle: ENTSO-G]

Mit dem Auslaufen des russisch-ukrainischen Transitvertrags zum 1. Januar 2025 entfiel einer der wichtigsten historischen Transportkorridore für russisches Pipelinegas nach Europa. Verbleibende russische Lieferungen erfolgen seither im Wesentlichen über die TurkStream-Pipeline in Richtung Südosteuropa, während zahlreiche Mitgliedstaaten ihre Versorgung vollständig auf alternative Lieferquellen umgestellt haben. Wie im Rahmen von RePowerEU definiert, verfolgt die Europäische Union das Ziel, sämtliche verbleibenden Importe von russischem Pipelinegas und russischem LNG schrittweise bis spätestens Ende 2027 zu beenden (siehe Kapitel 2.4).

Die Vereinigten Staaten haben sich seit 2022 zum wichtigsten LNG-Lieferanten Europas entwickelt und decken inzwischen den größten Anteil der europäischen LNG-Importe. Weitere bedeutende Lieferländer sind Katar, Algerien, Nigeria sowie weitere Produzenten im Atlantikraum. Abbildung 5 veranschaulicht die EU-Gasimporte von Januar 2025 bis Juli 2026. Im ersten Halbjahr 2026 stammte das in die EU importierte Gas zu 31 % aus Norwegen, 28 % aus den USA, und 14 % aus Russland [3]. Neben den Importen ist ebenfalls die wichtige saisonale Rolle der Gasspeicher im Winter erkennbar.

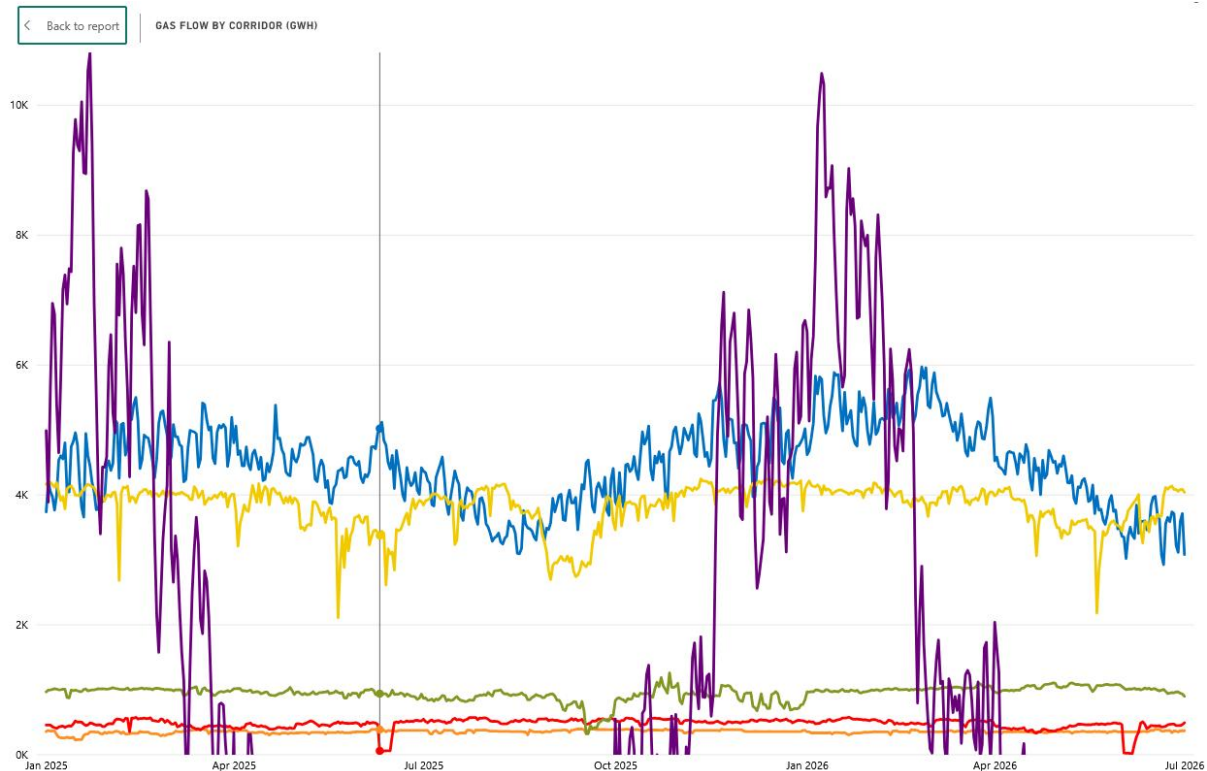


Abbildung 5. EU-Gasimporte von Januar 2025 bis Juli 2026 (LNG in Blau, Importe aus Norwegen in Gelb, Importe aus Russland in Rot und Gas aus Gasspeichern in Lila) [Quelle: [5]]

Die stärkere Diversifizierung der Bezugsquellen hat wesentlich zur Erhöhung der Versorgungssicherheit beigetragen, führt jedoch gleichzeitig zu einer deutlich stärkeren Abhängigkeit Europas von den Entwicklungen auf dem globalen LNG-Markt. Die Eskalation des Konflikts im Nahen Osten und die Beeinträchtigungen des Schiffsverkehrs durch die Straße von Hormus führen zu erheblichen Störungen des internationalen LNG-Handels. Da rund 20 % des weltweit gehandelten LNG, überwiegend aus Katar und den Vereinigten Arabischen Emiraten, diese Route passieren, ist seitdem eine deutliche Verknappung des verfügbaren Angebots und einer Umlenkung von LNG-Lieferungen auf andere Absatzmärkte zu vermerken. Gleichzeitig erhöhte der globale Wettbewerb um frei verfügbare LNG-Mengen, wodurch Preissteigerungen auf den globalen LNG-Gasmärkten resultierten und sich der Anteil der US-amerikanischen LNG-Lieferungen nach Europa zeitweise verringerte. Trotz dieser Entwicklungen konnte die europäische Gasversorgung durch die hohe Diversifizierung der Lieferquellen sowie den Ausbau der LNG-Importinfrastruktur ohne Versorgungsunterbrechungen aufrechterhalten werden. Die Europäische Union deckt mittlerweile über 90 % ihres Erdgasbedarfs durch Importe, wobei LNG inzwischen rund 41 % der gesamten Gasversorgung (Importe + inländische Gasproduktion) ausmacht. Abbildung 6 zeigt die monatlichen LNG-Importe der EU nach Herkunftsregion. Es ist zu erkennen, dass ein Großteil der LNG-Importe aus den USA kommt, daneben aber auch weiterhin russisches Gas in der Form von LNG nach Europa gelangt. Es ist außerdem zu erkennen, dass

auch der Mittlere Osten eine wichtige Quelle für LNG-Importe in die EU darstellt, diese aber seit der Eskalation komplett entfallen ist. Innerhalb Europas sind insbesondere Italien mit einem Anteil von rund 30 % seiner LNG-Importe aus Katar sowie Belgien (ca. 8 %) und Polen (ca. 17 % der gesamten Gasimporte) vergleichsweise stark von katarischen Lieferungen abhängig [6].

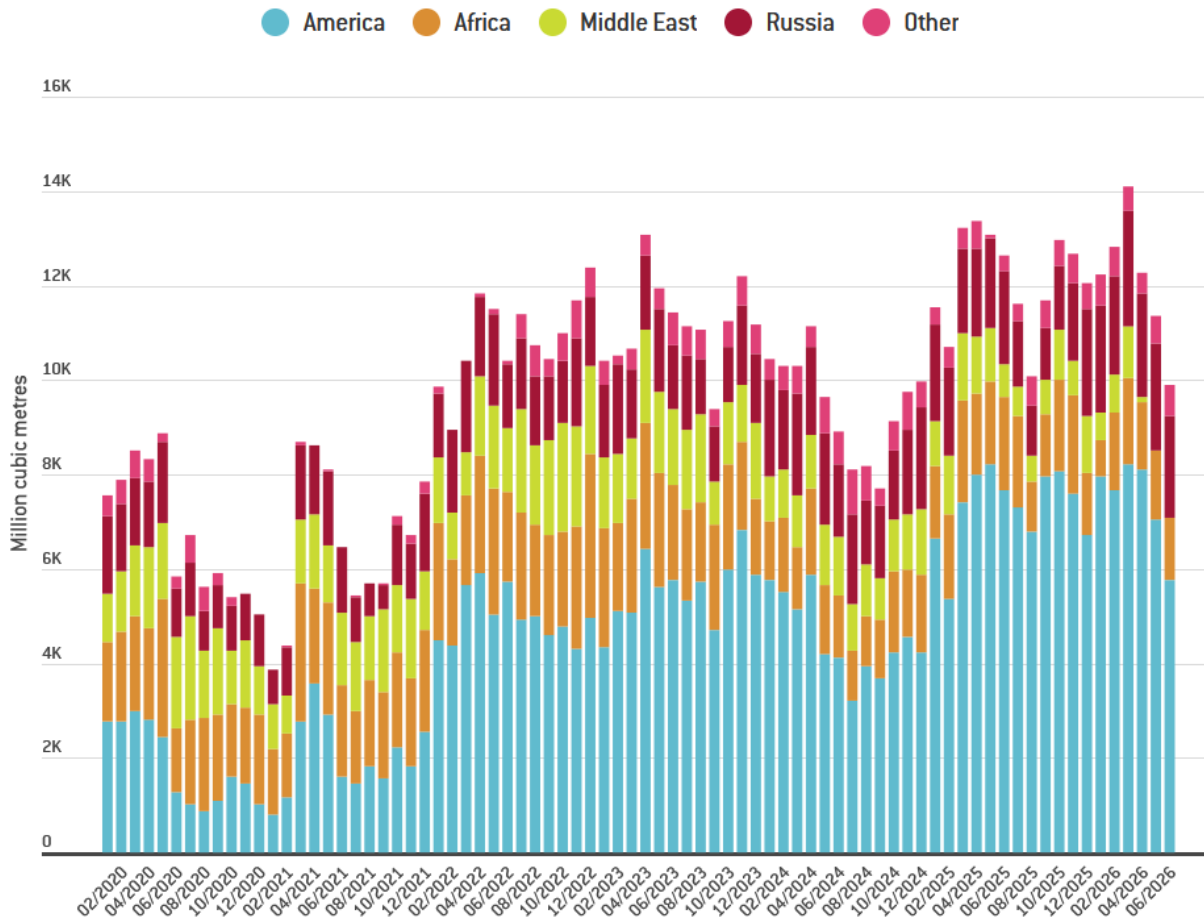


Abbildung 6. Monatliche LNG-Importe der EU nach Herkunftsregion [Quelle: [3]]

2.2 Reduktion des Gasverbrauchs

Als Reaktion auf die Energiekrise 2022 und signifikante fehlende Gasmengen war die Reduktion des Gasverbrauchs in Europa kurzfristig das wichtigste Mittel, um das Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage zu sichern. Hierzu stellte die Europäische Kommission im Juli 2022 den "Save Gas for a Safe Winter"-Plan vor, der darauf abzielte, den Gasverbrauch in der EU um 15 % zu senken [7]. Dabei waren Mitgliedstaaten in der Verantwortung, ihre eigenen nationalen Pläne zur Gasreduktion zu entwickeln und umzusetzen. Die Geltungsdauer der Verordnung über die Senkung der Gasnachfrage wurde am 28. März 2023 um ein Jahr verlängert [8]. Anstelle einer weiteren Verlängerung der Verordnung haben sich die Mitgliedstaaten Anfang 2024 auf eine Empfehlung über die Fortsetzung der freiwilligen Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage bis zum 31. März 2025 geeinigt.

Die reelle Entwicklung des Gasverbrauchs in der EU wird in Abbildung 7 veranschaulicht. Es ist zu erkennen, dass die Gasnachfrage auch nach dem Auslaufen der Verordnung weiterhin stark unter dem Durchschnitt von 2017 bis 2021 liegt. Dies kann auf verschiedene Faktoren zurückgeführt werden: Zum

einen ist der Gasverbrauch in der Stromproduktion durch den Ausbau erneuerbarer Energien gesunken. Zum anderen tragen die Elektrifizierung von Wärme- und Industrieprozessen sowie Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz zu einem dauerhaft geringeren Gasbedarf bei. Darüber hinaus wurde insbesondere in energieintensiven Industriezweigen der Gasverbrauch durch Prozessoptimierungen, Brennstoffwechsel und Effizienzsteigerungen reduziert. Allerdings kann auch eine strukturell geringere Wirtschaftsaktivität als Ursache der Verbrauchsreduktion nicht ausgeschlossen werden.

Details zur Entwicklung des Gasverbrauchs in Luxemburg werden im Kapitel 3.2 diskutiert.

