



B E T

Bericht

Netzentwicklungsplan Strom von
Sudstrom S.à.r.l & Co S.e.c.s.

Version: 04.03.2026

Executive Summary

Mit dem aktualisierten *integrierten nationalen Energie- und Klimaplan (PNEC)* setzt sich Luxemburg ambitionierte Ziele für die Dekarbonisierung der Verbrauchssektoren durch den beschleunigten Einsatz verschiedener Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Die antizipierte Zunahme dezentraler Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien sowie die zunehmende, direkte Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren Wärme und Mobilität stellt insbesondere das Elektrizitätsversorgungsnetz vor Herausforderungen und begründet umfassenden Netzausbaubedarf. Zur transparenten Darstellung der geplanten und vorhersehbaren Investitionen für die Instandhaltung, Erneuerung, Verstärkung und Erweiterung der Stromnetzinfrastruktur müssen die Stromnetzbetreiber gemäß des Artikels 27bis des luxemburgischen Elektrizitätsgesetzes in der Version vom 09. Juni 2023¹ einen Netzentwicklungsplan mit einem Planungshorizont von 10 Jahren erstellen.

Sudstrom S.à.r.l & Co S.e.c.s. (nachfolgend Sudstrom) als Verteilnetzbetreiber der Stadt Esch-sur-Alzette hat die zukünftig anfallenden Netzinvestitionen, unter anderem bestehend aus Investitionen in die Instandhaltung und Erneuerung sowie in Maßnahmen zur Verstärkung und Erweiterung, abgeschätzt und im vorliegenden Netzentwicklungsplan dokumentiert. Das Mittel- und Niederspannungsnetz der Sudstrom verfügt aktuell über eine Länge von rund 408 km. Die Analyse der vorhandenen Betriebsmittel zeigt eine über die vergangenen Jahrzehnte kontinuierliche Investitionstätigkeit und eine junge Altersstruktur der vorhandenen Betriebsmittel. Die erforderlichen Investitionen zur Instandhaltung und Erneuerung bis 2045 betragen rund 27,3 Mio. €, was einem durchschnittlichen jährlichen Investitionsvolumen von etwa 1,4 Mio. € entspricht.

Die notwendigen Investitionen zur Verstärkung und Erweiterung wurden auf Grundlage mehrerer Entwicklungsszenarien bewertet. Basis der möglichen Entwicklungspfade bilden die im PNEC aufgeführten Szenarien, welche ebenfalls im *Scenario Report 2040* der Creos enthalten sind². Der resultierende Investitionsbedarf für Ausbaumaßnahmen liegt bis 2045 je nach Szenario zwischen 25 - 34 Mio. €, was einem durchschnittlichen jährlichen Investitionsbedarf von 1,3 – 1,7 Mio. € entspricht. Bis 2030 liegt der Investitionsbedarf aufgrund einer zusätzlich zu errichtenden Hauptverteilerstation deutlich über dem Durchschnitt. Dominiert wird der Investitionsbedarf zudem von Schaltanlagen sowie Mittel- und Niederspannungskabeln.

Mit Blick auf die historisch, realisierten Investitionen zeigt sich ein zusätzlicher Investitionsbedarf für unvorhergesehene Maßnahmen sowie sonstige Betriebsmittel wie beispielsweise die Smart-Meter-Messinfrastruktur. Basierend auf den historischen Investitionssummen wurden bis 2045 für die Positionen knapp 26,1 Mio. € bzw. knapp 1,3 Mio. € pro Jahr zusätzliches Investitionsvolumen abgeschätzt.

In Summe beträgt der gesamte Investitionsbedarf von Sudstrom bis 2045 zwischen 79 – 88 Mio. € in Abhängigkeit des Zubaus von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie lastseitiger Treiber wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, welche den Ausbaubedarf im Elektrizitätsversorgungssystem bestimmen.

¹ Quelle: <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/loi/2023/06/09/a288/jo>

² Quelle: https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/20250625_Scenario_Report.pdf



Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	2
1. Einleitung	4
2. Charakterisierung des Stromverteilnetzes von Sudstrom	5
3. Investitionen zur Instandhaltung und Erneuerung	7
4. Investitionen zur Verstärkung und Erweiterung des Netzes	9
4.1. Szenarien der zukünftigen Entwicklung	9
4.2. Weitere Einflussfaktoren des Ausbaubedarfs	11
4.3. Resultierender Investitionsbedarf für Maßnahmen zur Verstärkung und Erweiterung	12
5. Zusätzlicher Investitionsbedarf	13
6. Resultierender, vollständiger Investitionsbedarf in die Netzinfrastruktur	14
7. Anhang	16

1. Einleitung

Zur Erreichung der Energie- und Klimaziele der Europäischen Union bis zum Zieljahr 2030 wurde von allen EU-Mitgliedsstaaten ein Nationaler Energie- und Klimaplan (*National Energy and Climate Plan - NECP*) erstellt, welcher den Zeitraum von 2021 bis 2030 umfasst.

Basis der luxemburgischen Energie- und Klimapolitik ist der erstmalig im Mai 2020 verabschiedete *Integrierte Nationale Energie- und Klimaplan (PNEC)*, dessen finale Version im Juli 2024 veröffentlicht wurde³. Der PNEC enthält Ziele zur Dekarbonisierung und dem Anteil Erneuerbarer Energien sowie Maßnahmen und Strategien im Bereich Energieeffizienz, Versorgungssicherheit, Organisation der Energiemärkte sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit.

Die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 55 % sowie die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch auf 37 % bis zum Jahr 2030 resultieren in einer tiefgreifenden Transformation des Energiesystems, in welcher die Elektrizitätsversorgungsnetze eine entscheidende Bedeutung haben. Zusätzlich zur Integration einer hohen Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen verändert sich auch die Nachfrageseite durch die direkte Elektrifizierung des Mobilitäts- sowie des Wärmesektors. Die prognostizierte Zunahme elektrischer Fahrzeuge sowie von Wärmepumpen stellt veränderte Anforderungen an die Netzinfrastruktur.

Als Stromnetzbetreiber der Stadt Esch-sur-Alzette kommt Sudstrom seiner Verantwortung zum sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb sowie dem bedarfsgerechten Ausbau der Netzinfrastruktur nach, um so einer zukünftig steigenden Stromnachfrage gerecht zu werden.

Gesetzliche Anforderungen zur Netzentwicklungsplanung

Gemäß des Artikels 27bis des luxemburgischen Elektrizitätsgesetzes (*Loi du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité modifiée par la loi du 9 juin 2023*) in der Version vom 09. Juni 2023⁴ müssen die Stromnetzbetreiber einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan erstellen, welcher mindestens alle zwei Jahre aktualisiert wird. Der Netzentwicklungsplan enthält Angaben zu den geplanten und vorhersehbaren Investitionen für die Instandhaltung, Erneuerung, Verstärkung und Erweiterung des Netzes, unabhängig davon, ob es sich um Projekte des Netzbetreibers oder eines Dritten handelt, und gibt für jede Maßnahme die vom Netzbetreiber veranschlagten Kosten an.

Um dieser gesetzlichen Anforderung nachzukommen und Transparenz gegenüber Stakeholdern, Regulierungsbehörden und der Öffentlichkeit herzustellen, wurden von Sudstrom in Zusammenarbeit mit dem deutschen Beratungsunternehmen BET die zukünftig anfallenden Netzinvestitionen abgeschätzt und im vorliegenden Bericht dokumentiert.

Investitionen zum Substanzerhalt dienen der mittel- und langfristigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit und wurden auf Basis der aktuell vorhandenen Betriebsmittel abgeschätzt. Zusätzliche Ausbaumaßnahmen wurden mithilfe eines szenarienbasierten Vorgehens auf Basis der im PNEC enthaltenen Entwicklungspfade bestimmt.

