



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

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

**nach Artikel 11, Absatz 3 des umgeänderten Gesetzes vom 1. August 2007  
über die Organisation des Strommarktes**

22. Juli 2020

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

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

22. Juli 2020

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Einführung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Versorgungssituation Luxemburgs</b>	<b>3</b>
2.1	Versorgungssituation auf der Erzeugungs- und Lastseite	3
2.2	Versorgungsqualität	6
2.3	Ergänzende Betrachtungen	8
<b>3</b>	<b>Analyse des Stromausfalls im Mai 2019 in Luxemburg-Stadt</b>	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>Auswirkung des Tornados im August 2019 auf die Stromversorgung</b>	<b>12</b>
<b>5</b>	<b>Auswirkungen der Corona-Pandemie auf die Stromversorgung</b>	<b>13</b>
<b>6</b>	<b>Stromnetze</b>	<b>16</b>
6.1	Übertragungs- und industrielle Netze	16
6.1.1	Status quo bei Kuppelleitungskapazitäten	16
6.1.2	Entwicklung der Kuppelleitungskapazitäten	17
6.1.3	Alter und Zustand der Netze	18
6.1.4	Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	21
6.1.5	Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	25
6.2	Verteilungsnetze	25
6.2.1	Aktueller Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe	25
6.2.2	Alter und Zustand der Netze	27
6.2.3	Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	31
6.2.4	Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	36
<b>7</b>	<b>Literatur</b>	<b>37</b>



## 1 Einführung

Dem Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire des Großherzogtums Luxemburg wird durch Art. 11 des im August 2007 in Kraft getretenen Gesetzes über die Organisation des Elektrizitätsmarktes die Aufgabe übertragen, alle zwei Jahre einen Bericht über die Sicherheit und Qualität der Elektrizitätsversorgung vorzulegen und an die EU-Kommission sowie an die nationale Regulierungsbehörde weiterzuleiten.

Zur Erstellung dieses Berichts sind die Unternehmen des Elektrizitätssektors verpflichtet, jegliche hierfür benötigten Informationen und Dokumente bereitzustellen. Diese umfassende Verpflichtung wird in Art. 11 Abs. 4 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. Daten- und Informationsübermittlungen der luxemburgischen Unternehmen des Elektrizitätssektors in diesem Zusammenhang bilden die Grundlage des vorliegenden Berichtes.

Die aktuelle Fassung des Berichts der Regulierungsbehörde ILR nach Art. 54 Abs. 3 des Elektrizitätsmarktgesetzes wurde bei der Abfassung des vorliegenden Berichts berücksichtigt.

Entsprechend den Vorgaben aus Art. 11 des Strommarktgesetzes ist Versorgungssicherheit als umfassender Begriff zu verstehen, der die Gesamtsicht auf die Versorgung der Kunden widerspiegelt. Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Verbraucher unterbrechungsfrei und nachhaltig, d. h. derzeit und zukünftig, entsprechend ihrer Zahlungsbereitschaft ihren Bedarf an (elektrischer) Energie decken können.

Die Versorgungssicherheit umfasst damit alle Stufen der Wertschöpfungskette, d. h. Erzeugung, Handel, Übertragung, Vertrieb sowie Verteilung elektrischer Energie. Vor diesem Hintergrund ist festzustellen, dass Luxemburg hinsichtlich seiner Versorgungssicherheit nicht isoliert betrachtet werden kann, da es eng mit den benachbarten Ländern verbunden und in das europäische Stromsystem integriert ist. In diesem Kontext ist insbesondere auch das gemeinsame Marktgebiet Deutschlands und Luxemburgs zu erwähnen.

Für die praktische Umsetzung des vorliegenden Berichts ist eine Abgrenzung und Berücksichtigung der Überschneidungen von Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit erforderlich. Eindeutig und ausschließlich der Versorgungsqualität zuzurechnen sind Fragen der Zuverlässigkeit der einzelnen Anlagen und Betriebsmittel der Elektrizitätsversorgung, der technisch-physikalischen Produktqualität sowie der kundenorientierten Dienstleistungsqualität.

Eine grundsätzliche Überschneidung zwischen Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit stellt die unter dem Begriff Zuverlässigkeit zusammengefasste Störungs- und Unterbrechungsfreiheit der Versorgung dar, da hier direkt die Bedarfsdeckung der Kunden betroffen ist. Vor dem Hintergrund der parallelen Berichtspflichten der Regulierungsbehörde zu Fragen der Versorgungszuverlässigkeit sowie der technischen und kommerziellen Qualität der Versorgung sind die unvermeidlich auftretenden kurzfristigen und regional begrenzten Versorgungsunterbrechungen im entsprechenden Monitoringbericht aufgeführt und können dort im Detail eingesehen werden. Im hier vorliegenden Bericht wird auf Fragen der Versorgungsqualität nur vergleichsweise kurz eingegangen.

Im Rahmen der Versorgungssicherheit sind insbesondere aus nationaler Perspektive relevante, langanhaltende Versorgungsunterbrechungen mit einer hohen Anzahl betroffener Kunden zu berücksichtigen. Eine derartige Versorgungsunterbrechung ist in 2019 in der Stadt Luxemburg aufgetreten und

wird in Kapitel 3 thematisiert. Darüber hinaus war die Berichtsperiode 2018-2020 geprägt durch zwei weitere Sonderereignisse, die zwar keine unmittelbare Auswirkung auf die Versorgung der Kunden mit Strom hatten, gleichzeitig aber die Versorgungssicherheitssituation des Landes wesentlich beeinflussten: im August 2019 zerstörte ein Tornado im Süden des Landes Teile einer Hochspannungsleitung zwischen Luxemburg und Belgien und seit März 2020 hat die Corona Pandemie signifikante Auswirkungen auf das Stromsystem. Diese Ereignisse werden in Kapitel 4 und 5 genauer analysiert.

Für die Bewertung des Niveaus der Versorgungssicherheit ist es zudem notwendig, die aktuelle Versorgungssituation auf der Erzeugungs- und Lastseite zu analysieren, sowie die Höhe der Importkapazitäten und den Zustand der Netze zu bewerten. Relevant ist darüber hinaus die erwartete Veränderung des Versorgungssicherheitsniveaus über die nächsten Jahre.

Eine wichtige Referenz hierfür ist der kürzlich veröffentlichte integrierte Nationale Energie- und Klimaplan (NECP), der ein neues Planungs- und Monitoringinstrument der EU und ihrer Mitgliedstaaten im Energiebereich darstellt und unter anderem auch die zukünftige Versorgungssituation betrachtet. Grundlage ist die EU-Verordnung über das Governance-System der Energieunion (Governance-Verordnung). Sie sieht vor, dass jeder EU-Mitgliedstaat für den Zeitraum 2021 bis 2030 einen NECP erstellen muss [1].

## 2 Versorgungssituation Luxemburgs

### 2.1 Versorgungssituation auf der Erzeugungs- und Lastseite

In der Vergangenheit wurde bei der Bewertung der Versorgungssituation auf der Erzeugungsseite üblicherweise die Leistungsbilanz der Elektrizitätsversorgung eines Landes untersucht (engl. „generation adequacy“ als Bestandteil der „system adequacy“). Versorgungssicherheit auf der Erzeugungsseite ist dabei dann gewährleistet, wenn das Erzeugungssystem eines Landes zum Zeitpunkt der Spitzenlast unter Berücksichtigung vorzuhaltender Reserven und Nichtverfügbarkeiten in der Lage ist, die Landeslast vollumfänglich zu decken. In diesem Fall verfügt das Land über eine ausgeglichene oder positive Leistungsbilanz. Neben Kraftwerksnichtverfügbarkeiten wird dabei auch eine mögliche Nichtverfügbarkeit dargebotsabhängiger Technologien, insbesondere basierend auf Wind und Sonnenenergie, mit abgebildet.

Es gibt jedoch wesentliche Kritikpunkte an diesem Ansatz:

- So kann auch im Fall einer unausgeglichene Leistungsbilanz Versorgungssicherheit auf der Erzeugungsseite gegeben sein, wenn das Leistungsbilanzdefizit durch entsprechende Überschüsse in den Leistungsbilanzen verbundener Systeme ausgeglichen werden kann und ausreichende Netzkapazitäten für den zum Bilanzausgleich notwendigen Energietransport bereitstehen. Gerade die Berücksichtigung von eventuell beschränkend wirkenden Netzkapazitäten ist mit dem Ansatz der Leistungsbilanzen jedoch nicht möglich.
- Darüber hinaus ist die Fokussierung auf eine einzelne Spitzenlaststunde in der Vergangenheit für Systeme mit unelastischer Nachfrage und einer Lastdeckung größtenteils aus konventionellen Kraftwerken akzeptabel gewesen. Der Trend der Elektrizitätsversorgungssysteme hin zu hohen installierten Leistungen erneuerbarer Energieträger mit nur stochastisch verfügbarer Einspeisung und zu einer deutlich aktiveren und preiselastischeren Nachfrage erfordert jedoch neue Methoden, die eine Nachbildung der Versorgungssicherheitsbeiträge dieser Flexibilitätsoptionen und eine Betrachtung einer Vielzahl relevanter Zeitpunkte erlauben.

Vor diesem Hintergrund haben u. a. die Übertragungsnetzbetreiber der Region Zentral-Westeuropa (Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, die Niederlande, Österreich und die Schweiz) im Rahmen ihrer Zusammenarbeit im sogenannten Pentalateralen Energie Forum (PLEF) eine verbesserte Methodik zum Monitoring und der vorausschauenden Bewertung von Versorgungssicherheit erarbeitet, die den Stand der Versorgungssicherheit regional, d. h. länderübergreifend, in den eng gekoppelten Elektrizitätsversorgungssystemen Zentral-Westeuropas betrachtet. Die Übertragungsnetzbetreiber des PLEF haben im Mai 2020 ihren dritten Versorgungssicherheitsbericht veröffentlicht [2].

Darüber hinaus hat ENTSO-E den „Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF)“ abgelöst, der im Juni 2015 mit dem SO&AF 2015 letztmals aktualisiert wurde und auf Leistungsbilanzen abstellte. Aufgrund der europaweit geführten Debatte über die Unzulänglichkeit von Leistungsbilanzen für eine aussagekräftige Bewertung der Versorgungssicherheit wurde der SO&AF durch den „Mid-Term Adequacy Forecast (MAF)“ ersetzt, der wie zuvor schon der PLEF-Bericht statt einer Leistungsbilanzbetrachtung auf eine probabilistische und grenzüberschreitende Bewertung der Versorgungssicherheit setzt [3].

Ein dritter für Luxemburg relevanter Versorgungssicherheitsbericht ist der Bericht des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungs-

sicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität [4]. Das BMWi ist nach dem Energiewirtschaftsgesetz (§ 63 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG) verpflichtet, mindestens alle zwei Jahre einen solchen Bericht vorzulegen, der ebenso wie die Studien des PLEF und der ENTSO-E einen probabilistischen und grenzüberschreitenden Ansatz zur Bewertung der Versorgungssicherheit verfolgt.

Alle drei Studien simulieren den grenzüberschreitenden europäischen Strommarkt und bilden evtl. notwendige Stromimporte bzw. -exporte der einzelnen Länder ab. Hierdurch sind Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit nicht nur für einzelne Länder, sondern auch für die gesamte Modellregion möglich. Da die Versorgungssicherheit von Luxemburg insbesondere von verfügbaren Erzeugungskapazitäten der Nachbarländer abhängt, können mit diesem Ansatz auch direkt Aussagen zur luxemburgischen Versorgungssicherheit getroffen werden. Dabei werden Wahrscheinlichkeiten, wie unter anderem die Verfügbarkeit von regenerativen Erzeugungsanlagen, ungeplante Ausfälle von Betriebsmitteln bzw. Leitungen, oder die Temperaturabhängigkeit der Nachfrage, berücksichtigt.

Die im aktuellen MAF-Bericht aus 2019 betrachteten Jahre sind 2021 und 2025. Der PLEF-Bericht betrachtet das Jahr 2025, übernimmt jedoch für 2021 die Ergebnisse einer Sensitivität aus dem MAF. In beiden Berichten werden die europaweit üblichen Kennzahlen zur Beurteilung von Versorgungssicherheit im Bereich der Nachfragedeckung berechnet. Dies sind:

- Loss of Load Expectation (LOLE): Erwartete Anzahl der Stunden eines Jahres, in denen die verfügbare Erzeugungskapazität nicht ausreicht, um den Verbrauch zu decken.
- Expected Energy not Served (EENS): Erwartetes Energievolumen der Nachfrageseite, das innerhalb eines Jahres nicht gedeckt werden kann.

Für die Beurteilung, ob ineffizient hohe Versorgungssicherheitsrisiken bestehen, wird dabei häufig insbesondere der LOLE-Indikator herangezogen und gegebenenfalls mit gewünschten respektive festgelegten Grenzwerten verglichen. Bei der Betrachtung eines Grenzwertes ist zu berücksichtigen, dass einerseits ein vollständiger Ausschluss von Nachfrageunterdeckungen aus ökonomischer Perspektive mit extrem hohen Kosten auf der Angebots- und Netzseite verbunden und damit ineffizient wäre. Andererseits wäre auch ein zu hohes Ausfallrisiko mit hohen Kosten aufgrund nicht möglicher ökonomischer Aktivität auf der Nachfrageseite verbunden und somit unerwünscht. Bei dieser Betrachtung sind demnach neben den Schäden für Verbraucher durch eine nicht freiwillige Abschaltung, die üblicherweise anhand des sogenannten Value of Lost Load (VOLL) gemessen werden, auch die Kosten für die Vermeidung dieser Schäden zu berücksichtigen. Einige europäische Länder haben auf dieser Basis explizite LOLE-Grenzwerte festgelegt. Für Deutschland wurde im letzten Versorgungssicherheitsbericht des BMWi ein LOLE-Grenzwert von 5 h/a festgelegt [4]. Da Deutschland in einer gemeinsamen Gebotszone und damit einem gemeinsamen Strommarkt mit Luxemburg agiert und die Stromsysteme eng verknüpft sind, hat der Grenzwert zumindest indikative Bedeutung auch für Luxemburg.

Der aktuelle Bericht der Übertragungsnetzbetreiber des PLEF kommt zu dem Ergebnis, dass der LOLE-Wert für Luxemburg für das Jahr 2021 unter 0,17 h/a und der EENS-Wert nahezu bei 0 GWh liegt. Versorgungssicherheitsrisiken bestehen demnach nicht. Für den Betrachtungs-Zeitraum 2025 wurden mehrere Szenarien betrachtet. Dabei liegen die LOLE-Werte für Luxemburg zwischen 2,1 und 4,3 h/a. Diese Werte liegen unter bzw. nahe bei gängigen LOLE-Grenzwerten, sodass in den betrachteten Szenarien auch für 2025 keine hohen Versorgungssicherheitsrisiken zu erwarten sind. Unter Berücksichtigung der in Deutschland vorgehaltenen abschaltbaren Lasten und der Kapazitätsreserve, an denen sich auch Luxemburg finanziell beteiligt, verringern sich diese LOLE-Werte auf bis zu 0,6 bis 1,6 h/a. Gleichzeitig treten in den Nachbarländern Belgien und Frankreich in beiden Zeiträumen positive LOLE-Werte



auf, die die höchsten Werte in der PLEF-Region darstellen. Damit schrumpft von dieser Seite das Potential zur Unterstützung Luxemburgs bzw. der gesamten Region bei Versorgungsengpässen. Infolge dieser Entwicklungen könnten Fälle auftreten, in denen Belgien bzw. Frankreich seitens Luxemburg/Deutschland ausgeholfen werden muss. Zudem sollte beachtet werden, dass die Ergebnisse unter der Prämisse der jeweiligen getroffenen Annahmen stehen, insbesondere hinsichtlich Last, Erzeugung und Netzinfrastruktur.

Der MAF-Bericht der ENTSO-E betrachtet ebenfalls mehrere Szenarien, wobei u. a. ein „Flow-Based“ Ansatz verfolgt wird. Die Aussagen im MAF-Bericht für Luxemburg sind stark vom verwendeten Modell abhängig. Für 2021 liegen die LOLE-Werte zwischen 0 und 1 h/a. Drei der fünf verwendeten Modelle weisen dabei keine LOLE-Beiträge in Luxemburg aus. Für 2025 kommen vier von fünf angewendeten Modellen zu lediglich minimalen LOLE-Beiträgen von weniger als 1 h/a, während wiederum ein Modell die Versorgungssicherheitslage mit 2,5 h/a leicht kritischer beurteilt. Die Analysen im MAF-Bericht zeigen ebenfalls positive LOLE-Werte in Belgien und Frankreich, die sich je nach Modell und Szenario teilweise deutlich unterscheiden.

