



LE GOUVERNEMENT  
DU GRAND-DUCHÉ DE LUXEMBOURG  
Ministère de l'Énergie et de  
l'Aménagement du territoire  
Département de l'énergie

# **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**

27. Juli 2022

# **Bericht über die Versorgungssicherheit im Gasbereich in Luxemburg**

Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire  
4, Place de l'Europe  
L-1499 Luxembourg

27. Juli 2022

## **Inhalt**

<b>1</b>	<b>Einführung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Rechtlicher Rahmen und Übersicht der Präventions- und Notfallpläne</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Aktuelle und zukünftige Versorgungssituation</b>	<b>5</b>
3.1	Bewertung der Versorgungssituation Europas und Luxemburgs vor dem Hintergrund des Kriegs in der Ukraine	5
3.2	Stand und Entwicklung der Nachfrage in Luxemburg	10
3.3	Möglichkeiten der Gasspeicherung	12
3.4	Angemessenheit und Bedarfsentwicklung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten	13
<b>4</b>	<b>Gasnetze</b>	<b>16</b>
4.1	Transportnetz	16
4.1.1	Aktueller Stand und Entwicklung der Netze	16
4.1.2	Alter und Zustand der Netze	16
4.1.3	Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	17
4.1.4	Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	20
4.2	Verteilungsnetze	20
4.2.1	Aktueller Stand und Entwicklung der Netze	20
4.2.2	Alter und Zustand der Netze	21
4.2.3	Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	22
4.2.4	Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	24
<b>5</b>	<b>Literatur</b>	<b>26</b>



## 1 Einführung

Dem Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire (MEA) des Großherzogtums Luxemburg wird durch Art. 16 des im August 2007 in Kraft getretenen Gesetzes über die Organisation des Gasmarktes die Aufgabe übertragen, alle zwei Jahre einen Bericht über die Sicherheit und Qualität der Erdgasversorgung vorzulegen.

Entsprechend den Vorgaben aus Art. 16 des Gasmarktgesetzes 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, von der Förderung und dem Import über den Handel, die Fernleitung und Speicherung, den Vertrieb bis zur Verteilung von Gas. Um diesen Aspekten umfangreich Rechnung zu tragen wird in Kapitel 2 zunächst eine Übersicht des rechtlichen Rahmens für die Versorgungssicherheit sowie der Präventions- und Notfallpläne gegeben. Kapitel 3 beschreibt und bewertet die aktuelle und zukünftige Versorgungssituation Luxemburgs mit Gas. Abschließend betrachtet Kapitel 4 im Detail die Gasnetzinfrastruktur hinsichtlich deren Alter und Zustand sowie geplanter Investitionen und betrieblicher Aufwendungen.

Als Grundlage für diesen Bericht sind die Unternehmen des Erdgassektors verpflichtet, jegliche hierfür benötigten Informationen und Dokumente bereitzustellen. Diese umfassende Verpflichtung wird in Art. 17 des Gesetzes zusätzlich dahingehend konkretisiert, dass jeder Netzbetreiber alle zwei Jahre einen 10-Jahres-Plan über die Entwicklung seines Netzes vorlegen muss. Die luxemburgischen Gastransport- und -verteilungsnetzbetreiber haben an das MEA Daten und Informationen übermittelt, auf deren Grundlage der vorliegende Bericht nach Art. 16 Abs. 4 des Gasmarktgesetzes erstellt wurde.

Für die praktische Bewertung der Versorgungssicherheit Luxemburgs zwei Abgrenzungen zu treffen. Zum einen sind Themen der technisch-physikalischen Versorgungsqualität, d.h. der kurzfristigen und regional begrenzten Versorgungsunterbrechungen, nach Art. 51 Abs. 6 des Gasmarktgesetzes durch die Kompetenzen des Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR) abgedeckt. Gleiches gilt auch für die Aspekte der technischen und der kommerziellen Qualität der Versorgung. Im hier vorliegenden Bericht wird auf Fragen der Versorgungsqualität daher nur vergleichsweise kurz eingegangen, wobei die aktuelle Fassung des entsprechenden Berichts der Regulierungsbehörde berücksichtigt wurde.

Zum anderen werden aus geologischen und technisch-wirtschaftlichen Gründen zwei der oben genannten Stufen der Gasversorgungskette nicht in Luxemburg selbst durchgeführt: Mangels entsprechender Gasvorkommen kann in Luxemburg naturgemäß keine Förderung von Erdgas stattfinden, und in ähnlicher Weise fehlen auch für die Gasspeicherung die geologischen Voraussetzungen in Form von Kavernen oder Aquiferen. Daher werden in diesem Bericht die außerhalb Luxemburgs gelegenen Einflüsse aus Gasproduktion und Gasspeicherung für die Versorgungssicherheit in Luxemburg nur verkürzt behandelt und nicht detailliert untersucht. Eine völlige Außerachtlassung wäre allerdings nicht sachgerecht, da dadurch wesentliche Elemente der Versorgungssicherheit nicht angemessen berücksichtigt würden, gerade auch vor dem Hintergrund der kürzlich in Kraft getretenen 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. Eine ausführliche Behandlung im Detail würde hingegen der Tatsache nicht Rechnung tragen, dass diese Aspekte durch Maßnahmen in Luxemburg nur eingeschränkt beeinflusst werden können. Für die Stufen der Produktion und Speicherung gilt daher vorrangig die Verantwortung der Unternehmen, entsprechende Verfügbarkeiten vertraglich zu gewährleisten. Die hohe Bedeutung verfügbarer Produktions- und Speicherkapazitäten

für die Versorgungssicherheit in Luxemburg wird nicht dadurch geschmälert, dass sie außerhalb der Landesgrenzen bereitgestellt werden. Die Vermeidung von Versorgungseinschränkungen in den letzten Dekaden, insbesondere auch während der Lieferengpässe aus Russland um den Jahreswechsel 2008/2009 sowie im ersten Halbjahr 2022, spricht dafür, dass dies den Unternehmen grundsätzlich gut gelingt. Der Verfügbarkeit von Gas kommt jedoch angesichts der aktuellen geopolitischen Situation und der europäischen Gasversorgungskrise eine besondere Bedeutung zu, die in Abschnitt 3.1 näher beschrieben wird.

## 2 Rechtlicher Rahmen und 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) Nr. 994/2010 sind die Mitgliedstaaten gehalten, eine vollständige Bewertung der Risiken vorzunehmen, die die Sicherheit der Erdgasversorgung in ihrem Mitgliedstaat gefährden, indem sie unter anderem alle nationalen und regionalen Gegebenheiten in Bezug auf Netzkonfiguration, Lastflüssen, Kapazitäten und verschiedenen Verbrauchsszenarien berücksichtigen. Dieselbe Verordnung sieht auch vor, dass die Mitgliedstaaten einen Präventions- sowie einen Notfallplan (Originaltitel „Plan d’action préventif“ und „Plan d’urgence“) erstellen müssen.

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. Luxemburg ist in sechs solcher Gruppen vertreten. Basierend auf regionalen Risikobewertungen wurden Präventions- und Notfallpläne ermittelt. Darin sind Risiken aufgelistet, die in Bezug auf Wahrscheinlichkeit, Dauer und Auswirkung bewertet wurden. Des Weiteren enthalten die Pläne Maßnahmen, die den aufgelisteten Risiken entgegenwirken sollen.

Darüber hinaus sieht die Verordnung für Mitgliedsstaaten über die Mechanismen des Gasmarktes hinaus die Möglichkeit vor, auf Solidaritätsmaßnahmen anderer Mitgliedsstaaten im Fall von Versorgungskrisen zurückzugreifen. Grundsätzlich sind die Mitgliedsstaaten gehalten, bilaterale Vereinbarungen zu Bedingungen und Konditionen solcher Solidaritätsmaßnahmen zu treffen. Luxemburg verfolgt durch den gemeinsamen Gasmarkt mit Belgien bereits eine enge zwischenstaatliche Koordination, die weiter inhaltlich und institutionell vertieft werden sollte, v. a. auch im Bereich der Versorgungssicherheit. Dies gilt ebenfalls für die Beziehungen mit Deutschland. Zur Vorbereitung der bilateralen Vereinbarungen mit diesen zwei Ländern sollte auf Basis der o. g. Risikobewertungen geprüft werden, ob und unter welchen Bedingungen Luxemburg Solidarität leisten kann bzw. unter welchen Bedingungen aus Sicht Luxemburgs Anfragen für Solidaritätsmaßnahmen sinnvoll erscheinen.

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 gehen.

Ebenfalls ergänzend zu den oben genannten Plänen wurde mit dem Gesetz vom 23. Juli 2016 die Einrichtung einer Hohen Kommission für die nationale Sicherheit beschlossen, die sich u. a. mit dem Schutz kritischer Infrastrukturen befasst, und dabei unter anderem auch den Fall eines Energieausfalls mit einschließt. Der entsprechende Regierungsplan („Plan d’urgence d’intervention“) findet insbesondere in Krisensituationen Anwendung, die über die Kompetenzen einzelner Ministerien hinausgehen. Er führt vor allem koordinierende Maßnahmen ein, wie z. B. die Bestimmung der für die Krisenbewältigung zuständigen Organe oder die Festlegung von Notfallmaßnahmen und der jeweiligen Verantwortlichen.

Tabelle 2.1 gibt einen Überblick der nationalen Präventions- und Notfallpläne.

Plan	Rechtliche Grundlage	Kompetenz
<b>Nationale Risikobewertung</b> (Evaluation nationale des risques)	Règl.(UE) 2017/1938 (Art 7)	Ministerium für Energie und Raumentwicklung (MEA)
<b>Präventionsplan</b> (Plan d'action préventif)	Règl.(UE) 2017/1938 (Art 8 & 9)	MEA
<b>Notfallplan</b> (Plan d'urgence)	Règl.(UE) 2017/1938 (Art 8 & 10)	MEA
<b>Lastabschaltplan</b> (Plan de délestage)	Loi du 1/08/2007 gaz naturel (Art 18 & 19)	Gasnetzbetreiber
<b>Regierungsplan Energieausfall</b> (Plan d'intervention d'urgence)	Loi du 23/07/2016 HCPN (Art 3(1))	Hochkommissariat für nationale Sicherheit (HCPN)

Tabelle 2.1: Übersicht der Präventions- und Notfallpläne

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 Sicherstellung 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“<sup>1</sup>, das regionale Pentilaterale Energieforum<sup>2</sup>, sowie die durch EU-Verordnung 2017/1938 geschaffene EU Gas Coordination Group.

<sup>1</sup> Luxemburg ist in insgesamt sechs solchen regionalen Gruppen vertreten.

