



LE GOUVERNEMENT  
DU GRAND-DUCHÉ DE LUXEMBOURG  
Ministère de l'Économie  
et du Commerce extérieur

# **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

**Juli 2012**



## **Inhalt**

<b>Inhalt</b>	<b>1</b>
<b>1 Einführung</b>	<b>1</b>
<b>2 Beurteilung der Bedeutung und des aktuellen Niveaus der Sicherheit und Qualität der Versorgung</b>	<b>1</b>
2.1 Aktuelle Versorgungssituation	3
2.2 Höhe der Netzkapazitäten und Zustand der Netze	6
2.2.1 Transportnetz	6
2.2.2 Verteilungsnetze	10
<b>3 Entwicklung der Versorgung</b>	<b>13</b>
3.1 Entwicklung der Nachfrage in Luxemburg	13
3.2 Aufkommen	14
3.3 Möglichkeiten der Gasspeicherung	15
<b>4 Entwicklung der Gasversorgungsnetze</b>	<b>16</b>
4.1 Transportnetz	16
4.1.1 Angemessenheit und Bedarfsentwicklung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten	16
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 et du Commerce extérieur 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 5-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. 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. Die Ereignisse um den Jahreswechsel 2008/2009 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 (Quelle: Creos) 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 Bild 2.1 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.

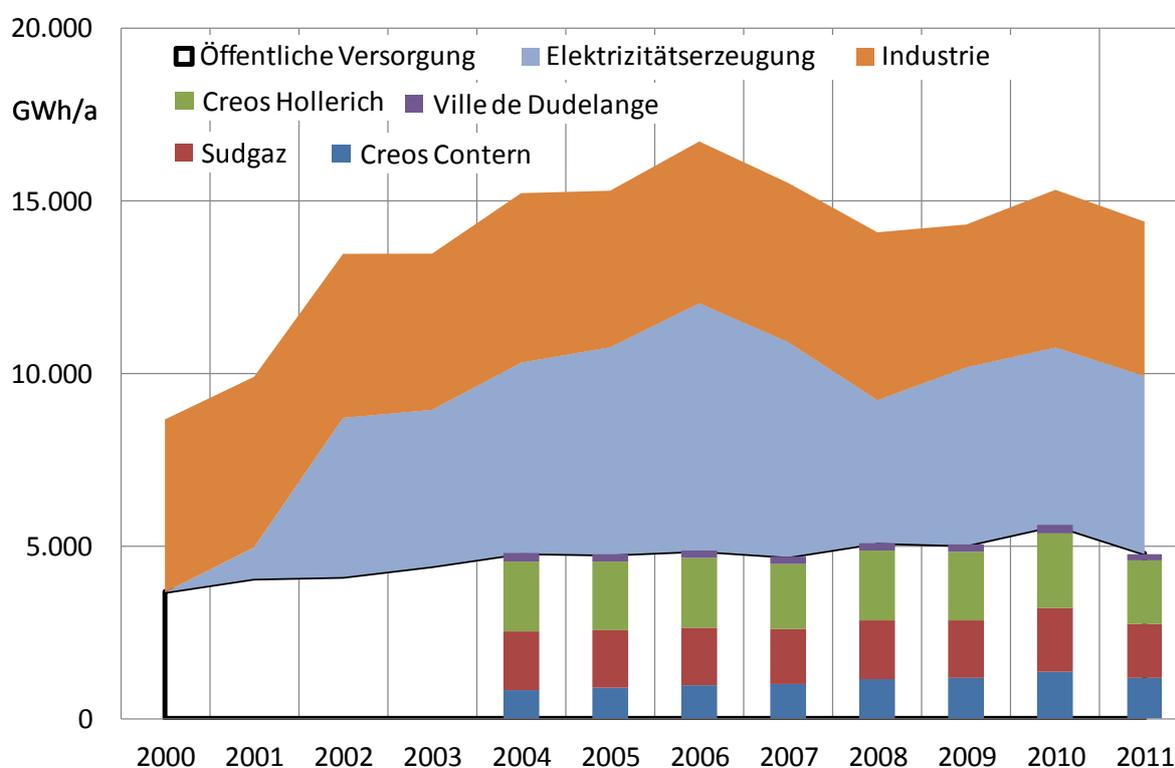


Bild 2.2: Entwicklung der Erdgasnachfrage nach Sektoren

Bild 2.2 zeigt die geringe Volatilität des Verbrauchs in der öffentlichen Versorgung und auch im industriellen Verbrauch sowie in der Aufteilung auf die vier Verteilungsgebiete, die ab 2004 dargestellt sind. Deutliche Veränderungen in der Gesamtabnahme ergeben sich durch den Einsatz von Erdgas für die Erzeugung elektrischer Energie, die beginnend mit 2001 stattfindet und einen sehr hohen Anteil von etwa 40 % der gesamten in Luxemburg verbrauchten Erdgasmenge aufweist. Weiterhin auffällig ist der durch den kalten Winter induzierte Peak der öffentlichen Versorgung für das Jahr 2010. Der Verbrauch in 2011 sinkt

gegenüber diesem Wert wieder deutlich ab, sodass von keinem systematischen Trend ausgegangen werden kann. Für die Zukunft muss dieses Phänomen dennoch aus Gründen der Versorgungssicherheit genauer analysiert und verfolgt werden.

## 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 Nm<sup>3</sup>/h,
- aus Belgien (Bras und Pétange) 180.000 Nm<sup>3</sup>/h und
- aus Frankreich 20.000 Nm<sup>3</sup>/h

Diese heutige tatsächliche Nutzbarkeit dieser gesamten *technischen* Einspeisekapazität von 390.000 Nm<sup>3</sup>/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:

- in Remich (aus Deutschland): 150.000 Nm<sup>3</sup>/h bei 30 bar
- in Bras (aus Belgien): 50.000 Nm<sup>3</sup>/h bei 27 bar
- in Pétange (aus Belgien): 60.000 Nm<sup>3</sup>/h bei 27 bar .

