



KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Methodik und Anwendung auf das
Projekt DC42/DC42+

Eine Studie für NKT und Prysmian

13. MAI 2026

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	4
1 Einleitung und Motivation	7
2 Definition des Bewertungsrahmens	9
2.1 Quantitative Analyse	10
2.2 Ergänzende qualitative Aspekte	11
2.3 Finale multi-kriterielle Bewertung	14
3 Exemplarische Analyse anhand des Projekts DC42/DC42+	15
3.1 Technische Spezifikation von DC42/DC42+	15
3.2 Rechtliche Analyse der benötigten Planungs- und Genehmigungsprozesse	17
3.3 Netztechnische Analyse der Kosten für Engpassmanagement	25
3.4 Ökonomische Kostenparameter für Betrieb und Investitionen	33
3.5 Zusammenfassung – relevante technische und ökonomische Parameter	37
4 Ergebnisse der Bewertung für das Projekt DC42/DC42+	39
4.1 Quantitative Bewertung	39
4.1.1 Vergleich der Investitionskosten	40
4.1.2 Vergleich der Netzkosten	41
4.1.3 Sensitivitäten	42
4.1.4 Einordnung der quantitativen Ergebnisse	44
4.2 Qualitative Bewertung	45
4.2.1 Umweltschutz	47
4.2.2 Sicherheit und Resilienz	50
4.2.3 Akzeptanz und Planungsrisiko	52
4.2.4 Einordnung der qualitativen Ergebnisse	55
5 Gesamtbewertung und Ausblick	56
Anhang A	57
A.1 Rechtliche Analyse	57

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

A.1.1 Bestandsaufnahme – Sonstige Projekte	57
A.1.2 Bestandsaufnahme - DC42/DC42+ SuedWestLink	59
A.1.3 Rechtsrahmen	65
A.1.4 Verzögerungen durch die Umplanung von Erdkabelprojekt auf Freileitung	71
A.1.5 Entschädigungen	77
A.1.6 Rechtsmittel	81
A.1.9 Exkurs: Schutzgebiete	86
A.2 Technische Analyse und Modellierung	91
A.2.1 Ausführliche Darstellung der Verfügbarkeit	91
A.2.2 Annahmen zur Modellierung des zukünftigen Kraftwerksparks zur Berechnung der Engpasskosten durch verzögerte Inbetriebnahme	93
A.2.3 Annahmen und Erläuterungen zur Redispatch-Simulation	94
A.3 Ökonomische Analyse und Kosten-Nutzen-Modellierung	96
A.3.1 Annahmen zu Finanzparametern für Erdkabel und Freileitung	97
A.3.2 Annahmen zur Kostenberechnung Erdkabel	98
A.3.3 Annahmen zur Kostenberechnung für Freileitung	104
A.4 Literaturverzeichnis	116

Executive Summary

Der Ausbau der deutschen Übertragungsnetze ist seit Jahren Gegenstand intensiver politischer und gesellschaftlicher Debatten. Im Zentrum steht dabei regelmäßig die Frage, ob neue Höchstspannungs-Gleichstrom-Verbindungen künftig weiterhin als Erdkabel oder stattdessen als Freileitungen umgesetzt werden sollten. Zuletzt hat die Diskussion durch die Forderung zentraler Akteure nach einer stärkeren Nutzung von Freileitungen sowie durch den am 20. April 2026 veröffentlichten Referentenentwurf für ein „Zweites Gesetz zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes“ an Dynamik gewonnen, welcher einen Umschwung vom bisherigen Erdkabelvorrang hin zu einem Freileitungsvorrang in den Raum stellt. In der öffentlichen Debatte stehen dabei regelmäßig die Mehrkosten von Erdkabeln im Vordergrund. Häufig wird der Vergleich allerdings auf die Unterschiede bei den Investitionskosten verengt, während andere kostenrelevante Wirkungen, insbesondere systemische und qualitative Effekte wie Verlustenergie oder Umsetzungstempo, nur begrenzt berücksichtigt werden. Auch bleibt in vielen Diskussionen häufig unklar, welche Kostenbegriffe jeweils zugrunde gelegt werden (z.B. Spannungsniveau, Drehstrom oder Gleichstrom, Kapitalkosten und Abschreibungsdauern etc.) und inwieweit die verglichenen Größen tatsächlich dieselbe ökonomische Aussagekraft haben. Eine konsistente, transparente und faktenbasierte Einordnung der Technologieoptionen ist daher dringend erforderlich, um einerseits die Vor- und Nachteile der Technologien zu verstehen und andererseits dann auch eine effiziente Abwägung der Technologieoptionen in der politischen Diskussion treffen zu können.

Vor diesem Hintergrund entwickelt die vorliegende Studie unter Mitwirkung von Experten aus Ökonomie, Technik und Rechtswissenschaft einen einheitlichen Bewertungsrahmen für den Vergleich von Erdkabel und Freileitung und wendet ihn exemplarisch auf das Projekt DC42/DC42+ an. Dabei werden über die Investitionskosten hinaus auch die gesamten Netzkosten über die Projektlaufzeit, also die Kosten, die Netznutzer am Ende tatsächlich tragen, betrachtet. Es wird ein Netzkostenansatz zugrunde gelegt, der Investitionskosten, Betriebskosten, Finanzierungskosten sowie mögliche Kosten aus Projektverzögerungen umfasst. Der Bewertungsrahmen verbindet damit rechtliche, technische und ökonomische Analyse und wird um qualitative Aspekte ergänzt, die sich nicht belastbar monetarisieren lassen, für eine informierte Entscheidung aber gleichwohl relevant sind.

Aus unserer Analysen können folgende Erkenntnisse abgeleitet werden:

- **Rechtlich würde ein Umschwenken von der bisherigen Erdkabelplanung auf eine Freileitung einen neuen Prozess auslösen.** Eine Freileitung wäre für DC42/DC42+ nicht als bloße Modifikation eines laufenden Vorhabens zu behandeln, sondern rechtlich als neues Vorhaben. Bereits erarbeitete Grundlagen wären damit nur eingeschränkt oder gar nicht übertragbar. Nach Berücksichtigung von Planung, Genehmigung und Bauphase ergibt sich daraus ein **Verzögerungspotenzial von rund vier bis sieben Jahren bis zur Inbetriebnahme.**

- **Aus technischer Sicht reduziert die Inbetriebnahme von DC42/DC42+ den systemweiten Redispatchbedarf um mindestens rund 2 TWh.** Unsere Berechnungen zeigen, dass die **Inbetriebnahme von DC42/DC42+ die Engpasskosten um mindestens rund 200 Mio. €₂₀₂₆ pro Jahr reduziert.** Entsprechend ist eine verzögerte Inbetriebnahme mit erheblichen Systemkosten verbunden. Jedes zusätzliche Jahr Verzögerung durch eine spätere Inbetriebnahme als Freileitung führt zu zusätzlichen Redispatch-Kosten in einer Größenordnung von rund 180 bis 190 Mio. €₂₀₂₆ pro Jahr. Dieser Effekt kann sogar noch deutlich höher ausfallen, wenn die hier getroffene Annahme eines stärkeren Zielnetzes (d.h. die pünktliche Fertigstellung der anderen Projekte des NEP), insbesondere der Bau der Projekte DC40 und DC41, nicht eintritt oder die Verzögerung sogar noch höher ausfallen sollte bzw. sich Energiepreise höher als angenommen entwickeln.
- **Aus ökonomischer Sicht wird deutlich, dass die Mehrkosten von Erdkabeln in der öffentlichen Debatte tendenziell überschätzt werden.** Bei einem isolierten Blick auf die Investitionskosten bleibt die Freileitung deutlich günstiger. Für die Netznutzer relevanter sind jedoch die gesamten Netzkosten über die Lebensdauer inklusive der Effekte aus einer verzögerten Inbetriebnahme. **Die Netzkosten liegen bei 7,9 bis 11,9 Mrd. €₂₀₂₆ für Erdkabel und 3,7 bis 5,6 Mrd. €₂₀₂₆ für Freileitungen. Der Mehrkostenfaktor des Erdkabels in einer Lebensdauerbetrachtung beträgt damit rund 2 bis 3 und liegt damit unter den in der öffentlichen Debatte häufig zitierten Größenordnungen von 3- bis 10-fach.** Umgerechnet auf die jährlichen Mehrkosten von DC42/DC42+ für Netznutzer entspricht dies einer Erhöhung der Netzentgelte von weniger als 0,1 ct/kWh; für einen durchschnittlichen 4-Personen-Haushalt sind das weniger als 5 EUR pro Jahr.
- **Qualitative Aspekte bleiben in der öffentlichen Debatte häufig unterbelichtet, sind für eine informierte Entscheidung aber wesentlich.** Zwischen Erdkabel und Freileitung bestehen in vielen Bereichen sog. „Trade-offs“. Das Erdkabel ist insbesondere bei Akzeptanz und Planungsrisiko im Vorteil. Auch bestimmte Resilienz Aspekte sprechen für eine differenzierte Betrachtung, etwa für Erdkabel die erwartet frühere Bereitstellung zusätzlicher Übertragungskapazität und die geringere Exponiertheit gegenüber Witterung und Zugriffen Dritter. Diese müsste jedoch gegen eine längere durchschnittliche Reparaturdauer aufgewogen werden. Aus Umweltsicht kommt es maßgeblich darauf an, welche Schutzgüter genau priorisiert werden: Erdkabel und Freileitungen betreffen unterschiedliche Schutzgüter (Boden, Wasser, Natur/Tiere,...) in unterschiedlicher Weise, insbesondere mit Blick auf Bau- versus Betriebsphase. Dabei muss eine bewusste Entscheidung getroffen werden, welche Aspekte und Schutzgüter beim Netzausbau priorisiert werden sollten.

Es wird deutlich, dass bei der weitreichenden Entscheidung zur Umsetzung des Netzausbaus eine Betrachtung der Investitionskosten nicht alle relevanten Aspekte der Sachlage darstellen kann. Eine belastbare Bewertung muss die gesamten Netzkosten, die rechtlichen und technischen Folgewirkungen einer Umplanung sowie die relevanten qualitativen Unterschiede

gemeinsam in den Blick nehmen. Nur auf dieser Grundlage lässt sich eine informierte und faktenbasierte Entscheidung über die technologische Ausgestaltung des Netzausbaus treffen.

1 Einleitung und Motivation

Der Ausbau der deutschen Übertragungsnetze ist seit Jahren Gegenstand intensiver politischer und gesellschaftlicher Debatten. Insbesondere die Frage, ob neue Leitungen als Erdverkabelung oder als Freileitung umgesetzt werden sollen, wird häufig kontrovers diskutiert. Im Jahr 2014/15 wurde in Folge dieser Diskussionen der sog. „Erdkabelvorrang“ für HGÜ Projekt neu eingeführt, der aktuell noch gültige Gesetzesgrundlage ist. Die Argumentation für oder gegen Erdkabel ist dabei nicht immer faktenbasiert: Kosten werden oft selektiv betrachtet, unterschiedlich definiert oder auf einzelne Projektphasen reduziert. Indirekte Kosten, zeitliche Effekte sowie qualitative Aspekte treten in der öffentlichen Diskussion regelmäßig in den Hintergrund.

Die aktuelle Debatte über die Ausgestaltung des Netzausbaus wurde zuletzt maßgeblich durch Stellungnahmen zentraler Akteure neu belebt. Insbesondere ein gemeinsames Positionspapier der drei Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, TenneT und TransnetBW hat die Frage der Wirtschaftlichkeit von Erdverkabelung versus Freileitung erneut in den Fokus gerückt. Darin werden für mehrere geplante Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsprojekte (HGÜ-Projekte) erhebliche Mehrkosten bei Umsetzung als Erdkabel ausgewiesen, die sich augenscheinlich vor allem auf die Investitionskosten beziehen. Parallel dazu finden sich im politischen Raum unterschiedliche, teils gegenläufige Positionen: Während der Koalitionsvertrag auf Bundesebene sowie der Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes vom April 2026¹ vorsieht, Hochspannungs-Gleichstromübertragungs-Projekte grundsätzlich als Freileitungen umzusetzen, fordern einzelne Bundesländer – insbesondere Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Schleswig-Holstein – eine stärkere Priorisierung der Erdverkabelung mit Verweis auf Akzeptanz, Genehmigungsdauer und regionale Belastungen.

Auch auf Ebene der Regulierung wird die Diskussion differenziert geführt. Die Bundesnetzagentur hat wiederholt betont, dass Freileitungen aus Investitionssicht Kostenvorteile aufweisen, zugleich aber darauf hingewiesen, dass die gesamtwirtschaftlichen Mehrkosten der Erdverkabelung je nach Projekt und Annahmen erheblich variieren können. Gleichzeitig sprechen sich die Übertragungsnetzbetreiber in jüngeren Veröffentlichungen für technologieoffene oder hybride Lösungsansätze aus, bei denen Erdverkabelung dort eingesetzt wird, wo dies aus Genehmigungs- oder Akzeptanzgründen sinnvoll erscheint. Insgesamt zeigt sich ein Spannungsfeld zwischen investitionsseitiger Kostenminimierung, regulatorischen Zielsetzungen, regionalpolitischen Interessen und gesamtwirtschaftlichen Abwägungen – ein Spannungsfeld, das eine konsistente, umfassende und faktenbasierte Bewertung der Kostenwirkungen unterschiedlicher Umsetzungsvarianten umso wichtiger macht.

¹¹ https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/20260420-entwurf-eines-zweiten-gesetzes-zur-aenderung-des-bundesbedarfsplangesetzes.html?utm_source=chatgpt.com

Vor diesem Hintergrund ist es Ziel der vorliegenden Studie, die für den Vergleich verschiedener Umsetzungsvarianten des Netzausbaus relevanten Kostenbestandteile abzuschätzen, transparent offenzulegen und voneinander abzugrenzen. Auf diese Weise soll eine belastbare Grundlage dafür geschaffen werden, dass in der weiteren Diskussion tatsächlich dieselben Bezugsgrößen miteinander verglichen werden. Die Studie zielt damit nicht nur auf eine Quantifizierung von Kostenunterschieden, sondern auch auf eine Präzisierung der Begriffe und Bezugspunkte, die der Debatte zugrunde liegen. Nur wenn klar ist, welche Kosten jeweils betrachtet werden, über welchen Zeitraum sie anfallen und in welchem Zusammenhang sie stehen, lassen sich die Vor- und Nachteile einer Umsetzung des Netzausbaus als Erdverkabelung- oder Freileitungsprojekte belastbar einordnen. Dies ist insbesondere deshalb wichtig, weil die maßgeblichen Unterschiede zwischen Erdverkabelung und Freileitung aus einem komplexen Zusammenspiel ökonomischer, technischer und rechtlicher Faktoren resultieren. Eine faktenorientierte und belastbare Bewertung muss diese Zusammenhänge gemeinsam in den Blick nehmen, anstatt einzelne Aspekte isoliert herauszugreifen.

Neben den unmittelbaren Investitions- und Betriebskosten werden auch daher indirekte Kosten – etwa durch Verzögerungen, Systemeingriffe oder Finanzierungseffekte – berücksichtigt. Ergänzend werden qualitative Kriterien einbezogen, die für eine gesamtwirtschaftliche Bewertung relevant sind, in klassischen Kostenvergleichen jedoch häufig nur eine untergeordnete Rolle spielen. Ziel ist es, eine belastbare Grundlage für eine sachliche, objektive und faire Diskussion zu schaffen, die langfristig zu einer volkswirtschaftlich effizienten Ausgestaltung des Netzausbaus beiträgt.

Im Zentrum der vorliegenden Analyse steht der SuedWestLink (DC42/DC42+), eine geplante Hochspannungs-Gleichstromverbindung mit einer Länge von rund 730 km, die Netzknoten in Schleswig-Holstein, Bayern und Baden-Württemberg miteinander verbindet. DC42/DC42+ ist Teil eines Gesamtsystems aus drei großen, miteinander verknüpften HGÜ-Projekten (OstWestLink, NordWestLink und SuedWestLink), die gemeinsam einen wesentlichen Beitrag zur langfristigen Sicherstellung der Übertragungsfähigkeit im deutschen Stromsystem leisten sollen. Der SuedWestLink wurde im Netzentwicklungsplan 2037/45 (2023) vorgeschlagen, von der Bundesnetzagentur bestätigt, und wurde im April 2026 in einer vom Bundeskabinett vorgeschlagenen jedoch noch nicht finalen Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes..

Die Planung und Umsetzung des Projekts liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, TenneT und TransnetBW. Nach Angaben der ÜNBs basierten die bisherigen Planungen auf einer Umsetzung als Erdkabelvariante; seit Abschluss der Koalitionsverhandlungen und der damit verbundenen politischen Neubewertung der Technologiefrage sind die Planungen jedoch faktisch ausgesetzt. DC42/DC42+ eignet sich damit in besonderer Weise als Fallstudie für die vorliegende Untersuchung: Einerseits ist das Projekt hinsichtlich Dimension, Trassenlänge und Systemrelevanz in gewissem Maße repräsentativ für zentrale Herausforderungen des künftigen Netzausbaus, andererseits ist die Frage der technologischen Ausgestaltung – Erdverkabelung versus Freileitung – derzeit offen und politisch umstritten.