Monthly gas demand

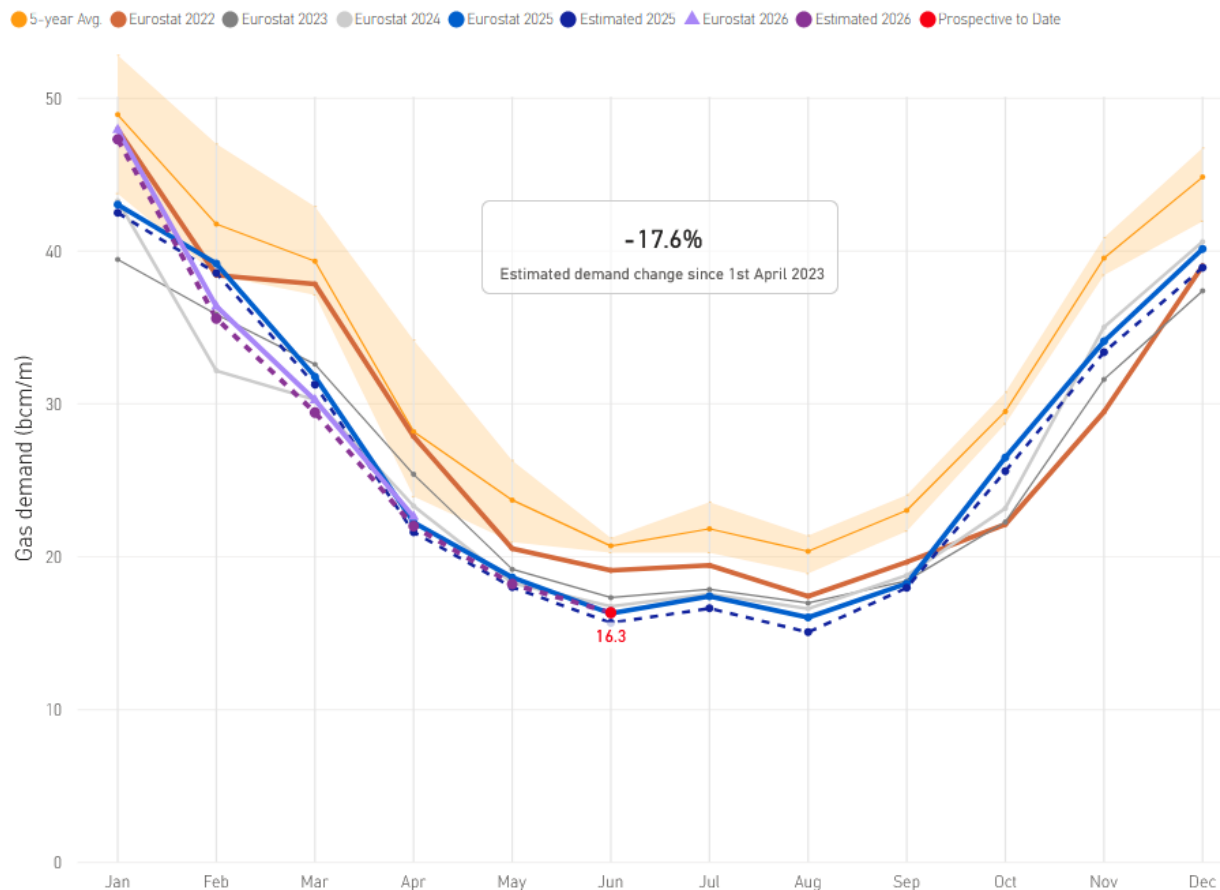


Abbildung 7. Monatlicher Gasverbrauch in der EU für die Jahre von 2022 bis Juni 2026 im Vergleich zum durchschnittlichen Verbrauch der Jahre 2017-2021 [Quelle: EU-Kommission]

2.3 Gasspeicher

Gasspeicher sind ein zentrales Element der europäischen Versorgungssicherheit. Sie ermöglichen den saisonalen Ausgleich zwischen geringerer Gasnachfrage im Sommer und höherer Nachfrage während der Wintermonate (siehe Abbildung 7) und dienen gleichzeitig als strategische Reserve bei unerwarteten Lieferunterbrechungen oder außergewöhnlich hohen Verbrauchsspitzen. Mit der zunehmenden Bedeutung von LNG-Importen haben Gasspeicher zusätzlich an Bedeutung gewonnen, da sie die zeitliche Entkopplung zwischen volatilen LNG-Anlandungen und dem kontinuierlichen Gasverbrauch ermöglichen.

Als Reaktion auf die Energiekrise führte die Europäische Union im Jahr 2022 erstmals verbindliche Mindestfüllstände für Gasspeicher ein. Ziel war es, die Winterperiode mit ausreichend gefüllten Speichern zu beginnen und dadurch die Widerstandsfähigkeit des europäischen Energiesystems gegenüber Lieferunterbrechungen zu erhöhen. Die Maßnahmen haben wesentlich dazu beigetragen, die Versorgungssicherheit in den vergangenen Wintern zu gewährleisten und die Volatilität auf den europäischen Gasmärkten zu reduzieren. Vor dem Hintergrund einer deutlich verbesserten Versorgungslage und der zunehmenden Marktstabilisierung wurden die europäischen Speicherregelungen im Jahr 2025 weiterentwickelt. Während das Ziel eines Speicherfüllstands von mindestens 90 % zum Beginn der Heizperiode grundsätzlich bestehen bleibt, ermöglicht die überarbeitete Verordnung den Mitgliedstaaten unter bestimmten Marktbedingungen eine flexiblere Erreichung dieses Zielwertes. So kann der Zielwert unter außergewöhnlichen Marktbedingungen oder bei ungünstigen Beschaffungskosten auf mindestens 80 % abgesenkt werden, sofern dadurch die Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigt wird. Ziel dieser Anpassung ist es, kostspielige Speicherbefüllungen bei außergewöhnlich hohen Sommerpreisen zu vermeiden und gleichzeitig die Marktliquidität zu verbessern.

Im Gegensatz zu den beiden vorangegangenen Jahren begann die Einspeichersaison 2026 unter deutlich schwierigeren Rahmenbedingungen. Ein überdurchschnittlich kalter Winter 2025/26 führte zu einer außergewöhnlich hohen Entnahme aus den europäischen Gasspeichern, sodass diese zu Beginn der Einspeichersaison die niedrigsten Füllstände seit der Energiekrise 2022 aufwiesen. Gleichzeitig resultiert die Eskalation des Konflikts im Nahen Osten in Einschränkungen der LNG-Verfügbarkeit sowie ungünstige Marktbedingungen für die Wiederbefüllung der Speicher. Üblicherweise notieren Winterprodukte aufgrund des höheren Verbrauchs oberhalb der Sommerprodukte, wodurch Marktteilnehmer einen wirtschaftlichen Anreiz erhalten, Gas im Sommer einzuspeichern und im Winter wieder auszuspeichern. Seit Beginn des Jahres 2026 weist die Terminpreiskurve am niederländischen Großhandelsmarkt TTF jedoch über weite Strecken eine „Backwardation“ auf, sodass die Sommer-Winter-Preisspreads negativ sind. Dadurch bestehen für Speicherbetreiber und Marktteilnehmer nur geringe oder teilweise sogar negative wirtschaftliche Anreize zur Befüllung der Gasspeicher. Vor diesem Hintergrund wurde von der Kommission empfohlen, falls nötig von der oben beschriebenen Flexibilität (Absenkung auf 80 %) Nutzen zu machen, um den Druck auf die Gasmärkte zu reduzieren.

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der Speicherfüllstände in der Europäischen Union von 2021 bis Juli 2026. Im Vergleich zu den Vorjahren wird deutlich, dass sich die europäischen Speicher dieses Jahr wiederum auf einem tieferen Füllstand liegen. Projektionen vom Europäischen *Joint Research Centre* (JRC) für die Wiederbefüllung der Speicher zeigen, dass diese bis Oktober 2026 zwischen 63 % und 85 % liegen könnten [4].

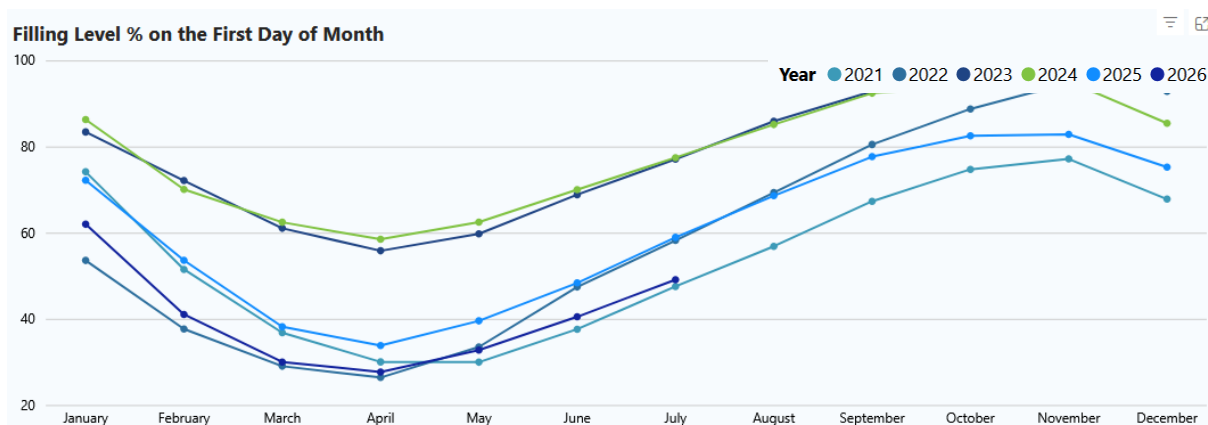


Abbildung 8. Füllstand der europäischen Gasspeicher für die Jahre 2021-2026 [Quelle: ENTSO-G]

2.4 Ausblick

Um die zukünftige Versorgungssicherheit Europas vor dem Hintergrund der oben beschriebenen Situation und Maßnahmen zu bewerten, erstellt und veröffentlicht der Verband der Europäischen Gasnetzbetreiber ENTSOG entsprechende Simulationen und Berichte. Der "ENTSOG Summer Supply Outlook 2025 - with Winter 2026-27 Overview" vom April 2026 bietet eine umfassende Analyse der europäischen Gasversorgung für den Sommer 2026 sowie eine Übersicht für den kommenden Winter 2026-27 [9].

Die Ergebnisse zeigen, dass die europäische Gasinfrastruktur grundsätzlich über ausreichende Transport-, Import- und Speicherkapazitäten verfügt, um bei einer hohen Verfügbarkeit von Flüssigerdgas (LNG) die gesetzlichen Speicherfüllstände von 90 % bis zum Beginn der Heizperiode zu erreichen. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine frühzeitige und nahezu maximale Auslastung der LNG-Importterminals während der gesamten Einspeichersaison. Aufgrund der niedrigen Speicherfüllstände zu Beginn des Sommers 2026 ist Europa in deutlich stärkerem Maße als in den Vorjahren auf kontinuierlich hohe LNG-Importe angewiesen. Insbesondere die LNG-Terminals in Mittel- und Südosteuropa müssen hierfür mit hoher Auslastung betrieben werden.

Die Sensitivitätsanalysen verdeutlichen die zunehmende Abhängigkeit Europas vom globalen LNG-Markt. Bei einer eingeschränkten LNG-Verfügbarkeit ("LNG Tight") könnten die europäischen Gasspeicher bis Ende September lediglich auf etwa 76 % gefüllt werden und das angestrebte Speicherziel deutlich verfehlen. Sollte gleichzeitig der verbleibende russische Pipelinegasfluss vollständig ausfallen, würde der Speicherfüllstand nur rund 70 % erreichen. Besonders betroffen wären hierbei Staaten in Mittel- und Südosteuropa, deren Versorgungsoptionen aufgrund begrenzter alternativer Bezugsquellen eingeschränkt sind. In diesen Szenarien wären eine Verlängerung der Speicherbefüllung bis in den November sowie nachfrageseitige Maßnahmen erforderlich, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Winter Overview Demand	LNG Scenario	Russian supply	Storage Target	Demand curtailment	UGS levels on Nov 1	Final UGS filling level *
Reference Demand	Optimal	Yes	Max	No	95%	47%
		No	Max	No	89%	36%
		Yes	30%	No	85%	32%
		No	30%	No	86%	32%
	Tight	Yes	Max	No	76%	14%
		No	Max	3%	72%	11%
5YA -15% Demand	Optimal	Yes	Max	No	97%	63%
		No	Max	No	90%	52%
	Tight	Yes	Max	No	77%	30%
		No	Max	No	70%	19%

Abbildung 9: Zusammenfassung der untersuchten Szenarien für den Winter 26/27

Für den Winter 2026/27 kommt ENTSOG somit zu dem Ergebnis, dass die europäische Gasversorgung unter Annahme einer ausreichenden LNG-Verfügbarkeit auch während der Entnahmesaison gesichert

werden kann. Die vorhandenen Speicher- und Transportkapazitäten ermöglichen in den Referenzszenarien eine zuverlässige Deckung der Nachfrage. Kritisch wird die Situation jedoch bei einer gleichzeitig eingeschränkten LNG-Verfügbarkeit und einem vollständigen Ausfall russischer Lieferungen. In diesem Fall könnten die Speicher bis zum Ende des Winters nahezu erschöpft werden, wodurch regionale Nachfrageeinschränkungen von etwa 2 bis 3 % erforderlich werden könnten. Der Bericht unterstreicht daher die zentrale Bedeutung des europäischen Binnenmarktes, einer diversifizierten Gasversorgung, einer hohen LNG-Verfügbarkeit, flexibler Infrastrukturnutzungen, sowie einer koordinierten europäischen Speicherbewirtschaftung für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.

EU-Methanverordnung (2024/1787)

Methanemissionen sind äußerst klimaschädlich. Daher führt die EU-Methanverordnung (2024/1787) erstmals verbindliche Anforderungen an die Erfassung, Berichterstattung und Verringerung von Methanemissionen entlang der gesamten Lieferkette von Erdgas ein. Sie verpflichtet Netzbetreiber innerhalb der Europäischen Union in einer ersten Etappe ab dem 1. Januar 2027 zu umfassenden Messungen, Berichterstattung und Verifizierung von Methanemissionen. Auch für Importe von Erdgas und LNG werden schrittweise Informationspflichten eingeführt, indem Importeure Daten über die Methanemissionen ihrer Lieferketten bereitzustellen haben. Ab 2030 werden dann Methanintensitätsstandards für importierte fossile Brennstoffe eingeführt. Als großer LNG-Einkäufer schafft die EU somit Anreize zur Einführung international vergleichbarer Standards und einer Verringerung der globalen Methanemissionen.

Vor dem Hintergrund der geopolitischen Spannungen des Jahres 2026 rückt aktuell die Frage in den Fokus, wie die klimapolitischen Zielsetzungen der Verordnung mit den Anforderungen der Versorgungssicherheit vereinbart werden können. In einem gemeinsamen Schreiben an die Europäische Kommission wiesen die Energieminister der USA, Katar, Algeriens und Nigerias darauf hin, dass die Importregelungen noch nicht ausreichend konkretisiert seien und kurzfristige Nachweispflichten den internationalen Gashandel erschweren könnten. Sie forderten daher eine schrittweise Umsetzung sowie angemessene Übergangsregelungen, um Unterbrechungen bestehender Lieferbeziehungen zu vermeiden [16]. Ähnliche Forderungen wurden auch von europäischen Industrieverbänden wie Eurogas, IOGP Europe, Energy Traders Europe erhoben, die eine rechtssichere und praktikable Umsetzung der Importvorschriften als Voraussetzung für langfristige Lieferverträge und die Aufrechterhaltung der europäischen Versorgungssicherheit fordern [17].