Schlussendlich werden im MAF-Bericht für Luxemburg szenarien- und modellabhängig geringe, wenn auch positive LOLE-Werte ermittelt, die aber unter gängigen Grenzwerten von 3-5 h/a liegen. In Frankreich und Belgien erscheint die Situation hingegen angespannt zu sein. Der Bericht des BMWi zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität bewertet die Versorgungssicherheit nicht wie in den zwei Studien zuvor über LOLE-Werte, sondern über die Lastüberhangswahrscheinlichkeit LoLP (Loss of Load Probability), die sich aber eindeutig in einen LOLE-Wert umrechnen lässt. Die Kennzahl LoLP drückt die Wahrscheinlichkeit für eine am Markt verbleibende Leistung von unter 0 aus, d. h. die Wahrscheinlichkeit dafür, dass nicht alle Verbraucher jederzeit entsprechend ihrer preislichen Präferenzen versorgt werden können. Der VS-Bericht betrachtet die Jahre 2020, 2023, 2025 und 2030. Aufgrund der gemeinsamen Gebotszone wurde der Markt zwischen Luxemburg und Deutschland ohne Netzengpässe modelliert, das heißt es wurde angenommen, dass grundsätzlich ausreichende Netzkapazitäten zwischen Luxemburg und Deutschland zur Verfügung stehen (siehe dazu auch Abschnitt 6.1.1. und 6.1.2.). Die zugrundeliegenden Annahmen zur grenzüberschreitenden Netzkapazität wurden aus dem Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E übernommen [5].

Das Referenzszenario kommt zu dem Schluss, dass über alle Stützjahre hinweg ein LoLP für Deutschland/Luxemburg (DE/LU) von 0 herrscht. Bis 2030 ist somit ein sehr hohes VS-Niveau vorhanden. Die Reduktion von steuerbaren Erzeugungsanlagen wird durch einen Anstieg der Stromimporte kompensiert. Die vorhandenen und auch zukünftigen Netzkapazitäten reichen hierfür jedoch durchgehend aus.

Die Studie betrachtet neben dem Referenzszenario zusätzlich mehrere Sensitivitäten. In einer dieser Sensitivitäten wurden die Kostenansätze (fixe Betriebskosten) für Netzersatzanlagen verringert sowie die finanziellen Anreize für den freiwilligen Lastverzicht der Industrie erhöht. Dabei konnte gezeigt werden, dass mehr Flexibilitätsoptionen erschlossen und dadurch die Importe im Vergleich zum Referenzszenario geringer werden. Die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit des gemeinsamen Marktes DE/LU bleiben dabei auf dem gleichen hohen Niveau

Eine weitere Sensitivität betrachtet den Einfluss der Stilllegung von Kohlekraftwerken zur Erreichung von Klimaschutzziele. In Deutschland wurde mittlerweile der Kohleausstieg politisch beschlossen, so dass dieses Szenario eine hohe Relevanz auch für Luxemburg aufweist. Selbst unter diesen verschärften Bedingungen bestehen laut Studie jedoch keine negativen Auswirkungen auf das Versorgungssicherheitsniveau von DE/LU. Infolge der Abnahme steuerbarer Erzeugungsanlagen steigen die Importe

im Vergleich zum Referenzszenario allerdings deutlich an. Die vorhandenen und zukünftig erwarteten Netzkapazitäten an den Grenzen der gemeinsamen Gebotszone Deutschlands und Luxemburgs reichen hierfür durchgehend aus.

Weitere Sensitivitäten untersuchen die Versorgungssicherheit bei einem verzögerten gebotszonen-überschreitenden Netzausbau und der eingeschränkten Nutzung der Austauschkapazitäten zwischen der gemeinsamen Gebotszone DE/LU und den benachbarten Märkten. Auch bei diesen Sensitivitäten gibt es keinen wesentlichen Unterschied im Versorgungssicherheitsniveau in DE/LU im Vergleich zu den Ergebnissen der zuvor betrachteten Sensitivitäten. Selbst bei eingeschränkter Nutzung der Austauschkapazitäten verbleibt die Importleistung stets deutlich unterhalb der erwarteten künftigen Netzkapazität. Die Analysen in den drei für Luxemburg relevanten Versorgungssicherheitsberichten des PLEF, ENTSO-E und BMWi kommen einvernehmlich zu dem Schluss, dass unter den getroffenen Annahmen hinsichtlich Produktion, Verbrauch und Infrastruktur in Luxemburg in den kommenden Jahren keine erheblichen Versorgungssicherheitsrisiken zu erwarten sind. Auch im längerfristigen Zeitbereich liegen die erwarteten LOLE-Werte unter üblicherweise in Europa angesetzten Grenzwerten. Allerdings sollte die Situation hier unter enger Beobachtung bleiben. Dies gilt insbesondere, da die Versorgungssicherheitslage in der gesamten Region in diesem Zeitbereich aus heutiger Sicht kritischer werden könnte und zudem von der tatsächlichen Entwicklung des Systems im Vergleich zu den getroffenen Annahmen abhängen wird. Denn sowohl für direkte Nachbarländer Luxemburgs als auch für Luxemburg selbst können Lastdeckungsprobleme nicht vollständig ausgeschlossen werden. Für die Nachbarländer können unter bestimmten Bedingungen, wie z. B. der Stilllegung konventioneller Erzeugungseinheiten aufgrund von Wirtschaftlichkeitsproblemen oder fehlender Netzinfrastruktur, hohe LOLE-Werte auftreten. Allerdings ist zu beachten, dass im Zeitraum bis 2023 bzw. 2025 sowohl staatliche Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wie der angelaufene Kapazitätsmarkt in Frankreich und der angekündigte Kapazitätsmarkt in Belgien Wirkung zeigen können (erste Auktionen in Belgien sollen in 2021 beginnen und auf die Abschaltung von Kernenergiekraftwerken Ende 2025 vorbereiten). Zudem ist bei einer tatsächlichen Verknappung der Möglichkeiten zur Nachfragedeckung auch mit Marktreaktionen wie z. B. der Erschließung von Lastflexibilitätspotenzialen zu rechnen. Da eine solche Erschließung vergleichsweise kurzfristig möglich ist, ist sie in o. g. Studien noch nicht oder zumindest nicht vollständig erfasst.

## 2.2 Versorgungsqualität

Eine der wesentlichen Kriterien für die Versorgungsqualität ist die zuverlässige Versorgung des Endkunden mit Strom. Diese kann durch die Kennzahlen „SAIDI“ (System Average Interruption Duration Index) oder „SAIFI“ (System Average Interruption Frequency Index) ausgedrückt werden. Der SAIFI beschreibt, wie häufig ein Verbraucher durchschnittlich pro Jahr  $[1/a]$  von einer Unterbrechung betroffen ist, der SAIDI die durchschnittliche Ausfalldauer je versorgtem Verbraucher in  $\text{min}/a$ . Beide Kennzahlen umfassen ausschließlich ungeplante Versorgungsunterbrechungen.

Die nachfolgende Tabelle veranschaulicht die Entwicklung der Versorgungsunterbrechungen zwischen den Jahren 2013 und 2019.

Anzahl der Versorgungsunterbrechungen (VU)		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>geplante Ausfälle</b>		607	808	751	607	465	541	450
<b>ungeplante Ausfälle</b>	Wetterverhältnisse	14	18	12	5	15	27	9
	höhere Gewalt	7	3	1	0	6	2	3
	Schäden durch Dritte	239	264	271	281	214	238	247
	interne Ursachen	244	224	274	205	235	237	247
	vorgelagertes Netz	5	2	4	0	2	0	2
	nachgelagertes Netz	4	5	4	2	18	54	15
<b>gesamte Anzahl an VU</b>		1120	1324	1317	1100	955	1099	973
<b>SAIFI (ungeplant)</b>		0.32	0.29	0.36	0.23	0.26	0.35	0.35
<b>SAIDI (ungeplant)</b>		21.6	18.5	22.8	16.6	21.3	23.8	27.3

Tabelle 2.1: Entwicklung von Versorgungszuverlässigkeitskennzahlen zwischen 2013 und 2019 (Quelle: ILR)

Die Kunden waren gemäß SAIFI somit im Durchschnitt einmal innerhalb von drei Jahren von einer Versorgungsunterbrechung betroffen. Dabei zeigen sich zwar durchaus Schwankungen des SAIFI zwischen den Jahren, dieser liegt im betrachteten Zeitraum aber grundsätzlich auf vergleichbarem Niveau. Der SAIDI schwankte im selben Zeitraum im Bereich um die 20 min/a. Im letzten Jahr ist diese Kennzahl trotz Rückgang der in Summe aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen deutlich angestiegen. Zurückzuführen ist dies laut Aussage des ILR insbesondere auf mehrere Stromausfälle mit außergewöhnlich hoher Dauer und einer Vielzahl betroffener Kunden. Diese Stromausfälle können als Einzelereignisse deklariert werden. Einer dieser Stromausfälle wird gesondert in Kapitel 3 betrachtet.

Auch unter Berücksichtigung dieser Stromausfälle und des im Vergleich zu den letzten Jahren etwas höheren SAIDI in 2019, kann die Versorgungsqualität in Luxemburg insbesondere auch im europäischen Vergleich als sehr gut bewertet werden (Bild 2.1). In der Abbildung ist die Entwicklung des SAIDI für Länder in Europa dargestellt, die einen SAIDI von unter 200 min/a haben. In dieser Bewertung wurden auch diejenigen Ausfälle mitberücksichtigt, die unter die Kategorie außergewöhnliche Ereignisse fallen.

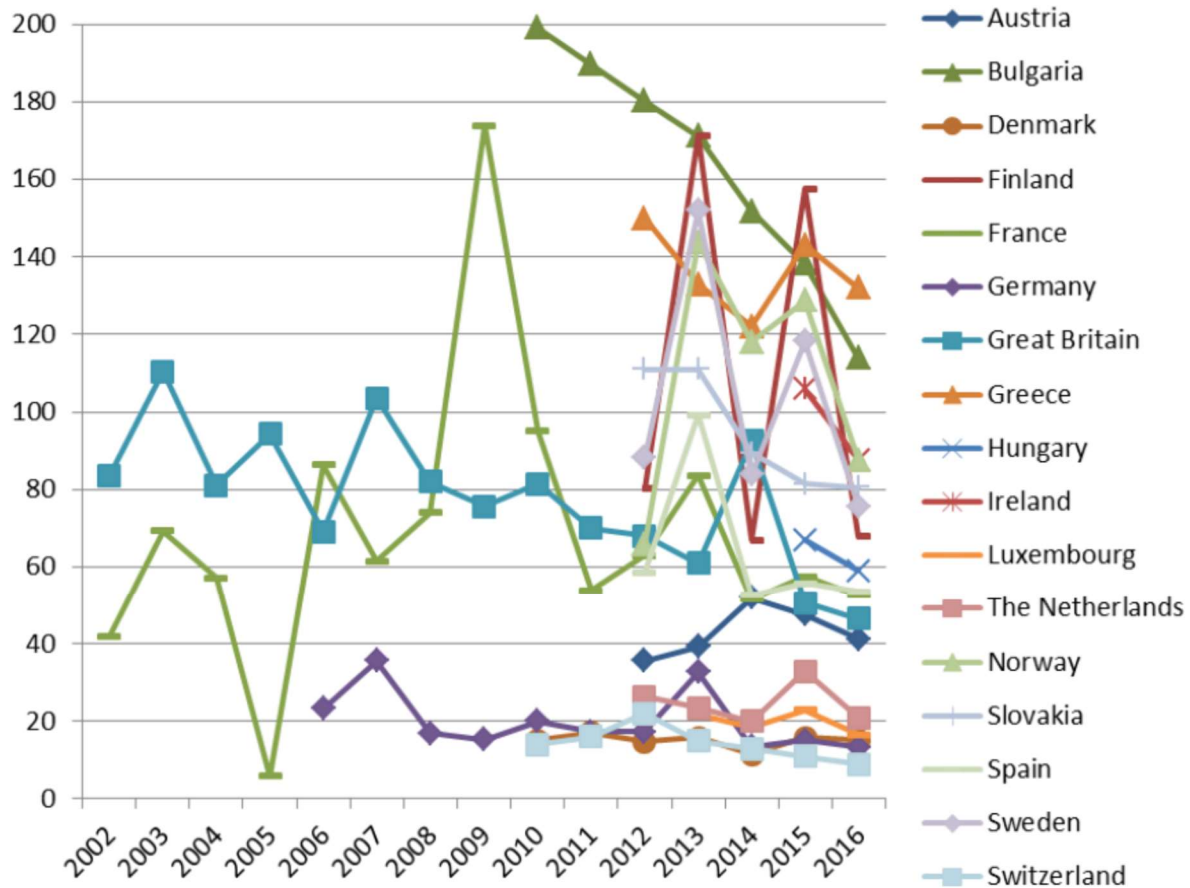


Bild 2.1: Verlauf des SAIDI zwischen 2002 und 2016 für die Länder in Europa [6]

Damit ist die Versorgungsqualität gemessen an der Kennzahl des SAIDI in Luxemburg im europäischen Vergleich als sehr hoch einzuordnen. Lediglich wenige Länder, wie bspw. die Schweiz, verfügen über noch geringere SAIDI-Werte während hingegen in vielen anderen Ländern die Werte im Vergleich zu Luxemburg deutlich höher im Bereich von 40 bis 140 min/a liegen.

### 2.3 Ergänzende Betrachtungen

Bei der Bewertung der Versorgungssituation in Luxemburg sind verschiedene Spezifika des luxemburgischen Stromversorgungssystems zu beachten, die im Folgenden beschrieben werden.

- Das **Stromerzeugungssystem** besteht seit der Stilllegung des GuD-Kraftwerks Twinterg mit Blick auf Großkraftwerke lediglich aus dem Pumpspeicherkraftwerk Vianden mit 11 Maschinensätzen und einer Turbinenleistung von derzeit 1.290 MW (1.040 MW im Pumpbetrieb). Das Pumpspeicherkraftwerk Vianden ist an die Schaltanlage Bauler der Amprion GmbH in Deutschland angeschlossen.
- Die Energiebereitstellung für die öffentliche Versorgung in Luxemburg erfolgt heute im Wesentlichen aus dem deutschen Elektrizitätsversorgungssystem, so dass die Funktionalität der deutschen Energiemärkte erhebliche Konsequenzen für Luxemburg hat. Aus luxemburgischer Perspektive ist deshalb eine möglichst **enge Einbindung in Diskussions- und Bewertungsprozesse in Deutschland** wünschenswert. Begrüßenswert ist in diesem Zusammenhang, dass die durch EU-Recht geforderte

Festlegung von Versorgungssicherheitsstandards im Fall von Gebotszonen, die mehrere Mitgliedsstaaten umfassen, gemeinsam durch die beteiligten Mitgliedsstaaten erfolgen muss.