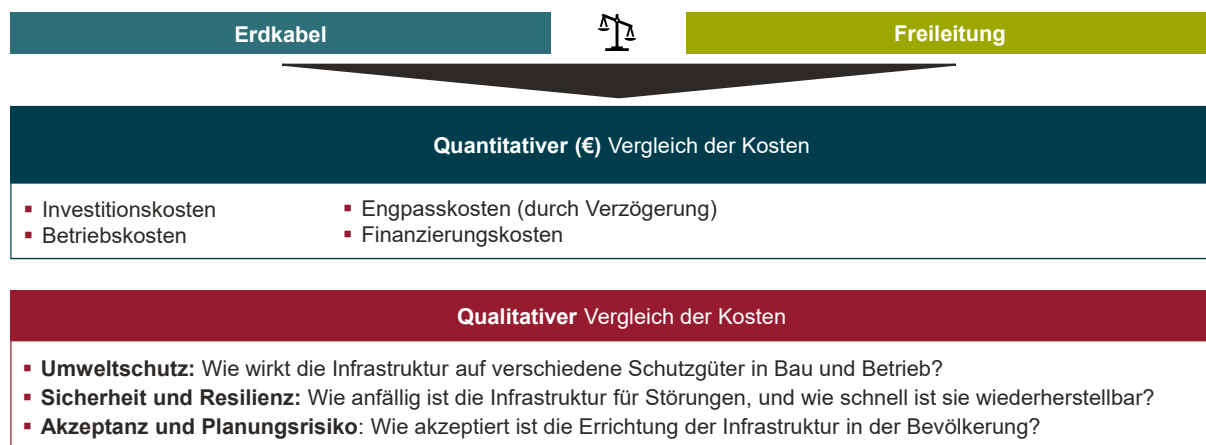
2 Definition des Bewertungsrahmens

Ziel der vorliegenden Analyse ist es, die beiden genannten Technologieoptionen HGÜ-Erdkabel und HGÜ-Freileitung für das Vorhaben DC42/DC42+ in einem einheitlichen Bewertungsrahmen miteinander zu vergleichen. Ausgangspunkt ist dabei die Beobachtung, dass die öffentliche Debatte häufig auf einen Investitionskostenvergleich verengt wird. Ein solcher Vergleich greift für die vorliegende Fragestellung jedoch zu kurz. Die Wahl der Technologie beeinflusst nicht nur die anfänglichen Investitionskosten, sondern auch die Kapitalbindung, die laufenden Betriebskosten, den Projektzeitplan und damit potenziell auch die Kosten des Netzbetriebs in der Übergangszeit. Zudem unterscheiden sich Erdkabel und Freileitung in mehreren qualitativen Dimensionen, etwa im Hinblick auf Umweltwirkungen, Landschaftsbild, Resilienz und Akzeptanz. Diese Aspekte lassen sich nicht vollständig in einem einzigen Euro-Wert verdichten, sind für die Gesamtbewertung aber gleichwohl relevant.

Vor diesem Hintergrund trennt die Analyse zwischen einer quantitativen und einer qualitativen Bewertung. Im quantitativen Teil werden diejenigen Kostenkomponenten betrachtet, die mit hinreichender Belastbarkeit monetär erfasst und vergleichbar gemacht werden können. Im qualitativen Teil werden zusätzliche Wirkungen strukturiert eingeordnet, die für die Beurteilung der Technologieoptionen wichtig sind, sich aber nicht in gleicher Weise robust monetarisieren lassen. Diese Zweiteilung ist für die vorliegende Untersuchung zentral: Sie macht einerseits den ökonomischen Kern des Technologiewechsels transparent, verhindert andererseits aber, dass nicht-monetäre Unterschiede zwischen den Optionen aus der Betrachtung herausfallen.

Im quantitativen Teil der Analyse werden die beiden Technologieoptionen aus Netzkostensicht verglichen. Maßgeblich sind damit diejenigen Zahlungswirkungen, die über die Lebensdauer des Projekts bei den Netznutzern anfallen. Ergänzend werden qualitative Aspekte berücksichtigt, die für die volkswirtschaftliche Bewertung relevant sind, sich aber nicht in allen Fällen mit derselben Belastbarkeit monetarisieren lassen.

Abbildung 1 Bewertungsrahmen



Quelle: Frontier Economics

2.1 Quantitative Analyse

Im quantitativen Teil der Analyse werden die Kosten aus Sicht der Netznutzer betrachtet. Hier beziehen wir uns bewusst auf die erwarteten, projektbezogenen Zahlungen der Netznutzer über die gesamte Projektlaufdauer, welche durch das betrachtete Projekt entstehen. Es geht also um die Frage, welche Kostenwirkungen mit den beiden Technologieoptionen verbunden sind und welche Belastung daraus über die Lebensdauer des Vorhabens entstehen.

Berücksichtigt werden dabei insbesondere diejenigen Kostenarten, die nach der Stromnetzentgeltverordnung² (StromNEV) bzw. zukünftig (Festlegung) StromNEF³⁴ auf die Netznutzer umlagefähig sind. Dabei legen wir einen Fokus auf diejenigen Kosten, die dem betrachteten Ausbauprojekt zugeordnet werden können:

- **Investitionskosten:** Hierzu zählen die Aufwendungen für Planung, Beschaffung, Bau und Inbetriebnahme der Leitung. Dazu gehören je nach Technologie unter anderem Materialkosten, (Tief-) Bau- und Montagekosten, Kosten für Planungsaufwand und Projektmanagement sowie technologiebedingte Zusatzkosten wie beispielsweise Kosten für Sonderbohrungen oder relevante Entschädigungszahlungen (nach §5a StromNEV bzw. ,4.2, 9 Festlegung StromNEF). Wie regulatorisch vorgesehen werden Investitionskosten dabei als jährliche, kalkulatorische Abschreibung (§6 StromNEV bzw. Tenorziffer 9 Festlegung StromNEF) über die gesamte regulatorische Lebensdauer berücksichtigt.
- **Finanzierungskosten:** Da große Netzinfrastrukturprojekte kapitalintensiv sind, werden ebenfalls die aus der verursachten Kapitalbindung durch Eigen- und Fremdkapital entstehende Finanzierungskosten berücksichtigt (entsprechend §§5, 7 StromNEV bzw. Tenorziffer 10 Festlegung StromNEF). Diese ergeben sich aus den kalkulatorischen Restwerten des relevanten Sachanlagevermögens („*Regulatory Asset Base*“), welche jeweils als Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand ermittelt werden. Zur Berechnung dieser Finanzierungskosten werden Annahmen zu durchschnittlichen, gewichteten Kapitalkosten getroffen.
- **Betriebsbedingte Kosten:** Hierunter fallen insbesondere jährliche Kosten für Inspektion, Instandhaltung, Reparaturen und sonstige betriebliche Aufwendungen während der Nutzungsdauer (§4 StromNEV bzw. Tenorziffer 4.2 Festlegung StromNEF). Auch werden

² Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

³ Bundesnetzagentur (2025a): Festlegungen der Großen Beschlusskammer Energie zu der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-02-1x3_und_2x3_StromNEF_GasNEF/Downloads/FL_StromNEF_DL_BF.pdf?_blob=publicationFile&v=7.

⁴ Die StromNEV ist aktuell noch in Kraft, soll aber nach der gegenwärtig angelegten Reformkonzeption perspektivisch durch das neue Festlegungsregime, insbesondere StromNEF, abgelöst werden.

Kosten der Beschaffung von Energie zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste berücksichtigt (§10 StromNEV bzw. Tenorziffer 3.7 Festlegung StromNEF).

- **Kosten durch Projektverzögerung:** Zusätzlich werden die Kosten berücksichtigt, die dadurch entstehen können, dass eine Technologieoption später in Betrieb geht als die andere. Dies ist vor dem Hintergrund des Netzausbaus in Deutschland besonders relevant, für den bisher ein Erdkabelvorrang galt⁵. Ein mögliches Umschwenken auf eine Umsetzung als Freileitungen könnte einen neuen planungs- und genehmigungsrechtlichen Pfad bedeuten, welcher zu einer verspäteten Inbetriebnahme von Übertragungsnetzprojekten führen könnte. Die erwartbaren Klagen und juristischen Vorgänge, die bei Freileitungen tendenziell um ein vielfaches höher sind als bei Erdkabel, könnten eine Inbetriebnahme noch weiter verzögern.

Dabei ist eine verspätete Inbetriebnahme aus ökonomischer Sicht ein relevanter Kostenpunkt: Solange die Leitung nicht in Betrieb genommen wird, steht ihre entlastende Wirkung für das Stromsystem nicht zur Verfügung. In der Zwischenzeit können zusätzliche Kosten für Engpassmanagement und Redispatch entstehen, welche nach §13a Energiewirtschaftsgesetz⁶ (EnWG) (i.V.m. §§3, 4 StromNEV u. §11 ARegV⁷) bzw. Tenorziffer 13.5 Festlegung StromNEF ebenfalls auf die Netznutzer umlagefähig sind. Diese zusätzlichen Kosten sollten nur insoweit für den Technologievergleich berücksichtigt werden, wie sie plausibel auf das Fehlen des konkret betrachteten Projektes zurückgeführt werden können.

Sämtliche erwartete, dem relevanten Projekt zurechenbare jährliche Netzkosten werden über die regulatorische Abschreibungsdauer von 40 Jahre nach Inbetriebnahme berücksichtigt. Zur Vergleichbarkeit werden sämtliche zukünftigen Zahlungsströme auf das Beobachtungsjahr diskontiert und als Barwerte für das Jahr 2026 ausgewiesen.

2.2 Ergänzende qualitative Aspekte

Die quantitative Kostenanalyse bildet einen zentralen Bestandteil des Technologievergleichs, erfasst jedoch nicht alle Unterschiede zwischen Erdkabel und Freileitung, die für die Bewertung des Vorhabens relevant sind. Ergänzend wird daher ein qualitativer Bewertungsrahmen angewendet. Dieser dient dazu, diejenigen Wirkungen systematisch zu erfassen und einzuordnen, die für die Beurteilung der beiden Technologieoptionen wichtig sind, sich aber nicht oder nicht belastbar in Euro ausdrücken lassen.

⁵ 50hertz (k.D.-b): SuedWestLink (DC 42), abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjektanLand/SuedWestLink/>

⁶ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 11. März 2026 (BGBl. 2026 I Nr. 66) geändert worden ist.

⁷ Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

Ziel des qualitativen Bewertungsrahmens ist, für jede relevante Bewertungsdimension zu untersuchen, welche Wirkungen von der jeweiligen Infrastruktur ausgehen, wie diese Wirkungen konkret einzuordnen sind und an welchen Stellen sich daraus Unterschiede zwischen Erdkabel und Freileitung ergeben können.

Der qualitative Bewertungsrahmen strukturiert die Analyse entlang derjenigen Themenfelder, die im Projektkontext für die technologische Bewertung besonders relevant sind. Im Mittelpunkt stehen dabei drei Bewertungsdimensionen:

- Umweltschutz,
- Sicherheit und Resilienz,
- Akzeptanz und Entschädigung.

Damit trägt der qualitative Teil der Analyse dazu bei, die Gesamtbewertung sachgerechter und vollständiger zu machen. Er stellt sicher, dass die Entscheidung zwischen den Technologieoptionen nicht auf einen engen Kostenvergleich verkürzt wird, sondern auch die umweltfachlichen, technischen, lieferkettenbezogenen und gesellschaftlich-planerischen Unterschiede der beiden Infrastrukturen berücksichtigt.

Umweltschutz

Im Themenfeld Umweltschutz wird untersucht, wie sich die jeweilige Infrastruktur auf verschiedene Schutzgüter auswirkt und welche Unterschiede sich zwischen Bau- und Betriebsphase ergeben. Dabei geht es nicht nur um die Frage, ob Eingriffe entstehen, sondern vor allem darum, welcher Art diese Eingriffe sind, wie lange sie wirken und welche Schutzgüter jeweils besonders betroffen sind.

Dabei werden insbesondere folgende Fragen berücksichtigt:

- Wie wirkt die Infrastruktur auf verschiedene Schutzgüter, insbesondere Tierschutz und Biodiversität, Grundwasserschutz, Bodenschutz, Landwirtschaft und weitere flächenbezogene Nutzungen?
- Wie unterscheiden sich die jeweiligen Auswirkungen in der Bau- und Betriebsphase der Infrastruktur?
- Wie ist der CO₂-Abdruck der Infrastruktur in Bau- und Betriebsphase einzuordnen?

Die differenzierte Betrachtung nach unterschiedlichen Schutzgütern trägt der Frage Rechnung, inwieweit bei der Umweltwirkung der Infrastruktur Abhängigkeiten von der konkreten Trassenplanung bestehen. Für eine regulatorisch-politische Entscheidung ermöglicht die differenzierte Betrachtung eine Abwägung bzw. Priorisierung der betroffenen Schutzgüter.

Sicherheit und Resilienz

Ein weiteres qualitatives Bewertungskriterium betrifft die Frage, wie robust die jeweilige Infrastruktur im Betrieb ist und wie gut sie auf Störungen reagieren kann. Dabei geht es nicht nur um die technische Auslegung im Regelbetrieb, sondern um die Anfälligkeit gegenüber außergewöhnlichen Ereignissen und um die Fähigkeit, die Funktionsfähigkeit nach Störungen wiederherzustellen.

Im Rahmen dieses Kriteriums werden insbesondere folgende Fragen betrachtet:

- Wie anfällig ist die Infrastruktur für Störungen durch extreme Wetterereignisse?
- Wie anfällig ist die Infrastruktur für Störungen durch physische Angriffe und Sabotage?
- Wie schnell ist die Funktionsfähigkeit im Störfall wiederherstellbar?
- Wie wirkt die Infrastruktur auf die kurzfristige Systemresilienz?

Diese Fragen sind für die Gesamtbewertung deshalb relevant, weil sich die Technologien in ihrem Risikoprofil und in ihren Anforderungen an Fehlerbehebung und Wiederherstellung unterscheiden können. Für die Bewertung ist nicht allein entscheidend, ob eine Infrastruktur grundsätzlich störungsanfällig ist, sondern auch, wie sichtbar oder zugänglich kritische Komponenten sind, wie sich Schäden lokalisieren lassen und welcher Aufwand mit Reparatur oder Austausch verbunden ist.

Akzeptanz und Entschädigung

Schließlich umfasst der qualitative Bewertungsrahmen auch die Frage, wie die jeweilige Infrastruktur gesellschaftlich und planerisch aufgenommen wird. Infrastrukturprojekte dieser Größenordnung werden nicht allein durch technische Machbarkeit und Kosten bestimmt, sondern auch durch die Reaktionen der betroffenen Bevölkerung, durch Nutzungskonflikte und durch die Komplexität der planerischen und genehmigungsrechtlichen Umsetzung.

In diesem Themenfeld werden insbesondere folgende Fragen untersucht:

- Wie hoch ist die Komplexität von Genehmigung und Planung der jeweiligen Infrastruktur?
- Wie akzeptiert ist die Errichtung der Infrastruktur in der Bevölkerung?
- Inwiefern ist mit einer Verzögerung durch Klagen aus Umwelt-, Naturschutz- oder Grundstücksnutzungsgründen zu rechnen?
- Wie hoch ist die Belastung der Anwohner durch die Infrastruktur in der Bau- und Betriebsphase, etwa im Hinblick auf Landschaftsbild, akustische Emissionen, Nutzungsbeschränkungen oder sonstige Beeinträchtigungen?
- Wie hoch ist die Komplexität von Genehmigung und Planung der jeweiligen Infrastruktur?

Akzeptanz, Betroffenheit und Genehmigungskomplexität wirken sich unmittelbar auf die praktische Umsetzbarkeit eines Projekts aus. Dadurch lässt sich nachvollziehen, an welchen Stellen eine Technologie zu höheren planerischen Widerständen führen kann und ob sich dies

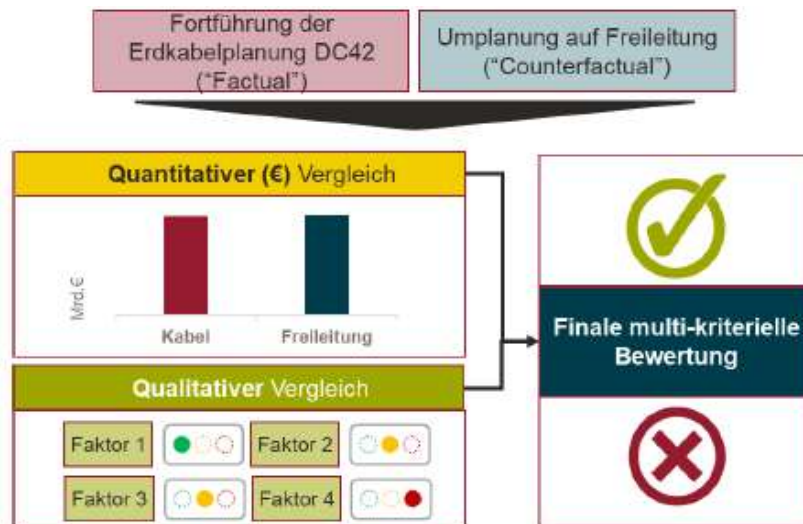
eher aus ihrer Sichtbarkeit, aus baubedingten Eingriffen oder aus grundstücksbezogenen Auswirkungen ergibt.

Damit trägt der qualitative Teil der Analyse dazu bei, die Gesamtbewertung sachgerechter und vollständiger zu machen. Er stellt sicher, dass die Entscheidung zwischen den Technologieoptionen nicht auf einen engen Kostenvergleich verkürzt wird, sondern auch die umweltfachlichen, technischen, Lieferkettenbezogenen und gesellschaftlich-planerischen Unterschiede der beiden Infrastrukturen berücksichtigt.

