



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

Bericht über die Versorgungssicherheit im Strombereich in Luxemburg

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

28. Juli 2022

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

28. Juli 2022

Inhalt

1	Einführung	1
2	Rechtlicher Rahmen und Übersicht der Präventions- und Notfallpläne	3
3	Aktuelle und zukünftige Versorgungssituation	4
3.1	Entwicklung der historischen Versorgungsqualität	4
3.2	Bewertung der zukünftigen Versorgungssicherheit	5
3.2.1	Bewertungsansatz	5
3.2.2	Ergebnisse aktueller Studien zum Versorgungssicherheitsmonitoring	7
3.2.2.1	Versorgungssicherheitsbericht des Pentilateralen Energieforums	8
3.2.2.2	European Resource Adequacy Assessment (ERAA)	9
3.2.2.3	Versorgungssicherheitsmonitoring des BMWK	11
3.2.2.4	Studie zu den Auswirkungen einer Abschaltung des Kernkraftwerks Cattenom auf die Versorgungssicherheit in der Region	12
3.2.2.5	Elia Adequacy & Flexibility Study	13
3.2.3	Bewertung der Versorgungssituation Europas und Luxemburgs vor dem Hintergrund des Kriegs in der Ukraine	13
3.3	Bedeutung der Einbettung Luxemburgs in den Europäischen Strombinnenmarkt	17
4	Stromnetze	19
4.1	Übertragungs- und industrielle Netze	19
4.1.1	Status quo bei Kuppelleitungskapazitäten	19
4.1.2	Entwicklung der Kuppelleitungskapazitäten	21
4.1.3	Alter und Zustand der Netze	22
4.1.4	Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung	25
4.1.5	Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	28
4.2	Verteilungsnetze	28
4.2.1	Aktueller Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe	28
4.2.2	Alter und Zustand der Netze	30
4.2.3	Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung	34
4.2.4	Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	38
5	Literatur	39

1 Einführung

Dem Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire (MEA) des Großherzogtums Luxemburg wird durch Art. 11(3) 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.

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 Nachfrage 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 (Gebotszone) Deutschlands und Luxemburgs an den Stromgroßhandelsmärkten zu betrachten.

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 Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR) 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, wobei die aktuelle Fassung des Berichts der Regulierungsbehörde nach Art. 54 Abs. 3 des Elektrizitätsmarktgesetzes berücksichtigt wurde.

Zur Erstellung dieses Berichts sind die Unternehmen des Elektrizitätssektors verpflichtet, jegliche hierfür benötigten Informationen und Dokumente bereitzustellen. Diese umfassende Verpflichtung wird in Art. 11(4) des Gesetzes zusätzlich dahingehend konkretisiert, dass jeder Netzbetreiber alle zwei Jahre einen 10-Jahres-Plan über die Entwicklung seines Netzes vorlegen muss. Daten- und Informationsübermittlungen der luxemburgischen Unternehmen des Elektrizitätssektors in diesem Zusammenhang bilden die Grundlage des vorliegenden Berichtes.

Im vorliegenden Bericht wird in Kapitel 1 zunächst der rechtliche Rahmen und eine Übersicht über die Präventions- und Notfallpläne im Strombereich betrachtet. Aufgrund der engen Überschneidung mit dem Risikovorsorgeplan fällt diese Betrachtung jedoch kurz aus und verweist stattdessen auf den entsprechenden öffentlichen Bericht.

Kapitel 1 analysiert dann einerseits die historische Entwicklung der Versorgungsqualität und andererseits die erwartete Veränderung des Versorgungssicherheitsniveaus über die nächsten Jahre. Darüber

hinaus wird ein Einblick in die Bedeutung der institutionellen Einbettung Luxemburgs in den Europäischen Binnenmarkt für Strom gegeben. Kapitel 1 betrachtet die wichtige Rolle der Stromnetze für die Versorgungssicherheit Luxemburgs und bewertet diese sowohl vor dem Hintergrund des Zustandes wie auch der erwarteten Entwicklung.

2 Rechtlicher Rahmen und Übersicht der Präventions- und Notfallpläne

Die Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor legt Regeln für die Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten fest, um Stromkrisen im Geiste der Solidarität und Transparenz und unter uneingeschränkter Berücksichtigung der Erfordernisse eines wettbewerbsfähigen Elektrizitätsbinnenmarktes zu verhindern, sich darauf vorzubereiten und sie zu bewältigen. Hierzu müssen die EU-Mitgliedstaaten Risikovorsorgepläne erstellen. Grundlage für die Erstellung dieses Risikovorsorgeplans ist die Identifikation der wichtigsten regionalen und nationalen Krisenszenarien für die Elektrizitätswirtschaft. Für Luxemburg wurden sechs nationale Krisenszenarien als besonders relevant in Bezug auf Auswirkungen und Wahrscheinlichkeit identifiziert, die sich folgenden Gefahrenklassen zuordnen lassen:

- Cyber- oder physische Angriffe auf kritische Netzbetriebsmittel
- Wetterphänomene
- Schwerwiegende technische Unfälle (Ausfall Telekommunikation oder nukleare Unfälle)

Im Rahmen einer detaillierten Analyse wurden für verschiedene Krisenphasen unterschiedliche Werkzeuge (Messungen/Pläne) bewertet. Die Phasen unterscheiden sich wie folgt:

- Vorbeugung (vor der Kenntnis eines Ereignisses, das eine Stromkrise auslösen könnte)
- Vorbereitung (wenn das Eintreten einer konkreten Krisensituation unmittelbar bevorsteht)
- Bewältigung (während und kurz nach der Krisensituation)
- Information (nicht im Anschluss, sondern parallel zu den vorgenannten Phasen)

Es gibt mehrere Pläne und Verfahren, die bei einer Stromkrise mit unterschiedlichen Zuständigkeiten und Geltungsbereichen anzuwenden sind. Diese werden hier nicht im Detail beschrieben, um Überschneidungen zu vermeiden. Für nähere Informationen wird daher auf den öffentlichen Risikovorsorgeplan Luxemburgs verwiesen [1].

Neben nationalen Betrachtungen sind ebenso Analysen auf regionaler Ebene von Bedeutung. Regionale Krisenszenarien sind ein wichtiges Element zur Ermittlung und Ausarbeitung eines präzisen Rahmens für die grenzüberschreitende Zusammenarbeit und Unterstützung im Zusammenhang mit den Risiken dieser Krisen. Das Pentilaterale Energieforum (PLEF) hat hierzu eine detaillierte Analyse nach den gleichen Grundsätzen und unter Anwendung der gleichen Methodik für den regionalen Perimeter durchgeführt, wobei ein umfassender Austausch zwischen nationalen Experten, ENTSO-E und der Europäischen Kommission stattfand. Auch für diesen Bereich wird hier für nähere Details auf den Risikovorsorgeplan verwiesen [1].

3 Aktuelle und zukünftige Versorgungssituation

3.1 Entwicklung der historischen Versorgungsqualität

Eines 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 min/a. Beide Kennzahlen umfassen ausschließlich ungeplante Versorgungsunterbrechungen.

Die nachfolgende Tabelle veranschaulicht die Entwicklung der Versorgungsunterbrechungen in Luxemburg zwischen den Jahren 2013 und 2021.

Anzahl der Versorgungsunterbrechungen (VU)		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
geplante Ausfälle		607	808	751	607	465	541	450	433	685
ungeplante Ausfälle	Wetterverhältnisse	14	18	12	5	15	27	9	22	32
	höhere Gewalt	7	3	1	0	6	2	3	0	106
	Schäden durch Dritte	239	264	271	281	214	238	247	248	348
	interne Ursachen	244	224	274	205	235	237	247	236	351
	vorgelagertes Netz	5	2	4	0	2	0	2	4	2
	nachgelagertes Netz	4	5	4	2	18	54	15	31	49
gesamte Anzahl an VU		1120	1324	1317	1100	955	1099	973	974	1573
SAIFI (ungeplant)		0,32	0,29	0,36	0,23	0,26	0,35	0,35	0,26	0,33
SAIDI (ungeplant)		21,6	18,5	22,8	16,6	21,3	23,8	27,3	16,6	13,9

Tabelle 3.1: Entwicklung von Versorgungszuverlässigkeitskennzahlen zwischen 2013 und 2021 (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 und im internationalen Vergleich niedrigen Niveau. Das gilt auch für den SAIDI, der im selben Zeitraum im Bereich um die 20 min/a schwankte.

Im Rahmen der Versorgungssicherheit sind aus nationaler Perspektive relevante, langanhaltende Versorgungsunterbrechungen mit einer hohen Anzahl betroffener Kunden zu berücksichtigen. 2019 sind solche Unterbrechungen mit Einzelfallcharakter aufgetreten, die zu einem vergleichsweise hohen SAIDI geführt haben. Im letzten Jahr ist diese Kennzahl trotz Anstieg der in Summe aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen jedoch aufgrund kürzerer Unterbrechungsdauern wieder deutlich gesunken. Eine genauere Analyse der Vorfälle wird aktuell vorgenommen.

Um hinsichtlich langanhaltender Versorgungsunterbrechungen eine Verbesserung zu erreichen, hat das Ministerium alle in Luxemburg tätigen Netzbetreiber bezüglich Kommunikationseinrichtungen und

unterbrechungsfreier Stromversorgungen (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 der Austausch dieser Betriebsmittel in den nächsten Jahren geplant sei.

Beim Redundanzkonzept für die Übertragung von Messwerten und anderen Betriebssignalen ins Leitungssystem gibt es Unterschiede zwischen den Netzbetreibern. Bei Creos werden die Kommunikationseinrichtungen und -wege auf der Hochspannungsebene vollständig redundant betrieben. Auf der Mittelspannungsebene ist kein redundanter Aufbau vorhanden. 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. Ein Netzbetreiber befindet sich hierbei noch bei der Umsetzung.

Aus den Angaben der Netzbetreiber wird deutlich, dass die erforderlichen Maßnahmen, um einem 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.

Im letzten Jahr waren zudem verschiedene Regionen in Luxemburg von Überschwemmungen betroffen. Dies erforderte präventive Maßnahmen seitens der Netzbetreiber, um die Sicherheit der Menschen und der elektrischen Anlagen zu gewährleisten. Darunter die Sicherung von Stationen oder Unterbrechung der Stromversorgung aufgrund des steigenden Wassers. Im Mittelspannungsnetz kam es trotzdem zum Ausfall einiger Stationen. Auf Niederspannungsebene waren private Niederspannungsanlagen betroffen. Nach Rückgang des Wassers konnte das öffentliche Mittel- und Niederspannungsnetz in den verschiedenen Ortschaften wiederhergestellt werden, da die Anlagen wieder zugänglich waren.

Generell ist festzuhalten, dass das öffentliche Netz, abgesehen von zwei Mittelspannungsstationen, der Unwetterkrise gut standgehalten hat und es zu keinen großflächigen Versorgungsunterbrechungen kam. Das gute Krisenmanagement der Netzbetreiber sowie die präventive Sicherung der technischen Anlagen haben erheblich zur Widerstandsfähigkeit des öffentlichen Netzes beigetragen. Die ständige Präsenz der Einsatzteams, die die Anlagen sicherten, reinigten und am Ende wieder kontrolliert unter Spannung setzten, führte dazu, dass die Wiederinbetriebnahme schnell durchgeführt werden konnte.

3.2 Bewertung der zukünftigen Versorgungssicherheit

3.2.1 Bewertungsansatz

Versorgungssicherheit („System Adequacy“ oder auch „Resource Adequacy“) ist dann gewährleistet, wenn das Erzeugungssystem einer Region unter Berücksichtigung vorzuhaltender Reserven, Nichtverfügbarkeiten und Übertragungskapazitäten in der Lage ist, die Stromlast vollumfänglich zu decken. Neben Kraftwerksnichtverfügbarkeiten wird dabei auch eine mögliche Nichtverfügbarkeit fluktuierender Technologien, insbesondere basierend auf Wind und Sonnenenergie, mit abgebildet.

Für die Bewertung der Versorgungssicherheit existieren Studien verschiedener Institutionen, die diese zeitlich sowohl kurz-, mittel- und langfristig betrachten. Aufgrund der eng gekoppelten Elektrizitätsversorgungssysteme in Europa erfolgt diese Bewertung länderübergreifend, d.h. es wird der grenzüberschreitende europäische Strommarkt simuliert und evtl. notwendige Stromimporte bzw. -exporte der einzelnen Länder abgebildet. Hierdurch sind Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit nicht nur für einzelne Länder, sondern auch für die gesamte Modellregion möglich. Gerade für Luxemburg, das für die Deckung seiner Nachfrage zu einem sehr hohen Anteil auf Stromimporte angewiesen ist, kann eine bedeutungsvolle Aussage zur Resource Adequacy nur auf Basis regionaler Betrachtungen 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.

Zur Beurteilung der Versorgungssicherheit werden meist die folgenden europaweit üblichen Kennzahlen berechnet:

- 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 und gesellschaftlicher 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.

Die EU-Strombinnenmarktverordnung sieht deshalb vor, dass die Mitgliedsstaaten (im Falle grenzüberschreitender Gebotszonen die betroffenen Mitgliedsstaaten gemeinsam) unter Würdigung dieser Abwägung sogenannte Versorgungssicherheitsstandards (VS-Standard) definieren.