- Die Beschaffung und Erbringung von **Systemdienstleistungen** für Luxemburg kann nicht unabhängig von den entsprechenden Prozessen in der gemeinsamen Gebotszone mit allen deutschen Übertragungsnetzbetreibern und v. a. der gemeinsamen Regelzone mit Amprion erfolgen. Der luxemburgische Übertragungsnetzbetreiber Creos ist deshalb dafür verantwortlich, mit Amprion und den anderen deutschen Übertragungsnetzbetreibern geeignete Prozesse und Regularien für die sichere und effiziente Beschaffung von Systemdienstleistungen und eine angemessene Kostentragung abzustimmen. In diesem Kontext ist unter anderem auch die **Regelenergiebeschaffung** zu erwähnen. Während mit der Integration des Marktes für Frequency Containment Reserves in diesem Jahr bereits ein wichtiger Schritt gegangen wurde, wird in Zukunft auch eine Lösung für Frequency Restoration Reserves gefunden werden müssen, um bestehende Anlagen hinsichtlich Ihrer Eigenschaften zu valorisieren und weitere Flexibilitätspotentiale zu erschließen.
- Luxemburg ist in besonderem Maße auf die **Funktionalität der Regularien des europäischen Strombinnenmarktes** auch in außergewöhnlichen Situationen (z. B. dem Fall von Erzeugungsknappheit) angewiesen. Ein entsprechendes eindeutiges Bekenntnis der relevanten regulatorischen Stellen in der Europäischen Union und dessen Mitgliedsstaaten, ggf. ergänzt um einen international koordinierten Prozess zum Umgang mit eventuellen Knappheitssituationen wäre deshalb wünschenswert. Einen wichtigen Schritt in diesem Zusammenhang stellt das am 8.6.2015 in Luxemburg unterzeichnete Memorandum der Energieminister von 12 europäischen Staaten sowie die daran anschließende politische Erklärung des Pentalateralen Energieforums dar. In dieser Erklärung vereinbaren die Unterzeichnerstaaten u. a. keine die Funktionalität der Strommärkte gefährdenden Preisobergrenzen einzuführen und den Stromhandel auch in Zeiten von Knappheit nicht zu begrenzen [7]. Luxemburg unterstützt vor diesem Hintergrund die Weiterentwicklung der regionalen Risikovor-sorge, europäische Mindestanforderungen an nationale Kapazitätsmechanismen, nichtdiskriminierende Berechnung von Übertragungskapazitäten, sowie die regionale Koordination von systemsicherheitsrelevanten Fragen des Übertragungsnetzbetriebs<sup>1</sup>.
- Durch das Fehlen von Großkraftwerken ist Luxemburg kontinuierlich auf Stromimporte angewiesen, die zu einem großen Teil aus Deutschland erfolgen. Insofern stellt sich die Frage, ob die **Verfügbarkeit ausreichender Übertragungskapazität an der deutsch-luxemburgischen Grenze** gewährleistet ist bzw. eine Notwendigkeit zu deren Absicherung besteht. Da Luxemburg und Deutschland eine gemeinsame Gebotszone am europäischen Stromgroßhandelsmarkt bilden, sind Stromtransporte im Rahmen der technischen Kapazitäten für alle Marktteilnehmer freizügig möglich. Die Deckung der Nachfrage luxemburgischer Verbraucher ist insofern primär durch entsprechende Handelsgeschäfte der jeweiligen Versorger sicherzustellen und grundsätzlich gleichrangig zur Deckung der Nachfrage aller anderen Verbraucher in der Gebotszone. Deshalb ist eine explizite Kapazitätssicherung nicht notwendig. Feste Kapazitätsszusagen innerhalb einer Gebotszone sind im Rechtsrahmen für den europäischen Strommarkt auch systemfremd und nicht vorgesehen. Selbstverständlich sind die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der gemeinsamen Gebotszone, also Creos und die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, in einer Krisensituation mit physischer Strom-Knappheit zur Zusammenarbeit und Umsetzung von angemessenen Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit verpflichtet. Hierzu kann im Extremfall auch

---

<sup>1</sup> Vgl. Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) sowie Network Code on Emergency and Restoration.

die unfreiwillige Abschaltung von Kunden gehören, wobei die europarechtlichen Vorgaben z. B. zur Solidarität zwischen Mitgliedsstaaten zu beachten sind. Diese werden aktuell im Rahmen der Umsetzung des Clean Energy Package durch die verabschiedete Risk Preparedness Verordnung (EU) 2019/941 konkretisiert. Der Zeitplan für die Erstellung der **Risikovorsorgepläne** sieht vor, dass die ÜNB bis Herbst 2020 die für die jeweilige Region wichtigsten Risikoszenarien bestimmen. Basierend darauf leiten die zuständigen Behörden die wichtigsten nationalen Szenarien ab. Dies soll bis spätestens Januar 2021 durchgeführt werden. Auf Grundlage der regionalen und nationalen Szenarien wird schließlich der Risikovorsorgeplan entwickelt, der spätestens bis zum Januar 2022 verabschiedet und veröffentlicht werden muss. Hierbei wird unter anderem zu prüfen sein, ob die Zusammenarbeit Luxemburgs mit den benachbarten Staaten, sowie zwischen Creos und Amprion innerhalb der gemeinsamen Gebotszone, gerade mit Blick auf die reibungslose Beherrschung von Krisensituationen, bereits ausreichend klar geregelt oder durch zusätzliche vertragliche Vereinbarungen weiter konkretisiert werden sollte.

- Mit über 95 % ist Luxemburg einer der Vorreiter hinsichtlich des Einsatzes von **Smart Metern**. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit sind hierdurch mehrere positive Rückwirkungen zu erwarten. Zum einen können die Smart Meter ab einer gewissen Durchdringung von den Netzbetreibern im Rahmen eines Monitorings eingesetzt werden, wodurch verbesserte Rückschlüsse auf das aktuelle und zukünftige Netznutzungsverhalten (z. B. mit Blick auf die Gleichzeitigkeit von Verbrauchsspitzen) möglich werden. Insbesondere könnte es für Netzbetreiber leichter fallen, im Rahmen der Netzausbau- und -erweiterungsplanung effizient auf die Entwicklungen des Bedarfs der Netznutzer zu reagieren. Diese Durchdringung ist mittlerweile erreicht. Weiterhin ist durch die Einführung von Smart Metern eine umfassende Einführung von dynamischen Netzentgelten oder dynamischen Stromversorgungstarifen möglich, wodurch Netzbelastungen verringert und die Versorgungssicherheit erhöht werden können. Zusätzlich können Smart Meter einen wichtigen Beitrag bei der Weiterentwicklung der jetzigen Energiemärkte leisten, wenn sie mit einer entsprechenden Ansteuerbarkeit der Anlagen ausgestattet sind. Durch die Ansteuerung wird es Netznutzern ermöglicht, flexibel und aktiv an den Energiemärkten teilzunehmen. Um die technischen Möglichkeiten von Smart Metern sinnvoll zu nutzen prüft die Regulierungsbehörde zurzeit eine Überarbeitung des Netzentgeltsystems. Komplementär dazu sollte analysiert werden, welchen Beitrag zunehmend flexible und intelligente Anlagen und Verbraucher im Rahmen von **Flexibilitätsmechanismen** leisten können, die zum Beispiel Netzengpasssituationen in Form von Preissignalen indizieren.

### 3 Analyse des Stromausfalls im Mai 2019 in Luxemburg-Stadt

Am 19. Mai 2019 hat sich auf dem Gebiet der Stadt Luxemburg ein großräumiger und über mehrere Stunden andauernder Stromausfall ereignet. Um die genauen Umstände, Abläufe und Ursachen dieses Stromausfalls besser zu verstehen und zukünftig zu vermeiden hat das Ministerium untersuchen lassen hinsichtlich welcher Aspekte Verbesserungsmaßnahmen ergriffen werden können, die dazu beitragen, die Folgen vergleichbarer auslösender Ereignisse in Zukunft stärker zu begrenzen. Diese Analysen haben folgende Gründe aufgezeigt, die dazu beigetragen haben, dass der Stromausfall seinerzeit großräumige und langandauernde Auswirkungen hatte:

- Der Ausfall der Stromversorgung erstreckte sich auch auf eine Kommunikationseinrichtung, über die die Übertragung von Signalen zur Überwachung des Netzes in die Leitstelle des betroffenen Netzbetreibers Creos erfolgt. Die Batterien der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) der Creos, die zur Absicherung der Stromversorgung der Kommunikationseinrichtung dient, waren defekt. Mit dem Ausfall des Kommunikationssystems konnte der betroffene Netzbereich nicht mehr überwacht werden. Insbesondere konnte nicht mehr verfolgt werden, welche Betriebsmittel abgeschaltet worden waren und an welchen Umspannwerken die Versorgung unterbrochen war.
- Das Personal des Bereitschaftsdienstes war nicht mit der korrekten Bedienung aller Schalteinrichtungen im betroffenen Netzbereich vertraut. Wie nähere Betrachtungen zeigten, waren in dem betroffenen Umspannwerk, das ursprünglich von der Stadt Luxemburg errichtet und zwischenzeitlich von Creos übernommen wurde, andere Schaltertypen verbaut, als sie standardmäßig von Creos eingesetzt werden. Dies führte zu einer Verlängerung der Wiederversorgungsdauer.

Um hinsichtlich der oben genannten Gründe eine Verbesserung zu erreichen hat das Ministerium alle in Luxemburg tätigen Netzbetreiber bezüglich Kommunikationseinrichtungen und USV sowie Personalschulungen angeschrieben. Diese haben angegeben, dass ihr Entstördienst jederzeit in der Lage ist, alle Betriebsmittel zügig und korrekt bedienen zu können. Dies gilt ebenso für Betriebsmittel, die von der Standard-Bauart abweichen. Dabei haben einzelne Netzbetreiber angegeben, dass sie sich hierfür von externen Spezialisten unterstützen lassen oder der Austausch dieser Betriebsmittel in den nächsten Jahren geplant sei.

Beim Redundanzkonzept für die Übertragung von Messwerten und anderen Betriebssignalen ins Leitsystem gibt es Unterschiede zwischen den Netzbetreibern. Bei Creos werden die Kommunikationseinrichtungen und -wege mittlerweile vollständig redundant betrieben. Bei einigen anderen VNB ist die Übertragung ebenfalls redundant aufgebaut, während dies wiederum bei anderen nur teilweise oder gar nicht der Fall ist. Jedoch geben diese Netzbetreiber an, eine redundante Übertragung in den nächsten Jahren aufbauen zu wollen. Bei fast allen VNB sind bereits sämtliche Kommunikationseinrichtungen durch eine USV gegen Stromausfälle abgesichert. Darüber hinaus werden bereits heute regelmäßig Funktionsüberprüfungen vorgenommen. Lediglich bei einem Netzbetreiber wird dies erst in den nächsten Jahren etabliert.

Aus den Angaben der Netzbetreiber wird deutlich, dass die erforderlichen Maßnahmen, um einem vergleichbaren Stromausfall entgegenzuwirken, bereits heute vorliegen bzw. in den nächsten Jahren aufgebaut werden. Um die Versorgungssicherheit tatsächlich zu gewährleisten, sollten die von den Netzbetreibern angedachten Nachrüstungen in den nächsten Jahren rollierend überprüft werden.

## 4 Auswirkung des Tornados im August 2019 auf die Stromversorgung

Am 9. August 2019 zerstörte ein Tornado Teile einer Hochspannungsleitung der Sotel zwischen Luxemburg und Belgien. Insgesamt waren vier Hochspannungsmasten stark beschädigt. Im Normalbetrieb ist das Sotel-Netzwerk mit dem französischen bzw. dem belgischen Netzwerk verbunden. Im Gegensatz zum öffentlichen Versorgungsgebiet der Creos greifen Kunden, die mit dem Sotel Stromnetz verbunden sind, über ihren Lieferanten auf den französischen und belgischen Markt zu, um ihre Nachfrage zu decken. Infolge des Tornados vom 9. August wurde der Großteil des Sotel-Netzes über die grenzüberschreitende Verbindung mit Frankreich versorgt, während nur wenige kleine Lasten auf das öffentliche Netz von Creos übertragen wurden. Aufgrund der fehlenden Redundanz in dieser Situation war eine rasche Wiederherstellung der beschädigten Linie aus Sicht der Versorgungssicherheit der Sotel Stromnetzkunden dringend notwendig.

Nachdem alle für die Wiederherstellung der betroffenen Linie erforderlichen Genehmigungen von den kommunalen und nationalen Behörden vorlagen, wurde der Reparaturauftrag Ende 2019 erteilt. Die Herstellung der Hochspannungsmasten begann Anfang 2020, während die Reparaturarbeiten vor Ort Anfang Februar starteten. Allerdings verzögerten schlechte Wetterbedingungen und die ab März 2020 aufgetretene Corona-Pandemie, die in Kapitel 5 im Detail beschrieben wird, den Fortschritt der Reparaturarbeiten. Die Leitung steht aber zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Berichts kurz vor ihrer Fertigstellung, soll Ende Juli 2020 in den Testbetrieb gehen, und anschließend wieder regulär zur Versorgung des Netzgebiets der Sotel sowie zur Sicherung der Versorgung im Netzgebiet der Creos zur Verfügung stehen.

Insgesamt ist festzustellen, dass der Tornado zu keiner Einschränkung der Versorgungsaufgabe für Endkunden führte. Die zuvor beschriebenen Ereignisse zeigen gleichzeitig die Bedeutung einer redundanten grenzüberschreitenden Netzanbindung, auch für den Auslegungsfall eines Mastbruchs, auf. Zudem verdeutlicht dieser Fall die Relevanz zügiger Abwicklungsprozesse im Schadensfall, um das System schnellstmöglich in den Normalbetrieb zurückzuführen.



## 5 Auswirkungen der Corona-Pandemie auf die Stromversorgung

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

Katastrophensituationen solchen Ausmaßes erfordern Aktionspläne zur angemessenen Vorbereitung und Reaktion. Bei der Stromversorgung sollte der Fokus dabei auf der Aufrechterhaltung der systemischen Funktionen des Systems liegen. Systemkritische Funktionen bestehen vor allem dort, wo der krankheitsbedingte gleichzeitige Ausfall weniger Personen die Aufrechterhaltung systemrelevanter Prozesse erschwert. Darunter fallen insbesondere die Netzbetriebsführung, die Betriebsplanung, sowie die Abwicklung von Strommarktprozessen. Da für Strommarktprozesse die Interaktion mit externen Stakeholdern notwendig und deren Erreichbarkeit in Zeiten eines Lockdowns begrenzt sein kann, sollten die dafür erstellten Pläne öffentlich zugänglich sein. So hat zum Beispiel RTE, der französische Übertragungsnetzbetreiber, infolge der Corona-Pandemie einen Business Continuity Plan in Bezug auf Strommarktprozesse aufgestellt. Die deutschen ÜNB haben die Aufrechterhaltung bestehender Prozesse bei den Marktteilnehmern gefordert (z. B. die 24h-Erreichbarkeit). Creos hat infolge der Corona-Pandemie ebenfalls Krisenstäbe eingerichtet und Pläne aufgestellt, die zum Teil mit der luxemburgischen Behörde Haut-Commissariat á la Protection Nationale (HCPN) abgesprochen wurden. Die HCPN hat die Aufgabe, Krisen vorzubeugen bzw. das Land und die Bevölkerung vor den Auswirkungen dieser zu schützen.

In den Plänen der Creos sind unter anderem die Einsatzplanung des Personals und einzuhaltende Hygienemaßnahmen geregelt. Vorrangiges Ziel dieser Pläne liegt darin, eventuelle Infektionen des Betriebspersonals und die Ausbreitung auf sonstiges Personal zu minimieren. Hierfür wurden beispielsweise die Gebäude in separate Sicherheitszonen aufgeteilt. Die Mitarbeiter von Creos hatten jeweils nur Zugang zu den für sie autorisierten Zonen. Je Zone wurden eigene Sanitäreinrichtungen aufgestellt, die nach jedem Schichtwechsel desinfiziert wurden. Je Schicht wird je Funktion nur ein Team aus drei Mitarbeitern eingesetzt. Weitere Mitarbeiter dürfen nur im Bedarfsfall die Arbeitsstätte betreten, wobei der direkte Kontakt mit dem restlichen Personal vermieden werden soll. Im Falle einer Erkrankung eines Mitarbeiters an COVID-19 wird das gesamte Team ausgetauscht und unter Quarantäne gestellt.

Weitere Netzbetreiber haben ebenfalls angegeben, dass Maßnahmen zum Schutz des Personals ergriffen wurden. Diese beziehen sich ebenso auf die Einsatzplanung, Reduktion des physischen Kontakts und auf Hygienevorschriften.

Mithilfe der genannten Maßnahmen konnte die Ausbreitung der Infektion innerhalb des Personals der Netzbetreiber vermieden und der Netzbetrieb sowie die Marktmechanismen ohne Einschränkungen für den Endverbraucher oder Marktteilnehmer aufrechterhalten werden. Insofern hatte die Krise bisher keinen direkten Einfluss auf die Versorgungssicherheit.

Um die Auswirkungen der Corona-bedingten landesweiten Maßnahmen auf den Stromverbrauch zu quantifizieren, hat Creos eine Analyse der Nachfrage- und Produktionsniveaus durchgeführt, die in Bild 5.1 und Bild 5.2 dargestellt ist.