2.3 Finale multi-kriterielle Bewertung

Abschließend werden die Ergebnisse der quantitativen Kostenanalyse sowie die ergänzenden Ergebnisse der qualitativen Analyse in eine multi-kriterielle Übersicht zusammengeführt. Dabei sind konkret die Szenarien zu vergleichen, in denen einerseits der Netzausbau als Erdkabelplanung („Factual“) fortgeführt wird, und andererseits eine Umplanung auf Freileitung („Counterfactual“) stattfindet (s. Abbildung 2).

Abbildung 2 Multi-kriterielle Bewertung zwischen Umsetzung als Erdkabel oder Freileitung



Quelle: Frontier Economics.

große Teile parallel zu DC42, ist jedoch nur rund 530 km lang und verfügt über eine Abzweigung zum Netzverknüpfungspunkt in Trennfeld in Bayern. Die genaue Trassenlänge sowie weitere Spezifikationen (u.a. Jahr der Inbetriebnahme) sind noch nicht abschließend geklärt und deshalb auch Teil der Analyse. Die wichtigsten technischen Spezifikationen und Annahmen für das Projekt DC42/DC42+ als Erdkabel und Freileitung finden sich in Tabelle 1.

Tabelle 1 Technische Annahmen für das Projekt DC42/DC42+

	Erdkabel		Freileitung	
	DC42	DC42+	DC42	DC42+
Übertragungskapazität	2 GW	2 GW	2 GW	2 GW
Spannung	525 kV	525 kV	525 kV	525 kV
Trassenlänge	707-735 km	531-548 km	707 km	531 km
Trassenverlauf	SH-BW	SH-BY	SH-BW	SH-BY

Quelle: Die Übertragungskapazität, Spannung und Trassenlänge für Erdkabel und Freileitungen und das Jahr der Inbetriebnahme für Erdkabel basieren auf verfügbaren Informationen der Bundesnetzagentur oder der ÜNBs. Weitere Details finden sich im Annex A.1.

Hinweis: Bei der Angabe von einer Spannbreite handelt sich jeweils um die Werte, die im Minimal- und Maximalszenario differenziert werden.

Abbildung 3 zeigt den geplanten Verlauf. Für den Bau im Norden ist 50Hertz und im Süden TransnetBW zuständig. Die Anbindung nach Bayern verantwortet TenneT.¹¹

¹¹ 50Hertz (k.D.-b): SuedWestLink (DC42), abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjektanLand/SuedWestLink/>

Abbildung 3 Geplanter Trassenverlauf des SuedWestLinks (DC42 und DC42+)



Quelle: Netzentwicklungsplan Strom (2026): DC42. SuedWestLink. HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek/f10238b8-b777-488a-a4ab-9cd59dccc657/b392f16d-3ad5-4dd8-966b-a44f47b3f9df>

Hinweis: DC42 ist von Sahms/Nord bis Jettingen geplant, während DC42+ von Sahms/Nord bis Suchraum Markt Triefenstein geplant ist.

3.2 Rechtliche Analyse der benötigten Planungs- und Genehmigungsprozesse

Die rechtliche Analyse betrachtet die Unterschiede bei Planungs- und Genehmigungsverfahren für Freileitung vs. Erdkabel sowie deren Wirkung auf die Genehmigungsdauer und die relevanten Entschädigungszahlungen. Dabei hängt die Kostenanalyse der Auswirkungen eines Wechsels von einem Erdkabel zu einer Freileitung von einer sorgfältigen Bestandsaufnahme hinsichtlich des rechtlichen Sachverhalts ab.

Bestandsaufnahme bedeutet in diesem Zusammenhang einerseits die Feststellung des Status quo hinsichtlich der Festlegungen zur Trasse, der Erstellung von Gutachten, der Auswirkungen von Gutachten und der weiteren fachlichen und rechtlichen Bewertung, die zur Vorbereitung des Antrags auf Erteilung eines Planfeststellungsbeschlusses erforderlich sind.

Zur Bestandsaufnahme gehört andererseits auch die Frage, inwieweit bislang Planungen und sonstige Unterlagen zu einer alternativen Trasse für eine Hochspannungsfreileitung vorliegen und inwieweit diese überarbeitet oder aktualisiert werden müssen.

Ausgehend von der Bestandsaufnahme zum Projektstatus und Rechtsrahmen ist der Änderungsbedarf zwischen den bisherigen Planungen und den künftigen Planungen zu ermitteln. Dabei ist entscheidend, dass für eine Erdkabelleitung und eine Freileitung andere Bewertungskriterien (auch andere Schutzgüter) und andere rechtliche Rahmenbedingungen gelten. Abbildung 4 stellt eine Übersicht der relevanten Analyseschritte dar.

Abbildung 4 Schritte der rechtlichen Analyse



Quelle: GÖRG

Bestandsaufnahme

Der Bedarf für das Projekt DC42/DC42+ wurde bereits im Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) bestätigt. Die Netzentwicklungspläne basieren auf Szenariorahmen der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den zukünftigen Strombedarf und stellen die Erforderlichkeit eines Trassenprojektes für die Verwaltung bindend fest. Zudem wurde bereits ein Präferenzraumverfahren gemäß § 12c Abs. 2a EnWG durchgeführt. Eine Bundesfachplanung war daher nicht notwendig.

Bestandteil des Präferenzraumverfahrens war eine Strategische Umweltprüfung. Die Bestätigung des Projekts DC42/DC42+ im Netzentwicklungsplan 2023–2037/2045 erfolgte am 1. März 2024¹²; der Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan 2023–2037/2045 wurde am 31. Mai 2024 veröffentlicht¹³. Umweltprüfung und das Präferenzraumverfahren wurden jeweils

¹² Bundesnetzagentur (01.03.2024): Bundesnetzagentur bestätigt mit dem Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045 das Übertragungsnetz für die Klimaneutralität. Abgerufen am 03.02.2026 unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240301_NEP.html.

¹³ Bundesnetzagentur (31.05.2024): Bundesnetzagentur ver-öf-fent-licht Um-welt-be-richt zum Strom-netz-aus-bau. Abgerufen am 03.02.2026 unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240531_Umweltbericht.html.

unter der Annahme einer Erdverkabelung durchgeführt. Der nächste Planungsschritt wäre bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens, in dessen Rahmen eine Umweltverträglichkeitsprüfung stattfindet.

Nach Ankündigung der Bundesregierung in ihrem Koalitionsvertrag, zukünftig HGÜ-Vorhaben auf Freileitungen umstellen zu wollen, ruhen die Projektaktivitäten für DC42/DC42+. Ein Antrag auf Einleitung eines Planfeststellungsbeschlusses ist bis zur Klärung der Rechtslage nicht zu erwarten.

Rechtliche Einordnung

Die Freileitung ist aus juristischer Sicht ein Aliud gegenüber dem Erdkabel. Ein Umschwenken von Erdkabel auf Freileitung stellt daher im rechtlichen Sinne ein neues Vorhaben und nicht bloß eine Änderung eines bestehenden Vorhabens dar.

Rechtsrahmen

Das Rechtsregime für HGÜ-Vorhaben richtet sich nach dem Bundesbedarfsplanungsgesetz (BBPlG), dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

Der Bedarf für den Netzausbau wird zweijährig gemäß §§ 12a f. EnWG im Netzentwicklungsplan beschlossen. Der Bundesbedarfsplan nach BBPlG schließt alle vier Jahre daran an und stellt die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf der gelisteten Vorhaben verbindlich fest. Die im Plan mit „E“ gekennzeichneten Vorhaben sind als Erdkabel durchzuführen.

Das NABEG hat das Zulassungssystem für priorisierte Vorhaben grundsätzlich geändert. Es führt dafür die Bundesfachplanung nach §§ 4 bis 17 NABEG ein, die das Verfahren bei der Bundesnetzagentur bündelt. Auf die Bundesfachplanung kann in den Fällen des § 5a NABEG verzichtet werden, so auch nach § 5a Abs. 4 NABEG, wenn für das Vorhaben gemäß § 3 Nr. 10 NABEG ein Präferenzraum entwickelt wurde. So war auch bisher für DC42/DC42+ aufgrund des entwickelten Präferenzraums keine Bundesfachplanung notwendig. Eine Aufnahme des Vorhabens in den Bundesbedarfsplan steht noch aus. Im Entwurf des Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplanungsgesetzes sind DC42/DC42+ (in Freileitungsvariante) als Netzausbauvorhaben enthalten.

Das Genehmigungsregime für Erdverkabelung und Freileitungen ist hinsichtlich des Verfahrensablaufs grundsätzlich identisch.

Betroffene Schutzgebiete

In den verschiedenen Trassenabschnitten sind unterschiedliche Schutzgüter betroffen, deren Betroffenheit sich bei einem Umschwenken auf Freileitungen erheblich verschiebt. Durch das Umschwenken auf eine Freileitung würden bestimmte Schutzgebiete, die bislang Gegenstand der naturschutzfachlichen Bewertung waren, nicht berührt sein; stattdessen werden neue,

bislang nicht betrachtete Schutzgebiete durch die Freileitung berührt oder beeinträchtigt. Eine Neubewertung ist auch deshalb erforderlich, weil sich die Auswirkungen der beiden Leitungsvarianten erheblich unterscheiden und mithin sehr unterschiedliche Schutzgüter und Lebensraumtypen betroffen sind (dazu auch Kapitel 4.2). Beispielhaft ist auf Folgendes zu verweisen:

- Im Naturschutzrecht ist zwar bei Umplanung auf Freileitung eine Entlastung bezüglich des Bodens zu erwarten, dem steht jedoch eine wesentlich stärkere Beeinträchtigung von Waldflächen durch die notwendige Rodung gegenüber.
- Im Artenschutzrecht erhöhen Freileitungen das Kollisionsrisiko für Vögel und Fledermäuse signifikant, entlasten jedoch Boden- und Feldtiere, die in der Bauphase von Erdkabeln gefährdet sind.
- Im Wasserrecht stellt die Erdverkabelung den größeren Konfliktschwerpunkt dar, da sie die Querung von Gewässern erfordert und einen Drainage-Effekt auf das Grundwasser verursachen kann.
- Im Bauplanungs- und Immissionsschutzrecht ist bei Freileitungen eine deutlich höhere Belastung zu erwarten, da deren magnetische Feldwirkung im Vergleich zum Erdkabel erst in erheblich größerer Entfernung auf ein unbedenkliches Maß abfällt.

Tabelle 2 Betroffene Schutzrechte

Rechtliche Bestimmungen	Relevante Normen	Relevanz für Erdkabel¹⁴	Relevanz für Freileitungen
Bauplanungsrecht	§ 35 BauGB	Gering, möglicherweise Konflikte mit Plänen, § 35 Abs. 3 Nr. 1 und 2 BauGB	Hoch, insbesondere Konflikte mit dem Landschaftsbild, § 35 Abs. 3 Nr. 5 sind häufig
Denkmalschutz	Jeweilige landesrechtliche Normen	Hoch, insbesondere bei Bodendenkmälern gibt es ein Risiko der Zerstörung archäologischer Funde	Hoch aufgrund der Störung des visuellen Erscheinungsbildes und des geschützten Umfeldes von Ortsbildern, Welterbestätten u.Ä.
Siedlungsabstände	26. BImSchV, § 50 BImSchG	Mittel, der Bau unterhalb von Wohngebieten und regelmäßig auch von Industriegebieten ist nicht möglich	Hoch, typischerweise sind Abstandsflächen aufgrund elektromagnetischer Felder notwendig

¹⁴ Runge et al. (2021): Hinweise und Empfehlungen zu Vermeidungsmaßnahmen bei Erdkabelvorhaben, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.natur-und-erneuerbare.de/fileadmin/Daten/Download_Dokumente/01_Skripte/BfN-Skript-606-Erdkabel-2021.pdf

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Rechtliche Bestimmungen	Relevante Normen	Relevanz für Erdkabel¹⁴	Relevanz für Freileitungen
Bodenrecht	§ 1 BBodSchG; § 1 Abs. 3 Nr. 2 BNatSchG ¹⁵	Hoch aufgrund intensiver dauerhafter Eingriffe in die Bodenstruktur und Wärmeerzeugung	Gering, insbesondere in der Bauphase und bei den Fundamenten können vereinzelt Konflikte auftreten
Allgemeine Eingriffe	§§ 13-15 BNatSchG	Sehr hoch aufgrund der hohen Trassenbreite und den damit verbundenen schwerwiegenden dauerhaften Eingriffen	Gering, nur bei den Fundamenten finden punktuell Eingriffe statt
Artenschutz	§ 44 BNatSchG	Mittel, insbesondere wegen der Zerstörung von Lebensräumen in der Bauphase	Sehr hoch, insbesondere wegen des Kollisionsrisikos von Vögeln und Fledermäusen
Waldrecht	§ 9 BWaldG, jeweilige landesrechtliche Normen	Mittel, insbesondere temporäre Rodungen in der Bauphase, die leicht ausgeglichen werden können	Hoch, da dauerhafte Rodungen für die Freileitungen von Nöten sind
Wasserrecht	Grundwasser, § 34 und 48 WHG; Oberirdisches Wasser § 27 WHG	Hoch, Unterquerung von Fließgewässern, Veränderung von Uferstrukturen und Gefahr von Grundwasserabsenkungen typisch	Gering, lediglich Überspannung von Gewässern und Fundamente relevant
Biotopschutz	§ 30 BNatSchG	Hoch, Erdleitungen können Biotope normalerweise nicht unterfahren, regelmäßig Zerschneidung oder Zerstörung	Gering, da nur punktuelle Eingriffe und Überspannung typischerweise wenig problematisch
Natura 2000- und FFH-Verträglichkeit	§ 34 BNatSchG, Art. 6 Abs. 3 FFH-RL	Hoch, regelmäßig signifikante Eingriffe in Habitate wie Moore und Wälder	Mittel, insbesondere Vogelkollisionen problematisch

Quelle: GÖRG

¹⁵ Suedlink (k.D.): Leitlinien zum Bodenschutz, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://suedlink.com/n-b>

Änderungsbedarf und Schlussfolgerung

Im Falle eines Umschwenkens auf eine Freileitung sind bereits abgeschlossene Planungsschritte zu wiederholen.

Eine Auswirkung ergibt sich auch für den bestätigten Präferenzraum. Zwar handelt es sich dabei um einen 5 bis 10 Kilometer breiten Streifen, der grobmaschig auf Basis von nicht gesondert erhobenen oder aufbereiteten Geodaten erstellt wird. Dem Präferenzraum liegt allerdings zugleich der Umweltbericht zugrunde. Dabei sind bei den beiden Übertragungstechnologien grundlegend verschiedene Konfliktpunkte zu erwarten, die sich sowohl auf den Raum als auch auf die Umweltprüfung auswirken. Trotz der rechtlichen Eigenständigkeit des Umweltberichts schließt diese enge Verzahnung eine Übertragbarkeit praktisch aus. Davon geht auch die Bundesnetzagentur aus.

Etwaige Unterlagen, die im Hinblick auf einen Antrag auf Planfeststellungsbeschluss auf Basis des Präferenzraums bereits erstellt wurden, sind somit gleichfalls nicht verwertbar.

Die Netzentwicklungspläne skizzieren in ihrer Bedarfsfeststellung noch keine konkreten Trassen, sondern identifizieren nur Start- und Endpunkte. Ob die Übertragungstechnologie bereits im NEP festgeschrieben wird, ist in der Fachliteratur und Praxis umstritten. Faktisch wurde die Technologie für DC42/DC42+ im NEP 2037/2045(2023) offengelassen und im Entwurf des NEP 2037/2045(2025) bereits als Freileitung beschrieben. Bei der Erstellung des NEP 2037/2045(2023) galt allerdings der Erdkabelvorrang.

Verzögerung

Die festgestellte fehlende Übertragbarkeit der Projektvorbereitung auf ein Freileitungsvorhaben hat erhebliche Auswirkungen auf den zeitlichen Rahmen des Projekts DC42/DC42+ als Freileitung. Verzögerungen ergeben sich sowohl auf der Ebene des Präferenzraumverfahrens als auch bei der Vorbereitung der Antragsunterlagen, da diese Phasen für die Erdverkabelung bereits abgeschlossen sind.

Gründe für eine Verzögerung ergeben sich nicht allein aus dem Prozess, von der Erdkabellösung auf die Freileitung umzuschwenken. Es ist auch damit zu rechnen, dass im Weiteren das Planfeststellungsverfahren für die Freileitung konfliktträchtiger ist als ein entsprechendes Verfahren für die Erdkabelvariante.

So ist im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens aufgrund der höheren Konfliktträchtigkeit von Freileitungen eine stärkere Öffentlichkeitsbeteiligung zu erwarten, die den Prozess verlangsamt. Zudem ist basierend auf Erfahrungen mit vergleichbaren Infrastrukturvorhaben bei Freileitungen mit einem erhöhten Klageaufkommen durch Bürgerinitiativen und Umweltverbände zu rechnen.

Zur Erläuterung im Einzelnen kann Tabelle 3 in Betracht gezogen werden.

Tabelle 3 Erläuterungen zur Verzögerung

Phase	Erläuterung zur Verzögerung
Vorbereitung Planfeststellungsverfahren	Da für Erdkabel das Präferenzraumverfahren bereits durchgeführt wurde und ein konkreter Trassenentwurf erarbeitet ist, bedarf die Vorbereitung für das Planfeststellungsverfahren nur noch etwa 16 Monate, während die Freileitung diese langwierigen Phasen noch durchlaufen muss.
Planfeststellungsverfahren	Wegen der höheren Zahl von Konflikt- und Zwangspunkten ist mit einer längeren Verfahrensdauer im Planfeststellungsverfahren für die Freileitung zu rechnen.
Rechtsmittel	Bezüglich Freileitungen ist mit einem höheren Klageaufkommen zu rechnen, welche sowohl Bearbeitungs- als auch Verfahrenszeit in Anspruch nehmen.