Dem VS-Standard liegt zu Grunde, dass es volkswirtschaftlich effizient ist, wenn ein kleiner Teil der Last für kurze Zeit, d. h. in seltenen Fällen, nicht gedeckt werden kann, während der Großteil der Verbraucher weiterhin versorgt wird. Hierdurch können (volkswirtschaftlich teurere) Kapazitäten am Strommarkt eingespart werden, die ansonsten äußerst selten benötigt würden. Der VS-Standard stellt damit eine Abwägung zwischen den Investitionskosten neuer steuerbarer Kapazitäten und der Zahlungsbereitschaft der Stromkunden für eine vollständige, unterbrechungsfreie Stromversorgung dar. Geht man zu einer Grenzbetrachtung über, können die Kosten einer marginalen zusätzlichen Einheit Erzeugungskapazität mit dem dadurch gestifteten Nutzen an Versorgungssicherheit verglichen werden. Dieser bemisst sich als der Wert der vermiedenen Abschaltung, der sich aus dem Produkt von VOLL und der Anzahl der Stunden ergibt, in der die betrachtete zusätzliche Kapazität zur Nachfragedeckung benötigt würde. Bei bekannten Kosten zusätzlicher Erzeugungskapazität und bekanntem VOLL kann deshalb der Versorgungssicherheitsstandard als eine maximale Anzahl von Stunden angegeben werden, in denen eine nicht vollständige Nachfragedeckung am Strommarkt im Vergleich zu einem Kapazitäts-

zubau effizient erscheint. VS-Standards werden deshalb üblicherweise als (im Erwartungswert) maximal akzeptable Werte des LOLE definiert. Einige europäische Länder haben bereits explizite LOLE-Grenzwerte als VS-Standard festgelegt.

Da sich das Großherzogtum Luxemburg und die Bundesrepublik Deutschland in einer gemeinsamen Gebotszone befinden, sieht die Strombinnenmarktverordnung vor, dass der VS-Standard gemeinsam festgelegt wird. Zu diesem Zweck hat die ILR zusammen mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Sommer 2021 einen Vorschlag für die Höhe des VS-Standards erarbeitet. Hierzu wurden Analysen eines von der BNetzA beauftragten Gutachterkonsortiums herangezogen, das für festgelegte Betrachtungsjahre Analysen zur Resource Adequacy in der Gebotszone Deutschland/Luxemburg durchgeführt hat. Als Nebenprodukt dieser Analysen konnten die marginalen Technologien zur Bereitstellung zusätzlicher steuerbarer Erzeugungskapazität/Flexibilität in den einzelnen Betrachtungsjahren und deren Kosten ermittelt werden. Aus diesen Daten konnte in Verbindung mit den von der BNetzA durchgeführten Analysen zum VOLL ein effizienter LOLE-Grenzwert berechnet werden, der sich im Durchschnittswert über den gesamten Betrachtungszeitraum zu 2,77 h/a ergibt. ILR und BNetzA haben deshalb diesen Wert als VS-Standard für die gemeinsame Gebotszone vorgeschlagen.

Auf dieser Grundlage haben das MEA und das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) eine gemeinsame Absichtserklärung unterzeichnet, den vorgeschlagenen VS-Standard von 2,77 h/a anzuwenden. Allerdings ist eine rechtlich bindende Festlegung noch nicht erfolgt und auf Seiten Luxemburgs auch nicht notwendig. Dennoch erscheint es sinnvoll, den Wert bereits heute zu nutzen, um die Ergebnisse der nachfolgend diskutierten aktuellen Versorgungssicherheitsmonitorings (resource adequacy assessments) einzuordnen.

3.2.2 Ergebnisse aktueller Studien zum Versorgungssicherheitsmonitoring

Für die Bewertung der zukünftigen Versorgungssicherheit Luxemburgs wurden folgende Studien identifiziert und ausgewertet:

- Die Übertragungsnetzbetreiber der Region Zentral-Westeuropa (Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, die Niederlande, Österreich und die Schweiz) haben im Rahmen ihrer Zusammenarbeit im sogenannten Pentalateralen Energie Forum (PLEF) im Mai 2020 ihren dritten Versorgungssicherheitsbericht veröffentlicht [2].
- Darüber hinaus hat ENTSO-E den „Mid-Term Adequacy Forecast (MAF)“ durch das in der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung vorgesehene und methodisch spezifizierte „European Resource Adequacy Assessment (ERAA)“ ersetzt. Dieser wurde methodisch insbesondere um eine Wirtschaftlichkeitsbewertung weiterentwickelt. Hierbei wird die Rentabilität von Erzeugungsressourcen bewertet und ab- bzw. zuzubauende Erzeugungsressourcen pro Erzeugungsort und je Gebotszone identifiziert [3].
- Ein weiterer für Luxemburg relevanter Versorgungssicherheitsbericht ist der Bericht des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität [4]. Dieser Bericht wird zukünftig nicht mehr vom BMWK, sondern nach dem Energiewirtschaftsgesetz (§ 63 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG) mindestens alle zwei Jahre von der BNetzA erstellt.
- Die Regierungen des Großherzogtums Luxemburg und der Länder Rheinland-Pfalz und Saarland haben Consentec 2021 damit beauftragt, eine zeitnahe Stilllegung des in der Grenzregion

zu Luxemburg und Deutschland gelegenen Kraftwerks Cattenom zu untersuchen. Die Studie analysiert im Rahmen von qualitativen Analysen und quantitativen Simulationen mögliche Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und diskutiert, welche flankierenden Maßnahmen notwendig und sinnvoll sind [5].

- Relevant sind darüber hinaus auch Resource Adequacy Assessments aus anderen Nachbarländern Luxemburgs. Hier wird insbesondere auf die vom belgischen Übertragungsnetzbetreiber ELIA durchgeführte Adequacy & Flexibility Study eingegangen [6].

3.2.2.1 Versorgungssicherheitsbericht des Pentilateralen Energieforums¹

Der letzte Bericht der Übertragungsnetzbetreiber des PLEF aus dem Jahr 2020 betrachtet die Stützjahre 2021 und 2025. Relevant sind hier nur die Ergebnisse für 2025. Für den Betrachtungszeitraum 2025 wurden mehrere Szenarien betrachtet. Dabei liegen die LOLE-Werte für Luxemburg zwischen 2,1 und 4,3 h/a. Die höchsten berechneten LOLE-Werte übertreffen zwar den festgelegten VS-Standard von 2,77 h/a, doch 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, so dass in den betrachteten Szenarien für 2025 keine erheblichen Versorgungssicherheitsrisiken zu erwarten sind. Gleichzeitig treten in den Nachbarländern Belgien und Frankreich positive LOLE-Werte auf, die zudem 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. Gerade auch hinsichtlich der Last wird davon ausgegangen, dass durch den Smart Meter Rollout und eine dynamischere Lastreduktion zukünftig ein wesentlich größerer Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet werden könnte (siehe Infobox).

¹ Das Penta-Forum entwickelt momentan die im PLEF-Bericht verwendete Methodik weiter, so dass gegenüber der Berichtsperiode 2018-2020 keine aktualisierte Version vorliegt. Die nachfolgend beschriebenen Ergebnisse sind daher unverändert gegenüber dem letzten von MEA veröffentlichten Versorgungssicherheitsbericht.

Smart Meter Rollout in Luxemburg und Beitrag zur Versorgungssicherheit

Mit einer Durchdringung von über 95 % ist Luxemburg innerhalb der EU einer der Vorreiter beim Einsatz 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 in Luxemburg 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 und so z. B. Lastspitzen zu vermeiden oder EE-Überschüsse flexibel aufzunehmen. Um die technischen Möglichkeiten von Smart Metern sinnvoll zu nutzen, prüft die Luxemburger 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 Netzengpassituationen in Form von Preissignalen indizieren.

3.2.2.2 European Resource Adequacy Assessment (ERAA)

Mit dem ERAA 2021 hat ENTSO-E den ersten Bericht im Rahmen des vierjährigen Umsetzungszeitraums der ERAA-Methodik veröffentlicht. Anders als bei den vorangegangenen Berichten von ENTSO-E wie insbesondere dem MAF ist die Methodik des ERAA durch rechtliche Vorgaben in der Strombinnenmarktverordnung und Umsetzungsentscheidungen von ACER relativ stark kodifiziert. Dabei sind erhebliche Erweiterungen gegenüber der bisherigen MAF-Methodik notwendig. Zum Beispiel werden zukünftig die Durchführung jahresscharfer Assessments und einer detaillierten Wirtschaftlichkeitsbewertung für die betrachteten Szenarien verlangt. Das Ende 2021 vorgelegte ERAA stellt einen ersten, aber noch vorläufigen und nicht vollständigen Schritt auf dem Weg zur Erfüllung der regulatorischen Anforderungen dar. Es betrachtet für die Jahre 2025 und 2030 zwei Szenarien, die zunächst, analog zur Vergangenheit, bottom up aus Rückmeldungen der beteiligten Übertragungsnetzbetreiber kompiliert werden. Dies sind zum einen das „National Estimate“-Szenario und zum anderen das „National Estimate – Low Thermal Capacity (LTC)“-Szenario, welches deterministisch Unsicherheiten bezüglich der Stilllegung thermischer Kapazitäten berücksichtigt. Zusätzlich werden zwei weitere Szenarien für 2025 berechnet, wobei erstmals der neu entwickelte Ansatz für die Durchführung von Wirtschaftlichkeitsbewertungen zum Einsatz kommt („Economic viability assessment (EVA) without Capacity Mechanisms (CM)“ und „EVA with CM“).

Die Ergebnisse des ERAA zeigen auf, dass die LOLE-Werte je nach Szenario stark variieren. Für 2025 liegen diese für die Gebotszone Deutschland/Luxemburg zwischen 0,02 h/a – 6,79 h/a. Für 2030 zwischen 0,18 h/a – 3,26 h/a, wie in Bild 3.1 dargestellt.

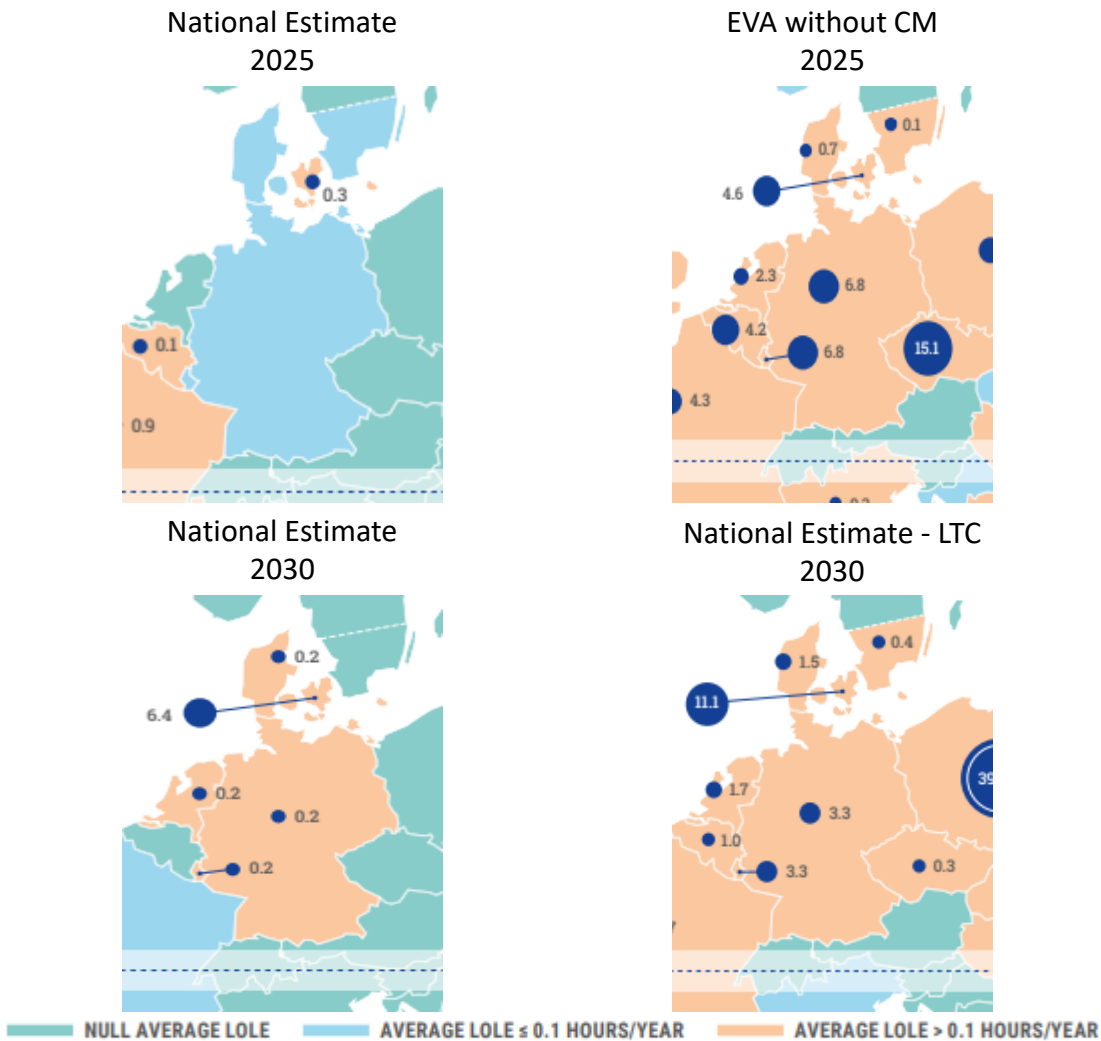


Bild 3.1: Bandbreite der Ergebnisse des ERAA für die Betrachtungszeiträume 2025 und 2030

Besonders hohe Werte treten vor allem in den Szenarien mit Wirtschaftlichkeitsbewertung auf, da dort wesentliche Teile der bestehenden Erzeugungskapazitäten als unwirtschaftlich markiert und aus dem System entfernt werden. Dabei wird der festgelegte VS-Standard deutlich überschritten. Hohe Werte treten ebenfalls für Belgien und Frankreich auf, die über deren nationalen VS-Standards liegen. In den bottom up berechneten Szenarien liegen die Werte hingegen unterhalb oder zumindest in der Größenordnung des o. g. Vorschlags zum VS-Standard.

