



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

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

Oktober 2014

Inhalt

Inhalt	1
1 Einführung	1
2 Beurteilung der Bedeutung und des aktuellen Niveaus der Sicherheit und Qualität der Versorgung	1
2.1 Aktuelle Versorgungssituation auf der Erzeugungs- und Lastseite und Entwicklung bis 2029	2
2.1.1 Bewertung auf Basis des ENTSO-E System Outlook & Adequacy Forecast	2
2.1.2 Ergänzende Betrachtungen vor dem Hintergrund der Versorgungsstruktur in Luxemburg und der aktuellen energiewirtschaftlichen Situation	7
2.2 Höhe der Netzkapazitäten und Zustand der Netze	11
2.2.1 Übertragungs- und industrielle Netze (220 und 150 kV)	11
2.2.2 Verteilungsnetze (110 kV und niedriger)	18
3 Entwicklung der Stromversorgungsnetze	25
3.1 Übertragungs- und industrielle Netze	25
3.1.1 Angemessenheit und Bedarfsentwicklung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten	25
3.1.2 Investitionsprojekte mit Wirkung auf grenzüberschreitende Transportkapazität	25
3.1.3 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	27
3.2 Verteilungsnetze	30
3.2.1 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	31
3.2.2 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	36
Literatur	38

1 Einführung

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

Zur Erstellung dieses Berichts sind die Unternehmen des Elektrizitätssektors verpflichtet, jegliche hierfür benötigten Informationen und Dokumente bereitzustellen. Diese umfassende Verpflichtung wird in Art. 11 Abs. 4 des Gesetzes zusätzlich dahingehend konkretisiert, dass jeder Netzbetreiber im Laufe eines Jahres nach Inkrafttreten des Gesetzes einen 10-Jahres-Plan über die Entwicklung seines Netzes vorlegen und anschließend alle 2 Jahre aktualisieren muss.

Daten- und Informationsübermittlungen der luxemburgischen Unternehmen des Elektrizitätssektors in diesem Zusammenhang bilden die Grundlage des vorliegenden Berichtes.

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

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

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

Die Versorgungssicherheit umfasst damit alle Stufen der Wertschöpfungskette, von der Erzeugung über den Handel, die Übertragung, den Vertrieb zur Verteilung elektrischer Energie.

Für die praktische Umsetzung ist aber eine Abgrenzung und Berücksichtigung der Überschneidungen von Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit erforderlich.

Eindeutig und ausschließlich der Versorgungsqualität zuzurechnen sind Fragen der Zuverlässigkeit der einzelnen Anlagen und Betriebsmittel der Elektrizitätsversorgung, der technisch-physikalischen Produktqualität sowie der kundenorientierten Dienstleistungsqualität.

Eine grundsätzliche Überschneidung zwischen Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit stellt die unter dem Begriff Zuverlässigkeit zusammengefasste Störungs- und Unterbrechungsfreiheit der Versorgung dar, da hier direkt die Bedarfsdeckung der Kunden betroffen ist.

Vor dem Hintergrund der parallelen Berichtspflichten der Regulierungsbehörde zu Fragen der Versorgungszuverlässigkeit sowie der technischen und kommerziellen Qualität der Versorgung können die unvermeidlich auftretenden kurzfristigen und regional begrenzten Versorgungsunterbrechungen im vorliegenden Bericht zur Versorgungssicherheit außer Acht gelassen werden.

Ggf. zu berücksichtigen wären aus nationaler Perspektive relevante, lang anhaltende Versorgungsunterbrechungen mit einer hohen Anzahl betroffener Kunden. Derartige Versorgungsunterbrechungen sind jedoch im Berichtszeitraum seit Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes nicht aufgetreten.

2.1 Aktuelle Versorgungssituation auf der Erzeugungs- und Lastseite und Entwicklung bis 2029

2.1.1 Bewertung auf Basis des ENTSO-E System Outlook & Adequacy Forecast

In der Vergangenheit wurde bei der Bewertung der Versorgungssituation auf der Erzeugungsseite üblicherweise die Leistungsbilanz der Elektrizitätsversorgung eines Landes untersucht (engl. „generation adequacy“ als Bestandteil der „system adequacy“). Versorgungssicherheit auf der Erzeugungsseite ist dabei dann gewährleistet, wenn das Erzeugungssystem eines Landes zum Zeitpunkt der Spitzenlast unter Berücksichtigung vorzuhaltender Reserven und Nichtverfügbarkeiten in der Lage ist, die Landeslast zu decken (ausgeglichene oder positive Leistungsbilanz). Es gibt jedoch wesentliche Kritikpunkte an diesem Ansatz:

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

Vor diesem Hintergrund erarbeiten u. a. die Übertragungsnetzbetreiber der Region Zentral-Westeuropa (Deutschland, Frankreich, Benelux unter Einbezug Österreichs und der Schweiz) im Rahmen der Zusammenarbeit im sogenannten Pentalateralen Forum derzeit Vorschläge für eine verbesserte Methodik zum Monitoring und der vorausschauenden Bewertung von Versorgungssicherheit. Gleichzeitig führt ENTSO-E, das Netzwerk der europäischen Stromübertragungsnetzbetreiber, eine Konsultation zu dieser Thematik durch. Auch wenn aktuell noch keine belastbaren quantitativen Ergebnisse dieser Überlegungen vorliegen, ist dennoch zu erhoffen, dass in Kürze deutlich verbesserte Erkenntnisse zum Stand der Versorgungssicherheit gerade in den eng gekoppelten Elektrizitätsversorgungssystemen Zentral-Westeuropas vorliegen.

Bis dahin bilden die bisherigen Leistungsbilanzen trotz oben geschilderter Schwachpunkte zumindest eine wichtige Bewertungsgrundlage. Die ENTSO-E analysiert diese jährlich basierend auf Angaben der Mitgliedsunternehmen und hat im Jahr 2010 erstmals nach Aufnahme der operativen Tätigkeit eine „System Adequacy Forecast“ veröffentlicht. Dieser Bericht wurde durch den „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ abgelöst, der im Juni 2014 durch den SO&AF 2014 aktualisiert wurde, und dessen Ergebnisse die Basis für nachfolgende Betrachtungen sind [1].

Im ENTSO-E-Bericht wird auch die exakte Vorgehensweise bei der Leistungsbilanzanalyse beschrieben. Als zentrales Bewertungskriterium wird der Vergleich der verfügbaren, aber nicht eingesetzten Kapazität („Remaining Capacity (RC)“) zu einem Referenzzeitpunkt mit der sogenannten „Adequacy Reference Margin (ARM)“ angewandt. Versorgungssicherheit auf der Erzeugungsseite erfordert einen die ARM übersteigenden RC-Wert. Im Falle einer zur Lastdeckung nicht sicher ausreichenden Erzeugungskapazität wird darüber hinaus analysiert, ob die Netzsituation die Versorgungssicherheit möglicherweise sichernde Elektrizitätsimporte zulässt.

In dem SO&AF-Bericht werden folgende unterschiedliche Last- und Kraftwerkparkscenarien untersucht:

- Das Szenario EU2020 berücksichtigt dabei die Last- und Kraftwerksparkentwicklungen bei gleichzeitiger Umsetzung der 20-20-20-Ziele der EU.
- Das Szenario B basiert auf aktuellen, optimistischen Annahmen von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern. Hierzu haben die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende Daten zu Beginn des Jahres an ENTSO-E übermittelt.
- Das Szenario A leitet sich aus dem Szenario B ab, betrachtet dabei aber nur die Kraftwerkskapazitäten, die als sicher unterstellt werden können. Zusätzlich wird von einem höheren Anstieg der Spitzenlast ausgegangen. Dieses Szenario stellt somit das konservativste und aus Sicht der Versorgungssicherheit kritischste Szenario dar.

Bei der Bewertung der Ergebnisse für Luxemburg sind die Spezifika des luxemburgischen Erzeugungssystems zu beachten. Dieses System besteht im Wesentlichen aus zwei großen Kraftwerken,

- dem Pumpspeicherwerk Vianden mit 10 Maschinensätzen und einer Gesamtleistung von derzeit 1.100 MW (die Inbetriebnahme der Maschine 11 mit einer zusätzlichen Leistung von 200MW ist für 2014 geplant) und
- dem GuD-Kraftwerk Twinerg mit einer Leistung von knapp 400 MW.

Als Besonderheit ist zu berücksichtigen, dass beide Kraftwerke nicht direkt an das luxemburgische Übertragungsnetz von Creos angeschlossen sind:

- Das Pumpspeicherwerk Vianden ist über eine Direktleitung an die Schaltanlage Bauler der Amprion GmbH in Deutschland angeschlossen. Von Bauler aus besteht jedoch eine direkte Verbindung nach Luxemburg.
- Das Kraftwerk Twinerg speist seine Leistung üblicherweise über das Industrienetz der Sotel ins belgische Übertragungsnetz (Station Aubange) ein, das im Normalbetrieb nicht direkt mit dem Übertragungsnetz von Creos verbunden ist, ggf. aber mit diesem über das Sotel-Netz gekoppelt werden kann und zukünftig (nach Abschluss entsprechender Ausbaumaßnahmen) direkt mit dem Netz von Creos gekoppelt werden soll. Zu berücksichtigen ist, dass der Betreiber der Anlage Twinerg erwägt, den kommerziellen Betrieb Ende 2015 einzustellen. Aktuell ist unklar, ob die Anlage zu diesem Zeitpunkt weiterbetrieben, in die Kaltreserve überführt oder als Reservekraftwerk für das belgische Stromversorgungssystem auf Anforderung des belgischen Übertragungsnetzbetreibers Elia in Betriebsbereitschaft gehalten wird.

In allen Szenarien des SO&AF geht ENTSO-E von ähnlichen Entwicklungen für den luxemburgischen Erzeugungspark aus¹:

- Ausbau des Pumpspeicherwerkes Vianden auf eine Gesamtleistung von 1.300 MW,
- Ausbau von Fotovoltaikanlagen auf eine installierte Gesamtleistung von 110 MW bis 2020,
- Ausbau von Windkraftanlagen auf eine installierte Gesamtleistung zwischen 90 und 130 MW bis 2020,
- Ausbau von Biomasseanlagen auf eine installierte Gesamtleistung zwischen 20 und 60 MW.

Für die Versorgungssicherheit relevant ist mitunter nicht die Höhe der installierten Leistung der Anlagen, sondern die zum Zeitpunkt der Spitzenlast sicher zur Verfügung stehende Einspeisung, insbesondere bei dargebotsabhängigen Energieträgern. Somit geht ENTSO-E

¹ Durch die Ausgestaltung der nationalen Förderpolitiken bis 2020 kann es zu Abweichungen in bestimmten Technologiesegmenten kommen.

beispielsweise davon aus, dass zum Zeitpunkt der luxemburgischen Spitzenlast (Wintertag; 19:00 Uhr) eine Einspeisung der PV-Anlagen nicht vorhanden ist.

Bzgl. der Entwicklung der Last wird im ENTSO-E-Report sowohl eine Lastreduktion in Höhe von etwa 9 % (EU20 Szenario), als auch ein deutlicher Lastanstieg von etwa 22 % (Sz. B) untersucht. Zusätzlich geht ENTSO-E davon aus, dass in allen Szenarien das GuD-Kraftwerk Twinerg am Netz verbleibt.