³ Quelle: https://commission.europa.eu/document/download/0256927c-9995-4c53-95c5-b9febf58b7ab_en?filename=LU_FINAL%20UPDATED%20NECP%202021-2030%20%28English%29.pdf

⁴ Quelle: <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/loi/2023/06/09/a288/jo>

Der nachfolgende Bericht gliedert sich wie folgt: Zunächst wird in Kapitel 2 das Stromverteilnetz von Sudstrom beschrieben. Anschließend werden in Kapitel 3 die notwendigen Investitionen zum Substanzerhalt (Instandhaltung und Erneuerung) bestimmt. Die aufgrund der Energiewende anfallenden, zusätzlichen Investitionen zur Verstärkung und Erweiterung des Netzes werden in Kapitel 4 betrachtet. Zusätzliche anfallende, weitere Investitionen werden in Kapitel 5 dargestellt, bevor in Kapitel 6 der vollständige zukünftige Investitionsbedarf ausgewiesen wird.

2. Charakterisierung des Stromverteilnetzes von Sudstrom

Die von Sudstrom betriebene Netzinfrastruktur umfasst das elektrische Verteilnetz über eine Länge von rund 408 km. Davon entfallen etwa 114 km auf Mittelspannungsleitungen und rund 294 km auf Niederspannungsleitungen. Die Niederspannungsleitungen setzen sich aus ca. 150 km NS-Kabel, 123 km NS-Hausanschlusskabel, 20,6 km NS-Freileitungen sowie 270 m NS-Hausanschlussfreileitungen zusammen. In den folgenden Ausführungen werden die NS-Freileitungen und NS-Hausanschlussfreileitungen gemeinsam in der Kategorie „Freileitungen“ betrachtet. Zusätzlich zu den Hausanschlussleitungen sind noch 6.728 Hausanschlüsse vorhanden.

Auf Basis des vorliegenden Mengengerüsts weist das Netzgebiet von Sudstrom derzeit einen Verkabelungsgrad von 93 % in der Niederspannungsebene und 100 % in der Mittelspannungsebene auf.

Zur Bestimmung der Investitionsbedarfe zum Substanzerhalt kann die Altersstruktur der Netzinfrastrukturkomponenten als vereinfachte Bewertungsgröße herangezogen werden. Auch wenn in der Praxis der Zustand der Betriebsmittel genau geprüft wird und es weitere Gründe für Investitionen geben kann, zeigt das Alter der Betriebsmittel im Durchschnitt einen starken Zusammenhang mit dem zu erwartenden Investitionsbedarf. Abbildung 1 zeigt die Altersstruktur der Leitungen (Kabel sowie Freileitungen) seit 1970. Es zeigt sich, dass der überwiegende Teil des heutigen Stromnetzes erst nach 1990 errichtet wurde. In diesem Zeitraum erfolgte insbesondere die Erneuerung der Kabel des Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzes. Die Hausanschlüsse spiegeln die Struktur des Niederspannungsnetzes wider, da sie räumlich ähnlich wie die Niederspannungskabel verteilt sind. Seit 2001 wurden keine weiteren Freileitungen mehr verbaut, sondern Kabel verwendet.

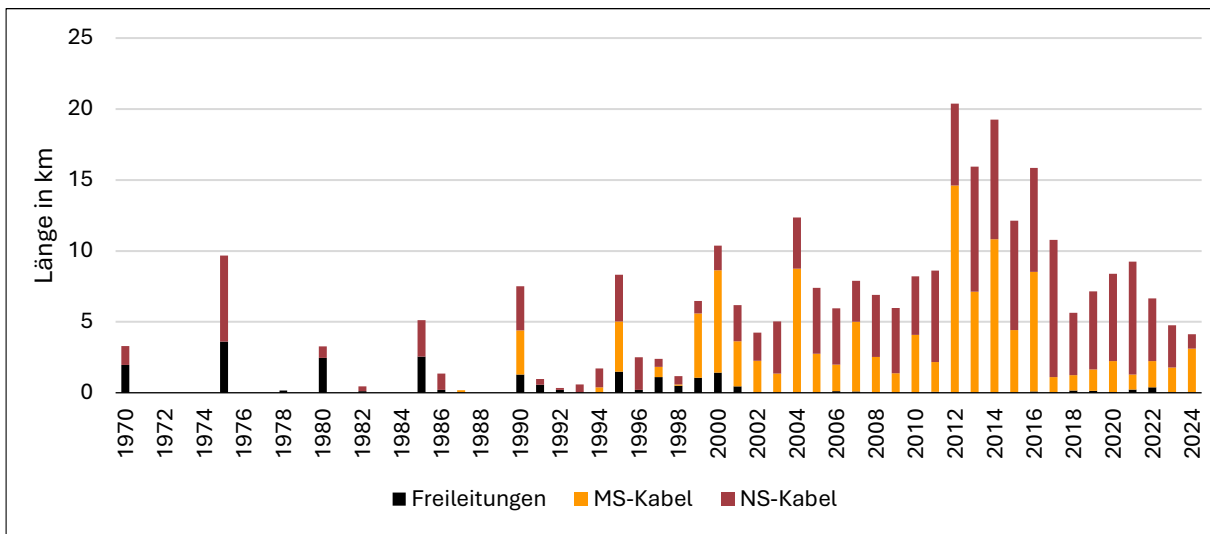


Abbildung 1: Altersstruktur der Leitungsinfrastruktur von Sudstrom

Abbildung 2 zeigt die Altersstruktur der Hauptverteilerstationen, Kabelverteilschränke, Mittel- und Niederspannungsschaltanlagen, Ortsnetzstationen und Ortsnetztransformatoren. Im Netzgebiet sind insgesamt 1.759 Kabelverteilerschränke installiert, deren Bau kontinuierlich zwischen 1978 und 2024 erfolgte. Zusätzlich wurden im Zeitraum von 1983 bis 2024 rund 71 Ortsnetzstationen errichtet, in denen die MS/NS-Schaltanlagen sowie die Transformatoren gleichmäßig verteilt untergebracht sind. Da die Schaltanlagen getrennt nach Mittel- und Niederspannung betrachtet werden und sich in einer Ortsnetzstation in der Regel mehrere NS-Schaltanlagen, jedoch nur wenige MS-Schaltanlagen befinden, ergibt sich insgesamt eine entsprechend hohe Anzahl an Schaltanlagen. Die beiden Hauptverteilerstationen stammen aus den Jahren 2000 und 2015.

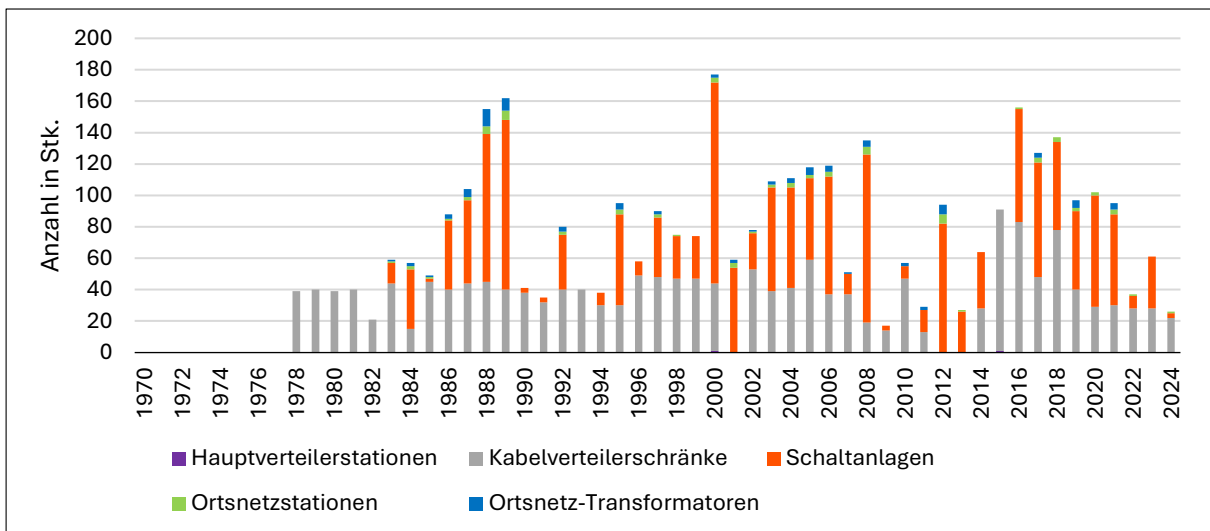


Abbildung 2: Altersstruktur von Stationen, Transformatoren und Schaltanlagen der Sudstrom

Für eine Gesamtbetrachtung aller Betriebsmittelkategorien ohne Verfälschungen durch Inflationseffekte ist die Bewertung des aktuellen Mengengerüsts auf Tagesneuwertbasis vorteilhaft. Bei der Bewertung auf Tagesneuwertbasis werden einheitliche Preisansätze und technische Nutzungsdauern (siehe Tabelle 1 in Kap. 3) auf die aufbereitete Altersverteilung des

bestehenden Netzes angewendet. Dadurch lässt sich der aktuelle Wert des Netzes und seine Verteilung bestimmen.

Abbildung 3 zeigt das aufbereitete Mengengerüst auf Tagesneuwertbasis. Dieses zeigt eine über die Jahrzehnte kontinuierliche Investitionstätigkeit und die junge Altersstruktur der vorhandenen Netzkomponenten. Auffällig sind die Jahre 2000 und 2015, die aufgrund der hohen Kosten für errichtete Hauptverteilerstationen herausragen.

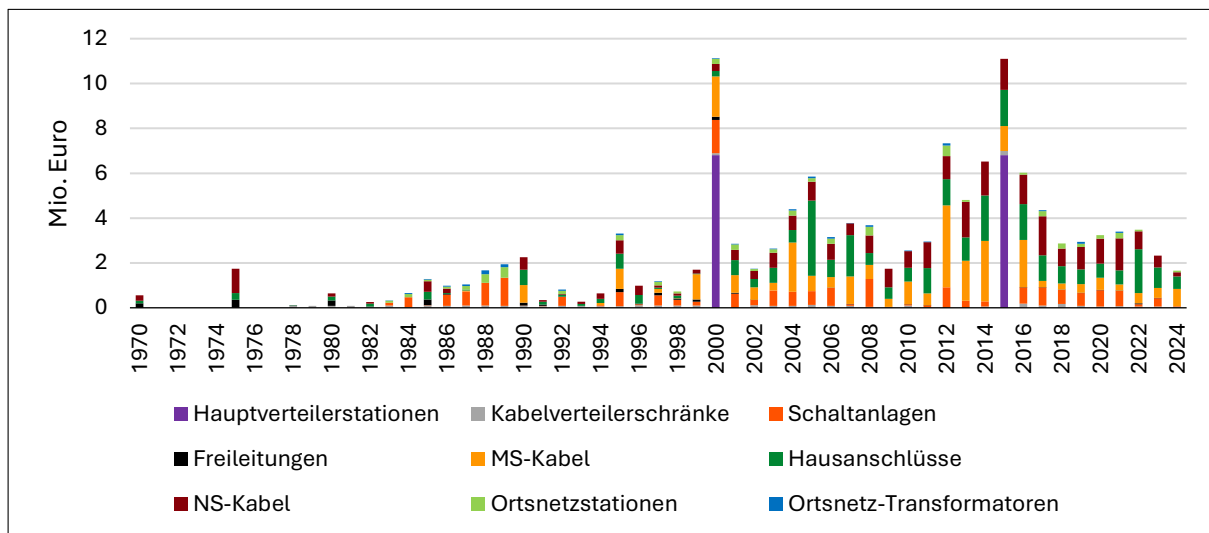


Abbildung 3: Aufbereitetes Mengengerüst auf Tagesneuwertbasis

3. Investitionen zur Instandhaltung und Erneuerung

Kontinuierliche Investitionen in die Netzinfrastruktur zur Instandhaltung und Erneuerung dienen dem Erhalt der Substanz, sichern langfristig den sicheren und zuverlässigen Betrieb und vermeiden eine Überalterung des Netzes. Mögliche Anpassungen der Versorgungsaufgabe im Kontext der Energiewende werden an dieser Stelle vorerst nicht berücksichtigt.

Zur Bestimmung der notwendigen Investitionen zum Substanzerhalt wurden für alle Betriebsmittel Preisansätze⁵ sowie technische Nutzungsdauern definiert. Die technische Nutzungsdauer beschreibt den erwarteten Zeitraum, in dem ein Betriebsmittel im Netz funktionsfähig ist bzw. eine sehr geringe Fehler- bzw. Störungswahrscheinlichkeit aufweist. Dabei bedeutet die angegebene Nutzungsdauer nicht zwingend einen Austausch nach Ablauf dieser exakten Zeitspanne, sondern gibt den Zeitpunkt an, ab dem ein Austausch im Erwartungswert erforderlich sein wird – sei es aufgrund nachlassender oder eingestellter Funktionalität, vorausschauender Planung oder wirtschaftlicher Erwägungen.

Basierend auf der Altersstruktur des aktuellen Mengengerüsts nach Abbildung 1, sowie Abbildung 2 lassen sich die jeweiligen Zeitpunkte des Ersatzes der entsprechenden Betriebsmittel unter Berücksichtigung der technischen Nutzungsdauern bestimmen.

⁵ In €/m beziehungsweise €/Stück zum heutigen Wiederbeschaffungswert

Tabelle 1: Preisansätze und technische Nutzungsdauern für unterschiedliche Betriebsmittel

Assetklasse Strom	m / Stk.	Preisansatz in € / m oder € / Stk.	Technische Nutzungsdauer in Jahren
MS-Kabel	m	250	60
NS-Kabel	m	230	60
NS-HA-Kabel	m	230	60
NS-Freileitungen	m	230	50
NS-HA-Freileitungen	m	230	50
NS-Hausanschlüsse	Stk.	1.100	35
KVS	Stk.	2.200	35
Hauptverteilerstationen	Stk.	6.800.281	60
ONS (Gebäude)	Stk.	77.630	50
ONT (MS-NS-Umspannung)	Stk.	15.639	50
MS Schaltanlagen (in ONS)	Stk.	6.055	40
NS Schaltanlagen (in ONS)	Stk.	11.824	40

Abbildung 4 zeigt in 5-Jahres-Intervallen den resultierenden Investitionsbedarf zur Erneuerung bis 2045. Auf Grundlage der analysierten Altersverteilungen und getroffenen Annahmen belaufen sich die erforderlichen Investitionen bis zum Jahr 2045 auf rund 27,3 Mio. €, was einem durchschnittlichen jährlichen Investitionsvolumen von etwa 1,4 Mio. € entspricht. Bis 2045 werden insgesamt 10,3 Mio. € für die Erneuerung der Schaltanlagen benötigt. Für die Hausanschlüsse fallen bis 2045 rund 6 Mio. € an, deren Austausch überwiegend im Zeitraum 2036 – 2045 erfolgt. Zudem werden in Zukunft die vorhandenen Freileitungen nach der Erneuerung durch Kabel ersetzt. Die Erdverkabelung von Freileitungen im Stromverteilnetz bietet einen erheblichen Vorteil für die Versorgungssicherheit, da sie die Anfälligkeit des Netzes gegenüber äußeren Einflüssen deutlich reduziert.

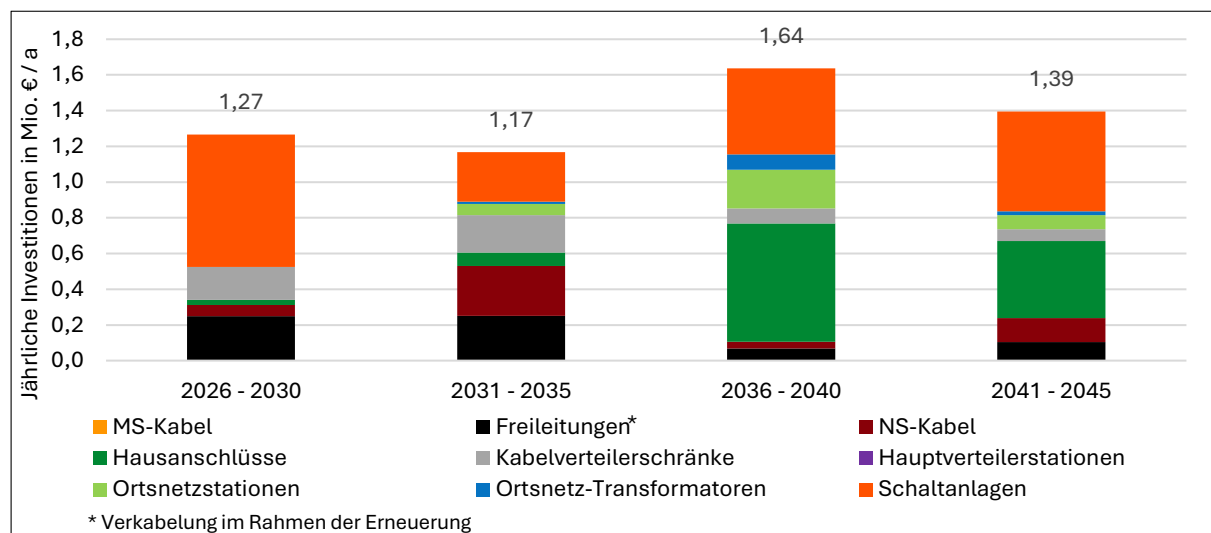


Abbildung 4: Resultierender jährlicher Investitionsbedarf zum Substanzerhalt

Aufgrund des geringen Durchschnittsalters der vorhandenen Betriebsmittel sind zukünftig Erneuerungsmaßnahmen nur in geringem Umfang notwendig. Bis 2045 wird das

Durchschnittsalter der einzelnen Betriebsmittel infolge des fortschreitenden Alterns jüngerer Betriebsmittel kontinuierlich ansteigen. Zeitgleich werden Betriebsmittel mit aktuell höherem Durchschnittsalter (Ortsnetztrafos, Schaltanlagen und Kabelverteilerschränke) durch ihre Erneuerung bis 2045 ein geringeres Durchschnittsalter aufweisen. In Abbildung 5 ist das aktuelle als auch zukünftige Durchschnittsalter der einzelnen Betriebsmittelkategorien abgebildet.

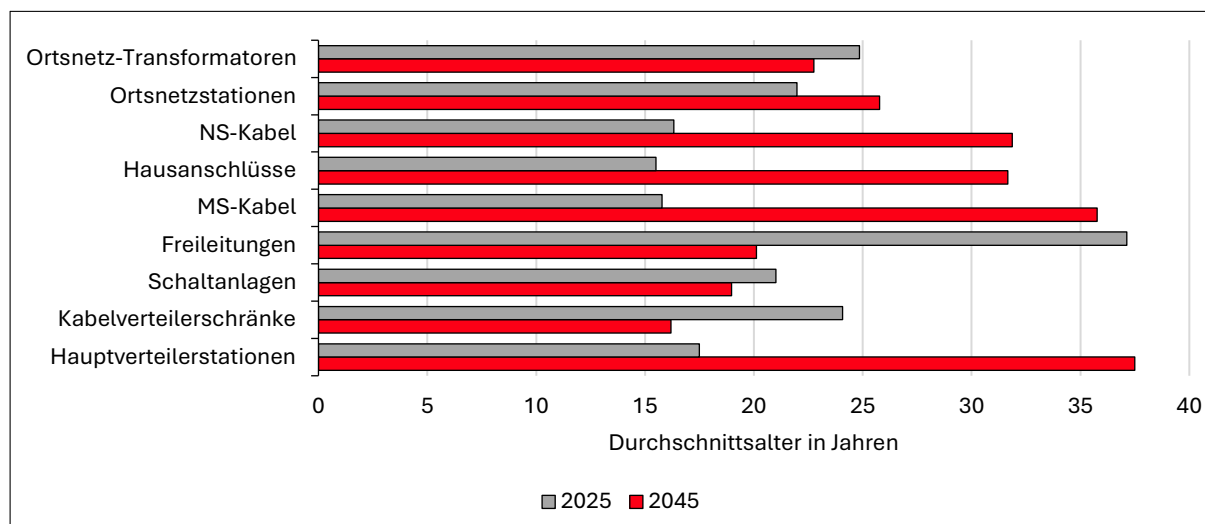


Abbildung 5: Durchschnittsalter der Betriebsmittelklassen in den Jahren 2025 und 2045

4. Investitionen zur Verstärkung und Erweiterung des Netzes

Zusätzlich zu den Investitionen in den Substanzerhalt müssen Netzbetreiber aufgrund der Anforderungen der Energiewende in die Erweiterung und den Ausbau der Netzinfrastruktur investieren. Treiber dieser Entwicklung im Verteilnetz sind neben dem Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) insbesondere die direkte Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr. Der Markthochlauf von Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeugen wird zu einer steigenden Anzahl von Netzanschlüssen sowie einer höheren Belastung bestehender Anschlüsse führen. Gleichzeitig existieren weitere Entwicklungstrends wie beispielsweise eine zunehmende Digitalisierung im Verteilnetz, welche den Ausbaubedarf dämpfen können.

Die zukünftige Verteilung und Durchdringung mit den genannten Treibertechnologien sowie der resultierende Ausbaubedarf unterliegen hohen Unsicherheiten. Für den vorliegenden Bericht wurde eine initiale Abschätzung des Ausbaubedarfs durchgeführt, bei der notwendige Maßnahmen vereinfacht mithilfe zweier Szenarien für das Zieljahr 2045 abgeleitet wurden.

4.1. Szenarien der zukünftigen Entwicklung

Zur Beschreibung unterschiedlicher möglicher Entwicklungspfade werden die beiden im luxemburgischen PNEC 2024 eingeführten Szenarien verwendet. Das Szenario WEM (*With Existing Measures*) berücksichtigt dabei Maßnahmen, welche bis zum Ende des Jahres 2021 beschlossen wurden, während das Szenario WAM (*With Additional Measures*) zusätzliche und

verstärkte Maßnahmen berücksichtigt. Beide Szenarien wurden von CREOS im Rahmen des *Scenario Report 2040* in der Version 2024 näher spezifiziert⁶.

Basierend auf den installierten Kapazitäten (PV-Anlagen) und Stückzahlen (Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen) wurden Hochlauffaktoren für die beiden aufgeführten Szenarien bestimmt. Bei dem an das WEM angelehnte Szenario zeigt sich eine etwas geringere Dynamik der Transformation, da dort mit einem weniger starken Zubau der Treibertechnologien zu rechnen ist und ein geringerer Ausbaubedarf resultiert (nachfolgend Szenario „*Geringe Dynamik*“ genannt). Im Szenario WAM ist vice versa mit einer höheren Dynamik der Transformation, einem höheren Zubau der Treibertechnologien, sowie Ausbaumaßnahmenbedarf zu rechnen (nachfolgend als Szenario „*Hohe Dynamik*“ bezeichnet).

Die Abschätzung des resultierenden Ausbaubedarfs auf Basis der Entwicklung installierter Kapazitäten der Treibertechnologien ist herausfordernd, da dieser von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren abhängig ist (z.B. von den Strukturparametern des Netzes sowie der Verteilung von Anlagen). Für eine vereinfachte Abschätzung des Ausbaubedarfs werden die in Abbildung 6 gezeigten Ausbaufaktoren⁷ verwendet. Diese geben differenziert nach Netzebene an, wie viel zusätzlich notwendige Ausbaumaßnahmen in Bezug auf das bestehende Mengengerüst notwendig sind. So werden beispielsweise für die Niederspannungsebene bzw. Netzebene 7 im Szenario *Geringe Dynamik* zusätzliche 1,3 km (13 %) Leitungsausbaumaßnahmen auf 10 km bestehende Leitungen ausgewiesen. Im Szenario *Hohe Dynamik* wird von einer höheren Zubaudynamik der Treibertechnologien ausgegangen, weshalb ein höherer Ausbaubedarf resultiert. Die Ausbaufaktoren werden zur Bestimmung des notwendigen Ausbaus für die Betriebsmittelkategorien Mittel- und Niederspannungskabel sowie Ortsnetztransformatoren verwendet.

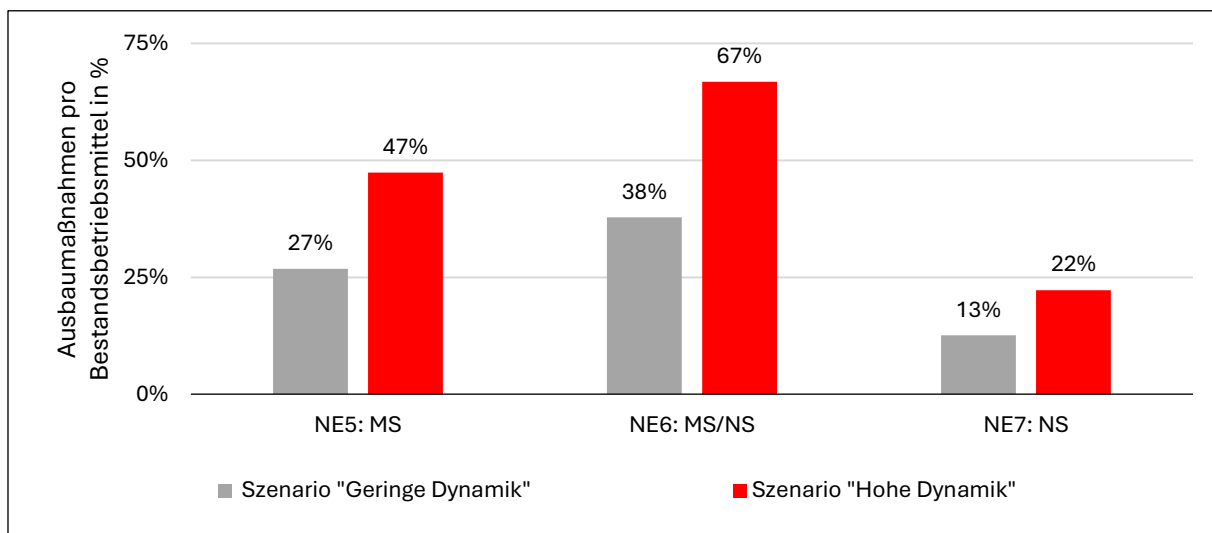


Abbildung 6: Verwendete Ausbaufaktoren zur Abschätzung des Ausbaubedarfs

⁶ Quelle: https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/20250625_Scenario_Report.pdf

⁷ Die Herleitung der Ausbaufaktoren ist im Anhang zu finden.

4.2. Weitere Einflussfaktoren des Ausbaubedarfs

Der entstehende Netzausbaubedarf wird wesentlich von der Entwicklung der Treibertechnologien sowie der geänderten Versorgungsaufgabe bestimmt. Zudem existieren Faktoren, welche den resultierenden Ausbaubedarf reduzieren und bei der Bestimmung als Minderungsfaktoren angesetzt wurden.

Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit

Die zunehmende Digitalisierung der Verteilnetze sowie die zunehmende Anzahl steuerbarer Verbraucher und Erzeuger ermöglichen einen aktiveren Netzbetrieb sowie die aktive Beeinflussung von Last- und Einspeisesituationen. Dies eröffnet Netzbetreibern die technische Möglichkeit im Falle von auslegungsrelevanten Netzbelastungen (bspw. Hochlast- oder Hocheinspeisesituationen) steuernd einzugreifen und die Belastung im Netzbetrieb zu senken. Dementsprechend stellt die Digitalisierung der Verteilnetze eine effiziente Alternative zum Netzausbau dar und kann den Netzausbaubedarf absenken. Sudstrom ist als aktives Mitglied im Rahmen der Interessengemeinschaft Luxmetering aktiv, welche den gemeinsamen und interoperablen Betrieb der Smart-Meter-Infrastruktur gewährleistet sowie die Beteiligung der Verbraucher fördern soll. Der Aufbau der Smart-Meter-Infrastruktur ist ein zentraler Baustein, die Beobachtbarkeit der Netze der Niederspannungsebene zukünftig zu ermöglichen.

Die Abschätzung der Auswirkungen der Digitalisierung auf den Netzausbaubedarf ist abhängig von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren und mit hoher Unsicherheit belegt. Realbeispiele zeigen unterschiedliche Reduktionspotentiale. Für die Abschätzung im Rahmen dieses Berichts wird auf eine von BET im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Jahr 2025 angefertigte Studie zurückgegriffen⁸. Die darin enthaltene Analyse zu Einsparpotentialen durch Digitalisierung geht von rund 30 % Maßnahmenreduktion aus.

Aufgrund der hohen Unsicherheit wird der Reduktionsfaktor für die Digitalisierung zwischen den Szenarien variiert. Im Szenario *Geringe Dynamik* wird von einem geringeren Einfluss der Digitalisierung ausgegangen (Reduktionsfaktor 20 %), während im Szenario *Hohe Dynamik* von einem erhöhten Reduktionspotential durch Digitalisierung von 30 % ausgegangen wird.

Reserven

Die vorhandene Netzinfrastruktur verfügt üblicherweise über ein hohes Maß an betrieblichen Planungsreserven insbesondere in 20-kV Mittelspannungsnetzen, sodass zusätzliche Leistungsbedarfe kurzfristig in das Netz integriert werden können. Zudem waren die Beobachtbarkeit und die Kenntnis über die im Betrieb auftretenden Belastungen der Betriebsmittel stark eingeschränkt. Im Zuge der zunehmenden Netzdigitalisierung verändert sich dies. Mithilfe verfügbarer Echtzeitinformationen über die Betriebsmittelzustände kann die Netzinfrastruktur höher ausgelastet und näher an der physikalischen Auslastungsgrenze betrieben werden.

Zur Abbildung einer höheren möglichen Auslastung der Betriebsmittel wurden Auslastungsdaten im Mittelspannungsnetz aus dem Jahr 2025 herangezogen und analysiert. Dabei zeigten sich

⁸ Quelle: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=24

vorhandene Reserven, weshalb als zusätzlicher Minderungsfaktor ein um 10 % geminderter Ausbaubedarf angenommen wurde.

Synergien von Erneuerung und Ausbau

Zudem existieren Synergien zwischen der Erneuerungsplanung sowie dem Ausbau von Betriebsmitteln, welche den Ausbaubedarf senken. Möglich wird dies, wenn aus praktischer Überlegung im Zuge einer Erneuerung von Kabeln und Transformatoren Betriebsmittel mit angepassten Leistungsklassen / Querschnitten verwendet werden, sodass diese nicht im Rahmen des zusätzlichen Ausbaus berücksichtigt werden müssen. Eine natürliche Obergrenze bildet dabei die Menge der im Rahmen der Erneuerungsplanung ausgetauschten Betriebsmittel.

Aufgrund des jungen Alters des vorhandenen Netzes von Sudstrom zeigen sich vergleichsweise geringe Synergien im Bereich der Leitungen. Für Mittelspannungskabel wurden dafür ein Minderungsfaktor von 10 %, für Niederspannungskabel eine Minderung in Höhe von 5 % angesetzt. Für die Betriebsmittelklasse der Ortsnetztransformatoren ergibt sich ein höheres Niveau in der Erneuerungsplanung, weshalb für den Ausbau ein synergiebedingter Minderungsfaktor von 30 % angenommen wurde.

4.3. Resultierender Investitionsbedarf für Maßnahmen zur Verstärkung und Erweiterung

Basierend auf dem bestehenden Mengengerüst, den szenarienspezifischen Ausbaufaktoren, sowie der Minderungsfaktoren können Ausbaumengen abgeschätzt werden⁹. Für die Betriebsmittelklasse der Hauptverteilerstationen wird keine Hochrechnung vorgenommen, da bereits heute die Notwendigkeit der Errichtung einer dritten Station in den nächsten Jahren absehbar ist.

Abbildung 7 zeigt die jährlich anfallenden Investitionskosten für Ausbaumaßnahmen für unterschiedliche Betriebsmittelkategorien in 5-Jahres-Intervallen für das Szenario *Geringe Dynamik*. In Summe betragen die Ausbauinvestitionen in diesem Szenario bis 2045 knapp 25,4 Mio. € bzw. im Durchschnitt 1,3 Mio. € jährlich. Es zeigt sich ein erhöhtes Investitionsniveau von knapp 2,3 Mio. € jährlich im Zeitraum bis 2030, welches auf die zusätzliche Hauptverteilerstation zurückzuführen ist. Anschließend beträgt das Investitionsniveau aufgrund der Gleichverteilung ca. 0,9 Mio. € jährlich. Dominiert wird der Investitionsbedarf insbesondere von Schaltanlagen, sowie Mittel- und Niederspannungskabeln.

⁹ Für die weitergehende Erläuterung des Vorgehens sei auf den Anhang verwiesen.

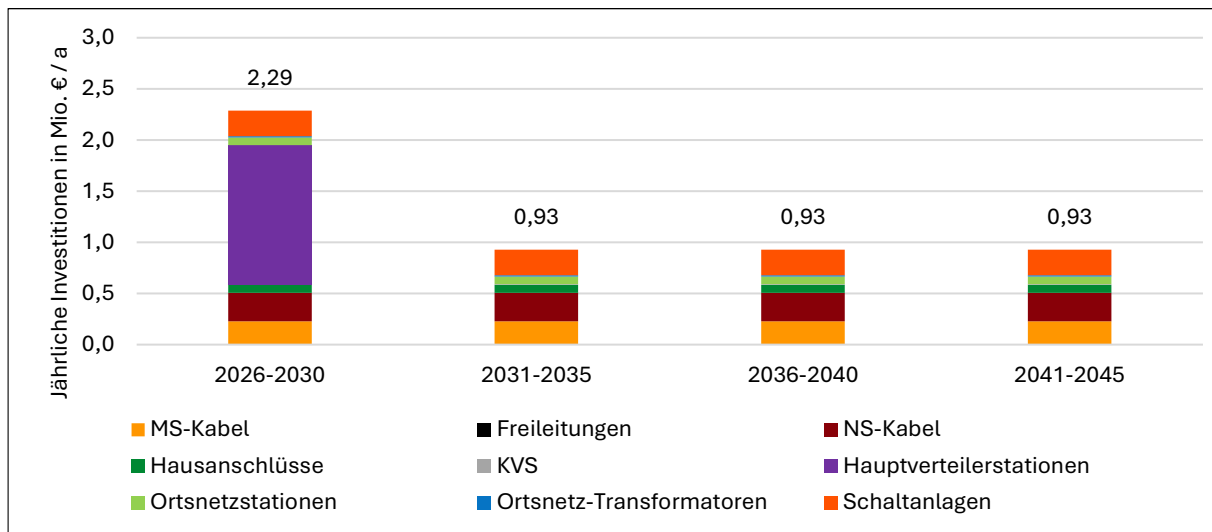


Abbildung 7: Bestimmtes jährliches Investitionsvolumen für Ausbaumaßnahmen im Szenario Geringe Dynamik

Im Szenario *Hohe Dynamik* wird von einem stärkeren Zubau der Treibertechnologien ausgegangen, was zu einem erhöhten summierten Investitionsbedarf führt. Bis 2045 beträgt dieser in Summe knapp 34,3 Mio. € bzw. durchschnittlich 1,7 Mio. € pro Jahr. Im Zeitraum 2026-2030 umfasst dieser rund 2,7 Mio. € jährlich, in den nachfolgenden 5-Jahres-Intervallen rund 1,4 Mio. €/a.

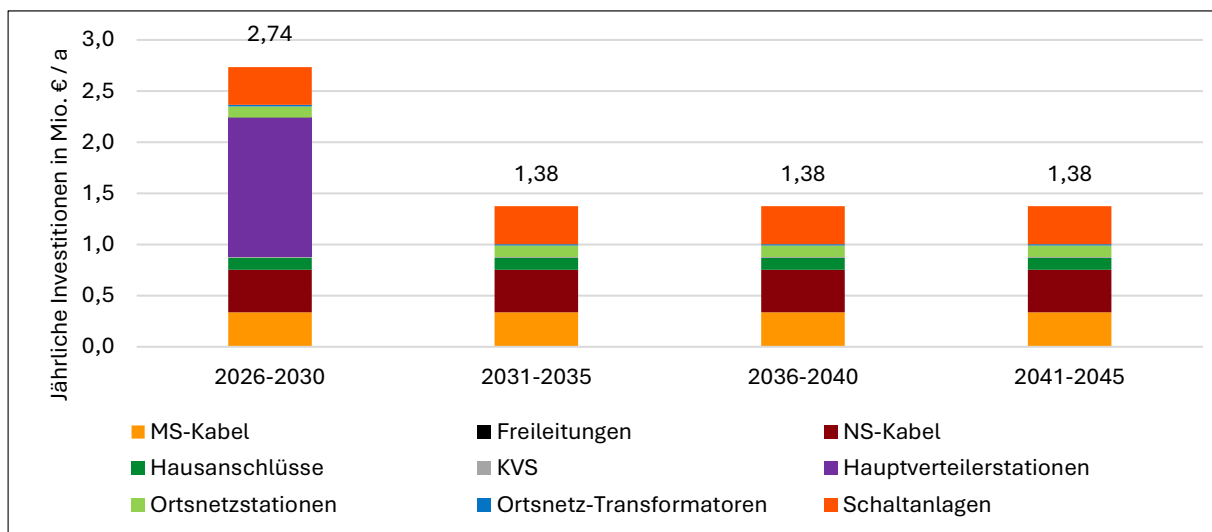


Abbildung 8: Bestimmtes jährliches Investitionsvolumen für Ausbaumaßnahmen im Szenario Hohe Dynamik

5. Zusätzlicher Investitionsbedarf

Mit Blick auf die realisierten Investitionen in der Vergangenheit zeigt sich, dass eine ausschließliche Betrachtung der Investitionen für den Substanzerhalt, sowie Ausbaumaßnahmen den realen Investitionsbedarf unterschätzt. Aus diesem Grund werden zusätzlich auftretende Investitionsbedarfe in Sockelpositionen zusammengefasst.

Investitionsbudget für unvorhergesehene Maßnahmen

Neben den Investitionen in Betriebsmittel aufgrund des Substanzerhalts oder auf Basis der Ausbauplanung werden Maßnahmen in der Praxis durch die Anforderungen von Dritten ausgelöst. Dies umfasst beispielsweise Maßnahmen der Niederspannung, bei welchen Synergiepotentiale mit anderen Maßnahmen bestehen. Beispielhaft wäre hierbei die Durchführung von Straßensanierungsmaßnahmen, welche vom Netzbetreiber als Anlass genutzt werden kann, die vorhandenen Netzinfrastruktur ebenfalls zu modernisieren.

Eine genaue Bestimmung der Investitionssumme für unvorhergesehene Maßnahmen ist naturgemäß schwierig. Auf Basis von Erfahrungswerten aus vergangenen Investitionsmaßnahmen wurde von Sudstrom ein pauschaler Ansatz in Höhe von 20 % der historischen Beiträge in der Niederspannung zugrunde gelegt.

Sonstige Investitionen

In der Erneuerungs- und Ausbauplanung wurden ausschließlich Primärbetriebsmittel berücksichtigt. Zur Berücksichtigung von notwendigen Investitionen in weiteren Bereichen wie beispielsweise Messtechnik, Softwarelizenzen, Nutzfahrzeuge, Gebäude und Mobiliar wird ebenfalls ein pauschaler Ansatz mithilfe eines gleichbleibenden Sockelbetrages verwendet. Die Basis dieses Sockelbetrages sind die summierten, durchschnittlichen Investitionen in den genannten Bereichen in den Jahren 2021 bis 2024.

6. Resultierender, vollständiger Investitionsbedarf in die Netzinfrastruktur

Die Investitionsbedarfe zur Instandhaltung und Erneuerung (siehe Abschnitt 3), sowie zur Verstärkung und Erweiterung (siehe Abschnitt 4.3) sowie für unvorhergesehene Maßnahmen und Sonstiges (siehe Abschnitt 5) ergeben den gesamten zukünftigen Investitionsbedarf von Sudstrom.

Der summierte jährliche Investitionsbedarf für das Szenario *Geringe Dynamik* ist in Abbildung 9 dargestellt. Es zeigt sich bis zum Zieljahr 2045 ein summierter Investitionsbedarf in Höhe von 78,8 Mio. € bzw. knapp 3,9 Mio. € jährlich. Im Durchschnitt entfallen 32 % auf Maßnahmen zur Erneuerung, 30 % auf Maßnahmen zum Ausbau, sowie 38 % auf den fixen Sockel für unvorhergesehene Maßnahmen und Sonstiges. Bei Betrachtung der 5-Jahres-Intervalle zeigt sich ein erhöhter Investitionsbedarf im Zeitraum bis 2030, was insbesondere auf die Errichtung der dritten Hauptverteilerstation zurückzuführen ist. Im Bereich der Erneuerung führen insbesondere Maßnahmen bei Hausanschlüssen und Schaltanlagen zu leicht erhöhten Investitionen in den Zeiträumen ab 2036 bis 2045.

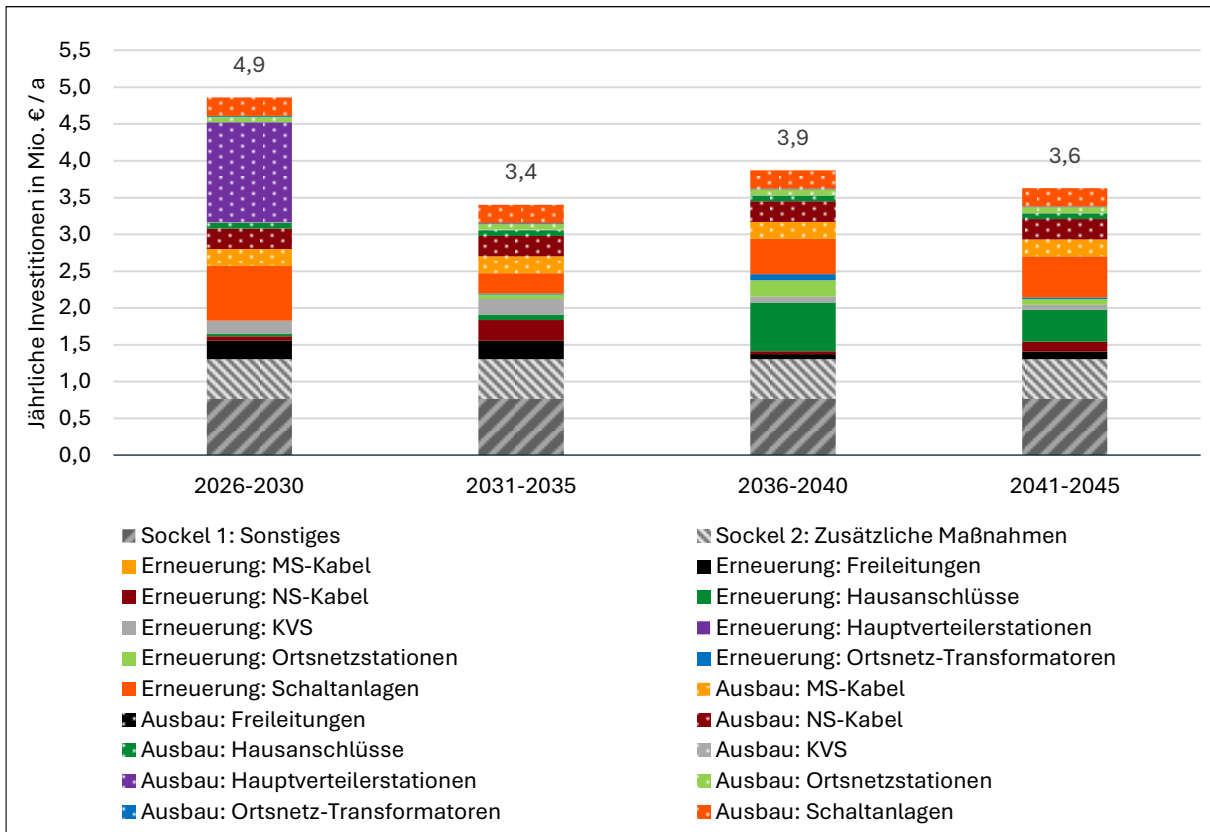


Abbildung 9: Summierter jährlicher Investitionsbedarf im Szenario Geringe Dynamik

Die in Abbildung 10 gezeigten summierten Investitionen im Szenario *Hohe Dynamik* haben grundsätzlich den gleichen Verlauf, zeichnen sich jedoch durch ein leicht höheres Niveau der Ausbauinvestitionen aus. In Summe zeigt sich bis 2045 ein summierter Investitionsbedarf von 87,8 Mio. € bzw. durchschnittlich 4,3 Mio. € jährlich. Demnach entfällt ein etwas höherer Anteil von 38 % auf Ausbaumaßnahmen, während die Anteile für die Erneuerung 29 %, sowie 33 % für den Sockelbetrag betragen.

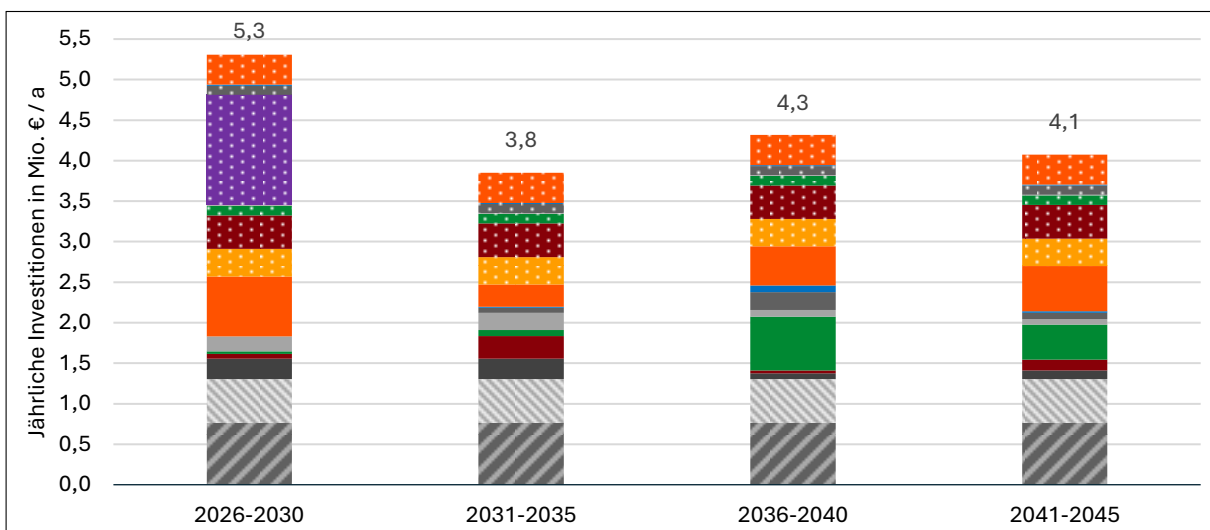


Abbildung 10: Summierter jährlicher Investitionsbedarf im Szenario Hohe Dynamik

7. Anhang

Methodisches Vorgehen zur Bestimmung der Ausbauminvestitionen

Zur vereinfachten Abschätzung des zukünftigen Ausbaubedarfs wurden in Abschnitt 4.1 Ausbaufaktoren verwendet. Diese basieren auf der Auswertung öffentlich verfügbarer Netzausbaupläne deutscher Verteilnetzbetreiber. Diese Auswertung, dargestellt in Abbildung 11, zeigt die in Deutschland durchschnittlich notwendigen, zusätzlichen Ausbaumaßnahmen je Netzebene in Bezug auf das bestehende Mengengerüst auf Basis der von den Netzbetreibern durchgeführten Netzausbauplanung. So werden beispielsweise für die Niederspannungsebene bzw. Netzebene 7 im deutschen Durchschnitt zusätzliche 3,1 km (31 %) Leitungsausbaumaßnahmen auf 10 km bestehende Leitungen ausgewiesen.

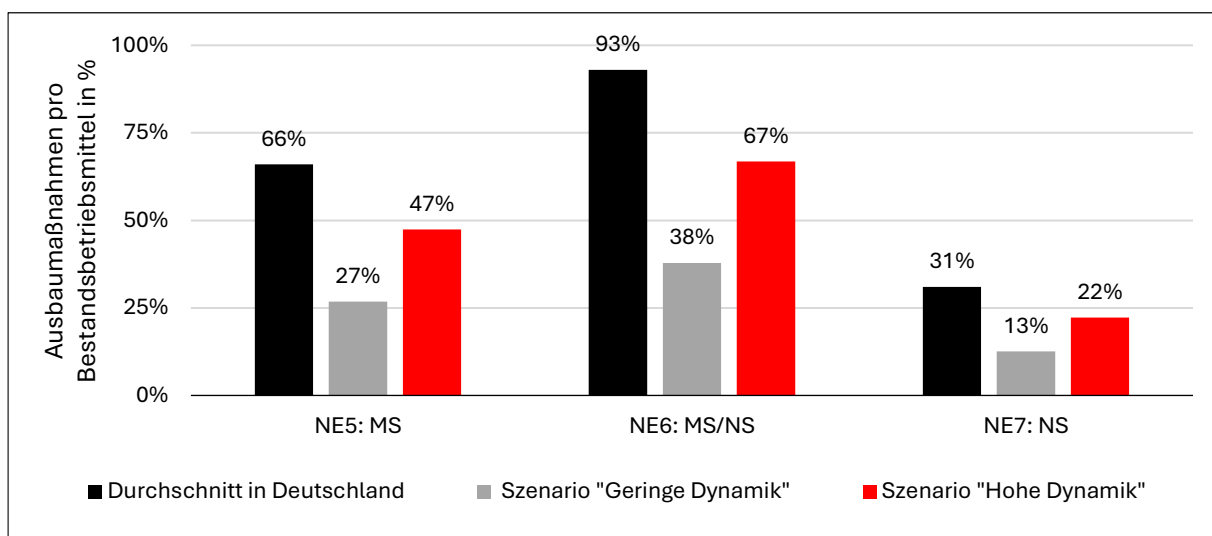


Abbildung 11: Ausbaufaktoren zur Bestimmung des Ausbaubedarfs in Deutschland und Luxemburg

Die sich für Deutschland ergebenden Ausbaufaktoren sind jedoch nicht zwangsläufig auch in Luxemburg gültig, da sich aufgrund nationaler Ziele und Vorgaben unterschiedliche Hochlaufkurven für die Treiber des Netzausbaus ergeben. Aus diesem Grund wurde ein Vergleich des Hochlaufs von EE-Anlagen, Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeugen zwischen Deutschland und Luxemburg durchgeführt. Die für Luxemburg bestimmte Hochlaufdynamik in den beiden Szenarien wurde mit den deutschen Hochlauffaktoren auf Basis des deutschen *Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan*¹⁰ verglichen. Dabei zeigt sich in Luxemburg eine etwas geringere antizipierte Zubaudynamik (50-80 % der deutschen Zubauraten bei EE-Anlagen sowie Wärmepumpen, 25-60 % bei Elektrofahrzeugen je nach Szenario). Aufgrund der etwas geringeren antizipierten Zubaudynamik wird auch die Zahl notwendiger Netzausbaumaßnahmen geringer ausfallen.

Die gezeigten Faktoren werden für die Bestimmung des Ausbaus von Kabeln sowie Ortsnetztransformatoren verwendet. Weitere Betriebsmittel, wie NS-Hausanschlüsse, Kabelverteilschränke, Gebäude von Ortsnetzstationen (ONS), sowie Schaltanlagen werden auf

¹⁰ Quelle: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-04/Genehmigung%20Szenariorahmen%202025_0.pdf

dem heutigen Verhältnis zu einer Bezugsgröße hochgerechnet¹¹. Für Freileitungen wird keine Hochrechnung durchgeführt, da davon ausgegangen wird, dass im Zuge des Ausbaus eine vollständige Verkabelung vorgenommen wird. Mit Blick auf die Hauptverteilerstationen ist der Bedarf für eine dritte Station in den nächsten Jahren bereits heute erkennbar, sodass ebenfalls keine Hochrechnung erfolgt.

Aus dem bestehenden Mengengerüst sowie den Ausbaufaktoren können die Ausbaumengen abgeschätzt werden, welche zunächst ohne Berücksichtigung von Minderungsfaktoren (siehe Tabelle 2) bestimmt werden. Die so erhaltenen Ausbaumengen werden anschließend durch die betriebsmittelspezifischen Minderungsfaktoren gedämpft und mit den Preisansätzen bewertet, sodass sich ein summiertes Investitionsvolumen je Betriebsmittelkategorie bis zum Zieljahr ergibt.

Tabelle 2: Übersicht über die Ausbau- und Minderungsfaktoren je Betriebsmittelkategorie

Betriebsmittelkategorien	m / Stk.	Bestehendes Mengengerüst in Stk. / in m	Ausbaufaktoren		Minderungsfaktoren Digitalisierung und Reserven		Minderungsfaktoren Synergie von Erneuerung & Ausbau
			Hohe Dynamik	Geringe Dynamik	Hohe Dynamik	Geringe Dynamik	
MS-Kabel	m	114.077	47 %	27 %	30 % + 10 %	20 % + 10 %	10 %
NS-Kabel	m	150.159	22 %	13 %			5 %
NS-HA-Kabel	m	122.863	22 %	13 %			5 %
NS-Freileitungen	m	20.628	Keine Hochrechnung				
NS-HA-Freileitungen	m	270	Keine Hochrechnung				
Hausanschlüsse	Stk.	6.728	Hochrechnung im Verhältnis zur Zahl der Hausanschlüsse pro NS-HA-Kabel im Bestand		30 % + 10 %	20 % + 10 %	-
Kabelverteilschränke (KVS)	Stk.	1.759	Hochrechnung im Verhältnis zur Länge der NS-Kabel + NS-HA Kabel im Bestand				-
Hauptverteilerstationen	Stk.	2	Keine Hochrechnung				
Ortsnetzstationen	Stk.	71	Hochrechnung im Verhältnis zur Zahl der ONT im Bestand		30 % + 10 %	20 % + 10 %	-

¹¹ So wird beispielsweise für die Gebäude von Ortsnetzstationen sichergestellt, dass auch im ausgebauten Zustand dasselbe Verhältnis der Anzahl der ONS-Gebäude zur Anzahl Ortsnetztransformatoren existiert.



B E T

Ortsnetz- Transformatoren	Stk.	86	67 %	38 %			30 %
MS Schaltanlagen (in ONS)	Stk.	326	Hochrechnung im Verhältnis zur Zahl der ONT im Bestand				-
NS Schaltanlagen (in ONS)	Stk.	1.434	Hochrechnung im Verhältnis zur Zahl der ONT im Bestand				-