Zur Einordnung der LOLE-Werte gerade bei den Szenarien mit Wirtschaftlichkeitsbewertung ist es wichtig zu wissen, dass ACER das erste ERAA Anfang 2022 zurückgewiesen hat. Dies ist insbesondere auf methodische Schwächen bei den EVA-Szenarien zurückzuführen. Folgende Punkte werden u. a. von ACER kritisiert:

- Es wurden starke Vereinfachungen in gewissen Aspekten getroffen, die sich wesentlich auf die Genauigkeit und Zuverlässigkeit der Ergebnisse auswirken. Beispielsweise wurde das Potenzial der Demand Side Response nach Einschätzung von ACER unterschätzt.
- Es wurde nur eine geringe Anzahl an Wetterjahren und ebenso eine geringe Anzahl an erwarteten Preisen berücksichtigt.

- Die Kosten für Investitionen sind höher als z. B. im VS-Bericht vom BMWK (siehe weiter unten).
- Investitionsentscheidungen werden auf Basis des Zieljahres getroffen. Die Lebensdauer der Anlagen über das Zieljahr hinaus wird damit nicht berücksichtigt.
- Die ERAA-Studie zeigt keine hinreichende Transparenz zur Methodik auf, so dass die Ergebnisse schwer nachvollziehbar sind.

Die Kritikpunkte von ACER bedeuten, dass der sich ergebende Kapazitätsmix in den EVA-Szenarien die verfügbaren Ressourcen im Jahr 2025 systematisch unterschätzt, damit aber auch die VS-Risiken systematisch überschätzt. Die obere Bandbreite der oben ausgewiesenen LOLE-Werte dürfte daher zu hoch sein.

3.2.2.3 Versorgungssicherheitsmonitoring des BMWK

Wie zuvor erwähnt, hat in Deutschland eine Neuordnung der Verantwortlichkeit für das Versorgungssicherheitsmonitoring stattgefunden. Diese Verantwortlichkeit ist mittlerweile vom BMWK auf die Regulierungsbehörde BNetzA übergegangen. Der erste Versorgungssicherheitsbericht der Bundesnetzagentur ist noch nicht veröffentlicht. Allerdings ist in 2021 ein Update des wissenschaftlichen Berichts zur Angemessenheit der Ressourcen veröffentlicht worden, der in der Vergangenheit die Grundlage für den Bericht des BMWK gebildet hat. Die wesentlichen Ergebnisse dieses Updates werden nachfolgend dargestellt. Im von BMWK beauftragten Bericht werden als Versorgungssicherheitsindikator nicht wie in anderen Studien LOLE-Werte verwendet, sondern stattdessen die Lastüberhangswahrscheinlichkeit LoLP (Loss of Load Probability). 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. LoLP und LOLE können aber eindeutig ineinander umgerechnet werden.² Der VS-Bericht betrachtet die Jahre 2021, 2023, 2025 und 2030.

Bild 3.2 zeigt das Ergebnis des Referenzszenarios, welches zu dem Schluss kommt, dass über alle Stützjahre die LoLP für Deutschland/Luxemburg (DE/LU) bei 0 % liegt, wenn sich die in den Szenarien als wirtschaftlich sinnvoll und rational erweisenden Entwicklungen eintreten.

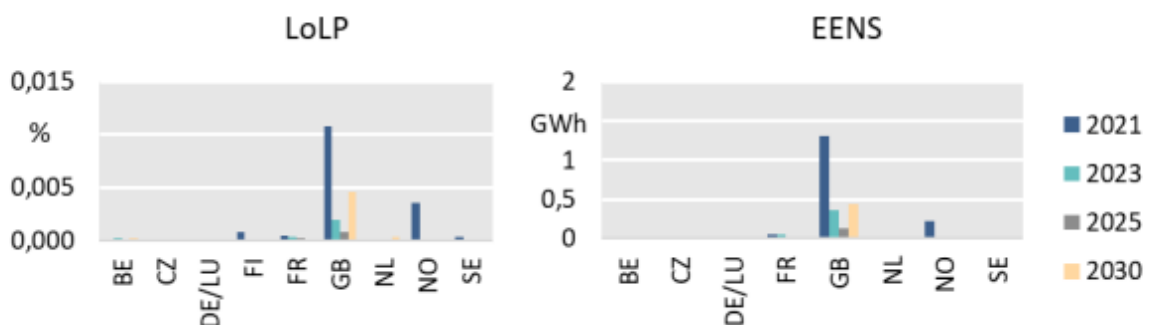


Bild 3.2: LoLP und EENS im Referenzszenario für die betrachteten Stützjahre

² LoLP = LOLE / 8760

Dem Rückgang der Leistung und damit der Stromerzeugung von Kern- und Kohlekraftwerken stehen hierbei sowohl in Deutschland als auch in Europa der Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Flexibilisierung des Stromversorgungssystems gegenüber. Im Zeitverlauf wird dieser Rückgang bei weiterem Zusammenwachsen der nationalen Märkte und unter Nutzung von Ausgleichseffekten verstärkt. Aufgrund der im Vergleich zu den Szenarien der deutschen und europäischen Übertragungsnetzbetreiber niedrigeren steuerbaren Ressourcen stellt das Referenzszenario eine eher konservative Entwicklung des Stromversorgungssystems dar. Im Betrachtungshorizont bis 2030 bestehen somit keine Bedenken, dass ein sehr hohes VS-Niveau möglich ist. Die Reduktion von steuerbaren Erzeugungsanlagen wird durch einen Anstieg der Stromimporte kompensiert. Die vorhandenen und auch zukünftigen Netzkapazitäten reichen hierfür durchgehend aus. Die Studie betrachtet neben dem Referenzszenario zusätzlich mehrere Sensitivitäten. In einer bewusst konservativ gewählten Sensitivität wurde angenommen, dass die in Frankreich, Großbritannien, Polen und Italien vorhandenen Kapazitätsmärkte nicht existieren. Auch der Einsatz strategischer Reserven, wie der deutschen Kapazitätsreserve, wurde vernachlässigt. Dabei konnte gezeigt werden, dass rationalerweise in einem solchen Szenario mehr lastseitige Flexibilitätsoptionen erschlossen und dadurch die Importe der Gebotszone DE/LU im Vergleich zum Referenzszenario leicht geringer werden. Die Versorgungssicherheit des gemeinsamen Marktes DE/LU bleibt dabei auf dem gleichen hohen Niveau. Weitere Sensitivitäten betrachten eine beschleunigte Marktdurchdringung von Technologien zur Sektorkopplung und eine ambitionierte Entwicklung des EE-Ausbaus im Ausland bzw. der unterstellten Preispfade. Erhebliche Auswirkungen auf das Versorgungssicherheitsniveau in DE/LU ergeben sich in keiner der betrachteten Sensitivitäten. Die Importe nehmen im Vergleich zum Referenzszenario zwar deutlich zu, verbleiben aber stets unterhalb der erwarteten künftigen Netzkapazität und sind dadurch physikalisch abbildbar.

3.2.2.4 Studie zu den Auswirkungen einer Abschaltung des Kernkraftwerks Cattenom auf die Versorgungssicherheit in der Region

In Frankreich wurde zwischenzeitlich das Ziel ausgerufen, den Anteil der Kernenergie an der nationalen Stromerzeugung deutlich auf 50 % zu senken. In zwei voneinander unabhängigen Studien, einerseits von dem französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE und andererseits von der internationalen Energieagentur IEA, wurden bereits jeweils Wege zu einer 100 % auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung in 2050 ohne Kernenergie aufgezeigt. Vor diesem Hintergrund wurde in einer von Consentec durchgeführten Studie [5] die Auswirkungen einer Abschaltung des Kernkraftwerks Cattenom auf die Versorgungssicherheit in der Region untersucht. Dabei wurden alle relevanten Aspekte der Versorgungssicherheit und hier insbesondere die Resource Adequacy als auch die Transmission Adequacy (Versorgungssicherheit im Stromnetz) untersucht und wo notwendig durch quantitative Analysen untermauert. Zudem wurde diskutiert, ob und in welchem Zeithorizont flankierende Maßnahmen zur Stilllegung Cattenoms notwendig und sinnvoll sind.

Als Ergebnis der Studie konnte festgehalten werden, dass Cattenom aufgrund der hohen Leistung eine systemtechnische Relevanz für die sichere Bedarfsdeckung, Netzbelastung und die Erbringung von Systemdienstleistungen in der Großregion und darüber hinaus hat, und dennoch Versorgungssicherheitsbelange einer Stilllegung des Kraftwerks nicht im Wege stehen.

Dies gilt insbesondere, da geeignete Abhilfemaßnahmen, um eventuellen Versorgungssicherheitsbedenken zu begegnen, technisch bekannt sind und in vergleichsweise kurzer Zeit verfügbar gemacht werden können. So kann im Bereich der sicheren Bedarfsdeckung ein eventuell notwendiger Zubau

steuerbarer Erzeugungsleistung mit wenigen Jahren Vorlauf über den in Frankreich bestehenden Kapazitätsmarkt adressiert werden. Zudem kann die wegfallende Erzeugungsleistung energetisch zumindest teilweise auch durch den Ausbau erneuerbarer Energien und Netzkapazitäten in der Region und darüber hinaus ersetzt werden. Bei der Netzbelastung sind sowohl entlastende (eher regional) als auch belastende Effekte einer Abschaltung Cattenoms erkennbar, die aber über bestehende Mechanismen des Engpassmanagements (wie z. B. Redispatch) beherrscht werden können.

Verschiedene Systemdienstleistungen (d. h. insbesondere Beiträge zur Spannungshaltung und Momentanreserve) können auch bei Abschaltung der Reaktorblöcke durch neuartige Netzbetriebsmittel erbracht werden. Eine Option könnte dabei ein Umrüsten der Generatoren des Kraftwerks Cattenom zu sogenannten rotierenden Phasenschiebegeratoren ohne thermischen Antrieb sein. Wie z. B. aus Deutschland bekannt, ist eine solche Umrüstung auch kurzfristig möglich.

Als Fazit der Studie konnte somit festgehalten werden, dass einer Abschaltung der Kernkraftwerks Cattenoms, zumindest mit ausreichend Vorlaufzeit bei der Planung und unter Berücksichtigung flankierender Maßnahmen, aus versorgungssicherheitstechnischen Aspekten nichts im Wege steht.

3.2.2.5 Elia Adequacy & Flexibility Study

Zuletzt wird auf die Adequacy & Flexibility Study von ELIA eingegangen. Diese bildet die Grundlage für die Genehmigung der Einführung eines Kapazitätsmarktes in Belgien durch die EU-Kommission. Darin wird die Notwendigkeit eines solchen Mechanismus infolge der Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2025 aufgezeigt. Auch wenn die Situation in Belgien in anderen Studien nicht detailliert untersucht wurde, weisen auch diese vielfach in Belgien (und Frankreich) im Vergleich zu anderen Ländern der Region erhöhte LOLE-Werte auf. Insofern ist zumindest nachvollziehbar, dass die Versorgungssicherheit dort eher kritischer betrachtet wird als in Deutschland und Luxemburg. Der Bericht von Elia enthält keine Aussagen zur Versorgungssicherheit in den Nachbarländern, insbesondere auch nicht für die Gebotszone Deutschland/Luxemburg. Allerdings dürfte die mittlerweile genehmigte Einführung eines Kapazitätsmarktes in Belgien die Versorgungssicherheit in der Region tendenziell erhöhen bzw. den Investitionsbedarf in neue steuerbare Kapazitäten in den Nachbarländern begrenzen.

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

Die Analyse der oben aufgeführten Versorgungssicherheitsberichte hat keine Hinweise auf bevorstehende Versorgungssicherheitsprobleme aufgezeigt. Allerdings ist anzuerkennen, dass bei vielen Berichten die Veröffentlichung bereits zumindest länger zurückliegt und Aktualisierungen ausstehen (PLEF, BNetzA) bzw. methodische Verbesserungen zunächst noch umgesetzt werden müssen (PLEF, ERAA). Dabei ist auch zu beachten, dass das energie- und klimapolitische Ambitionsniveau in der EU und den Mitgliedsstaaten z. B. durch das Fit for 55 Paket oder das Ziel eines 80%igen Anteils der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in Deutschland in jüngerer Vergangenheit deutlich gestiegen ist und diese Entwicklungen in vorliegenden Szenarien noch nicht umfassend berücksichtigt sind. Somit ist in absehbarer Zeit mit neuen Erkenntnissen zur Entwicklung der Ressource Adequacy und den notwendigen Voraussetzungen für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit zu rechnen. Die Situation sollte daher unter enger Beobachtung bleiben.

Naturgemäß sind in längerfristig angelegten Studien aktuelle Ereignisse nicht reflektiert, die sich dennoch potenziell auf die Versorgungssicherheit auswirken können. Am 24. Februar 2022 hat Russland einen Krieg gegen die Ukraine gestartet, der zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichtes weiterhin anhält. Aus Solidarität mit der Ukraine und zur Verurteilung der russischen Aggression und Schwächung des Potenzials der russischen Wirtschaft, den Krieg gegen die Ukraine zu unterstützen, hat die westliche Welt umfangreiche Sanktionen gegen Russland verhängt. Da die Länder der EU einen Großteil ihres Gases aus Russland beziehen, droht Russland als Antwort gegen die Sanktionen mit einem Lieferstopp. Nachfolgend werden die Auswirkungen eines solchen potenziellen Lieferstopps oder auch einer anteiligen Drosselung der Lieferungen betrachtet.

Auswirkungen im Strombereich beinhalten einerseits die Preiswirkungen³, da der Gaspreis in vielen Stunden direkt den Stromgroßhandelspreis bestimmt, andererseits die physische Bereitstellung von Gas für die Verstromung in Gaskraftwerken.