Die Übergabestelle aus Frankreich speist mit einer begrenzten Kapazität von 20.000 Nm<sup>3</sup>/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 260.000 Nm<sup>3</sup>/h bei Mindestdrücken. Der historische Höchstlastfall liegt bei 271.000 Nm<sup>3</sup>/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<sup>1</sup> und
- die die Einspeisekapazitäten übersteigende Ausspeisung für begrenzte Zeit aus dem Netzpuffer bedient werden kann.

Es bleibt dennoch zu bemerken, dass rückblickend, und insbesondere im Gasjahr 2011/2012, die von den Händlern vertraglich fest nominierte Ausspeisekapazität aus dem deutschen Netz in das Transportnetz der Creos bei 98.500 Nm<sup>3</sup>/h lag. Somit lag die vertraglich fest zugesicherte Kapazität aus dem deutschen Netz deutlich unter der möglichen Einspeisekapazität im Transportnetz der Creos am Koppelpunkt Remich.

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

---

<sup>1</sup> Mit einer Wahrscheinlichkeit von etwa 98 % ergeben sich somit zusätzliche 28.000 Nm<sup>3</sup>/h, die zur kurzfristigen Lastdeckung eingesetzt werden können.

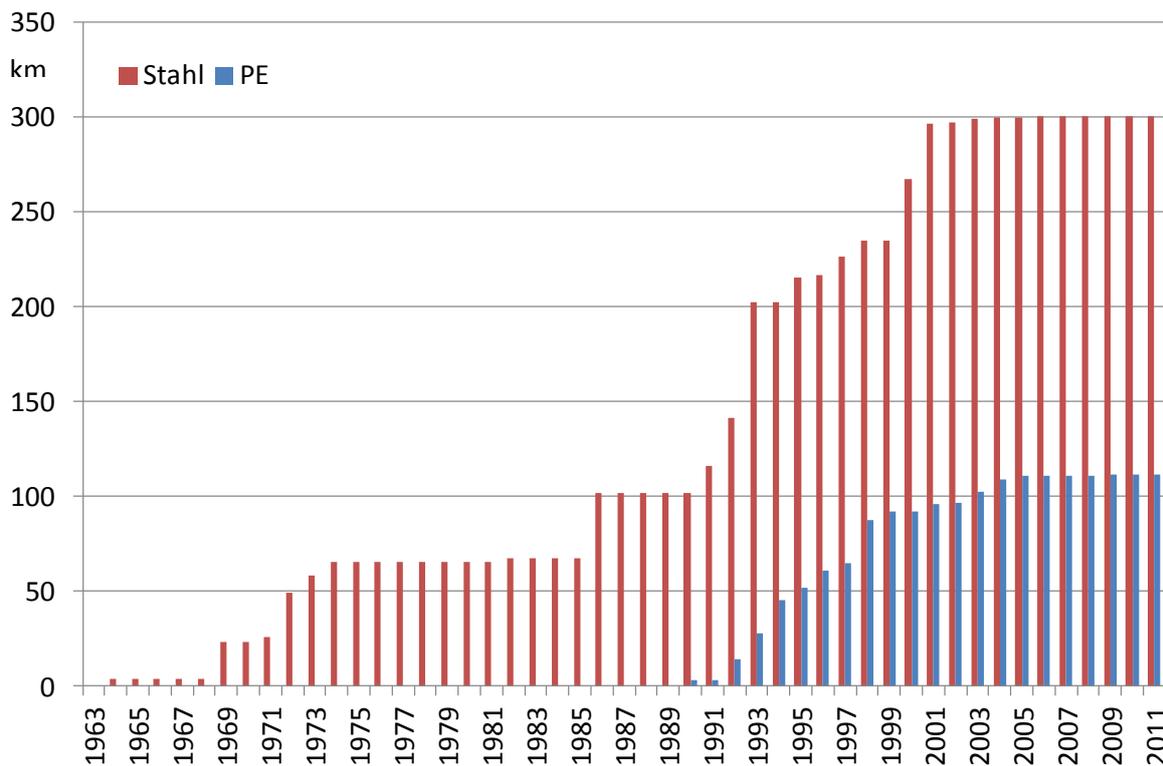


Bild 2.3: Entwicklung des Gastransportnetzes nach Rohrleitungsmaterialien

Aus Bild 2.3 ist erkennbar, dass in den letzten Jahren nur noch kleinere Erweiterungen vorgenommen wurden (unveränderte Säulenhöhen). Der Ausbau der Hauptstränge ist abgeschlossen. 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. 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 Durchschnittsalter<sup>2</sup> ableiten. Bild 2.4 zeigt die Altersstruktur im Detail (Quelle: Creos TSO).

<sup>2</sup> 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.