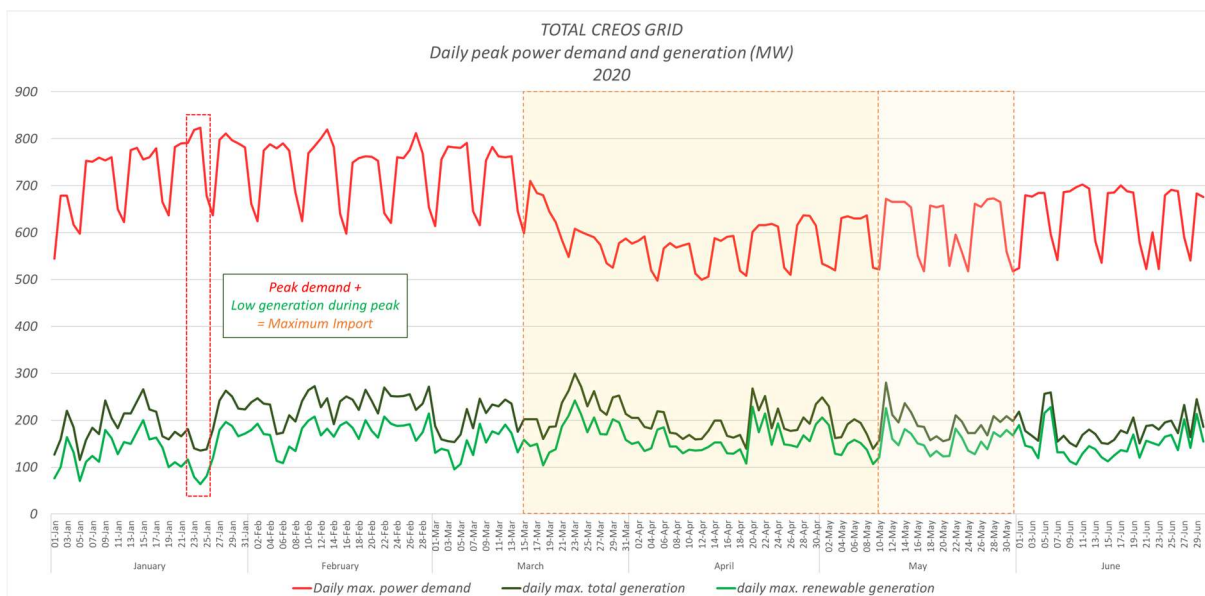


Bild 5.1: *Tägliche Spitzenlast und Produktion zwischen 1.1.2020 und 30.6.2020 (Quelle: Creos)*

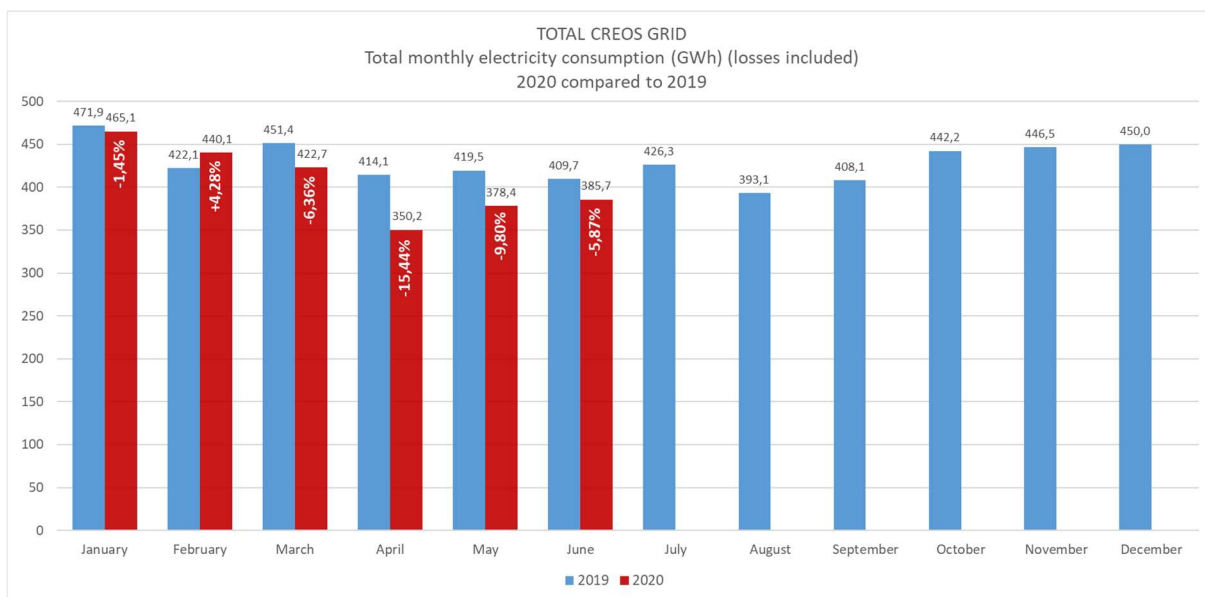


Bild 5.2: *Vergleich des monatlichen Nachfrageniveaus im gesamten Versorgungsgebiet zwischen 2019 und 2020 (Quelle: Creos)*

Die Darstellungen zeigen, dass sich durch Einführung des Lockdowns in Luxemburg das Verhalten der Netznutzer deutlich geändert hat. Während bis Mitte März die Leistungsnachfrage noch typisch verläuft, stürzt sie mit Start des Lockdowns innerhalb von zwei Tagen um durchschnittlich mehr als 100 MW und in den Spitzen um mehr als 20 % ab. Im Vergleich zum Vorjahr resultiert daraus ein stark reduziertes monatliches Verbrauchsvolumen von 15.4 % im Monat April, das sich über die Monate Mai und Juni langsam wieder den gewöhnlichen Verbrauchswerten angepasst hat. Vergleichbare relative Veränderungen im Verbrauchsverhalten bestätigen auch die weiteren Netzbetreiber.

Neben einem niedrigen Verbrauch erreichte die Produktion, wie in Bild 5.1 dargestellt, in der betrachteten Periode historische Höchstwerte. In der Folge war auch der Anteil der Produktion aus Erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch sehr viel höher als gewöhnlich.

Das geänderte Verhalten der Marktakteure und Netznutzer kann grundsätzlich eine kritische Entwicklung für den sicheren Betrieb der Netze bedeuten. Damit das Elektrizitätsversorgungssystem stabil betrieben werden kann, ist es notwendig, dass die Leistungsbilanz von eingespeister und entnommener Energie fortwährend ausgeglichen ist. Die Leistungsbilanz muss kontinuierlich überwacht und im Bedarfsfall durch korrektive Eingriffe wieder ausgeglichen werden, um erzeugungs- und verbrauchsseitigen Schwankungen zu begegnen. Um Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme möglichst gering zu halten, ist es jeweils erforderlich und Aufgabe der Bilanzkreisverantwortlichen, diese für die von ihnen verantworteten Netznutzer zu prognostizieren. Prognosefehler werden durch die Aktivierung von Regelleistung wieder ausgeglichen. Hiermit ist in Luxemburg der Übertragungsnetzbetreiber Creos betraut, der diese Aufgabe vertraglich an Amprion delegiert hat.

Trotz des deutlichen Einbruchs und untypischen Verlaufs der Nachfrage, dem ungewohnt hohen Anteil Erneuerbarer Energien an der Nachfragedeckung, sowie der ungewohnten Situation und der Unklarheit darüber, wie sich die Situation zukünftig entwickeln wird, konnten zu jedem Zeitpunkt die Leistungsbilanz in der gemeinsamen Regelzone mit Amprion in einem unkritischen Bereich gehalten und die vollständige Versorgung der Endkunden sichergestellt werden. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben bekanntgegeben, dass alle erforderlichen Prozesse und Aktivitäten zur Dimensionierung, Beschaffung, Aktivierung und Abrechnung von Regelleistung wie gewohnt aufrechterhalten werden und geeignete Maßnahmen eingeleitet wurden, um dies zu gewährleisten. Insbesondere wurde darauf hingewiesen, dass bei einer verstärkten Nutzung von Home-Office eine Erreichbarkeit der Ansprechpartner für die ordnungsgemäße Erfüllung der Vertragspflichten gemäß der jeweiligen Rahmenverträge in jedem Fall sicher zu stellen ist. Diese Maßnahmen waren offensichtlich geeignet, die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten.

Die Netzbetreiber geben allerdings an, dass die Auswirkungen der Krise auch längerfristig spürbar sein könnten. Die Investitionen in die Erneuerung und Instandhaltung sowie ggf. Erweiterung der Netze, die für 2020 vorgesehen waren, werden voraussichtlich nicht wie geplant realisiert werden können. Dies betrifft unter anderem den Wiederaufbau der im Jahr 2019 durch einen Tornado zerstörten Hochspannungsleitung im Netzgebiet der Sotel. Weitere Investitionsverzögerungen innerhalb der nächsten Jahre könnten einen negativen Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben und sollten daher beobachtet werden.

Aufgrund der Unklarheit zum Zeitpunkt des vorliegenden Berichts über die weitere Entwicklung der Situation ist es jedoch angebracht, diese auch weiterhin genau zu verfolgen. Zudem sollte die Pandemie insgesamt Anlass geben, Prozesse für Krisensituationen kritisch zu hinterfragen und weiter zu verbessern. Dabei können die Akteure neben den eigenen und nationalen Erfahrungen unter anderem auch von internationalen Good Practices profitieren, die z.B. von der EU Kommission identifiziert wurden [8].

## 6 Stromnetze

### 6.1 Übertragungs- und industrielle Netze

#### 6.1.1 Status quo bei Kuppelleitungskapazitäten

Luxemburg verfügt über direkte Netzanschlüsse mit allen drei Nachbarländern. Das Übertragungsnetz der Creos ist über zwei 220-kV-Doppelleitungen mit einer nominalen Gesamtübertragungskapazität von 1.960 MVA mit dem benachbarten deutschen Übertragungsnetz (Schaltanlagen Bauler und Trier) der Amprion verbunden. Die Anbindung des Pumpspeicherkraftwerks Vianden an die Schaltanlage Bauler erfolgt über 220-kV-Leitungen der Amprion, und ist demnach nicht mit dem Netz der Creos verbunden.

Das Industrienetz der Sotel ist über eine 220-kV-Doppelleitung mit dem belgischen Übertragungsnetz der Elia verbunden, die eine nominale Gesamtübertragungskapazität von 800 MVA besitzt. Zusätzlich hat Sotel in 2013 eine weitere Zuleitung aus Richtung des französischen Höchstspannungsnetzes von RTE mit einer Übertragungskapazität von 450 MVA in Betrieb genommen. Im Rahmen einer lokalen Umstrukturierung des Sotel 65 kV Netzes wird eine bestehende 150 kV-Anbindung an das Netz der Elia ab 2020/2021 als 65 kV Verbindung zur Versorgung eines bestehenden industriellen Verbrauchers verwendet. Diese Verbindung beteiligt sich damit nicht mehr an der Versorgungssicherheit der allgemeinen Versorgung.

Aus heutiger Sicht ist es möglich, die Spitzenlast im Übertragungsnetz der Creos (derzeit ca. 840 MW) durch entsprechende Leistungsimporte aus dem benachbarten Amprion-Netz zu decken. Dies gilt nicht nur für den Normalbetrieb, sondern auch für den auslegungsrelevanten (n-1)-Fall bei Nichtverfügbarkeit eines der Kuppelleitungsstromkreise. Der Auslegungsfall deckt darüber hinaus auch das relevante Risiko eines Mastbruchs auf einer der Doppelleitungen in Richtung Deutschland ab, was im Sinne der Kuppelleitungsstromkreise eine (n-2)-Sicherheit bedeutet und für die Versorgungssicherheit Luxemburgs aufgrund der geringen gesicherten inländischen Stromproduktionskapazität strategische Bedeutung hat. Die Relevanz eines solchen Ausfalls hat der Tornado vom 9. August 2019, der in Kapitel 4 beschrieben wurde, eindrücklich bewiesen.

Aktuell stellt der Ausfall eines Umspannwerks an der deutsch-luxemburgischen Grenze den für die Versorgungssicherheit kritischsten Ausfall dar, bei dem es – je nach gleichzeitiger Lastsituation in Luxemburg – möglich sein kann, dass nicht mehr alle Verbraucher versorgt werden können. Durch die Fertigstellung der Kuppelleitung nach Belgien (siehe nächster Abschnitt) können die negativen Auswirkungen dieses Ausfalles in Zukunft abgeschwächt werden, wodurch sich auch auf Ebene der Umspannwerke eine (n-1)-Sicherheit ergibt.

Aktuell ist mit Amprion auch vertraglich ein zugesicherter Leistungsbezug von 980 MVA vereinbart, was gerade der oben verbleibenden Kapazität im Falle eines Mastbruchs entspricht. Vor dem Hintergrund der sich weiterentwickelnden Regularien im europäischen Strombinnenmarkt ist eine derartige vertragliche Vereinbarung zukünftig kaum mehr möglich. Wie in Abschnitt 2.3 ausgeführt, ist jedoch aufgrund der gemeinsamen Gebotszone mit Deutschland eine solche Vereinbarung auch nicht notwendig, um eine sichere Versorgung der Verbraucher in Luxemburg zu gewährleisten, da de facto innerhalb dieser Zone grundsätzlich von einer engpassfreien Übertragung ausgegangen wird.

Ende 2017 wurde ein Phasenschiebertransformator in Schifflange in Betrieb genommen und dieser in einer sich anschließenden Testphase geprüft. In dieser Testphase wurden unter anderem auch die betrieblichen Grenzleistungsflüsse definiert (300 MVA in Import- sowie 180 MVA in Exportrichtung), die allerdings keinen vertraglich gesicherten Leistungsbezug aus Belgien implizieren. Die ursprüngliche Planung sah vor, aus dem Probetrieb auf eine kommerzielle Inbetriebnahme des Interkonnektors überzugehen. Aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen und fehlenden positiven Ergebnisse der SPAIC-Analyse (Standard Procedure for Assessing the Impact of Changes) im Rahmen des Flow-based Market Couplings in der CWE Region ist die kommerzielle Inbetriebnahme des Interkonnektors aktuell allerdings nicht geplant.

In der Praxis bedeutet dies dennoch, dass in Ausnahmesituationen, wie dem Ausfall eines Netzbetriebsmittels an der deutsch-luxemburgischen Grenze, Strom über die genannte Leitung aus dem belgischen Netz importiert werden kann und sich die Versorgungssicherheit hierdurch erhöht. Im Normalbetrieb erfolgt der Stromaustausch jedoch über die deutsch-luxemburgische Grenze.

### 6.1.2 Entwicklung der Kuppelleitungskapazitäten

Im Rahmen des kürzlich veröffentlichten Nationalen Energie- und Klimaplan [1] wurde festgestellt, dass mittel- bis langfristig zusätzliche Übertragungskapazitäten zu benachbarten Ländern geschaffen werden müssen, um die Versorgungssicherheit Luxemburgs auch weiterhin zu gewährleisten. Aufgrund der demographischen und wirtschaftlichen Entwicklung wird dem Stromsystem zukünftig eine noch größere Bedeutung zukommen. Daneben ist auch durch die fortschreitende Digitalisierung, Dekarbonisierung des Industrie- und Wärmesektors, sowie Energieeffizienzmaßnahmen (und damit einhergehender Elektrifizierung) zukünftig mit Lastzuwachsen zu rechnen. Diese Effekte beeinflussen insbesondere auch die für den Auslegungsfall relevanten Spitzenlastsituationen im Stromnetz, die im Referenzszenario des NECP von 1.150 MW im Jahre 2016 auf 1.720 MW im Jahre 2040 ansteigen. Auf der Erzeugungsseite wird es zukünftig durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien zu wesentlich höheren Einspeisespitzen kommen.

Komplementär zum NECP, der naturgemäß keine detaillierten Netzberechnungen beinhaltet, erstellen sowohl der Übertragungsnetzbetreiber Creos als auch die verschiedenen Verteilnetzbetreiber Studien zur Netzplanung. Diese Studien werden zukünftig unter anderem auch dem NECP als neue Referenz für die Entwicklung des luxemburgischen Gesamtenergiesystems Rechnung tragen und dabei für das Netz relevante Variationen analysieren und dabei die für die Netzausbauplanung notwendigen Details berücksichtigen. Creos hat hierfür bereits in der Vergangenheit im Scenario Report 2040 [9] verschiedene mögliche Entwicklungspfade des Luxemburger Stromsystems analysiert und die detaillierte Netzplanung darauf aufgebaut. Dabei hat Creos unter anderem auch die Bedeutung industrieller Großverbraucher sowie Variationen des Lastverlaufs in Abhängigkeit von der Bedeutung der Elektromobilität untersucht, die laut Scenario Report 2040 je nach Ausprägung einen relevanten Anstieg von bis zu 80 % der heutigen Last bedeuten kann.

Den zukünftigen Herausforderungen steht die Tatsache gegenüber, dass ein großer Teil des heutigen luxemburgischen Stromnetzes aus den 1970er und 80er Jahren stammt (siehe dazu Abschnitt 6.1.3). Aufgrund der beschriebenen zwischenzeitlichen und erwarteten zukünftigen Entwicklung erscheint eine Modernisierung angebracht. Um der besonderen Verantwortung für ausreichende Netzkapazitäten auch im Falle einer dynamischen Lastentwicklung nachzukommen plant Creos seit 2017 auf Basis seiner Analysen die Inbetriebnahme einer 380-kV-Doppelleitung zur deutschen Grenze zwischen Aach

und Bofferdange, gemäß ENTSO-E TYNDP 2018 bis Ende 2026, sowie in einer Erweiterung bis 2028 bis nach Bertrange, mit einer voraussichtlichen nominalen Übertragungskapazität von insgesamt etwa 4.700 MVA. Da geplant ist, mit der Inbetriebnahme dieser Verbindung das heute bestehende 220-kV-Doppelsystem zwischen Quint und Trier auf der deutschen, sowie Blooren und Heisdorf auf der luxemburgischen Seite abzubauen, würde sich somit die Übertragungskapazität an der deutsch-luxemburgischen Grenze um insgesamt etwa 2.900 MVA erhöhen.

Um auch im Falle einer Nichtverfügbarkeit der 380-kV-Kuppelleitung die Versorgungssicherheit zukünftig zu garantieren, plant Creos parallel auch die Verstärkung der bestehenden Leitungen im nördlichen Teil des Landes. Hierbei sollen im Zuge von Erneuerungen die aktuell eingesetzten Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile (HTLS) ersetzt werden. Durch diese Maßnahme ist es möglich, die Übertragungskapazität und somit die Versorgungssicherheit zu erhöhen, ohne zusätzliche Leitungen in Betrieb nehmen zu müssen. Laut Angabe von Creos wird voraussichtlich ab 2023 der bestehende Interkonnektor zwischen Bauler (DE) und Flebour/Roost mit HTLS ausgestattet. Hierdurch würde sich die Übertragungskapazität dieser Verbindung um weitere etwa 980 MVA auf eine nominal installierte Übertragungskapazität von insgesamt etwa 1.800 MVA erhöhen.