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



### 3 Aktuelle und zukünftige Versorgungssituation

#### 3.1 Bewertung der Versorgungssituation Europas und Luxemburgs vor dem Hintergrund des Kriegs in der Ukraine

Versorgungsunterbrechungen signifikanter Größe sind international äußerst selten und in Luxemburg in der Gasversorgung in den letzten Dekaden überhaupt nicht aufgetreten. Weder im Zusammenhang mit der außergewöhnlichen meteorologischen Situation im Winter 2012 noch durch die Einschränkungen der Lieferungen russischen Erdgases nach Europa aufgrund der Auseinandersetzungen zwischen Russland und der Ukraine kam es in Luxemburg zu physikalischen Versorgungsengpässen. Gleichzeitig ist durch die äußerst angespannte geopolitische Situation das Risiko eines solchen Szenarios aktuell stark erhöht.

Am 24. Februar 2022 hat Russland einen Krieg gegen die Ukraine begonnen, der zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichtes weiterhin anhält. Aus Solidarität mit der Ukraine und zur Verurteilung der russischen Aggression und Schwächung des Potenzials der russischen Wirtschaft, den Krieg gegen die Ukraine zu unterstützen, hat die westliche Welt umfangreiche Sanktionen gegen Russland verhängt. Auch wenn ein zwischenzeitlich diskutiertes Gasembargo mittlerweile wenig wahrscheinlich erscheint, besteht die Gefahr, dass Russland u. a. als Antwort auf die verhängten Sanktionen einen Lieferstopp für Gaslieferungen in die EU verhängt. Zum Zeitpunkt der Abfassung dieses Berichtes sind die Lieferungen in mehrere EU-Länder bereits eingestellt worden und über die Pipeline Nord Stream 1, über die ein wesentlicher Teil des Gasexports nach Europa erfolgt, erreichen Mitteleuropa deutlich geringere Gasmengen als üblich. Da die Länder der EU in der jüngsten Vergangenheit mit etwa 40 % einen Großteil ihres Erdgasbedarfs aus Russland bezogen und die Gasspeicher für den nächsten Winter bisher nur unvollständig gefüllt sind, besteht die Gefahr, dass ein Lieferstopp zumindest in einigen Ländern Europas zu Versorgungssicherheitsproblemen führen kann. Daher hat die EU 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 das Ziel festgelegt, die Gasspeicher bis zum 1. November 2022 auf mindestens 80 % ihrer Kapazität zu füllen. Ab dem Jahr 2023 soll der Füllstand der Speicher zum 1. November jeweils 90 % betragen. Darüber hinaus hat die EU-Kommission am 20. Juli 2022 ein Paket „Save Gas for a Safe Winter“ veröffentlicht, das sowohl freiwillige wie gegebenenfalls auch obligatorische Einsparmaßnahmen in Höhe von 15% auf der Ebene der Mitgliedsstaaten für den kommenden Winter vorsieht. Bereits wenige Tage später, am 26. Juli 2022, wurde auf einem außerordentlichen Energieministerrat eine politische Einigung hinsichtlich des entsprechenden Vorschlags für eine EU-Verordnung erzielt.<sup>3</sup>

Langfristig zeigt die aktuelle Entwicklung die Notwendigkeit einer dauerhaften und strategischen Beobachtung der Gasquellen und der Vermeidung von Abhängigkeiten von einzelnen Lieferanten auf. In der kurzen Frist bestehen diese Abhängigkeiten jedoch zwangsläufig fort da alternative Quellen derzeit nur mit beschränkter Kapazität und zu vergleichsweise hohen Kosten zur Verfügung stehen. Aus diesem Grund werden nachfolgend die Auswirkungen eines potenziellen Lieferstopps aus Russland oder

---

<sup>3</sup> [https://www.consilium.europa.eu/de/meetings/tte/2022/07/26/?utm\\_source=dsms-auto&utm\\_medium=email&utm\\_campaign=Extraordinary+Transport%2c+Telecommunications+and+Energy+Council+\(Energy\)](https://www.consilium.europa.eu/de/meetings/tte/2022/07/26/?utm_source=dsms-auto&utm_medium=email&utm_campaign=Extraordinary+Transport%2c+Telecommunications+and+Energy+Council+(Energy))

auch einer anteiligen Drosselung der russischen Lieferungen für Europa und insbesondere für Luxemburg betrachtet, auch wenn diese Analyse zwangsläufig nur eine Einschätzung zum derzeitigen Zeitpunkt (d. h. Anfang Juni 2022) sein kann und diese sich aufgrund veränderter Situationen zum Beispiel auf dem Weltmarkt für LNG, hinsichtlich des Aufbaus von neuen Gasinfrastrukturen, oder aufgrund einer dynamischen Nachfrageanpassung schnell ändern kann. Hierzu wird zunächst ein Überblick über die aktuelle Gasversorgungssituation in Bild 3.1 gegeben, welche die Routen des Gases von den Förderstätten nach Europa veranschaulicht.

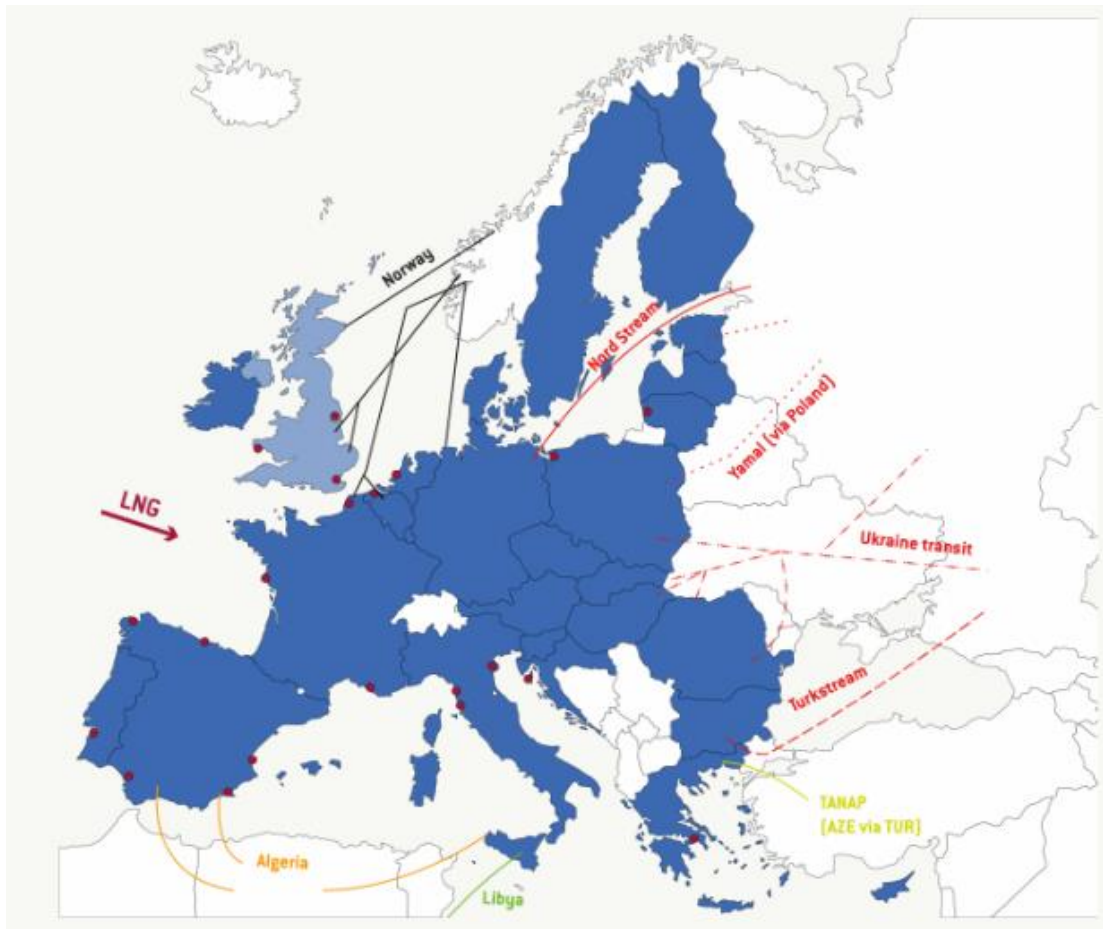
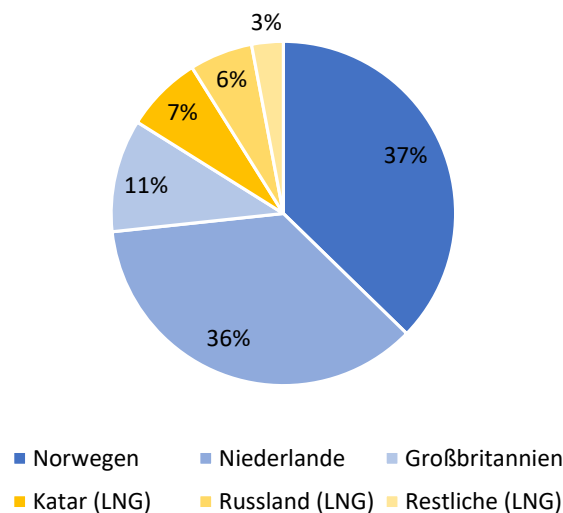


Bild 3.1: Gasimportrouten nach Europa (Quelle: Bruegel)

Die Abbildung zeigt abgesehen von der heimischen Produktion die wichtigsten Bezugsquellen für den Import von Gas in die EU auf. Die wichtigsten Pipelineverbindungen für russisches Gas verlaufen über Nord Stream nach Deutschland, über Yamal (Belarus) nach Polen und über den Ukraine-Transit nach Osteuropa. Daneben wird Gas von Norwegen nach Nordwest- und von Algerien nach Südeuropa transportiert. Die roten Punkte stellen Standorte für LNG-Terminals dar. Zu bemerken gilt jedoch, dass die relativ gut ausgebauten LNG Terminals auf der iberischen Halbinsel nur bedingt einen Beitrag für die Versorgungssicherheit in Mitteleuropa leisten können, da die Pipelinekapazitäten zwischen der iberischen Halbinsel und Resteuropa im Bereich der Pyrenäen stark begrenzt ist.

Luxemburg deckt seinen Gasbedarf über die Transportnetze der vorgelagerten Netzbetriebsgesellschaften 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. Hierbei bezieht Luxemburg den Großteil seines Gasbedarfs aus Belgien, mit dem

ein gemeinsamer Gasmarkt besteht. In 2021 wurde nur etwa 14 % des Gasbedarfes aus Deutschland importiert, 2022 ist aufgrund der Marktsituation damit zu rechnen, dass dieser Anteil nochmals wesentlich geringer ausfällt, da das Gas in Deutschland aktuell teurer als in der gemeinsamen Marktzone Belgien-Luxemburg ist. Damit ist für Luxemburg zunächst primär relevant, woher das Gas in Belgien stammt. Russisches Gas machte für 2020, wie in Bild 3.2 dargestellt, nur einen kleinen Anteil am belgischen Gasmix aus. Der Großteil kam aus Norwegen und den Niederlanden. Im ersten Halbjahr 2022 hat sich die Situation dahingehend weiterentwickelt, dass einerseits Belgien verstärkt seine LNG-Importkapazitäten genutzt hat, und andererseits deutsche Importe nach Luxemburg aufgrund der Marktsituation aktuell auf null reduziert wurden. Belgien sowie Luxemburg wären somit durch einen Lieferstopp von russischem Gas physikalisch zunächst nur in geringem Ausmaß direkt betroffen. Allerdings schlagen sich Engpässe in Europa direkt auch auf Preise in Luxemburg nieder, und können zudem mittel- bis langfristig Probleme bei der Verteilung von Gas verursachen, z.B. wenn LNG-Kapazitäten verteilt werden müssen.