Auf die zunehmenden Bedenken hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit der Importvorschriften reagierte die Europäische Kommission am 20. Juli 2026 mit der Veröffentlichung zweier Empfehlungen zur Anwendung der EU-Methanverordnung. Die erste Empfehlung enthält optionale Mustervertragsklauseln für Verträge zwischen europäischen Importeuren und Lieferanten von Erdgas, LNG, Erdöl und Kohle. Diese Klauseln sollen den Informationsaustausch über Methanemissionen entlang der Lieferkette standardisieren und den Vertragspartnern eine rechtssichere Grundlage für die Erfüllung der Nachweis- und Berichtspflichten nach Vorgabe der Methanverordnung bieten. Ziel ist es, die Erhebung und Weitergabe der erforderlichen Emissionsdaten zu erleichtern, ohne zusätzliche rechtliche Verpflichtungen über die Verordnung hinaus zu schaffen [18]. Die zweite Empfehlung betrifft die Anwendung von Artikel 33 der Verordnung (EU) 2024/1787, der die Sanktionierung von Verstößen gegen die Importanforderungen regelt. Vor dem Hintergrund der angespannten Lage auf den internationalen Energiemärkten empfiehlt die Kommission den Mitgliedstaaten, bei der Durchsetzung der Vorschriften in den Jahren 2027 bis 2029 einen verhältnismäßigen und risikobasierten Vollzugsansatz zu verfolgen. So sollen insbesondere Unternehmen, die nachweislich ernsthafte Anstrengungen zur Einhaltung der neuen Anforderungen unternehmen, in dieser Übergangsphase grundsätzlich nicht mit Sanktionen belegt werden. Die Empfehlung ändert den Inhalt der Methanverordnung zwar nicht, soll jedoch einen geordneten Übergang zur vollständigen Anwendung der Importregelungen ermöglichen und gleichzeitig Risiken für die Versorgungssicherheit der Europäischen Union begrenzen [19].

3 Marktseitige Versorgungssicherheit Luxemburgs

Auch im Licht der Energiewende und des geplanten Ausstiegs aus fossilem Erdgas ist und bleibt es wichtig, die Versorgungssicherheit für Gaskunden in Luxemburg zu gewährleisten. Der erste wichtige Bestandteil zur Beurteilung der Versorgungssicherheit Luxemburgs ist die marktseitige Versorgungssicherheit, also die Sicherung eines Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage auf den europäischen Gasmärkten und in der gemeinsamen belgisch-luxemburgischen Marktzone. Marktseitig ist Versorgungssicherheit dann gegeben, wenn das vorhandene Angebot auf dem Gasmarkt ausreicht, um die nachgefragten Gasmengen in einem volkswirtschaftlich effizienten Maß zu decken. Dies setzt voraus, dass der Markt unter erwartbaren und kalkulierbaren Risiken und im Rahmen der gegebenen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausreichend Gasvolumen bereitstellt.

3.1 Entwicklung der Gasimporte

Abgesehen von der nationalen Biogasproduktion, die weniger als 1 % der Gasnachfrage in Luxemburg entspricht, deckt Luxemburg seinen Gasbedarf vollständig über die Transportnetze in Belgien und Deutschland, die wiederum den Zugang zu den entsprechenden Förderstätten herstellen. Die Lieferungen werden über die Netzbetreiber und/oder über Handels- und Liefergesellschaften abgewickelt. Anteilsmäßig bezieht Luxemburg den Großteil seines Gasbedarfs aus Belgien, mit dem ein gemeinsamer Gasmarkt besteht. Im Jahr 2021 wurden etwa 20 % des nationalen Gasbedarfes aus Deutschland importiert. Seit 2022 kommt hingegen praktisch kein Gas mehr aus Deutschland nach Luxemburg, da das Gas dort aktuell teurer als in der gemeinsamen Marktzone Belgien-Luxemburg ist.

Da Erdgas weder in Deutschland noch in Belgien direkt gefördert wird, und gleichzeitig der Europäische Binnenmarkt keine Möglichkeit bietet jedes Molekül exakt nachzuverfolgen, müssen die vorgeschalteten Lieferketten und Herkunftsländer mittels statistischer Methoden erfasst werden. Laut STATEC lag der Anteil russischen Gases im Jahr 2021 noch bei 19 %, konnte seither jedoch auf null reduziert werden. Gleichzeitig nahmen die Gasimporte aus den Niederlanden sowie die Einfuhren von Flüssigerdgas über Frankreich und Belgien zu. In dem Kontext ist zu bemerken, dass sich das LNG seinerseits aus verschiedenen Herkunftsländern zusammensetzt, für Belgien 2025 insbesondere aus dem Katar und Russland (siehe weiter unten).

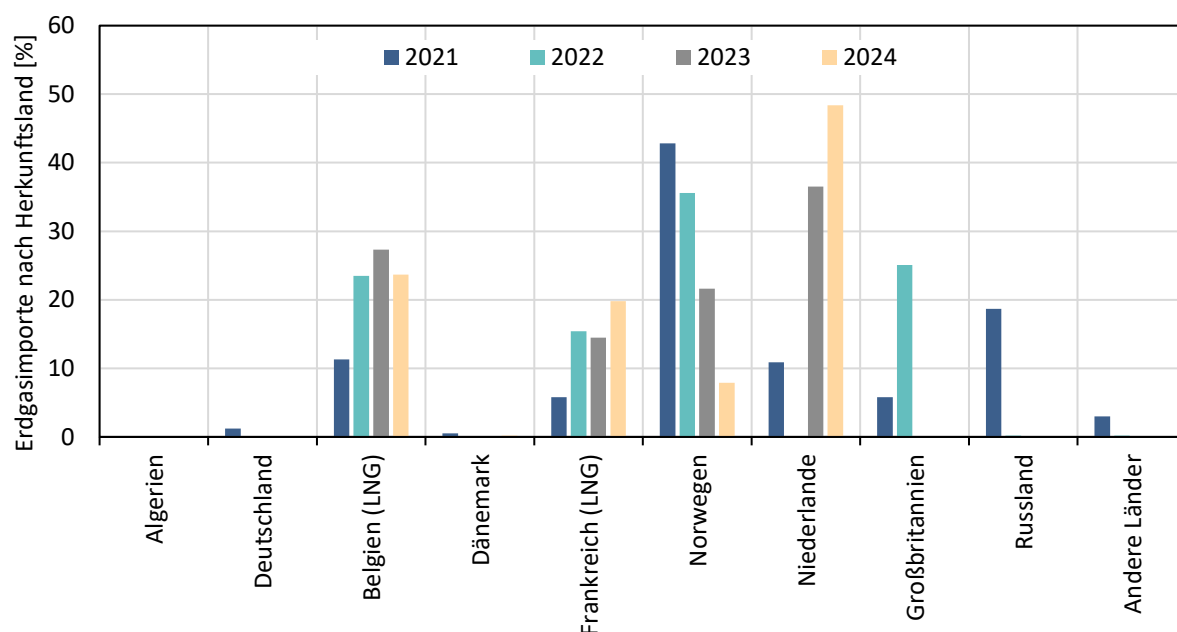


Abbildung 10. Erdgasimporte nach Herkunftsland von 2021 bis 2024 auf Basis der kommerziellen Aktivitäten der Gaslieferanten in Luxemburg [10]

Da Luxemburg und Belgien ein gemeinsames Gasmarktgebiet bilden, ist die Zusammensetzung der belgischen Gasversorgung auch für die Versorgungssicherheit Luxemburgs von erheblicher Bedeutung und wird in Abbildung 11 dargestellt. Dabei wird insbesondere die zentrale Rolle der LNG-Einspeisungen (grau) sowie der Gasimporte aus Norwegen (bordeaux) und dem Vereinigten Königreich (orange) deutlich.

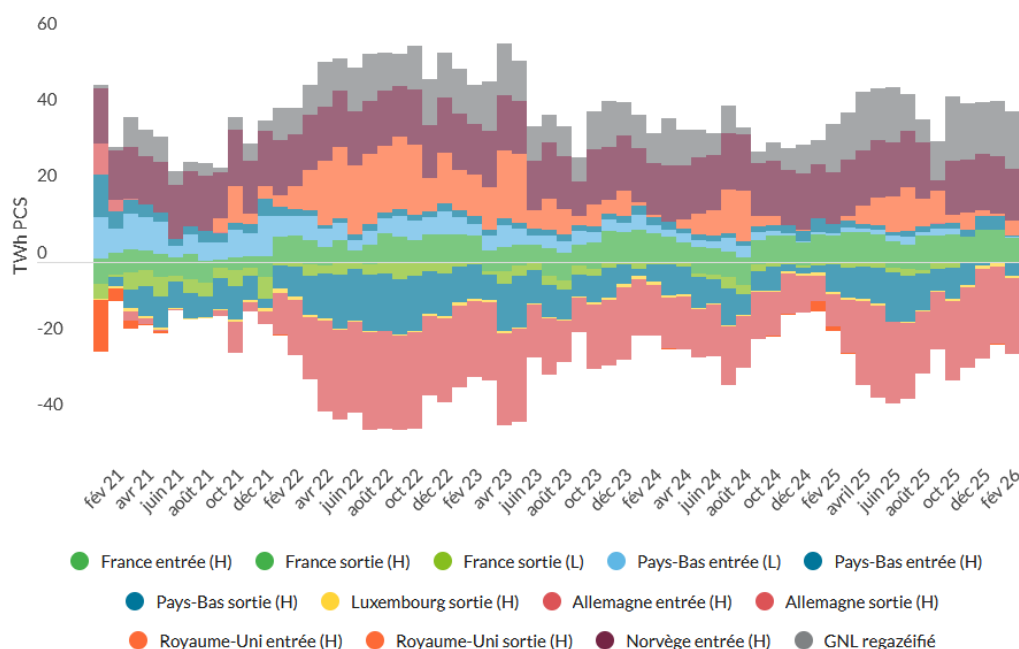


Abbildung 11. Physische Erdgasflüsse nach Nachbarländern und wiedervergaste LNG-Volumen [11]

Abbildung 12 verdeutlicht, dass sich die belgischen LNG-Importe überwiegend auf Russland, die USA und Katar konzentrieren. Gleichzeitig ist erkennbar, dass die aus Katar importierten LNG-Mengen bereits Ende 2025 deutlich zurückgingen und Anfang 2026 nahezu vollständig entfielen.

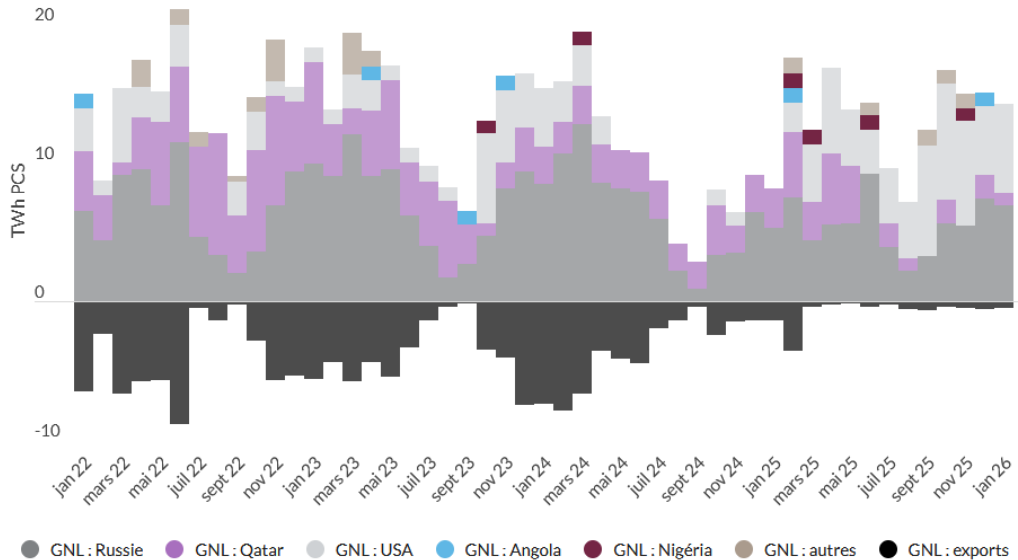


Abbildung 12. In Zeebrugge verladene und entladene LNG-Volumen [11]

3.2 Entwicklung des Gasverbrauchs

Die Entwicklung der Gasnachfrage bestimmt maßgeblich die Versorgungsaufgabe und das Niveau der Versorgungssicherheit. Der nationale Energie- und Klimaplan (auf französisch „Plan national intégré en matière de climat et énergie“, PNEC) geht in seiner Version vom Juli 2024 davon aus, dass durch Effizienz- und Dekarbonisierungsanstrengungen die Gasnachfrage stark zurück gehen wird [12]. Um die Entwicklung der nationalen Gasnachfrage zu illustrieren, zeigt Abbildung 13 sowohl die historische als auch die zünftig erwartete Entwicklung der jährlichen Gasnachfrage in der öffentlichen Verteilung und im Transportnetz für das „WAM-Szenario“ (With Additional Measures), das den angestrebten Zielpfad des PNEC beschreibt. Für die historischen Zahlen (2014-2023), ist die Gasnachfrage in der öffentlichen Verteilung auf die verschiedenen Gasnetzbetreiber aufgeteilt, die für die zukünftige Entwicklung allerdings nicht in dieser Granularität vorliegt.

Eine große Änderung in der Gesamtnachfrage ergab sich in den Jahren 2014 bis 2016 mit der schrittweisen Stilllegung des Gaskraftwerks Twinerg. In der Vergangenheit stellte das Gaskraftwerk ungefähr 40 % der nationalen Gasnachfrage dar. Da die Marktbedingungen jedoch nicht mehr gewährleistet waren, wurde das Kraftwerk im Winter 2015-2016 in die strategische Reserve des belgischen Stromübertragungsnetzbetreiber (ELIA) übernommen. Im Oktober 2016 wurde das Kraftwerk endgültig stillgelegt, wodurch die nationale Gasnachfrage im Vergleich zu den vorherigen Jahren stark sank.