Anschließend ist geplant ebenfalls die Verbindungen von Roost nach Heisdorf (in Zukunft Bofferdange) mit HTLS auszustatten. Diesen Schritt sieht Creos nach 2025 vor. Als weitere Maßnahme hat Creos die Errichtung einer 380/220 kV Station in Bertrange aufgeführt, die über die 380-kV-Doppelleitung mit Bofferdange verbunden wird. Eine konkrete Planung hierfür existiert jedoch aktuell nicht. Für die aufgeführten Netzausbaumaßnahmen weist Creos ein umfassendes Investitionsbudget aus. Dieses wird auch bereits bei der Projektierung der Regulierungsbehörde kommuniziert.

Hinsichtlich der Notwendigkeit der oben aufgeführten Maßnahmen ist anzumerken, dass die Auslastung der bestehenden Anbindung an Deutschland zu Spitzenlastzeiten im Falle eines Mastbruchs auf einer der zwei Doppelleitungen bereits heute bei etwa 90 % (bei gleichzeitigem Transit durch Luxemburg nach Belgien) respektive bei 75 % (ohne Transit) liegt. Unter Berücksichtigung der nicht für den Normalbetriebsfall zur Verfügung stehenden Importleistung aus dem belgischen Netz (siehe Abschnitt 6.1.1) sowie der erwarteten Entwicklungen auf der Last- und Erzeugungsseite ist absehbar, dass die aktuell bestehenden Netzkapazitäten zukünftig nicht ausreichen werden um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zur langfristigen Sicherung der Bedarfsdeckung und damit auch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erscheinen die oben beschriebenen Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen der Creos somit grundsätzlich geeignet zu sein. Gleichzeitig wird die Versorgungssicherheit Luxemburgs auch zukünftig weiterhin genau verfolgt werden müssen, um den aktuellen Entwicklungen Rechnung zu tragen und jeweils geeignete Maßnahmen frühzeitig zu identifizieren und sinnvoll umzusetzen.

### 6.1.3 Alter und Zustand der Netze

Die Altersstruktur der Netze ist ein wichtiger Indikator für das Risiko von Versorgungsunterbrechungen im Stromsystem. Das Alter der bestehenden Anlagen erlaubt zwar keinen eindeutigen Rückschluss auf deren Zustand und damit auf mögliche Implikationen für die Versorgungssicherheit. Dennoch kann ein Vergleich der Anlagenmengengerüste, wo vorhanden mit der technischen, sonst mit der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer, Aufschluss über die Bedarfsgerechtigkeit vergangener Investitionen und evtl. zukünftige Investitionserfordernisse geben. Die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer stellt dabei

allerdings naturgemäß nur einen Durchschnittswert dar und kann im Einzelfall von der tatsächlich sinnvollen technischen Nutzungsdauer abweichen. Eine fallweise Überschreitung ist deshalb aus Sicht der Versorgungssicherheit unkritisch, eine systematische Überschreitung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer kann jedoch auf einen verschleppten Reinvestitionsbedarf hinweisen.

In Bild 6.1 bis Bild 6.3 sind die Altersmengengerüste der Betriebsmittelklassen Leistungsschalter, Trennschalter, Freileitungen, Leitungsmasten und Transformatoren für die Netze von Creos und Sotel dargestellt. Die rote Linie gibt hierbei jeweils – wo vorhanden – die Anlagen an, deren Alter aktuell die technische bzw. betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer (ND) überschritten hat. Wo die Angaben von Creos und Sotel bei den Nutzungsdauern abweichend sind, wurde die jeweils kürzere Nutzungsdauer in der Darstellung herangezogen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass je nach Erhaltungszustand und durchgeführten Wartungsmaßnahmen die Nutzungsdauer einzelner Betriebsmittel deutlich höher sein kann, ohne dass dies ein technisches Risiko darstellen muss.

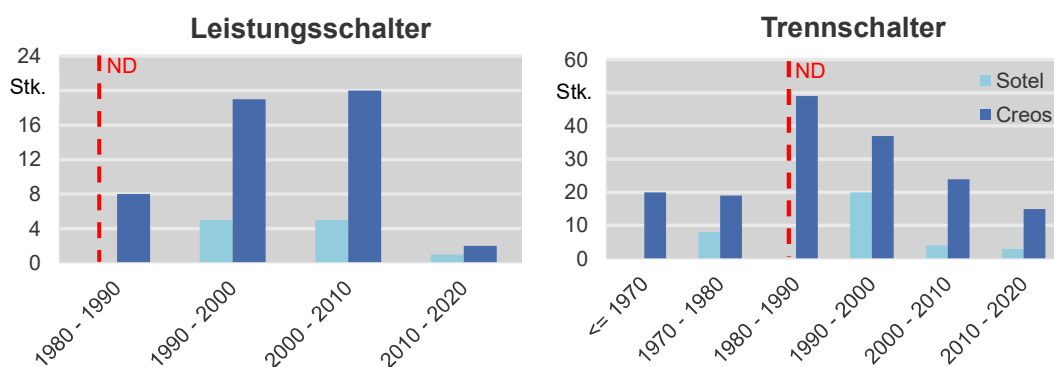


Bild 6.1: Altersmengengerüste der Leistungsschalter (links) und Trennschalter (rechts) bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr (Quelle: eigene Darstellung)

- Für Leistungsschalter gibt Creos eine technische Nutzungsdauer von 40 Jahren an, während Sotel eine betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 35 Jahren angibt, so dass theoretisch alle Leistungsschalter ersetzt werden müssten, die vor 1979 bzw. 1984 in Betrieb genommen wurden. Für beide Netzbetreiber liegt das Alter aller Leistungsschalter ausschließlich unter diesen Schwellen, so dass insgesamt keine Überschreitung der üblichen betrieblichen Nutzungsdauern festzustellen ist. Die im Betrieb eingesetzten Leistungsschalter beider Netzbetreiber weisen darauf hin, dass eine kontinuierliche Überprüfung des Zustands durchgeführt und im Bedarfsfall ein Ersatz vorgenommen wird.
- Für Trennschalter werden jeweils mit den Angaben für Leistungsschalter identische Nutzungsdauern angesetzt, die somit bei konsequenter Übernahme in die Erneuerungsstrategie einen Ersatz aller Betriebsmittel vor 1979 bzw. 1984 erforderlich machen würde. Mittlerweile überschreiten viele Trenner im Netz der Creos die angegebene technische Nutzungsdauer. Da Trennschalter technisch jedoch deutlich weniger komplex als Leistungsschalter sind, ist ggf. eine längere Nutzung möglich und nicht ungewöhnlich. Für die Trenner bei Sotel, die die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer überschreiten, wurde eine grundlegende Wartung mit dem Austausch aller Verschleißteile vorgenommen, sodass die Nutzungsdauer dieser nun höher liegen dürfte.

Bild 6.2 zeigt eine vergleichbare Auswertung für Freileitungen sowie Leitungsmasten.

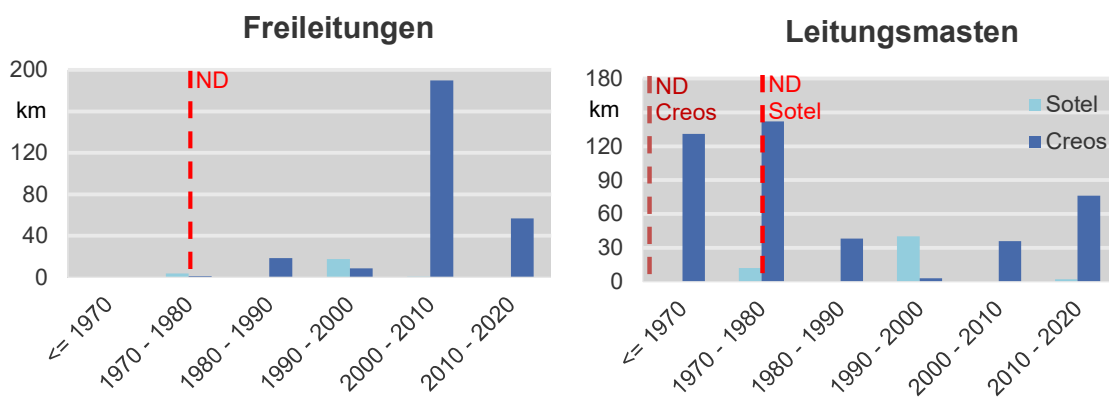
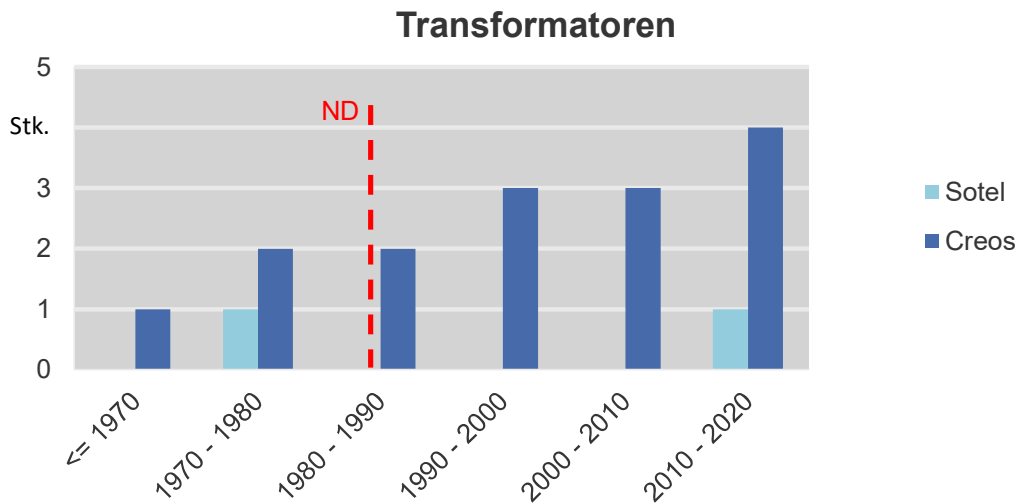


Bild 6.2: Altersmengengerüst Freileitungen (links) und Leitungsmasten (rechts) bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr (Quelle: eigene Darstellung)

- Für Freileitungsseile 220 kV (eine bestehende 150 kV Leitung von Sotel wird ab 2020/21 als 65 kV Verbindung zur Versorgung eines industriellen Verbrauchers verwendet und ist damit nicht mehr an der Versorgungssicherheit der allgemeinen Versorgung beteiligt) werden technische Nutzungsdauern von jeweils 40 Jahren angegeben. Somit wäre ein Ersatz aller Stromkreise notwendig, die vor 1979 in Betrieb genommen wurden. Bei Creos fällt auf, dass der größte Teil des Netzes noch sehr jung ist und erst in jüngerer Vergangenheit erneuert wurde. Lediglich etwa 1 km überschreiten die technische Nutzungsdauer. Bei Sotel ist der Großteil der 220 kV Leitungen ebenfalls noch relativ jung. Hier überschreiten etwa 4 km die technische Nutzungsdauer. Hierdurch ist allerdings nicht auf eine Gefährdung der Versorgungssicherheit zu schließen, da die notwendige Versorgungssicherheit für Sotel durch die neue Kuppelleitung zu RTE gesichert wird.
- Für Masten werden technische bzw. betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern von 80 (Creos) bzw. 40 (Sotel) Jahren angegeben. Aufgrund der großen Divergenz wurden in der Grafik beide Nutzungsdauern angegeben. In der internationalen Praxis sind Nutzungsdauern von bis zu 80 Jahren (Linie von Creos) nicht unüblich. Dieser Wert wird von den bestehenden Anlagen noch nicht erreicht, trotzdem kann sich hier mittelfristig Handlungsbedarf ergeben.





**Bild 6.3:** Altersmengengerüst Transformatoren bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr (Quelle: eigene Darstellung)

- Auch bei Transformatoren haben bei Creos (40 Jahre) wie Sotel (35 Jahre) einzelne Betriebsmittel die angegebene technische bzw. betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer erreicht, so dass ein Ersatz in den nächsten Jahren anstehen könnte, auch um den zunehmenden Daten- und Kommunikationsanforderungen dieser Anlagen Rechnung zu tragen. Ein Vergleich der Netzstatistik 2019 mit der Netzstatistik 2017 zeigt auf, dass in den letzten beiden Jahren bereits einige alte Transformatoren seitens Creos und Sotel außer Betrieb genommen wurden.
- Zusätzlich geben die Netzbetreiber Altersmengengerüste für Kabelverbindungen an. Diese wurden allerdings alle erst in den letzten 15 Jahren in Betrieb genommen, so dass sich hier – auch mittelfristig – kein Erneuerungsbedarf aufgrund des Alters der Betriebsmittel ergeben wird.

In Summe kann geschlossen werden, dass die Altersstrukturen des Anlagenmengengerüsts keinen Hinweis auf eine systematische Überalterung der Netze von Creos und Sotel erkennen lassen. Dennoch überschreiten aktuell viele Trennschalter bei Creos sowie vereinzelt Transformatoren und Leitungsabschnitte bei beiden Netzbetreibern die technische bzw. betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer. Ein Ersatz dieser Anlagen in den nächsten Jahren ist somit zu überprüfen, um eventuelle negative Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit ausschließen zu können. Zudem sollten in diesem Zuge gleichzeitig auch neue Mess- und Kommunikationsfähigkeiten ins System integriert werden. Weiterhin ist ersichtlich, dass in einzelnen Anlagenkategorien in der mittleren Zukunft weiterer Reinvestitionsbedarf (oder zumindest Bedarf für dessen intensive Prüfung) anfallen wird.

#### 6.1.4 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung

Eine Gegenüberstellung der geplanten Investitionen im Verhältnis zur Anlagenaltersstruktur und den damit einhergehenden notwendigen Ersatzinvestitionen kann eine Bewertung des investiven Verhaltens eines Netzbetreibers ermöglichen. Hierzu wurden von den Netzbetreibern die Netzstrukturen in Form von Altersmengengerüsten sowie das in den nächsten Jahren projektierte Budget zur Erneuerung, Instandhaltung und Netzerweiterung nach Anlagengütergruppen getrennt übermittelt. Durch die

Analyse dieser Daten kann ein Referenzverlauf der künftigen Investitionen abgeleitet werden, indem ein übliches Reinvestitionsverhalten auf Basis der von den Netzbetreibern selbst angesetzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern unterstellt wird. Dies entspricht im einfachsten Fall der Hypothese, dass eine Reinvestition mit Ablauf der üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern erfolgt.

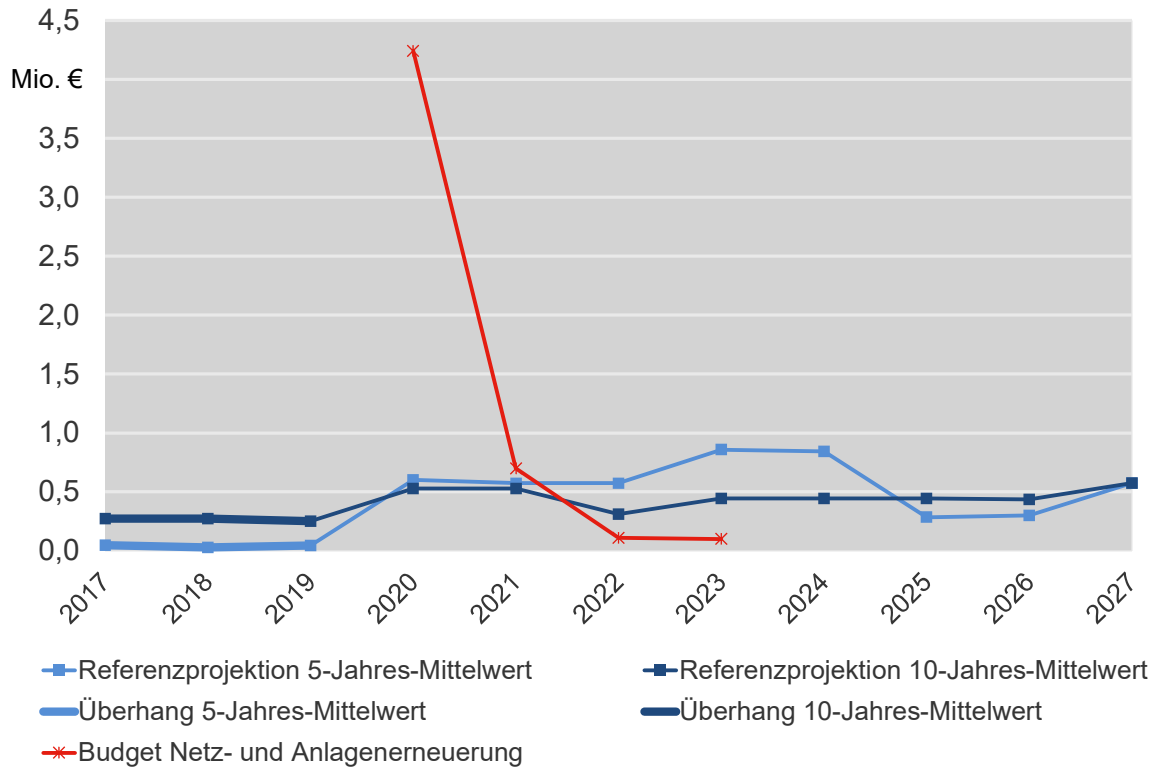
Eine solche jahresscharfe Betrachtung entspricht allerdings nicht dem üblichen Vorgehen von Stromnetzbetreibern in der Praxis. Daher ist es sinnvoller, über einige Jahre Durchschnittswerte zu bilden und diese als Vergleich heranzuziehen. Die Anzahl der Jahre, über die eine solche Mittelung erfolgt, wurde in zwei Rechnungen mit fünf und zehn Jahren variiert; dies entspricht dann einer flexibleren Vorgehensweise, bei der die Anlagengüter durchschnittlich in einem Zeitraum von fünf bis zehn Jahren nach Ablauf ihrer üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer ersetzt werden. Für ein Netzbetriebsmittel mit einer Nutzungsdauer von 40 Jahren, das in 1980 in Betrieb genommen worden wäre, wird bei einer Durchschnittswertbildung über 10 Jahre unterstellt, dass für dieses Betriebsmittel Erneuerungsbudget in den Jahren 2021 bis 2030 vom Netzbetreiber vorgesehen werden müsste.

Neben der Unsicherheit hinsichtlich der Durchschnittsbildung muss auf die grundlegende Unsicherheit hinsichtlich der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern von Netzbetriebsmitteln hingewiesen werden. Diese werden üblicherweise in einem Bereich um 30 bis 45 Jahre, bei Stahlgitter-Freileitungsmasten insbesondere der Hoch- und Höchstspannungsebene bis zu 80 Jahre angenommen. Praxiserfahrungen zeigen aber, dass auch deutlich höhere Werte erreicht werden können, ohne dass damit die Betriebssicherheit zwingend beeinträchtigt sein müsste. Daher ist auch generell im Asset Management in der leitungsgebundenen Energieversorgung eine Abkehr von einer rein zeitabhängigen Reinvestitionsstrategie zu beobachten. Andere – insbesondere längere – Reinvestitionszyklen können insbesondere aus Kostenminderungsgründen ebenfalls sinnvoll sein, so dass ein Unterschreiten der Referenzprojektion nicht unmittelbar den Schluss zulässt, dass ein Fehlverhalten des Netzbetreibers vorläge oder die Versorgungssicherheit gefährdet wäre.

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

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.

Für das 220-kV-Netz der Creos zeigt Bild 6.4 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung.



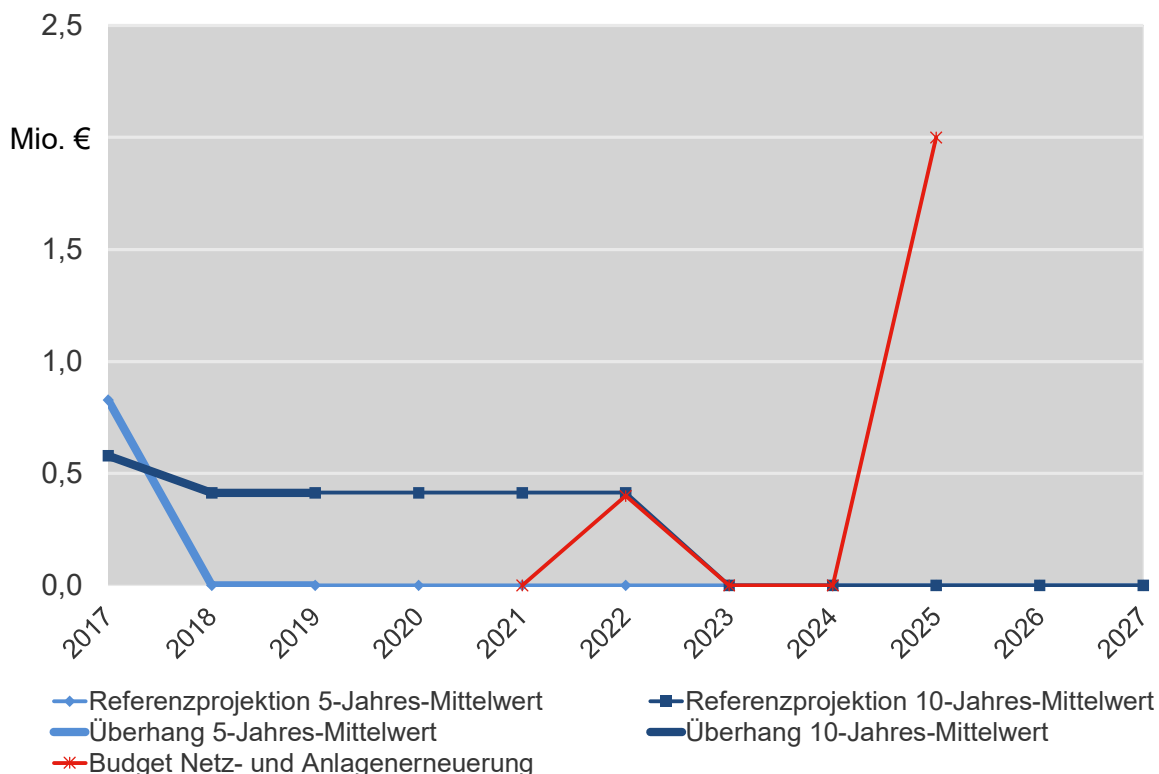
**Bild 6.4:** Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand im Stromtransportnetz der Creos. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 4,8 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 4,2 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)

Die Abbildung zeigt für die nächsten 4 Jahre, zu denen Daten zur geplanten Reinvestitionstätigkeit von Creos vorliegen, dass die hierfür eingeplanten Budgets im Durchschnitt etwas über dem 5-Jahres-Mittelwert der Referenzprojektion liegen, auch wenn es, bedingt durch die diskreten Ausbau- und Erneuerungsschritte in Übertragungsnetzen, zu starken zeitlichen Schwankungen kommt. Das Budget reicht jedoch nicht aus, um die angefallenen Überhänge in der Größenordnung von bis zu 4,8 Mio. € ebenfalls vollständig mit abzubauen.

In Summe gibt Creos ein Erneuerungsbudget von knapp 5 Mio.€ an, das hauptsächlich auf die Umspannebene entfällt. Für die Erneuerung von Netzbetriebsmitteln ist kein Budget vorgesehen, welches im Hinblick auf die Trenner und Freileitungen, die bereits heute die technische Nutzungsdauer überschritten haben, allerdings von Creos überprüft werden sollte.

Die Analysen zeigen keine Hinweise für eine systematische Verschleppung notwendiger Reinvestitionen im Übertragungsnetz und eine dadurch bedingte Gefährdung der Versorgungssicherheit in Luxemburg.

Für das Industrienetz der Sotel zeigt Bild 6.5 die analoge Darstellung:



**Bild 6.5:** Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand im industriellen Stromnetz der Sotel. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 5,8 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 4,6 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert) (Quelle: eigene Darstellung)

Bei der Analyse wurden entsprechend die von Sotel angegebenen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern unterstellt. So wurde bei den Freileitungsmasten abweichend von einer in der internationalen Praxis üblichen Nutzungsdauer von 80 Jahren, gemäß Angaben von Sotel eine Nutzungsdauer von 40 Jahren verwendet.

In Bild 6.5 ist zu erkennen, dass Sotel im betrachteten Zeitabschnitt lediglich in den Jahren 2022 etwa 0,5 Mio.€ für die Netzerneuerung und in 2025 etwa 2 Mio.€ für die Anlagenerneuerung plant. In Summe ergibt sich somit ein Erneuerungsbudget bis einschließlich 2025 von knapp 2,5 Mio.€. Aus Sicht des 5-Jahres-Mittelwerts besteht bis 2025 kein Erneuerungsbedarf, während der 10-Jahres-Mittelwert einen Bedarf bis 2022 vorsieht. Hierbei sollte jedoch bedacht werden, dass bei Annahme einer Nutzungsdauer für Freileitungsmasten von international üblichen 80 Jahren, der Bedarf entsprechend niedriger ausfällt, sodass das eingeplante Budget im Durchschnitt über den Werten der Referenzprojektion liegen dürfte. Das Erneuerungsbudget ist zwar nicht vollumfänglich dazu geeignet, den Umfang der Überhänge vollständig abzubauen, da vor allem das Budget für 2025 größtenteils für den Ersatz eines Transformators genutzt werden soll, dennoch ist in den nächsten Jahren von keiner Gefahr für die Versorgungssicherheit im Netzgebiet der Sotel auszugehen.

### **6.1.5 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung**

Die Übertragungs- und Industrienetze werden nach den Angaben der betroffenen Unternehmen entsprechend den einschlägigen Vorschriften gewartet und instandgehalten. Hierzu gehören Beschreibungen der regelmäßigen Wartung, monatliche und jährliche Kontrollen sowie im entsprechenden Rhythmus vorausbestimmte Instandhaltungsarbeiten mit dem Austausch üblicher Verschleißteile.

Die Höhe der Budgetangaben für die Wartung und Instandhaltung der Übertragungs- und Industrienetze liegt dabei überwiegend im Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit insbesondere auch aus Versorgungssicherheitserwägungen in Summe als ausreichend erscheinen.

## **6.2 Verteilungsnetze**

Die Betreiber der Stromverteilungsnetze Luxemburgs wurden für die Erstellung dieses Berichtes, wie auch die Betreiber des Transport- und des Industrienetzes, aufgefordert, Daten und zusätzliche Erläuterungen zum Zustand ihres Netzes, zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe und zu den geplanten Investitionen zu machen. Die Unternehmen haben auf diese Aufforderung reagiert und Daten bereitgestellt, die in der Auswertung die Verteilungsnetze in Luxemburg in großem Umfang abdecken. Bei fehlenden Angaben wurden basierend auf den Daten der Netzbetreiber Durchschnittswerte ermittelt, die für die jeweiligen Anlagengütergruppen angesetzt wurden.

### **6.2.1 Aktueller Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe**

Aktuelle Prognosen gehen von einer moderaten Entwicklung der Stromnachfrage und damit auch einer weitgehend stabilen Nachfrage nach Netzdienstleistungen aus. Auch wenn Abweichung in Einzelfällen zu erwarten sind, können die im Folgenden angegebenen Werte für eine allgemeine Vorausschau der Versorgungsaufgabe in Luxemburg zu Grunde gelegt werden. Zur belastbaren Vorausschau auf die künftige Entwicklung der Gesamtsituation in den Verteilungsnetzen trägt auch bei, dass sich Abweichungen in den einzelnen Verteilungsnetzen zu einem erheblichen Teil gegenseitig kompensieren können. Damit sind die Abweichungen in der räumlichen Verteilung zwar nicht völlig ausgeräumt; deren Einflüsse sind aber von untergeordneter Bedeutung.

Die von den Netzbetreibern erwartete Entwicklung in den Verteilungsnetzen ist nachfolgend in Bild 6.6 dargestellt.

	2019	2021	2023	2035
<b>Anzahl der Netzanschlusspunkte [Stk.]</b>				
35 kV - 110 kV	65	65	67	68
1 kV - 35 kV	5.278	5.440	5.614	6.543
unter 1 kV	299.420	310.078	321.315	401.223
<b>Fläche des Netzgebietes [km<sup>2</sup>]</b>	2.743	2.743	2.744	2.745
<b>Jahreshöchstlast [MW]</b>				
35 kV - 110 kV	839	876	898	1.174
1 kV - 35 kV	571	597	615	834
unter 1 kV	238	249	252	352
<b>Jahresenergieabgabe [GWh]</b>				
35 kV - 110 kV	5.026	5.240	5.541	6.497
1 kV - 35 kV	3.567	3.718	3.947	4.756
unter 1 kV	1.537	1.600	1.665	2.075
<b>Anzahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten [Stk.]</b>				
35 kV - 110 kV	6	6	6	13
1 kV - 35 kV	587	627	713	1.103
unter 1 kV	7.624	8.930	11.541	18.560
<b>Leistung der angeschlossenen Erzeugungseinheiten [MW]</b>				
35 kV - 110 kV	76	76	76	201
1 kV - 35 kV	308	384	504	870
unter 1 kV	211	258	354	653
<b>Stromkreislänge [km]</b>				
35 kV - 110 kV	665	666	682	768
1 kV - 35 kV	3.921	4.049	4.186	5.007
unter 1 kV	6.468	6.601	6.742	7.588
<b>Anzahl der Umspanntransformatoren [Stk.]</b>				
35 kV - 110 kV überspannungsseitige Nennspannung	137	138	140	142
1 kV - 35 kV überspannungsseitige Nennspannung	5.590	5.751	5.921	6.666
<b>Leistung der Umspanntransformatoren [MVA]</b>				
35 kV - 110 kV überspannungsseitige Nennspannung	3.681	3.905	4.181	4.619
1 kV - 35 kV überspannungsseitige Nennspannung	3.437	3.589	3.748	4.494
<b>Anzahl der Schaltanlagen [Stk.]</b>				
35 kV - 110 kV	67	66	68	69
1 kV - 35 kV	5.339	5.504	5.682	6.629

*Bild 6.6: Stand und Entwicklung in den Verteilungsnetzen bis 2035 nach Prognosen der Verteilungsnetzbetreiber (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Angaben der Verteilnetzbetreiber)*

Für die nächsten Jahre rechnen die Verteilungsnetzbetreiber mit einer deutlich höheren Anschlusszahl an Erzeugungseinheiten, insbesondere auf den Nieder- und Mittelspannungsebenen. Nach den Erwartungen wird sich die Anzahl der in der Niederspannungsebene angeschlossenen Anlagen, die zum Großteil aus Photovoltaik-Anlagen bestehen dürften, in den nächsten 15 Jahren etwas mehr als verdoppeln. Damit ergibt sich laut Verteilnetzbetreibern ein Leistungszuwachs von etwa 440 MW. Der größte Leistungszuwachs an Erzeugungsanlagen wird mit etwa 560 MW hingegen auf der Mittelspannungsebene erwartet, was insbesondere an der Inbetriebnahme von Windkraftanlagen liegen dürfte. In der Hochspannungsebene wird ein Leistungszuwachs von etwa 125 MW erwartet. In Summe gehen die VNB somit davon aus, dass sich die Leistung der angeschlossenen Erzeugungseinheiten von heute 600 MW bis 2035 auf 1.700 MW erhöhen wird.

Diese Zuwächse sind in etwa im Einklang mit der Entwicklung der Erzeugungsleistung gemäß Referenzszenario im nationalen Energie- und Klimaplan, aus der bis 2040 eine installierte Erzeugungsleistung von etwa 1.700 MW ausgewiesen wird. In Summe übersteigt die Zunahme der installierten Leistung der Erzeugungsanlagen den antizipierten Lastzuwachs somit deutlich. Die entsprechende Entwicklung

der Netzstrukturen ist im Grundsatz dazu geeignet, den Änderungen auf der Last- und Erzeugungsseite Rechnung zu tragen.

Als Zwischenfazit lässt sich somit festhalten, dass sowohl auf der Nachfrage-, als auch auf der Erzeugungsseite die Bedeutung von dezentralen Anlagen zunimmt, sodass Netzbetreiber darauf vorbereitet sein müssen.

### 6.2.2 Alter und Zustand der Netze

Die Altersstruktur der Netze ist ein wichtiger Indikator für das Risiko von Versorgungsunterbrechungen im Stromsystem. Im Rahmen der Erstellung dieses Berichtes wurde eine Analyse der Altersstruktur für die nachfolgend aufgeführten und beschriebenen Betriebsmittelkategorien durchgeführt (jeweils in Abhängigkeit der Spannungsebene):

- Leistungsschalter, einschließlich Hilfsanlagen
- Freileitungen
- Kabel
- Transformatoren, einschließlich Hilfsanlagen

Die Netzlängen (Stromkreislängen) belaufen sich aktuell auf gut 665 km in der Hochspannung (35 kV bis 110 kV), gut 3.900 km in der Mittelspannung (1 kV bis 35 kV) und über 6.450 km in der Niederspannung. Daneben sind über 5.000 Schaltanlagen (hauptsächlich mit einer Leistung kleiner 35 kV) in Luxemburg installiert.

Die Darstellungen von Bild 6.7 bis Bild 6.10 geben die Altersstruktur der verschiedenen Betriebsmittelkategorien in den Verteilungsnetzen<sup>2</sup> wieder. Dabei werden auch die recht unterschiedlichen Entwicklungen erkennbar, die für die heutigen Verteilungsnetze prägend sind. Die Netzbetreiber geben für die verschiedenen Betriebsmittelkategorien Nutzungsdauern an. In Kombination mit der Altersstruktur kann man damit vereinfacht die Anzahl/Länge an Betriebsmitteln ermitteln, die nach Ablauf, der für die jeweiligen Kategorien anzusetzenden Nutzungsdauer, zu ersetzen wären. In der Praxis stehen den Netzbetreibern jedoch Maßnahmen zur Verfügung, mithilfe derer sie gewährleisten können, dass mit dem Überschreiten der technischen Nutzungsdauer keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit verbunden sind. Darunter fallen unter anderem die regelmäßige Überprüfung des Zustands oder die Ertüchtigung der Betriebsmittel. Des Weiteren können die Betriebsmittel ausschließlich für Wartungsarbeiten oder Störungsfälle reserviert werden und somit nicht im täglichen Einsatz sein. Eine Überschreitung der Nutzungsdauer muss damit nicht zwingend bedeuten, dass ein Fehlverhalten des Netzbetreibers vorliegt oder die Versorgungssicherheit gefährdet ist.