*Bild 3.2: Bezugsquellen der belgischen Gasimporte (Quelle: EU-Kommission (Generaldirektion Steuern und Zollunion))*

Dies zeigen auch der Summer Supply Outlook 2022 und der Yearly Supply Outlook 2022/2023 von ENTSO-G, die verschiedene Fälle einer Versorgungsunterbrechung mit russischem Gas und ihrer Bedeutung für die europäischen Länder betrachten [1,2]. Insbesondere wird darin untersucht, ob bzw. wie weit die Nachfrage gedeckt werden kann, und wie sich die Füllstände der Speicher bei bestimmten Ausfallszenarien entwickeln.

Im Summer Supply Outlook 2022, der am 11. April 2022 veröffentlicht wurde, werden zwei Szenarien mit Blick auf eine veränderte Importsituation in Bezug auf russisches Gas betrachtet. Zum einen werden ein vollständiger Ausfall russischer Lieferungen, zum anderen ein weitestgehend minimaler Bezug seitens europäischer Staaten simuliert.

Im Falle eines vollständigen Lieferausfalls aus Russland können die meisten europäischen Länder den Zielwert für die Füllstände der Gasspeicher von 80 % bis zum 1. Oktober nicht erreichen.<sup>4</sup> Allerdings

<sup>4</sup> Es sei angemerkt, dass zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Summer Supply Outlook der Vorschlag eines Füllstandes von 80 % auf den 1. Oktober vorlag und nicht wie später beschlossen auf den 1. November.

gibt es erhebliche Unterschiede zwischen den Mitgliedsstaaten. Die weitestgehend von russischen Importen unabhängigen Länder in Westeuropa (u. a. Belgien und Frankreich) erreichen in der ENTSO-G-Simulation dennoch einen Füllstand von 90 - 100 %. In Zentraleuropa (darunter auch Deutschland) ergeben sich Werte zwischen 30 - 60 %. In Osteuropa liegen die Füllstände bei maximal 35 %. Zudem stellen sich Beschränkungen im Transport ein, die durch die Leitungskapazitäten bedingt sind. So verhindern diese einen weiteren Fluss von Nordwest- bzw. Süd- nach Mittel- und Osteuropa. Die Speicherfüllstände können etwas gesteigert werden, wenn zusätzlich Gas aus Südosteuropa (Türkei) bezogen und die Kapazität von einzelnen Interkonnektoren, entsprechend den Analysen der Fernleitungsnetzbetreiber zu kurzfristig möglichen koordinierten Maßnahmen, erhöht wird.

Bei einer Minimierung des Bezugs aus Russland können zwar die angestrebten Speicherfüllstände von durchschnittlich 80 % erreicht werden, hierfür müsste jedoch 35 % des einzuspeichernden Gases weiterhin aus Russland bezogen werden. Durch zusätzliches Gas aus Südosteuropa (Türkei) und die Kapazitätsanhebung von einzelnen Interkonnektoren könnte der Anteil auf 20 % gesenkt werden.

Am 20. Juli 2022 veröffentlichte ENTSO-G mit dem Yearly Supply Outlook 2022/2023 eine zusätzliche Analyse für die mögliche Entwicklung der Gasversorgung sowie die Fähigkeit der Gasinfrastrukturen, die Nachfrage, die Exporte und den Speicherbedarf im Gasjahr 2022/2023 (vom 1. Oktober 2022 bis zum 30. September 2023) zu decken. Im Ergebnis zeigte sich, dass es bei einem kompletten Ausfall russischer Importe ohne sofortige Maßnahmen dazu kommen kann, dass relevante Anteile der Nachfrage nach Gas nicht gedeckt werden können.

Im Falle eines milden Winters wären eine Nachfragereduzierung von ca. -15 % und die Zusammenarbeit der Mitgliedstaaten erforderlich, um das Risiko einer Nachfragekürzung in den EU-Ländern zu mindern. Darüber hinaus wären zusätzliche Maßnahmen erforderlich, um einen ausreichenden Lagerbestand für den Winter 2023/24 sicherzustellen. Im Falle eines kalten Winters wären die Nachfrageeinschränkungen in der EU sogar noch höher als die im Bericht ausgewiesenen Ergebnisse.

Die Analyse zeigt außerdem, dass die Importkapazitäten insbesondere in Mittel- und Osteuropa begrenzt sind und Infrastrukturengpässe in Nordwesten und Südosteuropa verhindern, dass ausreichend Gas aus dem Westen - einschließlich Frankreichs und der Iberischen Halbinsel - und dem Süden nach Mittel- und Osteuropa fließen kann.

Die oben bereits beschriebene Einigung der Energieminister am 26. Juli 2022 hat diese Ergebnisse als Basis genommen, um eine Einsparung von 15% über den nächsten Winter europaweit zu erreichen und dadurch den negativen Effekten einer Versorgungsunterbrechung vorzubeugen.

Für Luxemburg ist mit Blick auf die Versorgungssicherheit zu berücksichtigen, dass Solidaritätsmechanismen innerhalb der EU erfordern könnten, dass im Falle von Importausfällen und Gasnotlagen in Nachbarländern verfügbare Gasmengen mit den Nachbarn geteilt werden, um die Versorgung besonders schutzbedürftiger Kunden sicherzustellen. Durch solche sekundären Effekte könnte sich eine indirekte Betroffenheit auch für Länder mit geringer Abhängigkeit von russischen Gasimporten ergeben. Allerdings wird die Möglichkeit, Gasmengen solidarisch in Europa zu teilen, faktisch durch die Gas-Transportkapazitäten limitiert. Auch hier zeigt der Yearly Supply Outlook 2022, dass die Kapazität für eine Verschiebung von Gasmengen zwischen den Ländern nur begrenzend wirken kann. Im Falle einer Lieferunterbrechung für russisches Gas weist der Outlook explizit darauf hin, dass in Belgien die möglichen Exportmengen durch die Transportkapazitäten Richtung Deutschland begrenzt sind und vor diesem Hintergrund verfügbare, anderweitig nicht nutzbare Gasmengen bis zu einem Speicherfüllstand von 100 % eingespeichert werden können. Eine Gasknappheit in Belgien als Folge eines EU-Solidaritätsmechanismus ist deshalb rein physikalisch unwahrscheinlich. Damit ist auch für Luxemburg mit

Blick auf die aus Belgien bezogenen Gasmengen von einem geringen Ausfallrisiko auszugehen. Diese Mengen reichen jedenfalls aus, um insbesondere die Versorgungssicherheit der besonders geschützten Kunden zu gewährleisten. Hinsichtlich Deutschlands ist anzumerken, dass der Erdgasbezug aus Deutschland aktuell eingestellt wurde und ein möglicher Export nach Deutschland infolge von Solidaritätsmechanismen derzeit technisch nicht unmittelbar über das luxemburgische Netz erfolgen kann.

Neben den oben diskutierten Entwicklungen mit Blick auf die physische Versorgungssicherheit führt die Verknappung des Gasangebots in Europa zu einem Anstieg des Gaspreises.<sup>5</sup> Vor diesem Hintergrund wurden auf EU-Ebene in den vergangenen Monaten Eingriffe in die Preisbildung auf Strom- und Gasmärkten intensiv diskutiert. Allerdings besteht in der europäischen Debatte bisher keine Einigkeit zur Vorteilhaftigkeit derartiger Eingriffe. Insbesondere wird befürchtet, dass eine künstlich herbeigeführte Vergünstigung von Gas die Anstrengungen zur Gaseinsparung unterminiert und damit letztendlich Risiken für die Versorgungssicherheit erhöht. Zusätzlich könnten Eingriffe in die Preisbildung auch dazu führen, dass Europa als Abnehmer von LNG auf globalen Märkten unattraktiv wird und entsprechende Volumen bevorzugt an andere Abnehmer zum Beispiel in Asien geliefert werden.

Zudem könnte ein Anstieg des Gaspreises bei Energielieferanten die Gefahr von Insolvenzen erhöhen, da Preiskonditionen in Gasverträgen häufig langfristig festgeschrieben sind und ein Preisanstieg, gegen den sich die Lieferanten nicht abgesichert haben, damit nicht ohne Weiteres weitergegeben werden kann. Im Falle des drohenden Ausfalls großer Lieferanten können staatliche Hilfspakete erforderlich sein, um den Ausfall abzuwenden, so wie es sich aktuell bei einem großen Gaslieferanten (Uniper) in Deutschland abzeichnet.

Die Insolvenz eines Lieferanten kann dazu führen, dass bereits vertraglich vereinbarte Liefermengen nicht eingehalten werden können und letztlich in dieser Hinsicht keine Garantie für die Belieferung von Kunden besteht beziehungsweise nicht ausgeschlossen werden kann, dass bei einem dadurch notwendigen Wechsel des Lieferanten in der Regel ein teurerer Tarif anfällt. Gewerbliche wie private Verbraucher sollten sich deshalb bewusst sein, dass auch bei einer grundsätzlichen Gewährleistung der physischen Bezugsmöglichkeiten für Gas erhebliche wirtschaftliche Konsequenzen auftreten können.

Um dem Risiko einer Insolvenz entgegenzuwirken, ist es wichtig, dass entsprechende Instrumente zur Verfügung stehen. In diesem Kontext ist für die Versorgungssicherheit positiv hervorzuheben, dass in Luxemburg am 28. April 2022 ein Gesetzesvorschlag eingereicht wurde, der darauf abzielt, den Liquiditätsbedarf von in Luxemburg ansässigen Unternehmen (darunter Energielieferanten) zu decken die von den wirtschaftlichen Folgen der militärischen Aggression gegen die Ukraine besonders betroffen sind. Es soll sicherstellen, dass die Banken diesen Unternehmen weiterhin Kredite gewähren, indem es ein System staatlicher Garantien für neue Kredite einführt.<sup>6</sup>

Neben den kurzfristigen Risiken besteht die Herausforderungen insbesondere darin, Europa deutlich vor 2030 von fossilen Brennstoffen aus Russland unabhängig zu machen. Auf der Tagung des Europäischen Rates vom 24./25. März einigten sich die Staats- und Regierungschefs der EU auf dieses Ziel und

---

<sup>5</sup> Auswirkungen der Gasversorgungskrise auf Gaspreise können weitreichende wirtschaftliche Konsequenzen für Unternehmen haben. Die hohen Kosten können einerseits die Gefahr von Insolvenzen begünstigen, da in bestimmten Branchen ein temporärer Betriebsstopp von Anlagen zur Beschädigung dieser führen kann. Andererseits können diese in Branchen, in denen eine Abschaltung möglich ist, die Lieferkettenproblematik verschärfen. Beispielsweise sind viele Unternehmen auf die Lieferungen aus der Chemieindustrie, in der viel Gas benötigt wird, angewiesen, um weiter wirtschaften zu können.