Dabei ist unstrittig, dass in Deutschland und Luxemburg wie darüber hinaus steuerbare Kraftwerke (wie zum Beispiel Gaskraftwerke) notwendig sind, um die Versorgungssicherheit im Stromsystem zu gewährleisten. Allerdings ist selbst bei einem Lieferstopp für russisches Gas ein Versorgungssicherheitsproblem nicht zwangsläufig. Da in der Regel mit dem Ausfall einer Bezugsquelle nur ein Teil der insgesamt bezogenen Gasmenge nicht mehr zur Verfügung steht, muss der Ausfall von Erdgasimporten nicht zwingend mit einer Nichtverfügbarkeit von Kraftwerkskapazität einhergehen. Entscheidend ist hier vielmehr, wie Gas in einer Mangellage allokiert wird. Im Falle einer preisbasierten Allokation ist angesichts der relativ hohen Zahlungsbereitschaft für Strom auch dann nicht davon auszugehen, dass Kraftwerke Probleme hätten, ihre Nachfrage zu decken. Auch bei einer administrativen Zuteilung erscheinen die Risiken für das Stromsystem begrenzt. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit des Stromsektors ist hierbei für Luxemburg besonders die Situation in Deutschland relevant. Sollte es in Deutschland zu einer Gasnotlage kommen, so besteht eine Prioritätenliste, nach der die Verbrauchergruppen mit Gas versorgt werden. Die Stromversorgung steht dabei nach den geschützten Kunden, also den Haushaltskunden, an zweiter Stelle und würde somit vorgelagert z. B. zur Industrie versorgt werden. Auch der kürzlich veröffentlichte Bericht von ENTSO-E (Summer Outlook 2022) beinhaltet eine erste Analyse zur Reduktion des Gaseinsatzes für die Stromerzeugung. Gemäß Bild 3.3 kann in Deutschland demnach der Anteil der Erdgasimporte für die Verstromung von etwas über 10 % auf einige wenige Prozent gesenkt werden.

³ Auswirkungen der Gasversorgungskrise auf Gas- und Strompreise haben zwar keine direkten physischen Implikationen für die Versorgungssicherheit, tangieren aber dennoch die Prozesse im Strommarkt vielfältig. Gaskraftwerke treiben als vielfach marginale Erzeugungstechnologie das Preisniveau am Strommarkt für die gesamte Nachfrage nach oben. Beispielsweise haben sich die Großhandelspreise gegenüber der Vorkriegszeit etwa vervierfacht. Dies ist über die Marktkopplung auch in Ländern spürbar, die selbst Gas nur in geringem Umfang zur Stromerzeugung einsetzen. Die gestiegenen Strompreise führen zu wirtschaftlichen Konsequenzen bei Unternehmen, die ihren Bedarf vor allem kurzfristig beschaffen. Bei dem Gewerbe bzw. der Industrie besteht die Gefahr des Produktionsrückgangs bzw. -stopps, falls die Preise nicht an Endkunden weitergegeben werden können. Falls es sich bei den Unternehmenserzeugnissen um Vorprodukte handelt, könnte dies auch zu Auswirkungen auf bestehende Lieferketten führen. Bei Energielieferanten besteht die Gefahr von Insolvenzen, da Preiskonditionen in Stromverträgen im Regelfall über mehrere Monate festgeschrieben sind und ein Preisanstieg, gegen den sich die Lieferanten nicht abgesichert haben, damit ohne Weiteres nicht weitergegeben werden kann. Die Insolvenz eines Lieferanten führt dazu, dass der Bilanzkreisvertrag gekündigt und die Belieferung der Kunden eingestellt wird. Dadurch fallen die Kunden in die Grundversorgung und damit in der Regel in einen teureren Tarif. Gewerbliche wie private Verbraucher sollten sich deshalb bewusst sein, dass auch bei einer grundsätzlichen Gewährleistung der physischen Bezugsmöglichkeiten für Strom erhebliche wirtschaftliche Konsequenzen auftreten können.

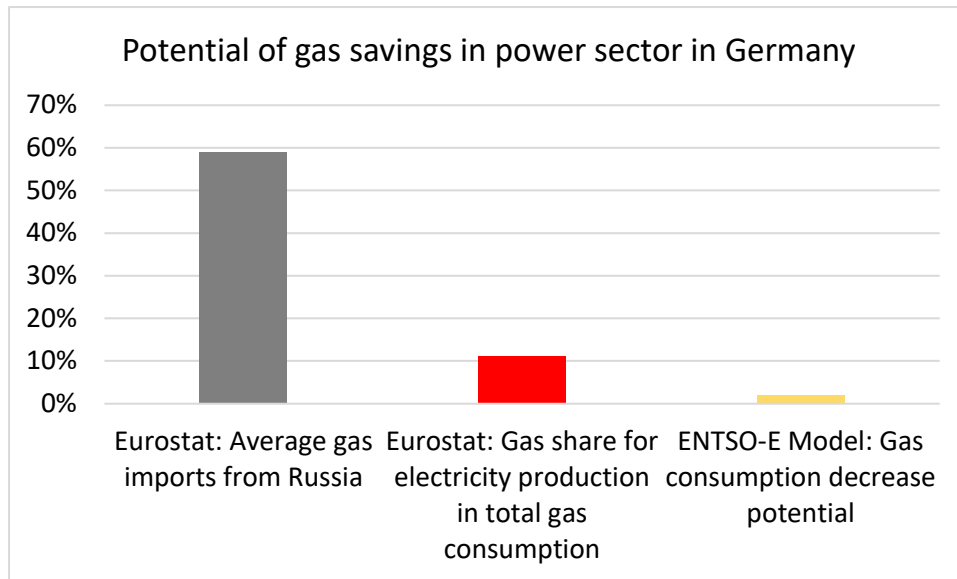


Bild 3.3: Einsparungspotenzial von Erdgas aus Russland zur Verstromung in Deutschland (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Summer Outlook 2022 von ENTSO-E)

Es ist somit wahrscheinlich, dass die Gaskraftwerke in dem für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit notwendigen Umfang weiterhin mit Gas beliefert werden können, so dass der Ausfall von Gaslieferungen aus Russland mit Blick auf die physische Bereitstellung von Strom voraussichtlich unbedenklich erscheint. Diese Analyse wird noch bekräftigt durch die Pläne der deutschen Bundesregierung, nicht mehr am Markt operierende Kohlekraftwerke kurzfristig wieder in Betrieb zu nehmen, was die Abhängigkeit von Gas im Stromsektor weiter verringern und Raum schaffen würde, andere Mitgliedsstaaten der EU im Rahmen von Solidaritätsmaßnahmen zu unterstützen, in denen gemäß Summer Outlook 2022 der ENTSO-E die Abhängigkeit von Gas in der Stromversorgung teilweise deutlich höher ist.

Um die angespannte Situation auf den Energiemärkten Europas und insbesondere im Strombereich vor diesem Hintergrund näher zu untersuchen, hat das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) bei den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern eine Sonderanalyse zur Stromversorgung Winter 2022/23 in Auftrag gegeben, deren Ergebnisse auch für Luxemburg eine hohe Relevanz haben [7]. Die Sonderanalyse setzt auf der sogenannten Bedarfsanalyse auf, mit der in Deutschland Netzsicherheitsanalysen für die Gebotszone Deutschland/Luxemburgs durchgeführt werden und die zum Ziel hat, drohende Versorgungsengpässe – sowohl netz- als auch systembedingt – aufzudecken. Ausgehend von einem Referenzszenario, das die Auswirkungen des Ukrainekrieges nicht betrachtet, wurden zwei weitere Szenarien definiert. Das Ziel der beiden Sensitivitätsszenarien bestand in der Beantwortung der Fragen, ob durch den Ukraine-Krieg Lastunterdeckungen im europäischen Stromverbundsystem zu befürchten sind und in welchem Umfang durch seitens des BMWK durchgeführte ergänzende Maßnahmen das für die Stromerzeugung benötigte Gas reduziert werden kann.

Um sich diesen Fragestellungen zu nähern, wurde in dem ersten Sensitivitätsszenario der Gaspreis so weit erhöht, dass die Gaskraftwerke ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt werden, wenn sonstige Kapazitäten (in Form von Kraftwerken oder auch Lastflexibilitäten) erschöpft sind. In dem zweiten

Szenario wurden neben dieser Maßnahme zusätzlich noch die Auswirkungen simuliert, die die Rückführung von zwischenzeitlich stillgelegten und aktuell nicht mehr am Markt operierende Kohlekraftwerke in einem Umfang von 9 GW hätten.

In beiden Szenarien kommt es unter den getroffenen Annahmen zu keinen Lastdeckungsproblemen. Entsprechend kann die Versorgungssicherheit im Stromsektor als hoch bezeichnet werden. Die Maßnahmen führen darüber hinaus zu einer deutlichen Reduktion des für die Stromerzeugung genutzten Gases. Im ersten Szenario geht der Gasverbrauch im Systembereich um insgesamt 9 %, im zweiten Szenario um weitere 2 % auf in Summe 11 % zurück. Der Rückgang des verfeuerten Gases fällt dabei für die einzelnen Länder unterschiedlich hoch aus (Bild 3.4). In Deutschland liegen die Einsparungen bei bis zu 30 %.

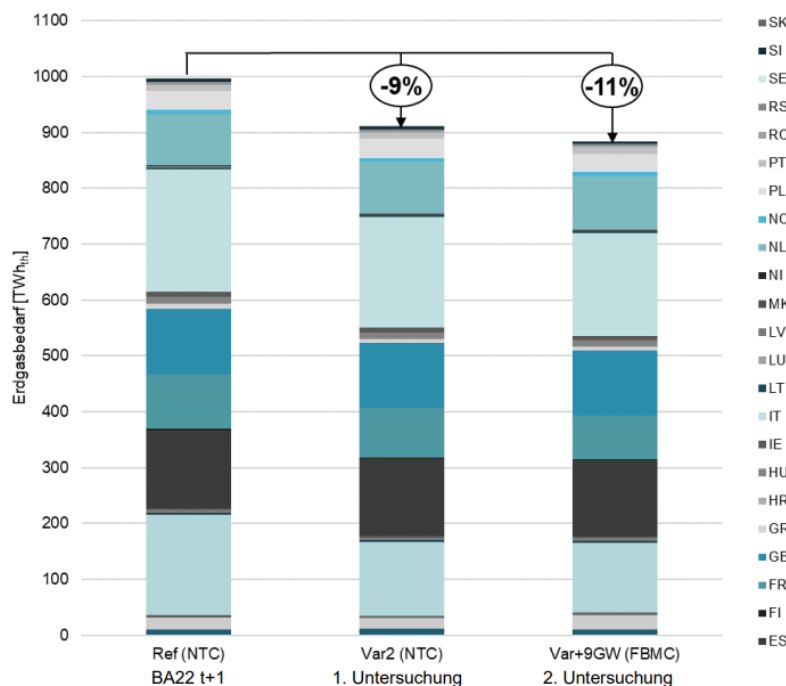


Bild 3.4: Gegenüberstellung des Erdgasbedarf der simulierten Länder

Die Studie des BMWK bekräftigt die bereits oben geschilderten Überlegungen, dass die Gaskraftwerke in dem für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit notwendigen Umfang weiterhin mit Gas beliefert werden können und eine Fokussierung auf Stunden mit Verbrauchsspitzen ausreichend ist. Verminderte Gaslieferungen aus Russland erscheinen somit für die Lastdeckung der Stromkunden unbedenklich.

Neben dem Krieg in der Ukraine zeichnet sich mit Blick auf den kommenden Winter als weitere Herausforderung für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit in Europa die aktuell sehr niedrige Verfügbarkeit von Kernkraftwerksleistung in Frankreich ab. Denn mehr als die Hälfte der bestehenden Reaktoren steht zum Zeitpunkt der Berichtserstellung still. Der größere Teil ist zwar für Regelwartungen abgeschaltet und soll planmäßig vor dem Winter wieder in Betrieb gehen. Ein nicht unerheblicher Teil der Stillstände wird aber durch Korrosionsprobleme in den Anlagen mit unklarer Reparaturdauer bedingt. Da diese Probleme bei Wartungsarbeiten entdeckt wurden, ist auch nicht absehbar, ob im Rahmen der laufenden Wartungen Probleme in weiteren Anlagen identifiziert werden.

Die niedrige Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke führte bereits im vergangenen Winter 21/22 dazu, dass Frankreich aus allen umliegenden Ländern Strom importieren musste. Mehr als 60 %

der Importe stammten dabei aus Deutschland und Belgien. Im ersten Quartal 2022 verschärfte sich die Situation nochmals, nachdem der Anteil der Atomkraft weiter sank und Frankreich stark abhängig von Importen war. Im April 2022 gab der französische Netzbetreiber bekannt, auch in den kommenden Monaten deutlich mehr Strom aus dem europäischen Ausland importieren zu wollen. Gerade aufgrund der starken Thermosensitivität der Nachfrage in Frankreich ist aber nicht völlig klar, ob bei einer Kälte- welle und dementsprechend hoher Last die Netzkapazitäten ausreichen werden, um Importe in der notwendigen Höhe bereitzustellen. Zumindest deuten die Notierungen am französischen Stromter- minmarkt mit Preisen (Stand: Ende Juni 2022) von teilweise über 1.000 EUR/MWh für Peak-Lieferungen im Monat Dezember darauf hin, dass Marktakteure erwarten, dass ein Ausgleich zwischen Ange- bot und Nachfrage nur unter Einsatz von Lastflexibilitäten möglich sein wird.

Die Situation in Frankreich sollte deshalb weiter beobachtet werden, insbesondere auch auf Basis des von ENTSO-E zu erstellenden Winter Outlooks, der für den späten Herbst erwartet wird. Wird das Ri- siko von unfreiwilligen Lastabschaltungen in Frankreich als nicht vernachlässigbar erachtet, könnte dies auch Auswirkungen auf die benachbarten Mitgliedsstaaten haben, die theoretisch sogar bis zu einer Beteiligung an solchen Abschaltungen (curtailment sharing) gehen könnten. Insbesondere im Rahmen der Prozesse zur Risikovorsorge ist deshalb auf eine enge regionale Zusammenarbeit zu ach- ten.