Die Leistungsschalter und Lasttrenner (Bild 6.7) zeigen ein nach Spannungsebenen unterschiedliches Bild: Bei den Leistungsschaltern in der Hochspannung liegt der Schwerpunkt bei Betriebsmitteln in dem Zeitraum der letzten 30 Jahre. Zusätzlich befinden sich noch einige wenige Leistungsschalter in Betrieb, in die zwischen 1957 und 1975 investiert wurde.

---

<sup>2</sup> Die Angaben der Leitungskilometer nach Errichtungsjahr wurden nicht von allen Verteilungsnetzbetreibern übermittelt, so dass diese Darstellung auf Basis der Wiederbeschaffungskosten erstellt wurde.

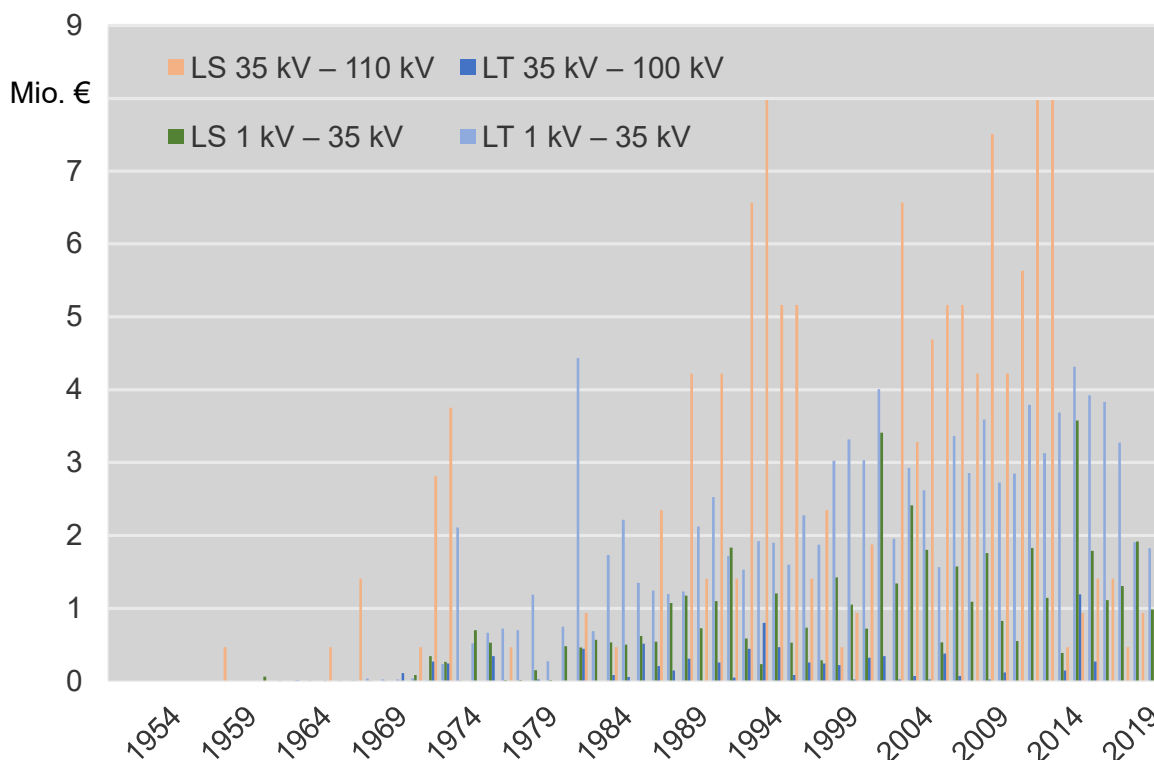


Bild 6.7: Altersstruktur der Leistungsschalter (LS) und Lasttrenner (LT) nach approximierten Wiederbeschaffungskosten (Quelle: eigene Darstellung)

Die Installation neuer Leistungsschalter und Lasttrenner insbesondere in den letzten Jahren trägt zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei. Um langfristige Gefährdungen der Versorgungssicherheit auszuschließen, sollte eine Prüfung zur Erneuerung insbesondere der o. g. Hochspannungsbetriebsmittel mit mittlerweile mehr als 40jähriger bis 50jähriger Nutzung in den nächsten Jahren mit hoher Priorität weiterverfolgt und abgeschlossen werden. Ein Vergleich der Netzstatistik 2017 mit der Netzstatistik 2019 zeigt auf, dass Reinvestitionen älterer Betriebsmittel zu verzeichnen sind. Dennoch sollte für die heute weiterhin in Betrieb befindlichen Leistungsschalter weiteres Erneuerungsbudget für die nächsten Jahre vorgesehen werden.

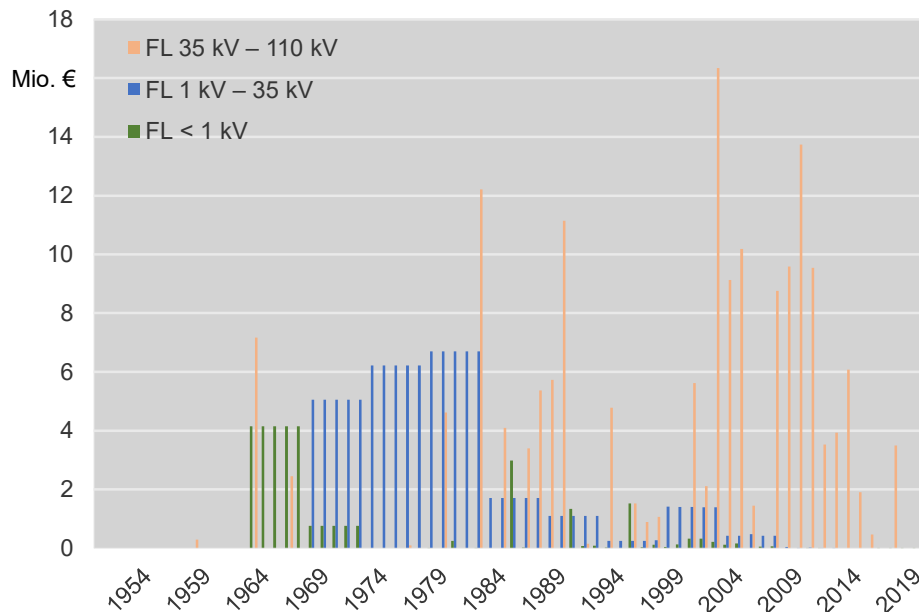
Die mengen- und kostenmäßig entscheidenden Leitungen, zerfallen in die beiden Untergruppen Freileitungen (Bild 6.8) und Kabelleitungen (Bild 6.9).

Bei den Freileitungen dominieren zum einen die Mittelspannungsebene, deren heutiger Bestand vor allem in den 1970-er und frühen 1980-er Jahren aufgebaut wurde und – bei einer unterstellten Nutzungsdauer von rund 50 Jahren – in den nächsten Jahren zur Erneuerung anstehen wird, sowie zum anderen die Hochspannungsebene, bei der maßgebliche Anteile mit einem Schwerpunkt aus den 1980-er Jahren stammt und hinsichtlich dieser Anteile in naher Zukunft noch keinen erheblichen Reinvestitionsbedarf nach sich ziehen wird. Ein anderer Schwerpunkt liegt, auch infolge bereits durchgeführter Reinvestitionen, bei Anlagen, die in den letzten 15 Jahren errichtet wurden und die auch längerfristig noch ohne Erneuerungsbedarf versorgungssicher betrieben werden können.

Freileitungen in der Niederspannung haben eine deutlich untergeordnete Bedeutung, allerdings steht der Schwerpunkt der bestehenden Installationen aus den 1960-er Jahren in naher Zukunft zur Erneuerung (oder zum Ersatz durch Kabel) an. Aus den Daten der Netzbetreiber ist ersichtlich, dass dieser



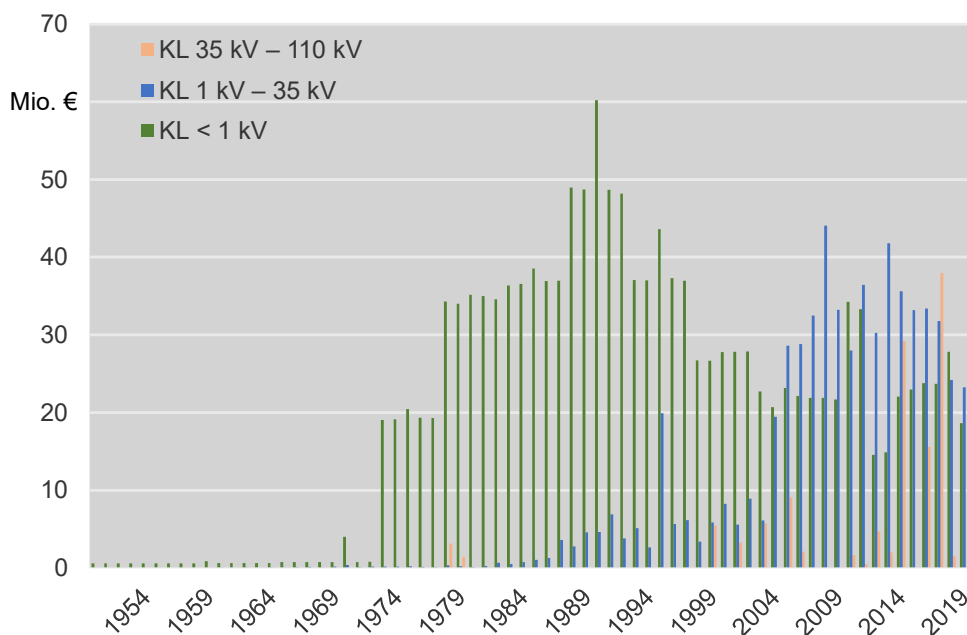
Ersatz aktuell bereits stattfindet und Freileitungen in den letzten Jahren kontinuierlich durch Kabel ersetzt wurden.



**Bild 6.8:** Altersstruktur der Freileitungen (FL) nach approximierten Wiederbeschaffungskosten (Quelle: eigene Darstellung)

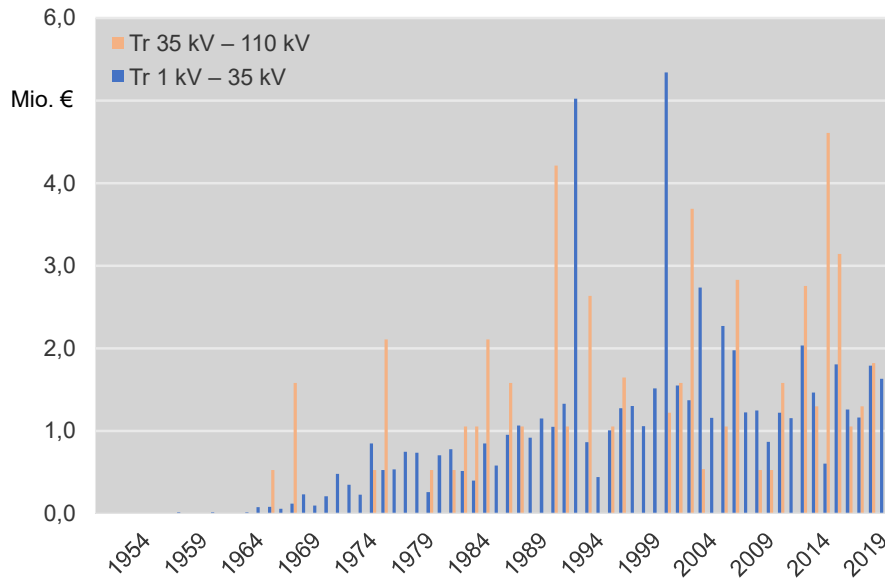
Einige Netzbetreiber geben bei den Freileitungen hingegen auch Nutzungsdauern von lediglich 40 Jahren an, so dass alle Leitungen, die vor 1979 in Betrieb genommen wurden, in den nächsten Jahren zu ersetzen wären. Dies würde größtenteils die Freileitungen auf der Nieder- und der Mittelspannungsebene umfassen. Da Netzbetreiber auf diesen beiden Spannungsebenen dazu übergehen, vermehrt Kabel einzusetzen, die gegenüber Freileitungen z.T. deutlich höhere spezifische Investitionskosten aufweisen, ist somit in den nächsten Jahren mit umfassenden Investitionen auf der Leitungsebene zu rechnen. Die entsprechenden Netzbetreiber müssen somit sicherstellen, dass sie für den Ersatz dieser Betriebsmittel ausreichendes Budget vorsehen oder anderweitig gewährleisten (s. o.), dass mit dem Überschreiten der technischen Nutzungsdauer keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit verbunden sind.

Die geringe Bedeutung der Freileitungen in der Niederspannung erklärt sich auch durch die Verhältnisse in Bild 6.9: Dort dominieren die Kabelleitungen der Niederspannungsebene, die seit den 1980-er Jahren und bis heute fast vollständig die Freileitungen derselben Spannungsebene ersetzt haben. Der hieraus resultierende Ersatzbedarf wird aufgrund des hohen Kostenanteils über die nächsten zwanzig bis dreißig Jahre die Erneuerungstätigkeit der Verteilungsbetreiber in Luxemburg maßgeblich bestimmen. Auch bei den älteren Kabeln werden laut Aussagen einiger Netzbetreiber die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern erreicht. Die entsprechenden Netzbetreiber müssen auch hier sicherstellen, so dass sie für den Ersatz der entsprechenden Kabelleitungen ausreichendes Budget vorsehen bzw. gewährleisten, dass mit dem (temporären) Überschreiten der Nutzungsdauer keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit zu erwarten sind.



**Bild 6.9:** Altersstruktur der Kabelleitungen (KL) nach approximierte Wiederbeschaffungskosten (Quelle: eigene Darstellung)

Als letzte Betriebsmittelkategorie sind in Bild 6.10 die Transformatoren dargestellt. Für beide Umspannungsebenen ergibt sich ein wenig unterschiedliches Bild ohne große Risiken für die Versorgungssicherheit, da die Mehrheit der Transformatoren jüngeren Alters (unter 25 Jahre) sind und altersbedingte Beeinträchtigungen der Funktionalität oder Verfügbarkeit daher nicht zu erwarten sind. Dennoch steht auch in den nächsten Jahren eine Erneuerung der älteren Anlagen, die teilweise aus den 1960-er und 1970-er Jahren stammen, an. Vergleichbar zu den anderen Betriebsmittelkategorien müssen die jeweils betroffenen Netzbetreiber prüfen, ob entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten sind, um negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit ausschließen zu können. Netzbetreiber sollten zudem von der Situation auch dahingehend profitieren, als dass Sie die Investitionen nutzen, um auf den neusten technologischen Standard inklusive Daten- und Kommunikationseinrichtungen umzurüsten.



*Bild 6.10: Altersstruktur der Transformatoren (Tr) differenziert nach oberspannungsseitiger Nennspannung nach approximierten Wiederbeschaffungskosten (Quelle: eigene Darstellung)*

### 6.2.3 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung

Auch für die Verteilungsnetze wurde eine Analyse der von den Netzbetreibern übermittelten Datentabellen nach Anlagengütergruppen getrennt durchgeführt und hieraus ein Referenzverlauf der künftigen Reinvestitionen abgeleitet, indem ein übliches Reinvestitionsverhalten auf Basis der von den Netzbetreibern selbst angesetzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern unterstellt wurde. Dabei wurde das bereits in Abschnitt 6.1.4 für die Übertragungs- und industriellen Netze erläuterte Vorgehen auch für die Verteilungsnetze angewendet.

Wie bereits für die Transportnetze beschrieben, muss auch bei den Verteilungsnetzen auf die grundlegende Unsicherheit hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern von Netzbetriebsmitteln hingewiesen werden. Diese werden für Verteilungsnetze üblicherweise in einem Bereich um 40 Jahre (Leitungen und Schaltanlagen) angenommen; Praxiserfahrungen zeigen aber, dass auch deutlich höhere Werte erreicht werden können, ohne dass damit die Betriebssicherheit zwingend beeinträchtigt sein müsste. Daher ist auch generell 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.