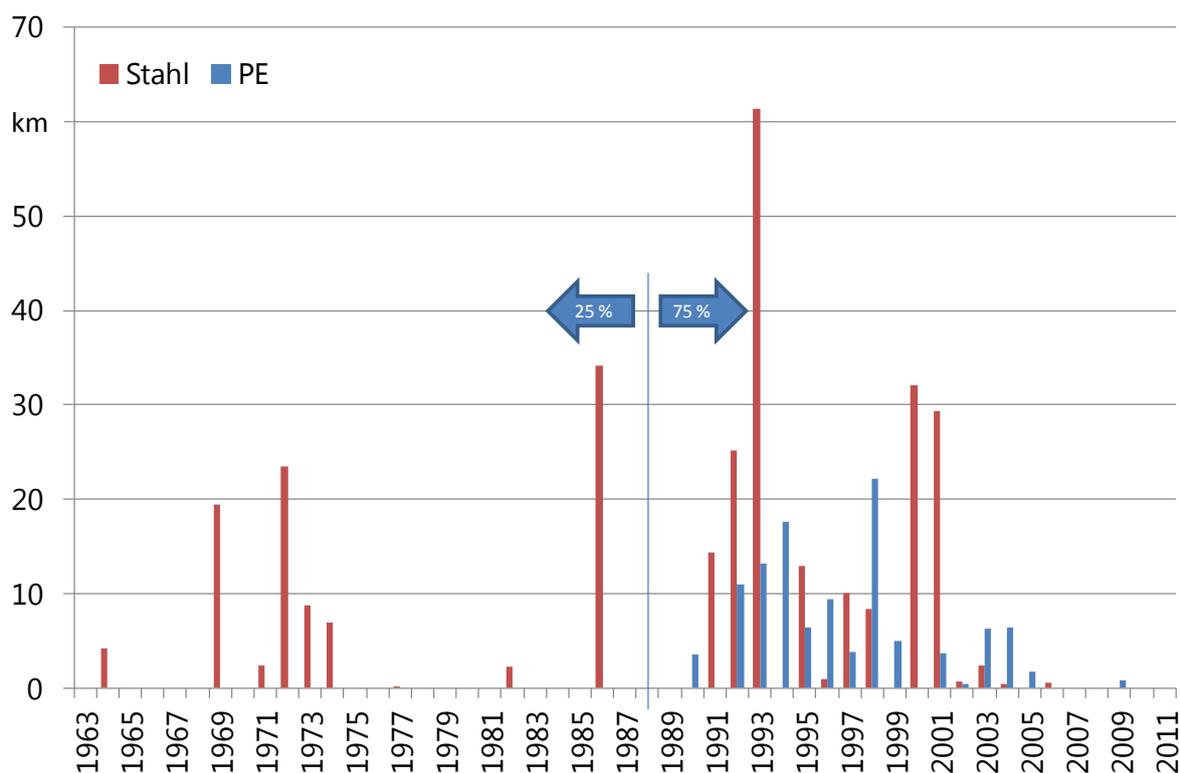


Bild 2.4: Altersstruktur des Gastransportnetzes

Die Analyse der in Bild 2.4 dargestellten Daten zeigt, dass ca. 75 % des Netzes (310 km von 412 km) bis max. ca. 20 Jahre alt (nach 1990 errichtet) ist. Für das Gesamtnetz beträgt das Durchschnittsalter (vereinfachte Alterskennziffer) bei einem längengewichteten Mittelwert **20 Jahre** für das Rohrleitungsnetz; bei einer Kostengewichtung mit den Anschaffungs- und Herstellungskosten ergibt sich ein Mittelwert von **17 Jahren** für die gesamte Transportnetzinfrastruktur.

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 nicht sinnvoll, da diese räumlich und zeitlich sehr unterschiedlich genutzt werden können und sich in der Gesamtnutzung erhebliche Saldierungseffekte einstellen. Das Gesamtvolumen, das im Jahr 2011 über die Verteilungsnetze in Luxemburg verteilt wurde, lag bei rund 415 Mio. Nm<sup>3</sup>.

Die Verteilungsnetze verfügen insgesamt über etwa 80.000 Netzanschlusspunkte mit einer durchschnittlichen Abnahme von ca. 60 MWh/a. Die Benutzungsdauern bewegen sich in einem relativ engen Bereich um 3.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Die Netzlängen belaufen sich auf 515 km in Mitteldruck und etwa 1.960 km in Niederdruck. Daneben sind rund 690 Stationen für Druckregelung und/oder Messung in Luxemburg installiert.

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:

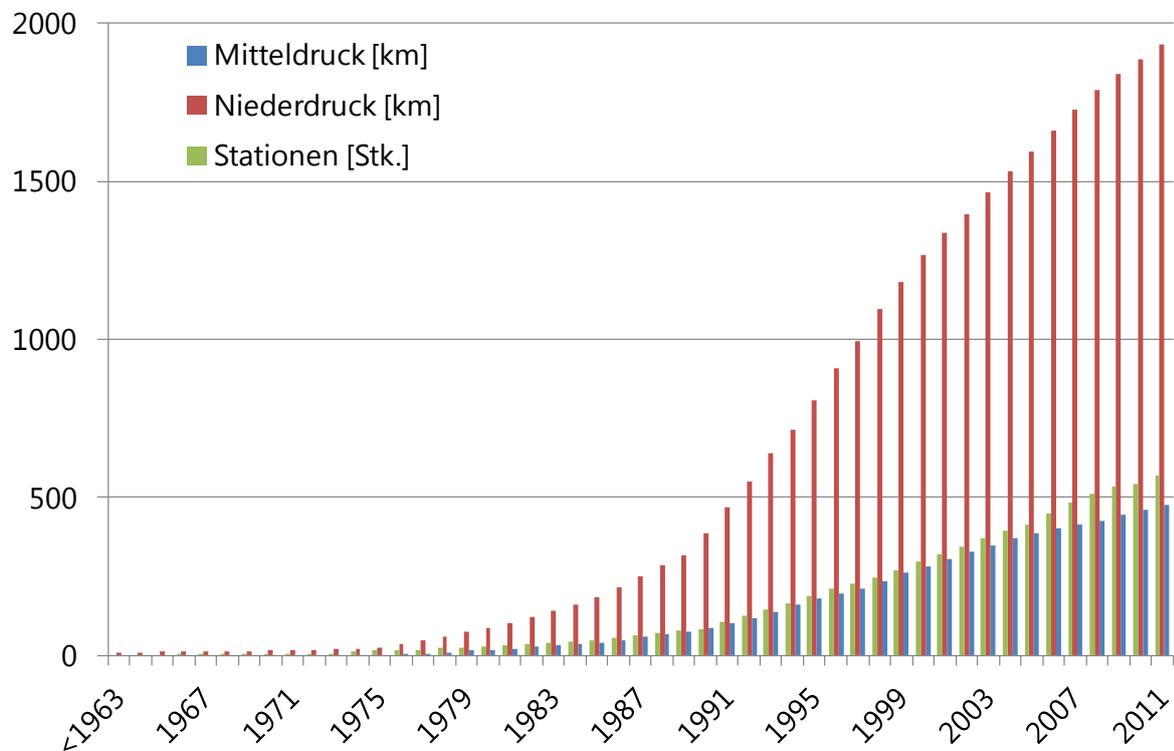


Bild 2.5: Entwicklung der Gasverteilungsnetze

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

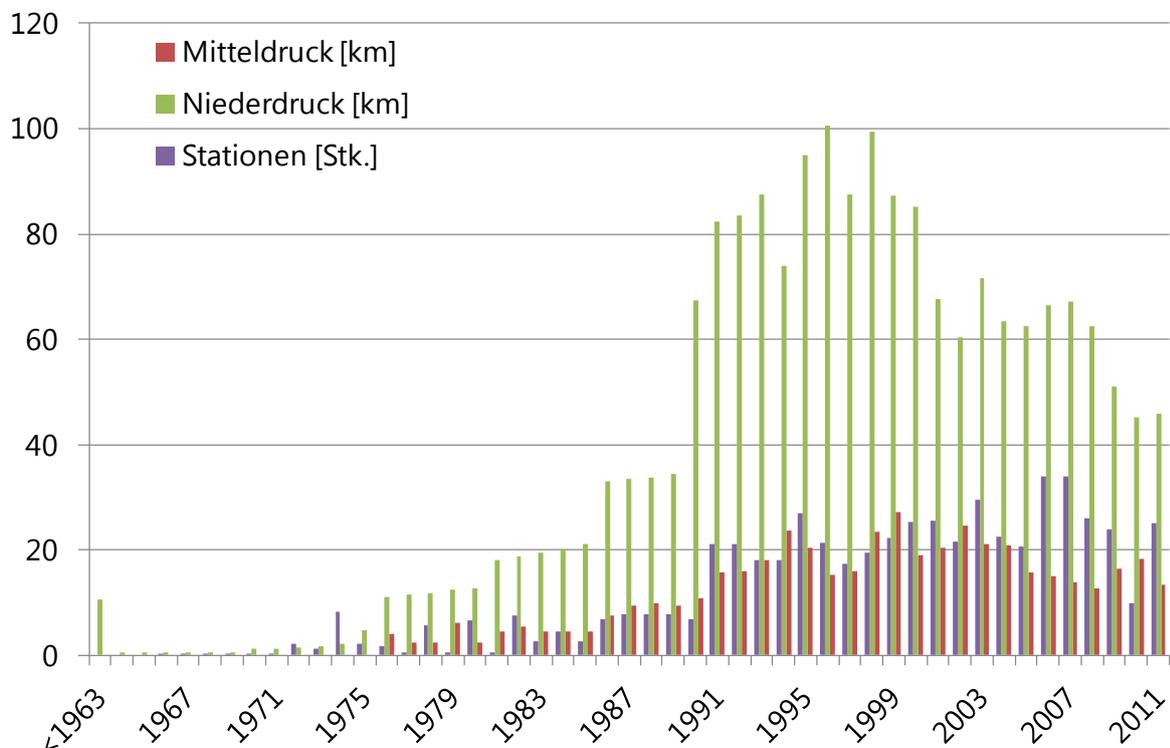


Bild 2.6: Altersstruktur der Gasverteilungsnetze

Durch Mittelwertbildung lässt sich aus der detaillierten Darstellung in Bild 2.6 als vereinfachte Alterskennziffer das Durchschnittsalter<sup>3</sup> ableiten. Erkennbar ist, dass durch den erheblichen Ausbau mit Beginn der 1990-er Jahre der weit überwiegende Teil der Verteilungsnetze jünger als 20 Jahre ist. Für die Gesamtheit der Verteilungsnetze beträgt das Durchschnittsalter bei einem mengengewichteten Mittelwert **13 Jahre** für die Mitteldruckrohrleitungen, **14 Jahre** für die Niederdruckrohrleitungen und **12 Jahre** für die Stationen. Diese gemittelte Altersstruktur ist exakt mit der des Vorjahresberichtes identisch,

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

da zum einen neue Betriebsmittel das Durchschnittsalter verringern und zum anderen einige Netzbetreiber im Vergleich zum Vorjahresbericht von einer zeitraumscharfen auf eine jahresscharfe Altersangabe übergegangen sind und die Untersuchungen somit präzisiert wurden. 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.

### **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. Weitere Gründe, die eine Veränderung gegenüber diesem Status quo erwarten ließen, liegen nicht vor.