Im Rahmen der Datenerhebung für diesen Bericht haben der Übertragungsnetzbetreiber Creos und der Industrienetzbetreiber Sotel die in Bild 2.1 dargestellten Angaben zur erwarteten Lastentwicklung in Luxemburg gemacht.

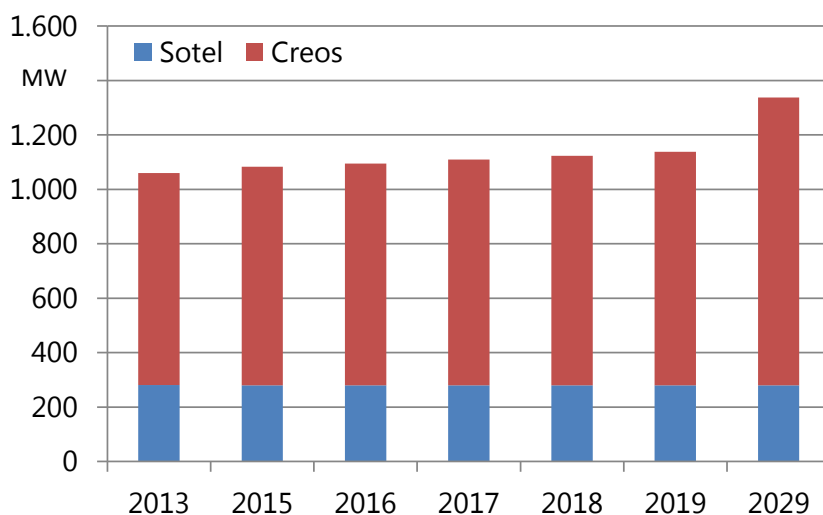


Bild 2.1: Netzlast in Luxemburg 2013 und Prognose der Entwicklung bis 2029

Die Prognosen gehen von einer relativ kontinuierlichen Laststeigerung zwischen den Jahren 2015 bis 2019 von etwas über einem Prozentpunkt pro Jahr aus. Die von Sotel angegebene Netzlast bleibt dabei über den gesamten Zeitraum konstant, während die Netzlast im Netzgebiet von Creos im Durchschnitt bis 2019 um 1,2 % steigt. Insgesamt liegen die erwarteten Lastentwicklungen somit unter den von ENTSO-E zugrunde gelegten Prognosen.

Im Vergleich von verfügbarer Erzeugungskapazität und erwarteter Last kommt ENTSO-E zum Ergebnis, dass die o.g. Differenz zwischen RC und ARM für Luxemburg im Berichtszeitraum bis 2025 grundsätzlich positiv ist.

2.1.2 Ergänzende Betrachtungen vor dem Hintergrund der Versorgungsstruktur in Luxemburg und der aktuellen energiewirtschaftlichen Situation

Luxemburgische Versorgungssicherheit

Aus der reinen Anwendung des von ENTSO-E angewendeten Angemessenheitsmaßstabs wäre damit zu folgern, dass für Luxemburg auf absehbare Sicht Versorgungssicherheit auf der Beschaffungsseite gewährleistet ist. Auf die Schwachpunkte dieses Bewertungsansatzes wurde jedoch oben bereits hingewiesen. Gerade mit Blick auf die Situation Luxemburgs haben diese erhebliche Bedeutung.

Beide großen Erzeugungseinheiten Luxemburgs speisen wie oben ausgeführt nicht direkt in das öffentliche Übertragungsnetz ein. Weiterhin ist das Pumpspeicherwerk Vianden ein Tagesspeicher ohne natürliche Zuflüsse und kann somit seine Maximalleistung nur über einen sehr begrenzten Zeitraum von einigen Stunden liefern. Die Energie für den regelmäßig notwendigen Bezug von Pumpstrom kann aber nicht in luxemburgischen Kraftwerken erzeugt werden². Zudem gilt es die zumindest temporäre Stilllegung des GuD-Kraftwerks Twinerg angemessen zu berücksichtigen.

Daraus ist zu folgern, dass für die Beurteilung der Versorgungssicherheit auf der Deckungsseite einerseits die regionale Beschaffungssituation, andererseits aber auch die Kuppelleitungen zu benachbarten Übertragungsnetzen und ihre Kapazitäten berücksichtigt werden müssen.

Auf letztgenannten Aspekt wird in Abschnitt 2.2.1 näher eingegangen. Zur Beurteilung der regionalen Beschaffungssituation kann als erste Indikation die Einschätzung des ENTSO-E „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ für die Länder Deutschland, Frankreich, Belgien, die Niederlande, Norwegen, Irland und Großbritannien, zurückgegriffen werden, die zusammen mit Luxemburg die Region „North Sea“ bilden. Für diese Region kommt ENTSO-

² Dies zeigt schon ein einfacher Vergleich der Größenordnungen der Pumpleistung des Pumpspeicherwerks Vianden (1.100 MW) und der Leistung anderer luxemburgischer Kraftwerke (im Wesentlichen Twinerg, ca. 400 MW).

E zu dem Ergebnis, dass die Differenz zwischen RC und ARM über den Zeitraum zwar stets positiv ist, sowohl in Deutschland als auch in Dänemark und Nordirland allerdings szenarioabhängig eine negative Differenz auftreten kann. Durch den insgesamt positiven Saldo der Region würden sich Beschaffungsrisiken allerdings ausschließlich aufgrund von unzureichenden Übertragungskapazitäten ergeben.

Somit kann auf Basis des ENTSO-E-Reports geschlussfolgert werden, dass die installierte Leistung luxemburgischer Kraftwerke zwar die Netzlast übersteigt, wegen der Partikularitäten des luxemburgischen Erzeugungssystems dennoch eine Notwendigkeit zu Stromimporten aus dem benachbarten Ausland besteht. Aufgrund der im Moment ausreichenden Kapazitätsreserven in den umliegenden Ländern kann die Versorgungssicherheit auf der Beschaffungsseite jedoch als gesichert angesehen werden, sofern ausreichende Importkapazitäten zur Verfügung stehen. Dies ist aktuell technisch gegeben.

Gerade aufgrund der Auswirkungen energiewirtschaftlicher Entwicklungen in den luxemburgischen Nachbarländern auf die Versorgungssicherheit Luxemburgs erscheint jedoch aus Sicht Luxemburgs eine verstärkte regionale Zusammenarbeit bei Bewertung und Gewährleistung von Versorgungssicherheit unabdingbar. Dies umfasst mehrere Aspekte:

- Systemdienstleistungen wie Energiebereitstellung für die öffentliche Versorgung in Luxemburg werden heute i. W. aus dem deutschen Elektrizitätsversorgungssystem bereitgestellt, so dass die Funktionalität der deutschen Energie- und Systemdienstleistungsmärkte erhebliche Konsequenzen für Luxemburg hat. Die luxemburgische Regierung bzw. die luxemburgischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Netzbetreiber sind jedoch in entsprechende Diskussions- und Bewertungsprozesse in Deutschland wie die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern jährlich vorzulegende Erstellung einer Leistungsbilanz oder die laufende Diskussion in der deutschen Plattform Strommarkt nicht direkt eingebunden. Aktuell gibt es keine Hinweise darauf, dass daraus eine Schlechterstellung Luxemburgs resultiert. So werden nach Aussagen von Creos die Systemdienstleistungen für Luxemburg gleichrangig mit anderen Systemdienstleistungen für die Amprion-Regelzone beschafft und nach Auskunft der deutschen ÜNB wird in der von den ÜNB erstellten Leistungsbilanz die luxemburgische Last identisch zur Last in Deutschland behandelt. Auch hat die Bundesnetzagentur in ihrem Bericht zum Winter 2011/2012, in dem in Deutschland eine angespannte Erzeugungssituation herrschte, Deutschland aber

gleichzeitig ins Ausland exportiert hat, dargestellt, dass eine Unterbindung vereinbarter Lieferungen ins Ausland als nicht zulässig anzusehen ist [3]. Dieses Dokument besitzt zwar keinen rechtlich verbindlichen Charakter, bekräftigt dennoch die Position der BNetzA, dass es nicht angemessen ist, mit dem Ausland vereinbarte Leistungen aufgrund von angespannten Systembilanzen zu beschränken. Auch im Rahmen der Leistungs-Frequenz-Regelung ist die Versorgungssicherheit aus der Perspektive Luxemburg dem deutschen System gleichrangig behandelt, da auf Basis technischer Rahmenbedingungen, Amprion nicht ohne Gefahr für die Systemsicherheit in der eigenen Regelzone die Leistungs-Frequenz-Regelung für das im Normalbetrieb unter dem Sekundärregler hängende Creos-Netz abschalten könnte, ohne dieses komplett vom Verbundsystem abzutrennen. Dennoch erscheint es aufgrund der engen Verflechtung der öffentlichen Versorgung in Luxemburg mit der deutschen Elektrizitätsversorgung wünschenswert, dass die Zusammenarbeit in Fragen der Versorgungssicherheit stärker institutionalisiert wird, z. B. in dem der luxemburgische ÜNB Creos bzw. die luxemburgischen Aufsichtsbehörden in entsprechende Bewertungs- und Konsultationsprozesse systematischer als in der Vergangenheit eingebunden werden. Aus diesem Grunde wird dem luxemburgischen ÜNB Creos dringend empfohlen, sich verstärkt, in Abstimmung mit der nationalen Regulierungsbehörde und der Generaldirektion Energie des Wirtschaftsministeriums, in den dafür vorgesehenen Gremien in den Nachbarländern Deutschland und Belgien einzubringen.

- Luxemburg ist in besonderem Maße auf die Funktionalität der Regularien des europäischen Strombinnenmarktes auch in außergewöhnlichen Situationen (z. B. dem Fall von Erzeugungsknappheit) angewiesen. Ein entsprechendes eindeutiges Bekenntnis der relevanten regulatorischen Stellen in Europäischer Union und Mitgliedsstaaten, ggf. ergänzt um einen international koordinierten Prozess zum Umgang mit eventuellen Knappheitssituationen wäre deshalb wünschenswert.

Perspektivisch erscheint, wie aktuell auch im Rahmen des Pentalateralen Forums angestoßen, eine supranationale Bewertung von Versorgungssicherheit sowie die Koordination von Maßnahmen zu deren Gewährleistung unabdingbar. Dabei sind aus Sicht Luxemburgs vergleichsweise kurzfristig umsetzbare regionale Ansätze gegenüber einer vermutlich methodisch und prozessual extrem aufwändigen europaweiten Vorgehensweise zu präferieren.

Aktuelle energiewirtschaftliche Situation in Europa

Besondere Bedeutung bekommt die Frage der Gewährleistung von Versorgungssicherheit in Europa vor dem Hintergrund der aktuellen energiewirtschaftlichen Situation, die aufgrund unterschiedlicher Ursachen durch sehr niedrige Stromgroßhandelspreise geprägt ist.

Diese entsprechend den Markterwartungen zumindest mittelfristig andauernde Preissituation führt dazu, dass der Betrieb von Großkraftwerken insbesondere auf Basis von Erdgas sowie generell die Errichtung neuer Kraftwerke im momentanen Marktumfeld nicht wirtschaftlich sind. Entsprechend werden Bestandsanlagen (wie u. a. für das luxemburgische Kraftwerk Twining diskutiert) stillgelegt und Investitionsprojekte gestoppt oder verzögert.

