



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

Bericht über die Versorgungssicherheit im Gasbereich in Luxemburg

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

Oktober 2014

Inhalt

Inhalt	1
1 Einführung	1
2 Beurteilung der Bedeutung und des aktuellen Niveaus der Sicherheit und Qualität der Versorgung	1
2.1 Aktuelle Versorgungssituation	3
2.2 Höhe der Netzkapazitäten und Zustand der Netze	5
2.2.1 Transportnetz	5
2.2.2 Verteilungsnetze	10
3 Entwicklung der Versorgung	13
3.1 Entwicklung der Nachfrage in Luxemburg	13
3.2 Aufkommen	15
3.3 Möglichkeiten der Gasspeicherung	16
4 Entwicklung der Gasversorgungsnetze	16
4.1 Transportnetz	17
4.1.1 Angemessenheit und Bedarfsentwicklung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten	17
4.1.2 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	19
4.1.3 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	22
4.2 Verteilungsnetze	23
4.2.1 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	25
4.2.2 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	27

1 Einführung

Dem Ministère de l'Économie 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 Wirtschaftsministerium 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 lang anhaltenden 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 994/2010 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 berücksichtigt. Diese Bewertung muss alle zwei Jahre erneuert werden. Die gleiche Verordnung sieht auch vor, dass die Mitgliedstaaten einen Präventionsplan sowie einen Notfallplan erstellen müssen.

Für die Bewertung der Versorgungssicherheit in Luxemburg 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 akute Bedeutung 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 Berichts des Wirtschaftsministeriums. Dieses Thema wird durch die Kompetenzen der Regulierungsbehörde abgedeckt. 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 können in diesem Bericht die außerhalb Luxemburgs gelegenen Einflüsse aus Gasproduktion und Gasspeicherung für die Versorgungssicherheit in Luxemburg nur verkürzt behandelt und nicht detailliert untersucht werden. 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 der Rahmenbedingungen durch Maßnahmen in Luxemburg selbst nur sehr eingeschränkt beeinflusst werden können. Für die Stufen 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 während der Lieferengpässe aus Russland um den Jahreswechsel 2008/2009 spricht dafür, dass den Unternehmen dies derzeit gut gelingt.

2.1 Aktuelle Versorgungssituation

In diesem Abschnitt wird die heutige Versorgungssituation in Luxemburg auf Basis der Berichte und Datenübermittlungen der Netzbetreiber dargestellt. Bild 2.1 zeigt die Verbindungspunkte zu Belgien, Deutschland und Frankreich an das europäische Gasverbundnetz.



Bild 2.1: Kartographische Darstellung der Versorgungssituation Luxemburgs
(Quelle: Creos)

Im Großherzogtum Luxemburg selbst gibt es keine eigene Förderung von Erdgas. Der Import findet über die vier in jeweils mit einem Punkt gekennzeichneten Grenzkuppelstellen statt. Zu Deutschland liegt die Anknüpfung in Remich, nach Belgien in Pétange und Bras, zu Frankreich ist der Koppelpunkt in Esch/Alzette. Über diese Grenzkoppelpunkte und die Transitländer Belgien, Deutschland und Frankreich erfolgt der Zugang Luxemburgs zu den Beschaffungsquellen für Erdgas im europäischen Verbundnetz insgesamt, unter dessen Hauptlieferländern Norwegen, Russland, Katar und die Niederlande zu nennen sind.

Ausweislich der Berichterstattung von Creos TSO ist die Bedarfsdeckung in der Vergangenheit stets sichergestellt gewesen und Versorgungsunterbrechungen oder Engpässe sind an keiner Stelle berichtet worden.

Die Aufteilung und Entwicklung der Nachfrage nach Erdgas in Luxemburg zeigt Bild 2.2.

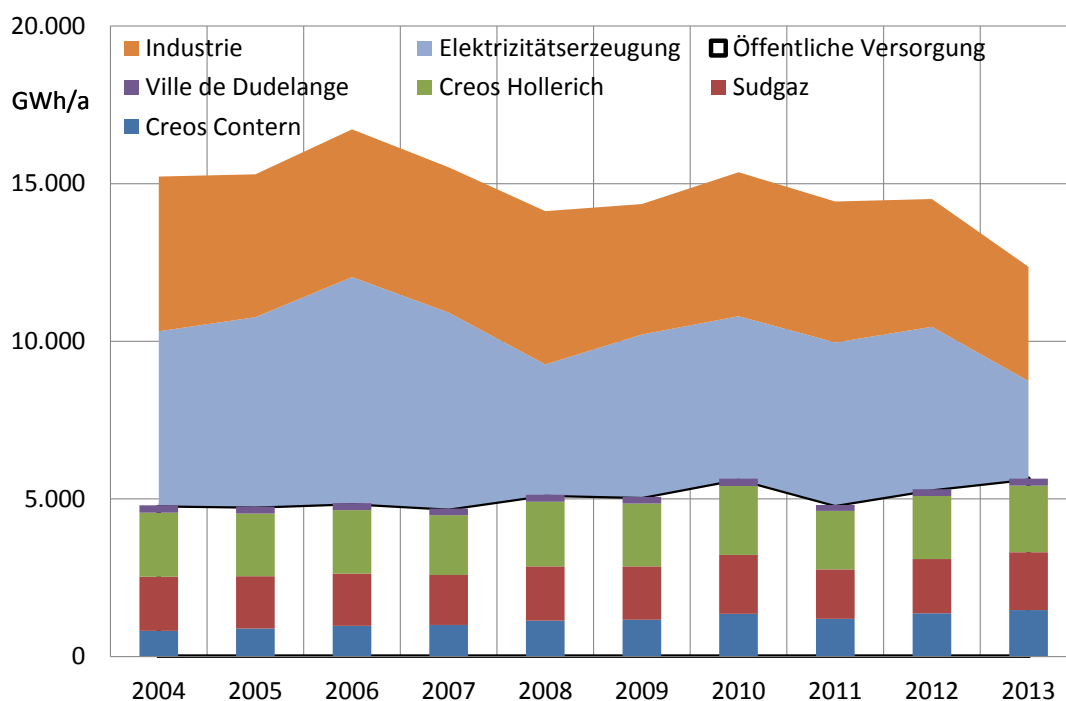


Bild 2.2: Entwicklung der Erdgasnachfrage nach Sektoren

Bild 2.2 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. Deutliche Veränderungen in der Gesamtabnahme ergeben sich durch den Einsatz von Erdgas für die Erzeugung elektrischer Energie, die mit etwa 40 % einen sehr hohen Anteil der insgesamt in Luxemburg verbrauchten Erdgasmenge aufweist. Zusätzlich ist zu sehen, dass der Verbrauch für die Stromerzeugung in 2013 deutlich

abgenommen hat und den niedrigsten Stand seit 10 Jahren aufweist.¹ Hierdurch sinkt auch der insgesamt jährliche Erdgasverbrauch auf den niedrigsten Stand seit 2004. Der Verbrauch in der Industrie war in den letzten Jahren ebenfalls rückläufig, während das Verbrauchsniveau in der öffentlichen Versorgung als über die Jahre relativ konstant angesehen werden kann, innerhalb des betrachteten Zeitraums aber ebenfalls Schwankungen unterlag (bspw. durch eine Temperaturabhängigkeit).