Gleiches gilt im Grundsatz auch für den Einsatz von Erdgas für die Elektrizitätsversorgung. Zwar haben hier die vergangenen Jahre größere Schwankungen gezeigt; diese sind jedoch maßgeblich durch die Einführung der gasbasierten Stromerzeugung begründet. Ein weiterer Einfluss ist die stärkere Beeinflussbarkeit des Gasverbrauchs im Kraftwerk, die je nach Marktsituation zu einer größeren Volatilität führen kann. Allerdings sind den Auswirkungen dieser äußeren Einflussfaktoren durch die Kraftwerkskapazität nach oben hin Grenzen gesetzt, die erst durch eine Erweiterung der Kraftwerkskapazität überschritten werden könnten. Konkrete Pläne für eine solche Kraftwerkserweiterung in Luxemburg selbst werden aktuell nicht berichtet.

Daher stellen die Projektionen seitens Creos TSO einen nachvollziehbaren und richtigen Ansatz dar, bis auf weiteres von einer Konstanz der Kraftwerksnachfrage nach Erdgas auszugehen. Schwankungen des Gaseinsatzes zur Stromerzeugung werden aus den genannten Gründen zwar sicher nicht ausbleiben. Eine mit Blick auf die leitungsggebundene Versorgungssicherheit relevante Schwankung ist hieraus aber vorerst nicht zu erwarten.

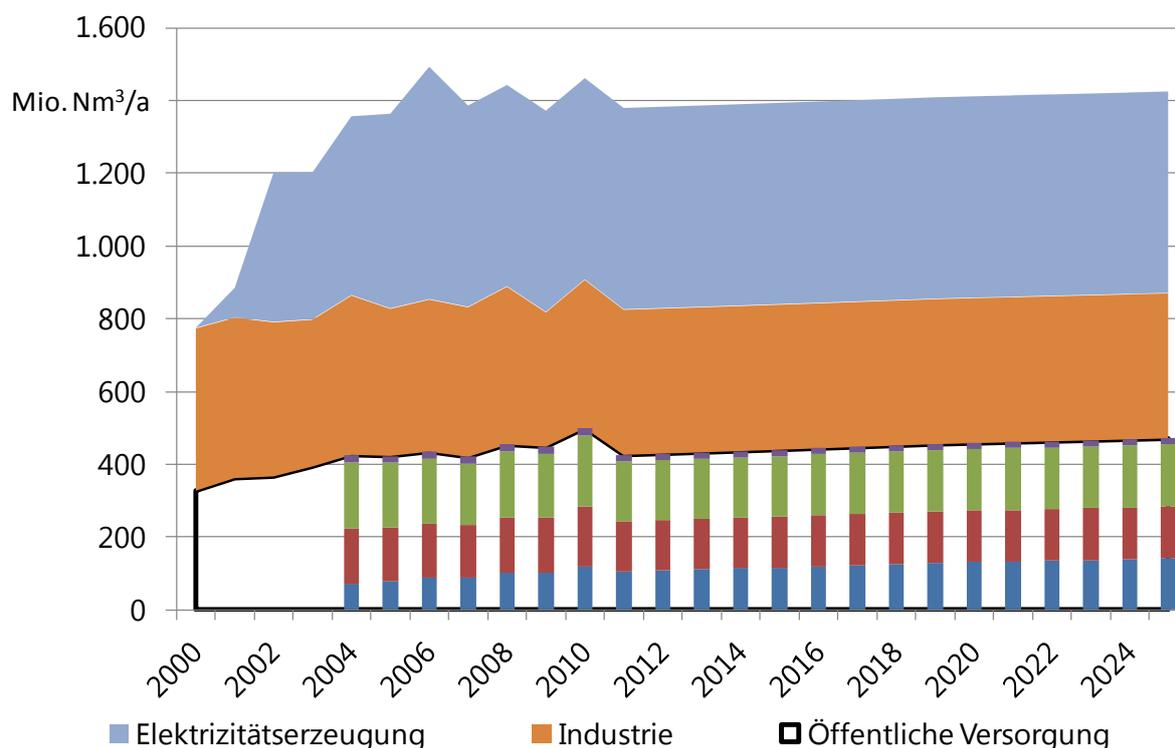


Bild 3.1: Vergangene und erwartete Entwicklung der Erdgasnachfrage nach Sektoren

Dementsprechend resultiert der Haupteinfluss auf die moderat steigende Gesamtentwicklung der Gasnachfrage (vgl. Bild 3.1) aus dem Anstieg in einigen Verteilungsbereichen, in denen durch eine weitere Verdichtung und Verbrauchszuwachs in den bereits erschlossenen Gebieten eine verstärkte Gasabnahme erwartet werden kann.

### 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 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 (Belgien), Bergermeer und Groningen (Niederlande), Epe (Deutschland, Niederlande) und Frankenthal (Deutschland) zu erkennen ist. Der Speicher in Frankenthal, zu dem von Creos über verbundene Unternehmen eine direkte Verbindung besteht, verfügt bereits über ein Speichervolumen von 63 Mio. m<sup>3</sup> und soll um zusätzliche 130 Mio. m<sup>3</sup> erweitert werden. In Summe würde bereits dieses Arbeitsgasvolumen von dann 193 Mio. m<sup>3</sup> weit über 10 % des gesamten Gasabsatzes in Luxemburg entsprechen.