Quelle: GÖRG

Hinweis: Weitere Details zu den einzelnen Schritten finden sich in Annex 57A.1

Dadurch ergibt sich das in Tabelle 4 dargestellte Bild von potenziellen Verzögerungen.

Tabelle 4 Verzögerung in der Genehmigungsphase

Phase	Erdkabel	Freileitung	Verzögerung
Vorbereitung Planfeststellungsverfahren	Bis 1. Mai 2028 (16 Monate)	Bis 1. Juli 2033 (64-78 Monate)	48 bis 62 Monate
Planfeststellungsverfahren	Bis 1. Januar 2030 (32 Monate)	Bis 1. Januar 2036 (42 Monate)	10 Monate
Rechtsmittel	Bis 1. Sept 2031 (20 Monate)	Bis 1. Juli 2038 (30 Monate)	10 Monate
Verzögerungspotential Genehmigungsphase bis Baustart			68 bis 82 Monate

Quelle: GÖRG

Hinweis: Weitere Details zu den einzelnen Schritten finden sich in Annex 57A.1

Die Abschätzungen basieren auf konservativen Annahmen, um Unsicherheiten zu berücksichtigen. Es könnte sich somit eine Verzögerung bis zum Baustart von ca. 7 Jahren

ergeben, die nach Berücksichtigung der Bauphase¹⁶ in eine Gesamtverzögerung von 4-7 Jahren mündet.

Entschädigung und sonstige Kosten

Eine Entschädigung kann bei Erdverkabelungs- oder Freileitungsprojekten vor allem aus der Inanspruchnahme von Grundeigentum und aus baubedingten Schäden und Nutzungseinschränkungen resultieren. Typischerweise werden Enteignungen durch vertragliche Vereinbarungen vermieden. Meist werden Rahmenvereinbarungen geschlossen, die eine Gleichbehandlung aller Grundeigentümer entlang der Trasse gewährleistet. Tabelle 5 stellt beispielhaft die Dienstbarkeitsentschädigungen (zuzüglich Beschleunigungszuschlag und Aufwandsentschädigung) verglichen, je nach Bodenwert dar.

Tabelle 5 Beispielhafte Berechnung der Dienstbarkeitsentschädigungen pro 1000 Meter

Bodenverkehrswert	6,50 €/m²	19,50 €/m²
Erdkabel	103.513 € pro 1000 m	229.450 € pro 1000 m
Schutzstreifen 26 m	200 € einmalig	200 € einmalig
Freileitung	199.063 € pro 1000 m	481.250 € pro 1000 m
Schutzstreifen 70 m	200 € einmalig	200 € einmalig

Quelle: GÖRG

Dies gilt unabhängig von der Übertragungstechnologie und ist im § 5a StromNEV geregelt. Dabei wird für Erdkabel ein höherer Prozentsatz des Verkehrswertes der Fläche gewährt als für Freileitungen, die jedoch wiederum mehr Fläche durch einen breiteren Schutzstreifen in Anspruch nehmen.

Allerdings fällt der Schwerpunkt der Entschädigung unterschiedlich aus. Während für Freileitungen das Gros der Entschädigung aufgrund der vereinbarten Dienstbarkeit entsteht, spielt beim Erdkabel die Entschädigung für Folgeschäden, beispielsweise in der Landwirtschaft, eine erheblich größere Rolle. Für Freileitungen fallen zudem jeweils punktuell Entschädigungen für die Mastflächen an.

Bei der Bewertung der Entschädigungen und Investitionen sind nicht nur die unmittelbaren Kosten zu berücksichtigen. Auch die laufenden Erhaltungsmaßnahmen sowie die gesamtwirtschaftlichen Folgen einer weiteren Verzögerung sind zu beachten und zu bewerten.

¹⁶ Es wird angenommen, dass die reine Bauzeit einer Freileitung 3-5 Jahre beträgt, während die Bauphase bei einem Erdkabelprojekt mit 4-6 Jahren angesetzt ist.

Zusammenfassung

Der Plan der aktuellen Bundesregierung und der Bundesnetzagentur, den Erdkabelvorrang aufzuheben, ist angesichts der Sach- und Rechtslage mit Blick auf eine zeitnahe Umsetzung des Projekts DC42/DC42+ kritisch einzuordnen. Ein solches Umschwenken zum jetzigen Zeitpunkt würde den Netzausbau für DC42/DC42+ unter Berücksichtigung des erforderlichen Systemwechsels, der erneuten Vorbereitung und schließlich Durchführung der Planfeststellungsverfahren, und etwaige Klagerisiken voraussichtlich um bis zu sieben Jahre verzögern.

3.3 Netztechnische Analyse der Kosten für Engpassmanagement

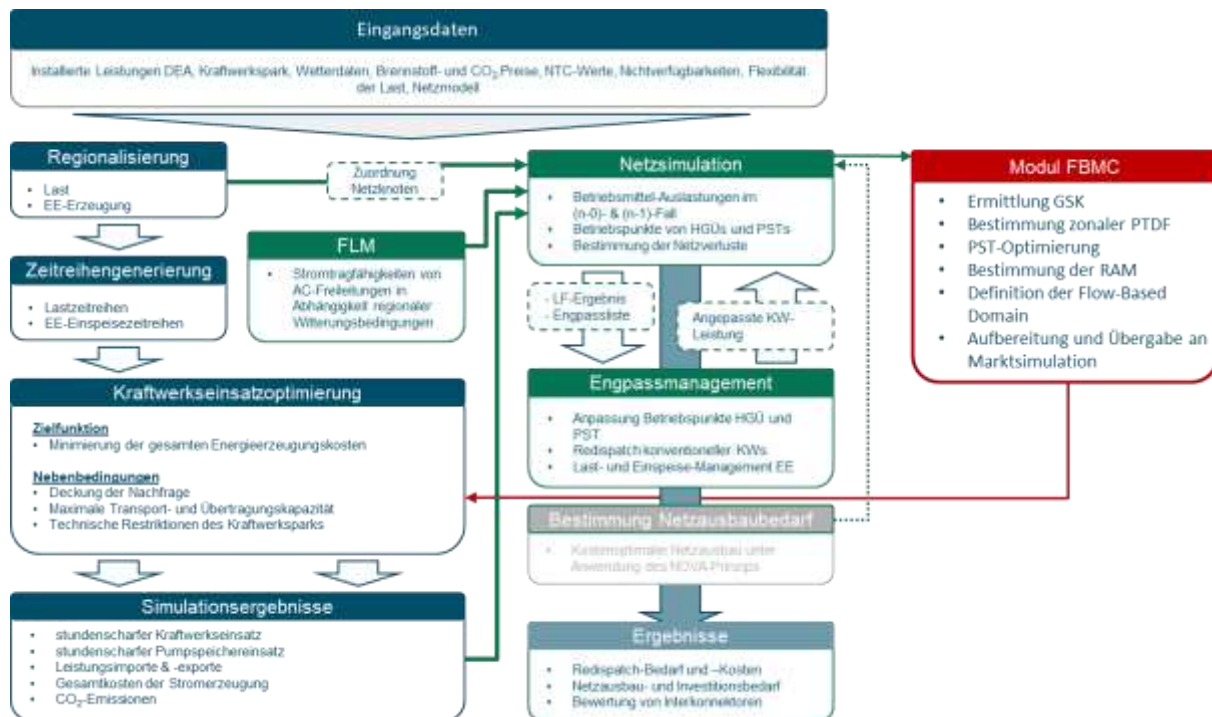
Auf Grundlage der rechtlichen Analyse wurde eine Bandbreite für die zeitliche Verzögerung der Freileitungsvariante gegenüber der Erdkabelvariante ermittelt. Das dadurch abgeleitete Verzögerungspotenzial von 4-7 Jahren bis Inbetriebnahme wird in der Folge in systemische Kostenwirkungen überführt. Ein Kernelement stellt hier die Abschätzung der zusätzlichen Redispatch-Kosten für den Zeitraum der Verzögerung dar.

Zu diesem Zweck wurde zunächst der Effekt einer beschleunigten oder verlangsamten Umsetzung der HGÜ-Verbindung DC42/DC42+ untersucht. Als Maßzahl zur Bewertung des zeitlichen Effekts wurde die Veränderung des Redispatch-Bedarfs und der Redispatch-Kosten durch DC42/DC42+ zugrunde gelegt. Der Vergleich des Redispatch-Bedarfs zeigt direkt den Einfluss der Leitung auf Engpässe im Übertragungsnetz auf, wodurch sich die Systemdienlichkeit der Leitung am besten beschreiben lässt.

Anhand der europäischen Markt- und Netzsimulationsumgebung der ef.Ruhr wird das zu analysierende Szenario schrittweise durchlaufen (Abbildung 5). Aufbauend auf der regionalisierten stundenscharfen, dargebotsabhängigen Einspeisung und Last für den Betrachtungszeitraum von einem Jahr wird die stundengenaue Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks, flexibler Lasten und Speicher ermittelt. Die Simulationsumgebung ermöglicht techno-ökonomische Analysen des europäischen elektrischen Energiesystems und deckt dabei den gesamten Prozess der Netzentwicklung ab.

Kernbestandteil ist die Bewertung des Netzengpassmanagements und damit die Ermittlung des Redispatch-Bedarfs und der damit verbundenen Kosten. Dabei werden Engpässe sowohl im normalen Betriebszustand des Stromnetzes als auch in kritischen Ausfallsituationen betrachtet und der gesamte deutsche Kraftwerkspark mit einbezogen. Anhand des Modells kann der Redispatchbedarf knoten- und anlagenscharf ermittelt werden.

Abbildung 5 Prozessschritte der Simulation

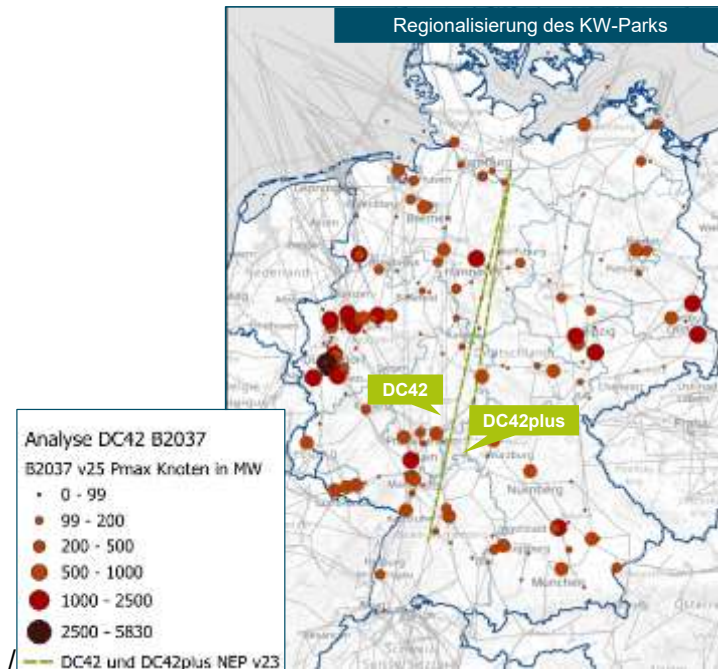


Quelle: ef.Ruhr

Annahmen und Modelllogik

Die Analyse basiert auf dem energiewirtschaftlichen Szenario B2037 des NEP 2037/2045 (2023). Der zugrunde gelegte Kraftwerkspark sowie die Kostenannahmen werden jedoch aus dem Szenario B2037 des NEP 2037/2045 (2025-1) übernommen. Dies erfolgt vor dem Hintergrund, dass im NEP 2037/2045 (2025-1) im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) höhere Kraftwerkskapazitäten angesetzt werden, um die im Energiesystem bestehende Lücke an flexiblen Kraftwerkskapazitäten adäquat abzubilden. Abbildung 6 zeigt die Annahmen des energiewirtschaftlichen Szenarios und die Regionalisierung des konventionellen Kraftwerksparks auf Knotenebene im deutschen Übertragungsnetz. Die Verortung von Neubaukraftwerken erfolgt dabei an bestehenden bzw. historischen Kraftwerksstandorten, wodurch verfügbare Flächen und vorhandene Infrastruktur genutzt werden. Eine netzoptimierte Standortallokation wurde hingegen nicht unterstellt. Für die Strommarktsimulation werden Brennstoff- und CO₂-Preise auf Basis des NEP 2037/2045 (2025-1) angesetzt. Weitere Details finden sich in Anhang A.2.3.

Abbildung 6 Annahmen des energiewirtschaftlichen Szenarios



Quelle: ef.Ruhr basierend auf dem energiewirtschaftlichen Szenario B2037 des NEP 2037/2045 (2025-1)

Die Modellkette wird sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung der Leitungen des SuedWestLinks durchlaufen. Für beide Varianten werden folgende Kennzahlen bestimmt:

- Redispatch-Menge (TWh) für das Betrachtungsjahr 2037;
- Redispatch-Kosten (Mio. EUR) für das Betrachtungsjahr 2037;
- Abschätzung zusätzlicher Redispatch-Kosten infolge einer verzögerten Fertigstellung des SuedWestLinks (Anzahl der Verzögerungsjahre als Inputparameter).

Die Ermittlung des Redispatch-Einsatzes und der entsprechenden Mengen basiert auf einem kostenbasierten Optimierungsansatz. Dabei werden die verfügbaren Maßnahmen anhand technologiespezifischer Kosten bewertet und in eine wirtschaftliche Einsatzreihenfolge gebracht.

Für die Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen werden die von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Mindestfaktoren berücksichtigt, um ein konsistentes Kostenverhältnis zu konventionellen Kraftwerken sicherzustellen. Insgesamt erfolgt die Bewertung der Redispatch-Kosten auf Basis markt- und technologiespezifischer Annahmen, wobei sowohl variable Kosten als auch entgangene Erlöse einbezogen werden. Eine detaillierte Beschreibung der zugrunde gelegten Parameter und Bewertungsansätze findet sich in Anhang A.2.

Netzbooster werden im Redispatch-Modell als kurative Maßnahmen berücksichtigt. Die ihnen zugrunde gelegten Kostenannahmen dienen dabei insbesondere der Priorisierung im Rahmen des Optimierungsprozesses und beeinflussen somit deren Einsatzreihenfolge.

Der Effekt des SuedWestLinks auf den Redispatch wird durch den Vergleich beider Varianten (Projekt pünktlich fertig als Erdkabel vs. Projekt verzögert durch Umschwenken auf Freileitung) bestimmt.

Annahmegemäß werden alle anderen Leitungsprojekte im NEP pünktlich fertiggestellt, d.h. die Verzögerung erfolgt in einem recht „starken“ Restnetz, was wiederum zu eher konservativen Abschätzungen für die aus einer Verzögerung von DC42/DC42+ induzierten Redispatch-Kosten führt. Ebenso wurden keine Rückwirkungen auf die Vorhaltung von Redispatchleistung unterstellt. Die unterstellten Brennstoffpreise entsprechen den Langfristprognosen; hohe Preisschocks, wie aktuell infolge der Irankrise zu beobachten, sind nicht abgebildet.

Die Auswirkungen einer verzögerten Fertigstellung gegenüber dem ursprünglichen Zieljahr werden anschließend durch eine Skalierung der ermittelten Zusatzkosten über die Dauer der Verzögerung abgeschätzt.

Zur realistischen Abbildung des Systemverhaltens werden im Modell sowohl Leitungsverluste als auch technologiespezifische Verfügbarkeiten der HGÜ-Verbindungen berücksichtigt. Die entsprechenden Annahmen werden im Folgenden erläutert.

Verluste

Zur Berechnung der Verluste bei Freileitungen und Erdkabel wurde der ohmsche Widerstand verwendet.¹⁷ Für zwei Kabel ergibt sich eine Verlustleistung pro km von 64 kW/km.

Bei Freileitungen bestehen mehr Freiheiten bei der Auslegung der Leiterseile und somit der Verluste. Größere Seilquerschnitte verringern zwar die Verluste, erhöhen aber die Baukosten auch aufgrund der notwendigen Tragfähigkeit der Maste erheblich.¹⁸ Bei Betriebstemperatur erhöhen sich die Widerstände um bis zu ca. 30%. Somit ergeben sich Verluste für ein 2 GW-System von 212 bzw. 190 kW/km.¹⁹

¹⁷ Ein 525-kV-HGÜ-Kabel mit 3000-mm²-Kupferleiter wird mit einem ohmschen Widerstand von 6,0 mΩ/km angegeben. Annahme: 20°C, +30-40% bei Betriebstemperatur, durch Betriebstemperatur Widerstand von 8,0 mΩ/km; basierend auf technischem Datenblatt. Prysmian (k.D.): 525 kV HVDC. New cable systems for the Energy transition, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.prysmian.com/staticres/525-kv-hvdc-new-cable-systems/index.html>

¹⁸ Laut Studien sind typische angenommene HGÜ-Verseilungen: 565-AL1/72-ST1A im Viererbündel mit 20,4 mΩ/km (Bronmetal (k.D.): ACSR, abgerufen am 22.04.2026 unter <https://www.bronmetal.com/wp-content/uploads/aluminium-cable-acsr-en-en.pdf>), 264-AL1/34-ST1A im Sechserbündel mit 18,3 mΩ/km (Witthinrich (k.D.): Aluminium- / Stahlseil – ACSR, abgerufen am 22.04.2026 unter <https://witthinrich.com/de/Aluminium/StahlseilACSR>)

¹⁹ Laut einer deutschen HGÜ-Arbeitsgruppe wird aufgrund von Feldbedingungen und Lärmemissionen in Richtung von Freileitungen mit Sechserbündeln geplant.