Diese Entwicklung hat in verschiedenen europäischen Ländern zu einer nachhaltigen politischen Besorgnis geführt, ob das aktuelle Energiemarktdesign in der Lage ist, Versorgungssicherheit nachhaltig zu gewährleisten. Vielfach wird dabei in Ergänzung zu den bestehenden Märkten, die die Produktion von Energie vergüten, eine sogenannte Kapazitätzahlung für die Vorhaltung betriebsbereiter Erzeugungsanlagen gefordert.

Dabei gehen die luxemburgischen Nachbarländer unterschiedliche Wege: Frankreich hat sich für die Einführung eines dezentralen Kapazitätsmechanismus entschieden, der die Versorger verpflichtet, ihre Spitzennachfrage abzusichern, während Belgien aktuell eine Strategische Reserve aus dem Markt genommener Bestandskraftwerke aufbaut und mit einer Ausschreibung von neuen Kraftwerken kombiniert.³ In Deutschland wird aktuell noch darüber diskutiert, ob das Energiemarktdesign verändert werden soll. Hierfür liegen unterschiedliche Vorschläge vor.

Gerade mit Blick auf diese grundsätzlich unterschiedlichen, aber stark national geprägten Ansätze in den Nachbarländern erscheint aus Perspektive Luxemburgs eine verstärkte regionale Koordination bei der Gewährleistung von Versorgungssicherheit unerlässlich.

³ Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Versorgungssicherheitssituation in Belgien aktuell durch die Nichtverfügbarkeit großer Teile des nuklearen Erzeugungssystems sehr angespannt ist.

Situation luxemburgischer Akteure

Im Rahmen der Erstellung des Versorgungssicherheitsberichts wurden die luxemburgischen Energieversorger befragt, welche Instrumente sie zur langfristigen Sicherung der Deckung ihrer Energienachfrage nutzen und welche Zeithorizonte dabei betrachtet werden. Die Nachfrage hat ergeben, dass die Akteure im Wesentlichen langfristige Bezugsverträge und Terminmarktinstrumente zur Sicherung ihrer Nachfrage verwenden. Diese Kontrakte werden üblicherweise zwei bis drei Jahre im Voraus gehandelt. Sie bilden damit vor allem eine wirtschaftliche Absicherung gegenüber Bezugspreisrisiken, können aber aus Sicht Luxemburgs nicht sicherstellen, dass die luxemburgischen Energieversorger auch langfristig ihre Nachfrage unabhängig von der Situation am europäischen Strommarkt decken können. Sie ersetzen somit nicht die oben geforderte regionale Koordination bei Bewertung und Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

Mit Blick auf die eventuelle Außerbetriebnahme des GuD-Kraftwerks Twinerg wurde der Übertragungsnetzbetreiber Creos zu möglichen daraus resultierenden Risiken für die Systemsicherheit befragt. Creos sieht in diesem Zusammenhang jedoch keine speziellen Risiken für das luxemburgische Elektrizitätsversorgungssystem, da die Anlage Twinerg aktuell in das belgische Netz einspeist, für das sie jedoch ggf. durchaus systemrelevant sein kann.

2.2 Höhe der Netzkapazitäten und Zustand der Netze

2.2.1 Übertragungs- und industrielle Netze (220 und 150 kV)

Neben dem mit 220 kV betriebenen Übertragungsnetz der Creos existiert in Luxemburg auch noch das industrielle Netz der Sotel. Dessen mit den Nennspannungen 220 kV und 150 kV betriebene Teilnetze erfüllen ebenfalls Übertragungsfunktionen.

Importkapazitäten

Das Übertragungsnetz der Creos ist über zwei 220-kV-Doppelleitungen mit einer nominalen Gesamtübertragungskapazität von 1960 MVA mit dem benachbarten deutschen Übertragungsnetz (Schaltanlagen Bauler und Trier) der Amprion verbunden. Die Anbindung des Pumpspeicherwerks Vianden an die Schaltanlage Bauler erfolgt über 220-kV-Leitungen der Amprion.

Das Industrienetz der Sotel ist über je eine 220-kV-Doppelleitung und eine 150-kV-Doppelleitung⁴ mit dem belgischen Übertragungsnetz der Elia verbunden. Im Normalbetriebszustand liefert das GuD-Kraftwerk der Twinerg die von ihm produzierte Energie im Richtbetrieb über einen der beiden 220-kV-Stromkreise der Kuppelleitung Aubange-NP nach Belgien, während der gleichzeitige Strombezug von Sotel aus Belgien über die restlichen drei Kuppelleitungsstromkreise (1x220 kV, 2x150 kV) abgewickelt wird. Zusätzlich hat Sotel in 2013 eine weitere Kuppelleitung in Richtung des französischen Höchstspannungsnetzes von RTE mit einer Übertragungskapazität von 450 MW in Betrieb genommen.

Aus heutiger Sicht ist es möglich, die Spitzenlast im Übertragungsnetz der Creos (derzeit ca. 780 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. Dies bestätigt auch eine detaillierte quantitative Untersuchung in [2]. Es ist allerdings bereits heute absehbar, dass perspektivisch zusätzliche Importkapazität benötigt wird, um die absehbar steigende Netzlast auch zukünftig sicher decken zu können.

Aktuell finden Diskussionen zwischen Creos und Sotel zum teilweisen Anschluss von Lasten aus dem Netz der Sotel, die heute aus Richtung Belgien bzw. Frankreich versorgt werden, an das Netz der Creos statt. Aktuell laufen noch Untersuchungen zu möglichen Auswirkungen auf die Spannungsqualität in den Netzen von Creos und Amprion.

Kurz- und mittelfristig werden insbesondere zwei Varianten diskutiert, nämlich der Anschluss an das Creos-Netz

- von heute aus dem 65-kV-Netz der Sotel versorgten Lasten mit einer Spitzenleistung von bis zu 40 MW (Variante 1), aus dem 65-kV-Netz der Creos, sowie
- zusätzlich die Versorgung eines der beiden in 220 kV angeschlossenen Elektroöfen von Arcelor Mittal mit einer Spitzenleistung von ca. 100 MW (Variante 2).

Auf Basis der Analysen von Creos lassen sich derzeit folgende Aussagen treffen:

⁴ Die 150-kV-Verbindung befindet sich aktuell nicht in Betrieb.

- Kurzfristig erscheint lediglich Variante 1 dauerhaft realisierbar ohne Auswirkungen auf die Sicherheit der allgemeinen Versorgung, wobei operationelle Herausforderungen bei der Umsetzung insbesondere Sotel betreffen (ggf. geringes Betriebsspannungsniveau, Verlust an betrieblicher Flexibilität, Akzeptanz einer Sofortabschaltung in n-2-Fällen). Die Umsetzbarkeit dieser Variante erfordert allerdings eine grundsätzliche Einigung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber Amprion.
- Variante 2 erscheint in der aktuellen Netzkonfiguration schwierig, da die zusätzlich an das Creos-Netz angeschlossene Last die (n-1)-Sicherheit ohne operationelle Schutzmassnahmen (Akzeptanz einer Sofortabschaltung) in vermutlich nicht tolerierbarer Art und Weise gefährden würde. Gleichzeitig besteht das Risiko, dass die von den Industrieanlagen im Sotel-Netz hervorgerufenen Netzzrückwirkungen ohne zusätzliche Kompensationsanlagen die Spannungsqualität im Creos-Netz unzumutbar beeinträchtigen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die als Maß für die Resistenz gegenüber Netzzrückwirkungen verwendete Kurzschlussleistung im Creos-Netz niedriger liegt als im Sotel-System. Abhängig von der zukünftigen Entwicklung im Creos-Netz und der Verbundnetzanbindung Luxemburgs, sollte Variante 2 unter Einbeziehung der benachbarten Übertragungsnetzbetreiber erneut bewertet werden.

Die Umsetzbarkeit dieser Varianten erfordert allerdings eine grundsätzliche Einigung mit den vorgelagerten Netzbetreibern RTE, Elia und Amprion.

Alter und Zustand der Netze

In den Bildern 2.2 bis 2.6 sind die Altersmengengerüste der Betriebsmittelklassen Leistungsschalter, Trennschalter, Freileitungen, Leitungsmasten und Transformatoren für die Netze von Creos und Sotel dargestellt.

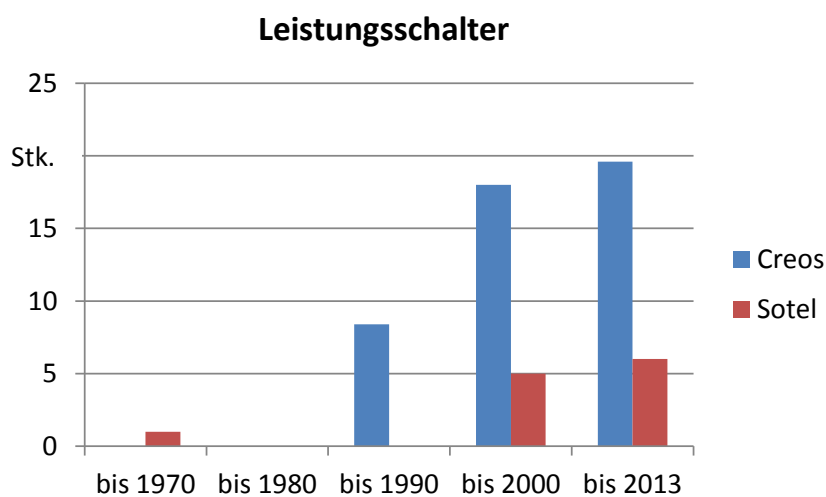


Bild 2.2: Altersmengengerüst Leistungsschalter bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr

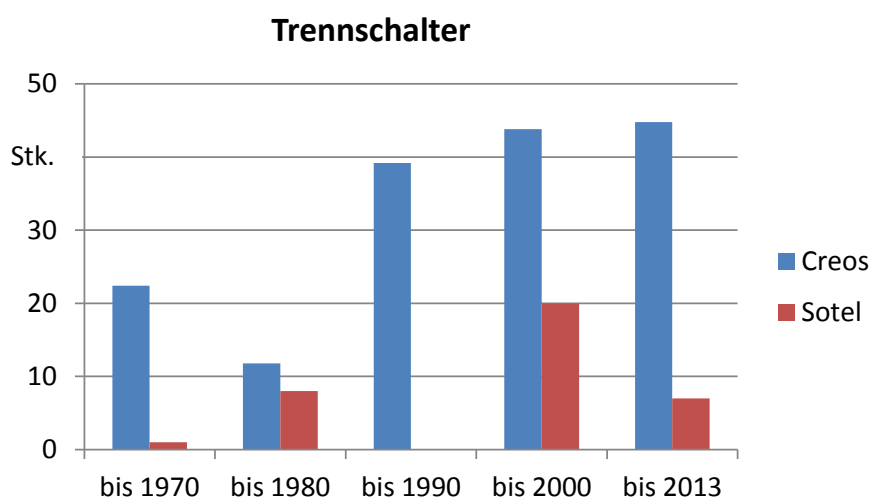


Bild 2.3: Altersmengengerüst Trennschalter bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr

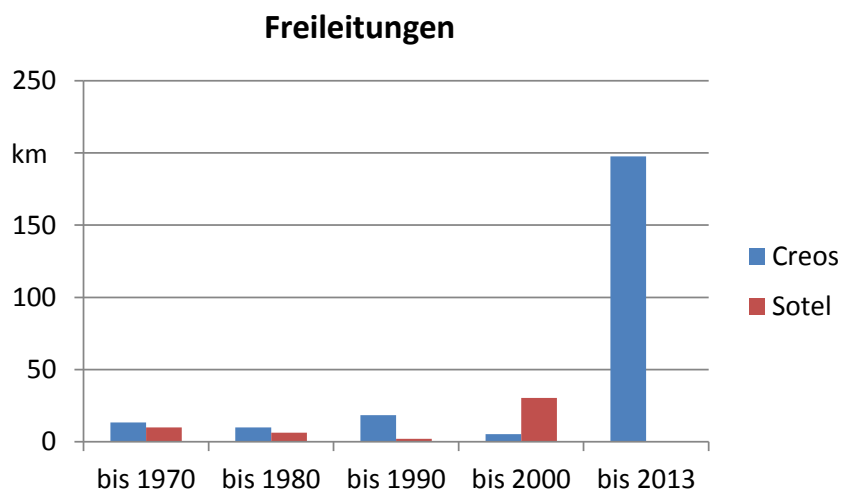


Bild 2.4: Altersmengengerüst Freileitungen 220 kV und 150 kV bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr in Stromkreis-km

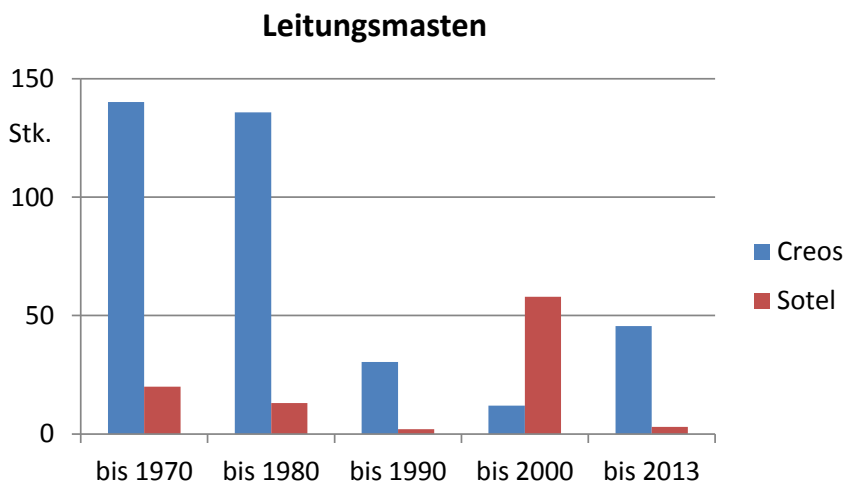


Bild 2.5: Altersmengengerüst Leitungsmasten bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr

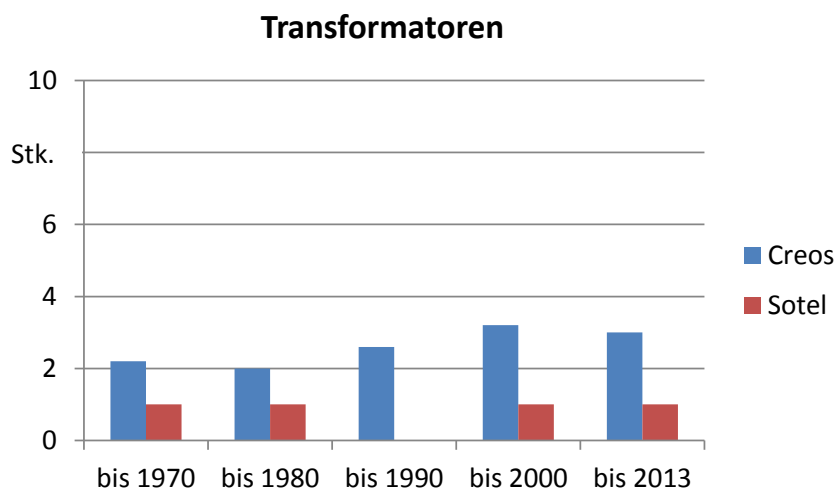


Bild 2.6: Altersmengengerüst Transformatoren bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr

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 betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern 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.

- Für Leistungsschalter, die nach dem Jahr 2010 in Betrieb genommen wurden, geben Creos und Sotel eine technische Nutzungsdauer von 40 bzw. 35 Jahren an. Älteren Leistungsschaltern wird laut Sotel eine Nutzungsdauer von lediglich 20 Jahren zugewiesen. Für das Creos-Netz liegt das Alter der meisten Schalter deutlich unter dieser Schwelle. Für das Sotel-Netz ergeben sich einzelne Überschreitungen der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer, die allerdings mit 20 Jahren auch sehr niedrig angesetzt erscheint, so dass insgesamt keine systematische Überschreitung der üblichen betrieblichen Nutzungsdauern der Leistungsschalter festzustellen ist. Im Vergleich zum letzten Bericht wurden einige ältere Leistungsschalter im Sotel-Netz ausgetauscht und durch neue Leistungsschalter ersetzt. Dies weist 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 jedoch bei Creos wie bei Sotel lediglich von einem geringen Teil der Anlagen überschritten werden.
- Für Freileitungsseile 220 kV bzw. 150 kV (nur Sotel) werden technische Nutzungsdauern von 40 (Creos) bzw. 30 Jahren (Sotel) angegeben. Bei Creos fällt auf, dass der größte Teil des Netzes noch sehr jung ist und erst in jüngerer Vergangenheit erneuert wurde. Bei Sotel sind die Freileitungen der 150-kV-Ebene größtenteils deutlich älter als die der 220-kV-Ebene und haben zu einem nennenswerten Teil die international übliche Nutzungsdauer von ca. 40 Jahren überschritten. Die 150-kV-Leitung wurde aktuell außer Betrieb genommen. 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 Nutzungsdauern von 80 (Creos) bzw. 30 (Sotel) Jahren angegeben. Auffallend ist die große Divergenz der angegebenen Nutzungsdauern, wobei in der internationalen Praxis Nutzungsdauern von bis zu 80 Jahren nicht unüblich sind. Dieser Wert wird von den bestehenden Anlagen noch nicht erreicht, trotzdem kann sich hier mittelfristig Handlungsbedarf ergeben.
- Auch bei Transformatoren haben bei Creos (45 Jahre) wie Sotel (30 Jahre) einzelne Betriebsmittel die angegebene betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer erreicht. Insbesondere für Sotel gilt jedoch, dass in der Praxis auch erheblich höhere Nutzungsdauern bekannt sind.

In Summe kann geschlossen werden, dass die Altersstrukturen des Anlagenmengengerüsts keinen Hinweis auf eine systematische Überalterung der Netze von Creos und Sotel erkennen lassen. Insbesondere für Leistungsschalter und Freileitungen weist das Creos-Netz eine ausgesprochen junge Altersstruktur auf. Im Vergleich zur letzten Datenerhebung wurden einige Leistungsschalter im Netz der Sotel erneuert. In einzelnen Anlagenkategorien könnte sich jedoch für die mittlere Zukunft Reinvestitionsbedarf (oder zumindest Bedarf für dessen intensive Prüfung) abzeichnen.

2.2.2 Verteilungsnetze (110 kV und niedriger)

Die Betreiber der Stromverteilungsnetze Luxemburgs wurden, wie auch die Betreiber der Transportnetze, aufgefordert, Daten und zusätzliche Erläuterungen zum Zustand ihres Netzes, zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe und zu den geplanten Investitionen für die Erstellung dieses Berichts zu machen. Die Unternehmen haben auf diese Aufforderung reagiert und Daten bereitgestellt, die in der Auswertung die Verteilungsnetze in Luxemburg praktisch vollständig abdecken. Der vorliegende Bericht beschreibt damit umfassend die Verhältnisse der Versorgungssicherheit in den Verteilungsnetzen Luxemburgs.

Inwieweit ein Risiko besteht, dass die Versorgung in den Verteilungsnetzen in der Zukunft gehäuft unterbrochen werden könnte, lässt sich durch Analyse der wesentlichen Anlagengruppen hinsichtlich ihrer Altersstruktur bewerten. Im Rahmen der Erstellung dieses Berichtes wurde diese Analyse für die nachfolgend aufgeführten und beschriebenen Betriebsmittelkategorien durchgeführt⁵:

- Leistungsschalter 35 kV – 115 kV, einschließlich Hilfsanlagen
- Leistungsschalter 1 kV – 35 kV, einschließlich Hilfsanlagen
- Freileitungen 35 kV – 115 kV
- Freileitungen 1 kV – 35 kV
- Freileitungen unter 1 kV
- Kabel 35 kV – 115 kV
- Kabel 1 kV – 35 kV
- Kabel unter 1 kV
- Transformatoren mit überspannungsseitiger Nennspannung 35 kV – 115 kV, einschließlich Hilfsanlagen

5 Eine dezidierte Untersuchung der Versorgungsqualität Entwicklung der Störungshäufigkeit und Versorgungszuverlässigkeit wurde hingegen nicht durchgeführt, da dies von den Auswertungen und Berichtspflichten des Regulierers abgedeckt wird.

- Transformatoren mit überspannungsseitiger Nennspannung 1 kV – 35 kV, einschließlich Hilfsanlagen

Die Verteilungsnetze verfügen insgesamt über gut 284.000 Netzanschlusspunkte mit einer durchschnittlichen Abnahme von knapp 19 MWh/a. In der Niederspannung liegt der Wert bei etwa 5.580 kWh/a. Die Benutzungsdauern schwanken zwischen den einzelnen Versorgungsunternehmen, liegen aber überwiegend um 5.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Die Netzlängen (Stromkreislängen) belaufen sich auf gut 630 km in Hochspannung (35 kV bis 110 kV), gut 3.600 km in Mittelspannung (1 kV bis 35 kV) und über 6.500 km in Niederspannung. Daneben sind über 4.800 Schaltanlagen (hauptsächlich mit einer Leistung kleiner 35 kV) in Luxemburg installiert.

Die nachfolgende Darstellung Bild 2.7 zeigt die Entwicklung der Verteilungsnetzinfrastruktur im Überblick über alle Verteilungsnetze⁶. Dabei ist zu erkennen, dass der Aufbau der heutigen Netzinfrastruktur insgesamt sehr kontinuierlich über die letzten vierzig Jahre erfolgt ist:

⁶ Die Angaben der Leitungskilometer nach Errichtungsjahr wurden nicht von allen Verteilungsnetzbetreibern übermittelt, so dass diese Darstellung auf Basis der Anschaffung- und Herstellungskosten erstellt wurde.