Nicht zuletzt müssen verstärkt auch die Risiken im Bereich der IT-Sicherheit in der Bewertung der Ver- sorgungssituation berücksichtigt werden. Sowohl die nationale als auch regionale Bewertung der mög- lichen Szenarien, die die Versorgungssicherheit gefährden könnten, identifizieren Cyberattacken so- wohl hinsichtlich der Wahrscheinlichkeit als auch den möglichen Auswirkungen als besonders schwer- wiegend. Vor dem Hintergrund der russischen Aggressionen in der Ukraine ist das Risiko nachweislich nochmals gestiegen. Konkretes Beispiel für die Gefahr von Cyberattacken ist ein entsprechender An- griff auf Creos, der sich am 23. Juli 2022 ereignete und zu signifikanten Einschränkungen verschiedener IT-Dienstleistungen der Encevo-Gruppe führte. Die Netzführung und Handelsprozesse waren allerdings nach Angaben der Gruppe nicht betroffen und die Versorgungssicherheit dementsprechend zu keinem Moment gefährdet. Gleichzeitig zeigt der Vorfall die Wichtigkeit entsprechender Maßnahmen im Be- reich der IT-Sicherheit bei Netzbetreibern und Energieversorgern.

3.3 Bedeutung der Einbettung Luxemburgs in den Europäischen Strombinnenmarkt

Die Energiebereitstellung für die öffentliche Versorgung in Luxemburg erfolgt heute im Wesentlichen aus dem Ausland, so dass die Funktionalität der Europäischen Energiemärkte erhebliche Konsequenzen für Luxemburg hat. Aus luxemburgischer Perspektive ist deshalb eine möglichst enge Einbindung in Diskussions- und Bewertungsprozesse in Europa und aufgrund der gemeinsamen Gebotszone insbe- sondere mit Deutschland wünschenswert. Das Memorandum zwischen Deutschland und Luxemburg aus dem Jahr 2021 über den Zuverlässigkeitsstandard für die Stromversorgung stellt hierfür einen sinn- vollen ersten Schritt dar [8].

Insbesondere erfolgt unter anderem auch die Beschaffung und Erbringung von Systemdienstleistungen für Luxemburg über entsprechende gemeinsame Prozesse mit allen deutschen Übertragungsnetzbe- treibern in der gemeinsamen Gebotszone bzw. innerhalb der gemeinsamen Regelzone mit Amprion. 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 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 schaffen.

Darüber hinaus ist Luxemburg grundsätzlich 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 deren 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 vereinbarten die Unterzeichnerstaaten u. a. keine die Funktionalität der Strommärkte gefährdenden Preisobergrenzen einzuführen und den Stromhandel auch in Zeiten von Knappheit nicht zu begrenzen [9]. Luxemburg unterstützt vor diesem Hintergrund die Weiterentwicklung der regionalen Risikoversorge, europäische Mindestanforderungen an nationale Kapazitätsmechanismen, nichtdiskriminierende Berechnung von Übertragungskapazitäten, sowie die regionale Koordination von systemsicherheitsrelevanten Fragen des Übertragungsnetzbetriebs. Im Bereich der regionalen Zusammenarbeit bei der Risikoversorge wurden in den vergangenen Jahren durch die enge Zusammenarbeit im Pentalateralen Energieforum bei der Umsetzung der Risikoversorgeverordnung wesentliche Fortschritte erzielt.

4 Stromnetze

4.1 Übertragungs- und industrielle Netze

4.1.1 Status quo bei Kuppelleitungskapazitäten

Wie auf nachfolgendem Bild 4.1 schematisch dargestellt verfügt Luxemburg über direkte Netzanschlüsse mit allen drei Nachbarländern. Das Übertragungsnetz der Creos ist über zwei 220-kV-Doppelleitungen mit einer nominalen Gesamtübertragungskapazität von etwa 2.000 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.

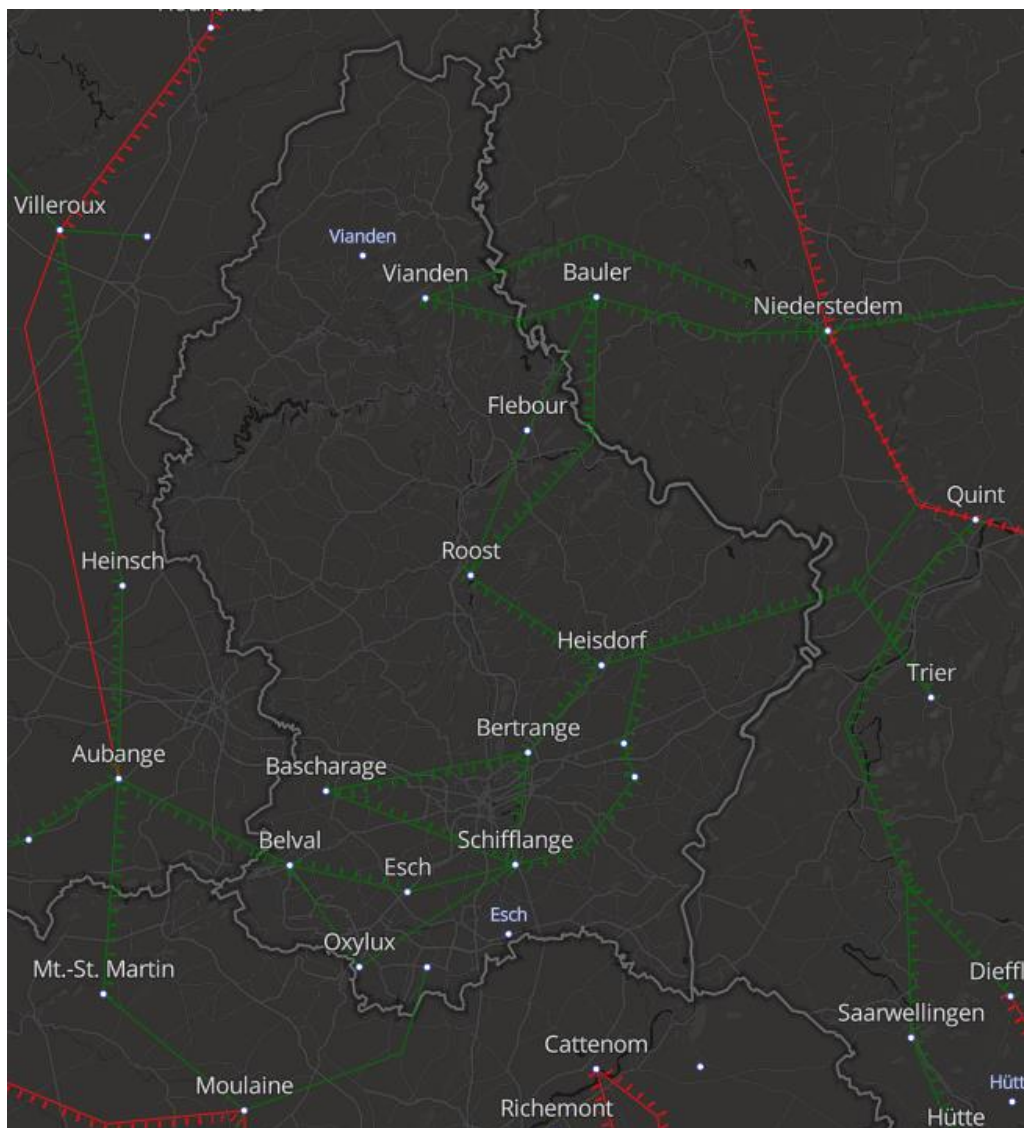


Bild 4.1: Übertragungsnetzverbindungen von Luxemburg zu Nachbarländern

Das Industrienetz der Sotel ist über eine 220-kV-Doppelleitung mit dem belgischen Übertragungsnetz der Elia verbunden, die eine nominale Gesamtübertragungskapazität von 760 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 seit 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, 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 Kuppelleitung nach Belgien (siehe weiter unten) können die negativen Auswirkungen dieses Ausfalles abgeschwächt werden, wodurch sich auch auf Ebene der Umspannwerke eine (n-1)-Sicherheit ergibt.

In der Vergangenheit war zwischen Creos und Amprion 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 weder zeitgemäß noch notwendig, da aufgrund der gemeinsamen Gebotszone innerhalb dieser Zone grundsätzlich von einer engpassfreien Übertragung ausgegangen wird.

Ende 2017 wurde zur dauerhaften Verbindung der Netze von Creos und Elia auf Höchstspannungsebene ein Phasenschiebertransformator in Schiffflange 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 Probebetrieb 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.

4.1.2 Entwicklung der Kuppelleitungskapazitäten

Im Rahmen des veröffentlichten Nationalen Energie- und Klimaplan [10] 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 tragen unter anderem auch dem NECP für die Entwicklung des luxemburgischen Gesamtenergiesystems Rechnung und berücksichtigen dabei die für die Netzausbauplanung notwendigen Details sowie relevante Variationen. Creos hat hierfür 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 120 % 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 4.1.3). 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, sowie in einer Erweiterung 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 2.700 MVA erhöhen.

Um auch im Falle einer Nichtverfügbarkeit der 380-kV-Kuppelleitung die Versorgungssicherheit zukünftig zu garantieren, verstärkt Creos parallel dazu auch die bestehenden Leitungen im nördlichen Teil des Landes. Hierbei werden im Zuge von Erneuerungen die Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile (HTLS) ersetzt. Durch diese Maßnahme ist es möglich, die Übertragungskapazität und somit die Versorgungssicherheit zu erhöhen, ohne zusätzliche Masten bzw. Korridore in Betrieb nehmen zu müssen. Laut Angabe von Creos wurde bereits die Strecke von Roost bis zur deutschen Grenze mit HTLS ausgestattet. Das Leitungsstück auf der deutschen Seite soll voraussichtlich bis Ende 2025 folgen. Hierdurch würde sich die Übertragungskapazität dieser Verbindung um weitere etwa 480 MVA auf eine nominal installierte Übertragungskapazität von insgesamt etwa 1.500 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 noch nicht. Für die aufgeführten Netzausbaumaßnahmen weist Creos ab 2025 einen deutlichen Anstieg des Budgets für die Netzerweiterung auf etwa 15 Mio. € aus. In den darauffolgenden Jahren ist ein weiterer Anstieg auf mindestens 30 Mio. € und damit auf das Doppelte geplant. 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 4.1.1) sowie der erwarteten Entwicklungen auf der Last- und Erzeugungseite 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. 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.

4.1.3 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 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 4.2 bis Bild 4.4 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 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.

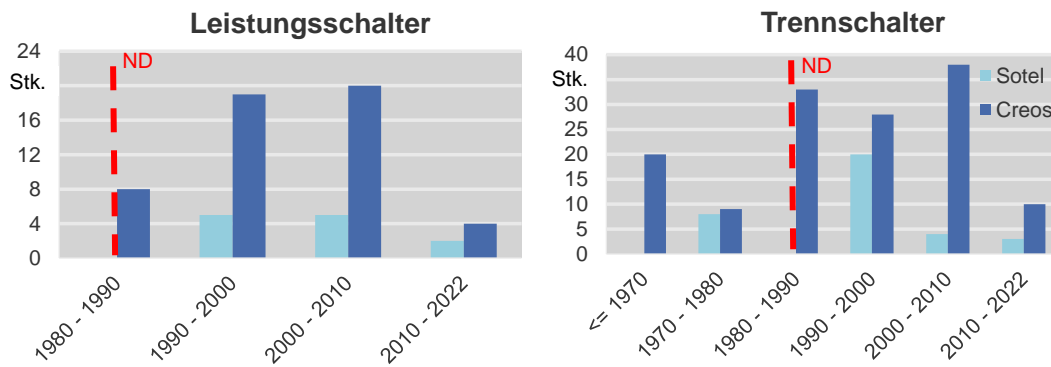


Bild 4.2: Altersmengengerüste der Leistungsschalter (links) und Trennschalter (rechts) bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr (Quelle: eigene Darstellung)

- 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 1981 bzw. 1986 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 1981 bzw. 1986 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, so dass die Nutzungsdauer dieser nun höher liegen dürfte.

Bild 4.3 zeigt eine vergleichbare Auswertung für Freileitungen sowie Leitungsmasten.

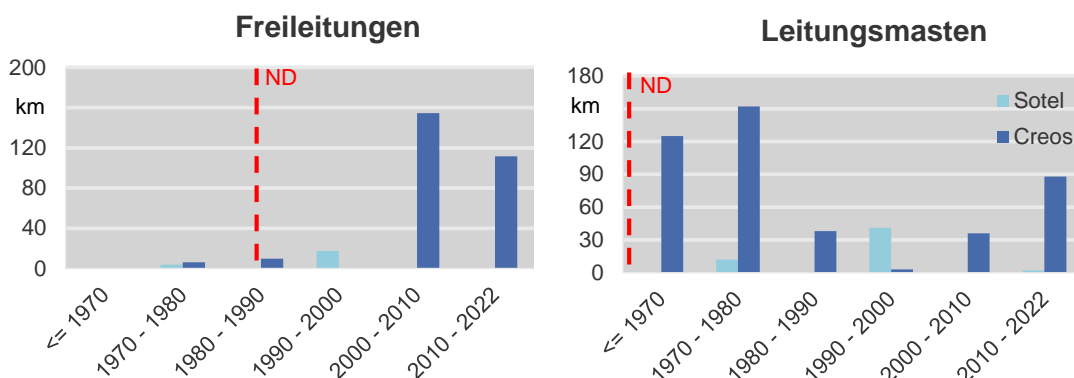


Bild 4.3: Altersmengengerüst Freileitungen (links) und Leitungsmasten (rechts) bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr (Quelle: eigene Darstellung)

- Für Freileitungsseile 220 kV (eine bestehende 150 kV Leitung von Sotel wird seit 2021 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 1981 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. In der internationalen Praxis sind Nutzungsdauern von bis zu 80 Jahren (Linie von Creos) nicht unüblich, weshalb in der Grafik die höhere Nutzungsdauer angegeben wurde. Dieser Wert wird von den bestehenden Anlagen noch nicht erreicht, trotzdem kann sich hier mittelfristig Handlungsbedarf ergeben.

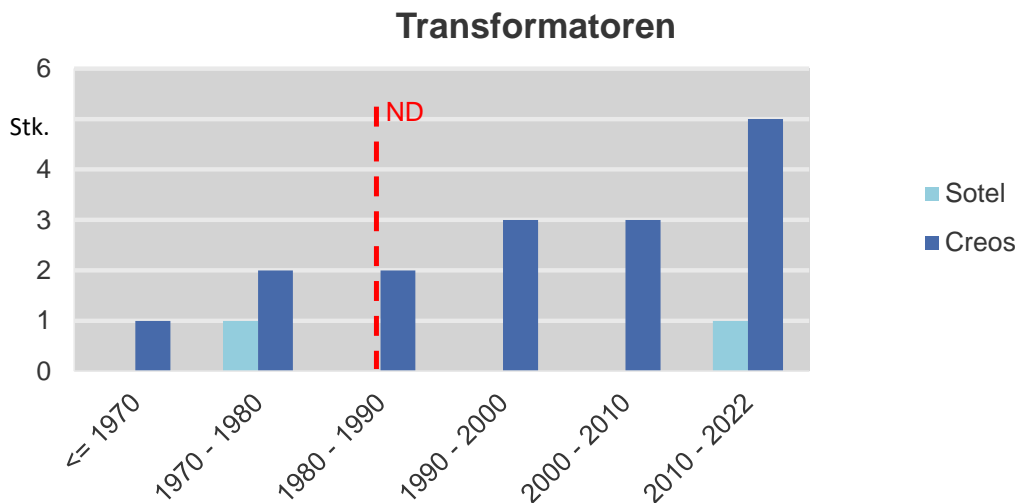


Bild 4.4: Altersmengengerüst Transformatoren bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr (Quelle: eigene Darstellung)

- Auch bei Transformatoren haben bei Creos (40 Jahre) wie Sotel (35 Jahre) insgesamt 4 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. Bei Creos ist zudem noch ein Transformator mit einem Errichtungsjahr vor 1970 in Betrieb.
- Zusätzlich geben die Netzbetreiber Altersmengengerüste für Kabelverbindungen an. Diese wurden allerdings alle erst in den letzten gut 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 Leitungsab-

schnitte 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.

4.1.4 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen 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. Dieser Abschnitt befasst sich hauptsächlich mit der Substanzerhaltung des bestehenden Netzes und berücksichtigt keine Netzerweiterungsprojekte. Diese werden in Abschnitt 4.1.2 thematisiert. Durch die Analyse der übermittelten 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 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 4.5 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung.

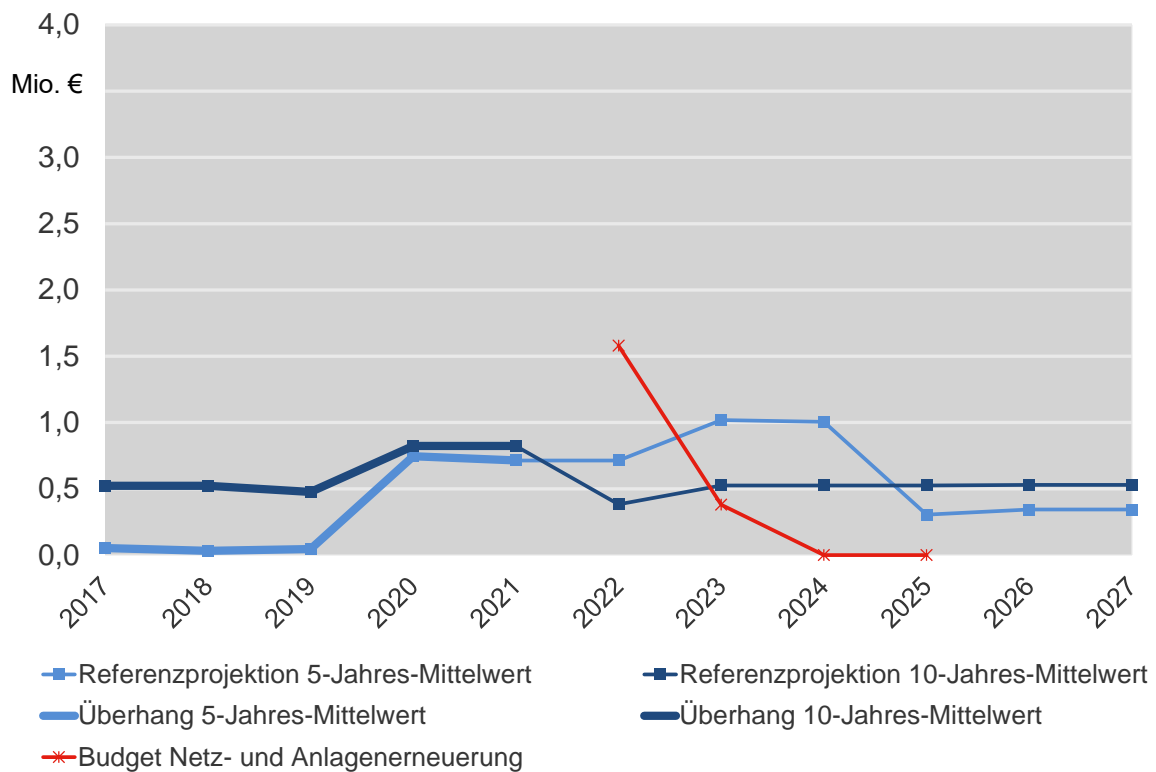


Bild 4.5: Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand im Stromtransportnetz der Creos. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 10,3 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 9,5 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)

Die Abbildung zeigt für die nächsten 2 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 10,3 Mio. € ebenfalls vollständig mit abzubauen.

In Summe gibt Creos ein Erneuerungsbudget von knapp 2 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 aufgrund der Altersstruktur.

Für das Industrienetz der Sotel zeigt Bild 4.6 die analoge Darstellung:

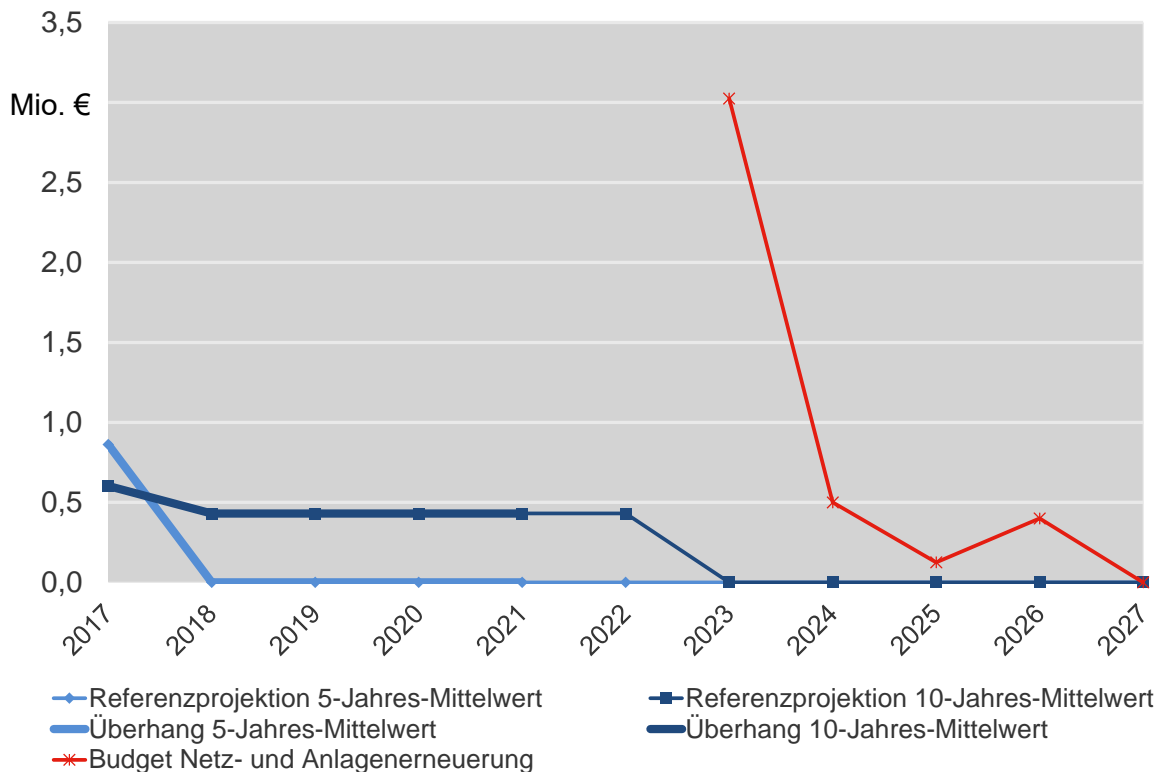


Bild 4.6: *Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand im industriellen Stromnetz der Sotel. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 6 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 5,6 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert) (Quelle: eigene Darstellung)*

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 4.6 ist zu erkennen, dass Sotel im betrachteten Zeitabschnitt ein Investitionsbudget von etwa 4 Mio. € (etwa 1 Mio. € für die Netzerneuerung und etwa 3 Mio. € für die Anlagenerneuerung) plant. Aus Sicht des 5- und 10-Jahres-Mittelwerts besteht von 2023 bis 2027 kein Erneuerungsbedarf, so dass das eingeplante Budget über den Werten der Referenzprojektionen liegt. Dieses ist zwar nicht vollumfänglich dazu geeignet, den Umfang der Überhänge vollständig abzubauen, da vor allem das Budget für 2023 größtenteils für den Ersatz eines Transformators genutzt werden soll, hierbei sollte jedoch

bedacht werden, dass bei Annahme einer Nutzungsdauer für Freileitungsmasten von international üblichen 80 Jahren, der Bedarf entsprechend niedriger ausfällt. In den nächsten Jahren ist somit von keiner Gefahr für die Versorgungssicherheit aufgrund der Altersstruktur im Netzgebiet der Sotel auszugehen.

4.1.5 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 im Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit insbesondere auch aus Versorgungssicherheitserwägungen in Summe als ausreichend erscheinen.

4.2 Verteilungsnetze

Die in Kapitel 4.1 beschriebenen Herausforderungen für die Stromnetze, die aus demographischer Entwicklung, Digitalisierung und Dekarbonisierungsmaßnahmen resultieren, betreffen insbesondere auch die 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.

4.2.1 Aktueller Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Die von den Netzbetreibern erwartete Entwicklung in den Verteilungsnetzen ist nachfolgend in Bild 4.7 dargestellt.

	2021	2023	2025	2027	2037
Anzahl der Netzanschlusspunkte [Stk.]					
35 kV - 110 kV	66	66	68	71	73
1 kV - 35 kV	5.491	5.658	5.860	6.062	6.829
unter 1 kV	310.218	321.651	334.095	346.781	400.631
Fläche des Netzgebietes [km²]	2.735	2.735	2.735	2.735	2.723
Jahreshöchstlast [MW]					
35 kV - 110 kV	811	822	871	944	1.179
1 kV - 35 kV	4.327	4.484	5.337	6.381	12.279
unter 1 kV	4.830	5.016	6.028	7.264	14.371
Jahresenergieabgabe [GWh]					
35 kV - 110 kV	4.787	4.901	4.971	5.496	6.106
1 kV - 35 kV	3.357	3.436	3.488	3.806	4.212
unter 1 kV	1.395	1.430	1.457	1.543	1.730
Anzahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten [Stk.]					
35 kV - 110 kV	6	6	6	9	16
1 kV - 35 kV	578	605	655	705	921
unter 1 kV	9.379	10.784	13.518	16.287	20.426
Leistung der angeschlossenen Erzeugungseinheiten [MW]					
35 kV - 110 kV	76	76	91	121	201
1 kV - 35 kV	362	417	470	486	813
unter 1 kV	149	224	344	421	624
Stromkreislänge [km]					
35 kV - 110 kV	663	679	742	736	777
1 kV - 35 kV	4.064	4.206	4.366	4.533	5.269
unter 1 kV	6.520	6.649	6.796	6.947	7.531
Anzahl der Umspanntransformatoren [Stk.]					
35 kV - 110 kV überspannungsseitige Nennspannung	133	135	139	148	156
1 kV - 35 kV überspannungsseitige Nennspannung	5.806	5.991	6.190	6.395	7.252
Leistung der Umspanntransformatoren [MVA]					
35 kV - 110 kV überspannungsseitige Nennspannung	3.615	3.822	4.143	4.662	5.262
1 kV - 35 kV überspannungsseitige Nennspannung	3.678	3.847	4.034	4.232	5.123
Anzahl der Schaltanlagen [Stk.]					
35 kV - 110 kV	67	66	68	71	72
1 kV - 35 kV	5.532	5.726	5.929	6.130	7.049

Bild 4.7: *Stand und Entwicklung in den Verteilungsnetzen bis 2037 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 475 MW. Auf der Mittelspannungsebene wird ein Leistungszuwachs an Erzeugungsanlagen von etwa 450 MW erwartet, was insbesondere an der Inbetriebnahme von Windkraftanlagen liegt. In der Hochspannungsebene beträgt der erwartete Leistungszuwachs etwa 125 MW. In Summe gehen die VNB somit davon aus, dass sich die Leistung der angeschlossenen Erzeugungseinheiten von heute gut 600 MW bis 2037 auf etwa 1.650 MW erhöhen wird.

Auf der Verbraucherseite wird damit gerechnet, dass insbesondere ein weiterhin starkes Bevölkerungswachstum, die Digitalisierung der Gesellschaft im Allgemeinen, der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen, sowie der Wechsel auf Elektrische Antriebe im Verkehr und Transportbereich zu einer erhöhten Last und Lastspitzen insbesondere auch im Verteilungsnetz führen 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, so dass Netzbetreiber darauf vorbereitet sein müssen.

4.2.2 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 4.050 km in der Mittelspannung (1 kV bis 35 kV) und über 6.500 km in der Niederspannung. Daneben sind über 5.600 Schaltanlagen (hauptsächlich mit einer Leistung kleiner 35 kV) in Luxemburg installiert.