Die aus den Modellrechnungen abgeleiteten Benutzungsstunden und Belastungen ergeben zusammen mit den hier angesetzten Annahmen die jährliche Verlustenergie. Zur realistischen Abschätzung wird diese zusätzlich mit der Verfügbarkeit (VF) der Leitungen multipliziert. Die Verlustenergie eines Betrachtungsjahres wird auf Basis der aus der Netzanalyse resultierenden Lastflüsse über die HGÜ-Verbindungen ermittelt.²⁰ Zur Abschätzung der Verlustkosten wird die Verlustenergie mit dem durchschnittlichen Strompreis des Betrachtungsjahres und der Verfügbarkeit multipliziert.

In Summe bedeutet dies: die Übertragung mittels 525 kV-HGÜ-Erdkabel wird erwartet weniger verlustbehaftet sein als die Übertragung mittels HGÜ-Freileitung. Der Wert dieser Verluste ergibt sich aus den Strompreisen, die entsprechend aus den Brennstoffpreisen und Kraftwerkseinsatz abgeleitet werden. Ebenso wird das Profil der Netzbelastung bei der Bestimmung der Verluste berücksichtigt.

Verfügbarkeit

Die Verfügbarkeit von HGÜ bei Erdkabeln vs. Freileitung ist ein relevanter Faktor für die Kostenbetrachtungen. Ausfallwahrscheinlichkeit, Ausfalldauer und Reparaturzeiten spielen hier eine wesentliche Rolle. Die reinen Reparaturkosten sind gegenüber Redispatch-Kosten während der Reparatur aber ggf. zu vernachlässigen, da das Reparaturpersonal ohnehin vorgehalten werden muss und die benötigten Materialien (Leitungselemente, Kabel, Muffen) als eher gering anzusetzen sind.

Die Verfügbarkeit von HGÜ-Systemen liegt gemäß CIGRE-Statistiken grundsätzlich im Bereich von etwa 96–98 % und wird maßgeblich durch Konverter und Schaltanlagen bestimmt. Zusätzliche Einflüsse ergeben sich aus der jeweiligen Übertragungstechnologie: Während Freileitungen nur geringe und meist kurzzeitige Ausfälle verursachen, stellen bei Kabelsystemen insbesondere Muffenfehler eine relevante Störungsquelle mit potenziell längeren Reparaturzeiten dar. Unter Berücksichtigung dieser Effekte sowie projektspezifischer Annahmen ergibt sich für die betrachteten HGÜ-Verbindungen eine Gesamtverfügbarkeit im Bereich von etwa 91 bis 96,5 % für Kabel und eine Gesamtverfügbarkeit von etwa 96 bis 98% für Freileitungen. Eine detaillierte Herleitung der Annahmen und Berechnungsschritte ist in Anhang A.2 dargestellt.

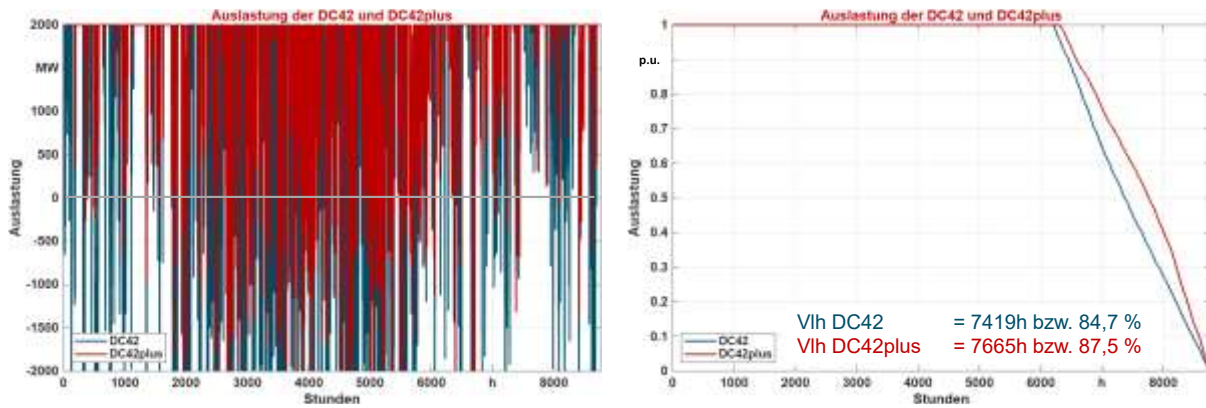
Ergebnisse der Analyse zur Auslastung der Projekte DC42 und DC42+

Im nachfolgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Strommarkt- sowie der anschließenden Netz- und Engpassmanagementsimulation dargestellt. Aus der Simulation ergeben sich die in Abbildung 7 dargestellten Belastungen der beiden HGÜ-Verbindungen DC42/DC42+ als Zeitreihe (links) sowie als geordnete Dauerlinie (rechts). Aus letzterer lassen sich die Jahresauslastung und die Volllaststunden (Vlh) der Leitungen ableiten. Beide Leitungen weisen eine sehr hohe Auslastung von 84,7 % (DC42) bzw. 87,5 % (DC42+) sowie

²⁰ Sie ergibt sich aus dem Strom $I_{(ph,t)}$, dem ohmschen Widerstand der Leitung $r_{(dc,tech)}$, der Länge wie folgt: $E_{v,tech} = \sum I_{ph,t}^2 \cdot r_{dc,tech} \cdot l$

7.419 bzw. 7.665 Volllaststunden auf, was den systemtechnischen Bedarf der Übertragungskapazität deutlich unterstreicht.

Abbildung 7 Auslastung DC42 und DC42+



Quelle: ef.Ruhr

Tabelle 6 zeigt die Ergebnisse zur Abschätzung der Verlustenergie sowie der jährlichen Verlustkosten unter Berücksichtigung der Verfügbarkeiten.

Tabelle 6 Übersicht der Verlustenergiekosten der Projekte DC42 und DC42+

	DC42	DC42+	Gesamt	VF min	VF max	Kosten min p.a. In Mio EUR	Kosten max p.a. in Mio EUR
Länge in km	735.0	548.0	1283				
Verlustenergie FL in GWh	887.7	685.9	1574	96%	98%	113.3	115.7
Verlustenergie Kabel in GWh	298.5	230.7	529	91%	96.5%	36.1	38.3

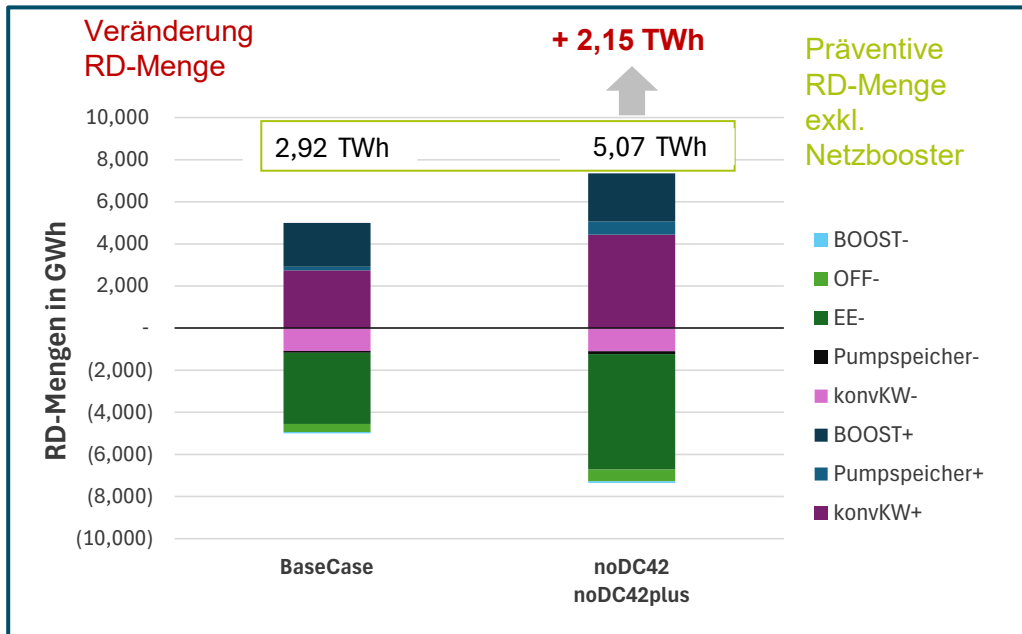
Quelle: ef.Ruhr

Ergebnisse der Redispatch-Simulation

Wie oben schon angeführt, wird zur Quantifizierung des Redispatch-Vermeidungspotentials zunächst eine Basisrechnung als Referenzfall durchgeführt. In diesem Referenzszenario werden die HGÜ-Verbindungen DC42 und DC42+ vollständig berücksichtigt. Aufbauend auf diesem Referenzfall erfolgt eine zweite Berechnung, in der die Redispatch-Simulation ohne Berücksichtigung der beiden Leitungen durchgeführt wird.

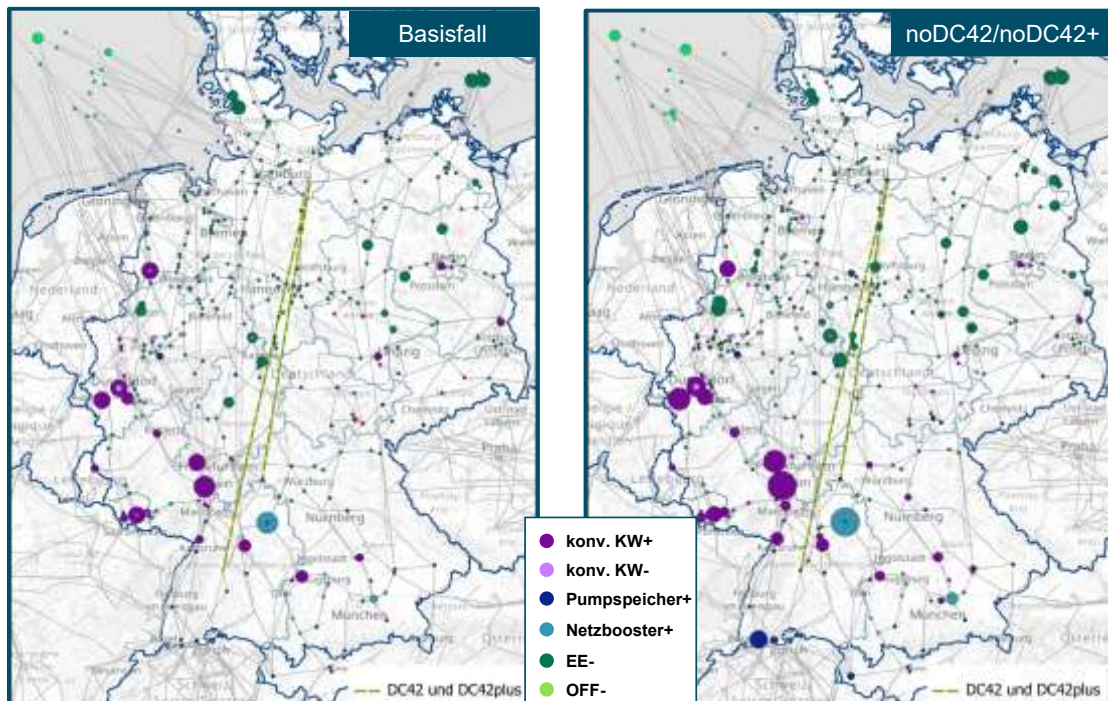
Das Redispatch-Vermeidungspotential der HGÜ-Verbindungen ergibt sich aus der Differenz der beiden Berechnungsfälle. Die entsprechende Gegenüberstellung der Redispatch-Mengen (Abbildung 8) und ihre Verortung im Stromnetz (Abbildung 9) ist den folgenden Abbildungen zu entnehmen.

Abbildung 8 Redispatch-Mengen



Quelle: ef.Ruhr

Abbildung 9 Verortung der Redispatch-Mengen im Stromnetz

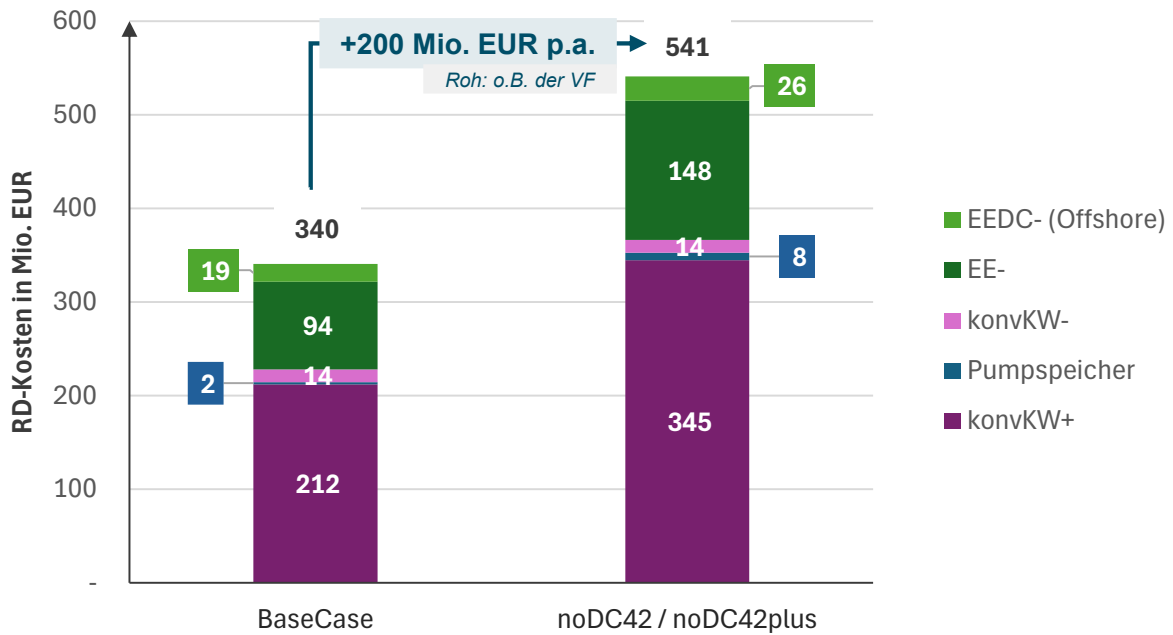


Quelle: ef.Ruhr

Vor Berücksichtigung technologiespezifischer Verfügbarkeiten ergibt sich für das betrachtete Jahr ein Redispatch-Vermeidungspotential in Höhe von 2,15 TWh. Dies entspricht gemäß den

angewendeten Bewertungsansätzen einem Engpasskosten-Vermeidungspotential in Höhe von etwa 200 Mio. EUR pro Jahr. Abschließend werden die Verfügbarkeitsintervalle (VF_{\min} und VF_{\max}) der betrachteten Technologien (Freileitung und Erdkabel) berücksichtigt, um ein technologieabhängiges Vermeidungspotential abzuschätzen.²¹

Abbildung 10 Zusätzliche Redispatch-Kosten bei Verzögerung der Inbetriebnahme von DC42/DC42+



Quelle: ef.Ruhr

Die reduzierte Verfügbarkeit führt folglich zu einer Minderung des ermittelten Redispatch-Vermeidungspotenzials auf etwa 150 bis 180 Mio. EUR jährlich bei einer (früher umgesetzten) Erdkablöschung und 180 bis 190 Mio. EUR jährlich im Vergleich zu einer verzögert in Betrieb genommenen Freileitungsalternative.

Zusammenfassung und Einordnung der Engpassanalyse-Ergebnisse

Die Ergebnisse der Netzanalysen bestätigen zunächst die Bedarfsgerechtigkeit der HGÜ-Verbindungen DC42 und DC42+, die in den Simulationen eine sehr hohe Auslastung aufweisen. Eine verzögerte Inbetriebnahme dieser Verbindungen führt zu zusätzlichen Engpasskosten in der Größenordnung von rund 200 Mio. EUR pro Jahr. Berücksichtigt man die im Betrieb leicht geringere Verfügbarkeit eines HGÜ-Erdkabels ggü. einer Freileitung

²¹ Die Kostenwirkungen der Nichtverfügbarkeiten werden dabei anteilig auf Basis der Redispatch-Kosten des Vergleichsfalls ohne die HGÜ-Verbindungen DC42 und DC42+ wie folgt abgeschätzt: $K_{RD,verm} = |K_{RD,noDC} - K_{RD,base} + K_{RD,noDC} \cdot (1 - vf_{tech})| = |K_{RD,base} - K_{RD,noDC} \cdot vf_{tech}|$

schätzen wir aus der Verzögerung zusätzlich anfallenden Redispatch-Kosten auf **etwa 180 bis 190 Mio. EUR jährlich**. Diese Schätzung unterstellt dabei wie dargelegt, dass wichtige andere Ausbauprojekte des NEP pünktlich umgesetzt werden. Zudem wird ein moderates Brennstoffpreiseniveau unterstellt und keine zusätzlichen Kosten für eine ggf. anfallende Leistungsvorhaltung angesetzt.

Die dargestellten Ergebnisse sind vor dem Hintergrund bestehender Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Entwicklung des Energiesystems zu interpretieren. Sie beruhen auf einem komparativen Vergleich der betrachteten Analysefälle. Für die Einordnung der Ergebnisse sind neben den oben bereits genannten Aspekten insbesondere die tatsächliche räumliche Allokation neuer konventioneller Kraftwerke im Stromnetz, die Entwicklung von Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere in Bezug auf die Abregelungsreihenfolge erneuerbarer Energien, maßgebliche Einflussfaktoren.