<sup>6</sup> Projet de loi visant à mettre en place un régime d'aides sous forme de garanties en faveur de l'économie luxembourgeoise à la suite de l'agression de la Russie contre l'Ukraine (<https://www.chd.lu/wps/portal/public/Accueil/TravailALaChambre/Recherche/RoleDesAffaires?action=doDocpaDetails&id=7999>)

ersuchten die Kommission, den detaillierten REPowerEU-Plan vorzulegen, der im Mai angenommen wurde.

Dieser sieht unter anderem vor, die Energieeffizienz zu steigern, denn Energieeinsparungen seien der schnellste und kostengünstigste Weg die derzeitige Energiekrise zu bewältigen und die Energiekosten zu senken. Hierfür schlägt die Kommission die Anhebung des im Rahmen des „Fit für 55“-Pakets verbindlichen Energieeffizienzziels von 9 % auf 13 % vor. Darüber hinaus veröffentlichte die Kommission eine Mitteilung über Energieeinsparungen, in der kurzfristige Verhaltensänderungen dargelegt werden, durch die die Gasnachfrage um 5 % gesenkt werden könnte. Daneben könnten steuerliche Maßnahmen genutzt werden, um Energieeinsparungen zu fördern, z. B. in Form ermäßigter Mehrwertsteuersätze für energieeffiziente Heizungsanlagen oder für die Gebäudeisolierung. Dadurch soll unter anderem auch die Abhängigkeit von Drittländern, aus denen momentan umfangreich Erdgas importiert wird, nachhaltig geschwächt werden.

Die EU arbeitet zusätzlich seit mehreren Monaten intensiv an der Diversifizierung der Gasimporte. Ziel liegt hierbei in einer Reduzierung der Abhängigkeiten einzelner Mitgliedsstaaten von einzelnen Versorgungsquellen. In diesem Rahmen wurden die LNG-Einfuhren massiv erhöht und höhere Pipelinegas-Lieferungen sichergestellt. Über die neu geschaffene EU-Energieplattform ist geplant, die Gasbeschaffung stärker zu koordinieren, und die Nutzung der Infrastruktur zu optimieren.

Ein weiterer Punkt bezieht sich auf die Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Das wird zum einen dazu beitragen, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern weiter zu senken und zum anderen den ökologischen Wandel voranzutreiben. Die Kommission schlägt hierbei vor, das Ziel für 2030 im Rahmen des „Fit für 55“-Pakets von 40 % auf 45 % anzuheben. Dies bedingt unter anderem die Verdopplung des Tempos bei der Einführung von Wärmepumpen und Maßnahmen zur Integration geothermischer und solarthermischer Energie in modernisierte Fernwärmesysteme. Da Gas neben anderen fossilen Brennstoffen umfangreich zur Wärme- und Kälteerzeugung eingesetzt wird, besteht hier ein großes Einsparpotenzial.

Durch den Ersatz von konventionell gefördertem Gas in industriellen Prozessen könnten in Kombination mit dem Übergang auf Grüngase, der Elektrifizierung und der Steigerung der Effizienz zu den im Rahmen des „Fit für 55“-Pakets vorgesehenen Maßnahmen weitere bis zu 35 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas bis zum Jahr 2030 eingespart werden. Hierbei soll verstärkt auf Wasserstoff gesetzt werden. Bis zum Jahr 2030 wurde das Ziel festgelegt 10 Millionen Tonnen Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen in der EU zu erzeugen und 10 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff zu importieren. Mit der Einführung von CO<sub>2</sub>-Differenzverträgen soll die Industrie zudem dazu gebracht werden auf grünen Wasserstoff überzugehen. Durch diese Maßnahmen soll die Energiebereitstellung Europas und Luxemburgs weiter diversifiziert und dekarbonisiert werden, was wiederum einen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit leisten kann.

### **3.2 Stand und Entwicklung der Nachfrage in Luxemburg**

Datenbasis für diesen Themenbereich sind die Berichte der Netzbetreiber, die auch Prognosen zur Lastentwicklung enthalten. Die diesbezüglichen Angaben in den Berichten der Netzbetreiber wurden überprüft und mit den Prognosen des luxemburgischen Energie- und Klimaplanes (NECP) abgeglichen [3]. Aus diesen geht hervor, dass entgegen einem in der letzten Veröffentlichungsperiode ausgewiesenen Anstieg des Gasverbrauchs, der auch im Einklang mit dem letzten NECP war, nun ein deutlicher Rückgang der Erdgasnachfrage bis 2037 erwartet wird. Zum einen wirken hierbei Effizienzmaßnahmen,

zum anderen die Umstellung auf andere Energieträger (Strom, Wasserstoff, etc.). Sie stellen aufgrund der politischen Ambitionen, den Gasverbrauch zu senken, eine klare Planungsgrundlage für die nächsten Jahre dar.

Die Aufteilung und Entwicklung der Nachfrage nach Erdgas in Luxemburg gemäß Angaben von Creos TSO zeigt Bild 3.3.

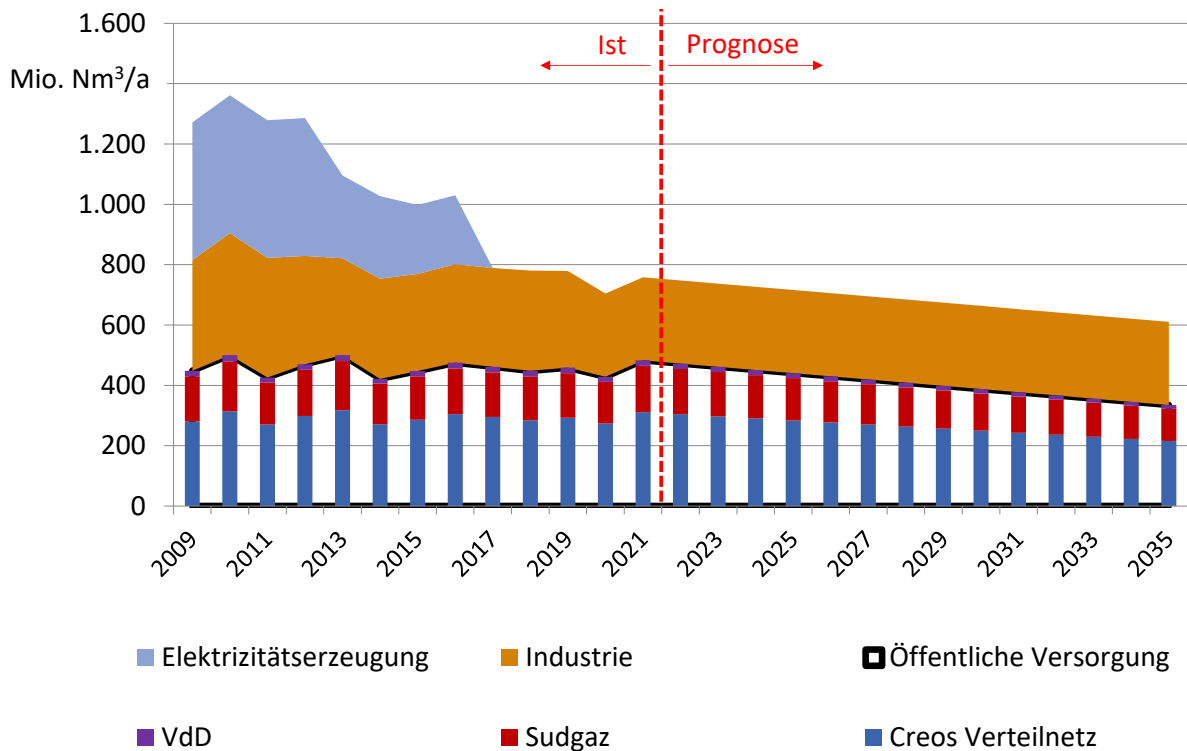


Bild 3.3: Entwicklung der Erdgasnachfrage nach Sektoren (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Angaben von Creos TSO)<sup>7</sup>

Die Abbildung zeigt den Verbrauch in der öffentlichen Versorgung in der Aufteilung auf die drei Verteilungsgebiete, sowie den Verbrauch in der an das Transportnetz angeschlossenen Industrie und in der Elektrizitätserzeugung über die letzten 13 Jahre sowie die Lastprognosen der von den Verteilnetzbetreibern versorgten Kunden bis 2035. Die größte historische Veränderung in der Gesamtabnahmemenge ergibt sich durch den Einsatz von Erdgas für den Betrieb des Kraftwerks Twining für die Erzeugung elektrischer Energie, die in der Vergangenheit mit etwa 40 % einen sehr hohen Anteil der insgesamt in Luxemburg verbrauchten Erdgasmenge eingenommen hat. Im Winter 2015-2016 befand sich das Kraftwerk zwar noch in der strategischen Reserve des belgischen Stromversorgungssystems, da jedoch der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia die Anlage über die Periode Winter 2015-2016 hinaus nicht mehr für die strategische Reserve kontrahiert hatte und Twining somit nicht mehr als Reservekraftwerk für das belgische Stromversorgungssystem in Betriebsbereitschaft gehalten wurde, und darüber hinaus das wirtschaftliche Betreiben der Anlage unter den gegebenen Marktbedingungen nicht mehr gewährleistet war, hatten die Aktionäre von Twining entschieden, die Anlage endgültig stillzulegen. Infolgedessen wird seit 2017 für die Stromerzeugung in Luxemburg praktisch kein Gas

<sup>7</sup> Zu beachten ist, dass Ville de Dudelange (VdD) aufgrund seiner Größe oberhalb von Sudenergie kaum zu erkennen ist, und dass die öffentliche Versorgung sich auch der Summe von Creos Verteilnetz + Sudenergie + VdD ergibt.

mehr verbraucht, sodass sich auch der Gesamtjahresverbrauch auf einem niedrigen Niveau im Vergleich zum Beginn des Monitorings 2009 befindet.

Der Verbrauch in der an das Transportnetz angeschlossenen Industrie sowie das Verbrauchsniveau in der öffentlichen Versorgung können als über die letzten Jahre relativ konstant angesehen werden. Innerhalb des betrachteten Zeitraums unterlagen aber beide Verbräuche insbesondere aufgrund der Temperaturabhängigkeit zum Teil deutlichen Schwankungen.