Diese physische Speicherkapazität eines in relativer geografischer Nähe zu Luxemburg liegenden und über Gasfernleitungen gut verbundenen Gasspeichers zeigt in Verbindung mit anderen Speichern in den oben genannten Ländern und deren Ausbau, 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 – so weit vorliegend – die Berichte der Netzbetreiber zu ihren 5-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	110.000 Nm <sup>3</sup> /h	180.000 Nm <sup>3</sup> /h	70.000 Nm <sup>3</sup> /h
Deutschland	98.500 Nm <sup>3</sup> /h	190.000 Nm <sup>3</sup> /h	91.500 Nm <sup>3</sup> /h
Frankreich	0.000 Nm <sup>3</sup> /h	20.000 Nm <sup>3</sup> /h <sup>4</sup>	20.000 Nm <sup>3</sup> /h
Summe	208.500 Nm <sup>3</sup> /h	390.000 Nm <sup>3</sup> /h	130.000 Nm <sup>3</sup> /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:

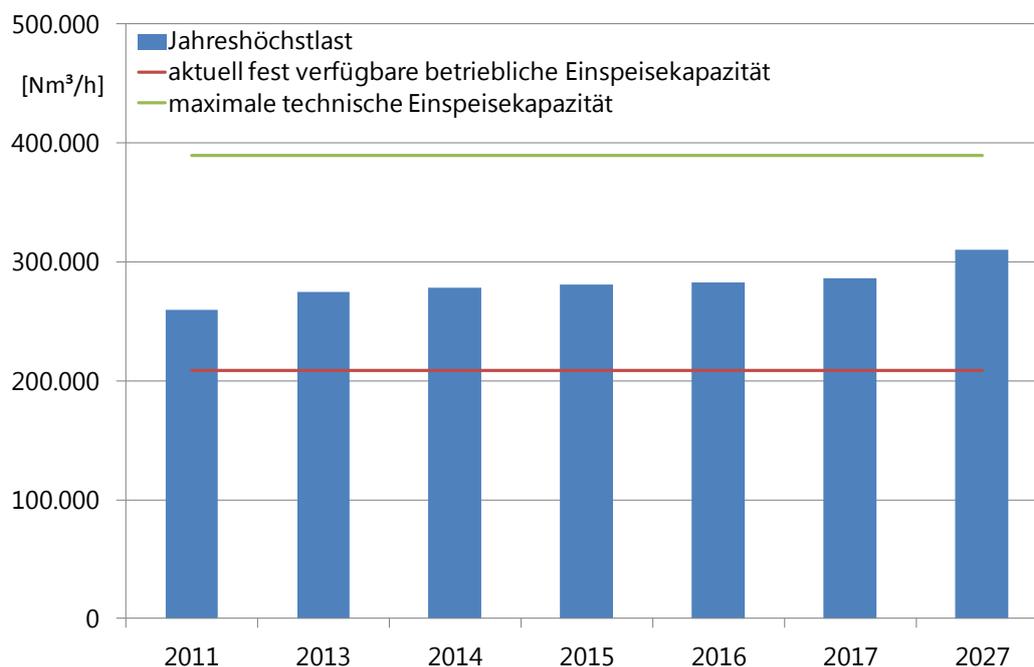


Bild 4.1: Entwicklung der Jahreshöchstlast und der Einspeisekapazitäten

<sup>4</sup> Einspeisung in nachgelagertes Netz, keine festen Kapazitäten verfügbar

Aus der Grafik ist erkennbar, dass die Jahreshöchstlast heute nicht mit den sicher verfügbaren Importkapazitäten gedeckt werden kann. Daraus ergibt sich nicht unmittelbar ein Risiko für die Versorgungssicherheit, da die Überschreitung der Einspeisekapazität durch die Last durch betriebliche Flexibilitäten (Netzpuffer), insbesondere aber auch durch in der Regel über den vertraglich zugesicherten Mindestdrücken liegenden realen Drücke und damit faktisch höhere Importkapazitäten bisher immer ausgeglichen werden konnte.

Bei mittel- und langfristig zwar langsam, aber kontinuierlich steigender Höchstlast ist diese Situation allerdings dauerhaft nicht akzeptabel und sollte langfristig behoben werden. Hierzu bieten sich im Wesentlichen zwei Alternativen an.

Die in Tabelle 1 und

- Bild 4.1 wiedergegebene Differenz zwischen maximaler technisch und aktuell betrieblich verfügbarer Importkapazität könnte evtl. bei Änderung der entsprechenden vertraglichen Vereinbarungen mit den vorgelagerten Netzbetreibern und Anpassung der Betriebsführung vor allem auf deren Seite relativ zeitnah bereitgestellt werden und würde in diesem Fall auch absehbar keine Bau- und Investitionstätigkeiten in Luxemburg erfordern.
- Alternativ wären investive Maßnahmen zur Erhöhung der Importkapazität zu ergreifen. Hier ist neben dem Bau zusätzlicher grenzüberschreitender Rohrleitungen grundsätzlich auch die Errichtung eines Verdichters in Luxemburg in Betracht zu ziehen. Creos TSO hat diese Frage von einem Experten untersuchen lassen. Ausweislich der vorliegenden Unterlagen, ist im direkten Vergleich die Errichtung einer zusätzlichen grenzüberschreitenden Rohrleitung in Richtung Belgien oder Frankreich vorzuziehen. Die Möglichkeit der Erhöhung der vertraglich zugesicherten und damit betrieblich verfügbaren Kapazitäten in Richtung der technischen Grenzwerte sollte jedoch vor einer Investitionsentscheidung im Detail geprüft werden.

Die sich aus der Differenz zwischen maximal technisch und aktuell betrieblich verfügbarer Importkapazität ergebenden Unklarheiten sollten schnellstmöglich, ggfs. durch eine Anpassung der betroffenen vertraglichen Vereinbarungen, einer Lösung zugeführt werden.

Vor dem Hintergrund der nicht unerheblichen Realisierungszeiten für neue Fernleitungen in Luxemburg und – von Luxemburg nicht direkt beeinflussbar – im benachbarten Ausland im Bereich von 6 bis über 10 Jahren und des – abhängig von der unsicheren Lastentwicklung vermutlich im Zeitraum 2020 bis 2025 – definitiv auftretenden Bedarfs nach zusätzlicher

Kuppelleitungskapazität, erscheint es zur langfristigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Luxemburg sinnvoll, in naher Zukunft eine definitive Entscheidung über die weitere Entwicklung der Verbundnetzanbindung Luxemburgs zu treffen und die notwendigen Schritte zur Umsetzung frühzeitig einzuleiten.

#### **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 (bei 2 % jährlicher Preissteigerungsrate ergibt sich ein Faktor 2,2) 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 Mittelung 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 (entspricht bei einer Lebensdauer von 40 Jahren einer Multiplikation mit 2,2) 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 notwendig<sup>5</sup>.

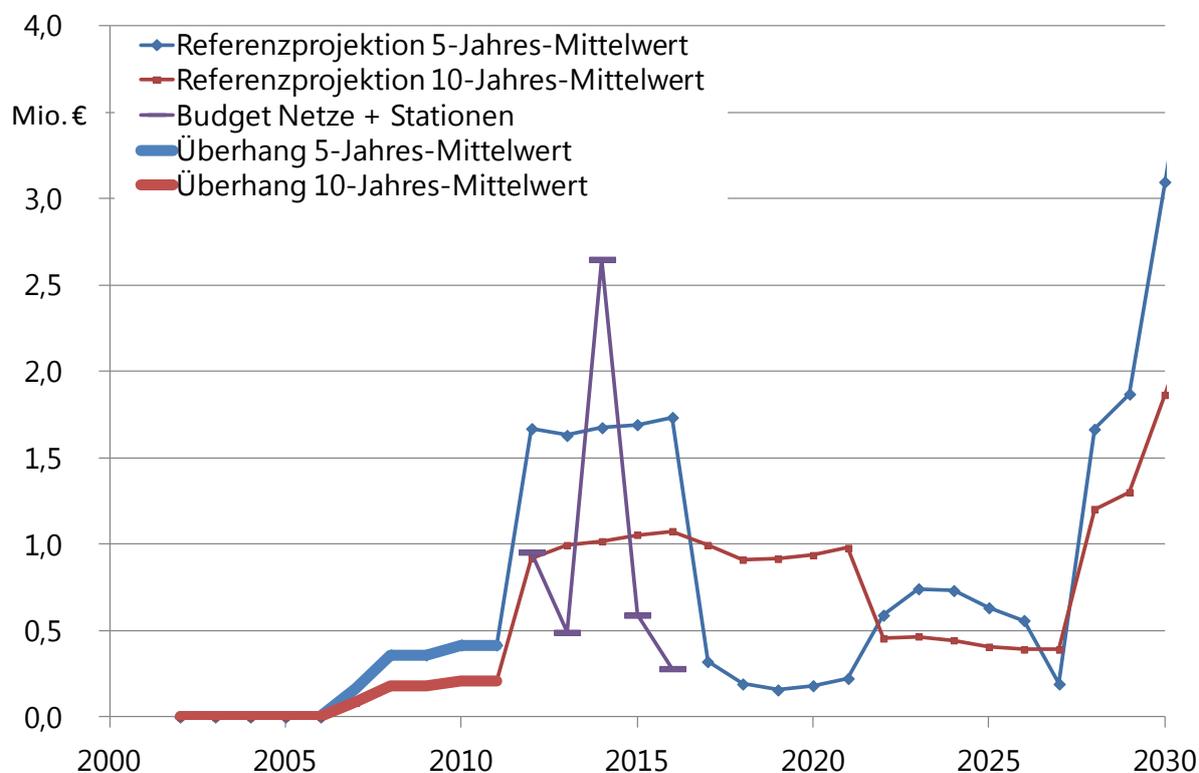


Bild 4.2: Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektion aus dem Anlagenbestand im Transportnetz. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 1,7Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 860.000 € (10-Jahres-Mittelwert).

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 (wobei die

<sup>5</sup> Bei Ansatz einer Nutzungsdauer von 60 Jahren wären Reinvestitionen im Transportnetzbereich erst ab ca. 2025 notwendig.

Planansätze für die Jahre 2015 und 2016 vermutlich noch nicht als endgültig zu werten sind<sup>6)</sup> auch nicht zu befürchten 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, so weit überprüfbar, umfassend Rechnung tragen und die Nachhaltigkeit der Netzentwicklung auch diesbezüglich plangemäß sicherstellen dürften.

#### **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.

---

<sup>6)</sup> Darauf deutet z. B. auch der erhebliche Anstieg der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen seit dem letzten Bericht hin.

## 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 von vom Transportnetzbetreiber erwartete Entwicklung in den Verteilungsnetzen ist nachfolgend in Bild 4.3 dargestellt. Mit einer deutlichen Zunahme der Erdgasnachfrage ist demzufolge insgesamt nicht zu rechnen, lediglich eine moderate Zunahme der Verbräuche wird prognostiziert. Auffällig ist der bereits zuvor diskutierte Peak im Jahr 2010. Auch die Verteilungsnetzbetreiber werten dieses Jahr offensichtlich als Ausnahme, was aus den moderaten Lastannahmen für die kommenden Jahre gesehen werden kann.