3.4 Ökonomische Kostenparameter für Betrieb und Investitionen

Die vorliegende Analyse der Kostenunterschiede zwischen einer Umsetzung des Projektes DC42/DC42+ als HGÜ-Freileitung oder als HGÜ-Erdkabel berücksichtigt explizit eine Kombination aus ökonomischen, rechtlichen, und technischen Aspekten. Dabei fließen die Ergebnisse der rechtlichen und technischen Analyse in die für die Kostenberechnung getroffenen Annahmen ein.

Um die Unsicherheit einzelner Annahmen abzubilden, wird für die berücksichtigten Kosten jeweils ein Minimal- und ein Maximalszenario abgeschätzt. Das Minimal- und Maximalszenario ergibt sich hierbei maßgeblich aus minimalen und maximalen Kostenschätzungen, die sich aus der Literatur bzw. aus Gesprächen mit Experten und Recherchen ergeben haben. Kostenannahmen für die einzelnen Bestandteile der zu berücksichtigenden Netzkosten beruhen auf öffentlich verfügbaren Informationen zu bestehenden und geplanten Netzausbauprojekten, relevanter Literatur und Expertengesprächen.

Generell ist festzustellen, dass durch die geringe Anzahl von Gleichstromprojekten, die bislang durchgeführt wurden, große Unsicherheit bezüglich der Kosten besteht. Während Freileitungen als Drehstrom-System/Hochspannungs-Übertragungsleitungen (HDÜ) schon seit langem in Deutschland etabliert sind, befinden sich die großen deutschen Gleichstromsysteme SuedLink (Erdkabel) und Ultranet (Freileitung) noch im Bau. Daher ist eine Nutzung realer Kosten nur selten möglich. Überdies lassen sich auch in der Literatur nur wenige Kostenannahmen für Hochspannungs-Gleichstromsysteme und besonders für die Ausführung als Freileitung finden. Dies liegt vermutlich daran, dass durch den seit 2015 bestehenden Erdkabelvorrang nur noch wenig Forschung zu HGÜ-Freileitungen betrieben wurde. Die in der Literatur verfügbaren Kosten wurden soweit möglich und nötig an die technischen Spezifikationen (z.B. Leistung 2 GW und Spannung 525 kV) angepasst. In wenigen Fällen, in denen eine Anpassung an den SuedWestLink nicht genau möglich war, da

zum Beispiel nur Kosteninformationen für eine Drehstromleitung verfügbar waren, ist dies im Anhang A.1 ausgeführt. Neben der technischen Angleichung wurden die Kosten entweder mit dem Verbraucherpreisindex oder, wenn die Kosten stark von Materialpreisen getrieben sind, mit dem Kupfer- oder Stahlpreisindex inflationiert.

Im Folgenden werden die Annahmen für die relevantesten Komponenten der verschiedenen Kostenblöcke beschrieben. Die Details zu allen Kostenannahmen, Quellen und notwendigen Anpassungen für DC42 und DC42+ finden sich **im Anhang A.1**.

Investitionskosten

Die Investitionskosten werden getrieben durch die Materialkosten und (Tief-) Baukosten. Neben diesen Kostenpositionen wurden auch Netzanbindungskosten, Planungskosten und Flächenkosten im Modell aufgenommen. Detaillierte Annahmen zu diesen Kostenblöcken finden sich im Anhang A.1.

- **Materialkosten:** Für Materialkosten werden 3,8-4,3 Mio. € pro km für 2GW für **HGÜ-Erdkabel** angenommen. Diese Kostenposition beinhaltet alle Kosten, die in der Verantwortung der Erdkabelhersteller liegen (Herstellung des Kabels inkl. des Rückleiters, Lieferung, Verlegung, Verbindung, Prüfung und Inbetriebnahme²²). Die Kostenschätzung basiert auf Veröffentlichungen zu aktuellen Ausschreibungsergebnissen.²³ Im Vergleich dazu gliedern sich die Materialkosten für **HGÜ-Freileitungen** im Wesentlichen in die Positionen Leiterseile, Isolatoren und Masten. Es wurde angenommen, dass diese Kosten für Leiterseile und Isolatoren bei ca. 300.000-380.000 €/km liegen²⁴. Kosten für Masten, die alle 300-400 m notwendig sind, werden durchschnittlich mit 170.000-200.000 €/km angesetzt (u.a. basierend auf durchschnittlichen Mastkosten aus einem jüngst umgesetzten Freileitungsprojekt²⁵).

²² Prysmian (2020b): Prysmian wins again - securing over €500M contract for A-Nord power cable link in Germany, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.prysmian.com/en/press-releases/prysmian-wins-again-securing-over-euro500m-contract-for-a-nord-power-cable-link-in-germany>

²³ Prysmian (2020a): Prysmian erhält den Zuschlag von TenneT für das Projekt Südostlink bis zu einem Wert von 500 Millionen Euro, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://de.prysmian.com/Prysmian%20erh%C3%A4lt%20Zuschlag%20von%20TenneT%20f%C3%BCr%20das%20Projekt%20S%C3%BCdostlink>; NKT (2022): NKT erhält Auftrag für zweites System von SuedOstLink, Erweiterung eines der deutschen Hochspannungs-Gleichstrom-Korridorprojekte, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.nkt.de/presse-events/nkt-erhaelt-auftrag-fuer-zweites-system-von-suedostlink-erweiterung-eines-der-deutschen-hochspannungs-gleichstrom-korridorprojekte>; Prysmian (2022): Prysmian erhält Zuschlag für SüdOstLink-Erweiterung, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://de.prysmian.com/Erweiterung-SuedOstLink>

²⁴ Mott MacDonald (2025): A Comparison of Electricity Transmission Technologies: Costs and Characteristics. An Independent Report by Mott MacDonald in Conjunction with the IET, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.theiet.org/media/axwkkkb/100110238_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics_final-full.pdf; diese Kostenschätzungen beziehen sich in der verwendeten Literaturquelle auf Drehstrom und wurden hinsichtlich der Leistung und Spannung auf die Spezifikationen von DC42/DC42+ angepasst.

²⁵ Regierung Niederbayern (2016): Ermittlung der Kosten für die Ersatzzahlungen (Beeinträchtigung Landschaftsbild), abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.regierung.niederbayern.bayern.de/mam/service/planfeststellungsverfahren/aktuell/20160624_simbach/u_12_66_ermittlung_der_kosten_f%C3%BCr_die_ersatzzahlungen.pdf

- **(Tief-) Baukosten:** Für Erdkabel bestehen die Baukosten vor allem aus den Tiefbaukosten für die benötigten Gräben und den Kosten für (geschlossene) Sonderbauwerke oder Mikrotunnel/HDD-Bohrungen. Zusätzlich wurden Kosten für Kabel-Kabel-Übergabestationen und Monitoringstationen sowie sonstige Baukosten aufgenommen (siehe Anhang A.1). Basierend auf Studien von Brakelmann & Jarass (2019) und Forthuber (2025)²⁶ bewegen sich die Kosten, skaliert auf die geschätzte Grabenbreite für die Erdkabelgräben von DC42 und DC42+, auf 1.8-2.6 Mio. €/km für jeweils 2 GW. Zusätzlich wurde (basierend auf Experteninterviews) angenommen, dass für rund 10 bis 30% der Strecke Sonderbauwerke, wie zum Beispiel Untergrabungen mittels HDD-Bohrung oder Mikrotunnel, errichtet werden müssen. Diese wurden mit einem Faktor 2 der aufgeführten Baukosten berechnet, ebenfalls basierend auf verschiedenen Expertengesprächen. Die Baukosten für Freileitungen teilen sich auf in Baukosten für Masten, Montagekosten für Leiterseile und sonstige Baukosten. Die Kosten für die Montage der Masten sind mit ca. 140.000 €/Stück angesetzt, die Kosten für die Montage der Leiterseile mit ca. 400.000 €/km – berechnet aus den auf DC42/DC42+ skalierten Kosten in einer Studie von Mott MacDonald²⁷, abzüglich der sonstigen Baukosten von Forthuber und der oben genannten Mastmontagekosten.

Finanzierungskosten

Die durch die Kapitalbindung verursachten Finanzierungskosten wurden entsprechend §§5, 7 StromNEV bzw. Tenorziffer 10 Festlegung StromNEF angesetzt. Die Kapitalverzinsung ergibt sich aus dem kalkulatorischen Restwert des relevanten Sachanlagevermögens (englisch: RAB – Regulatory Asset Base), multipliziert mit dem gewichteten, durchschnittlichen Kapitalkostensatz (englisch: WACC – Weighted Average Cost of Capital). Die Regulatory Asset Base ergibt sich aus dem Mittelwert des Jahresanfangs- und Jahresendbestands und reduziert sich jährlich in Höhe der angesetzten Abschreibungen. Die Abschreibungsdauer wurde gemäß StromNEF Anlage 1²⁸ sowohl für Erdkabel als auch für Freileitungen auf 40 Jahre angesetzt. Der WACC wird vereinfachend über 40 Jahre konstant angesetzt.²⁹

Betriebsbedingte Kosten

Während des Betriebs von Freileitungen und Erdkabeln entstehen Kosten durch die Wartungs- und Instandhaltungskosten (geplante Maßnahmen), Kosten für Instandsetzung

²⁶ Brakelmann & Jarass (2019): Erdkabel für den Netzausbau. Höchstspannungskabel, Drehstrom und Gleichstrom, Minimaltrassen, Zuverlässigkeit, Kosten, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.jarass.com/wp-content/uploads/2024/03/Netzausbau_v90.pdf; Forthuber (2025): Ökonomische Bewertung von Hochspannungs-Erdkabel und -Freileitung unter Berücksichtigung von Verlusten am Beispiel einer Stickleitung, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://repositum.tuwien.at/bitstream/20.500.12708/216573/1/Forthuber%20Sebastian%20-%202025%20-%20Ökonomische%20Bewertung%20von%20Hochspannungs-Erdkabel...pdf>

²⁷ Mott MacDonald (2025), s.o.; Forthuber (2025), s.o.; Regierung Niederbayern (2016), s.o.

²⁸ Bundesnetzagentur (2024b): Festlegung der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (StromNEF), abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-02-1x3_und_2x3_StromNEF_GasNEF/Downloads/FL_StromNEF_DL_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=7

²⁹ Ein Rechenbeispiel für die Kapitalverzinsung findet sich in Annex A.3.

und Reparatur (ungeplante Maßnahmen) und Kosten für Netzverlustenergie. Kosten für Engpassmanagement werden separat betrachtet.

- **Wartungs- und Instandhaltung:** Basierend auf Forthuber (2025)³⁰ wurde angenommen, dass die Instandhaltung von Freileitungen, aufgrund der Witterungsbedingungen, denen Freileitungen ausgesetzt sind, mehr als doppelt so teuer wie die Instandhaltung von Erdkabeln ist (Instandhaltungskosten Erdkabel 2 GW: ca. 4000 €/km und Instandhaltungskosten Freileitung 2 GW ca. 9000 €/km).
- **Instandsetzung und Reparatur:** Die Reparatur eines Schadens ist für Freileitungen hingegen günstiger, da sowohl die Lokalisierung des Fehlers als auch die folgenden notwendigen Reparaturarbeiten weniger arbeitsintensiv ausfallen. Da Freileitungen jedoch durch die Witterungsbedingungen störanfälliger sind, ist mit mehr Schadensfällen im Jahr zu rechnen. In Summe wurden deshalb sowohl die Instandhaltungs- als auch die Instandsetzungskosten pro Jahr für Freileitungen höher angesetzt.
- **Netzverlustkosten:** Die Netzverlustkosten wurden basierend auf der von ef.Ruhr im Modell errechneten Netzverlustmenge multipliziert mit der geschätzten Verfügbarkeit berechnet (siehe Kapitel 3.3). In der Kostenanalyse wurde die Netzverlustmenge inklusive Berücksichtigung der Verfügbarkeit multipliziert mit einem angenommenen Strompreis von 75 €/MWh. Dieser ergibt sich aus einer Nachbildung des Bundesnetzagentur-Referenzpreises mit Base- und Peak-Preisen.³¹

Kosten durch Projektverzögerung

Als Ergebnis der Modellierung in Kapitel 3.3 ergeben sich die zusätzlichen jährlichen Redispatch-Kosten, die sich bei einer verspäteten Inbetriebnahme des Projekts DC42/DC42+ ergeben. Redispatch-Kosten sind sowohl für die Projektphase vor Bereitstellung der Freileitung als auch für die Betriebsphase relevant:

- **Bauphase Freileitung:** In den Jahren einer verzögerten Fertigstellung von DC42/DC42+ durch den Bau als Freileitung statt als Erdkabel entstehen zusätzliche jährliche Redispatch-Kosten, die durch eine frühere Inbetriebnahme von DC42/DC42+ nicht entstehen würden. In der Kostenanalyse wurden zur Berechnung dieses Effekts die jährlichen Redispatch-Kosten für Freileitungen aus Kapitel 3.3 für die Jahre angesetzt, in denen das Projekt als Erdkabel bereits in Betrieb wäre. Es handelt sich somit um eine Delta-Betrachtung.
- **Betriebsphase:** Während des Betriebs von DC42/DC42+ fallen Redispatch-Kosten dadurch an, dass die Leitung nicht 100% der Zeit zur Verfügung steht. Zur Abschätzung dieser Kosten wurde die Differenz zwischen den jährlichen Redispatch-Kosten von Erdkabeln und Freileitungen basierend auf der Modellierung von ef.Ruhr angesetzt und mit der Verfügbarkeit multipliziert.

³⁰ Forthuber (2025), s.o.

³¹ Annahme von Frontier Economics.

3.5 Zusammenfassung – relevante technische und ökonomische Parameter

Zusammenfassend beeinflussen Investitionskosten, Betriebskosten, Finanzierungskosten und Kosten durch Projektverzögerung den Kostenvergleich zwischen einer Ausführung von DC42/DC42+ als Freileitung bzw. als Erdkabel. Die Hauptberechnungen zu Investitionskosten und Betriebskosten sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Detaillierte Ausführungen zur Berechnung aller Kostenpositionen und den Positionen, die oben nicht im Detail aufgeführt wurden, finden sich in Annex A.3.

Tabelle 7 Zusammenfassung der wesentlichen Annahmen und Berechnungen für die Kosten-Nutzen-Analyse

in € ₂₀₂₅	Erdkabel		Freileitung	
	Minimal	Maximal	Minimal	Maximal
Investitionskosten	8,7 Mrd. €	14,1 Mrd. €	2,6 Mrd. €	5,3 Mrd. €
Planungskosten	0,4 Mrd. €	0,8 Mrd. €	0,2 Mrd. €	0,3 Mrd. €
Materialkosten	4,7 Mrd. €	5,6 Mrd. €	0,7 Mrd. €	0,7 Mrd. €
Baukosten	2,5 Mrd. €	4,5 Mrd. €	0,5 Mrd. €	0,6 Mrd. €
Flächenkosten	0,2 Mrd. €	0,3 Mrd. €	0,2 Mrd. €	0,1 Mrd. €
Netzanbindung	0,9 Mrd. €	2,9 Mrd. €	0,9 Mrd. €	2,9 Mrd. €
Betriebskosten	41 Mio. €/Jahr	44 Mio. €/Jahr	99 Mio. €/Jahr	102 Mio. €/Jahr
Wartung- und Instandhaltung	5 Mio. €/Jahr	5 Mio. €/Jahr	11 Mio. €/Jahr	11 Mio. €/Jahr
Instandsetzung und Reparatur	0,3 Mio. €/Jahr	0,5 Mio. €/Jahr	0,4 Mio. €/Jahr	1,2 Mio. €/Jahr
Netzverlustkosten	36 Mio. €/Jahr	38 Mio. €/Jahr	87 Mio. €/Jahr	89 Mio. €/Jahr
Zusätzliche Redispatch-Kosten während des Betriebs	27 Mio. €/Jahr	8 Mio. €/Jahr	0 €/Jahr	0 €/Jahr
Kosten durch Verzögerung				
Jahr der Inbetriebnahme	2037	2037	2041	2044

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

in € ₂₀₂₅	Erdkabel		Freileitung	
Redispatch-Kosten zwischen Inbetriebnahme Freileitung und Erdkabel	0 €/Jahr	0 €/Jahr	179 Mio. €/Jahr	190 Mio. €/Jahr

Hinweis: Details zu Berechnungen sowie entsprechende Quellen zu den Kostenannahmen finden sich in Annex A.3.