2.2 Höhe der Netzkapazitäten und Zustand der Netze

Auf Grundlage der von den Netzbetreibern bereitgestellten Daten und Informationen, insbesondere hinsichtlich der Abschnitte und Datenübermittlungen zu Netzstatistik und -alterstruktur, ergibt sich das im Folgenden beschriebene Bild für den Status quo.

Eine Auswertung der zeitlichen Entwicklung und der Zukunftsperspektiven wird in den jeweiligen Abschnitten des Kapitels 4 vorgenommen.

2.2.1 Transportnetz

Die maximale technische Einspeisekapazität in das luxemburgische Gastransportnetz beträgt nach Angaben von Creos TSO

- aus Deutschland (Remich) 190.000 Nm³/h,
- aus Belgien (Bras und Pétange) 180.000 Nm³/h und
- aus Frankreich 20.000 Nm³/h.

Diese heutige tatsächliche Nutzbarkeit dieser gesamten *technischen* Einspeisekapazität von 390.000 Nm³/h ist, abhängig vom betrieblichen Einspeisedruck an den Grenzstationen sowie von den Durchflussverhältnissen im luxemburgischen Transportnetz, eingeschränkt. *Aktuell* sind die fest zugesicherten Einspeisekapazitäten durch die betrieblichen Drücke nach Angaben von Creos TSO auf die folgenden Maximalwerte begrenzt:

¹ Hintergrund sind maßgeblich die niedrigen Preise am europäischen Strommarkt, die den Einsatz von Gaskraftwerken in weiten Teilen des Jahres unwirtschaftlich machen.

- in Remich (aus Deutschland): 150.000 Nm³/h bei 30 bar
- in Bras (aus Belgien): 90.000 Nm³/h bei 32 bar
- in Pétange (aus Belgien): 50.000 Nm³/h bei 27 bar .

Die Übergabestelle aus Frankreich speist mit einer begrenzten Kapazität von 20.000 Nm³/h in ein untergeordnetes PN25-Netz ein und steht daher nur für die Versorgung eines eng begrenzten Teils des Großherzogtums zur Verfügung.

Die aktuelle sicher zur Verfügung stehende Einspeisekapazität summiert sich damit insgesamt zu 290.000 Nm³/h bei Mindestdrücken. Der historische Höchstlastfall liegt bei 297.000 Nm³/h und damit über den 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 kann².

Der Verbrauch im historischen Höchstlastfall setzt sich wie folgt aus den einzelnen Verbrauchergruppen zusammen:

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

Creos geht zusätzlich von einem Anstieg der Spitzenlast um etwa 12 % bis 2025 in den Verteilungsnetzen aus. Somit ergibt sich unabhängig der Bedarfsentwicklung in der Industrie und der GuD-Anlage die Notwendigkeit für Creos, die unterbrechbaren Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten weiter abzusichern.

Daher hat Creos in der Vergangenheit Verhandlungen mit Open Grid Europe (Deutschland) aufgenommen, die zu einer Anhebung der vermarktaren nicht-unterbrechbaren Kapazitäten

² Der Netzpuffer beträgt ungefähr 340.000 Nm³ und kann somit den historischen maximal std. Gasabsatz für etwa 70 Minuten (ohne sonstige Importe) bedienen.

am Grenzübergangspunkt Remich von 100.000 Nm³/h auf 150.000 Nm³/h geführt haben. Zusätzlich wurde in 2013 ein Abkommen zwecks Erhöhung des Vertragsdruckes von 27 bar auf 32 bar am Grenzübergangsposten Bras mit Fluxys (Belgien) unterzeichnet. Infolge dieser Druckerhöhung können ab dem 1 Januar 2014 zusätzliche Transportkapazitäten in Höhe von 30.000 Nm³/h in Bras vermarktet werden.

Creos TSO hat zusätzlich die Kapazitätsprodukte in den letzten beiden Jahren angepasst: Es war den Händlern in der Vergangenheit möglich, zwischen folgenden drei verschiedenen Produkten zu wählen:

- fest zugesicherte (nicht-unterbrechbare) Kapazitäten
- unterbrechbare Kapazitäten N1 (Wahrscheinlichkeit der Unterbrechung sehr gering (< 2%))
- unterbrechbare Kapazitäten N2

Das Produkt der unterbrechbaren Kapazitäten N1 wurde im Zuge der Neuverhandlungen mit den vorgelagerten Netzbetreibern abgeschafft, so dass Händler jetzt ausreichend fest zugesicherte, nicht-unterbrechbare Kapazitäten buchen können. Durch diese Verhandlungen liefert Creos einen nachhaltigen Beitrag zur Versorgungssicherheit, ohne entsprechende Netzausbaumaßnahmen tätigen zu müssen.

Aktuell steht Creos mit Fluxys in Verhandlungen zur Erhöhung der nicht-unterbrechbaren Kapazität an den Grenzübergangspunkten Bras und Pétange im Zuge der Marktintegration. Durch eine weitere Absicherung der Mindestdrücke soll die Kapazität an jeweils beiden Grenzübergangspunkten um weitere 20.000 Nm³/h erhöht werden. Nach Angaben von Creos TSO soll diese Kapazität spätestens Ende 2015 dem Markt zur Verfügung stehen. Im Rahmen dieser Neuverhandlungen erfolgt parallel eine Abwandlung der Rahmenparameter bei der Buchung der Kapazitäten: So wird diese zukünftig nicht mehr durch die Händler, sondern durch Creos TSO selbst gebucht. Damit geht auch die Verantwortung zur Absicherung der Grenzübergangskapazitäten von den Händlern an Creos über.

Die Erhöhung der fest-zugesicherten Übertragungskapazität an den Grenzübergangspunkten Bras und Pétange wird zukünftig zusätzlich die (n-1)-Kapazität (verbleibende Summenkapazität aller Grenzübergangspunkte bei Ausfall der Verbindung mit der höchsten Kapazität) erhöhen, wenn die Kapazität entsprechend von Remich auf Bras und Pétange umgebucht wird. So würde sich die aktuelle (n-1)-Kapazität von derzeit 140.000 Nm³/h (Ausfall Remich) um 40.000 Nm³/h auf 180.000 Nm³/h erhöhen. Laut Creos TSO ist diese

Kapazität ausreichend, um die geschützten Kunden im Fehlerfall unterbrechungsfrei versorgen zu können.

Dies gilt unabhängig von der Frage der Stilllegung oder des Weiterbetriebs des GuD-Kraftwerks Twinerg.

Das Transportnetz besteht aus ca. 410 km Hochdruckleitungen (300 km Stahlleitungen und 110 km Leitungen aus Polyethylen – PE). Des Weiteren existieren im Transportnetz insgesamt 132 Verteilerstationen zu nachgelagerten Netzen.