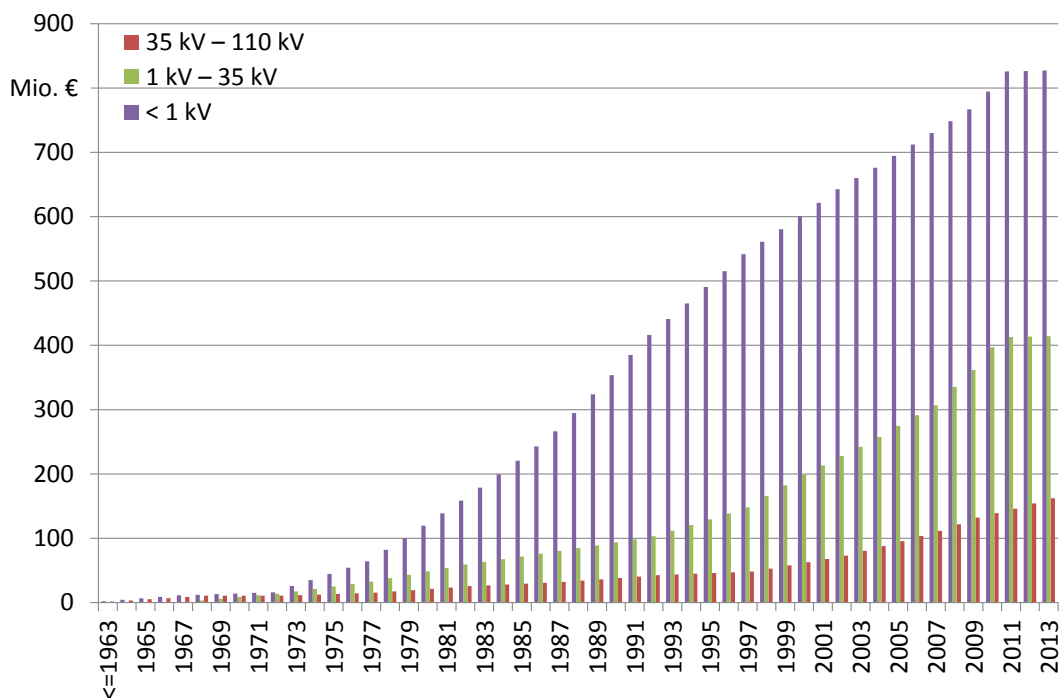


Bild 2.7: Entwicklung des heute in Betrieb befindlichen Stromverteilungsnetzes (Leitungen) in Luxemburg nach Anschaffungs- und Herstellungskosten [€]

Diese zeitliche Entwicklung zeigt sich auch in der *Altersstruktur* der verschiedenen Betriebsmittelkategorien, die in den Darstellungen von Bild 2.8 bis Bild 2.11 wiedergegeben ist. Dabei werden auch die recht unterschiedlichen Entwicklungen erkennbar, die sich trotz der insgesamt recht gleichförmigen Entwicklung nach Bild 2.7 in den verschiedenen Kategorien eingestellt haben und die für die heutigen Verteilungsnetze prägend sind.

Die Leistungsschalter und Lasttrenner (Bild 2.8) zeigen ein nach Spannungsebenen unterschiedliches Bild. Bei insgesamt breit gestreuter Verteilung liegen in der Hochspannung Schwerpunkte bei Betriebsmitteln aus den späten 1960-er Jahren und der Zeit seit den 1990-er Jahren. Hier zeigen sich die bereits begonnene zyklische Reinvestitionen älterer Betriebsmittel und die Installation neuer Leistungsschalter und Lasttrenner in den letzten Jahren. Diese Maßnahmen tragen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei. Um langfristige Gefährdungen der Versorgungssicherheit auszuschließen, sollte die offensichtlich begonnene Erneuerung insbesondere der o. g. Hochspannungsbetriebsmittel mit mittlerweile mehr als 40jähriger Nutzung in den nächsten Jahren mit hoher Priorität weiterverfolgt und abgeschlossen werden.

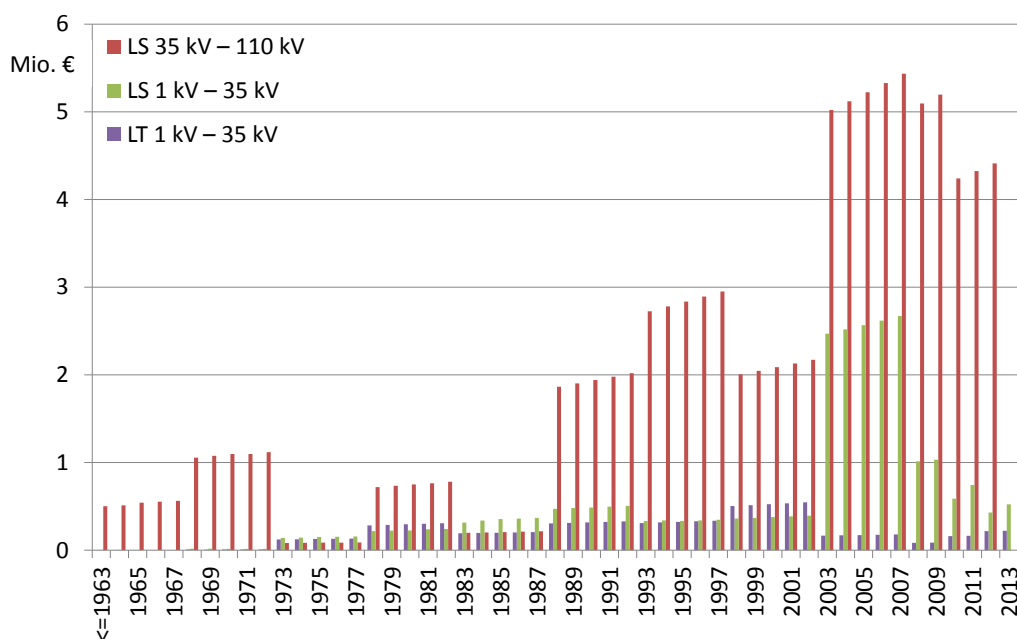


Bild 2.8: Altersstruktur der Leistungsschalter (LS) und Lasttrenner (LT) nach Anschaffungs- und Herstellungskosten [€]

Die mengen- und kostenmäßig entscheidenden Leitungen, die bereits die Darstellung in Bild 2.7 prägen, zerfallen in die beiden Untergruppen Freileitungen (Bild 2.9) und Kabelleitungen (Bild 2.10), die ganz erhebliche Unterschiede aufweisen. Bei den Freileitungen dominiert die Mittelspannungsebene, deren heutiger Bestand vor allem in den 1970-er und frühen 1980-er Jahren aufgebaut wurde und erst auf mittlere Sicht zur Erneuerung anstehen wird. Daneben finden sich maßgebliche Anteile in der Hochspannungsebene, die mit einem Schwerpunkt aus den 1960-er und 1970-er Jahren stammt und hinsichtlich dieser Anteile in naher Zukunft nicht unerheblichen Reinvestitionsbedarf nach sich ziehen wird. Ein anderer Schwerpunkt liegt, auch infolge bereits durchgeführter Reinvestitionen, bei Anlagen, die ab den späten 1990er 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 späten 1960-er Jahren in naher Zukunft zur Erneuerung (oder zum Ersatz durch Kabel) an.

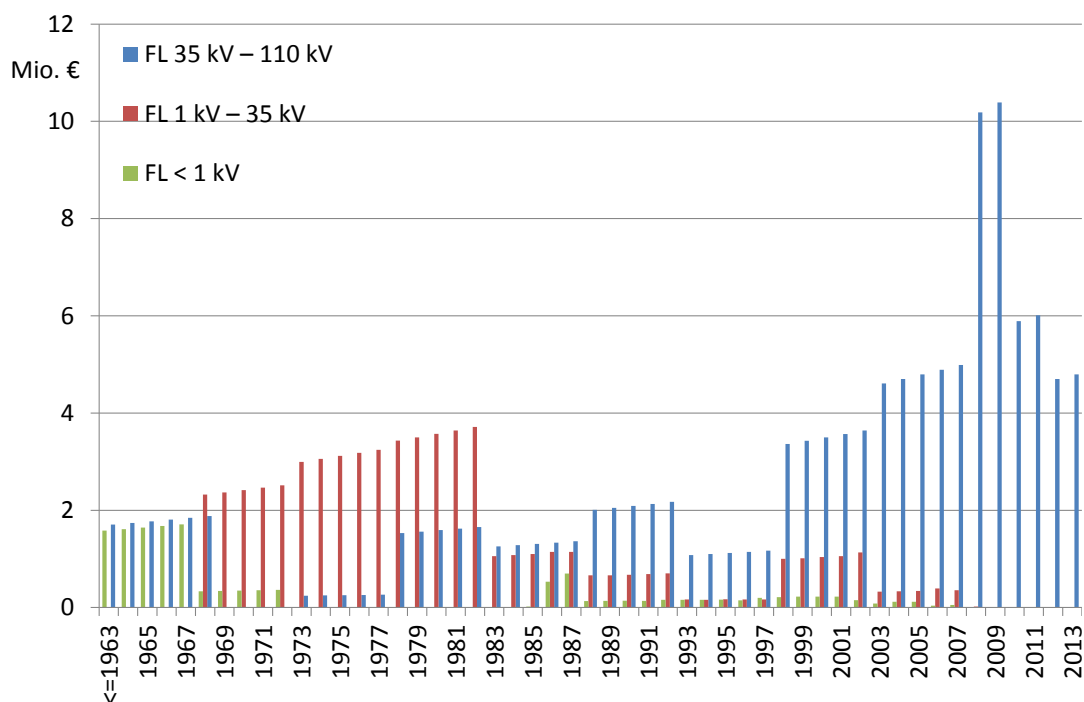


Bild 2.9: Altersstruktur der Freileitungen (FL) nach Anschaffungs- und Herstellungskosten [€]

Die geringe Bedeutung der Freileitungen in der Niederspannung erklärt sich auch durch die Verhältnisse in Bild 2.10: Dort dominieren die Kabelleitungen der Niederspannungsebene eindeutig, die seit den 1980-er Jahren und bis heute fast vollständig die Freileitungen der gleichen Spannungsebene ersetzt haben. Der hieraus resultierende Ersatzbedarf wird aufgrund des hohen Kostenanteils über die nächsten zwanzig bis dreißig Jahre die Erneuerungstätigkeit der Verteilungsnetzbetreiber in Luxemburg maßgeblich bestimmen. Ein akutes oder mittelfristiges Risiko für die Versorgungssicherheit resultiert hieraus angesichts des entspannten Zeithorizontes aus heutiger Perspektive nicht.

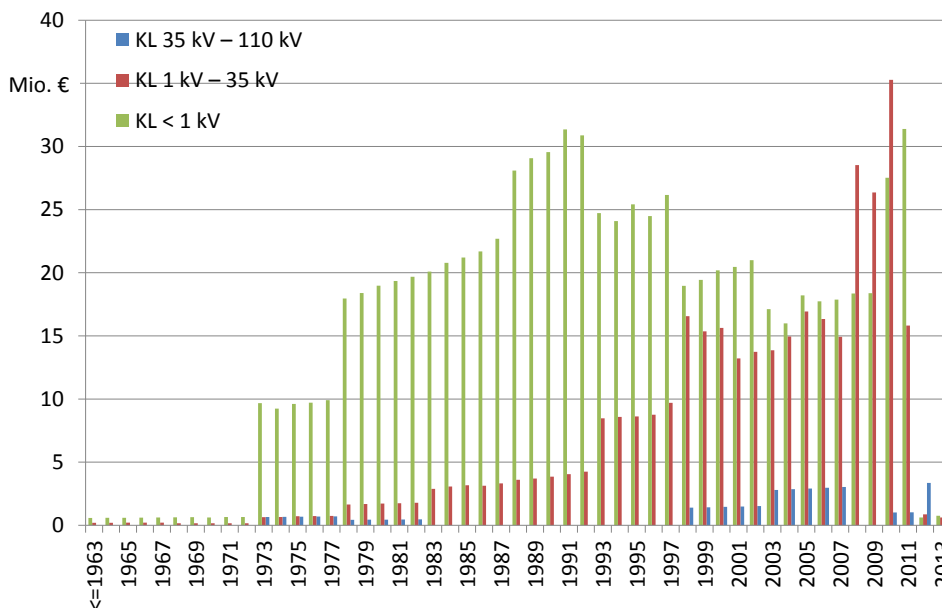


Bild 2.10: Altersstruktur der Kabelleitungen (KL) nach Anschaffungs- und Herstellungskosten [€]

Als letzte Betriebsmittelkategorie sind in Bild 2.11 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 zwanzig Jahre) ist und altersbedingte Beeinträchtigungen der Funktionalität oder Verfügbarkeit daher nicht zu erwarten sind. Die älteren Anlagen, die teilweise aus den 1960-er und 1970-er Jahren stammen, stehen in den nächsten Jahren zum Ersatz an.

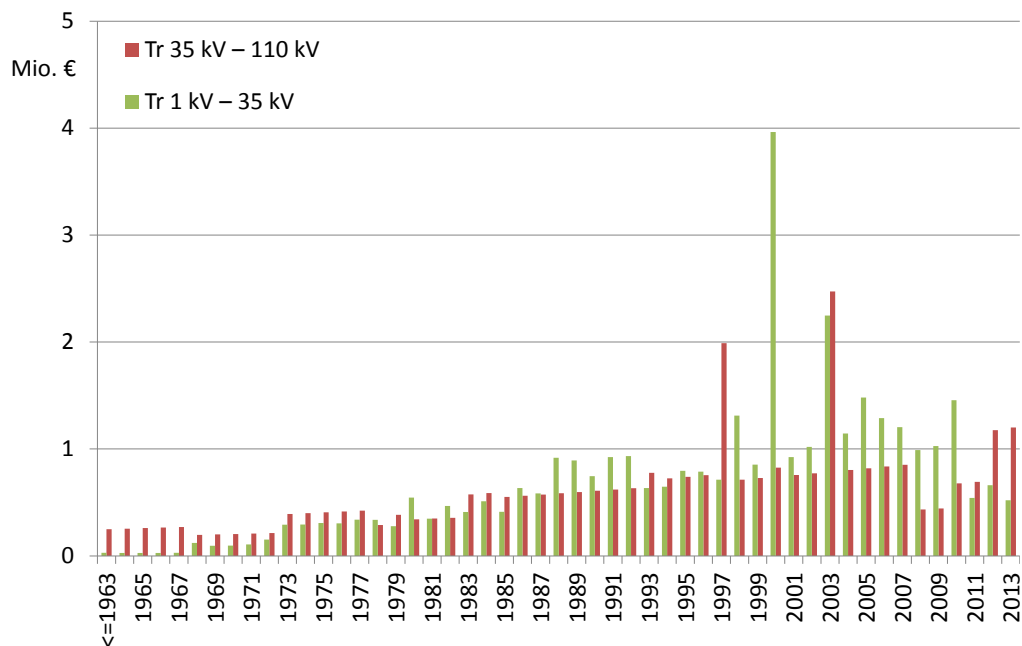


Bild 2.11: Altersstruktur der Transformatoren (Tr) differenziert nach überspannungsseitiger Nennspannung nach Anschaffungs- und Herstellungskosten [€]

3 Entwicklung der Stromversorgungsnetze

3.1 Übertragungs- und industrielle Netze

3.1.1 Angemessenheit und Bedarfsentwicklung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten

In Abschnitt 2.2.1 wurde die Bedarfsgerechtigkeit der heutigen grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten für das Übertragungsnetz der Creos festgestellt. Im Rahmen der in [2] dokumentierten Untersuchung wurde allerdings – selbst bei Unterstellung eines geringen Lastanstiegs pro Jahr – auch festgestellt, dass mittel- bis langfristig zusätzliche Übertragungskapazitäten zu benachbarten Ländern geschaffen werden müssen, um die zur Deckung der Last im Netz der Creos notwendige Energie importieren zu können. Dieses Erkenntnis wird durch die aktuell vorgelegten Zahlen erhärtet und bekräftigt.

3.1.2 Investitionsprojekte mit Wirkung auf grenzüberschreitende Transportkapazität

Der erhöhte Bedarf an Kuppelleitungskapazität spiegelt sich auch in den Investitionsplänen der Creos wider, die, wie z. B. auch der aktualisierte ENTSO-E „Ten Year Network Development Plan (TYNDP)“ aus dem Jahr 2014 ausweist, bis 2030 einen Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungskapazität nach Belgien analysiert und ebenso erhebliche Verstärkungen innerhalb des luxemburgischen 220-kV-Netzes vorsieht. Geplant ist hierbei die bereits in der Vergangenheit diskutierte 225-kV-Doppelkabelleitung zwischen Aubange und Bascharage mit einer projektierten Übertragungskapazität von etwa 1000 MVA. Als Fertigstellungsjahr geht der TYNDP aktuell von 2020 aus und hat das Projekt zusätzlich in die Liste der Ausbauprojekte mit allgemeinen Interessen (Project of Common Interest (PCI)) aufgenommen. Die Netzverstärkung an der belgischen Grenze ist im Grundsatz dazu geeignet, den Übertragungsbedarf des Creos-Netzes nachhaltig zu decken.

Voraussetzung für die Doppelleitung an der belgischen Grenze und die damit einhergehende vermaschte Einbindung Luxemburgs in das europäische Übertragungsnetz ist die Installation eines neuen Phasenschiebertransformators in Schiffingen, dessen Inbetriebnahme aktuell für

das Jahr 2016 vorgesehen ist und der bereits vor Fertigstellung der Doppelleitung eine dauerhafte Kopplung des Creos-Netzes mit dem belgischen Übertragungsnetz ermöglichen und damit die Versorgungssicherheit für Luxemburg deutlich erhöhen wird. Dieses Projekt wurde in die PCI-Liste aufgenommen als Bestandteil der oben erwähnten 225-kV-Anbindung an das belgische Übertragungsnetz. Des Weiteren ist für die langfristige Einbindung die Fertigstellung des aktuell geplanten Netzausbauprojekts des luxemburgischen Höchstspannungsringes notwendig. Kerninhalt dieses Ausbauprojektes, das auch Bestandteil des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E ist, bildet eine Verstärkung der Verbindung zwischen Heisdorf und Berchem durch Installation eines neuen 220-kV-Doppelsystems ab. Die Fertigstellung dieses Projektes ist aktuell bis 2017 geplant.

Aus den aktuellen Planungen ist ersichtlich, dass die GuD-Anlage Twinerg – bei einem nur vorübergehenden Stillstand – damit zukünftig direkt in das luxemburgische Netz über die internationale Leitungsverbindung zwischen Elia und Creos einspeisen wird.

In der Vergangenheit wurde weiterhin eine Verstärkung der Kuppelleitungen nach Deutschland (wahrscheinlich zur Station Niederstedem) diskutiert. Laut TYNDP ist bei diesem Projekt allerdings nicht mit einer kurzfristigen Investitionsentscheidung zu rechnen. Vielmehr wird die Notwendigkeit von den veränderten Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren und insbesondere von Marktstrukturen abhängen. Eine Investitionsentscheidung ist laut TYNDP nicht vor 2018 vorgesehen. Entsprechend ist dieses Projekt nicht in der PCI-Liste aufgeführt.

Durch die Inbetriebnahme der 220-kV-Kuppelleitung mit RTE (Station Moulaine) wurde die Kuppelleitungskapazität bei Sotel von etwa 1.000 MVA auf ca. 1.300 MVA erhöht und ebenfalls ein Beitrag zur Erhöhung und Beibehaltung der Versorgungssicherheit gewährleistet. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die 150-kV-Verbindung mit Elia außer Betrieb genommen wurde. Da diese Leitung allerdings noch nicht zurückgebaut ist, kann sie notfalls dazu genutzt werden, die Übertragungsfähigkeit weiter zu erhöhen. Aktuell gibt es über die weitere Verwendung dieser Leitung noch Klärungsbedarf.

Die geplanten Netzausbaumaßnahmen erscheinen somit insgesamt zur langfristigen Sicherung der Bedarfsdeckung und damit auch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit geeignet.

3.1.3 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung

Eine Bewertung der geplanten Investitionen im Verhältnis zur Anlagenaltersstruktur und den laufenden Abschreibungen kann eine Bewertung des investiven Verhaltens eines Netzbetreibers ermöglichen. Hierzu wurden von den Netzbetreibern die Netzstrukturen in Form von Altersmengengerüsten sowie das in den nächsten Jahren projektierte Budget zur Erneuerung, Instandhaltung und Netzerweiterung nach Anlagengütergruppen getrennt übermittelt. Durch die Analyse dieser Daten kann ein Referenzverlauf der künftigen Investitionen abgeleitet werden, indem ein übliches Reinvestitionsverhalten auf Basis der von den Netzbetreibern selbst angesetzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern unterstellt wird. Dies entspricht im einfachsten Fall der Hypothese, dass eine Reinvestition mit Ablauf der üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern erfolgt.

Eine solche jahresscharfe Betrachtung entspricht allerdings nicht dem üblichen Vorgehen von Stromnetzbetreibern in der Praxis. Daher ist es sinnvoller, über einige Jahre Durchschnittswerte zu bilden und diese als Vergleich heranzuziehen. Die Anzahl der Jahre, über die eine solche Mittelung erfolgt, wurde in zwei Rechnungen mit fünf und zehn Jahren variiert; dies entspricht dann einer flexibleren Vorgehensweise, dass die Anlagengüter durchschnittlich in einem Zeitraum von fünf bis zehn Jahren nach Ablauf ihrer üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer ersetzt werden.

Neben der Unsicherheit hinsichtlich der Durchschnittsbildung muss auf die grundlegende Unsicherheit hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen 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.

Für das 220-kV-Netz der Creos zeigt Bild 3.1 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung.

Bei der Erstellung der Referenzprojektionen wurden Preissteigerungen berücksichtigt, indem die Bestandswerte des Anlagevermögens auf die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der Betriebsmittel fortgeschrieben wurden und für das Preisniveau ein Preisanstieg um 2 % pro Jahr angesetzt wurde.

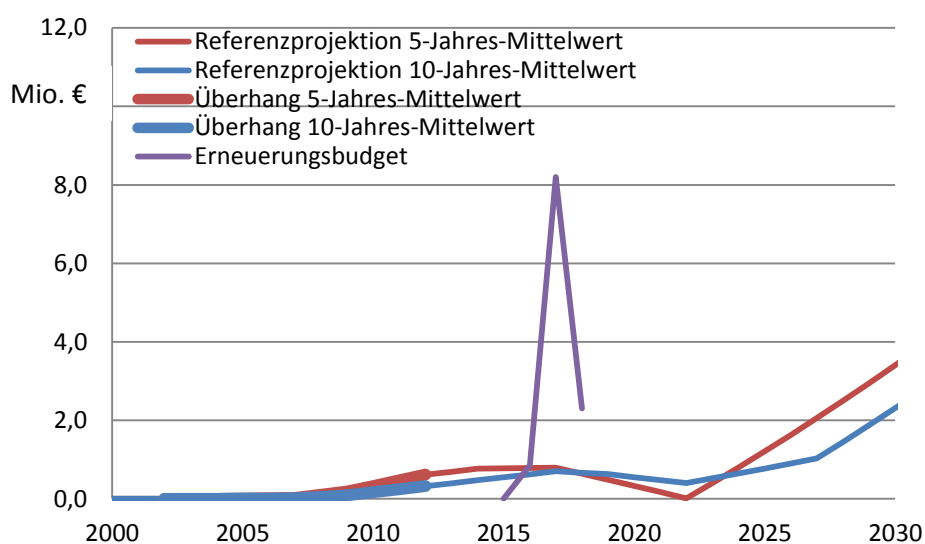


Bild 3.1: Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand im Stromtransportnetz der Creos. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 2,4 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 1,3 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert).

Das Bild zeigt für die nächsten 5 Jahre, zu denen Daten zur geplanten Reinvestitionstätigkeit von Creos vorliegen, dass die hierfür eingeplanten Budgets im Durchschnitt 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.

Ergänzend ist zu berücksichtigen, dass nach Angaben des Übertragungsnetzbetreibers fast alle 220-kV-Leitungen in den letzten Jahren für 80°C Seiltemperatur umgebaut wurden und in diesem Zuge Leiterseile und Armaturen ausgetauscht wurden. Dies kann als eine Minderung des technischen Alters gegenüber dem aus dem Anschaffungsjahr gemäß Netzstatistik ermittelten historischen Alter gewertet werden, so dass der Anstieg der Referenzprojektionen (5- und 10-Jahres-Mittelwert) sogar später erfolgen würde als ausgewiesen.

Ferner ist nach Informationen von Creos bereits ein angekündigter Anstieg der Reinvestitionen ab 2015 erkennbar. Auffällig ist das für das Jahr 2017 hohe vorgesehene Erneuerungsbudget von etwa 8,2 Mio. €, das deutlich über den Referenzprojekten liegt. Knapp 5,7 Mio. € entfallen hierbei auf die Erneuerung der Umspannungsebene.

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

Für das Industrienetz der Sotel zeigt Bild 3.2 die analoge Darstellung:

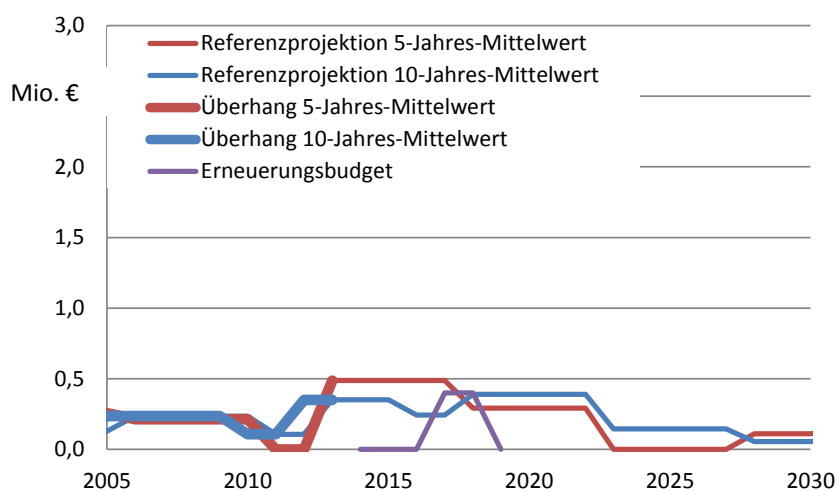


Bild 3.2: Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand im industriellen Stromnetz der Sotel. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 2,8 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 2,4 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert)

Hier wurden – auch vor dem Hintergrund ähnlicher Wartungsbudgets für Höchstspannungsbetriebsmittel wie bei Creos – im Vergleich zur Analyse des Creos-Netzes identische technische Nutzungsdauern der Betriebsmittel angesetzt (40 – 45 Jahre,

Freileitungsmasten 80 Jahre). Diese Werte überschreiten die von Sotel angegebenen (den kalkulatorischen Ansätzen entsprechenden) Nutzungsdauern zwar z. T. deutlich. Gleichzeitig entsprechen sie aber der internationalen Praxis und somit für die hier angestrebte Ableitung des Referenzreinvestitionsniveaus zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit präferiert anzusetzen.

In Bild 3.2 ist zu erkennen, dass im betrachteten Zeitabschnitt die budgetierten Erneuerungsplanungen nur bedingt das Niveau der Referenzprojektion erreicht. Sotel gibt zudem an, dass das vorgesehene Budget in 2017 und 2018 der Verstärkung der Verbindung zwischen den Umspannwerken Sotel-Aubange zugerechnet wird. Darüber hinaus ist bei Sotel kein weiteres Budget für die Erneuerung der Netzinfrastruktur vorgesehen. Im Hinblick auf die in den letzten Jahren in die Erneuerung des Netzes getätigten Investitionen, insbesondere der Leistungsschalter, ist dennoch in den nächsten Jahren mit keiner Gefahr für die Versorgungssicherheit im Netzgebiet der Sotel auszugehen.

3.2 Verteilungsnetze

Hinsichtlich der heutigen Gegebenheiten und dem Ausblick in die Zukunft liegen für die Versorgungssituation in den Verteilungsnetzen die Angaben vor, die aus Sicht der Verteilungsnetze Gültigkeit haben. Sie sind in der nachfolgenden Auflistung zusammenfassend wiedergegeben:

Die Erwartungen gehen von einer moderaten Entwicklung der Stromnachfrage und damit auch stabiler Nachfrage nach Netzdienstleistungen aus. Von diesen Prognosen sind Abweichungen sicher zu erwarten, die sich aber auch in den größten zu erwartenden Einzelfällen in einem Bereich bewegen dürften, der bei naturgemäß unsicheren Zukunftsprojektionen nicht ohne weiteres vermeidbar ist. Die Werte können daher für eine Vorausschau der gesamten Entwicklung der Versorgung in Luxemburg zu Grunde gelegt werden, ohne dass es zu Widersprüchen in der Datengrundlage käme.

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

Die von den Netzbetreibern erwartete Entwicklung in den Verteilungsnetzen ist nachfolgend in Bild 3.3 dargestellt.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Anzahl der Netzanschlusspunkte [Stk.]	283.906	293.956	298.761	303.199	307.672	312.603	346.137
Fläche des Netzgebietes [km ²]	2.730	2.732	2.732	2.732	2.732	2.732	2.732
Jahresenergieabgabe [MWh]	4.913.706	4.955.626	4.999.263	5.044.087	5.090.245	5.136.982	5.458.613
35 kV - 110 kV	1.388.824	1.412.250	1.422.950	1.435.700	1.447.440	1.459.500	1.537.750
1 kV - 35 kV	2.125.144	2.161.499	2.181.699	2.200.007	2.220.426	2.219.510	2.357.261
unter 1 kV	1.399.738	1.424.700	1.438.428	1.453.290	1.467.289	1.457.972	1.563.601
Anzahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten [Stk.]							
35 kV - 110 kV	5	6	6	6	7	7	10
1 kV - 35 kV	343	352	355	360	365	370	410
unter 1 kV	5.018	5.155	5.266	5.381	5.498	5.617	6.709
Leistung der angeschlossenen Erzeugungseinheiten [MW]							
35 kV - 110 kV	31	32	32	32	33	33	36
1 kV - 35 kV	176	174	175	177	179	181	201
unter 1 kV	107	109	111	112	114	115	130
Stromkreislänge [km]							
35 kV - 110 kV	634	690	694	715	726	736	841
1 kV - 35 kV	3.577	3.600	3.632	3.657	3.687	3.717	4.278
unter 1 kV	6.522	6.552	6.617	6.681	6.747	6.813	7.457
Anzahl der Umspanntransformatoren [Stk.]							
35 kV - 110 kV überspannungsseitige Nennspannung	138	144	144	143	144	145	152
1 kV - 35 kV überspannungsseitige Nennspannung	5.017	5.123	5.191	5.261	5.332	5.404	5.935
Leistung der Umspanntransformatoren [MVA]							
35 kV - 110 kV überspannungsseitige Nennspannung	3.109	3.453	3.522	3.491	3.622	3.653	4.081
1 kV - 35 kV überspannungsseitige Nennspannung	2.932	3.029	3.089	3.154	3.219	3.285	3.705
Anzahl der Schaltanlagen [Stk.]							
35 kV - 110 kV	64	66	66	65	65	65	67
1 kV - 35 kV	4.770	4.896	4.975	5.049	5.128	5.204	5.686

Bild 3.3: Stand und Entwicklung in den Verteilungsnetzen bis 2029 nach Prognosen der Verteilnetzbetreiber

Damit lässt sich als Zwischenfazit festhalten, dass die Entwicklung der über die Verteilungsnetze zu verteilenden Strommengen keine maßgeblichen Veränderungen erfahren dürfte und hieraus auch keine erheblichen Risiken für die Versorgungssicherheit resultieren. Ein fortschreitendes, organisches Wachstum ist in den Prognosen und Planungen der Netzbetreiber berücksichtigt und schlägt sich auch in den Budgetansätzen für Netzausbau und –erweiterung ausreichend nieder.

3.2.1 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung

Auch für die Verteilungsnetze wurde, wie in Abschnitt 3.1 für das Transportnetz erläutert, 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. Dies entspricht im einfachsten Fall der Hypothese, dass eine Reinvestition mit Ablauf

der üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern erfolgt. Da eine solch jahresscharfe Betrachtung auch bei den Verteilungsnetzen nicht dem üblichen Vorgehen von Stromnetzbetreibern in der Praxis entspricht, wurden über einige Jahre Durchschnittswerte gebildet und diese als Vergleich herangezogen. Die Anzahl der Jahre, mit welcher diese Durchschnittsbildung erfolgt, wurde in zwei Referenz-Projektionen mit fünf und zehn Jahren variiert; dies entspricht damit einer flexiblen Vorgehensweise, bei der die Anlagengüter durchschnittlich in einem Zeitraum von fünf bis zehn Jahren nach Ablauf ihrer üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer zu gleichen Anschaffungs- und Herstellungskosten ersetzt werden. Die Referenz-Projektionen wurden für das gesamte Anlagevermögen der Netze und Anlagen berechnet.

Wie bereits für die Transportnetze beschrieben, muss auch bei den Verteilungsnetzen auf die grundlegende Unsicherheit hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern von Netzbetriebsmitteln hingewiesen werden. Diese werden für Verteilungsnetze üblicherweise in einem Bereich um 30 bis 40 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.

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 von 40 Jahren um einen Faktor 2,2 (bei 30 Jahren um einen Faktor 1,8) höher liegen als die ursprünglichen Investitionskosten.

Diese Gegebenheit ist in die Referenzprojektionen zu integrieren. Diese Integration wurde vorgenommen, indem die Bestandswerte des Anlagevermögens auf eine technisch-wirtschaftliche Lebensdauer von 40 Jahren bei Leitungen und 30 Jahren bei Stationen fortgeschrieben wurden und das Preisniveau durch Multiplikation mit 2,2 bzw. 1,8 angehoben

wurde.⁷ Nicht aufgenommen wurde hingegen eine Praxis mancher Netzbetreiber, in ihren Planungen zudem von einer – sehr kurzen – Lebensdauer von nur 25 Jahren auszugehen. Eine solche tatsächliche Betriebszeit kann in einigen Fällen auftreten, wenn eine Ersatzinvestition bei günstiger Gelegenheit – beispielsweise bei anstehenden Straßenerneuerungen – mit reduzierten Kosten vorgenommen wird. Eine gegenüber 40 bzw. 30 Jahren deutlich verkürzte technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer als allgemein zwingend einzuhaltende Regel anzusetzen, wäre aber nicht sachgerecht, da sie einen zu strengen Prüfmaßstab für die Reinvestitionstätigkeit des Netzbetreibers darstellen würde.

Die 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 3.4 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung, zunächst im Überblick über das gesamte Anlagevermögen, dann unterteilt nach Netzen und nach Anlagen:

⁷ Im Gegensatz zum Vorgehen bei den weitaus jüngeren Gasverteilnetzen (vgl. hierzu den Bericht über die Versorgungssicherheit im Erdgasbereich in Luxemburg) wurde kein zusätzlicher Zuschlag für die Tiefbaukosten hinzugerechnet, da im Fall der Stromverteilnetze die Tiefbaukosten im Wesentlichen bereits in den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten enthalten sind.

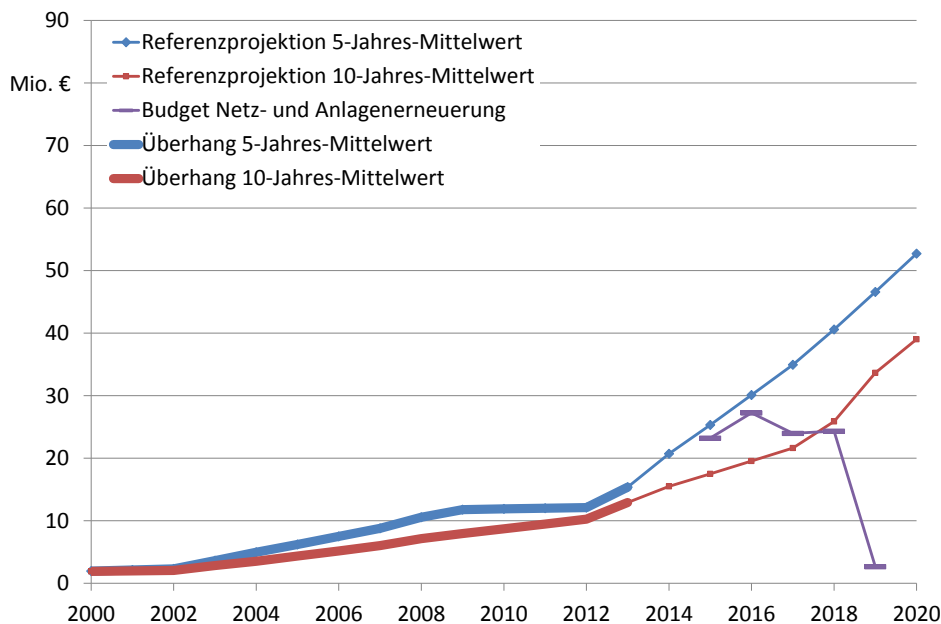


Bild 3.4: Abgleich der gesamten Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 113 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 86 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert).

Die Investitionsplanungen der Verteilungsnetzbetreiber liegen über den Referenzprojektionen mit einer Durchschnittsbildung über 10 Jahre, aber unter der Referenzprojektion mit einem 5-Jahres-Zeitraum, und somit insgesamt auf einem angemessenen Niveau. Für die meisten Netzbetreiber wurde das Budget für 2019 noch nicht endgültig beschlossen, weshalb dieser Wert als nicht repräsentativ eingestuft werden darf. Ein (zeitweises) Unterschreiten der Referenzprojektionen wie in den vergangenen Jahren (hieraus resultiert der Überhang) erscheint tolerabel, da die tatsächlichen Lebensdauern entsprechend gewarteter Betriebsmittel deutlich über 40 Jahren liegen können. Langfristig wird die Sicherstellung der Versorgungssicherheit jedoch gegenüber dem aktuellen Planungsstand erhöhte Reinvestitionsbudgets erfordern. Dieser Aspekt sollte in folgenden Monitorings sorgfältig überprüft werden und ggf. detailliertere Untersuchungen zum Reinvestitionsverhalten und zum Abbau des erheblichen Überhangs eingeleitet werden. Hierdurch sollte sichergestellt werden, dass die budgetierten Investitionen tatsächlich in die Realität umgesetzt werden. Wenn dies sachgerecht geschieht, kann mit den budgetierten Investitionsvolumina der bestehende Überhang in wenigen Jahren vollständig eliminiert werden. Dies gilt insbesondere, da nach zwischenzeitlichen Angaben einiger Netzbetreiber in den aktuellen Netzmengengerüsten unter Umständen zusätzlich noch Betriebsmittel enthalten sind, die

bereits erneuert wurden und somit nicht mehr in Betrieb sind. Dieser Umstand führt dazu, dass die Referenzprojektionen den tatsächlichen Erneuerungsbedarf evtl. spürbar überschätzen. In der nächsten Datenerhebung sollten die Netzmengengerüste allerdings um entsprechende Betriebsmittel gefiltert werden.

Die grundsätzlichen Erkenntnisse werden auch durch die detailliertere Betrachtung in den nachfolgenden Darstellungen (Bild 3.5 für die Erneuerungsinvestitionen in die Netze und Bild 3.6 für die Erneuerungsinvestitionen in die Anlagen) bestätigt.

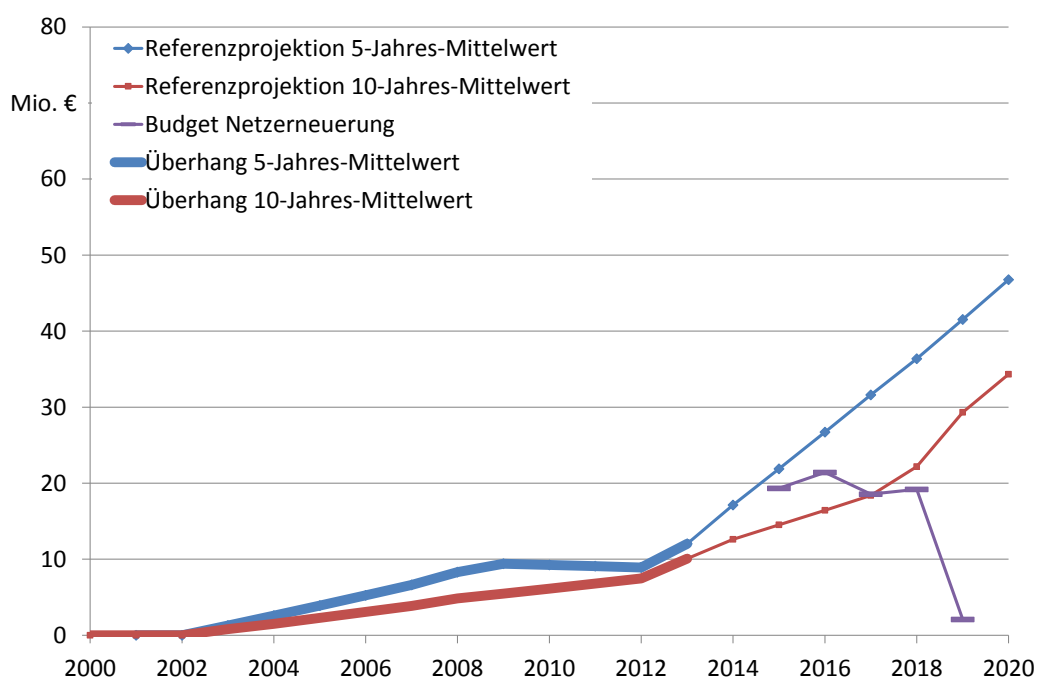


Bild 3.5: Abgleich der leitungs(netz-)bezogenen Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 76 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 52 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert).

Erkennbar ist, dass Bedarf für eine mittel- bis langfristige Erhöhung der Reinvestitionsbudgets vor allem im Leitungsbereich besteht, während Projektion und Budgetansätze im Anlagenbereich sogar oberhalb der Referenzprojektionen liegen.

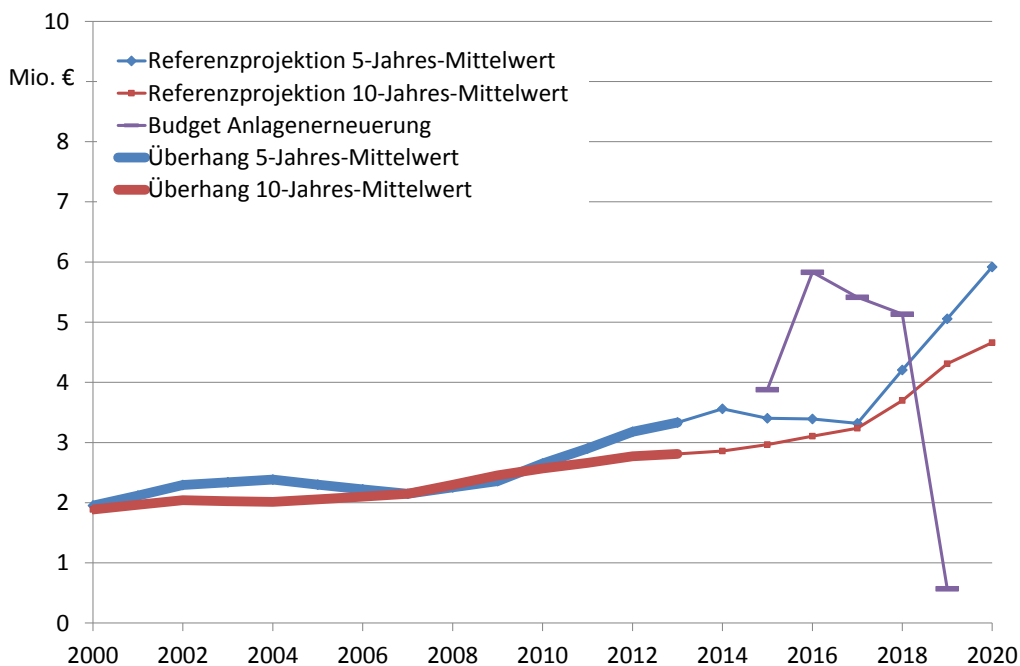


Bild 3.6: Abgleich der anlagenbezogenen Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 36 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 31 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert).

Insgesamt kann somit nicht von einer Verschleppung notwendiger Reinvestitionsmaßnahmen gesprochen werden, da die Nutzungsdauern im Bereich der leitungsbezogenen Referenzprojekte in der Praxis leicht überschritten werden dürfen, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Da das Budget für die Anlagenerneuerung zusätzlich über dem Wert der Referenzprojektion liegt, kann zusätzlich von einem Abbau der Überhänge in den nächsten Jahren gesprochen werden. Somit ist die Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung gewährleistet.

3.2.2 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

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

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

Literatur

- [1] ENTSO-E
ENTSO-E Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014 – 2030
www.entsoe.eu (29.07.2014)
- [2] Consentec
Technische und wirtschaftliche Auswirkungen einer Zusammenschaltung der Übertragungsnetze auf dem Gebiet des Großherzogtums Luxemburg mit denen in Frankreich und Belgien
Gutachten für Ministère de l'Économie et du Commerce extérieur, 2005
- [3] Bundesnetzagentur
Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012
www.bundesnetzagentur.de (19.03.2014)