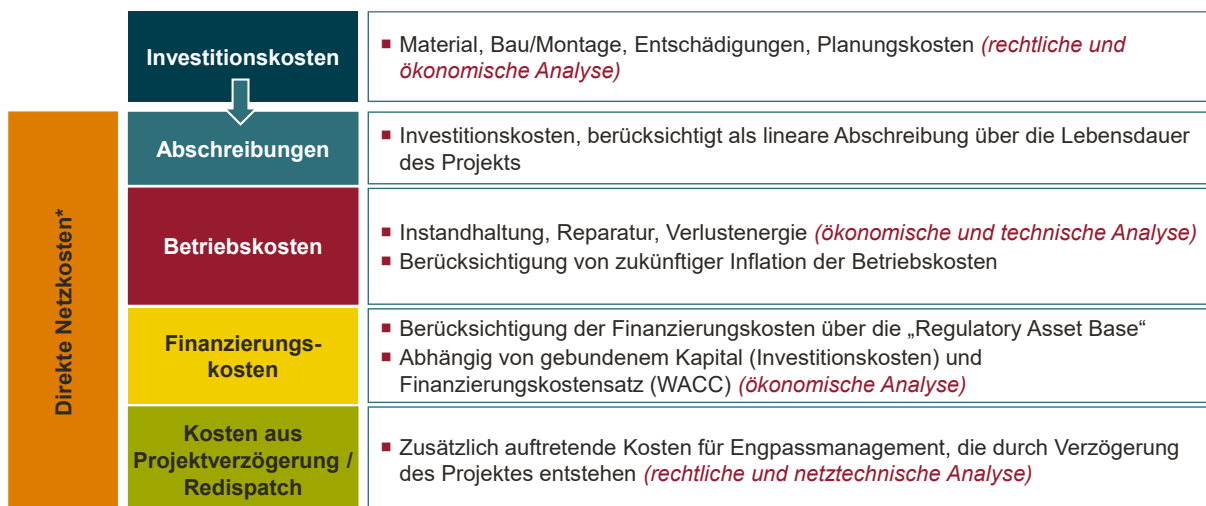
4 Ergebnisse der Bewertung für das Projekt DC42/DC42+

Auf Basis der Kosten-Modellierung von Frontier Economics, der Redispatch-Modellierung von ef.Ruhr, der rechtlichen Analyse von GÖRG sowie einer Auswertung der vorhandenen Literatur ergibt sich eine quantitative und eine qualitative Bewertung der Umsetzung von HGÜs als Erdkabel und Freileitung am Beispiel des Projekts DC42/DC42+. Die quantitative Bewertung in Kapitel 4.1 betrachtet die Investitions- und Netzkosten, während sich die qualitative Bewertung in Kapitel 4.2 mit den Auswirkungen der HGÜ auf Umweltschutz, Sicherheit und Resilienz sowie Akzeptanz und Planungsrisiko beschäftigt.

4.1 Quantitative Bewertung

Für den Kostenvergleich zwischen der Umsetzung von DC42 und DC42+ als Erdkabel und als Freileitung wird ein Vergleich aus Netzkostensicht gewählt. Die Betrachtung der Netzkosten ist relevant, da diese sicher stellt, dass alle wesentlichen Kosten berücksichtigt werden, die von den Netznutzern über die Laufzeit des Projektes auch tatsächlich getragen werden müssen. Abbildung 11 zeigt eine konzeptuelle Übersicht der berücksichtigten Netzkosten.

Abbildung 11 Überblick über die Berechnung der Netzkosten für die Kosten-Nutzen-Analyse



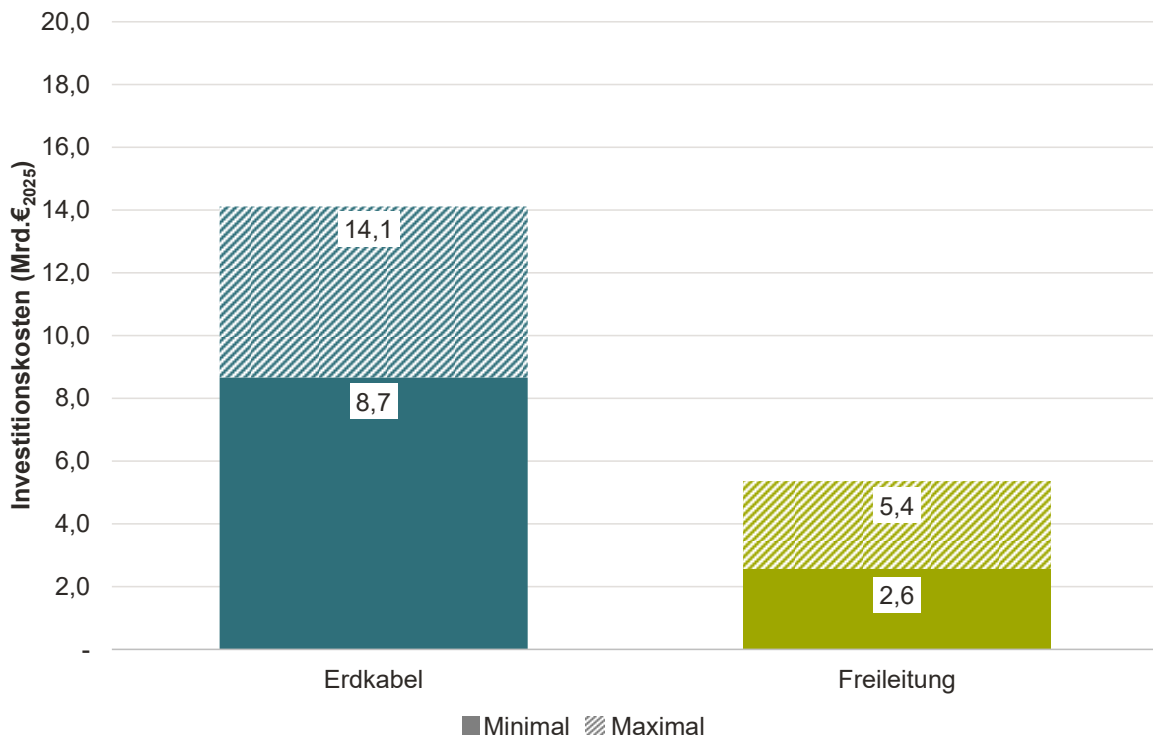
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Summe der Netzkosten über die Projektdauer wird diskontiert auf das Jahr 2026 (Berechnung des Barwertes) zur Vergleichbarkeit des Geldwertes

4.1.1 Vergleich der Investitionskosten

Es ergeben sich Investitionskosten von 8,7-14,1 Mrd. € für Erdkabel und 2,6-5,4 Mrd. € für Freileitungen (Abbildung 12). Daraus folgen Mehrinvestitionskosten für Erdkabel für das Projekt DC42, bestehend aus DC42 und DC42+, zu einem Faktor von 2,6-3,4x im Vergleich zu den Investitionskosten einer Freileitung.

Abbildung 12 Vergleich der Investitionskosten des Projekts DC42/DC42+ als Erdkabel und Freileitung in Mrd. € (nicht diskontiert)



Quelle: Frontier Economics

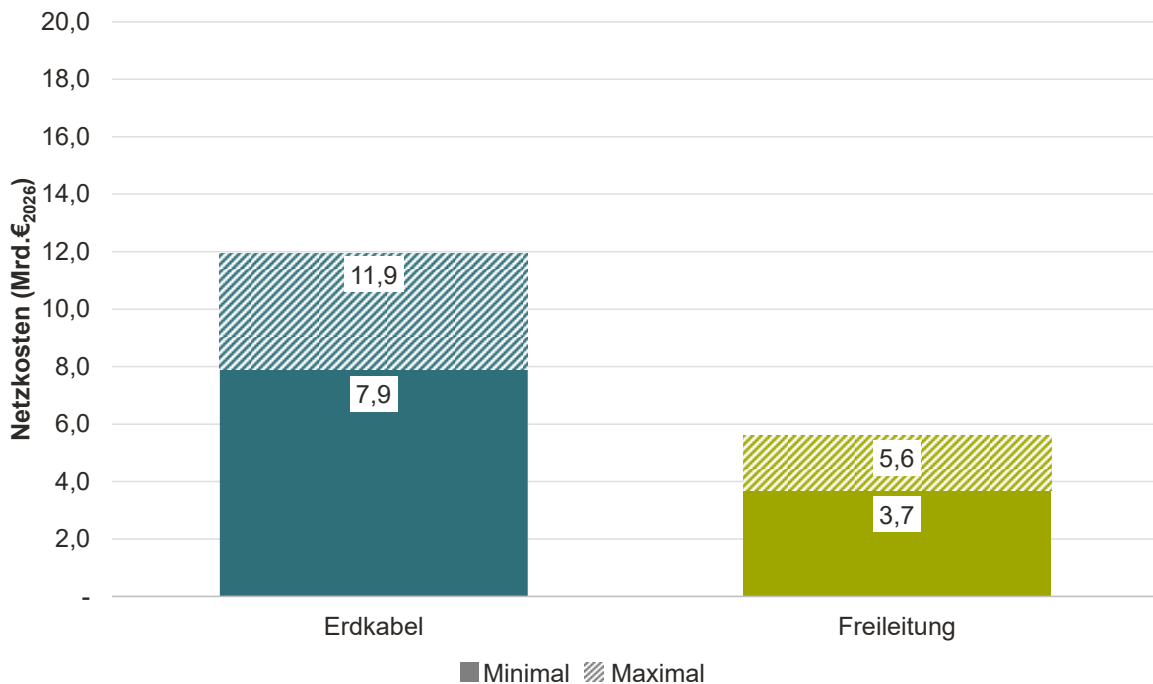
Hinweis: Die Investitionskosten sind in €₂₀₂₅ angegeben und nicht diskontiert. Dadurch sind die Investitionskosten in Teilen höher als die Netzkosten, welche über die regulatorische Lebensdauer der Projekte verteilt anfallen und nachfolgend nur abdiskontiert präsentiert werden.

Die Treiber der höheren Investitionskosten für Erdkabel sind höhere Material- und insbesondere höhere (Tief-) Baukosten für Erdkabel. Diese sind jeweils um den Faktor 6-7x und 5-6x höher, vor allem begründet durch die höheren Materialkosten des Erdkabels, der Isolierung und der Garnituren und durch die vergleichsweise arbeitsintensiveren Tiefbauarbeiten. Während die Planung von Erdkabeln etwas kostenintensiver als die Planung von Freileitungen ist (Faktor 2-3x), sind die Flächenkosten (breitere Trasse/Schutzstreifen) bedingt durch die Entschädigungen für Freileitungen in der Regel höher. Die Konverterkosten wurden für beide Umsetzungsvarianten des Projekts identisch angesetzt.

4.1.2 Vergleich der Netzkosten

Während die Investitionskosten im Fokus der öffentlichen Debatte liegen, sind für die Netznutzer die lebenslangen Netzkosten – also die Summe aus allen oben bereits diskutierten Effekten – relevant. Diese werden im Folgenden für DC42 und DC42+ in der Umsetzungsvariante als Erdkabel und als Freileitung dargestellt. Die angegebenen Kosten beziehen sich auf die Summe der Netzkosten über die Projektdauer (40 Jahre) und sind zur Vergleichbarkeit des Geldwertes auf das Jahr 2026 abdiskontiert. In der Ausführung als Erdkabel bewegen sich die (auf das Jahr 2026 abgezinsten) Netzkosten zwischen 7,9-11,9 Mrd. €₂₀₂₆. Bei der Variante als Freileitung liegen diese abgezinsten Netzkosten bei 3,7-5,6 Mrd. €₂₀₂₆. Damit reduziert sich der Mehrkostenfaktor auf ca. 2x für die Ausführung des Projekts als Erdkabel (Abbildung 13).

Abbildung 13 Vergleich der Netzkosten des Projekts DC42/DC42+ in der Ausführung als Erdkabel und Freileitung in Mrd. €₂₀₂₆ (Barwert 2026)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Der Netzkostenvergleich umfasst die Abschreibungen der Investitionskosten, Betriebskosten, Finanzierungskosten und die durch die Verzögerung entstandenen Redispatch-Kosten. Der Vergleich bezieht sich auf die Projektdauer von 40 Jahren und ist als Barwert in €₂₀₂₆ angegeben.

Die Unterschiede in den Netzkosten entstehen aus den in der Umsetzung als Erdkabel höheren Abschreibungen und den Finanzierungskosten für das gebundene Kapital. Die diskontierten Abschreibungen für Erdkabel liegen dabei zwischen 2,6-4,1 Mrd. €₂₀₂₆. Im Vergleich dazu sind die Abschreibungen für Freileitungen um den Faktor 3-4x deutlich geringer und liegen bei 0,7-1,3 Mrd. €₂₀₂₆.

Die Finanzierungskosten stellen für Erdkabel die größte Kostenposition, für Freileitungen die zweitgrößte Kostenposition dar. Die diskontierten Finanzierungskosten für Erdkabel bewegen sich zwischen 4,1-6,9 Mrd. €₂₀₂₆ und für Freileitungen zwischen 1,0-2,1 Mrd. €₂₀₂₆. Die Unterschiede sind maßgeblich durch die höhere und frühere Kapitalbindung bei einer Umsetzung als Erdkabel zu erklären.

Dementgegen sprechen die geringeren Kosten für Netzverlustenergie, die geringeren sonstigen Betriebskosten und die vermiedenen Redispatch-Kosten während Bau und Betrieb aus Kostensicht für eine Ausführung von DC42/DC42+ als Erdkabel.

Die Redispatch-Kosten durch die verzögerte Inbetriebnahme im Falle der Ausführung von DC42/DC42+ als Freileitung entsprechen einem Barwert im Jahr 2026 von ca. 0,5-0,9 Mrd. €₂₀₂₆. Während des Betriebs fallen höhere Kosten für die Redispatch-Kosten bei der Umsetzungsoption als Erdkabel an, da Erdkabel eine erwartete geringere Verfügbarkeit haben. Die Redispatch-Kosten während des Betriebs des Erdkabels liegen im Delta zum Betrieb von DC42/DC42+ als Freileitung bei 0,1-0,5 Mrd. €₂₀₂₆.

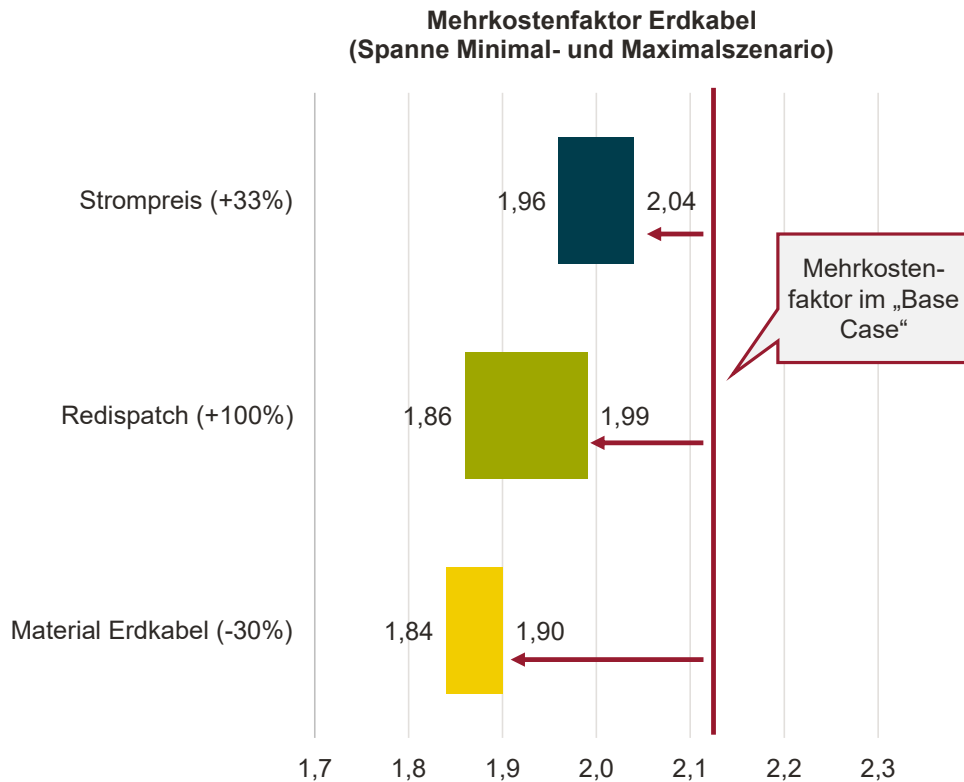
Auch wenn sich die größten Kostentreiber, die in dem vorliegenden Modell identifiziert wurden, durch unsere Literaturrecherche und Interviews als recht robust erweisen, gibt es durchaus Unsicherheiten hinsichtlich der genauen Kosten für einzelne Kostenpositionen. Dies liegt vor allem daran, dass wenig praktische Erfahrungswerte vorliegen, da sich erste HGÜ-Projekte in Deutschland sowohl als Erdkabel als auch als Freileitung erst noch im Bau befinden und auch in anderen Ländern nur begrenzte Erfahrungen mit HGÜ-Leitungen bestehen. Um den Einfluss einiger Unsicherheiten zu reflektieren, wurden zusätzlich einige Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

4.1.3 Sensitivitäten

Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, ergibt sich ein Mehrkostenfaktor für Erdkabel von ca. 2x basierend auf dem Modell und den jeweiligen berechneten Netzkosten.³² Dieser Faktor stellt den Base-Case für den Vergleich der folgenden Sensitivitäten dar. Abbildung 14 stellt die Veränderung der Modellergebnisse, dies sich aus der Variation zentraler Parameter ergibt, für den Mehrkostenfaktor dar.

³² Es werden immer beide Minimalszenarien für Erdkabel und Freileitung und beide Maximalszenarien für Erdkabel und Freileitung für die Berechnung der Range herangezogen

Abbildung 14 Veränderungen der Modellergebnisse bei Variation von ausgewählten Modellparametern



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Es werden immer beide Minimalszenarien für Erdkabel und Freileitung und beide Maximalszenarien für Erdkabel und Freileitung für die Berechnung der Range herangezogen

Strompreis für Netzverlustenergiekosten

Der Strompreis in der Zukunft wird u. a. vom CO₂-Preis getrieben. Aufgrund politischer Entwicklungen ist der CO₂-Preis unsicher, es ist jedoch möglich, dass der CO₂-Preis und dadurch auch der Strompreis stark ansteigen werden. Zur Abbildung dieser Unsicherheit wird eine Erhöhung der Annahme des zukünftigen Strompreises für Verlustenergie um 33% (von 75 €/MWh auf 100 €/MWh vorgenommen). Die Erhöhung des Strompreises senkt den Mehrkostenfaktor im Modell auf ca. 2.0x, da Erdkabel im Betrieb geringere Netzverlustenergiekosten erzeugen.