Die von Creos übermittelten Daten ermöglichen es, die Investitionsverläufe der Vergangenheit zu analysieren, die bereits in ihrer Gesamtheit eine Einschätzung des Netzzustands und der zukünftigen Investitionsanforderungen erlauben. Dies zeigt nachfolgend Bild 2.3 für das Gastransportnetz (Quelle: Creos TSO):

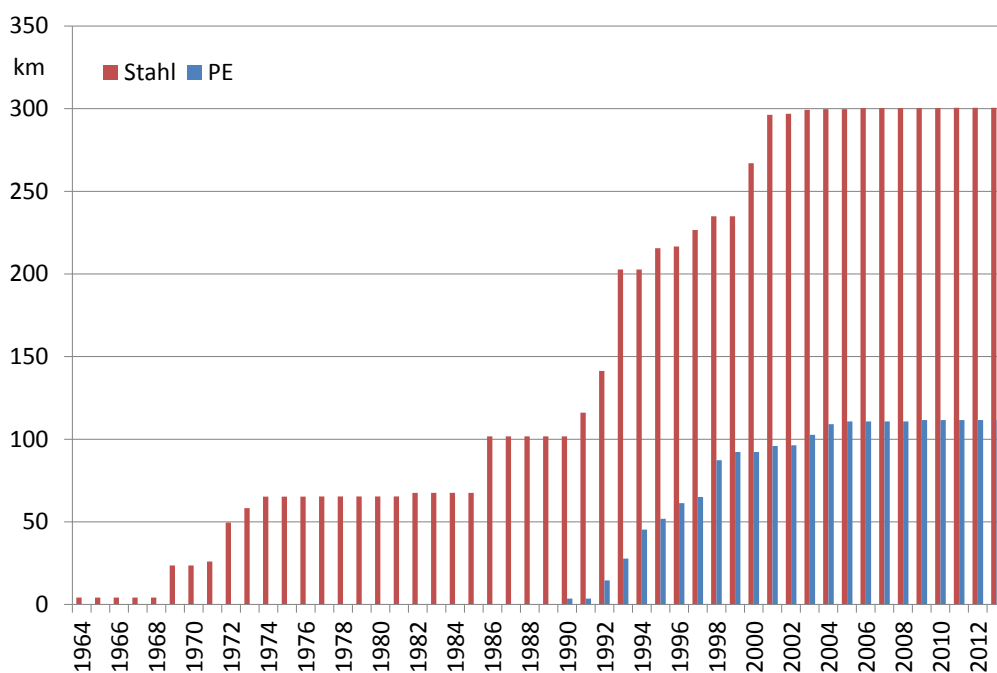


Bild 2.3: Entwicklung des Gastransportnetzes nach Rohrleitungsmaterialien

Aus Bild 2.3 ist erkennbar, dass in den letzten Jahren nur noch kleinere Erweiterungen vorgenommen wurden (unveränderte Säulenhöhen), und die Mengengerüste nahezu konstant sind. Da der Ausbau der Hauptstränge laut Creos TSO abgeschlossen ist, werden aktuell und zukünftig nur noch geringfügige Erweiterungen der Nebenstränge vorgenommen, sodass auch für die nächsten Jahre nicht mit deutlichen Änderungen der aggregierten Rohrleitungslängen zu rechnen ist. Insbesondere in den letzten beiden Jahren wurden keine zusätzlichen Hochdruckleitungen in Betrieb genommen, wodurch die Aussagen zur Versorgungssicherheit

zu großen Teilen aus dem Vorgängerbericht übernommen werden können. Auf Veranlassung der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber kann es allerdings auf Nebensträngen, beispielsweise durch Ansiedlung neuer Kunden und Netzerweiterungen im Verteilungsnetz zu Engpässen sowohl im Verteil- als auch im Transportnetz kommen. Creos TSO wirkt diesen Engpässen durch die Inbetriebnahme neuer Übergabestationen und durch Netzverstärkungen und -erweiterungen gezielt entgegen und gewährleistet somit langfristig die Versorgungssicherheit in Luxemburg. Die konkreten Projekte der Netzverstärkungen und -erweiterungen liegen vor und erscheinen bedarfsgerecht.

Seit Beginn der 90er-Jahre werden neben Stahl- auch PE-HD-Leitungen verlegt.

Aus der Darstellung in Bild 2.3 lässt sich weiterhin die *Altersstruktur* des Gastransportnetzes und als *vereinfachte Alterskennziffer* das Durchschnittsalter³ ableiten. Bild 2.4 zeigt die Altersstruktur im Detail (Quelle: Creos TSO).

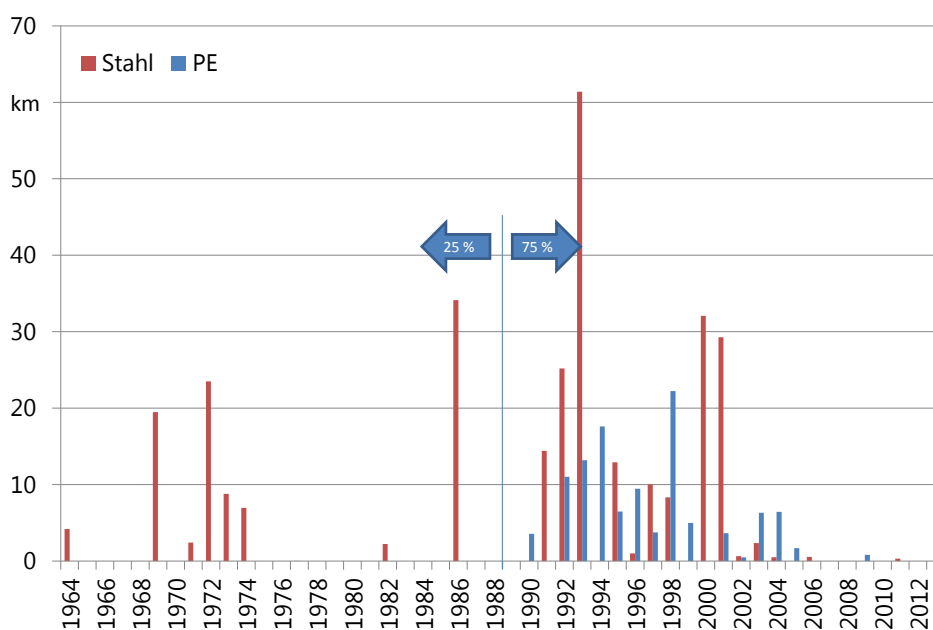


Bild 2.4: Altersstruktur des Gastransportnetzes

³ Eine Unterscheidung, Gewichtung und Datenanalyse für verschiedene Betriebsmittel und Zusammenführung über eine komplexere Alterskennziffer ist hier nicht erforderlich, da die Mehrheit der Betriebsmittel des Gastransportnetzes noch in einem Altersbereich liegt, in dem noch nicht von einer deutlich erhöhten Störanfälligkeit auszugehen ist.

Die Analyse der in Bild 2.4 dargestellten Daten zeigt, dass ca. 75 % des Netzes (310 km von 412 km) nach 1990 errichtet wurde und somit jünger als 25 Jahre ist. Für das Gesamtnetz beträgt das Durchschnittsalter (vereinfachte Alterskennziffer) bei einem längengewichteten Mittelwert **22 Jahre** für das Rohrleitungsnetz; bei einer Kostengewichtung mit den Anschaffungs- und Herstellungskosten ergibt sich ein Mittelwert von **19 Jahren** für die gesamte Transportnetzinfrastruktur, bei einem Referenzjahr von 2013.

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

2.2.2 Verteilungsnetze

Für die Verteilungsnetze ist die Angabe von summarischen Kapazitätswerten bedingt sinnvoll, da diese räumlich und zeitlich sehr unterschiedlich genutzt werden können und sich in der Gesamtnutzung erhebliche Saldierungseffekte einstellen. Das Gesamtvolumen, das im Jahr 2013 über die Verteilungsnetze in Luxemburg verteilt wurde, lag bei rund 500 Mio. Nm³.

Die Verteilungsnetze verfügen insgesamt über etwa 86.600 Netzanschlusspunkte mit einer über die Verteilungsnetze zeitungleichen Höchstlast von 1.500 MW. Entsprechend bewegen sich die Benutzungsdauern in einem relativ engen Bereich um 3.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Die Netzlängen belaufen sich auf insgesamt 2.670 km, wovon 560 km auf der Mitteldruck- und etwa 2.100 km auf der Niederdruckebene verbaut sind. Daneben sind rund 740 Stationen für Druckregelung und/oder Messung in Luxemburg installiert, 713 davon in der Mitteldruckebene

Die nachfolgende Darstellung Bild 2.5 zeigt die Entwicklung der Verteilungsnetzinfrastruktur im Überblick über alle Verteilungsnetze; dabei ist zu erkennen, dass der wesentliche Aufbau erst nach den 1980-er Jahren stattgefunden hat:

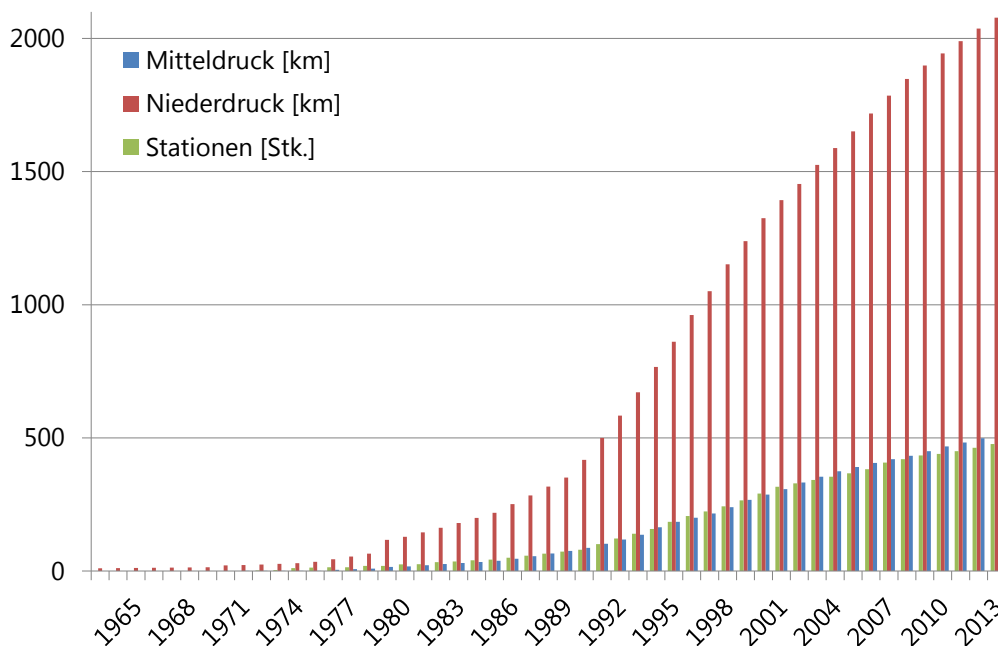


Bild 2.5: Entwicklung der Gasverteilungsnetze

Diese zeitliche Entwicklung zeigt sich auch in der Altersstruktur des Gasverteilungsnetzes, die in Bild 2.6 dargestellt ist:

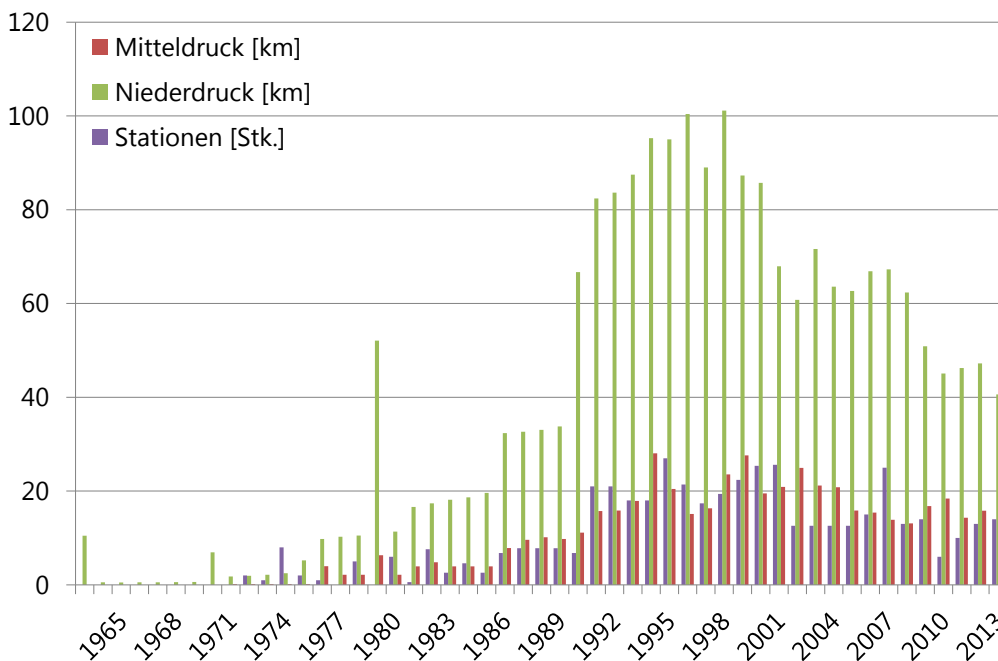


Bild 2.6: Altersstruktur der Gasverteilungsnetze

Durch Mittelwertbildung lässt sich aus der detaillierten Darstellung in Bild 2.6 als vereinfachte Alterskennziffer das Durchschnittsalter⁴ ableiten. Erkennbar ist, dass durch den erheblichen Ausbau mit Beginn der 1990-er Jahre der weit überwiegende Teil der Verteilungsnetze jünger als 25 Jahre ist. Für die Gesamtheit der Verteilungsnetze beträgt das Durchschnittsalter bei einem mengengewichteten Mittelwert **14 Jahre** für die Mitteldruckrohrleitungen, **16 Jahre** für die Niederdruckrohrleitungen und **15 Jahre** für die Stationen. Bei einer Kostengewichtung ergibt sich ein Mittelwert von **16 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 Anlagezustand ausgegangen werden.

⁴ 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 Entwicklung der Versorgung

Die Berichterstattung geschieht nachfolgend für die kommenden Jahre und Jahrzehnte zusammengefasst, wobei konkrete Ausblicke auf einen 5-Jahres- und einen 15-Jahres-Horizont beinhaltet sind.

3.1 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 stellen eine grundsätzlich nachvollziehbare Planungsgrundlage für die nächsten Jahre dar, die allerdings einer regelmäßigen Überprüfung und ggf. auch Korrektur bedarf.

Wie bereits in Abschnitt 2 analysiert, weisen die sektoralen Verbräuche der öffentlichen Versorgung und des industriellen Gasverbrauchs nur geringe, im Wesentlichen durch Temperatureinflüsse verursachte Schwankungen in den vergangenen Jahren auf. Über die nächsten Jahre geht Creos von einem konstanten Wachstum der Erdgasnachfrage in den Verteilnetzen aus. Insgesamt soll bis 2025 der jährliche Absatz um etwa 12 % zunehmen. Dieser Wachstumsprognose ist inbegriffen, dass auch die stündliche Spitzenlast in einer vergleichbaren Größenordnung ansteigen wird.

Demgegenüber sind die Erwartungen bei der Entwicklung des Industrieverbrauches deutlich zurückhaltender: In den letzten Jahren ist der jährliche Verbrauch der Industrie im Mittel zurückgegangen und befand sich in 2013 rund 26 % unter dem historischen Wert von 2004. Vergleichbar zum Verbrauch in der öffentlichen Versorgung sind auch bei der Industrie jährliche Schwankungen, induziert durch exogene Parameter, zu beobachten. Für die Zukunft geht Creos auf der Basis der historischen Entwicklungen und der derzeit bekannten Perspektiven von einem gleichbleibenden Lastniveau (Referenzjahr 2012) für die kommenden Jahre aus.

Der Einsatz von Erdgas für die Elektrizitätsversorgung wird hauptsächlich von den Entwicklungen auf dem Stromsektor und insbesondere der Entwicklung der Stromerzeugung und –nachfrage und den daraus resultierenden Strompreisen am Großhandelsmarkt geprägt. Durch die in den letzten Jahren forcierte Förderung der erneuerbaren Energieträger in

Gesamteuropa und insbesondere in Deutschland, ist eine beschleunigte Abnahme des Niveaus der Strom-Großhandelspreise zu beobachten, das sich auch reduzierend auf den Einsatz der GuD-Anlage in Luxemburg auswirkt. Laut Creos ist der jährliche Gasverbrauch der GuD-Anlage in 2013 bereits um 50 % niedriger ausgefallen als in vergleichbaren zurückliegenden Jahren. Da die aktuelle Entwicklung im Stromsektor nicht als kurzfristiges Phänomen, sondern als zumindest mittelfristiger Trend anzusehen ist, kann in den nächsten Jahren von einem weiteren reduzierten Einsatz der GuD-Anlage ausgegangen werden. Creos geht in seinen aktuellen Planungen davon aus, dass ab 2016 keine Kapazitäten für das GuD-Kraftwerk Twinerg gebucht werden müssen, da dieses angekündigt hat, ab dem 1. Oktober 2015 den Betrieb eventuell einzustellen. Entsprechend würden sich die jährliche Gasnachfrage und die stündliche Spitzenlast verringern.

Insgesamt steht somit einem antizipierten steigenden Verbrauch in der öffentlichen Versorgung ein deutlicher Nachfragerückgang in der Stromerzeugung gegenüber, was zu einer in Summe langfristigen Verringerung der Gesamtnachfrage führt. Dieser Zusammenhang ist auch im folgenden Diagramm erkenntlich.

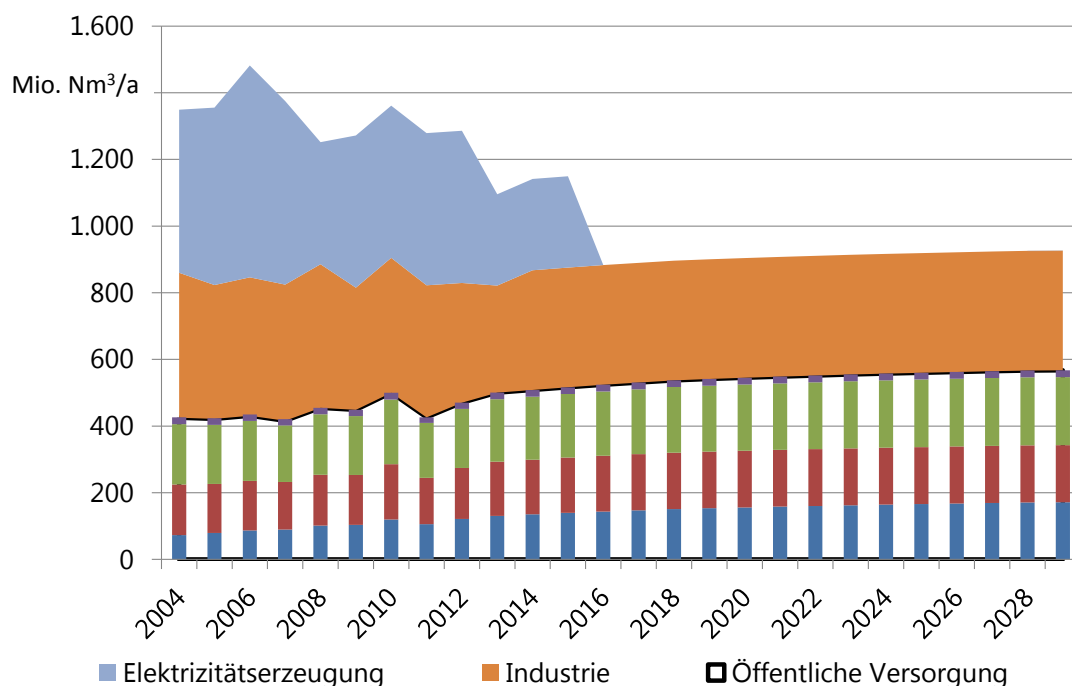


Bild 3.1: *Vergangene und erwartete Entwicklung der Erdgasnachfrage nach Sektoren*⁵

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.

⁵ Eigene Darstellung auf Basis von Angaben von Creos TSO. Für das GuD-Kraftwerk Twienerg wird nach der Stilllegung kein Verbrauch mehr angesetzt. Allerdings können sich durch die Sicherstellung der Versorgungssicherheit im belgischen Stromsystem auch zukünftig noch geringe Einsatzzeiten – und damit Verbrauchsmengen – ergeben.

3.3 Möglichkeiten der Gasspeicherung

Luxemburg verfügt nicht über inländische Gasspeicher. Dies ist bedingt durch die geologischen Voraussetzungen, die an räumlich entfernten Standorten besser geeignet 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. Darüber hinaus werden in den genannten Ländern weitere Speicherkapazitäten errichtet, wie beispielsweise aus Projektberichten zur Kapazitätserweiterung oder -neuschaffung in Loenhoet und Zeebrugge (Belgien), Bergermeer und Groningen (Niederlande) zu erkennen ist.

Diese physische Speicherkapazität der in relativer geografischer Nähe zu Luxemburg liegenden und über Gasfernleitungen gut verbundenen Gasspeicher zeigt in Verbindung mit weiteren Ausbauten, 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.

Die technische Erreichbarkeit grundsätzlich verfügbarer Speicherkapazitäten muss allerdings durch die entsprechenden Leitungskapazitäten sichergestellt werden, wie nachfolgend in Kapitel 4 erörtert.

4 Entwicklung der Gasversorgungsnetze

Die Datenübermittlungen der Netzbetreiber und – soweit vorliegend – die Berichte der Netzbetreiber zu ihren 10-Jahres-Planungen werden hier zusammengefasst und ausgewertet. Dabei werden Alter und Zustand der Netze einerseits sowie Abschreibungen und Investitionen andererseits ins Verhältnis gesetzt.

4.1 Transportnetz

4.1.1 Angemessenheit und Bedarfsentwicklung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten

Auf Basis der von den Netzbetreibern übermittelten Berichte und Daten sowie einer Auswertung von öffentlich verfügbaren Informationen sind weder für die Entwicklung des Bedarfs noch des Aufkommens von Erdgas erhebliche Veränderungen zu erwarten.

Ausgehend von den derzeit verfügbaren *betrieblichen* Einspeisekapazitäten und den existierenden *technischen* Einspeisekapazitäten zeigt Tabelle 1 die bestehenden Kapazitätsreserven.

Einspeisung aus	Aktuell fest verfügbare betriebliche Einspeisekapazität	Maximale technische Kapazität	Differenz
Belgien	140.000 Nm ³ /h	180.000 Nm ³ /h	40.000 Nm ³ /h
Deutschland	150.000 Nm ³ /h	190.000 Nm ³ /h	40.000 Nm ³ /h
Frankreich	0.000 Nm ³ /h	20.000 Nm ³ /h ⁶	20.000 Nm ³ /h
Summe	290.000 Nm ³ /h	390.000 Nm ³ /h	100.000 Nm ³ /h

Tabelle 1: *Aktuell verfügbare und maximale technische Einspeisekapazitäten*

Die Werte beruhen auf den Angaben von Creos TSO und ergeben in Kombination mit der prognostizierten Entwicklung der Kapazitätsanforderungen basierend auf unveränderten Benutzungsdauern über die nächsten Jahre die nachfolgende Gegenüberstellung:

⁶ Einspeisung in nachgelagertes Netz, keine festen Kapazitäten verfügbar.

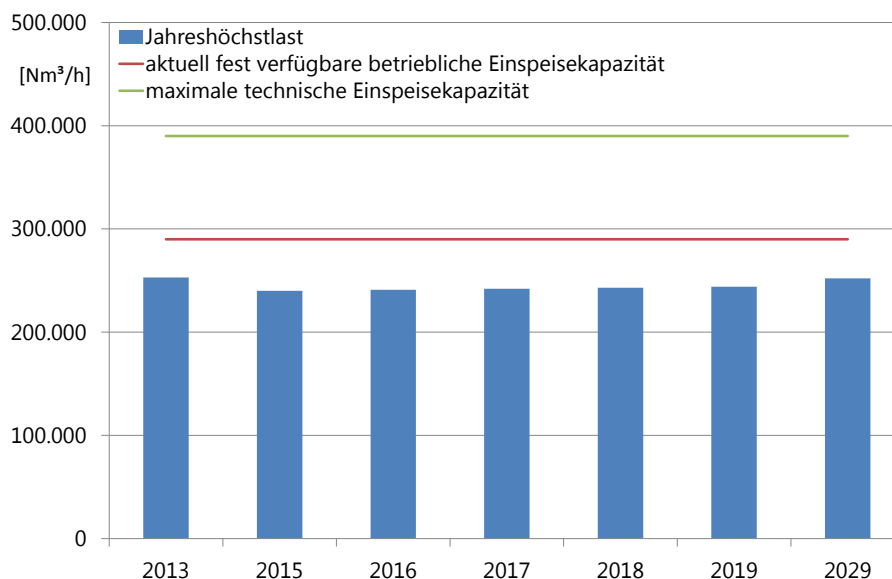


Bild 4.1: Entwicklung der Jahreshöchstlast und der Einspeisekapazitäten⁷

Im Vergleich zu den vergangenen Jahren hat Creos TSO Vertragsanpassungen mit den ausländischen TSOs vorgenommen und die fest verfügbare betriebliche Einspeisekapazität erhöht. Durch den antizipierten Wegfall der Erdgasnachfrage zur Stromerzeugung, kann die Jahreshöchstlast heute und in Zukunft mit den sicher verfügbaren Importkapazitäten gedeckt werden. Voraussetzung ist, dass Creos TSO auch in den nächsten Jahren das Niveau der sicher verfügbaren Importkapazität beibehält, wie in der Grafik unterstellt.

Aktuell liegt die Verantwortung zur Reservierung von Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten bei den Händlern. Diese optimieren ihren Bedarf nach betriebswirtschaftlichen Kriterien und unterscheiden sich somit vom Übertragungsnetzbetreiber, der stets die gesamte Kapazität vermarkten möchte. Durch den Markt nicht gebuchte Restkapazität könnte der vorgelagerte Netzbetreiber an einen anderen seiner Grenzübergangspunkte verlagern und stünde de facto nicht mehr für das luxemburgische Netz zur Verfügung. Aktuell ist dieser Zusammenhang insbesondere durch die drohende Stilllegung des GuD-Kraftwerkes relevant, da Creos die für den Betrieb des GuD-Kraftwerkes notwendige Kapazität nicht mehr buchen könnte. Durch die bereits oben erläuterte geplante Einführung der Marktintegration in 2015 wird Creos allerdings für die

⁷ Durch die mögliche Stilllegung des GuD-Kraftwerkes Twinerg sinkt die antizipierte Jahreshöchstlast in den nächsten Jahren ab.

Buchung der Kapazitäten verantwortlich sein, wodurch auch das Risiko auf Creos übergehen wird.

Neben der Gegenüberstellung der vertraglich gesicherten Leistung und der Höchstlast muss Creos zusätzlich sicherstellen, dass bei Ausfall eines Betriebsmittels (sogenannter n-1-Fall) sämtliche geschützte Kunden weiterhin unterbrechungsfrei versorgt werden können. Die aktuelle Spitzenlast der geschützten Kundengruppe beträgt laut Creos etwa 140.000 Nm³/h. Der für die Gasversorgung kritischste Betriebsmittelausfall stellt die Verbindung am Grenzübergangspunkt Remich (Deutschland) dar. Durch die seit 2014 zusätzlich verfügbaren nicht-unterbrechbaren Kapazitäten zur Verbindung zu Fluxys (Belgien) kann Creos heute sämtliche geschützten Endkunden im n-1-Fall unterbrechungsfrei versorgen. In dieser Betrachtung ist die Industrie nicht enthalten, da diese nicht als geschützter Kunde kategorisiert wird.

Bei einem zukünftigen Anstieg der Höchstlast der geschützten Kundengruppe wird die aktuell gesicherte n-1-Kapazität nicht mehr ausreichen. Daher steht Creos momentan in Verhandlungen mit dem belgischen Netzbetreiber Fluxys, um im Rahmen einer grenzüberschreitenden Marktintegration eine Kapazitätserhöhung von weiteren 40.000 Nm³/h zu generieren. Dies kann durch eine beiderseitige Druckabsicherung an den Grenzübergangsstellen gewährleistet werden. Das Projekt soll bis Ende 2015 umgesetzt sein.

Eine Kapazitätserhöhung in Form von der Inbetriebnahme neuer Rohrleitungen ist aktuell nicht geplant.

4.1.2 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung

Eine Bewertung der geplanten Investitionen im Verhältnis zur Anlagenaltersstruktur und den laufenden Abschreibungen kann neben der oben erwähnten Alterungskennzahl (Abschnitt 4.1) eine Bewertung des investiven Verhaltens des Netzbetreibers ermöglichen. Die von den Netzbetreibern übermittelten Daten erlauben nach Anlagengütergruppen getrennt eine Analyse und basierend hierauf die Entwicklung eines Referenzverlaufs der künftigen Investitionen, indem ein übliches Reinvestitionsverhalten auf Basis realistischer technisch-wirtschaftlicher Nutzungsdauern (40 Jahre) und zu entsprechend angepassten Preisen unterstellt wird. 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, dass die Anlagengüter durchschnittlich in einem Zeitraum von fünf bis zehn Jahren nach Ablauf ihrer üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer zu gleichen Wiederbeschaffungswerten ersetzt werden. 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 40 Jahre angenommen; Praxiserfahrungen zeigen aber, dass auch deutlich höhere Werte erreicht werden können, ohne dass damit die Betriebssicherheit zwingend beeinträchtigt sein müsste. Entsprechend hat z.B. Creos TSO technische Nutzungsdauern von bis zu 60 Jahren angesetzt.

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.

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 ca. 40 Jahren und damit einem geringeren Wert als von Creos TSO selbst angegeben beruhen. Aufgrund der geschilderten Zusammenhänge sind die daraus abgeleiteten Reinvestitionsvolumina somit tendenziell höher als für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zwingend notwendig⁸.

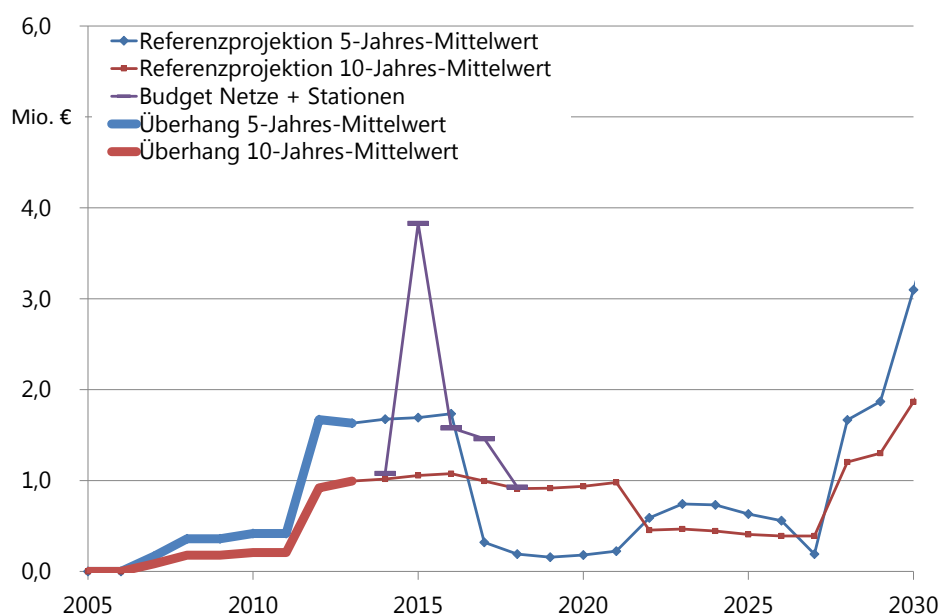


Bild 4.2: Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektion aus dem Anlagenbestand im Transportnetz. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 3,3 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 1,7 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert).

In Kenntnis dieser Zusammenhänge wird aus den Simulationsergebnissen deutlich, dass eine dauerhafte und erhebliche Unterschreitung der Referenzprojektionen durch die von Netzbetreiberseite eingeplanten Investitionsbudgets noch nicht besteht und für die entsprechend den Planangaben seitens Creos TSO überschaubaren Jahre auch nicht zu befürchten ist.

⁸ Bei Ansatz einer Nutzungsdauer von 60 Jahren wären Reinvestitionen im Transportnetzbereich erst ab ca. 2025 notwendig.

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, so weit überprüfbar, umfassend Rechnung tragen und die Nachhaltigkeit der Netzentwicklung auch diesbezüglich plangemäß sicherstellen dürften.

Laut Creos können in den Angaben zu den Netzmengengerüsten auch noch Betriebsmittel enthalten sein, die in den letzten Jahren bereits ausgetauscht wurden. Dies betrifft hauptsächlich Anlagengruppen mit einer geringen technischen Nutzungsdauer. Hierunter fallen insbesondere die Anlagen und Stationen. Creos hat in 2013 etwa 130 T€ in die Erneuerung von Stationen im Transportnetz investiert. Dies entspricht der Größenordnung der Referenzprojektion für Stationen unter Berücksichtigung eines 5-Jahres-Mittelwertes (95 T€).

Unter Berücksichtigung dieser Informationen ist keine Verschleppung von notwendigen Reinvestitionen zu erkennen, die die Versorgungssicherheit und die Nachhaltigkeit des Gastransportnetzes gefährden würde. In einigen Jahren kann im Gegenteil dazu ein die Referenzprojekte überschreitendes Budget festgestellt werden, das dem Abbau von möglichen Überhängen dient und die Nachhaltigkeit des Gastransportnetzes weiter sichert.

4.1.3 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 insbesondere auch aus Versorgungssicherheitserwägungen als ausreichend erscheinen.

4.2 Verteilungsnetze

Hinsichtlich der heutigen Gegebenheiten liegen für die Versorgungssituation in den Verteilungsnetzen die Angaben vor, die aus Sicht der Verteilungsnetze Gültigkeit haben. Ebenso ist durch den schriftlichen Bericht der Creos TSO auch die Sicht des Transportnetzes abgedeckt.

Die Angaben variieren dabei in gewissem Umfang, je nachdem ob die Perspektive aus Sicht des Verteilungsnetzes oder des Transportnetzes wiedergegeben wird, und zwar bei den verschiedenen Unternehmen in unterschiedlichem Maße und auch teilweise unterschiedlicher Richtung. Die Abweichungen betragen aber auch bei den größten auftretenden Einzelfällen keine Größenordnung, sondern liegen in einem Bereich, der bei naturgemäß unsicheren Zukunftsprojektionen nicht ohne weiteres vermeidbar ist. Die Werte können daher für eine Vorausschau der gesamten Entwicklung der Versorgung in Luxemburg zu Grunde gelegt werden, ohne dass es zu Widersprüchen in der Datengrundlage käme.

Zur belastbaren Vorausschau auf die künftige Entwicklung der Gesamtsituation in den Verteilungsnetzen trägt vor allem auch bei, dass die Abweichungen in den einzelnen Verteilungsnetzen gegenüber der Bewertung aus Sicht des Transportnetzes sich zu einem erheblichen Teil gegenseitig kompensieren. Damit sind die Abweichungen in der räumlichen Verteilung zwar nicht völlig ausgeräumt; deren Einflüsse sind aber von untergeordneter Bedeutung.

Die vom Transportnetzbetreiber erwartete Entwicklung in den Verteilungsnetzen ist nachfolgend in Bild 4.3 dargestellt. Die von Creos angenommenen jährlichen Wachstumsraten liegen hierbei zwischen 0,1 und 3,45 % - je nach Verteilnetzbetreiber und Jahr. Der größte relative Wachstum bis 2029 wird mit etwa 31 % im Creos Netz Contern (früher: Netz Luxgaz) vermutet, während die entsprechenden Wachstumsraten für das Creos Netz Hollerich (früher: Netz der Stadt Luxemburg) und für Sudgaz mit 9 und 5,5 % demgegenüber deutlich niedriger angesetzt sind. Ville de Dudelange bleibt nach den Erwartungen von Creos TSO mit einer Wachstumsrate von 1,6 % auf dem heutigen Niveau.

Insgesamt ist somit bis 2020 mit einer Zunahme der Erdgasnachfrage um 9 %, bis 2029 um 13 % im Bereich der öffentlichen Versorgung zu rechnen.

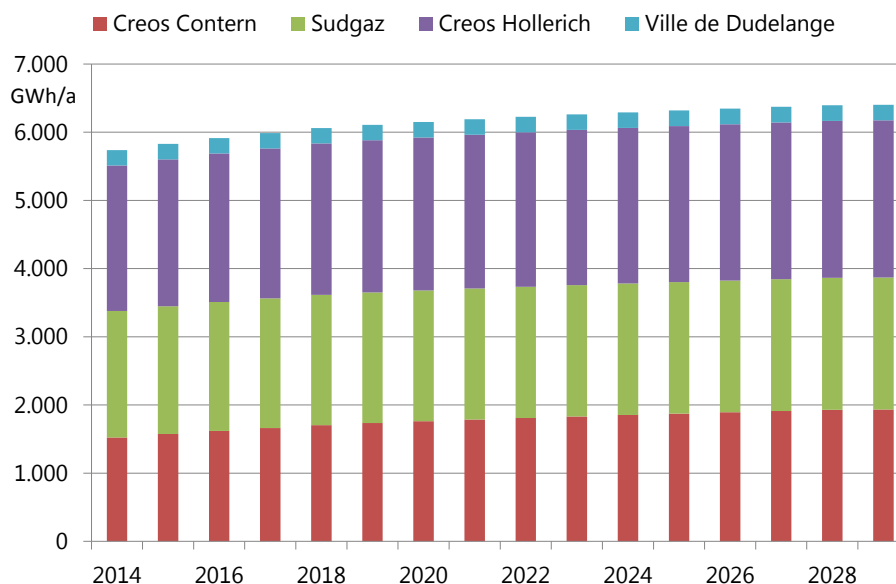


Bild 4.3: Entwicklung der Gasmengen in den Verteilungsnetzen

Die treibenden Faktoren sind hierbei in den eher ländlichen Gebieten zusätzliche Anschlüsse auch durch Ausweitung der Versorgungsgebiete und in den städtischen Gebieten vornehmlich die Zunahme des Verbrauchs wesentlicher Verbrauchergruppen und eine Verdichtung in bestehenden Versorgungsgebieten.

Damit lässt sich als Zwischenfazit festhalten, dass 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. Der Aufschluss ist weitestgehend vollständig abgeschlossen, der Schwerpunkt liegt damit in einer Verdichtung und Arrondierung der Versorgungsgebiete und der Gewährleistung der nachhaltigen Versorgungssicherheit im Bestand.

4.2.1 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung

Auch für die Verteilungsnetze wurde, wie in Abschnitt 4.1.2 für das Transportnetz detailliert erläutert, eine Analyse der von den Netzbetreibern übermittelten Datentabellen nach Anlagengütergruppen getrennt 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 20 Jahre, Leitungen 40 Jahre) unterstellt wurde. 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, dass 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. Die Referenz-Projektionen wurden für das gesamte Anlagevermögen der Netze und Stationen berechnet.

Auch bei den Verteilungsnetzen wird von technischen Nutzungsdauern von 40 Jahren (20 Jahren bei Stationen/Regelanlagen) ausgegangen. Reale Nutzungsdauern können deutlich über diesem Wert liegen, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen Reinvestitionen entsprechend unter den ausgewiesenen Referenz-Projektionen.

Entsprechend bereits für den vergangenen Berichtszeitraum vorgelegter Zeitreihenverläufe der spezifischen Investitionskosten können diese 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 40 Jahren um einen Faktor 2,2 (1,48 bei 20 Jahren) 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 eine technisch-wirtschaftliche Lebensdauer von 40 Jahren (20 Jahren bei Regelanlagen) fortgeschrieben wurden, das Preisniveau durch Multiplikation mit 2,2 (1,48) angehoben wurde und zur Berücksichtigung der Tiefbaukosten bei Leitungen eine nochmalige Multiplikation mit einem Faktor 4 vorgenommen wurde. Nicht aufgenommen wurde hingegen eine Praxis mancher Netzbetreiber, in ihren Planungen zudem von einer – sehr kurzen – Lebensdauer von nur 25 Jahren auszugehen. Eine solche tatsächliche Betriebszeit kann in einigen Fällen auftreten, wenn eine Ersatzinvestition bei günstiger Gelegenheit – beispielsweise bei anstehenden Straßenerneuerungen – mit reduzierten Kosten vorgenommen wird. Eine gegenüber 40 Jahren deutlich verkürzte technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer als allgemein zwingend einzuhaltende Regel anzusetzen, wäre aber nicht sachgerecht, da sie einen zu strengen Prüfmaßstab für die Reinvestitionstätigkeit des Netzbetreibers darstellen würde.

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 4.2 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung:

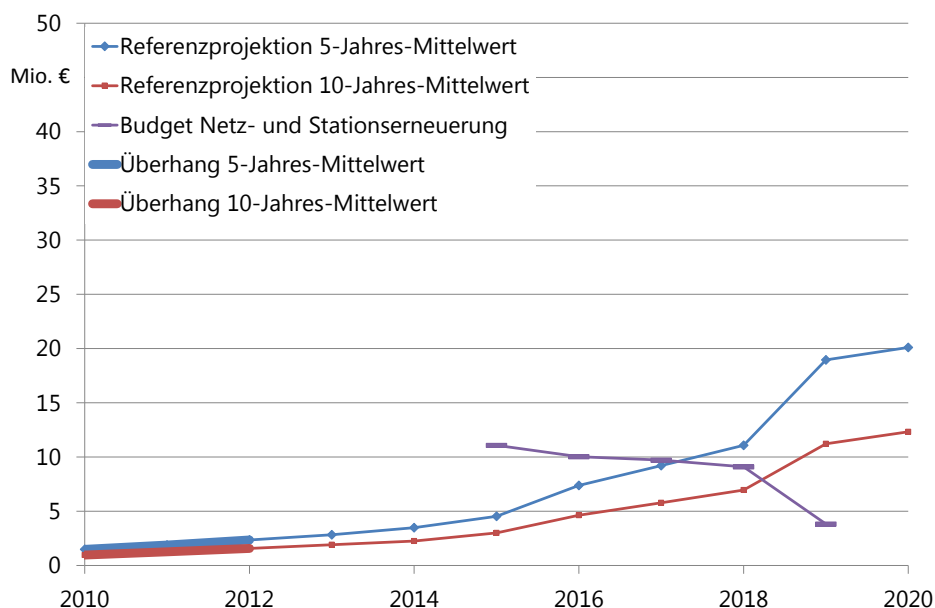


Bild 4.4: Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 13,2 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 8,7 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert).

Die Investitionsplanungen der Verteilungsnetzbetreiber liegen deutlich über der Referenzprojektion, so dass sich diesbezüglich – auch unter Berücksichtigung des bestehenden Überhangs – keine Zweifel an der Gewährleistung der Versorgungssicherheit ergeben. Für die Zukunft ist wegen der allmählich ansteigenden Lebensdauer der Gasverteilungsnetze jedoch mit einem Anstieg des notwendigen Reinvestitionsniveaus zu rechnen.

Für einige Verteilnetzbetreiber ist die Budgetplanung bis 2019 noch nicht abgeschlossen. Dadurch liegt das für 2019 vorgesehene Budget deutlich unter dem Niveau der Vorgängerjahre. Allerdings dürfte hier in den nächsten Jahren noch eine Anpassung erfolgen.

4.2.2 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.