Die Darstellungen von Bild 4.8 bis Bild 4.11 geben die Altersstruktur der verschiedenen Betriebsmittelkategorien in den Verteilungsnetzen¹ 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 4.8) 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 vor 1990 investiert wurde.

¹ Die Angaben der Leitungskilometer nach Errichtungsjahr wurden nicht von allen Verteilungsnetzbetreibern übermittelt, so dass diese Darstellung auf Basis der Wiederbeschaffungskosten erstellt wurde.

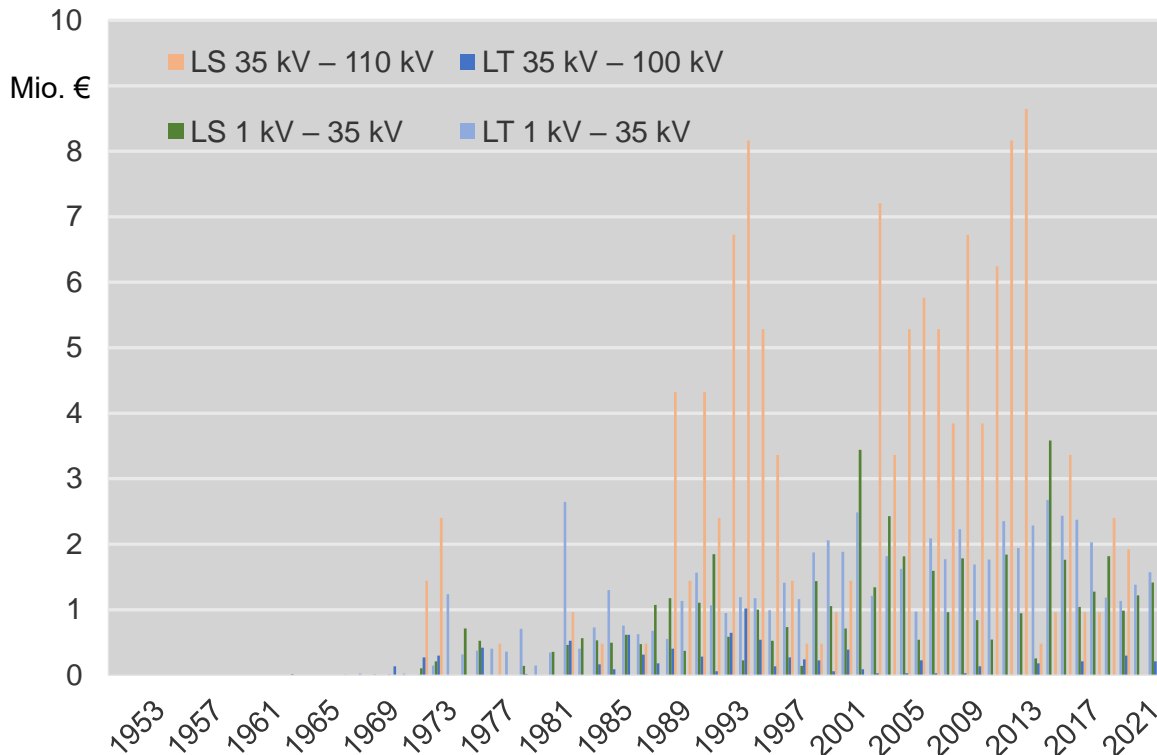


Bild 4.8: Altersstruktur der Leistungsschalter (LS) und Lasttrenner (LT) nach approximierten Wiederbeschaffungskosten (Quelle: eigene Darstellung)

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 2019 mit der Netzstatistik 2021 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 4.9) und Kabelleitungen (Bild 4.10).

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.

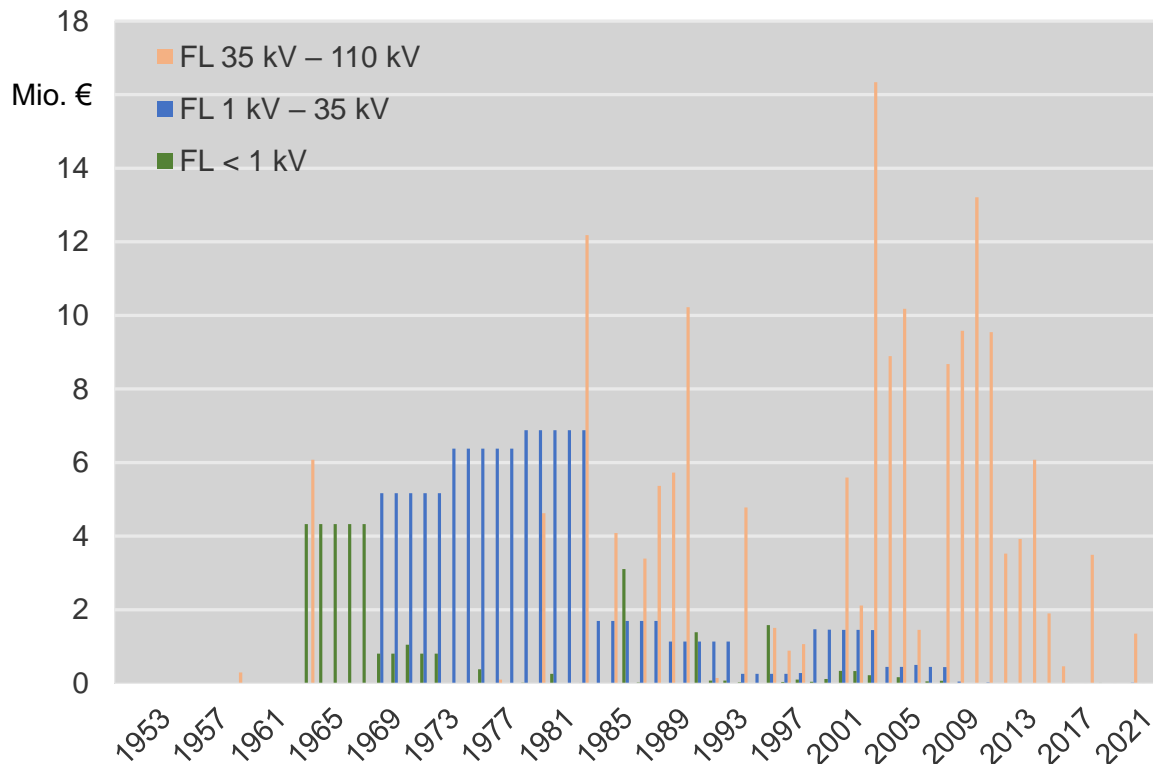


Bild 4.9: Altersstruktur der Freileitungen (FL) nach approximated Wiederbeschaffungskosten (Quelle: eigene Darstellung)

Einige Netzbetreiber geben bei den Freileitungen hingegen auch Nutzungsdauern von lediglich 40 Jahren an, so dass alle Leitungen, die vor 1981 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 4.10: 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.

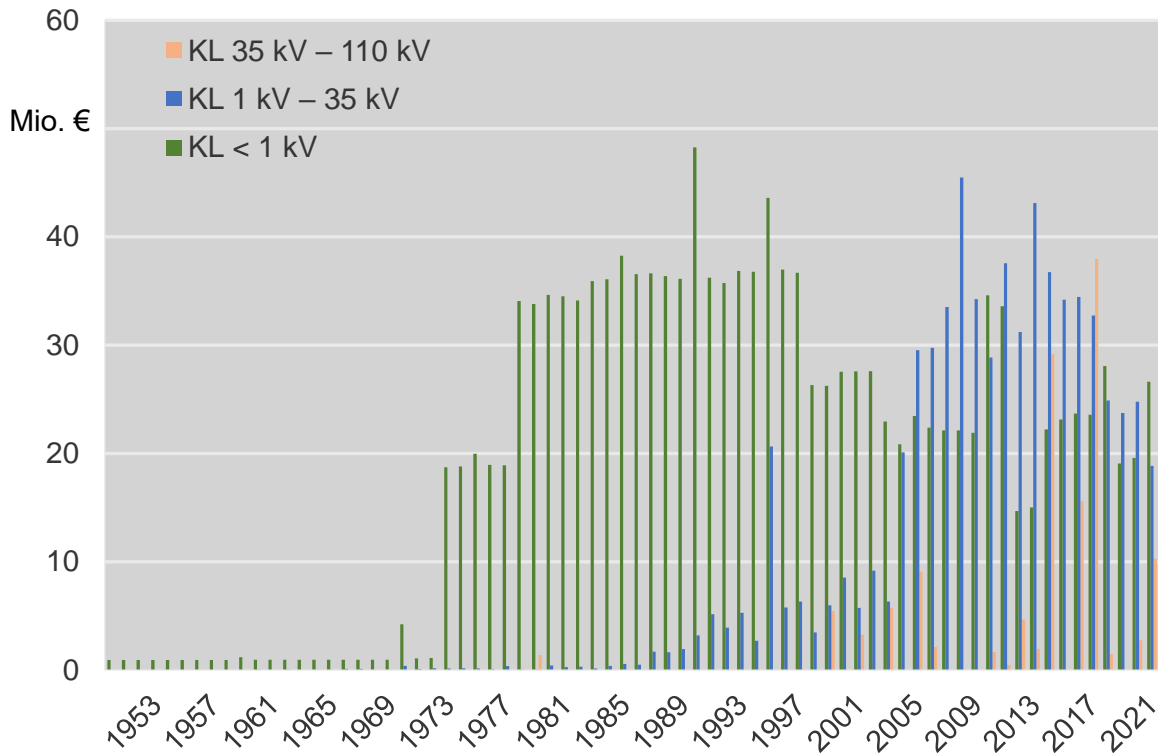


Bild 4.10: Altersstruktur der Kabelleitungen (KL) nach approximierten Wiederbeschaffungskosten (Quelle: eigene Darstellung)

Als letzte Betriebsmittelkategorie sind in Bild 4.11 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.

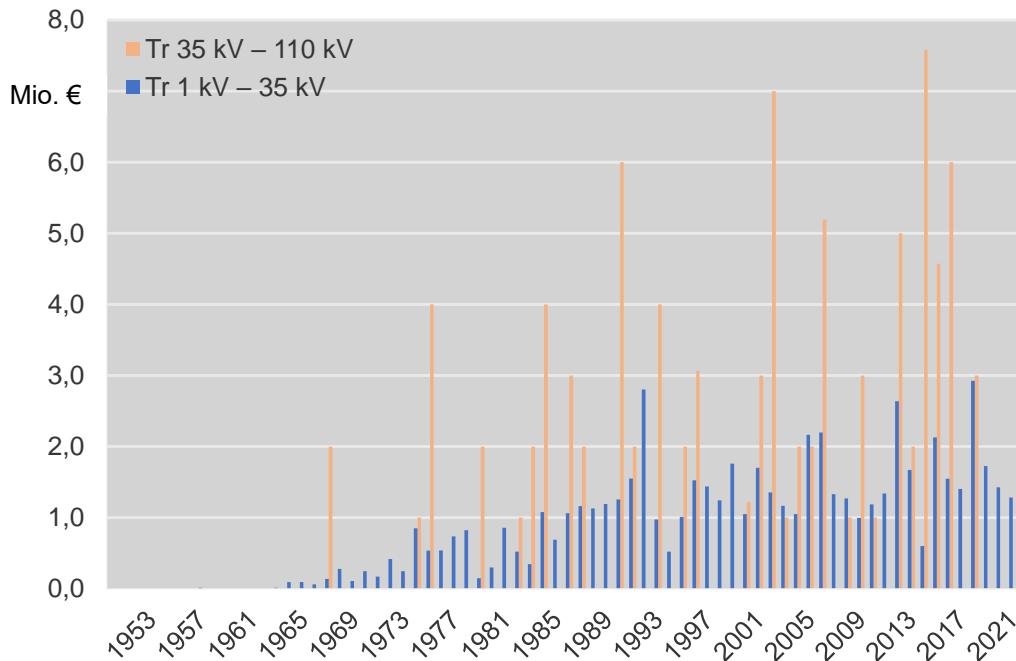


Bild 4.11: Altersstruktur der Transformatoren (Tr) differenziert nach oberspannungsseitiger Nennspannung nach approximierten Wiederbeschaffungskosten (Quelle: eigene Darstellung)

4.2.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen 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 4.1.4 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. Für Schaltanlagen wurden die von den Stromverteilungsnetzbetreibern selbst angesetzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern von 40 Jahren verwendet. Die technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern der Leitungen wurden für eine praxismäßigere Berücksichtigung von 40 auf 50 Jahre angehoben. 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 Preissteigerungsrate 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.² 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 4.12 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung, zunächst im Überblick über das gesamte Anlagevermögen, dann unterteilt nach Netzen und nach Anlagen.

² Im Gegensatz zum Vorgehen bei den weitaus jüngeren Gasverteilungsnetzen (vgl. hierzu den Bericht über die Versorgungssicherheit im Erdgasbereich 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.

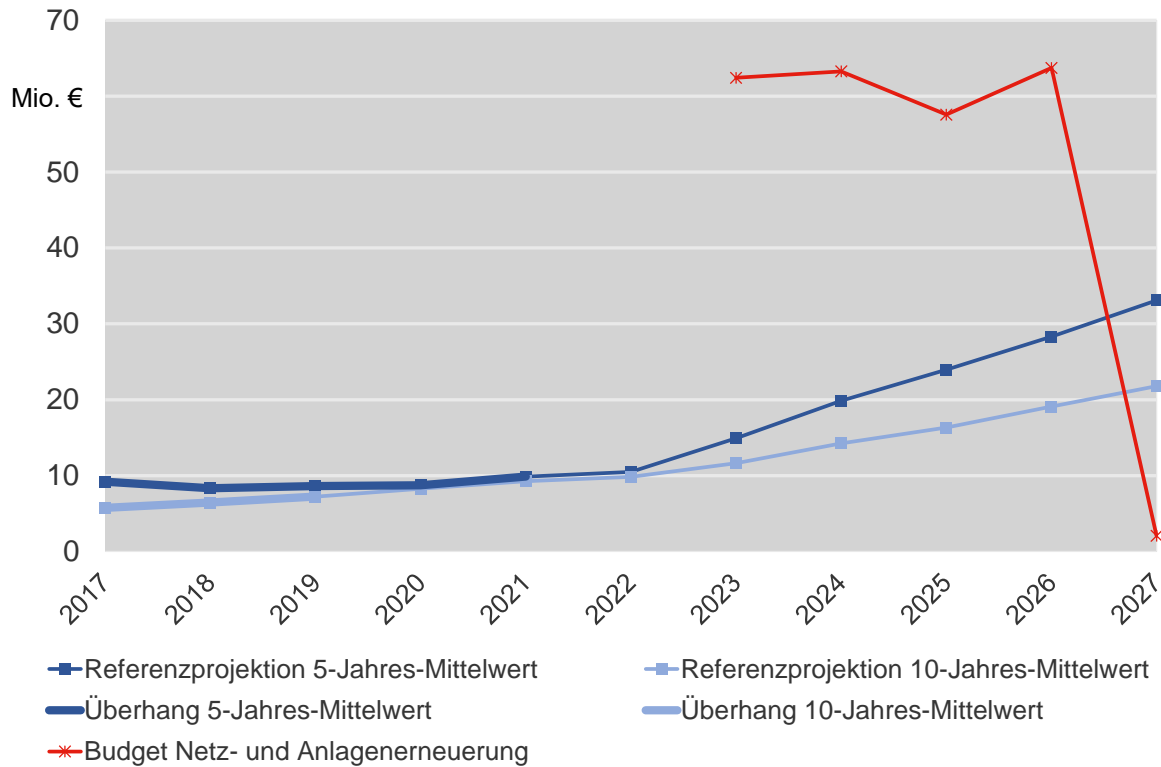


Bild 4.12: *Abgleich der gesamten Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand (Netz+Stationen) in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 90 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 70 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)*

Die Investitionsplanungen der Verteilungsnetzbetreiber liegen bis 2026 deutlich über den Referenzprojektionen mit einer Durchschnittsbildung über 5 und 10 Jahre. Jedoch sind die kumulierten Überhänge mittlerweile deutlich angestiegen. Die Referenzprojektionen und Budgets werden vor allem durch die Budgetplanungen und den Anlagenbestand von Creos DSO getrieben. Neben der Gegenüberstellung der geplanten Investitionen im Verhältnis zur Anlagenaltersstruktur sind auch zukünftig geplante Netzvorhaben zu berücksichtigen.

So gibt Creos an, in den nächsten 5 bis 10 Jahren einen Großteil des bestehenden 65 kV-Netzes auf 110 kV umzustellen. In diesem Rahmen werden viele vor allem ältere Betriebsmittel auf der 65 kV-Ebene ausgetauscht. Die Investitionen hierfür sind in den oben dargestellten Budgets nicht enthalten, da diese bei Creos nicht als Reinvestition sondern als Investition in eine neue Spannungsebene ausgewiesen werden. Daher sind nur die Ausgaben zur Reinvestition der verbleibenden 65 kV-Anlagen berücksichtigt. Daneben werden die bestehenden MS-Schaltanlagen in allen 20/0,4 kV Trafostationen in den nächsten Jahren im Rahmen der Umstellung auf Smart-Grids vollständig durch intelligente MS-Schaltanlagen ersetzt. Da die Kosten hierfür aus heutiger Sicht schwer einzuschätzen sind, wurden diese in den Budgets vorerst nicht berücksichtigt. Die zukünftigen Anforderungen an die Verteilnetze durch den Ausbau von PV-Anlagen und dem Zuwachs von Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen führen dazu, dass die Netzberechnungskriterien für Leitungen angepasst werden müssen, damit jeder Kunde die dafür benötigte Leistung beziehen kann. Aktuell laufen diesbezüglich Diskussionen mit dem Regulator sowie dem Ministerium, um diese Kriterien bzw. die daraus resultierenden Mindestanschlussleistungen, die jedem Anschlussnehmer zur Verfügung stehen sollen, gegebenenfalls auch gesetzlich zu verankern. Stromverteilungsnetze werden dann nach diesen Kriterien geplant bzw. gebaut. Bestehende

Netze werden, bei Bedarf oder bei Gelegenheit durch Erneuerung der Straßen oder der Bürgersteige oder Tiefbauarbeiten eines anderen Unternehmens (Gas, Wasser, Post, etc.), auf diese Kriterien angepasst. Darüber hinaus ist geplant, dass NS- und auch MS-Freileitungen, die sich in der Nähe von Ortschaften bzw. Häusern befinden, in Zusammenarbeit mit den jeweiligen Kommunen bzw. der Straßenbau-Verwaltung verkabelt werden, sobald sich eine Gelegenheit ergibt. Somit werden in den kommenden Jahren viele alte und auch nicht ausreichend dimensionierte Leitungen ausgetauscht werden müssen. Auch hier sind die Kosten aus heutiger Sicht schwer einzuschätzen und daher vorerst in den Budgets nicht enthalten. Zudem müssen bis 2030 die Telekommunikationsleitungen auf eine bestimmte Übertragungskapazität angehoben werden. Für 25 % der Kunden wird diese Anhebung noch stattfinden. Creos DSO wird sich an diesem Projekt beteiligen, um die alten NS-Kabel auf den betroffenen Abschnitten parallel zu erneuern.

Diese grundsätzlichen Erkenntnisse zeigen auf, dass trotz des hohen Überhang-Niveaus keine dadurch bedingte Gefährdung der Versorgungssicherheit in Luxemburg vorherrscht.

Nachfolgend sind in Bild 4.13 die Erneuerungsinvestitionen in die Netze und in Bild 4.14 die Erneuerungsinvestitionen in die Anlagen dargestellt.

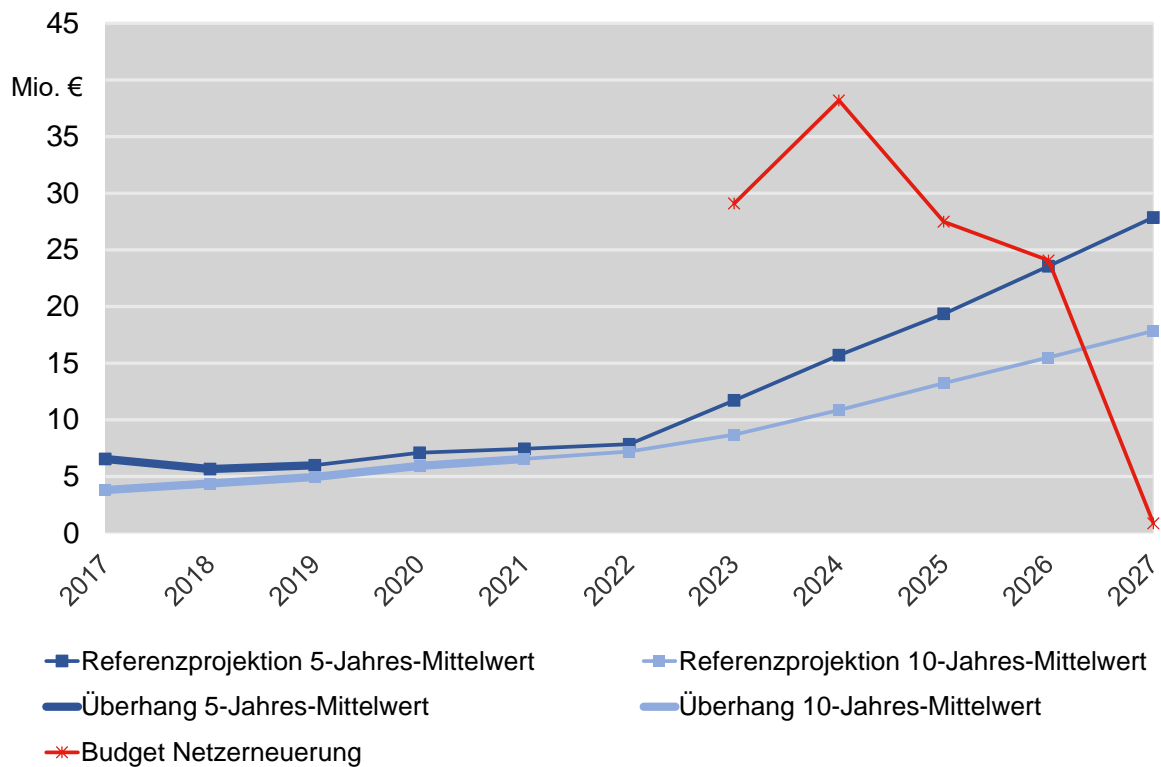


Bild 4.13: Abgleich der leitungs(netz-)bezogenen Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 60 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 45 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)

Erkennbar ist, dass die Überhänge zum Großteil durch die Netze bzw. die Leitungen verursacht werden. Wie oben beschrieben wird jedoch in den kommenden Jahren massiv in das Stromnetz investiert, so dass sich damit die Überhänge reduzieren sollten.

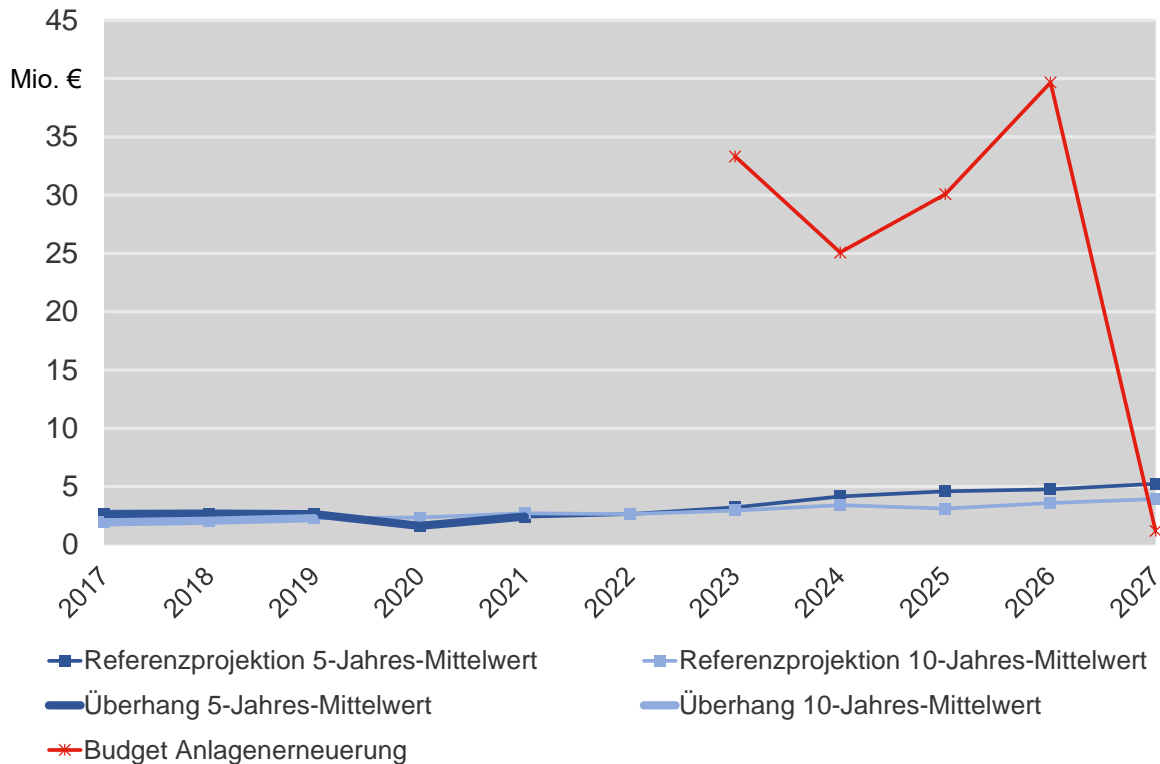


Bild 4.14: Abgleich der anlagenbezogenen Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 25 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 20 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)

Insgesamt kann somit nicht von einer systematischen Verschleppung notwendiger Reinvestitionsmaßnahmen gesprochen werden. Neben den geplanten Vorhaben von Creos DSO dürfen die Nutzungsdauern im Bereich der leitungsbezogenen Referenzprojekte in der Praxis leicht überschritten werden, ohne die Versorgungssicherheit deswegen zu gefährden. Da das Budget für die Netz- und 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. Somit ist aktuell die Nachhaltigkeit der Netzentwicklung gewährleistet.

4.2.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

Die Verteilungsnetze werden nach den Angaben der betroffenen Unternehmen entsprechend den einschlägigen Vorschriften gewartet und instandgehalten. Hierzu gehören Beschreibungen der regelmäßigen Wartung, 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 im Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit insbesondere auch aus Versorgungssicherheitserwägungen in Summe als ausreichend erscheinen.

5 Literatur

- [1] MEA
Luxembourg risk preparedness plan for the electricity sector in accordance with article 10 of the Regulation (EU) 2019/941 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC
Studie, 2021
- [2] Pentilateral Energy Forum Support Group 2
Generation Adequacy Assessment
Studie, April 2020
- [3] ENTSO-E
European Resource Adequacy Assessment
Studie, Brüssel, www.entsoe.eu (2021 Edition)
- [4] BMWK
Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten
Bericht, August 2021
- [5] Consentec
Auswirkungen einer Abschaltung des Kernkraftwerks Cattenom auf die Versorgungssicherheit in der Region
Gutachten, April 2021
- [6] Elia
Adequacy and Flexibility Study for Belgium
Studie, 2021
- [7] Vier deutsche Übertragungsnetzbetreiber
Sonderanalyse Winter 2022/23
Studie, Juli 2022
- [8] MEA und BMWK
Gemeinsame Absichtserklärung über den Zuverlässigkeitsstandard für die Stromversorgung
Absichtserklärung, 2021

- [9] Pentalateral Energy Forum
Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market
Erklärung, Luxemburg, 08. Juni 2015
- [10] MEA
Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan Luxemburgs für den Zeitraum 2021-2030
Studie, 2020
- [11] Creos
Scenario Report 2040
Untersuchung, 2020