Die Netzbetreiber haben vorrangig Daten zu Ersatzinvestitionen übermittelt. Einige Netzbetreiber, denen dies nicht möglich war, wurde zudem die Möglichkeit eingeräumt, historische Anschaffungskosten anzugeben. Während für erstere direkt die geschätzten Kosten für die Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden können, ist für letztere eine davon abweichende Vorgehensweise notwendig: Um die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten zu berücksichtigen, wurde eine jährliche Preissteigerungs-

rate von 2 % angenommen. Unter sonst unveränderten Bedingungen führt eine solche Preisentwicklung dazu, dass die Ersatzinvestitionen nach Ablauf einer technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer beispielsweise von 40 Jahren um einen Faktor 2,2 höher liegen als die ursprünglichen Investitionskosten.

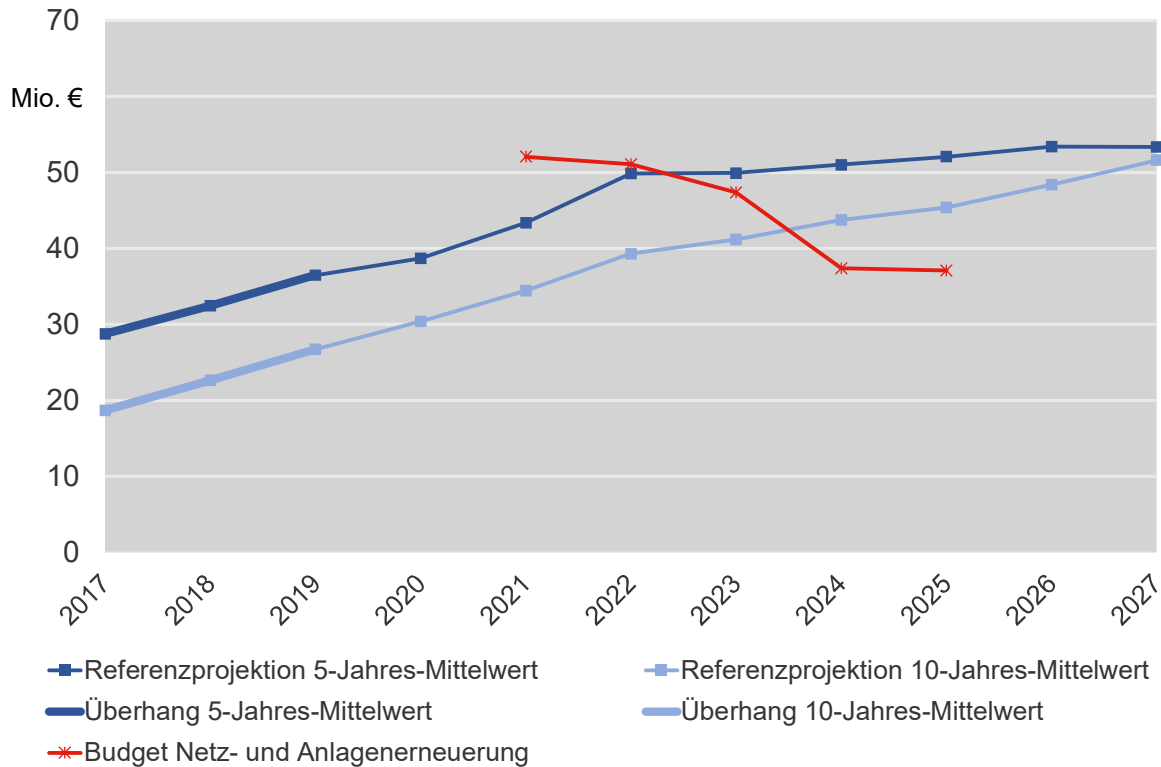
Diese Gegebenheit ist in die Referenzprojektionen zu integrieren. Diese Integration wurde vorgenommen, indem die Bestandswerte des Anlagevermögens auf die jeweils angegebene technisch-wirtschaftliche Lebensdauer fortgeschrieben wurden und das Preisniveau durch Multiplikation mit den jeweiligen sich ergebenden Faktoren angehoben wurde.<sup>3</sup> Bei dieser Betrachtung wurde nicht berücksichtigt, dass der Ersatz von Freileitungen auf den unterlagerten Spannungsebenen aktuell fast ausschließlich durch den Einsatz von Kabeln erfolgt, es sei denn, Netzbetreiber hätten dies bei der Datenerhebung berücksichtigt und entsprechende Kosten mitgeliefert.

Die so berechneten Referenzprojektionen können als Vergleichsmaßstab für die tatsächlichen Investitionen und Investitionsplanungen der Netzbetreiber herangezogen werden. Dabei sind jedoch 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. Ein Indikatorwert hierfür sind die *Überhänge*, also die kumulierten Unterschreitungen der Referenzprojektionen für Reinvestitionen in vergangenen Jahren.

Für die Verteilungsnetze zeigt Bild 6.11 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung, zunächst im Überblick über das gesamte Anlagevermögen, dann unterteilt nach Netzen und nach Anlagen.

---

<sup>3</sup> Im Gegensatz zum Vorgehen bei den weitaus jüngeren Gasverteilungsnetzen (vgl. hierzu den Bericht über die Versorgungssicherheit im Gasbereich in Luxemburg) wurde kein zusätzlicher Zuschlag für die Tiefbaukosten hinzugerechnet, da im Fall der Stromverteilungsnetze die Tiefbaukosten im Wesentlichen bereits in den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten enthalten sind.



**Bild 6.11:** Abgleich der gesamten Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand (Netz+Stationen) in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 240 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 175 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)

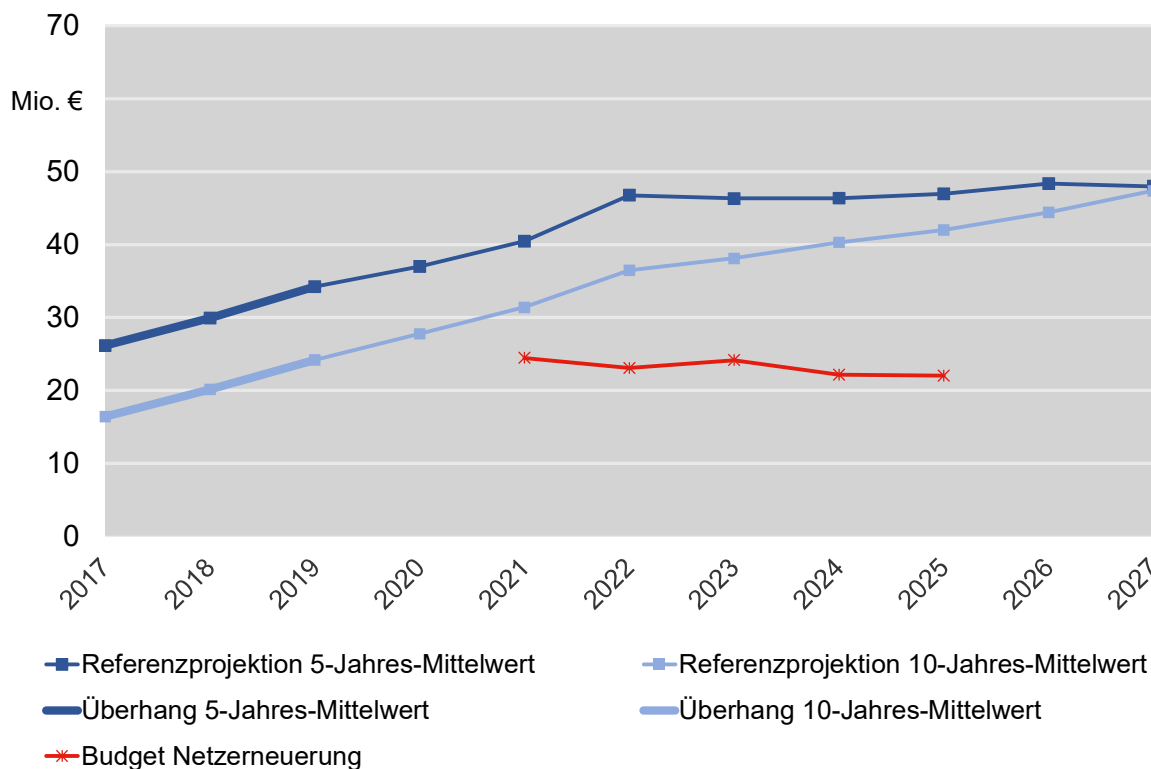
Die Investitionsplanungen der Verteilungsnetzbetreiber liegen bis 2023 über den Referenzprojektionen mit einer Durchschnittsbildung über 10 Jahre und bis 2022 ebenfalls über den Referenzprojektionen mit einer Durchschnittsbildung über 5 Jahre. Ein (zeitweises) Unterschreiten der Referenzprojektionen wie in den vergangenen Jahren (hieraus resultiert der Überhang) erscheint tolerabel, da die tatsächlichen Lebensdauern entsprechender Betriebsmittel deutlich über 40 Jahren liegen können.

Die kumulierten Überhänge sind mittlerweile allerdings deutlich angestiegen und befinden sich aktuell bereits auf einem Niveau, das nicht mehr innerhalb weniger Jahre durch die Referenzprojektion übersteigende Erneuerungsbudgets abgebaut werden kann. Einige Netzbetreiber geben allerdings – wie auch weiter unten aufgeführt – relativ niedrig erscheinende betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern bei einigen Betriebsmitteln an. So beträgt die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer bei Leitungen z. T. lediglich 40 Jahren, bei Transformatoren und Leistungsschaltern z. T. lediglich 30 Jahre. Hierdurch wird der Umfang der Überhänge deutlich in die Höhe getrieben. In der Praxis und auch bei anderen Netzbetreibern sind von diesen Angaben abweichende Nutzungsdauern von etwa 60 Jahren bei Leitungen und 40 bis 50 Jahren bei Anlagen nicht unüblich. Es ist somit nicht unmittelbar von einer Gefährdung der Versorgungssicherheit auszugehen.

Der Aspekt der Überhänge sollte in folgenden Monitorings sorgfältig überprüft werden und ggf. mit detaillierteren Untersuchungen zum Reinvestitionsverhalten und zum Abbau des erheblichen Über-

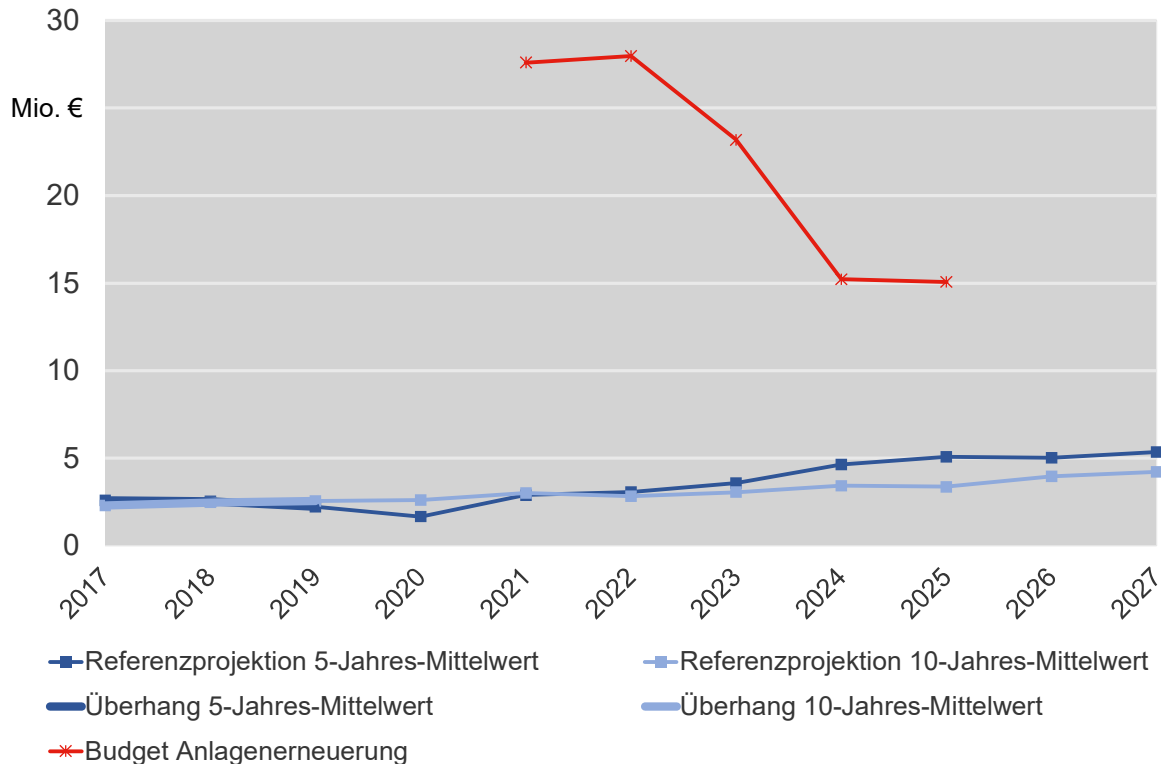
hangs gestützt werden. Wenn die budgetierten Investitionen tatsächlich in die Realität umgesetzt werden, sollte dies zudem zum konsequenten Abbau der bestehenden Überhänge führen. Diese sind jedoch im Vergleich zur letzten Periode angestiegen.

Diese grundsätzlichen Erkenntnisse werden auch durch die detailliertere Betrachtung in den nachfolgenden Darstellungen (Bild 6.12 für die Erneuerungsinvestitionen in die Netze und Bild 6.13 für die Erneuerungsinvestitionen in die Anlagen) bestätigt.



**Bild 6.12:** Abgleich der leitungs(netz-)bezogenen Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 215 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 155 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)

Erkennbar ist, dass Bedarf für eine mittel- bis langfristige Erhöhung der Reinvestitionsbudgets zu einem Großteil im Leitungsbereich besteht, während die Budgetansätze im Anlagenbereich sogar oberhalb der Referenzprojektionen liegen.



**Bild 6.13:** *Abgleich der anlagenbezogenen Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 30 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 20 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)*

Insgesamt kann somit nicht von einer systematischen Verschleppung notwendiger Reinvestitionsmaßnahmen gesprochen werden, da die Nutzungsdauern im Bereich der leitungsbezogenen Referenzprojekte in der Praxis leicht überschritten werden dürfen, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Da das Budget für die Anlagenerneuerung zusätzlich über dem Wert der Referenzprojektion liegt, kann – tatsächliche Umsetzung in der Praxis vorausgesetzt - von einem Abbau der Überhänge in den nächsten Jahren ausgegangen werden. In der nächsten Periode ist im Rahmen eines Monitorings sorgfältig zu prüfen, dass das aktuell angesetzte Budget auch zu Zwecken der Erneuerung von Betriebsmitteln eingesetzt wird. Dies ist aus heutiger Sicht noch nicht ersichtlich. Da sich die von den Netzbetreibern angegebene betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 40 Jahren für Leitungsverbindungen eher am unteren Ende gewöhnlicher Werte ansiedelt und in der Praxis auch Nutzungsdauern von bis zu 60 Jahren ohne negative Beeinträchtigung der Versorgungszuverlässigkeit bei Leitungen nicht unüblich sind, die Annahmen aber gleichzeitig die leitungsbezogene Referenzprojektion und infolgedessen die Überhänge treiben und künstlich erhöhen, scheint das von den Netzbetreibern angesetzte Erneuerungsbudget entsprechend akzeptabel dimensioniert zu sein. Somit ist aktuell die Nachhaltigkeit der Netzentwicklung noch gewährleistet.

#### 6.2.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

Die Verteilungsnetze werden nach den Angaben der betroffenen Unternehmen entsprechend den einschlägigen Vorschriften gewartet und instandgehalten. Hierzu gehören Beschreibungen der regelmäßigen Wartung, monatliche und jährliche Kontrollen sowie im entsprechenden Rhythmus vorausbestimmte Instandhaltungsarbeiten mit dem Austausch üblicher Verschleißteile.

Die Höhe der Budgetangaben für die Wartung und Instandhaltung der Verteilungsnetze liegt dabei überwiegend im Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit insbesondere auch aus Versorgungssicherheitserwägungen in Summe als ausreichend erscheinen.



## 7 Literatur

- [1] Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire und Ministère de l'Environnement, du Climat et du Développement durable  
**Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan Luxemburgs für den Zeitraum 2021-2030**  
Studie, 2020
- [2] Pentilateral Energy Forum Support Group 2  
**Generation Adequacy Assessment**  
Studie, April 2020
- [3] ENTSO-E  
**Mid-Term Adequacy Forecast**  
Studie, Brüssel, [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu) (2019 Edition)
- [4] BMWi  
**Monitoringbericht**  
Bericht, Juni 2019
- [5] ENTSO-E  
**Ten-Year Network Development Plan**  
Bericht, Brüssel, 2016
- [6] Council of European Energy Regulators  
**6<sup>th</sup> CEER Benchmarking report on the quality of electricity and gas supply**  
Bericht, Brüssel, August 2016
- [7] **Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market**  
Erklärung, Luxemburg, 08. Juni 2015
- [8] **Energy Security: Good Practices to address pandemic risks**  
Commission Staff Working Document SWD(2020) 104 final
- [9] Creos  
**Scenario Report 2040**  
Untersuchung, 2018