Eine starke Reduktion ist ebenfalls während der Covid-19 Pandemie im Jahr 2020 zu beobachten, wobei diese Rückgang zu einem Großteil auf den industriellen Sektor (Transportnetz in der Abbildung) zurückzuführen war.

Schließlich ist ein weiterer Rückgang des Verbrauchs in den Jahren 2022 bis 2024 zu beobachten, welcher auf die Energiekrise zurückzuführen ist. Während der Energiekrise waren industrielle Verbraucher

besonders stark von hohen Preisen betroffen, wodurch deren Produktion zurückgefahren wurde. Aber auch in der öffentlichen Verteilung und insbesondere bei den Haushalten war eine starke Reduktion des Gasverbrauchs zu beobachten, getrieben durch Preisanreize, milde Winter, und freiwillige Maßnahmen der Bevölkerung. Für 2025 ist die Gasnachfrage im Vergleich zu den Vorjahren leicht gestiegen, was zum einen auf eine erhöhte industrielle Aktivität und zum anderen auf einen kälteren Winter Ende 2025 zurückzuführen ist. Der Effekt der Krise im Mittleren Osten im Jahr 2026 auf den Gasverbrauch kann aktuell noch nicht beziffert werden.

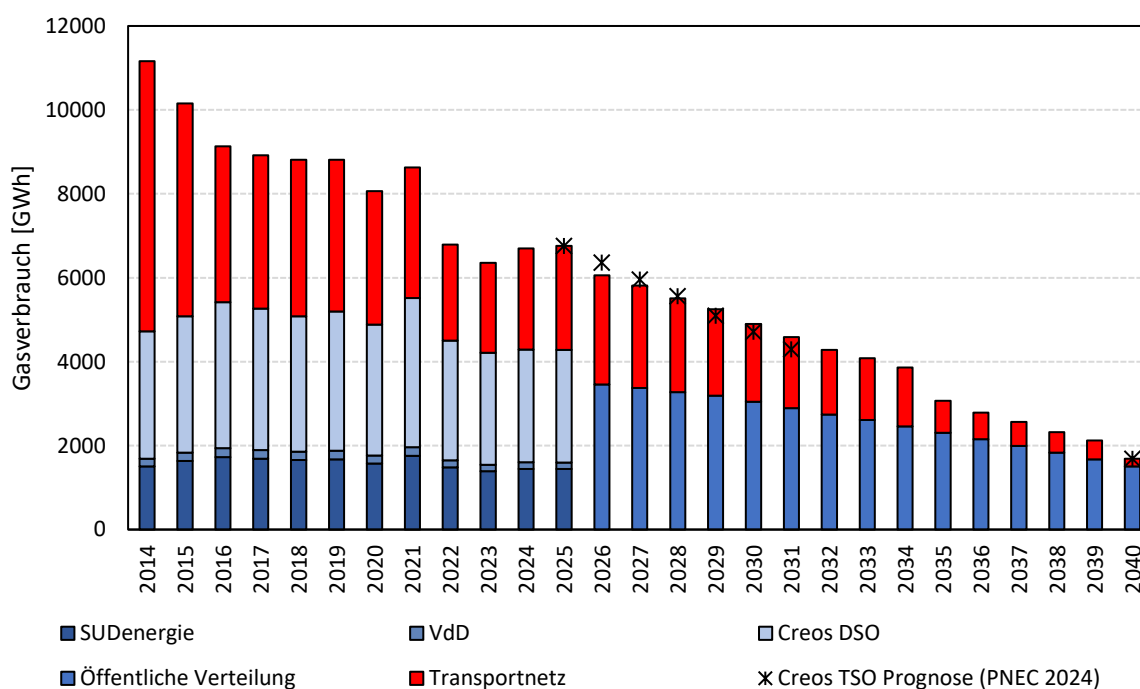


Abbildung 13. Entwicklung des Gasverbrauchs in Luxemburg [Quellen: Creos TSO (historisch), PNEC (zukünftig), eigene Darstellung]

Für die zukünftigen Entwicklungen der Gasnachfrage ist der aktualisierte PNEC die maßgebliche Referenz. In Abbildung 13 ist deutlich zu erkennen, dass ein kontinuierlicher Rückgang der Gasnachfrage erwartet wird, welcher durch verschiedene Maßnahmen getrieben wird:

- Erhöhung der Energieeffizienz durch energetische Verbesserung industrieller Prozesse oder die thermische Isolation von Gebäuden.
- Elektrifizierung der Gasnachfrage, insbesondere im Wärmesektor durch Übergang auf Wärmepumpen
- Umstellung auf Wasserstoff, insbesondere in den Bereichen, in denen eine Umstellung auf Strom nicht oder nur schwer möglich ist (insbesondere Hochtemperaturanwendungen)

Insgesamt wird laut dem aktualisierten PNEC eine Reduktion der Gasnachfrage von heute 6 757 GWh [13] auf rund 1 700 GWh bis zum Jahr 2040 erwartet. Der Großteil der verbleibenden Gasnachfrage würde auf Haushalte entfallen, die weiterhin Gas für Wärme benötigen. Für den industriellen Sektor wird prognostiziert, dass die Nachfrage nach Wasserstoff im Jahr 2040 bei rund 1 600 GWh liegen wird.

Diese Verschiebung von Erdgas zu Wasserstoff und Elektrifizierung stellt eine bedeutende Veränderung im Energiemix dar und erfordert eine umfassende Anpassung der Energieinfrastruktur.

Ebenfalls in Abbildung 13 ausgewiesen ist die aktuell von Creos TSO angenommene Entwicklung der Gasnachfrage, die im Vergleich zum vorherigen Bericht mit den PNEC Zielen aus dem Jahr 2024 aktualisiert wurde. Es ist zu erkennen, dass die Prognosen von Creos bis auf kleine Abweichungen in einem guten Einklang mit dem PNEC Ziel stehen.

3.3 Möglichkeiten der Gasspeicherung

Luxemburg verfügt aufgrund geologischer Gegebenheiten nicht über inländische Gasspeicher. Entsprechende Speicherkapazitäten werden daher in anderen Ländern genutzt und innerhalb des europäischen Binnenmarktes bewirtschaftet.

In Belgien, Deutschland, den Niederlanden und Frankreich bestehen grundsätzlich ausreichende Gasspeicherkapazitäten, um auch den Speicherbedarf für die Versorgung der Kunden in Luxemburg abzudecken. Vertragliche Regelungen zur Sicherstellung der Verfügbarkeit ausreichender Speicherkapazitäten müssen von den Versorgern abgeschlossen werden.

Die kommerzielle Verfügbarkeit ist eine Frage der preislichen Bewertung und der vertraglichen Absicherung. Durch die Verordnung 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juni 2022 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung ist Luxemburg verpflichtet, mit mindestens 15 % des nationalen Verbrauchs zur Speicherfüllung in Europa beizutragen. Mitgliedstaaten ohne unterirdische Gasspeicheranlagen sollen dabei sicherstellen, dass Marktteilnehmer Vereinbarungen in Mitgliedstaaten geschlossen haben, die Anlagen besitzen, die bis zum 1. November die Speicherung von Mengen, die mindestens 15 % ihres durchschnittlichen jährlichen Gasverbrauchs in den vorangegangenen fünf Jahren entsprechen, ermöglichen. Diese Verpflichtung wurde durch ein Gesetz vom 9 Juni 2023 in nationales Recht übertragen. Entsprechende Nachweise der Luxemburger Gaslieferanten über die Einhaltung dieser Verpflichtung liegen dem Ministerium vor.

Im Jahr 2025 wurden insgesamt 1558 GWh Gas eingespeichert (23 % des gesamten Gasverbrauch in Luxemburg), davon 869 GWh in Deutschland und 689 GWh in Frankreich.

4 Netzseitige Versorgungssicherheit Luxemburgs

Neben der in Kapitel 3 beschriebenen marktseitigen Versorgungssicherheit ist auch das Netz ein wesentlicher Baustein der Versorgungssicherheit Luxemburgs. Einerseits braucht es ein starkes Transportnetz, um Importbedarfe zu decken, andererseits benötigt die sichere Gasversorgung ein bedarfsgerechtes Verteilnetz, um Gas auch auf den niedrigeren Druckstufen innerhalb des Landes zu den Verbrauchern zu bringen.

Diese Elemente werden im Folgenden auf der Basis von detaillierten Daten und Informationen der Luxemburger Gasnetzbetreiber zum Zustand ihrer Netze, zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe und zu den geplanten Investitionen untersucht.

Ausgangspunkt der Analyse ist die Feststellung, dass die Bedarfsdeckung in der Vergangenheit stets sichergestellt war. Versorgungsunterbrechungen oder Engpässe sind an keiner Stelle berichtet worden.

4.1 Transportnetz

4.1.1 Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Transportnetz

Abbildung 14 zeigt die Versorgungssituation Luxemburgs mit Gas, inklusive der Verbindungspunkte mit dem grenzüberschreitenden Gasverbundnetz in Belgien, Deutschland und Frankreich.

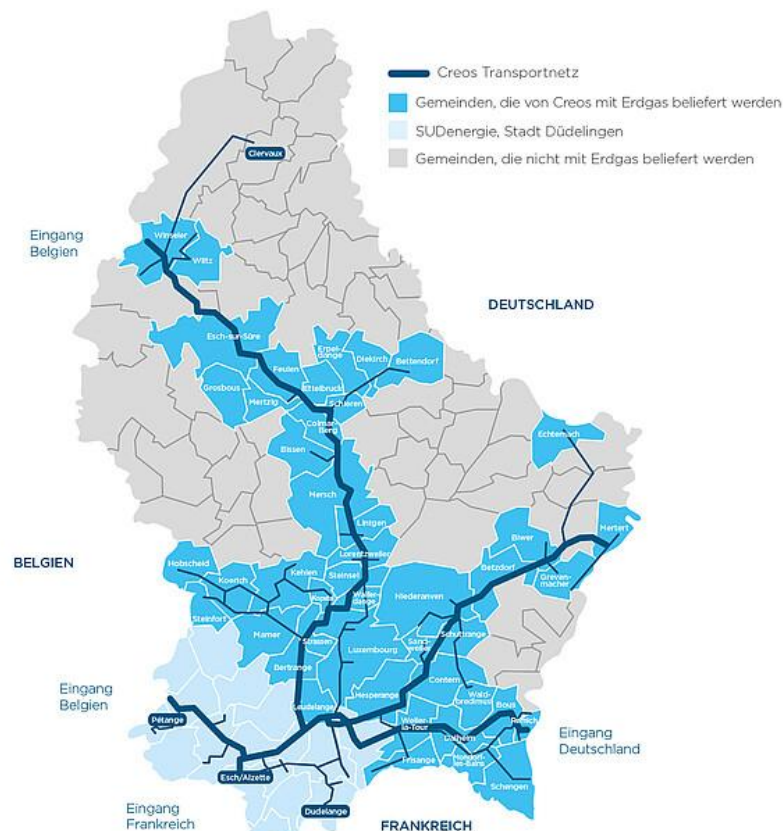


Abbildung 14. Kartographische Darstellung der Versorgungssituation Luxemburgs [Quelle: Creos]

Da in Luxemburg selbst kein Erdgas gefördert wird, findet der Import über vier Grenzkuppelstellen statt. Zu Deutschland liegt die Anknüpfung in Remich, zu Belgien in Pétange und Bras, der Koppelpunkt mit Frankreich befindet sich in Esch/Alzette. Infolge mangelnder Kapazitätsnachfrage wurde die Grenzkuppelstelle in Esch/Alzette im Jahr 2013 abgesperrt, könnte bei Bedarf allerdings wieder reaktiviert werden. Diese Übergabestelle speist allerdings lediglich in ein untergeordnetes PN25-Netz der Sudenergie ein und würde daher nur für die Versorgung eines eng begrenzten Teils des Großherzogtums bei entsprechender dort vorherrschender Lastsituation zur Verfügung stehen. Aufgrund dieser Lastabhängigkeit in Verbindung mit dem Anschluss an ein „nur“ regional nachgelagertes Netz kann dieser Grenzkoppelpunkt nur bedingt im Rahmen der nachfolgenden Betrachtung der fest verfügbaren betrieblichen Einspeisekapazität berücksichtigt werden.

Aktuell beträgt die maximale technische Einspeisekapazität in das luxemburgische Gastransportnetz nach Angaben von Creos TSO (unter Vernachlässigung von Esch/Alzette mit max. 20.000 Nm³/h) somit

- in Remich (aus Deutschland): 150.000 Nm³/h bei 30 bar
- in Bras (aus Belgien): 110.000 Nm³/h bei 40 bar
- in Pétange (aus Belgien): 70.000 Nm³/h bei 32 bar

Seit dem 1. Oktober 2015 hat Creos TSO in Zusammenarbeit mit dem belgischen Gasnetzbetreiber Fluxys die beiden nationalen Gasmärkte zu dem länderübergreifenden Markt Belux fusioniert. Die Regelenenergie wird dabei durch das Unternehmen Balansys für das gemeinsame Marktgebiet bereitgestellt. Im Zuge dieser Zusammenlegung der Marktgebiete wurden auch die zugesicherten nicht-unterbrechbaren Kapazitäten an der belgischen Grenze deutlich auf ihre maximale technische Verfügbarkeit von (druckabhängig) 180.000 Nm³/h erhöht, was eine signifikante Steigerung darstellt und die Versorgungssicherheit Luxemburgs nachhaltig gewährleistet, ohne deswegen Leitungsausbau betreiben zu müssen. Die Erhöhung der zugesicherten nicht-unterbrechbaren Kapazitäten wurde dabei durch eine beidseitige Absicherung der Drücke an den Grenzübergangsstellen generiert. Im Rahmen der Marktzusammenlegung erfolgte parallel ebenfalls eine Änderung der Rahmenparameter bei der Buchung der Kapazitäten: So sind nur noch Buchungen von Kapazitäten über Remich nötig, welche direkt von Creos TSO durchgeführt werden um die Sicherung der nötigen Grenzübergangskapazitäten zu gewährleisten.