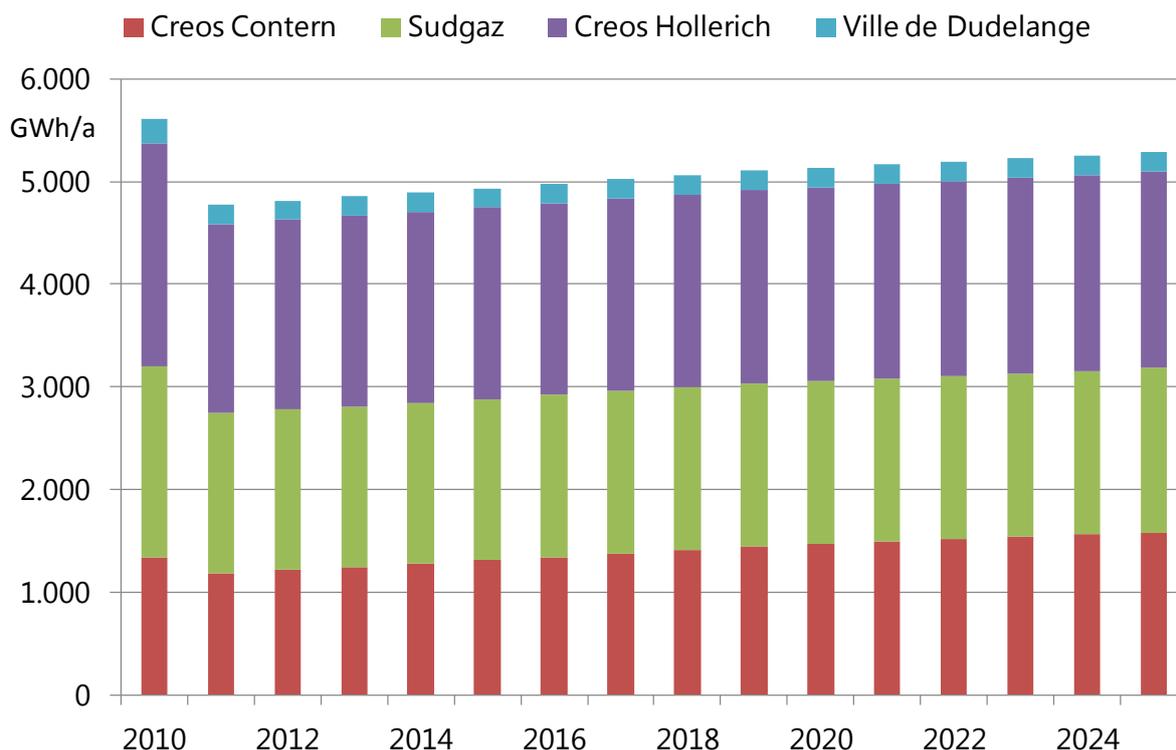


Bild 4.3: Entwicklung der Gasmengen in den Verteilungsnetzen

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 Mittelung 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.

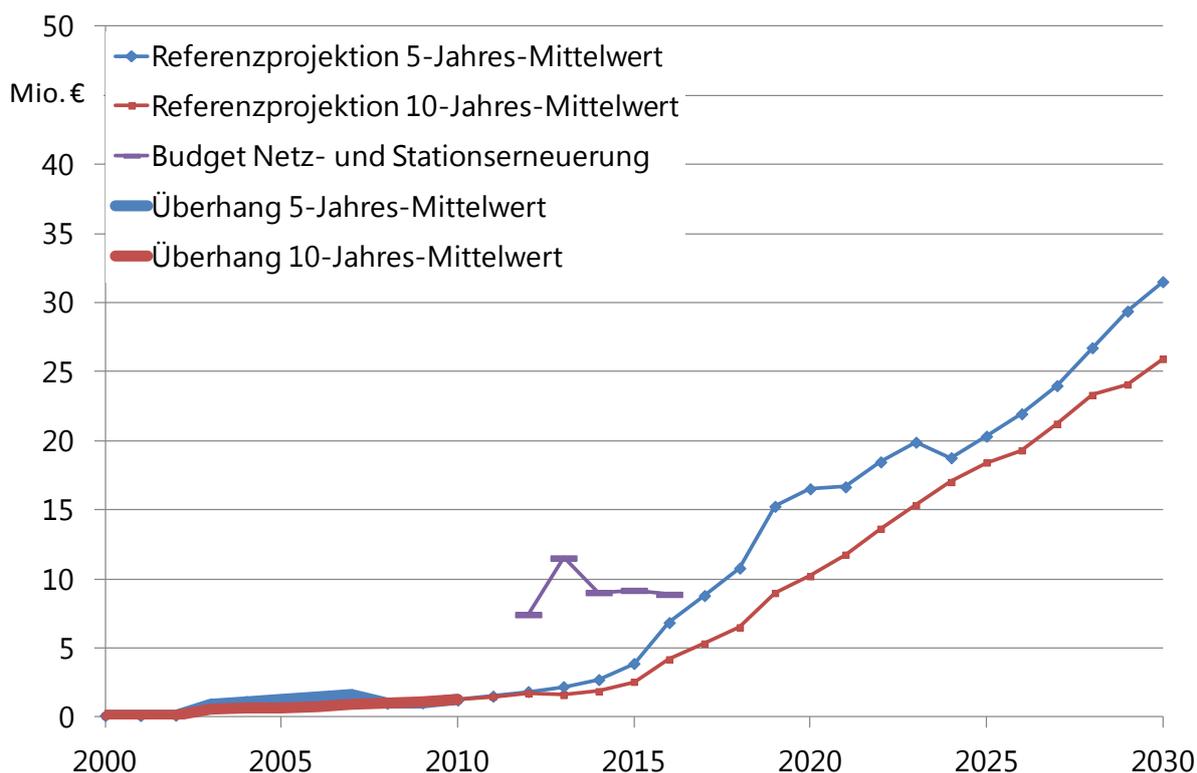
Darüber hinaus werden in Luxemburg bei der erstmaligen Verlegung von Gasverteilungsleitungen die Tiefbaukosten vielfach von den Bauherren bzw. bei Mitverlegung im Zuge von Straßenbauarbeiten von den Gebietskörperschaften getragen. Bei

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 12 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 9 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.

#### **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.