Creos TSO geht über die nächsten Jahre aufgrund der oben genannten Entwicklungen von einem starken Rückgang der Erdgasnachfrage in den Verteilnetzen aus, da diese nicht weiter ausgebaut werden und Anlagen, die Gas verbrauchen, immer mehr ersetzt werden. Bis 2037 wird daher in den Verteilnetzen von Creos, Ville de Dudelange (VdD) und Sudenergie von einem Rückgang um etwa 35 % ausgegangen. Die Erwartungen bei der Entwicklung des Industrieverbrauches sind mit den Erwartungen der öffentlichen Versorgung vergleichbar. Für die kommenden Jahre geht Creos TSO auf der Basis der historischen Entwicklungen und der derzeit bekannten Perspektiven von einem stark reduzierten Lastniveau der bestehenden Kunden aus. Aktuell ist weiterhin auch nicht erkennbar, dass sich neue Industrieunternehmen mit nennenswerten Gasverbräuchen ansiedeln werden.

Insgesamt führt die Entwicklung des Verbrauchs in der öffentlichen Versorgung mit dem Nachfragewegfall in der Stromerzeugung zu einer in Summe deutlichen Verringerung der Gesamtnachfrage gegenüber der Vergangenheit. Das Gasnetz ist aktuell daher mehr als ausreichend dimensioniert, so dass die Gefahr von netzbedingten Versorgungsausfällen sehr gering erscheint.

### 3.3 Möglichkeiten der Gasspeicherung

Luxemburg verfügt nicht über inländische Gasspeicher. Dies ist bedingt durch die geologischen Voraussetzungen, die an räumlich entfernten Standorten besser gegeben sind als in Luxemburg selbst. Daher werden das erforderliche Arbeitsgasvolumen und die entsprechenden Ein- und Ausspeicherkapazitäten in anderen Ländern genutzt, insbesondere in den Liefer- und Transitländern, aus denen oder über die auch die Gasbeschaffung erfolgt.

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 Unternehmen abgeschlossen werden, wie dies auch bereits heute der Fall ist und insbesondere durch die Informationen seitens Creos TSO bestätigt wird.

Die kommerzielle Verfügbarkeit ist eine Frage der preislichen Bewertung und der vertraglichen Absicherung. Hierzu liegen aus Vertraulichkeitsgründen keine detaillierten Informationen für die Verwendung im vorliegenden Bericht vor. 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 allerdings 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.



Eine Grundlage für die Zusammenarbeit bei Gasspeichern über die nationalen Landesgrenzen hinweg wurde bereits am 30. März 2022 durch die Unterzeichnung einer politischen Absichtserklärung im Rahmen des Pentilateralen Energieforums gelegt [4].

### 3.4 Angemessenheit und Bedarfsentwicklung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten

Creos TSO nimmt neben Investitionen in die Netzinfrastruktur auch marktliche Maßnahmen vor, um die Angemessenheit der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten sicherzustellen. Ausweislich der Berichterstattung von Creos TSO sowie der Regulierungsbehörde war die Bedarfsdeckung in der Vergangenheit stets sichergestellt. Versorgungsunterbrechungen oder Engpässe sind an keiner Stelle berichtet worden.

Bild 3.4 zeigt die Verbindungspunkte an das europäische Gasverbundnetz zu Belgien, Deutschland und Frankreich.

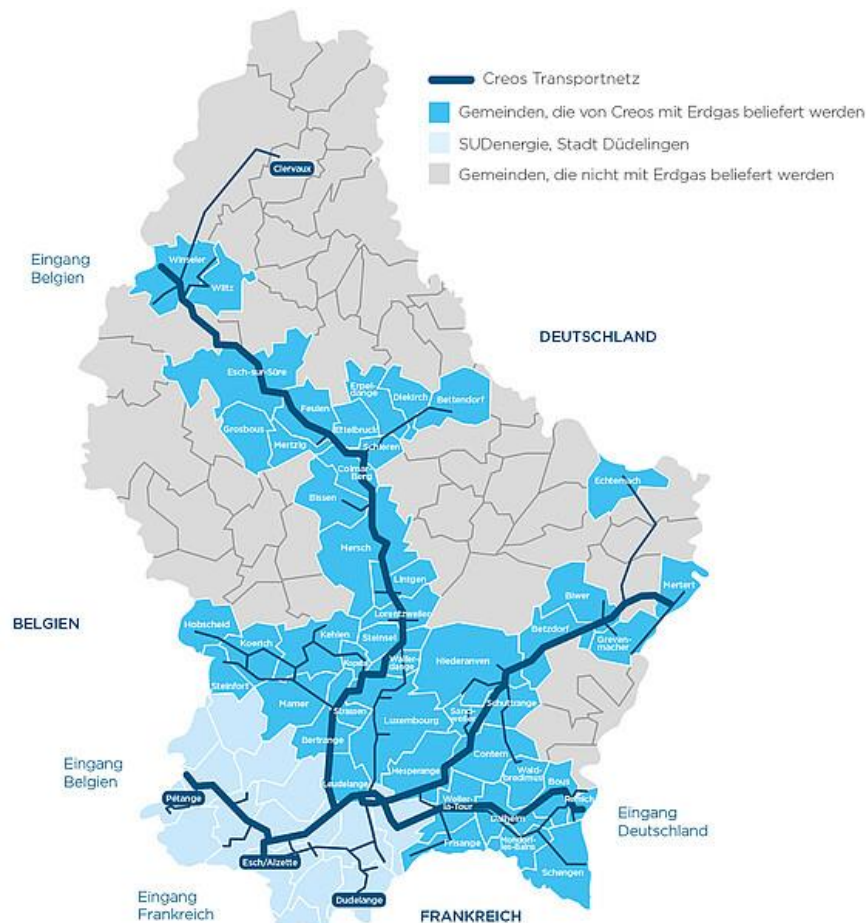


Bild 3.4: Kartographische Darstellung der Versorgungssituation Luxemburgs (Quelle: Creos TSO)

Da in Luxemburg selbst kein Erdgas gefördert wird, findet der Import über die vier jeweils mit einem Punkt gekennzeichneten 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 Nm<sup>3</sup>/h) somit

- |                                |                            |            |
|--------------------------------|----------------------------|------------|
| • in Remich (aus Deutschland): | 150.000 Nm <sup>3</sup> /h | bei 30 bar |
| • in Bras (aus Belgien):       | 110.000 Nm <sup>3</sup> /h | bei 40 bar |
| • in Pétange (aus Belgien):    | 70.000 Nm <sup>3</sup> /h  | bei 32 bar |

Seit dem 1. Oktober 2015 hat Creos TSO in Zusammenarbeit mit dem belgischen Netzbetreiber Fluxys die beiden nationalen Gasmärkte zu dem länderübergreifenden Markt Belux fusioniert. 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 Nm<sup>3</sup>/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 wird diese nicht mehr wie ursprünglich durch die Händler, sondern durch Creos TSO selbst gebucht, womit auch die Verantwortung zur Absicherung der Grenzübergangskapazitäten von den Händlern an Creos TSO übertragen wurde.

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 Nm<sup>3</sup>/h begrenzt (im Vergleich zur maximalen technischen Einspeisekapazität von 150.000 Nm<sup>3</sup>/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 Nm<sup>3</sup>/h.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass mittlerweile das GuD-Kraftwerk Twinerg stillgelegt und somit der oben aufgeführte historische Höchstlastfall nicht mehr repräsentativ ist. Aktuelle Spitzenlasten liegen deutlich unter diesem Wert.

Perspektivisch geht Creos TSO für den Zeitraum bis 2035 von einem deutlichen Rückgang auf der Verteilnetzebene aus. Entsprechend rechnet Creos TSO für diesen Zeitraum mit einer Spitzenlast von etwa 167.000 Nm<sup>3</sup>/h, die mit 123.000 Nm<sup>3</sup>/h zum Großteil auf den Verteilungsnetzen basiert. Für die Spitzenlast der Industrie sieht Creos TSO ebenfalls einen Rückgang.

Neben der Gegenüberstellung der vertraglich gesicherten Leistung und der Höchstlast muss Creos TSO zusätzlich sicherstellen, dass bei Ausfall eines Betriebsmittels (sogenannter n-1-Fall) sämtliche ge-

geschützte Kunden weiterhin unterbrechungsfrei versorgt werden können (verbleibende Summenkapazität aller Grenzübergangspunkte bei Ausfall der Verbindung mit der höchsten Kapazität). Die aktuelle Spitzenlast der geschützten Kundengruppe beträgt laut Creos TSO etwa 110.000 Nm<sup>3</sup>/h.

Der Grenzkopplungspunkt Bras stellt mit 110.000 Nm<sup>3</sup>/h den kritischsten Ausfall für die Versorgungssicherheit dar. Entsprechend würde sich in dieser Konstellation die gebuchte sicher zur Verfügung stehende (n-1)-Kapazität auf 158.000 Nm<sup>3</sup>/h reduzieren (88.000+70.000 Nm<sup>3</sup>/h). Diese Kapazität ist ausreichend, um selbst im Spitzenlastfall die Versorgung der gesamten Verteilungsebene nahezu vollständig zu gewährleisten. Creos TSO könnte in diesem Fall weiterhin prüfen, ob und in welcher Zeit je nach Verbrauchsszenario der Kapazitätsbedarf am Grenzkopplungspunkt Remich erhöht werden kann, um auch die verbleibende Last von 9.000 Nm<sup>3</sup>/h zu decken.

Eine Kapazitätserhöhung an Grenzkuppelstellen durch Inbetriebnahme neuer Rohrleitungen ist seitens Creos TSO, insbesondere auch unter Berücksichtigung der Stilllegung der GuD-Anlage Twinerg und vor dem Hintergrund der Klimapolitik, aktuell auch aufgrund der guten Versorgungssituation nicht geplant.

Darüber hinaus gibt Creos TSO perspektivisch an, die Kapazitätsbuchungen in Bras und Remich um 30.000 Nm<sup>3</sup>/h bzw. 40.000 Nm<sup>3</sup>/h aufgrund von Wirtschaftlichkeitsaspekten reduzieren zu können. Der resultierende Kapazitätsbedarf würde zwar ausreichen die Versorgungssicherheit der geschützten Kunden im (n-1)-Fall zu gewährleisten, für die Deckung des Spitzenlastfalls bedarf es dann jedoch weiterer Kapazitäten.

## 4 Gasnetze

### 4.1 Transportnetz

#### 4.1.1 Aktueller Stand und Entwicklung der Netze

Aufgrund der bereits in Abschnitt 3.2 erläuterten aktuellen und antizipierten 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 (ab 2023 werden Neubauten (Wohn- und Bürogebäude) bedingt durch die Energieeffizienzvorgaben faktisch nicht mehr mit Erdgas beheizt werden können) 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 und somit keine Netzerweiterungen notwendig sind. Diese Einschätzung von Creos TSO deckt sich ebenfalls mit dem NECP, der keinen weiteren Ausbau der Transportgasinfrastruktur vorsieht.

Vereinzelt kann es auf Veranlassung der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber allerdings auf Nebensträngen, beispielsweise aufgrund der vorhandenen Bausubstanz bzw. einer hohen Anzahl geschützter Gebäude, die eine energetische Gebäudesanierung erschweren und damit den Rückgang der Erdgasnachfrage verlangsamen, zu lokalen Netzengpässen kommen. Creos TSO wirkt diesen Engpässen durch die Inbetriebnahme neuer Übergabestationen und durch lokale Netzverstärkungen gezielt entgegen, und gewährleistet somit langfristig die Versorgungssicherheit in Luxemburg. Creos TSO hat hierzu eine Liste mit konkreten Projekten über die nächsten Jahre übermittelt, die nachvollziehbar die Angemessenheit der lokalen Netzverstärkungen belegen.

#### 4.1.2 Alter und Zustand der Netze

Das Transportnetz Luxemburgs besteht aus ca. 277 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.

In den letzten Jahren wurden lediglich geringe Erweiterungen am Transportnetz vorgenommen, so dass die Mengengerüste nahezu konstant geblieben sind. Aufgrund der auch nur noch geringfügigen Erweiterungen der Nebenstränge ist für die nächsten Jahre nicht mit deutlichen Änderungen der aggregierten Rohrleitungslängen zu rechnen.

Bild 4.1 zeigt die aktuelle Altersstruktur der Rohrleitungen im Transportnetz im Detail.

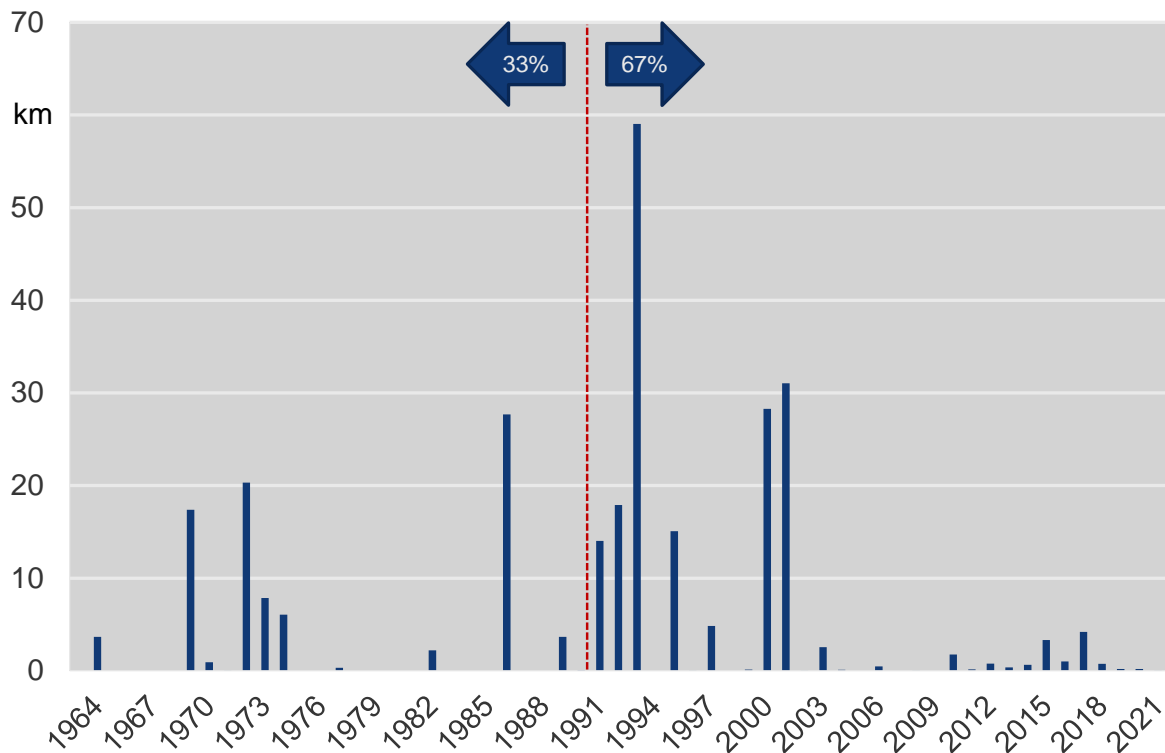


Bild 4.1: Altersstruktur des Gastransportnetzes (Quelle: eigene Darstellung)

Die Analyse der in Bild 4.1 dargestellten Daten zeigt, dass ca. 67 % des Netzes (ca. 187 km von 277 km) nach 1990 errichtet wurde und somit maximal 32 Jahre alt ist. Damit ergibt sich als Zwischenfazit für das Gastransportnetz in Luxemburg ein vergleichsweise geringes Durchschnittsalter mit einem großen Abstand zu den üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern von etwa 60 Jahren. Bei diesem Durchschnittsalter und dieser Altersstruktur kann grundsätzlich von einem guten bis sehr guten Anlagenzustand ausgegangen werden. Gemäß der von Creos TSO angegebenen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer von 60 Jahren wäre auch in den nächsten 10 Jahren nur mit geringen altersbedingten Ersatzinvestitionen zu rechnen.

### 4.1.3 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung

Die geplanten Investitionen im Verhältnis zur Anlagenaltersstruktur und den laufenden Abschreibungen ermöglichen eine Einordnung und Bewertung des investiven Verhaltens des Netzbetreibers. Die von den Netzbetreibern übermittelten Daten erlauben dabei eine nach Anlagengütergruppen getrennte Analyse unter Berücksichtigung eines Referenzverlaufs künftiger Investitionen. Hierzu wird ein übliches Reinvestitionsverhalten auf Basis realistischer technisch-wirtschaftlicher Nutzungsdauern (meist 40 bis 60 Jahre) zu entsprechend angepassten Preisen unterstellt. Dies entspricht im einfachsten Fall der Hypothese, dass eine Reinvestition mit Ablauf der üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern erfolgt.

Eine solche jahresscharfe Betrachtung entspricht allerdings nicht dem üblichen Vorgehen von Gasnetzbetreibern in der Praxis. Daher ist es sinnvoller, über einige Jahre Durchschnittswerte zu bilden und diese als Vergleich heranzuziehen. Die Anzahl der Jahre, mit der diese Mittellung erfolgt, wurde in zwei

Referenz-Projektionen mit fünf und zehn Jahren variiert; dies entspricht der Annahme, dass die Anlagengüter durchschnittlich in einem Zeitraum von fünf bis zehn Jahren nach Ablauf ihrer üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer zu gleichen Wiederbeschaffungswerten ersetzt werden. Für ein Netzbetriebsmittel mit einer Nutzungsdauer von 40 Jahren, das in 1980 in Betrieb genommen worden wäre, wird bei einer Durchschnittswertbildung über 10 Jahre unterstellt, dass ein entsprechendes Erneuerungsbudget in den Jahren 2021 bis 2030 vom Netzbetreiber vorgesehen werden müsste.

Die Netzbetreiber haben jeweils direkt die Kosten angegeben, die auf Basis heutiger Parameter für einen Ersatz der Betriebsmittel anfallen würden (Neuwert der Anlagen). Die Referenz-Projektionen wurden für das gesamte Anlagevermögen der Netze und Stationen berechnet.

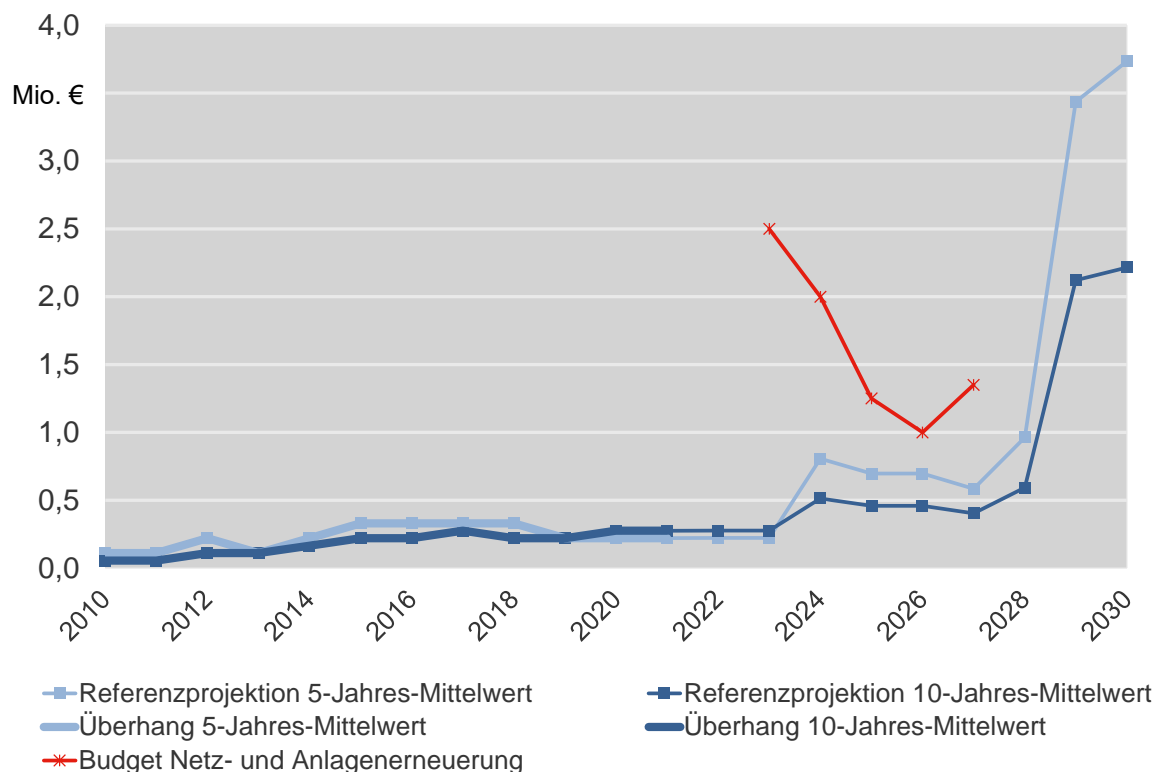
Neben der Unsicherheit hinsichtlich der Durchschnittsbildung muss auf die grundlegende Unsicherheit hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer von Netzbetriebsmitteln hingewiesen werden. Diese wird in Gastransportnetzen üblicherweise in einem Bereich um die 40 Jahre für Anlagen sowie 60 Jahre für Rohrleitungen angenommen; Praxiserfahrungen zeigen aber, dass auch deutlich höhere Werte erreicht werden können, ohne dass damit die Betriebssicherheit zwingend beeinträchtigt sein müsste.

Generell ist im Asset Management in der leitungsgebundenen Energieversorgung eine Abkehr von einer rein zeitabhängigen Reinvestitionsstrategie zu beobachten. Andere – insbesondere längere – Reinvestitionszyklen können insbesondere 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.

Dennoch kann ein derart modellierter Referenzverlauf der Reinvestitionen als sinnvolle Bezugsgröße für die tatsächlichen Investitionen und Investitionsplanungen eines Netzbetreibers herangezogen werden, wenn die oben aufgeführten Einschränkungen berücksichtigt werden. Eine sinnvolle Überprüfung muss daher sicherstellen, dass ein Unterschreiten der Referenzprojektion nicht dauerhaft und erheblich erfolgt, weil ansonsten mit Einschränkungen oder Gefährdungen der Versorgungssicherheit zu rechnen wäre. Dies würde sich an einem erheblichen Überhang von in der Vergangenheit nicht entsprechend dem Referenzverlauf getätigten Ersatzinvestitionen zeigen. Ein Überhang liegt vor, wenn in Betrieb befindliche Betriebsmittel das Ende ihrer betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer überschritten haben, allerdings noch nicht ersetzt wurden. Die kumulierten Überhänge geben somit die Summe der in den vergangenen Jahren noch nicht ersetzten Betriebsmittel an und können ein Indikator für Verschleppungen von Reinvestitionen darstellen. Bei der Ermittlung der Überhänge wird ebenfalls eine Durchschnittswertbildung vorgenommen. Somit können Überhänge vom Grundsatz her als Referenzprojektionen der Vergangenheit klassifiziert werden.

Für das Transportnetz zeigt Bild 4.2 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung. Bei der Erstellung der Referenzprojektionen wurden Preissteigerungen berücksichtigt, indem die Bestandswerte des Anlagevermögens auf die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der Betriebsmittel fortgeschrieben wurden und für das Preisniveau ein Preisanstieg um 2 % pro Jahr angesetzt wurde.

Bei der Interpretation ist 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 tendenziell höher als für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in der Praxis zwingend notwendig sind.



**Bild 4.2:** *Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektion aus dem Anlagenbestand im Transportnetz. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 3 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 2,3 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)*

In Kenntnis dieser Zusammenhänge wird aus den Simulationsergebnissen deutlich, dass eine dauerhafte und erhebliche Unterschreitung der Referenzprojektionen durch die von Netzbetreiberseite eingeplanten Investitionsbudgets nicht besteht und für die entsprechend Planangaben seitens Creos TSO überschaubaren Jahre auch nicht zu befürchten ist. Das für Erneuerungen vorgesehene Budget liegt deutlich oberhalb der Referenzprojektionen. Umfangreicher Erneuerungsbedarf wird allerdings ab Ende der 20er Jahre anfallen, da dann – sofern sich die Nutzungsdauern von ca. 60 Jahren bestätigen, die in den 70er Jahren bzw. davor in Betrieb genommenen Stahlleitungen ersetzt werden müssten. Erneuerungsinvestitionen vor diesem Zeitraum betreffen fast ausschließlich Anlagen. Vor dem Hintergrund der Abkehr von fossilen Energieträgern wird zukünftig allerdings der Umfang der Investitionen in das Gasnetz deutlich zurückgehen. Daher ist laufend zu prüfen, welche Investitionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit der dann noch bestehenden Gasinfrastruktur durchgeführt werden sollten.

Des Weiteren beinhalten die Berichte und Datenübermittlungen der Netzbetreiber – insbesondere das Transportnetz betreffend – eine Auflistung laufender Planungen auch für konkrete Einzelmaßnahmen, die der Entwicklung der Netze, soweit dies aus den Dokumenten ersichtlich ist, umfassend Rechnung tragen und die Nachhaltigkeit der Netzentwicklung auch diesbezüglich plangemäß sicherstellen dürfen.

Unter Berücksichtigung dieser Informationen ist keine Verschleppung von notwendigen Reinvestitionen zu erkennen, die die Versorgungssicherheit und die Nachhaltigkeit des Gastransportnetzes gefährden würde. Im Gegenteil kann in allen Jahren ein die Referenzprojekte deutlich überschreitendes

Budget festgestellt werden, das dem Abbau von möglichen Überhängen dient und die Nachhaltigkeit des Gastransportnetzes weiter sichert.

#### 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 Bereiche

- 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

umfassen und die dort erforderlichen Arbeiten umfänglich abdecken dürften. 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 Verteilungsnetze

### 4.2.1 Aktueller Stand und Entwicklung der Netze

Die Verteilungsnetze verfügen insgesamt über etwa 90.000 Netzanschlusspunkte mit einer über die Verteilungsnetze zeitungleichen Höchstlast von etwa 1.780 MW und einer Jahresenergieabnahmemenge von etwa 5,5 TWh. Entsprechend bewegen sich die Benutzungsdauern in einem relativ engen Bereich um 3.100 Vollbenutzungstunden pro Jahr.

Die nachfolgende Tabelle 4.1 gibt einen Überblick über die aktuelle Versorgungsaufgabe sowie deren antizipierte Entwicklung bis 2037.

	2021	2023	2024	2025	2026	2027	2037
Anzahl der Netzanschlusspunkte	90.654	91.677	91.316	90.906	90.467	89.527	82.527
Jahreshöchstlast [MW]	1.777	1.742	1.704	1.671	1.637	1.602	1.317
Jahresenergieabgabe [GWh]	5.551	5.384	5.294	5.194	5.094	4.994	4.020
Netzlänge [km]							
Hochdruck	14	14	14	16	16	16	17
Mitteldruck	818	818	825	823	827	829	645
Niederdruck	2.321	2.342	2.343	2.347	2.344	2.342	2.305
Anzahl der Stationen [Stk.]							
Hochdruck	21	22	23	23	23	23	25
Mitteldruck	944	952	953	957	961	965	926

Tabelle 4.1: Aktuelle und erwartete Versorgungsaufgabe der Verteilungsnetzbetreiber (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Angaben der Verteilnetzbetreiber)



Die Entwicklung der über die Verteilungsnetze zu verteilenden Gasmengen wird bis 2037 stark zurückgehen. Dies bedingt vor allem einen starken Rückgang der Netzlängen auf der Mitteldruckebene, die bis 2037 um etwa 20 % zurückgehen. Darüber hinaus reduziert sich die Anzahl der Netzanschlusspunkte. Dies folgt aus gesetzlichen Vorgaben, dass zukünftig keine Netzerweiterungen mehr auf der Verteilungsebene durchgeführt werden sollen. Ab 2023 werden ebenso Verdichtungsprojekte hiervon betroffen sein. Damit wird die Verlegung eines neuen Gasnetzes kaum mehr interessant sein, da Gebäude gar nicht oder nur zu einem geringen Teil mit Gas versorgt werden. Zusätzlich wird eine Reduzierung des Erdgasbedarfes durch Effizienzmaßnahmen bei den Gewerbekunden erwartet. Im Hochdrucknetz kommt es zu einem leichten Anstieg der Leitungslänge von wenigen Kilometern bis 2037. Dieser erfolgt im Netz der Sudenergie, deren vollständige Vernetzung eine ausgeglichene Belastung an den Anschlusspunkten des Creos-Transportnetzes ermöglichen soll.

Der erwartete Rückgang der Erdgasnachfrage wird dazu beitragen, dass zukünftig keine erheblichen Risiken für die Versorgungssicherheit resultieren.

Im Rahmen der Digitalisierung sind die Gasnetzbetreiber verpflichtet, die aktuellen Gaszähler durch intelligente zu ersetzen. Diese Umsetzung ist bereits weit vorangeschritten und bereits zu 90% abgeschlossen.

### 4.2.2 Alter und Zustand der 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 Verteilungsnetz vernachlässigbar, da Rohrleitungen fast ausschließlich im Transportnetz mit Hochdruck betrieben werden. Daneben sind rund 970 Stationen für Druckregelung und/oder Messung in Luxemburg installiert.

Das nachfolgende Bild 4.3 zeigt die Altersstruktur des Gasverteilungsnetzes. Es ist ersichtlich, dass der wesentliche Aufbau erst nach den 1980-er Jahren stattgefunden hat. Dabei sind ausschließlich Betriebsmittel dargestellt, die sich aktuell noch in Betrieb befinden.

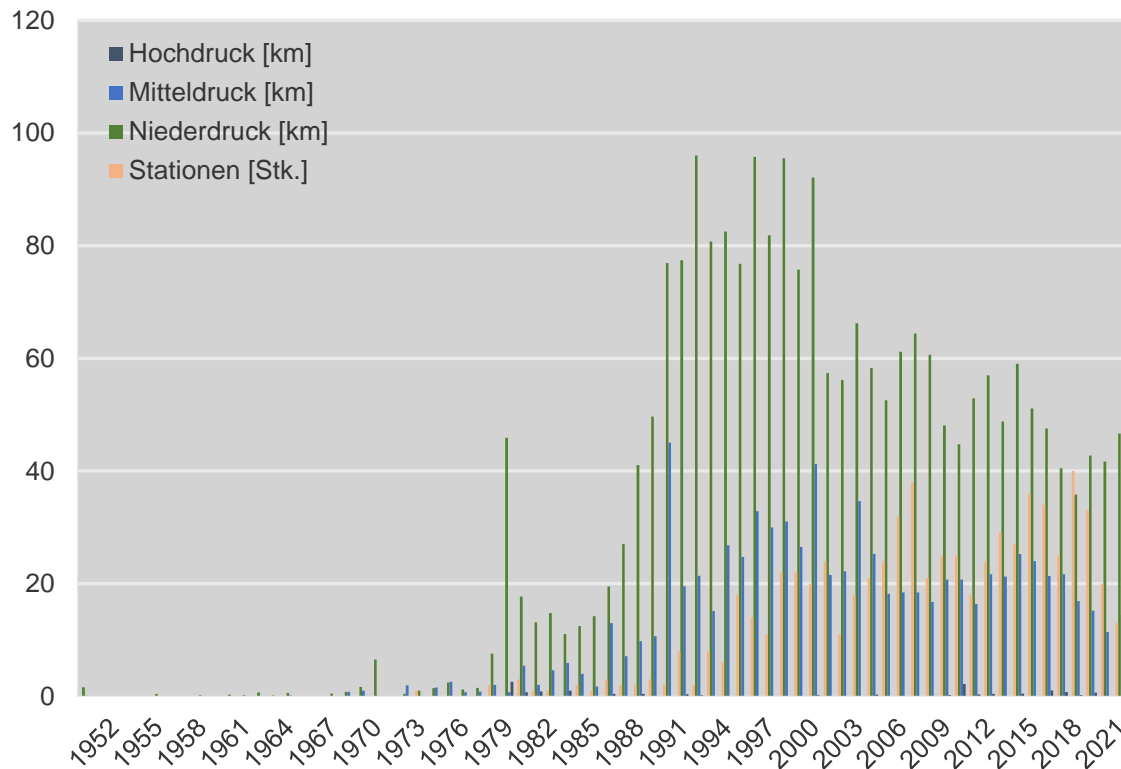


Bild 4.3: Altersstruktur der Gasverteilungsnetze (Quelle: eigene Darstellung)

Durch Mittelwertbildung lässt sich aus der detaillierten Darstellung in Bild 4.3 als vereinfachte Alterskennziffer das Durchschnittsalter<sup>8</sup> ableiten. Erkennbar ist, dass durch den erheblichen Ausbau mit Beginn der 1990-er Jahre der weit überwiegende Teil der Verteilungsnetze, vergleichbar zum Transportnetz, jünger als 32 Jahre ist. Für die Gesamtheit der Verteilungsnetze beträgt das Durchschnittsalter bei einem mengengewichteten Mittelwert etwa **19 Jahre** für die Mitteldruckrohrleitungen, **20 Jahre** für die Niederdruckrohrleitungen und **13 Jahre** für die Stationen. Bei einer Kostengewichtung ergibt sich ein Mittelwert von etwa **20 Jahren** für die gesamte Verteilungsnetzinfrastruktur.

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 Nachhaltigkeit der Netzentwicklung

Auch für die Verteilungsnetze wurde eine Analyse der von den Netzbetreibern übermittelten Datentabellen nach Anlagengütergruppen durchgeführt und hieraus ein Referenzverlauf der künftigen Investitionen abgeleitet, indem ein übliches Reinvestitionsverhalten auf Basis von technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern unterstellt wurde. Für Stationen wurden die von den Gasverteilungsnetzbetreibern selbst angesetzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern von 25 Jahren verwendet. Die

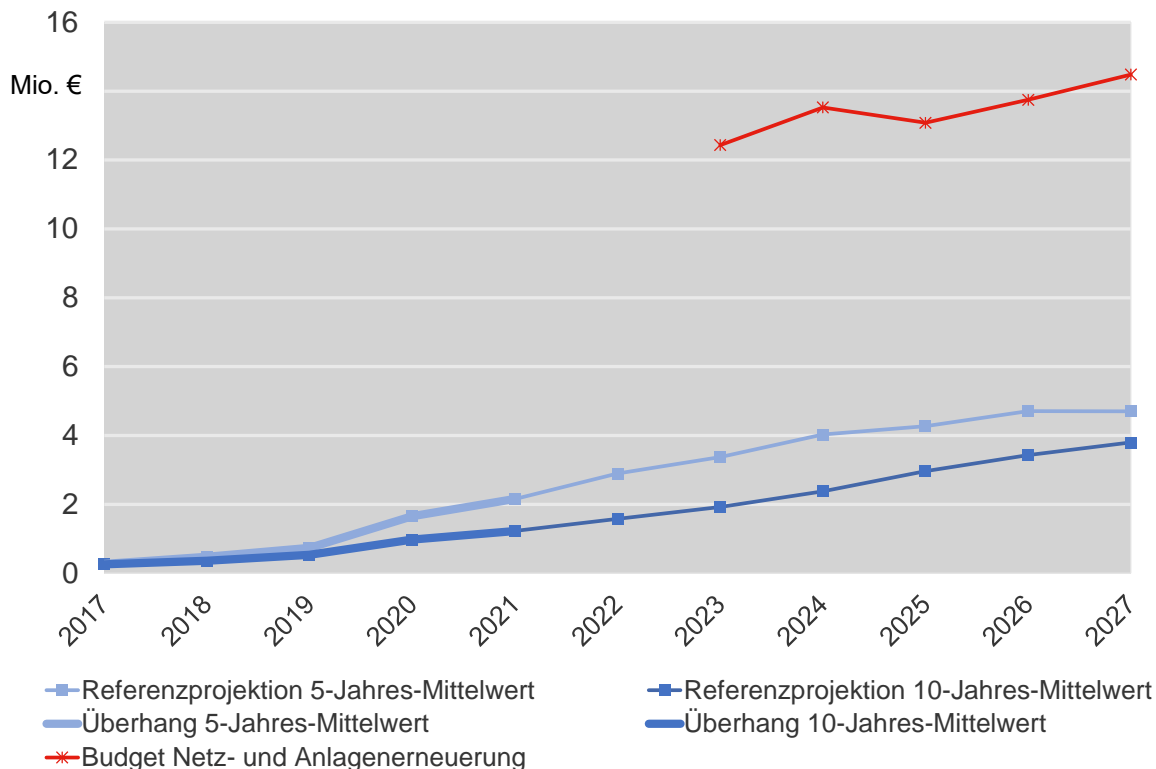
<sup>8</sup> Eine Unterscheidung, Gewichtung und Datenanalyse für verschiedene Betriebsmittel und Zusammenführung über eine komplexere Alterskennziffer ist hier nicht erforderlich, da die Mehrheit der Betriebsmittel der Gasverteilungsnetze noch in einem Altersbereich liegt, in dem noch nicht von einer deutlich erhöhten Störanfälligkeit auszugehen ist.

technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern der Leitungen wurden für eine praxisgerechtere Berücksichtigung von 40 auf 50 Jahre angehoben. Dies entspricht im einfachsten Fall der Hypothese, dass eine Reinvestition mit Ablauf der üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern erfolgt. Da eine solche jahresscharfe Betrachtung auch bei den Verteilungsnetzen nicht dem üblichen Vorgehen von Gasnetzbetreibern in der Praxis entspricht, wurden über einige Jahre Durchschnittswerte gebildet und diese als Vergleich herangezogen. Die Anzahl der Jahre, mit welcher diese Durchschnittsbildung erfolgt, wurde in zwei Referenz-Projektionen mit fünf und zehn Jahren variiert; dies entspricht dann der Annahme, dass Anlagengüter durchschnittlich in einem Zeitraum von fünf bis zehn Jahren nach Ablauf ihrer üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer zu gleichen Anschaffungs- und Herstellungskosten ersetzt werden. Reale Nutzungsdauern können deutlich über diesem Wert liegen. Die notwendigen Reinvestitionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit liegen dementsprechend unter den ausgewiesenen Referenz-Projektionen. Die Referenz-Projektionen wurden für das gesamte Anlagenvermögen der Netze und Stationen berechnet.

Die Netzbetreiber haben vorrangig Daten zu Ersatzinvestitionen zugestellt, einige Netzbetreiber wiederum historische Anschaffungskosten. Während für erstere direkt die geschätzten Kosten für die Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden können, ist für letztere eine davon abweichende Vorgehensweise notwendig. Bereits für den vergangenen Berichtszeitraum vorgelegte Zeitreihenverläufe der spezifischen Investitionskosten können mit einer durchschnittlichen Preissteigerungsrate von jährlich 2 % zusammenfassend wiedergegeben werden; unter sonst unveränderten Bedingungen führt eine solche Preisentwicklung dazu, dass die Ersatzinvestitionen nach Ablauf einer technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer von beispielsweise 40 Jahren um einen Faktor 2,2 höher liegen, als die ursprünglichen Investitionskosten. Darüber hinaus werden in Luxemburg bei der erstmaligen Verlegung von Gasverteilungsleitungen die Tiefbaukosten vielfach von den Bauherren bzw. bei Mitverlegung im Zuge von Straßenbauarbeiten von den Gebietskörperschaften getragen. Bei der Erneuerung der Netze ist dies nicht mehr der Fall und die Tiefbaukosten müssen dann in der Regel vom Netzbetreiber getragen werden. Das führt dazu, dass bei einer Projektion der künftigen Investitionsanforderungen aus dem bestehenden Anlagevermögen bei der erstmaligen Reinvestition ein Aufschlag für die Tiefbaukosten vorzunehmen ist. Diese machen einen Großteil der gesamten Verlegekosten aus und werden von Netzbetreiberseite auf etwa 75 % beziffert – eine Größenordnung, die auch in vielen Vergleichsfällen zu beobachten ist. Sowohl die Preisentwicklung als auch die speziellen Gegebenheiten bzgl. Tiefbaukosten bei der Erstinvestition in Gasverteilungsnetze in Luxemburg sind in die Referenzprojektionen zu integrieren. Diese Integration wurde vorgenommen, indem die Bestandswerte des Anlagevermögens auf die jeweils angegebene technisch-wirtschaftliche Lebensdauer fortgeschrieben und das Preisniveau durch Multiplikation mit den jeweiligen sich ergebenden Faktoren angehoben wurde. Zur Berücksichtigung der Tiefbaukosten bei Leitungen wurde eine nochmalige Multiplikation mit einem Faktor 4 vorgenommen.

Die damit erstellte Referenzprojektion kann dann als Vergleichsmaßstab für die tatsächlichen Investitionen und Investitionsplanungen der Netzbetreiber herangezogen werden. Dabei sind die oben aufgeführten Einschränkungen zu berücksichtigen. Eine sinnvolle Überprüfung muss daher sicherstellen, dass ein Unterschreiten der Referenzprojektion nicht dauerhaft und erheblich erfolgt, weil ansonsten mit Einschränkungen oder Gefährdungen der Versorgungssicherheit zu rechnen wäre. Dies würde sich an einem erheblichen Überhang von in der Vergangenheit nicht entsprechend dem Referenzverlauf getätigten Ersatzinvestitionen zeigen.

Für die Verteilungsnetze zeigt Bild 4.4 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung:



**Bild 4.4:** *Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 10 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 8,3 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)*

Die Investitionsplanungen der Verteilungsnetzbetreiber liegen deutlich über der Höhe der Referenzprojektion, so dass sich diesbezüglich, bei tatsächlicher Umsetzung dieses Budgets in der Praxis, keine Zweifel an der Gewährleistung der Versorgungssicherheit ergeben. Bei einer Erneuerung innerhalb der nächsten 10 Jahre, so wie sie die 10-Jahres-Projektion darstellt, ist auch unter Berücksichtigung der Überhänge keine Gefährdung der Versorgungssicherheit zu erkennen.

In Zukunft wird eine solche Auswertung nur bedingt Aussagen zur Versorgungssicherheit zulassen, da durch die Abkehr von fossilen Energieträgern keine Investitionen mehr in dem gewohnten Umfang in die Gasnetze getätigt werden. Über die kommenden Jahrzehnte soll das Gasnetz vielmehr kontrolliert veraltet werden, was zwangsläufig zu einer Reduktion des (Re-)Investitionsbudgets bei gleichzeitigem Anstieg der Instandhaltungskosten führen wird. Dies ist aber bereits durch gezieltere Leitungsbegehungen und einer Erhöhung der Begehungszyklen bei den VNB geplant. Eine vollständige Erneuerung wird sicherlich unter Betrachtung des zukünftigen Erdgasbedarfes nur noch für Teilnetze sinnvoll sein. Zudem laufen bei einigen VNB bereits Planungen zum Rückbau der Gasnetzinfrastruktur.

#### 4.2.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

Die Verteilungsnetze 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. vier-

jährigen 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 Verteilungsnetze liegt dabei im oberen Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit aus Versorgungssicherheitserwägungen als ausreichend erscheinen.

## 5 Literatur

- [1] **Yearly Supply Outlook 2022**  
ENTSO-G  
Studie, 2022
- [2] **Summer Supply Outlook 2021**  
ENTSO-G  
Studie, 2021
- [3] **Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan Luxemburgs für den Zeitraum 2021-2030**  
Ministerium für Energie und Raumentwicklung  
Studie, 2020
- [4] **Political Declaration of the Pentalateral Energy Forum on the role and regulation of gas storages for a well-functioning and secure European energy market**  
Pentalateral Energy Forum  
Politische Absichtserklärung, 2022