Die tatsächliche Nutzbarkeit der technischen Einspeisekapazität an der Grenze zu Deutschland kann abhängig vom betrieblichen Einspeisedruck an den Grenzstationen sowie von den Durchflussverhältnissen im luxemburgischen Transportnetz eingeschränkt sein. Die fest zugesicherte und nicht unterbrechbare Einspeisekapazität ist in Remich nach Angaben von Creos TSO seit 2019 auf den Wert von 88.000 Nm³/h begrenzt (im Vergleich zur maximalen technischen Einspeisekapazität von 150.000 Nm³/h bei 30 bar wie oben aufgeführt).

Die sicher zur Verfügung stehenden Einspeisekapazitäten addieren sich somit – unter Berücksichtigung der Mindestdrücke – momentan zu insgesamt 268.000 Nm³/h.

Die heutige Spitzenlast lag 2023 bei 167 000 Nm³/h. Perspektivisch geht Creos TSO von einem deutlichen Rückgang der Höchstlast im Gasnetz aus, und rechnet für das Jahr 2039 mit einer Spitzenlast von etwa 100.000 Nm³/h.

Zur zuverlässigen Deckung der Höchstlast muss Creos TSO sicherstellen, dass auch bei Ausfall eines Betriebsmittels (sogenannter n-1-Fall) sämtliche geschützte Kunden weiterhin unterbrechungsfrei ver-

sorgt werden können. Dieses Kriterium berücksichtigt demnach die Summe aller verbleibenden Grenzübergangskapazitäten bei Ausfall der Verbindung mit der höchsten Kapazität. Die aktuelle Spitzenlast der geschützten Kundengruppe beträgt laut Creos TSO etwa 115.000 Nm³/h.

Der Grenzkopplungspunkt Bras stellt mit 110.000 Nm³/h den kritischsten Ausfall für die Versorgungssicherheit dar. Entsprechend würde sich in dieser Konstellation die sicher zur Verfügung stehende (n-1)-Kapazität auf 158.000 Nm³/h reduzieren (88.000+70.000 Nm³/h). Diese Kapazität ist ausreichend, um selbst im Spitzenlastfall die Versorgung der gesamten Verteilnetzebene nahezu vollständig zu gewährleisten. Zusätzliche Kapazitäten können im Regelfall am Grenzkopplungspunkt Remich durch Creos TSO gebucht werden.

Eine Kapazitätserhöhung an Grenzkuppelstellen durch Inbetriebnahme neuer Rohrleitungen ist seitens Creos TSO, insbesondere auch unter Berücksichtigung des erwarteten Verbrauchsrückgangs, nicht geplant. Im Gegenteil könnte laut Angaben von Creos die technischen Einspeisekapazitäten in Bras und Remich perspektivisch aufgrund von Wirtschaftlichkeitsaspekten bis 2040 um 30.000 Nm³/h bzw. 40.000 Nm³/h reduziert werden. Die resultierende Kapazität würde – im Gegensatz zur Deckung des Spitzenlastfalls – die Versorgungssicherheit der geschützten Kunden auch im (n-1)-Fall gewährleisten.

4.1.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze

Das Transportnetz Luxemburgs besteht aus ca. 279 km Hochdruckleitungen, die seit 2014 nur noch aus Stahlleitungen bestehen, da Creos TSO zu Beginn des Jahres 2014 umfangreich Betriebsmittel an Creos DSO (unter anderem alle Polyethylen-Leitungen) übergeben hat, die nicht mehr mit Hochdruck betrieben werden und nicht mehr zum Transportnetz zählen. Neben den Hochdruckleitungen befinden sich im Transportnetz zusätzlich 61 Stationen, davon 54 aktive Stationen d.h. Gasdruckregel- und Messanlagen, 3 Bezirksregler und 4 Übergabestellen zu benachbarten Transportnetzen.

In den letzten Jahren wurden lediglich geringfügige Änderungen am Transportnetz vorgenommen, so dass die Mengengerüste nahezu konstant geblieben sind.

Abbildung 15 zeigt die aktuelle Altersstruktur der Rohrleitungen und der Stationen im Transportnetz im Detail.

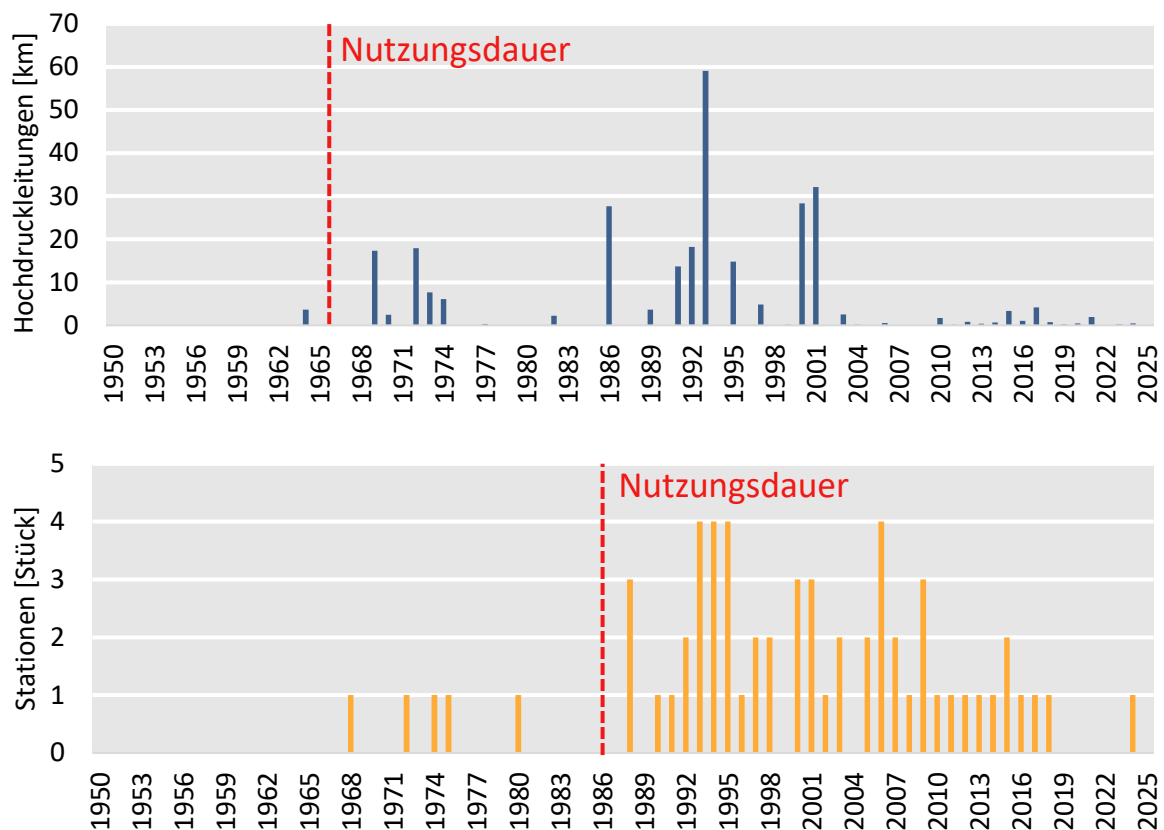


Abbildung 15. Altersstruktur des Gastransportnetzes [Quelle: eigene Darstellung]

Die Analyse der dargestellten Daten zeigt, dass das Gastransportnetz in Luxemburg ein vergleichsweise geringes Durchschnittsalter aufweist, das insbesondere deutlich unter den üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern von etwa 60 Jahren liegt. Es kann demnach aktuell von einem guten bis sehr guten Anlagenzustand ausgegangen werden.

4.1.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung

Aufgrund der bereits in Abschnitt 3.2 erläuterten aktuellen und erwarteten Versorgungssituation sieht Creos TSO derzeit und zukünftig keine Notwendigkeit zur Transportnetzerweiterung, da die grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten zur Gewährleistung der nationalen Versorgungssicherheit ausreichend sind und sich der Erdgasbedarf aufgrund der gesetzlichen Vorgaben stark reduzieren wird. Zudem prognostiziert Creos TSO aktuell keinen Neuanschluss größerer Kunden auf der Transportnetzebene. Die Stilllegung des Kraftwerks Twinerg hat zusätzlich dazu beigetragen, dass das Gasnetz aktuell mehr als ausreichend dimensioniert ist. Diese Einschätzung von Creos TSO deckt sich auch mit den Aussagen des PNEC, der keinen weiteren Ausbau der Gasinfrastruktur vorsieht.

Vereinzelte kann es auf Veranlassung der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber dennoch auf Nebensträngen zu lokalen Netzengpässen kommen. Die Netzbetreiber wirken diesen Engpässen durch die Inbetriebnahme neuer Übergabestationen und durch lokale Netzverstärkungen gezielt entgegen, und gewährleistet somit die Versorgungssicherheit. Creos TSO hat hierzu eine Liste mit konkreten Projekten übermittelt, die nachvollziehbar die Angemessenheit der lokalen Netzverstärkung belegen.

Im Vergleich zu den bisherigen Berichten wurde die Methodik zur Analyse der Investitionen in die Erneuerung bestehender Netze angepasst, um die Ergebnisse verständlicher darzustellen. In der bisherigen Analyse wurde ein Referenzverlauf der Reinvestitionen auf Basis der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern der Betriebsmittel abgeleitet. Da eine jahresscharfe Betrachtung die tatsächliche Praxis der Netzbetreiber nur eingeschränkt widerspiegelte, wurden die Referenzwerte anhand von Durchschnittsbildungen über fünf beziehungsweise zehn Jahre ermittelt.

Die neue Analyse verzichtet auf die bisherige Durchschnittsbetrachtung. Stattdessen werden die rechnerisch erforderlichen Reinvestitionen aller Betriebsmittel ermittelt, die ihre technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer bereits überschritten haben. Die daraus resultierenden Kosten werden dem Budget der Netzbetreiber für die kommenden zehn Jahre zur Netzerneuerung gegenübergestellt.

In diesem Kontext muss auf die grundlegende Unschärfe hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer von Netzbetriebsmitteln hingewiesen werden. Diese wird in Gastransportnetzen üblicherweise um die 40 Jahre für Anlagen sowie 60 Jahre für Rohrleitungen angenommen; Erfahrungen zeigen aber, dass in der Praxis auch deutlich höhere Werte erreicht werden können, ohne damit die Betriebssicherheit zwingend zu beeinträchtigen. Generell ist im Asset Management der leitungsgebundenen Energieversorgung eine Abkehr von einer rein zeitabhängigen Reinvestitionsstrategie zu beobachten. Andere – vor allem längere – Reinvestitionszyklen können aus Kostenminderungsgründen ebenfalls sinnvoll sein, so dass ein Unterschreiten der Referenzprojektion nicht unmittelbar den Schluss zulässt, dass ein Fehlverhalten des Netzbetreibers vorläge oder die Versorgungssicherheit gefährdet wäre.

Ein Unterschreiten des rechnerisch ermittelten Investitionsbedarfs lässt daher nicht automatisch auf ein Fehlverhalten des Netzbetreibers oder eine Gefährdung der Versorgungssicherheit schließen. Deutliche und anhaltende Abweichungen könnten jedoch als Hinweis auf verzögerte Reinvestitionen gewertet werden.

Bei der Interpretation der nachfolgenden Ergebnisse ist demnach zu beachten, dass nachfolgend dargestellte Simulationsergebnisse auf einer Nutzungsdauer der Betriebsmittel von 60 Jahren für Rohrleitungen und 40 Jahren für Anlagen beruhen. Aufgrund der geschilderten Zusammenhänge sind die daraus abgeleiteten Reinvestitionsvolumina somit konservativ und tendenziell höher als für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in der Praxis zwingend notwendig.

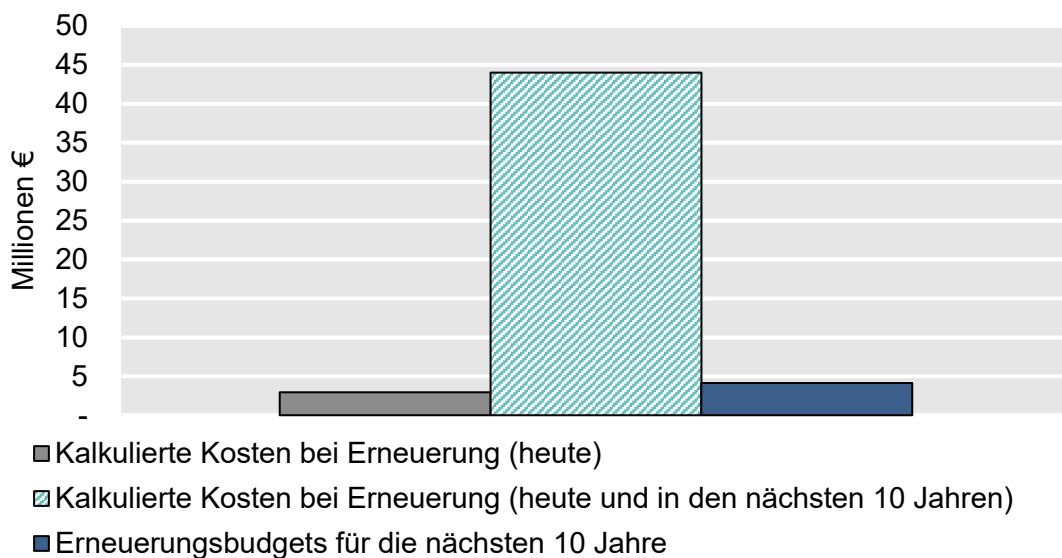


Abbildung 16. Vergleich der durch Überschreitung der üblichen Nutzungsdauer kalkulierten notwendigen Erneuerungskosten mit dem vom Netzbetreiber für die nächsten zehn Jahre geplanten Erneuerungsbudget im Transportnetz [Quelle: eigene Darstellung]

Aus den Analysen wird deutlich, dass ein angemessenes Investitionsbudget angesetzt wurde, um diejenigen Betriebsmittel zu erneuern beziehungsweise zu ersetzen, die *heute* ihre technische Nutzungsdauer überschritten haben. Die kalkulierten Kosten liegen bei rund 3 Mio. €, dem gegenüber stehen geplante Investitionen von ca. 4 Mio. €.

Ab Ende der 20er Jahre wird aber rein im Sinne Nutzungsdauern rechnerisch ein erhöhter Erneuerungsbedarf anfallen, da Stahlleitungen aus den 70er Jahren dann ersetzt werden müssten. Da diese Investitionen aber wiederum für eine Nutzungsdauer von 40-60 Jahren getätigt würden, und gleichzeitig die Dekarbonisierung des Energiesystems voranschreitet, wird eine entsprechende Strategie zu entwickeln sein um einerseits gestrandete Investitionen zu vermeiden und andererseits die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Diese Thematik wird in Kapitel 5 weiter vertieft. Wie oben bereits diskutiert kann eine detaillierte Bewertung des tatsächlichen Anlagenzustands dabei wertvolle Informationen und Flexibilität bieten, um ggf. gezielt Anlagen über deren übliche Nutzungsdauer hinaus zu betreiben, ohne dabei die Versorgungssicherheit zu beeinträchtigen.

4.1.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

Die Angaben seitens Creos TSO umfassen nachvollziehbare Budgets für die Kosten für Wartung und Instandhaltung, die die folgenden Bereiche umfassen und die dort erforderlichen Arbeiten umfänglich abdecken dürften:

- Fremdpersonaleinsatz für periodische Kontrollen im Zusammenhang mit dem kathodischen Korrosionsschutz, der Leitungsüberwachung, der Überfliegung, der Stationsreinigung, usw.
- Messgeräte und Materialbedarf zur Wartung und Instandhaltung
- Informationstechnik und Datenverarbeitung
- Third Party Access Pflege

- Stationsüberwachung durch Sicherheitsfirmen

Die Höhe der Budgetangaben liegt im oberen Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit aus Versorgungssicherheitserwägungen als ausreichend erscheinen.

4.2 Verteilnetze

4.2.1 Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Verteilnetz

Die Verteilnetze verfügen insgesamt über etwa 98.000 Netzanschlusspunkte mit einer über die Verteilnetze zeitungleichen Höchstlast von etwa 1.410 MWh/h und einer Jahresenergieabnahmemenge von etwa 4,3 TWh.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die aktuelle Versorgungsaufgabe sowie deren antizipierte Entwicklung bis 2040.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2040
Anzahl der Netzanschlusspunkte	90 912	88 741	86 471	84 289	82 111	79 934	77 768	68 300
Jahreshöchstlast [MWh/h]	1 494	1 454	1 408	1 363	1 317	1 271	1 225	781
jahresenergieabgabe [GWh]	4 313	4 197	4 065	3 933	3 801	3 569	3 457	2 450
Netzlänge [km]	3 187	3 188	3 189	3 192	3 192	3 192	3 192	3 146
Hochdruck	13	15	16	16	16	16		17
Mitteldruck	846	846	847	847	847	847	847	838
Niederdruck	2 328	2 328	2 328	2 329	2 330	2 330	2 330	2 298
Anzahl der Stationen	970	973	974	976	843	794	695	386
Hochdruck	20	20	20	21	20	20	20	20
Mitteldruck	950	953	954	955	823	774	675	366

Tabelle 1. Aktuelle und erwartete Versorgungsaufgabe der Verteilnetzbetreiber [Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Angaben der Verteilnetzbetreiber¹]

Nach der erwarteten Entwicklung werden die über die Verteilnetze zu verteilenden Gasmengen in den nächsten Jahren stark zurückgehen, und für das Jahr 2040 nur noch 2450 GWh betragen. Parallel dazu wird eine Reduktion der Netzanschlusspunkte von rund 25 % prognostiziert. Grundsätzlich wird kein weiterer Netzausbau von den Verteilnetzbetreibern vorgesehen, da die Verlegung neuer Gasnetze zukünftig als weder technisch notwendig noch ökonomisch interessant eingeschätzt wird. Zusätzlich wird eine Reduzierung des Erdgasbedarfes durch Effizienzmaßnahmen bei den Gewerbekunden erwartet. Nur im Hochdrucknetz kommt es zu einem leichten Anstieg der Leitungslänge von wenigen Kilometern bis 2039. Dieser erfolgt im Netz der Sudenergie, deren vollständige Vernetzung eine ausgeglichene Belastung an den Anschlusspunkten des Creos-Transportnetzes ermöglichen soll.

Vor dem Hintergrund des aktualisierten PNEC ist festzuhalten, dass die von den Netzbetreibern erwartete Entwicklung der Gasnachfrage für das Jahr 2040 deutlich vom Zielszenario abweicht. Während die

¹ Aufgrund fehlender Angaben eines Netzbetreibers für 2040 wurden diese auf Basis der Zahlen bis 2031 extrapoliert.

Verteilnetzbetreiber (VNB) für 2040 noch eine Jahresenergieabgabe von rund 2.450 GWh prognostizieren, geht das Zielszenario lediglich von einem Verbrauch von etwa 1.500 GWh aus. Für das Jahr 2030 fällt die Abweichung mit rund 15 % vergleichsweise geringer aus. Grundsätzlich zeigt sich jedoch, dass zwei der drei Verteilnetzbetreiber bis Anfang der 2030er Jahre lediglich von einer moderaten Reduktion des Gasverbrauchs ausgehen. Ein Netzbetreiber kann zudem derzeit laut eigenen Angaben keine Prognose für das Jahr 2040 vorlegen, da die Entwicklungen im Gasbereich noch weiter analysiert werden müssen.

Vor diesem Hintergrund wird angeregt, dass die Netzbetreiber die aktualisierten Annahmen des PNEC in künftigen Analysen und Entwicklungsstrategien der Gasinfrastruktur noch stärker berücksichtigen und damit einen wichtigen Beitrag zur Umsetzung des energiepolitischen Rahmens leisten. Kohärente und transparente Netzentwicklungspläne, so wie durch die EU Richtlinie 2024/1788 zukünftig gefordert, werden hierfür ein wichtiges Element darstellen. Aufgrund der Tiefe der anstehenden Veränderungen müssen diese frühzeitig antizipiert werden, so dass potenzielle Fehlentwicklungen, gestrandete Vermögenswerte sowie unnötig hohe Kosten für die Verbraucher möglichst vermieden werden. Diese Thematik wird in Kapitel 5 weiter vertieft.

4.2.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze

Die Netzlängen belaufen sich insgesamt auf etwa 3.100 km, wovon etwa 820 km auf der Mitteldruck- und etwa 2.300 km auf der Niederdruckebene verbaut sind. Mit lediglich 14 Kilometern ist die Hochdruckebene im Verteilnetz vernachlässigbar, da Rohrleitungen fast ausschließlich im Transportnetz mit Hochdruck betrieben werden. Daneben sind rund 950 Stationen für Druckregelung und/oder Messung in Luxemburg installiert.

Die nachfolgende Abbildung 17 zeigt die Altersstruktur des Gasverteilnetzes. Es ist ersichtlich, dass der wesentliche Aufbau erst nach den 1980-er Jahren stattgefunden hat (dargestellt sind ausschließlich Betriebsmittel, die sich aktuell noch in Betrieb befinden).

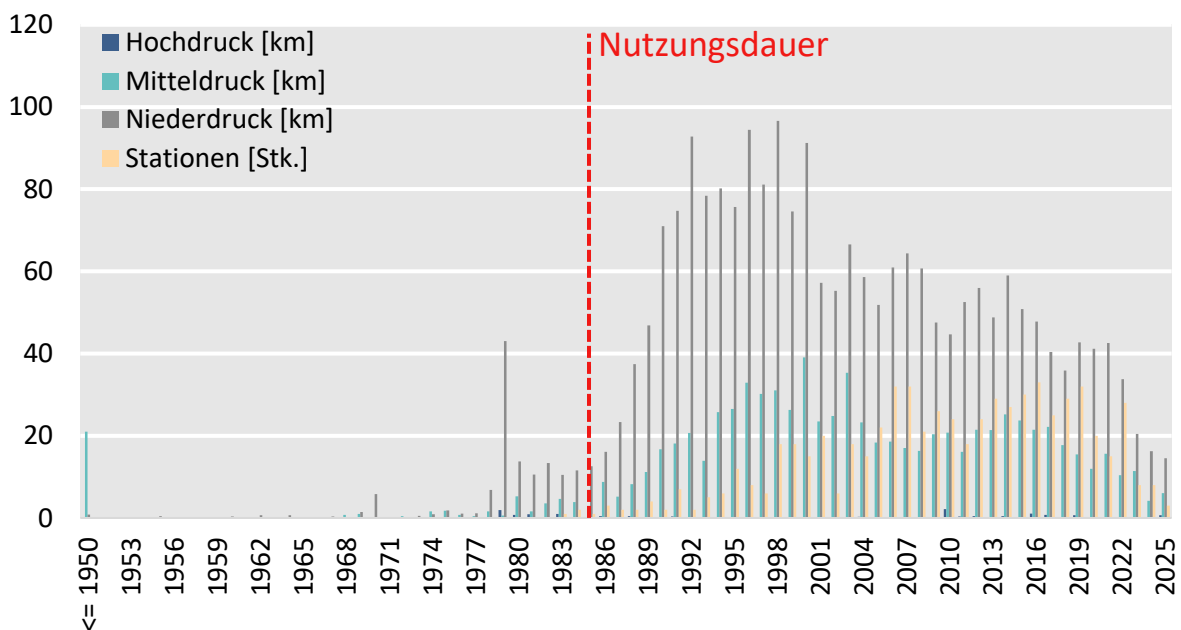


Abbildung 17. Altersstruktur der Gasverteilnetze [Quelle: eigene Darstellung]

Für die Gesamtheit der Verteilnetze beträgt das Durchschnittsalter bei einem mengengewichteten Mittelwert etwa **21 Jahre** für die Mitteldruckrohrleitungen, **22 Jahre** für die Niederdruckrohrleitungen und für die Stationen **15 Jahre**. Bei einer Kostengewichtung ergibt sich ein Mittelwert von etwa **22 Jahren** für die gesamte Verteilnetzinfrastruktur.

Damit ergibt sich als Zwischenfazit ein vergleichsweise geringes Durchschnittsalter mit großem Abstand zu den üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern. Bei diesem Durchschnittsalter und dieser Altersstruktur kann grundsätzlich von einem guten bis sehr guten Anlagenzustand ausgegangen werden.

4.2.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung

Wie beim Transportnetz wurde auch für die Verteilnetze eine Analyse der von den Netzbetreibern übermittelten Datentabellen durchgeführt, um die geplanten Reinvestitionen den Altersstrukturen gegenüberzustellen (Abbildung 18).

Hierbei wurde die von den Gasverteilnetzbetreibern angegebenen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer verwendet, die für Stationen 25 Jahre und für Leitungen 40 Jahre beträgt. Wie bereits in Kapitel 4.1.3 diskutiert, ist auch hier anzumerken, dass die Simulationsergebnisse konservativ und tendenziell höher als für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in der Praxis zwingend notwendig sind. Insbesondere lässt ein Unterschreiten des rechnerisch ermittelten Investitionsbedarfs nicht automatisch auf ein Fehlverhalten des Netzbetreibers oder eine Gefährdung der Versorgungssicherheit schließen. Dennoch können deutliche und anhaltende Abweichungen als Hinweis auf verzögerte Reinvestitionen gewertet werden.

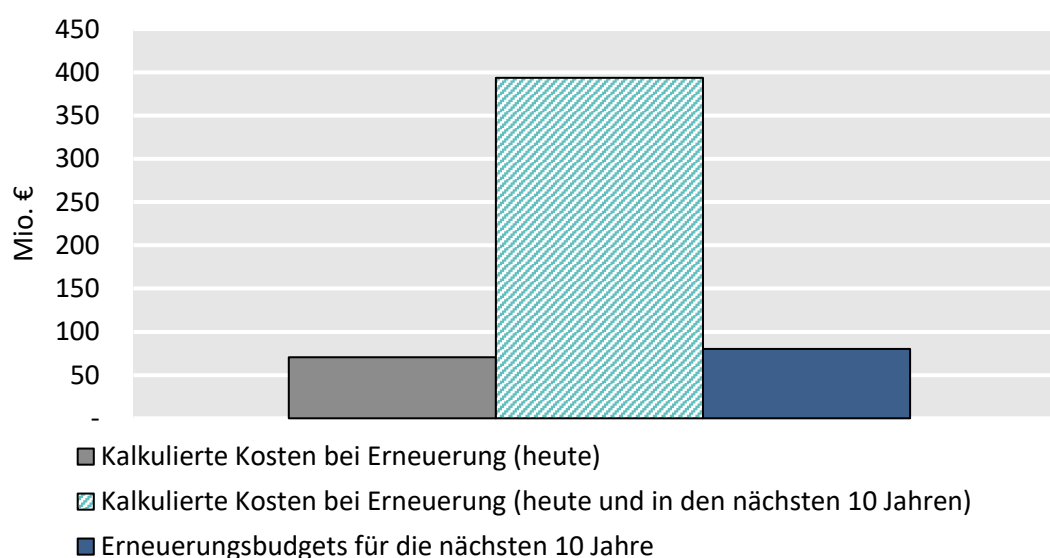


Abbildung 18. Vergleich der durch Überschreitung der üblichen Nutzungsdauer kalkulierten notwendigen Erneuerungskosten mit denen von den Netzbetreibern für die nächsten zehn Jahre geplanten Erneuerungsbudgets im Verteilnetz [Quelle: eigene Darstellung]

Wie in Kapitel 4.2.2 gezeigt, hat derzeit nur ein geringer Anteil der Betriebsmittel seine Nutzungsdauer überschritten. Die kalkulierten Kosten für den Ersatz dieser Betriebsmittel belaufen sich auf rund 70

Mio. € und bewegen sich damit in der gleichen Größenordnung wie die Erneuerungsbudgets von rund 80 Mio. € der Verteilnetzbetreiber für die kommenden zehn Jahre.