Kosten für Engpassmanagement

Bei der Netzanalyse wurde davon ausgegangen, dass alle geplanten Netzprojekte aus dem Szenario B2037 des NEP 2037/2045 (2023) rechtzeitig in Betrieb gehen. Es besteht allerdings das Risiko, dass sich Netzprojekte verzögern oder dass das deutsche Netz, basierend auf

dem aktuellen NEP-Entwurf³³, nicht um die zwei weiteren HGÜs DC40 und DC41 erweitert wird. Sollte dies geschehen, stiegen die Redispatch-Kosten, die bei einer verzögerten Bereitstellung des Projekts DC42/DC42+ als Freileitung auf das Projekt DC42/DC42+ entfallen. Um diesen Effekt zu erfassen, wird in der Sensitivitätsanalyse davon ausgegangen, dass die eingesparten Kosten für Engpassmanagement um einen Faktor 2 höher ausfallen (also ca. 400 Mio. EUR/a statt 200 Mio. EUR/a für die geschätzten 4-7 Jahre Verzögerung). Dies führt zu einer Reduktion des Mehrkostenfaktors auf ca. 1.9x.

Materialkosten Erdkabel

HGÜ-Erdkabel sind eine vergleichsweise neue Technologie. Bei neuen Technologien könnte man davon ausgehen, dass in der Zukunft Effizienzgewinne eintreten werden, die die Technologie vergünstigen („Lernkurven“). Um dies abzubilden, wurde eine Reduzierung der Materialkosten für Erdkabel um 30% angenommen, diese senkt den Mehrkostenfaktor auf 1.84-1.90x. Im Rahmen dieser Sensitivität wurden diese Lerneffekte nur bezüglich der Materialkosten unterstellt, die Tiefbaukosten wurden nicht variiert.

4.1.4 Einordnung der quantitativen Ergebnisse

Die Ergebnisse, die sich aus der Modellierung ergeben, werden im Folgenden mit den Zahlen aus der öffentlichen Debatte verglichen, um eine Einordnung unserer Ergebnisse zu ermöglichen. Dafür werden sowohl Mehrkostenfaktoren aus der öffentlichen Debatte sowie Pressemitteilungen der ÜNBs herangezogen.

Wie bereits angeführt, fokussiert sich die öffentliche Debatte vor allem auf die Investitionskostenunterschiede. Während, zum Beispiel erwähnt durch den Bundestag³⁴, ein Faktor 3-10x im Raum steht, gibt TenneT³⁵ den Mehrkostenfaktor von Erdkabeln mit dem Faktor 4-8x an. Diese Kostenfaktoren erscheinen auf Basis der hier vorgenommenen Berechnungen eher hoch – es ergibt sich ein Mehrkostenfaktor von 2.6-3.4x für die reinen Investitionskosten. Bei den Netzkosten findet sich beispielsweise von Swissgrid³⁶ ein Mehrkostenfaktor von 2-10x. Die hier vorgenommenen Berechnungen ergeben, dass der Mehrkostenfaktor für die deutschen Randbedingungen und inkl. Berücksichtigung der Kosten aus einer Verzögerung für DC42/DC42+ sich am unteren Rand dieser Spanne bewegt (Faktor 2.1x).

³³ Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025-2): Netzentwicklungsplan Strom 2037, mit Ausblick 2045, Version 2025. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-03/NEP_2037_2045_V2025_2_Entwurf.pdf

³⁴ Bundestag (2024): Sachstand - SuedLink „SuedLink“: Kosten des Übertragungsnetzes, abgerufen am 31.03.2026 unter <https://www.bundestag.de/resource/blob/1027604/WD-5-136-24-pdf.pdf>, S.5

³⁵ BR (2024): Mehr Hochspannungsleitungen statt Erdkabel: Söders neuer Kurs, abgerufen am 31.03.2026 unter <https://www.br.de/nachrichten/bayern/mehr-hochspannungsleitungen-statt-erdkabel-soeders-neuer-kurs,UFXp4RQ>

³⁶ Swissgrid (k.D.): Netztechnologien, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/power-grid/technologies.html>

Die ÜNBs nannten 20 Mrd. €³⁷ als Einsparpotential für die drei großen HGÜs (DC40, DC41 und DC42). Unserem Verständnis nach beziehen die 20 Mrd. € Mehrkosten sich auf die Umsetzung von allen drei großen HGÜ-Projekten als Erdkabel. Diese Zahl bezieht sich unserer Interpretation nach mit großer Wahrscheinlichkeit auf die reinen Investitionsmehrkosten (inkl. Baukosten). Rechnet man nun die Ergebnisse von DC42 und DC42+ auf die gesamte Streckenlänge der drei HGÜs hoch³⁸, so ergeben sich basierend auf unseren Berechnungen Investitionsmehrkosten von 9-13 Mrd. €₂₀₂₆. Insbesondere liegen die gesamten Netz-Mehrkosten bei rund 6-10 Mrd. €₂₀₂₆ - also deutlich darunter. Betrachtet man Netz-Mehrkosten nur für das Projekt DC42/DC42+, liegen sie bei rund 4-6 Mrd. €₂₀₂₆.

Um die Netz-Mehrkosten besser zu veranschaulichen, wurde auch die implizierte Erhöhung der Netzkosten durch die Umsetzung des Projektes DC42/DC42+ als Erdkabel statt als Freileitung im Beispieljahr 2045³⁹ betrachtet. Legt man die jährlich anfallen Mehrkosten auf den heutigen deutschen Jahresstrombedarf um, so ergibt sich eine Erhöhung der Netzentgelte um rund 0,1 ct/kWh. Für einen durchschnittlichen deutschen 4-Personen-Haushalt erhöht sich die Stromrechnung um einen Betrag von weniger als 5 €/Jahr (für 40 Jahre und alle deutschen Haushalte), würde das Projekt DC42/DC42+ als Erdkabel und nicht als Freileitung geplant.⁴⁰

4.2 Qualitative Bewertung

Ergänzend zur quantitativen Bewertung werden im Folgenden die Ergebnisse der qualitativen Bewertung der Umsetzung von DC42/DC42+ als Erdkabel oder Freileitung ausgeführt. Dazu werden die Aspekte Umweltschutz, Sicherheit und Resilienz, sowie Akzeptanz und Planungsrisiko zunächst gesondert betrachtet, bevor eine abschließende Bewertung vorgenommen wird.

³⁷ TransnetBW, TenneT, 50Hertz (2025): Stromnetzausbau kostengünstig realisieren, abgerufen am 31.03.2026 unter https://www.transnetbw.de/Resources/Persistent/c/5/1/5/c5157ebcf2afd7f9d349352476f046981471c259/TransnetBW-TenneT-50Hertz-Positionspapier%20Freileitung%20f%C3%BCr%20Stromnetzausbau_202502.pdf.

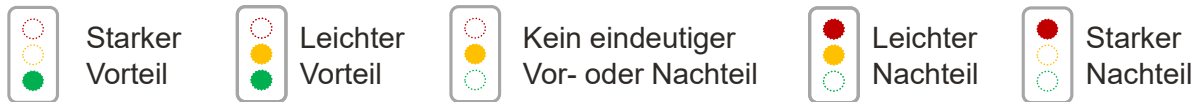
³⁸ Modellberechnung: DC42 und DC42+ transportieren zusammen 2 GW auf einer Strecke von ca. 1240 km (Summe aus ca. 700 km DC42, ca. 540 km DC42+). DC40, DC41 und DC42 haben zusammen 1900 km mit 2GW. Zur Berechnung der Kosten für die drei HGÜs wurden die Kosten von ca. 1240 km auf 1900 km linear hochskaliert. Quelle 20 Mrd. €: TransnetBW, TenneT, 50Hertz (2025): Stromnetzausbau kostengünstig realisieren, abgerufen am 31.03.2026 unter https://www.transnetbw.de/Resources/Persistent/c/5/1/5/c5157ebcf2afd7f9d349352476f046981471c259/TransnetBW-TenneT-50Hertz-Positionspapier%20Freileitung%20f%C3%BCr%20Stromnetzausbau_202502.pdf; Quelle 1900 km: StromnetzDC (k.D.-b): Im Herzen von Niedersachsen – Hier entsteht das vermaschte Gleichstromnetz für Deutschlands Klimaneutralität, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.stromnetzdc.com/kreuzungsregion/>

³⁹ Das Jahr 2045 wurde als Beispieljahr gewählt, da die Freileitung durch mit der angenommenen Verzögerung spätestens 2044 in Betrieb geht.

⁴⁰ Berechnet auf Basis eines Jahresverbrauchs von 5150 kWh für einen 4-Personen-Haushalt und dem deutschen Jahresstromverbrauch 2025 von 457 TWh. Die Berechnung erfolgt basierend auf den nicht-diskontierten Netzkosten für das Jahr 2045. Quelle 5150 kWh: Check24 (2025): Stromverbrauch 4 Personen, abgerufen am 31.03.2026 unter <https://www.check24.de/strom-gas/ratgeber/energieverbrauch/stromverbrauch-4-personen/>; Quelle 457 TWh: Destatis (2026): Stromerzeugung aus Photovoltaik und Erdgas erreicht im Jahr 2025 neue Höchstwerte, abgerufen am 31.03.2026 unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2026/03/PD26_073_43312.html

Ziel ist dabei, zu den in öffentlichen Diskussionen oft betrachteten Kostenaspekten auch Unterschiede zwischen den beiden Technologieoptionen zu berücksichtigen, die sich nicht oder nur schwer belastbar quantifizieren lassen. Es wird dabei vor allem vergleichend bewertet, sodass für jeden relevanten Teilaspekt im Ergebnis deutlich wird, welche Technologie in einem relativen Vor- oder Nachteil zur jeweiligen Alternative steht. In Abbildung 15 findet sich das verwendete Bewertungsschema.

Abbildung 15 Relatives Bewertungsschema für qualitative Kriterien



Quelle: *Frontier Economics*

Insgesamt zeigt sich, dass die Bewertung letztendlich maßgeblich davon abhängen wird, welche Kriterien regulatorisch und politisch besonders hoch gewichtet werden. Für eine Umsetzung als Erdkabel sprechen insbesondere die Vorteile für das Landschaftsbild und entsprechende positive Implikationen für Akzeptanz und Planungsrisiken, während im Bereich Umwelt und Resilienz ein Trade-Off anhand unterschiedlicher Bewertungsschwerpunkte akzeptiert werden muss. So ist ein Erdkabelnetz deutlich geschützter vor dem Zugriff (unbefugter) Dritter, im tatsächlichen Störfall ist jedoch Fehlersuche und Reparatur zeitaufwendiger und komplexer. Aus Umweltsicht zeigt sich ein Vorteil der Umsetzung als Erdkabel vor allem in der Betriebsphase, die gegen die schwerwiegenden Eingriffe in der Bauphase aufgewogen werden müssen. Eine Übersicht der Gesamtbewertung findet sich in Abbildung 16.

Abbildung 16 Ergebnis der vergleichenden Bewertung qualitativer Kriterien

	 Erdkabel	 Freileitung
Umwelt-schutz	<ul style="list-style-type: none"> Im Betrieb weniger Barrierewirkung; besser bei Vogelschutz und Agrarflächen/ monostrukturierten Forsten. Bauphase stärker disruptiv, kritisch bei hohem Grundwasser & Feuchtgebieten Herstellung/Bau CO₂-intensiver 	<ul style="list-style-type: none"> Weniger boden-/grundwasserrelevante Eingriffe; günstiger in Feuchtgebieten/hohem Grundwasser und teils in geschlossenen Wäldern Dauerhafte Kollisionsgefahr für Vögel und dauerhafter Lebensraumeingriff 
Sicherheit und Resilienz	<ul style="list-style-type: none"> Geringere Exposition gegenüber Witterung und Sabotage – Risiko vorrangig an Übergangsstellen Längere Wiederherstellung im Störfall; genaue Dauer von Störungen oft bau- und zugangsabhängig 	<ul style="list-style-type: none"> Höhere Witterungsexposition, mehr mögliche Angriffsfläche bei Sabotage Schäden meist schneller erkennbar und zugänglich, kürzere Reparaturdauer Niedrigere kurzfristige Systemresilienz durch Verzögerung 
Akzeptanz und Planungs-risiko	<ul style="list-style-type: none"> Geringere dauerhafte Sichtbarkeit im Landschaftsbild Bauphase stärker belastend, aber begrenzt auf Landwirte und Eigentümer Potenzielle Konflikte v.a. bei Landwirtschaft 	<ul style="list-style-type: none"> Dauerhafte visuelle Präsenz; ganze Bevölkerung betroffen Kleinerer, sichtbarer Eingriff in Bauzeit Höhere Wahrscheinlichkeit landschaftsbezogener Einwendungen 

Quelle: Frontier Economics.

Nachfolgend werden die Einschätzungen zu den einzelnen Bewertungskategorien im Detail ausgeführt.

4.2.1 Umweltschutz









Im Bereich Umweltschutz zeigt sich zunächst, dass die relative Vorteilhaftigkeit der Technologien stark vom jeweils betroffenen Schutzgut sowie von der Unterscheidung zwischen Bau- und Betriebsphase abhängt^{41,42}. Dabei wird insbesondere zwischen den Kategorien Tierschutz und Biodiversität, Bodenschutz und Grundwasser, sowie CO₂-Abdruck⁴³ über die Projekt-Lebensdauer unterschieden. Eine diesbezügliche Übersicht findet sich in Abbildung 17.

⁴¹ Naturschutzbund Deutschland (2013): Stromfluss unter der Erde. Einsatz von Erdkabeln beim Übertragungsnetzausbau, abgerufen am 06.01.2026 unter <https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/150416-nabu-erdkabel-leitfaden.pdf>.

⁴² TransnetBW (11.06.2024): Erdkabel oder Freileitung – die Qual der Wahl? Abgerufen am 07.02.2026 unter https://www.ieh.uni-stuttgart.de/dokumente/symposium/2024_03-Jesberger_TransnetBW.pdf.

⁴³ Swissgrid (06.09.2023): Studie Umtec Technologie AG – Ökobilanz von Freileitungen und Erdverkabelung, abgerufen am 22.12.2025 unter <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2025/freileitungen-beitrag-nachhaltigkeit.html>.

Abbildung 17 Qualitative Bewertung der Technologieoptionen aus Perspektive des Umweltschutzes

	 Erdkabel	 Freileitung
Tierschutz und Biodiversität	<ul style="list-style-type: none"> Mögliche stärkere Eingriffe in Biotope während Bauphase; während Betriebsphase nur Wartung Dauerhaft deutlich vorteilhafter im Bereich des Vogelschutzes 	<ul style="list-style-type: none"> Funktion der Freileitung als Barriere stellt dauerhafte Kollisionsgefahr für Vögel dar Mögliche dauerhafte Störung in Betriebsphase 
Boden- und Grundwasser-schutz	<ul style="list-style-type: none"> Umweltschonender bei Agrarfläche und monostrukturierten Forsten; Untersuchungen zu Wärmeentwicklung zeigen keine signifikante Auswirkung Moore/Feuchtgebiete sensibel auf Tiefbau; bei Trassenplanung auszuschließen. 	<ul style="list-style-type: none"> Insgesamt umweltschonender in Feuchtgebieten oder bei hohem Grundwasserstand (z.B. Mooren, Auen, naturnahe Gewässerbereiche), sowie in geschlossenen Wäldern 
CO₂-Abdruck	<ul style="list-style-type: none"> Herstellung von Erdkabel und Errichtung notwendiger Anlagen CO₂-intensiver – insb. durch höheren Materialaufwand, Installation der Kabelschutzrohre, sowie den Transport von Materialien zur Baustelle 	<ul style="list-style-type: none"> Geringerer CO₂-Abdruck in Bauphase, geringerer Materialaufwand Hoher Abdruck durch Stromverluste möglich; geringer Einfluss bei hohem Anteil an erneuerbaren Energien 

Quelle: Frontier Economics.

Beim Erdkabel sprechen insbesondere die geringere Barrierewirkung im Betrieb als Vorteil im Sinne des Vogelschutzes. Insgesamt sind Erdkabel für intensiv genutzte Agrarflächen oder monostrukturierte Forste zu bevorzugen⁴⁴. Erste Studien zeigen auch, dass die erwartete betriebsbedingte Wärmeentwicklung keine signifikante Auswirkungen auf landwirtschaftliche Erträge zeigt⁴⁵, wobei tief wurzelnde Pflanzen nicht direkt im Bereich des Erdkabels angebaut werden können⁴⁶. Gleichzeitig sind die Eingriffe in der Bauphase deutlich intensiver, da die Verlegung entlang der gesamten Trasse mit erheblichen Tiefbaumaßnahmen, Baustellenlogistik und damit Eingriffen in Bodenstrukturen verbunden ist⁴⁷. Kritisch ist dies insbesondere in Bereichen mit hohem Grundwasserstand, in Mooren oder in naturnahen Feuchtgebieten. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass festgelegte Bodenschutzkonzepte

⁴⁴ Naturschutzbund Deutschland (k.D.): Häufige Fragen rund um Erdkabel im Stromnetzausbau. Abgerufen am 17.01.2026 unter <https://www.nabu.de/umwelt-und-ressourcen/energie/stromnetze-und-speicher/naturschutz/18757.html>.

⁴⁵ Universität Hohenheim (24.09.2025): