



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

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**

22. Juli 2020

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

22. Juli 2020

Inhalt

1	Einführung	1
2	Beurteilung der Bedeutung und des aktuellen Niveaus der Sicherheit und Qualität der Versorgung	2
3	Aktuelle und zukünftige Versorgungssituation	4
3.1	Stand und Entwicklung der Nachfrage in Luxemburg.....	4
3.2	Aufkommen	5
3.3	Möglichkeiten der Gasspeicherung	6
3.4	Angemessenheit und Bedarfsentwicklung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten	6
3.5	Europäische Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung.....	9
4	Auswirkungen der Corona-Pandemie auf die Gasversorgung	11
5	Gasnetze	13
5.1	Transportnetz.....	13
5.2.1	Aktueller Stand und Entwicklung der Netze.....	13
5.1.2	Alter und Zustand der Netze	13
5.1.3	Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	14
5.1.4	Aufwendung für Wartung und Instandhaltung	17
5.2	Verteilnetze.....	17
5.2.2	Aktueller Stand und Entwicklung der Netze.....	17
5.2.2	Alter und Zustand der Netze	18
5.2.3	Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	19
5.2.4	Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	21

1 Einführung

Dem Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire des Großherzogtums Luxemburg wird durch Art. 16 des im August 2007 in Kraft getretenen Gesetzes über die Organisation des Gasmarktes die Aufgabe übertragen, jährlich einen Bericht über die Sicherheit und Qualität der Erdgasversorgung vorzulegen und an die EU-Kommission sowie an die nationale Regulierungsbehörde weiterzuleiten.

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 im Laufe eines Jahres nach Inkrafttreten des Gesetzes einen 10-Jahres-Plan über die Entwicklung seines Netzes vorlegen und anschließend alle 2 Jahre aktualisieren muss.

Die luxemburgischen Gastransport- und -verteilungsnetzbetreiber haben an das luxemburgische Ministerium für Energie und Raumentwicklung Daten und Informationen übermittelt, auf deren Grundlage dieser Bericht nach Art. 16 Abs. 4 des Gasmarktgesetzes erstellt wurde.

Die aktuellste Fassung des Berichts der Regulierungsbehörde ILR nach Art. 51 Abs. 6 des Gasmarktgesetzes wurde bei der Abfassung des vorliegenden Berichts berücksichtigt.

2 Beurteilung der Bedeutung und des aktuellen Niveaus der Sicherheit und Qualität der Versorgung

Entsprechend den Vorgaben aus Art. 16 des Gasmarktgesetzes ist *Versorgungssicherheit* als umfassender Begriff zu verstehen, der die Gesamtsicht auf die Versorgung der Kunden widerspiegelt.

Die Versorgungssicherheit umfasst damit grundsätzlich alle Stufen der Wertschöpfungskette, von der Förderung und dem Import über den Handel, die Fernleitung und Speicherung, den Vertrieb bis zur Verteilung von Gas. Für die praktische Bewertung im Falle der Versorgungssicherheit Luxemburgs sind aber zwei Abgrenzungen zu treffen:

Zum einen ist eine Abgrenzung und Berücksichtigung der Überschneidungen von *Versorgungsqualität* und *Versorgungssicherheit* erforderlich. Ein Einbezug von langanhaltenden Versorgungsunterbrechungen mit einer hohen Anzahl betroffener Kunden auf Basis der Daten, Informationen und Auswertungen der Regulierungsbehörde ist grundsätzlich sinnvoll und bereits durch die europäische Verordnung 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung vorgegeben. Im Rahmen dieser europäischen Verordnung 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. Diese Bewertung muss alle zwei Jahre erneuert werden. Dieselbe Verordnung sieht auch vor, dass die Mitgliedstaaten einen Präventions- sowie einen Notfallplan erstellen müssen.

Für die Bewertung der Versorgungssicherheit sind daher auch Versorgungsunterbrechungen, die bezogen auf Luxemburg einen größeren Umfang darstellen, zu berücksichtigen. Derartige Ereignisse sind international äußerst selten und in Luxemburg in der Gasversorgung in den letzten Jahren überhaupt nicht aufgetreten, auch nicht im Zusammenhang mit den Einschränkungen in der Lieferung russischen Erdgases nach Europa aufgrund von Auseinandersetzungen zwischen Russland und der Ukraine bzw. der außergewöhnlichen meteorologischen Situation im Winter 2012 und dadurch bedingter technischer Probleme in einzelnen europäischen Gasversorgungssystemen; diese Problematik weist damit für Luxemburg keine unmittelbare Relevanz auf. Diese Ereignisse haben allerdings die Notwendigkeit einer dauerhaften und strategischen Beobachtung und Vorsorge mit Blick auf größere Versorgungsunterbrechungen aufgezeigt. Kurzfristige Versorgungsunterbrechungen sind hingegen nicht Gegenstand des vorliegenden Berichts, da dieses Thema durch die Kompetenzen der Regulierungsbehörde abgedeckt wird. Gleiches gilt auch für die Aspekte der technischen und der kommerziellen Qualität der Versorgung.

Zum anderen werden aus geologischen und technisch-wirtschaftlichen Gründen zwei der oben genannten Stufen der Gasversorgungskette überhaupt 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 nicht sachgerecht, da dadurch wesentliche Elemente der Versorgungssicherheit nicht angemessen berücksichtigt würden. Eine Behandlung im Detail würde hingegen der Tatsache nicht Rechnung tragen, dass diese Aspekte durch Maßnahmen in Luxemburg nur eingeschränkt beeinflusst werden können. Für die Stu-

fen der Produktion und Speicherung gilt daher vorrangig die Verantwortung der Unternehmen, entsprechende Verfügbarkeiten vertraglich zu gewährleisten, wie in den Abschnitten 3.2 und 3.3 ausgeführt wird. 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, spricht dafür, dass dies den Unternehmen gut gelingt.

3 Aktuelle und zukünftige Versorgungssituation

3.1 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 Klimaplan (NECP) abgeglichen. Sie stellen eine grundsätzlich nachvollziehbare Planungsgrundlage für die nächsten Jahre dar, die allerdings einer regelmäßigen Überprüfung und ggf. auch Korrektur bedarf, insbesondere auch aufgrund der politischen Ambitionen den Gasverbrauch weiter zu senken.

Die Aufteilung und Entwicklung der Nachfrage nach Erdgas in Luxemburg gemäß Angaben von Creos TSO zeigt Bild 3.1.

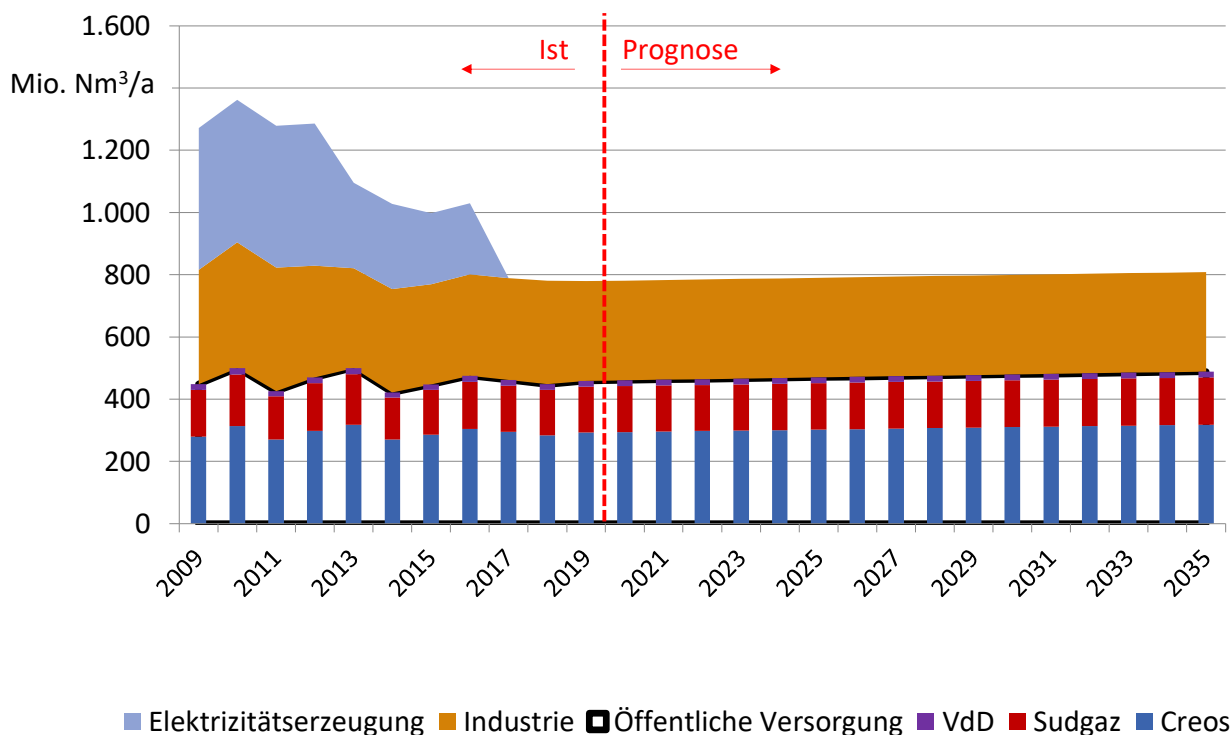


Bild 3.1: Entwicklung der Erdgasnachfrage nach Sektoren (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Angaben von Creos TSO)

Bild 3.1 zeigt den Verbrauch in der öffentlichen Versorgung in der Aufteilung auf die vier Verteilungsgebiete, sowie den Verbrauch in der Industrie und in der Elektrizitätserzeugung über die letzten 10 Jahre sowie die Lastprognosen der von den Verteilnetzbetreibern versorgten Kunden für die Zukunft. Die größte Veränderung in der Gesamtabnahmemenge ergibt sich durch den Einsatz von Erdgas für den Betrieb des Kraftwerks Twinerg 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 Twinerg 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 Twinerg entschieden, die Anlage endgültig stillzulegen. Infolgedessen wird seit 2017 für die Stromerzeugung in Luxemburg praktisch kein Gas mehr verbraucht, sodass sich auch der Gesamtjahresverbrauch auf einem niedrigen Niveau im Vergleich zum Beginn des Monitorings 2009 entwickelt.

Der Verbrauch in der 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.

Wie auch in den Jahren zuvor geht Creos TSO über die nächsten Jahre aufgrund der allgemeinen demographischen und wirtschaftlichen Entwicklung Luxemburgs von einem stetigen, aber sehr geringen Wachstum der Erdgasnachfrage in den Verteilnetzen aus. Das größte relative Wachstum bis 2035 wird mit etwa 14 % im Creos Netz Roost vermutet. Die entsprechenden Wachstumsraten für die anderen Verteilnetze sind demgegenüber deutlich niedriger angesetzt und liegen bei etwa 3 % für das Creos Netz Hollerich sowie bei etwa 1 % bzw. 4 % für die Netze Ville de Dudelange (VdD) bzw. Sudgaz. Insgesamt ist somit bis 2035 mit einer Zunahme der Erdgasnachfrage im Sektor der öffentlichen Versorgung um etwa 4 % zu rechnen. Diese Wachstumsprognosen stimmen größtenteils mit den Prognosen der letzten Jahre überein. Die treibenden Faktoren sind hierbei zusätzliche Anschlüsse in den ländlichen Gebieten und vornehmlich die Verbrauchszunahme wesentlicher Verbrauchergruppen und eine Verdichtung in bestehenden Versorgungsgebieten in den städtischen Regionen.

Die Erwartungen bei der Entwicklung des Industrieverbrauchs sind mit den Erwartungen der öffentlichen Versorgung vergleichbar. Für die Zukunft geht Creos TSO auf der Basis der historischen Entwicklungen und der derzeit bekannten Perspektiven von einem leicht steigenden Lastniveau der bestehenden Kunden für die kommenden Jahre aus. Aktuell ist weiterhin nicht erkennbar, dass sich neue Industrieunternehmen mit nennenswerten Gasverbräuchen ansiedeln werden.

Die Prognosen von Creos TSO decken sich bis auf kleine Abweichungen mit dem erwarteten zukünftigen Gasverbrauch im integrierten nationalen Energie- und Klimaplan. Bis 2040 wird dort von einem Gasverbrauch in Höhe von etwa 9,25 TWh ausgegangen. Im Vergleich hierzu liegt der Gasverbrauch gemäß Angaben von Creos TSO bis 2040 bei etwa 9,28 TWh. Gleichzeitig sollte bedacht werden, dass politische Ambitionen darauf abzielen den Anteil fossiler Energien weiter drastisch zu reduzieren, der ggf. auch einen Nachfragerückgang nach sich ziehen könnte.

Insgesamt steht der Entwicklung des Verbrauchs in der öffentlichen Versorgung ein Nachfragerückgang gegenüber, was zu einer in Summe deutlichen Verringerung der Gesamtnachfrage gegenüber der Vergangenheit führt.

3.2 Aufkommen

Luxemburg deckt seinen Gasbedarf über die Transportnetze der vorgelagerten Netzbetriebsgesellschaften in Belgien und Deutschland, die wiederum den Zugang zu den Förderstätten in der Nordsee, Russland, Katar, den Niederlanden etc. herstellen. Die Lieferungen werden über die Netzbetreiber

und/oder über Handels- und Liefergesellschaften abgewickelt. Die genaue Ausgestaltung der kommerziellen Bedarfsdeckung liegt nicht vor und bleibt daher von einer Veröffentlichung ausgenommen.

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.

Diese physische Speicherkapazität der in relativer geografischer Nähe zu Luxemburg liegenden und über Gasfernleitungen gut verbundenen Gasspeicher zeigt, dass eine mangelnde *physische* Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten nicht zu befürchten ist, auch wenn keine Speicherkapazitäten in Luxemburg selbst bestehen.

Die *kommerzielle* Verfügbarkeit ist hiervon getrennt zu betrachten und eine Frage der preislichen Bewertung und der vertraglichen Absicherung. Hierzu liegen aus Vertraulichkeitsgründen keine detaillierten Informationen vor. Creos TSO gibt aber an, eine Speicherkapazität von insgesamt etwa 135.000 Nm³ gebucht zu haben. Diese Kapazität steht somit sicher zur Verfügung.

Die technische Erreichbarkeit grundsätzlich verfügbarer Speicherkapazitäten muss allerdings durch die entsprechenden Leitungskapazitäten sichergestellt werden, wie nachfolgend erörtert wird.

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



Bild 3.2: 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, zu Frankreich ist der Koppelpunkt 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 Sudgaz 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 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 Nm³/h erhöht, was eine deutliche 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 90.000 Nm³/h begrenzt (im Vergleich zur maximalen technischen Einspeisekapazität von 150.000 Nm³/h bei 30 bar wie oben aufgeführt).

Die sicher zur Verfügung stehende Einspeisekapazität addiert sich somit – unter Berücksichtigung der Mindestdrücke – momentan zu insgesamt 270.000 Nm³/h.

Der historische Höchstlastfall aus dem Jahre 2012 liegt bei 297.000 Nm³/h und verteilte sich wie folgt auf die einzelnen Verbrauchergruppen:

- Weiterverteilungsnetz 173.500 Nm³/h ~ (58 %)
- Industrie 56.500 Nm³/h ~ (19 %)
- GuD-Anlage 67.000 Nm³/h ~ (23 %)

Der Verbrauch im historischen Höchstlastfall liegt somit über den gesicherten Einspeisekapazitäten. In der Vergangenheit konnte eine sichere Versorgung dennoch gewährleistet werden, da

- faktisch höhere als die Mindestdrücke zur Verfügung standen und sich damit die Einspeisekapazitäten erhöhten und
- die die Einspeisekapazitäten übersteigende Ausspeisung für begrenzte Zeit aus dem Netzpuffer bedient werden kann¹.

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 geringen Wachstum auf der Verteilnetzebene aus. Entsprechend rechnet Creos TSO für diesen Zeitraum mit einer Spitzenlast von 232.000 Nm³/h, die mit 179.000 Nm³/h zum Großteil auf den Verteilungsnetzen basiert. Die Spitzenlast der Industrie sieht Creos TSO entsprechend als nahezu konstant an.

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 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 140.000 Nm³/h.

¹ Der Netzpuffer beträgt ungefähr 340.000 Nm³ und kann somit den historischen maximal std. Gasabsatz für etwa 70 Minuten (ohne sonstige Importe) bedienen.

Der Grenzkopplungspunkt Bras stellt mit 110.000 Nm³/h den kritischsten Ausfall für die Versorgungssicherheit dar. Entsprechend würde sich in dieser Konstellation die gebuchte sicher zur Verfügung stehende (n-1)-Kapazität auf 160.000 Nm³/h reduzieren. Diese Kapazität ist ausreichend, um die Versorgungssicherheit der geschützten Kunden zu gewährleisten, allerdings wäre im Spitzenlastfall die Versorgung der gesamten Verteilungsnetzebene nur eingeschränkt möglich. Creos TSO könnte in diesem Fall allerdings prüfen, ob und in welcher Zeit je nach Verbrauchsszenario der Kapazitätsbedarf am Grenzkopplungspunkt Remich bis zu seiner maximalen Einspeisekapazität von 150.000 Nm³/h erhöht werden kann. Der für die Versorgungssicherheit kritischste Ausfall würde somit von dem Grenzkopplungspunkt Bras auf Remich übergehen und die (n-1)-Kapazität auf 180.000 Nm³/h ansteigen lassen, die ausreichen würde, um den Verbrauch auf der Verteilungsnetzebene zu decken.

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

3.5 Europäische Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung

Am 16. Februar 2016 hat die EU-Kommission im Rahmen des Winterpaketes einen Vorschlag zur nachhaltigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Europa publiziert. Dieses Paket setzt sich aus verschiedenen Maßnahmen zusammen, die auch auf die Engpasssituation im Rahmen der beiden Gaskrisen von 2006 und 2009 und auf die angespannte Lage zwischen Russland und der Ukraine Bezug nehmen. Am 25. Oktober 2017 wurden die Vorschläge der EU-Kommission durch die 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 in geltendes Recht umgewandelt.

Eine Kernmaßnahme der neuen Verordnung liegt in der Erweiterung von weitgehend nationalen Ansätzen zur Sicherung der Versorgungssicherheit auf eine Bildung von regionalen Kooperationen sowie auf eine Forcierung 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, vorbereitend bilaterale Vereinbarungen zu Bedingungen und Konditionen solcher Solidaritätsmaßnahmen zu treffen. Luxemburg verfolgt durch den gemeinsamen Gasmarkt mit Belgien bereits eine enge zwischenstaatliche Koordination. Zur Vorbereitung möglicher bilateraler Vereinbarungen mit anderen Mitgliedsstaaten sollten die verantwortlichen Netzbetreiber auf Basis o. g. Risikobewertungen dennoch prüfen, ob und unter welchen Bedingungen Luxemburg Solidarität gewähren kann bzw. ob Situationen auftreten können, bei denen Solidaritätsmaßnahmen aus Sicht Luxemburgs sinnvoll erscheinen.

Flankiert werden sollen diese Maßnahmen durch eine zukünftig stärkere Rolle von Flüssigerdgas (LNG) in Kombination mit einer strategischen Einbindung der Speicherkapazitäten. Ziel liegt hierbei in einer

Reduzierung der Abhängigkeiten einzelner Mitgliedsstaaten von einzelnen Versorgungsquellen. Zur Zielerreichung sollen zudem wichtige Infrastrukturprojekte identifiziert werden.

Da Gas neben anderen fossilen Brennstoffen umfangreich zur Wärme- und Kälteerzeugung eingesetzt wird und dabei umfangreich CO₂-Emissionen freigesetzt werden, adressiert die letzte Maßnahme eine Steigerung der Energieeffizienz sowie den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung. Dadurch soll unter anderem auch die Abhängigkeit von Drittländern, aus denen momentan umfangreich Erdgas importiert wird, nachhaltig geschmälert werden.

Aktuelle Diskussionen in Europa deuten zudem darauf hin, dass neben Gas auch Wasserstoff zukünftig eine gewisse Rolle in der Energieversorgung spielen kann. In den kommenden Jahren wird daher aufmerksam verfolgt werden müssen, welche Zusammenhänge eine sich entwickelnde Wasserstoffwirtschaft gegebenenfalls mit der bestehenden Gasinfrastruktur haben wird.

4 Auswirkungen der Corona-Pandemie auf die Gasversorgung

Die Veröffentlichung des vorliegenden Versorgungssicherheitsberichts fällt dieses Jahr infolge des Ausbruchs der neu aufgetretenen Atemwegserkrankung COVID-19 in eine von einer globalen Pandemie betroffene Zeit. Aufgrund der schnellen Ausbreitung des Krankheitserregers beschlossen viele Länder besondere Maßnahmen zu ergreifen, um die Verbreitung des Virus zu verlangsamen. Viele Landesgrenzen wurden geschlossen, ein umfassendes Kontaktverbot wurde eingeführt und den Menschen wurde nahegelegt, nur bei triftigen Gründen ihre Häuser zu verlassen. Auch in Luxemburg wurden solche drastischen Maßnahmen verhängt.

Katastrophensituationen solchen Ausmaßes erfordern Aktionspläne zur angemessenen Vorbereitung und Reaktion. Bei der Gasversorgung sollte der Fokus dabei auf der Aufrechterhaltung der systemischen Funktionen des Systems liegen. Systemkritische Funktionen bestehen vor allem dort, wo der krankheitsbedingte gleichzeitige Ausfall weniger Personen die Aufrechterhaltung systemrelevanter Prozesse erschwert. Darunter fallen insbesondere die Netzbetriebsführung, die Betriebsplanung, sowie Marktprozesse. Da für Marktprozesse die Interaktion mit externen Stakeholdern notwendig und deren Erreichbarkeit in Zeiten eines Lockdowns begrenzt sein kann, können und sollen die dafür erstellten Pläne öffentlich zugänglich sein. Die Gasnetzbetreiber haben infolge der Corona-Pandemie eine Reihe von Maßnahmen getroffen, die die Sicherung der Kernfunktionalitäten der Leitstellen gewährleisten sollen. Darunter fallen unter anderem die Belehrung der Mitarbeiter zur Einhaltung der notwendigen Hygienemaßnahmen, die Separierung der Teams in den Leitständen, die Minimierung von Kontakten unter den Mitarbeitern bis hin zur Vorbereitung von möglichen freiwilligen Quarantänemaßnahmen in räumlicher Nähe zu den Leitständen. Creos hat infolge der Corona-Pandemie ebenfalls Business Continuity Plans aufgestellt und mit dem luxemburgischen Haut-Comissariat á la Protection Nationale (HCPN) abgesprochen. Das HCPN hat die Aufgabe, Krisen vorzubeugen bzw. das Land und die Bevölkerung vor den Auswirkungen dieser zu schützen. In den Plänen sind unter anderem die Einsatzplanung des Personals und einzuhaltenden Hygienemaßnahmen geregelt. Vorrangiges Ziel dieser Pläne liegt darin, eventuelle Infektionen des Betriebspersonals und die Ausbreitung auf sonstiges Personal zu minimieren. Hierfür werden beispielsweise die Gebäude in separate Sicherheitszonen aufgeteilt. Die Mitarbeiter haben jeweils nur Zugang zu den für sie autorisierten Zonen. Je Zone wurden eigene Sanitäreinrichtungen aufgestellt, die nach jedem Schichtwechsel desinfiziert wurden. Je Schicht wird nur ein Team aus drei Mitarbeitern, die je für eine bestimmte Funktion tätig sind, eingesetzt. Weitere Mitarbeiter dürfen nur im Bedarfsfall die Arbeitsstätte betreten, wobei der direkte Kontakt mit dem restlichen Personal vermieden werden soll. Im Falle einer Erkrankung eines Mitarbeiters an COVID-19 wird das gesamte Team ausgetauscht und in Quarantäne gestellt.

Mithilfe der genannten Maßnahmen konnte die Ausbreitung der Infektion innerhalb des Personals der Netzbetreiber vermieden und der Netzbetrieb sowie die Marktmechanismen ohne Einschränkungen für den Endverbraucher oder Marktteilnehmer aufrechterhalten werden. Insofern hatte die Krise bisher keinen direkten Einfluss auf die Versorgungssicherheit. Insbesondere zeigte sich das System als flexibel und resilient genug um auch stark veränderte Verbrauchsprofile der Luxemburger Endkunden zuverlässig und vollständig zu bedienen und die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten. Neben der Anpassung von Handelsströmen durch die Versorger konnte das Gasnetz dabei so wie auch unter Normalbedingungen davon profitieren kurzfristig veränderte Nachfrageniveaus in gewissen Bandbreiten aus dem Netzpuffer bedienen zu können bzw. Überschüsse dort zwischenzuspeichern.

Die Netzbetreiber geben allerdings an, dass die Auswirkungen der Krise auch längerfristig spürbar sein könnten. Die Investitionen in die Erneuerung und Instandhaltung sowie ggf. Erweiterung der Netze, die für 2020 vorgesehen waren, werden voraussichtlich nicht wie geplant realisiert werden können. Weitere Investitionsverzögerungen innerhalb der nächsten Jahre könnten einen negativen Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben und sollten daher beobachtet werden.

Aufgrund der Unklarheit zum Zeitpunkt des vorliegenden Berichts über die weitere Entwicklung der Situation ist es jedoch angebracht diese auch weiterhin genau zu verfolgen. Zudem sollte die Covid-Pandemie insgesamt Anlass geben Prozesse für Krisensituationen kritisch zu hinterfragen und weiter zu verbessern. Dabei können die Akteure neben den eigenen und nationalen Erfahrungen unter anderem auch von internationalen Good Practices profitieren, die z.B. von der EU Kommission identifiziert wurden.

5 Gasnetze

5.1 Transportnetz

5.1.1 Aktueller Stand und Entwicklung der Netze

Aufgrund der bereits in Kapitel 3 erläuterten aktuellen und antizipierten Versorgungssituation sieht Creos TSO derzeit keine Notwendigkeit zur Transportnetzerweiterung, da die grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten zur Gewährleistung der nationalen Versorgungssicherheit ausreichend sind. Zudem prognostiziert Creos TSO aktuell keinen Neuanschluss größerer neuer 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.

Vereinzelte kann es auf Veranlassung der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber allerdings auf Nebensträngen, beispielsweise durch Ansiedlung neuer Kunden, 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.

5.1.2 Alter und Zustand der Netze

Das Transportnetz Luxemburgs besteht aus ca. 283 km Hochdruckleitungen, die sich seit 2014 nur noch aus Stahlleitungen zusammensetzen. Zu Beginn des Jahres 2014 hat Creos TSO umfangreich Betriebsmittel an Creos DSO (unter anderem alle Polyethylen-Leitungen) übergeben, 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 5.1 zeigt die aktuelle Altersstruktur der Rohrleitungen im Transportnetz im Detail.

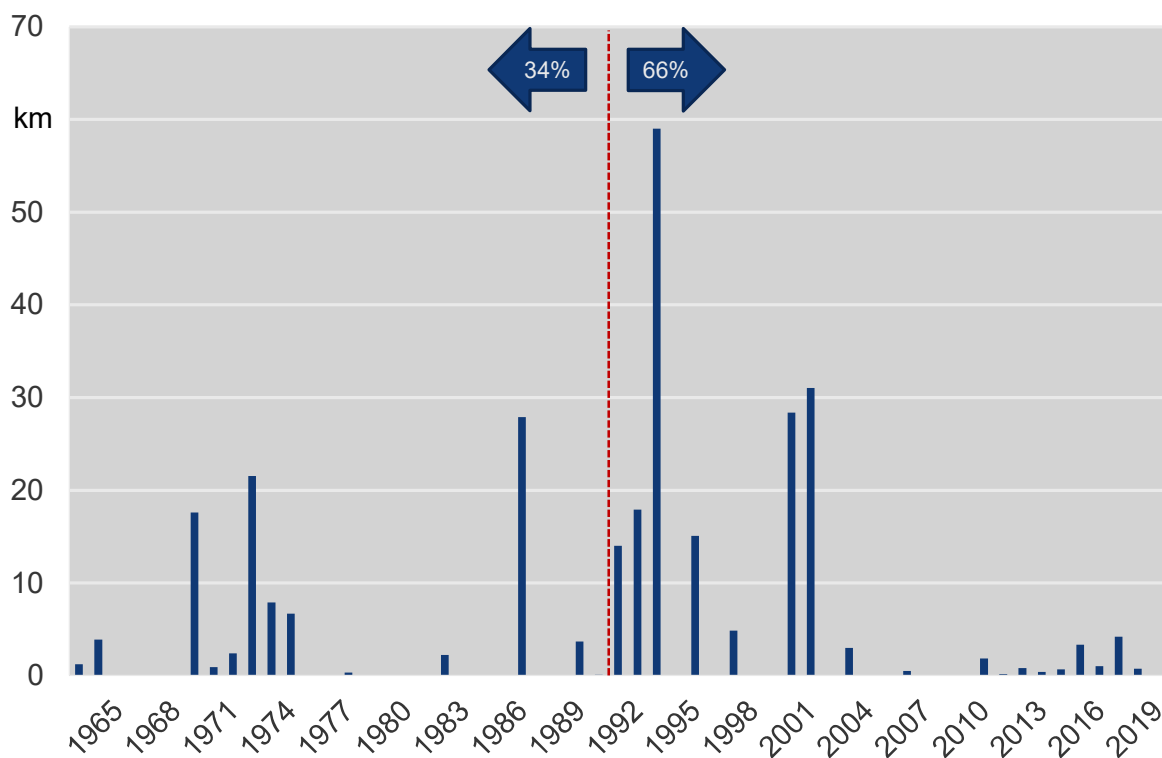


Bild 5.1: Altersstruktur des Gastransportnetzes (Quelle: eigene Darstellung)

Die Analyse der in Bild 5.1 dargestellten Daten zeigt, dass ca. 66 % des Netzes (ca. 185 km von 283 km) nach 1990 errichtet wurde und somit maximal 29 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.

5.1.3 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 Mitteilung erfolgt, wurde in zwei

Referenz-Projektionen mit fünf und zehn Jahren variiert; dies entspricht dann einer flexibleren Vorgehensweise, so 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 für dieses Betriebsmittel ein entsprechendes Erneuerungsbudget in den Jahren 2021 bis 2030 vom Netzbetreiber vorgesehen werden müsste.

Einige 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 Nutzungsdauern von Netzbetriebsmitteln hingewiesen werden. Diese werden 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 doch 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 noch nicht ersetzten Betriebsmittel an, die in den vergangenen Jahren noch nicht ersetzt wurden 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 5.2 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.

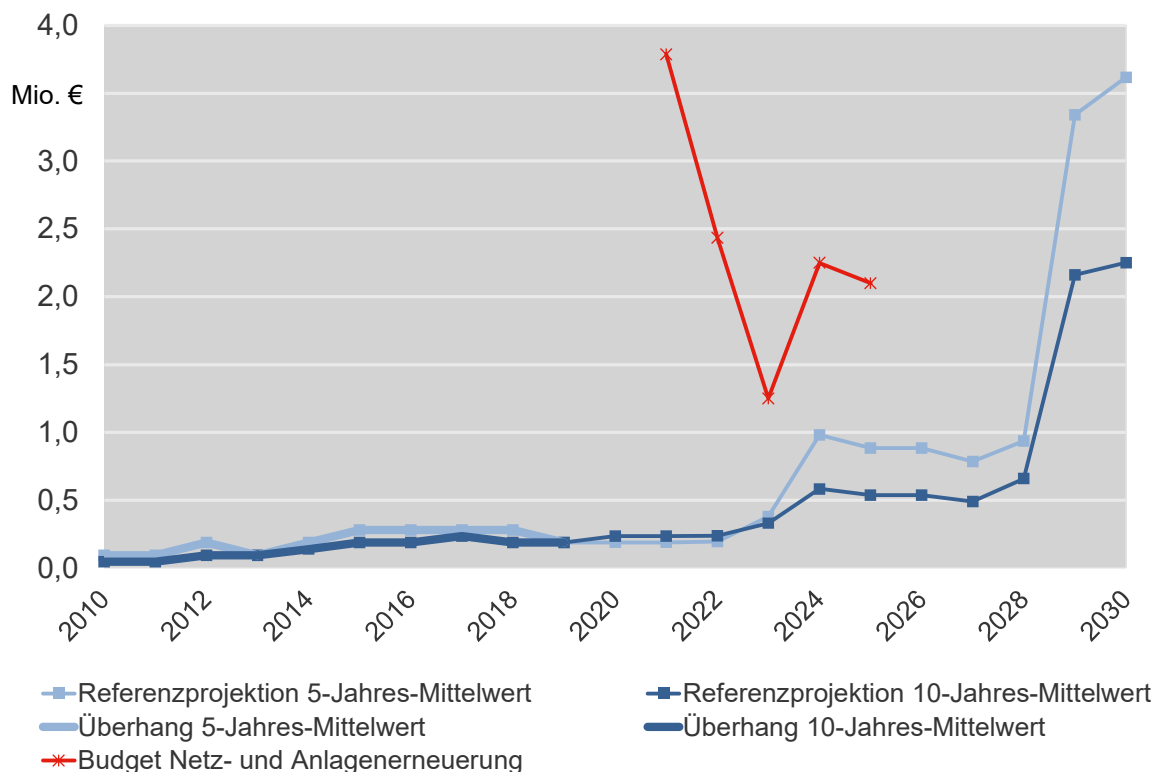


Bild 5.2: *Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektion aus dem Anlagenbestand im Transportnetz. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 2,2 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 1,5 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)*

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 Mitte bis 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.

Da mögliche Erneuerungen innerhalb eines Jahres nicht in beliebigem Umfang möglich sind, da bspw. nicht ausreichend Personal zur Verfügung steht, muss Creos TSO kritisch prüfen, ob diese Erneuerungen vorgezogen werden sollten, oder ob – ohne negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit – eine leichte Verzögerung dieser Erneuerungen möglich ist.

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 dürften.

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.

5.1.4 Aufwendung 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 insbesondere auch aus Versorgungssicherheitserwägungen als ausreichend erscheinen.

5.2 Verteilnetze

5.1.2 Aktueller Stand und Entwicklung der Netze

Die Verteilungsnetze verfügen insgesamt über etwa 88.000 Netzanschlusspunkte mit einer über die Verteilungsnetze zeitungleichen Höchstlast von etwa 1.750 MW und einer Jahresenergieabnahmemenge von etwa 5,2 TWh. Entsprechend bewegen sich die Benutzungsdauern in einem relativ engen Bereich um 3.000 Vollbenutzungstunden pro Jahr.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die aktuelle Versorgungsaufgabe sowie deren antizipierte Entwicklung bis 2035.

	2019	2021	2022	2023	2024	2025	2035
Anzahl der Netzanschlusspunkte	88.275	89.889	90.740	91.510	92.247	93.050	99.696
Jahreshöchstlast [MW]	1.742	1.756	1.763	1.770	1.776	1.783	1.839
Jahresenergieabgabe [GWh]	5.218	5.256	5.276	5.294	5.310	5.326	5.400
Netzlänge [km]							
Hochdruck	13	13	14	16	16	16	16
Mitteldruck	793	796	799	803	807	810	842
Niederdruck	2.309	2.322	2.336	2.344	2.352	2.358	2.420
Anzahl der Stationen [Stk.]							
Hochdruck	20	21	22	22	22	22	23
Mitteldruck	909	925	936	946	956	966	1.026

Tabelle 5.1: Aktuelle und erwartete Versorgungsaufgabe der Verteilungsnetzbetreiber (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Angaben der Verteilnetzbetreiber)

Die Entwicklung der über die Verteilungsnetze zu verteilenden Gasmengen keine maßgeblichen Veränderungen erfahren dürfte und hieraus auch keine erheblichen Risiken für die Versorgungssicherheit resultieren. Ein fortschreitendes, organisches Wachstum ist in den Prognosen und Planungen der Netzbetreiber berücksichtigt und schlägt sich auch in den Budgetansätzen für Netzausbau und -erweiterung in geringem Umfang ausreichend nieder. Die Erschließung neuer Gebiete ist weitestgehend abgeschlossen, der Schwerpunkt liegt damit in einer Verdichtung und Arrondierung der Versorgungsgebiete und der Gewährleistung der nachhaltigen Versorgungssicherheit im Bestand. Im Rahmen der Digitalisierung sind die Gasnetzbetreiber verpflichtet, die aktuellen Gaszähler durch intelligente zu ersetzen. Diese Umsetzung ist bereits weit vorangeschritten und soll bis zum Ende des Jahres 2021 zu 90% abgeschlossen sein.

5.2.2 Alter und Zustand der Netze

Die Netzlängen belaufen sich insgesamt auf etwa 3.100 km, wovon etwa 790 km auf der Mitteldruck- und etwa 2.300 km auf der Niederdruckebene verbaut sind. Mit lediglich 13 Kilometern ist die Hochdruckebene im Verteilungsnetz vernachlässigbar. Rohrleitungen werden somit fast ausschließlich im Transportnetz mit Hochdruck betrieben. Daneben sind rund 930 Stationen für Druckregelung und/oder Messung in Luxemburg installiert.

Das nachfolgende Bild 5.3 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.

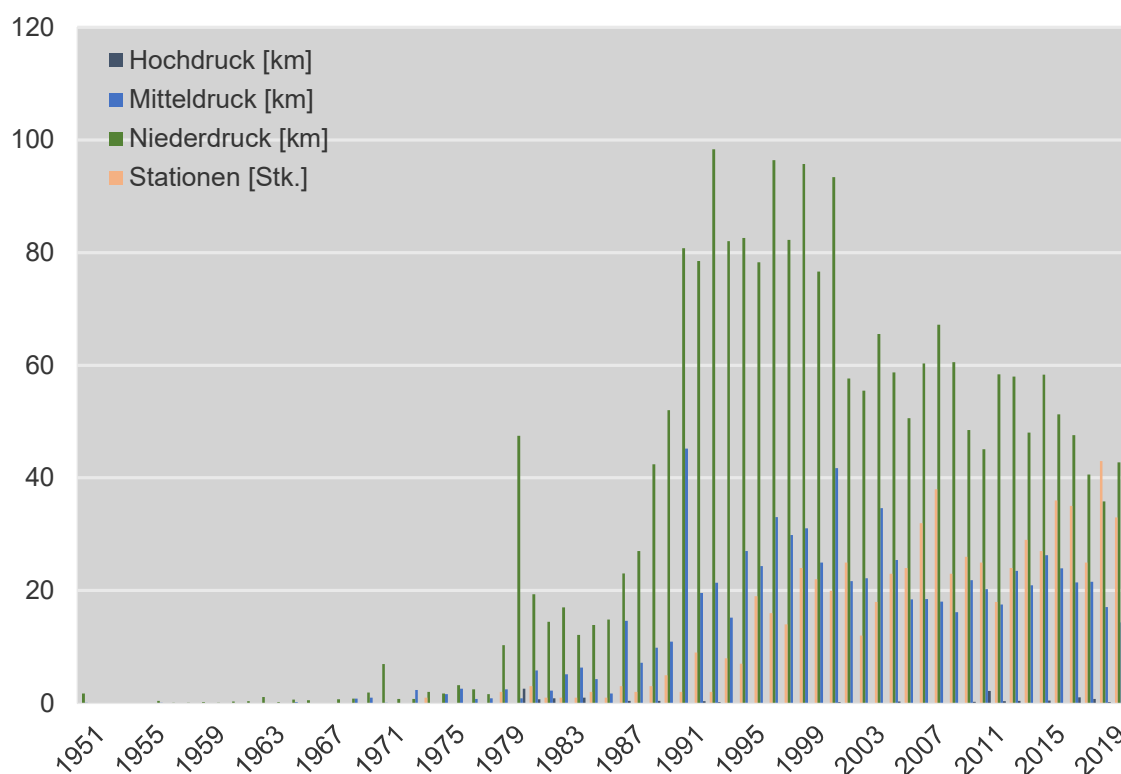


Bild 5.3: Altersstruktur der Gasverteilungsnetze (Quelle: eigene Darstellung)

Durch Mittelwertbildung lässt sich aus der detaillierten Darstellung in Bild 5.3 als vereinfachte Alterskennziffer das Durchschnittsalter² 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 29 Jahre ist. Für die Gesamtheit der Verteilungsnetze beträgt das Durchschnittsalter bei einem mengengewichteten Mittelwert etwa **18 Jahre** für die Mitteldruckrohrleitungen, **19 Jahre** für die Niederdruckrohrleitungen und **12 Jahre** für die Stationen. Bei einer Kostengewichtung ergibt sich ein Mittelwert von etwa **19 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.

5.2.3 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 der von den Gasverteilungsnetzbetreibern selbst angesetzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern (Stationen 25 Jahre, Leitungen 40 Jahre) unterstellt wurde³. Dies entspricht im einfachsten Fall der Hypothese, dass eine Reinvestition mit Ablauf der üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern erfolgt. Da eine solch 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 einer flexibleren Vorgehensweise bei der die 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

² 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.

³ Einige Netzbetreiber geben für Rohrleitungen eine betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 50 Jahren an.

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 5.4 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung:

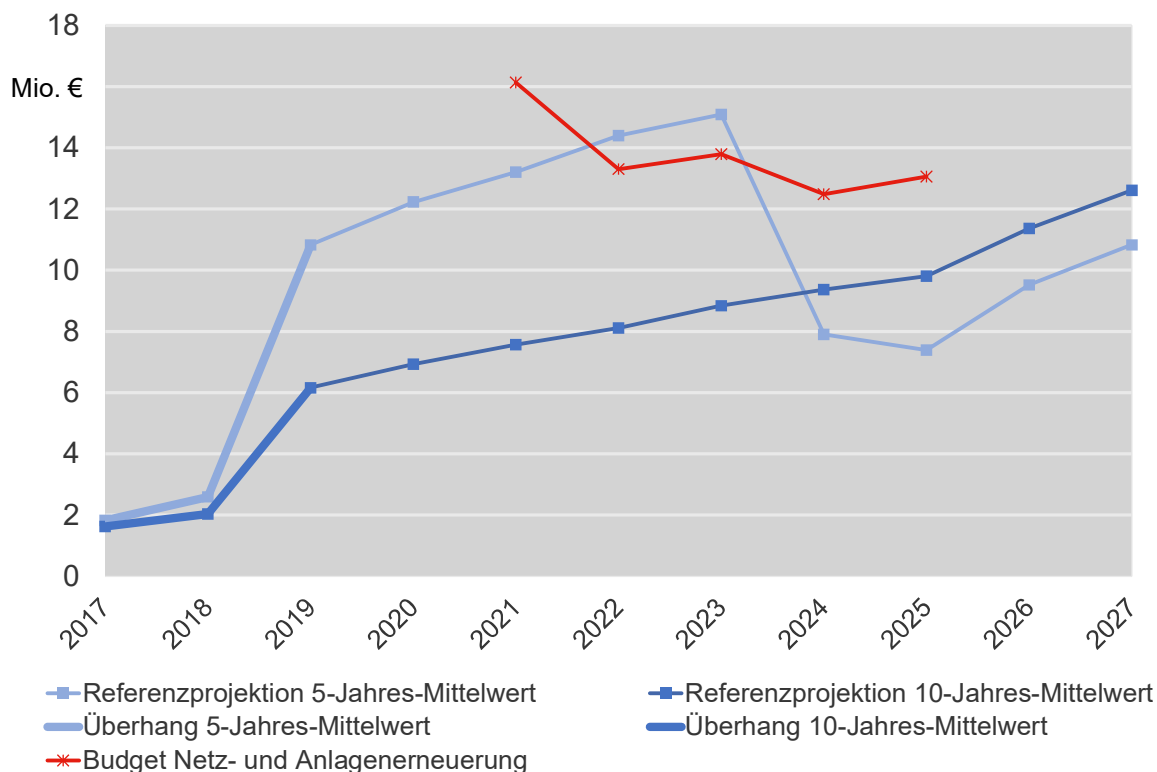


Bild 5.4: Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 30 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 20 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)

Die Investitionsplanungen der Verteilungsnetzbetreiber liegen etwa in Höhe der Referenzprojektion, so dass sich diesbezüglich, bei tatsächlicher Umsetzung dieses Budgets in der Praxis, keine Zweifel an der Gewährleistung der Versorgungssicherheit ergeben. Der starke Anstieg der Überhänge folgt hauptsächlich aus der in 2019 erreichten Ende der Nutzungsdauer von etwa 40 km Niederdruckleitungen im Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers. Dabei wurde eine Nutzungsdauer von 40 Jahren unterstellt, was im Vergleich zu anderen Netzbetreibern und auch in Bezug zu in der Praxis zu beobachtenden Fällen einen eher niedrigen Wert darstellt. 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.

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