Berücksichtigt man allerdings zusätzlich die Betriebsmittel, die ihre übliche Nutzungsdauer innerhalb der nächsten zehn Jahre erreichen, steigen die rein im Sinne der Nutzungsdauern kalkulierten Erneuerungskosten auf etwa 400 Mio. €, die wiederum für eine Nutzungsdauer von 40-60 Jahren getätigt würden, gleichzeitig aber im Widerspruch zu den Dekarbonisierungszielen stünden. Wie bereits in Kapitel 4.1 erläutert, wird vor diesem Hintergrund eine entsprechende Strategie zu entwickeln sein, um einerseits gestrandete Investitionen zu vermeiden und andererseits die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ggf. unter Einbezug einer detaillierten Bewertung des tatsächlichen Anlagenzustands und gezielten Nutzung über die übliche Nutzungsdauer hinaus.

4.2.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

Die Verteilnetze werden nach den Angaben der betroffenen Unternehmen entsprechend den einschlägigen Vorschriften gewartet und instandgehalten. Hierzu gehören Beschreibungen der regelmäßigen Wartung gemäß G491/G492, monatliche und jährliche Kontrollen sowie im zwei- bzw. vierjährigen Rhythmus vorausbestimmte Instandhaltungsarbeiten mit dem Austausch der üblichen Verschleißteile z. B. in Reglern oder Filtern. Die Höhe der Budgetangaben für die Wartung und Instandhaltung der Verteilnetze liegt dabei im oberen Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit aus Versorgungssicherheitserwägungen als ausreichend erscheinen.

5 Implikationen der Dekarbonisierung des Energiesystems

Die Dekarbonisierung des Energiesystems benötigt in den kommenden Jahren einen kontinuierlichen Rückgang der Erdgasnachfrage. So wie viele andere Länder hat Luxemburg für den Ausstieg kein festes Enddatum, sondern beeinflusst dieses schrittweise durch regulatorische Vorgaben sowohl auf Seiten der Nachfrage als auch der Gasinfrastruktur.

Neben den generellen Zielsetzungen für die Klima- und Energiepolitik (Paris-Abkommen, Klimagesetz EU und Luxemburg), auf die hier nicht weiter eingegangen wird, bietet insbesondere das EU Gas- und Wasserstoffmarktpaket (Richtlinie (EU) 2024/1788 und Verordnung (EU) 2024/1789) einen wichtigen Rahmen indem es den Aufbau eines Wasserstoffbinnenmarktes und gleichzeitig die schrittweise Dekarbonisierung des bestehenden Erdgasmarktes regelt. Das Paket verpflichtet Transportnetz- und Verteilnetzbetreiber, ihre Netzentwicklungsplanung künftig stärker auf erneuerbare und CO₂-arme Gase auszurichten und den schrittweisen Übergang zu einem dekarbonisierten Gassystem vorzubereiten. Gleichzeitig wird die Umwidmung bestehender Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff erleichtert, sofern dies technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist. Darüber hinaus dürfen langfristige Lieferverträge für fossiles Erdgas nicht über das Jahr 2049 hinaus abgeschlossen werden. Damit setzt das Paket ein klares regulatorisches Signal für den langfristigen Ausstieg aus fossilem Erdgas. Der Rückgang der Erdgasnachfrage wird jedoch maßgeblich durch weitere europäische Gesetzgebung bestimmt. Von besonderer Bedeutung sind hierbei die Energieeffizienzrichtlinie (Richtlinie (EU) 2023/1791) sowie die Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Richtlinie (EU) 2024/1275). Beide Regelwerke fördern die energetische Sanierung von Gebäuden und die Elektrifizierung des Wärmesektors. Ergänzend verpflichtet die novellierte Energieeffizienzrichtlinie größere Kommunen zur Erstellung umfassender Wärme- und Kältepläne. Diese analysieren den Wärmebedarf und identifizieren geeignete Versorgungsoptionen wie Fernwärme, Wärmepumpen, Geothermie oder industrielle Abwärme. Das Gas- und Wasserstoffmarktpaket sieht gleichzeitig vor, dass Gasnetzbetreiber diese Planungen bei ihrer Netzentwicklung berücksichtigen. Dadurch werden die Entwicklung der Gasnetze und die kommunale Wärmeplanung erstmals unmittelbar miteinander verknüpft.

Für die Gasnetzbetreiber bedeutet diese Entwicklung einen grundlegenden Paradigmenwechsel. Während die bestehenden Netze ursprünglich für eine langfristig stabile oder wachsende Erdgasnachfrage ausgelegt wurden, müssen künftig sinkende Mengen berücksichtigt werden. Aufgrund bleibender hoher Fixkostenanteile riskieren dadurch die spezifischen Netzkosten pro transportierter/verbraucher Energie deutlich zu steigen, bis im Extremfall nur noch wenige verbleibende Endverbraucher die ganzen Systemkosten tragen müssten. Gleichzeitig entsteht das Risiko sogenannter Stranded Assets, also von Vermögenswerten, deren Restbuchwert aufgrund sinkender Netzauslastungen oder einer vorzeitigen Stilllegung nicht mehr vollständig über die Netzentgelte refinanziert werden. Die regulatorische Herausforderung besteht daher darin, den Rückgang der Gasnachfrage so zu begleiten, dass einerseits die Versorgungssicherheit der verbleibenden Endkunden gewährleistet bleibt und andererseits die wirtschaftlichen Folgen für Netzbetreiber und Netzkunden begrenzt werden.

Luxemburg hat in diesem Zusammenhang bereits einen ersten Schritt unternommen, indem das ILR mit der Tarifmethodik für die Regulierungsperiode 2025–2028 einen Mechanismus zur vorgezogenen Berücksichtigung von Abschreibungen einführte. Für Gasleitungen und Gasstationen werden die regulär berechneten Abschreibungen entsprechend mit einem Faktor von 1,3 berücksichtigt, wodurch Investitionen früher über die Netzentgelte refinanziert werden können. Ziel dieser Maßnahme ist es, angesichts der langfristig sinkenden Gasnachfrage den Abschreibungshorizont bestehender Anlagen

zu verkürzen und dadurch das Risiko für Stranded Assets im System zu reduzieren. Während die Maßnahme ein erster Schritt mit wichtiger Signalwirkung zur Anpassung an die langfristig sinkende Gasnachfrage darstellt, wird es darauf aufbauend erforderlich sein, die weiteren regulatorischen und infrastrukturellen Rahmenbedingungen für einen geordneten Gas-Phase-out schrittweise zu definieren.

Hierzu können die Entwicklungen in anderen europäischen Staaten als Orientierung dienen, so wie zum Beispiel in Frankreich. Die französische Regulierungsbehörde Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) veröffentlichte 2026 den Bericht „Avenir des infrastructures gazières“, der erstmals einen strategischen Rahmen für die Entwicklung der Gasinfrastruktur bis 2050 beschreibt. Ausgangspunkt des Berichts ist die Erwartung einer deutlich sinkenden Erdgasnachfrage infolge der Dekarbonisierung des Gebäude- und Industriesektors. Die CRE weist darauf hin, dass dadurch ein sogenannter Schereneffekt entstehen kann. Während die transportierten Gasmengen und damit die Netzerlöse kontinuierlich zurückgehen, bleiben große Teile der Infrastrukturkosten bestehen oder steigen durch Rückbau- und Umbaumaßnahmen sogar an. Vor diesem Hintergrund formuliert die CRE mehrere Grundprinzipien für die zukünftige Entwicklung der Gasnetze. Hierzu zählen unter anderem die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit für bestehende Kunden, eine koordinierte Planung des Rückbaus einzelner Netzgebiete, die stärkere Verknüpfung der Gasnetzplanung mit der kommunalen Wärmeplanung sowie eine kritische Bewertung neuer Investitionen in Erdgasinfrastruktur. Gleichzeitig betont die CRE, dass die zukünftige Größe des Gasnetzes vom langfristigen Bedarf an Biomethan und Wasserstoff abhängen wird.

Auch die Niederlande verfolgen bereits einen stark planungsorientierten Ansatz. Im Rahmen der kommunalen Wärmestrategien (Transitievisie Warmte) legen die Gemeinden fest, wann und durch welche Technologien einzelne Quartiere künftig ohne Erdgas versorgt werden sollen. Diese Wärmeplanung bildet gleichzeitig die Grundlage für die langfristige Entwicklung der Gasverteilnetze und ermöglicht es, Netzabschnitte schrittweise stillzulegen oder umzunutzen. Deutschland verfolgt mit dem Wärmeplanungsgesetz einen vergleichbaren Ansatz. Dort werden kommunale Wärmepläne schrittweise mit der Gasnetzplanung verknüpft, um zukünftige Investitionen stärker an der langfristigen Entwicklung der Gasnachfrage auszurichten und Fehlallokationen zu vermeiden.

Diese internationalen Beispiele verdeutlichen, dass der Gas Phase-out nicht allein durch sinkende Erdgasverbräuche erfolgt, sondern zunehmend einer aktiven regulatorischen Steuerung und systemischen Koordination bedarf. Hierzu zählen insbesondere eine langfristige Strategie für die Entwicklung der Gasnetze, Kriterien für den Weiterbetrieb, die Umnutzung oder der Rückbau einzelner Netzabschnitte, eine stärkere Verknüpfung der Netzplanung mit der kommunalen Wärmeplanung sowie Grundsätze für den Umgang mit sinkenden Netzauslastungen und den daraus resultierenden Netzkosten. Eine frühzeitige und transparente Festlegung dieser Rahmenbedingungen würde sowohl den Netzbetreibern als auch den angeschlossenen Verbrauchern eine höhere Planungs- und Investitionssicherheit bieten und den geordneten Übergang zu einem dekarbonisierten Energiesystem ohne Versorgungssicherheitsbedenken erleichtern.

6 Resilienz der Gasversorgung

6.1 Übersicht der Präventions- und Notfallpläne

Im Rahmen der Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) 994/2010 nehmen die Mitgliedstaaten eine vollständige Bewertung der Risiken vor, die die Sicherheit der Erdgasversorgung in ihrem Mitgliedstaat gefährden. Hierbei sollen insbesondere alle nationalen und regionalen Gegebenheiten in Bezug auf Netzkonfiguration, Lastflüsse, Kapazitäten und verschiedenen Verbrauchsszenarien berücksichtigt werden. Dieselbe Verordnung sieht auch vor, dass die Mitgliedstaaten einen Präventions- sowie einen Notfallplan (Originaltitel im Französischen „Plan d’action préventif“ und „Plan d’urgence“) erstellen müssen. Beide Pläne wurden im März 2025 auf Basis von verschiedenen Empfehlungen der Kommission aktualisiert. Insbesondere wurden verschiedenen Maßnahmen besser beschrieben und regionale Aspekte der Versorgungssicherheit weiter ausgearbeitet.

Eine Kernmaßnahme der Verordnung liegt in der Erweiterung von weitgehend nationalen Ansätzen zur Sicherung der Versorgungssicherheit auf eine Bildung von regionalen Kooperationen sowie auf eine Stärkung des Binnenmarktes. So definiert die Verordnung unterschiedliche Risikogruppen aus Mitgliedstaaten, die sich regional hinsichtlich der Versorgungssicherheit abstimmen und Risikobewertungen durchführen sollen. Diese regionalen Risikogruppen wurden im Jahr 2025 überarbeitet [13] [14]. Die initialen 13 Gruppen wurden je nach Versorgungskorridoren in 4 regionale Risikogruppen (siehe Abbildung 19) zusammengeführt.

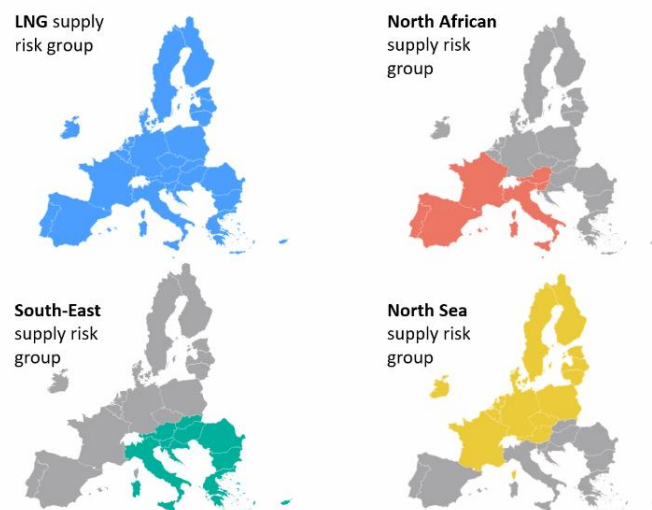


Abbildung 19. Aktualisierte regionale Risikogruppen im Rahmen der Verordnung (EU) 2017/1938

Basierend auf der aktualisierten Konfiguration, ist Luxemburg in 2 Risikogruppen vertreten (LNG und Nord See). Die Gruppen haben zur Aufgabe, zunächst Risikoszenarien in Bezug auf Wahrscheinlichkeit, Dauer und Auswirkung zu bewerten, und darauf aufbauend Präventions- und Notfallpläne zu erstellen, die Maßnahmen enthalten um den identifizierten Risiken entgegenzuwirken. Die Bewertung der Risikoszenarien soll bis Ende 2026 abgeschlossen sein.

Darüber hinaus sieht die Verordnung für Mitgliedstaaten über die Mechanismen des Gasmarktes hinaus die Möglichkeit vor, im Fall von Versorgungskrisen auf die Solidarität anderer Mitgliedstaaten zurückzugreifen. Dazu sollen die Mitgliedstaaten bilaterale Vereinbarungen zu den Konditionen solcher Solidaritätsmaßnahmen treffen. Mit der *Notfallverordnung (EU) 2022/2576 des Rates vom 19. Dezember 2022 über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, zuverlässige Preisreferenzwerte und den grenzüberschreitenden Austausch von Gas* wurden Standardvorschriften für diese Solidaritätsmaßnahmen eingeführt, die im Falle von fehlenden bilateralen Vereinbarungen deren Grundprinzipien definiert. Diese Standardvorschriften wurden durch das neue Gas- und Wasserstoff-Paket übernommen und verstetigt.

Generell verfolgt Luxemburg durch den gemeinsamen Gasmarkt mit Belgien bereits eine enge zwischenstaatliche Kooperation, die weiter inhaltlich und institutionell vertieft werden sollte, gerade auch im Bereich der Versorgungssicherheit. Um die Prozedur für Solidaritätsmaßnahmen auf nationalem Niveau möglichst gut vorzubereiten, wurden bereits entsprechende Vorlagen für rechtliche Dokumente und Pläne durch das Ministerium ausgearbeitet, so dass in einer Notsituation schnelle Handlungsbereitschaft besteht.

Ergänzend zum Präventions- und Notfallplan Luxemburgs sieht das Gasgesetz vom 1. August 2007 vor, dass die Gasnetzbetreiber einen Lastabschaltplan („Plan de délestage“) erstellen. Dieser beschreibt welche Maßnahmen die Netzbetreiber bei außergewöhnlichen Ereignissen oder Krisen auf dem Energiemarkt ergreifen um das Gasnetz zu entlasten. Der Plan wirkt hierbei auf Ereignisse mit kurzfristigem Zeithorizont und regelt insbesondere, in welcher Reihenfolge die Last abgeworfen werden soll. Vor einer Abschaltung von Endverbrauchern, die als so genannte geschützte Endkunden behandelt werden, würden dabei Industriekunden und KWK-Anlagen vorerst vom Netz genommen werden.

Zusätzlich zum Lastabschaltplan schreibt das Gesetz vor, dass die Gasnetzbetreiber einen Netzwiederaufbauplan (Code de reconstitution) erstellen. Dieser wurde im August 2025 fertiggestellt. Der Plan beschreibt den grundsätzlichen Ablauf, nach dem die Gasnetzbetreiber das Erdgasnetz sowohl auf lokaler als auch auf großräumiger Ebene nach einer Störung oder einem Ausfall schrittweise wieder in Betrieb nehmen. Der Wiederaufbauprozess gliedert sich in vier Etappen:

- 1) Sicherung und Diagnose
- 2) Spülung und Vorbereitung des Gasnetzes
- 3) Schrittweise Wiederinbetriebnahme des Gasnetzes
- 4) Wiederinbetriebnahme und Validierung

Ebenfalls ergänzend zu den oben genannten Plänen befasst sich das Hochkommissariat für die nationale Sicherheit (HCPN) im Rahmen des Gesetzes vom 23. Juli 2016 auch mit dem Schutz kritischer Infrastrukturen, und schließt dabei unter anderem auch den Fall eines Energieausfalls mit ein. Der entsprechende Regierungsplan („Plan d’intervention d’urgence (PIU) - rupture énergie“) findet insbesondere in Krisensituationen Anwendung, die über die Kompetenzen einzelner Ministerien hinausgehen [15]. Er führt koordinierende Maßnahmen ein, wie z. B. die Bestimmung der für die Krisenbewältigung zuständigen Organe oder die Festlegung von Notfallmaßnahmen und der jeweiligen Verantwortlichen.

Tabelle 2 gibt einen Überblick der nationalen Präventions- und Notfallpläne.

Plan	Rechtliche Grundlage	Kompetenz
Nationale Risikobewertung (Evaluation nationale des risques)	Règl.(UE) 2017/1938 (Art 7)	Ministerium
Präventionsplan (Plan d'action préventif)	Règl.(UE) 2017/1938 (Art 8 & 9)	Ministerium
Notfallplan (Plan d'urgence)	Règl.(UE) 2017/1938 (Art 8 & 10)	Ministerium
Lastabschaltplan (Plan de délestage)	Loi du 1/08/2007 gaz naturel (Art 18 & 19)	Gasnetzbetreiber
Netzwiederaufbauplan (Code de reconstitution)	Loi du 1/08/2007 gaz naturel (Art 14)	Gasnetzbetreiber
Regierungsplan Energieausfall (PIU rupture énergie)	Loi du 23/07/2016 HCPN (Art 3(1))	Hochkommissariat für nationale Sicherheit (HCPN)

Tabelle 2. Übersicht der Präventions- und Notfallpläne [Quelle: eigene Darstellung]

Zusätzlich zu den oben genannten Plänen ist außerdem die institutionelle Zusammenarbeit Luxemburgs mit Nachbarstaaten und innerhalb der EU zu erwähnen, die aufgrund der Abhängigkeiten Luxemburgs im Gasbereich eine wichtige Rolle für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit einnimmt. Darunter fallen insbesondere die oben schon genannte bilaterale Zusammenarbeit mit Belgien (die seit dem Ausbruch des Ukraine Konflikts durch eine „BeLux Crisis Group“ intensiviert wurde), die durch die EU-Verordnung 2017/1938 geregelte Arbeit in den so genannten regionalen „Risk Groups“, das regionale Pentilaterale Energieforum², sowie die durch die EU-Verordnung 994/2010 geschaffene EU Gas Coordination Group.

6.2 Resilienzstrategie

Neben den oben genannten für den Gassektor spezifischen Präventions- und Notfallplänen wurden in den vergangenen Jahren ebenfalls verschiedene weitere nationale Strategien überarbeitet oder neu eingeführt, welche direkt oder indirekt zur Resilienz des Energiesektors beitragen. Hierzu zählen insbesondere die Nationale Strategie zur Anpassung an den Klimawandel, die Nationale Strategie zur Stärkung der Resilienz kritischer Einrichtungen, sowie die im Oktober 2025 veröffentlichte Nationale Resilienzstrategie. Letztere verfolgt einen gesamtstaatlichen und sektorübergreifenden Ansatz, der sich an den Leitlinien der Europäischen Union und der NATO orientiert und darauf abzielt, die Fähigkeit Luxemburgs zu stärken, schwerwiegende Störungen vorherzusehen, deren Auswirkungen zu begrenzen, und die Funktionsfähigkeit kritischer Systeme möglichst rasch wiederherzustellen. Die Strategie ist entlang von acht miteinander verknüpften Handlungsfeldern aufgebaut, darunter der Schutz essenzieller Güter und Dienstleistungen, die Resilienz kritischer Infrastrukturen, die Cyberresilienz sowie die Sicherung strategischer Ressourcen. Für den Energiesektor bedeutet dies insbesondere den weiteren Ausbau robuster und anpassungsfähiger Energieinfrastrukturen, die Verringerung von Verwundbarkeiten gegenüber physischen und digitalen Bedrohungen sowie eine stärkere Verzahnung von Prävention, Krisenvorsorge und Wiederherstellungsmaßnahmen. Gleichzeitig wird die enge Zusammenarbeit zwischen öffentlichen Institutionen, Netzbetreibern und weiteren Betreibern kritischer Infrastrukturen als wesentliche Voraussetzung für eine hohe Versorgungssicherheit hervorgehoben.

² Regionaler Zusammenschluss von Ministerien, TSOs und Regulierungsbehörden aus Belgien, Deutschland, Österreich, Schweiz, Niederlande, Frankreich und Luxemburg.

Der vorliegende Bericht fügt sich unmittelbar in diese nationale Resilienzstrategie ein. Durch die Analyse des Zustands und der zukünftigen Entwicklung der Gasversorgungsinfrastruktur, die Bewertung potenzieller Risiken für die Versorgungssicherheit sowie die Identifikation des erforderlichen Investitions- und Handlungsbedarfs trägt er insbesondere zu den Zielen der Stärkung kritischer Energieinfrastrukturen und der langfristigen Sicherstellung einer resilienten Gasversorgung in Luxemburg bei. Er stellt damit einen wichtigen Baustein für die kontinuierliche Weiterentwicklung der nationalen Resilienz im Energiesektor dar.

6.3 Analyse der Resilienz der Gasnetzinfrastruktur

Im Rahmen der Erstellung des vorliegenden Berichts und im Einklang mit den Zielen der Nationalen Resilienzstrategie wurde eine strukturierte Erhebung bei den luxemburgischen Transport- und Verteilnetzbetreibern durchgeführt. Anlass hierfür waren unter anderem die Sabotagevorfälle an der Strominfrastruktur in Berlin Anfang 2025, welche die Bedeutung der physischen und organisatorischen Resilienz kritischer Energieinfrastrukturen erneut verdeutlichten. Ziel der Erhebung war es, die Widerstandsfähigkeit der Gasnetze gegenüber gezielten Angriffen, extremen Naturereignissen und weiteren Krisenszenarien systematisch zu bewerten.

Die Befragung umfasste sowohl technische als auch organisatorische Aspekte der Resilienz. Im Mittelpunkt standen unter anderem Fragen zur Netzstruktur und Redundanz, zur Identifikation möglicher Single Points of Failure, zur N-1-Sicherheit kritischer Betriebsmittel, zu gemeinsam geführten Rohrtrassen sowie zur Absicherung von Kommunikations- und Leitsystemen. Darüber hinaus wurden die Netzbetreiber zu physischen Schutzmaßnahmen wie Zutrittskontrollen, Perimeterschutz und Videoüberwachung, zu Risikoanalysen für die in der nationalen Risikobewertung identifizierten Krisenszenarien sowie zu organisatorischen Maßnahmen wie Business-Continuity-Plänen, Krisenstäben, Notfallprozessen, Zusammenarbeit mit Behörden und regelmäßigen Krisenübungen befragt.

Die Ergebnisse zeigen insgesamt ein hohes Resilienzniveau der luxemburgischen Gasnetze. Die Netzbetreiber verfügen überwiegend über redundante Netzstrukturen, wobei vereinzelte Netzabschnitte im Transportnetz sowie in den verschiedenen Verteilnetzen nicht komplett N-1 abgesichert sind. Laut Befragung sind jedoch vereinzelte Investitionen im Transportnetz sowie in den verschiedenen Verteilnetzen geplant, oder wurden in den letzten Jahren bereits umgesetzt, um eine N-1 Redundanz zu erstellen. Grundsätzlich sind kritische Anlagen mit geeigneten physischen Sicherheitsmaßnahmen wie Zutrittskontrollen, Perimeterschutz und weiteren Schutzvorkehrungen ausgestattet. Im Hinblick auf die Abhängigkeit der Gasinfrastruktur von der Stromversorgung, ist festzustellen, dass das Gasnetz auch im Falle eines Stromausfalls größtenteils weiter betrieben werden kann, da die meisten Netzkomponenten mechanisch funktionieren. Die Datenübertragung oder Fernüberwachung wäre jedoch stark eingeschränkt, mit Ausnahme von Kommunikationsanlagen die grundsätzlich mit Batterien ausgestattet sind.

Verbesserungspotenzial besteht insbesondere im organisatorischen Bereich. So befinden sich bei einzelnen Netzbetreibern spezifische Risikoanalysen und Notfallpläne für einzelne Krisenszenarien, sowie Business-Continuity-Pläne, derzeit noch in der Ausarbeitung und sollten zeitnah fertiggestellt beziehungsweise weiterentwickelt werden. Insgesamt bestätigt die Erhebung jedoch, dass die luxemburgischen Netzbetreiber auf technische und organisatorische Störungen gut vorbereitet sind und die Gasnetzinfrastruktur ein hohes Maß an Resilienz aufweist.

Vor dem Hintergrund der fortschreitenden Dekarbonisierung des Energiesystems (siehe Kapitel 5) stellt sich zudem wie bei der Entwicklung der Netze selbst auch hier die Frage, in welchem Umfang weitere Investitionen in die Resilienz, zum durch bessere N-1-Redundanzen, künftig noch gerechtfertigt sind.

7 Literatur

- [1] ACER, „Key developments in European gas wholesale markets 2025-2026“, 2026.
- [2] Europäische Kommission, „AccelerateEU to strengthen EU energy resilience“, 2026.
- [3] Bruegel, „European natural gas imports“, 2026.
- [4] JRC, „EU security of gas supply dashboard“.
- [5] ENTSO-G, „Overview of physical gas flows to Europe“, 2026.
- [6] Institute for Energy Economics and Financial Analysis, „European LNG Tracker“, 2026.
- [7] Europäischer Rat, Verordnung (EU) 2022/1369, 2022.
- [8] Europäischer Rat, Verordnung (EU) 2023/706, 2023.
- [9] ENTSO-G, „ENTSOG Summer Supply Outlook with Winter 2026/2027 Overview“, 2026.
- [10] Statec, „Importation de gaz naturel par pays d'origine (en %),“ [Online]. Available: [https://lustat.statec.lu/vis?df\[ds\]=ds-release&df\[id\]=DF_A4207&df\[ag\]=LU1&vw=tb&dq=A.&pd=2007%2C&to\[TIME_PERIOD\]=false](https://lustat.statec.lu/vis?df[ds]=ds-release&df[id]=DF_A4207&df[ag]=LU1&vw=tb&dq=A.&pd=2007%2C&to[TIME_PERIOD]=false).
- [11] SPF Economie – Direction générale de l’Energie, „Suivi des objectifs européens concernant la consommation et le stockage de gaz naturel,“ [Online]. Available: <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/suivi-des-objectifs-europeens/suivi-des-objectifs-europeens>.
- [12] Ministerium für Wirtschaft und Ministerium für Umwelt, Klima und Biodiversität, „Nationaler integrierter Klima- und Energieplan,“ 2024.
- [13] ILR, „Chiffres clés du marché du gaz de l’année 2025,“ 2026.
- [14] Ministerium, „Plan d’action préventif relatif à la sécurité d’approvisionnement en gaz naturel du Luxembourg, établi dans le cadre du règlement (UE) 2017/1938,“ 2025.
- [15] Ministerium, „Plan d’urgence relatif à la sécurité d’approvisionnement en gaz,“ 2025.
- [16] Hochkommissariat für die nationale Sicherheit, „Plan d'intervention d'urgence - rupture énergie,“ [Online]. Available: <https://infocrise.public.lu/fr/publications/rupture-energie/plan-intervention-urgence-rupture-energie.html>.
- [17] U.S. Department of Energy, „Open Letter to Leaders of the European Commission, European Council, and European Union (EU) Member States on the EU Methane Regulation,“ 2026.
- [18] IOGP Europe et al., „Open Letter to Leaders of the European Commission, European Council, and European Union (EU) Member States on the EU Methane Regulation,“ 2026.
- [19] Europäische Kommission, „Recommendation on optional model clauses on the reduction of methane emissions in the energy sector,“ 2026.
- [20] Europäische Kommission, „Recommendation on the application of Article 33 of Regulation (EU) 2024/1787,“ 2026.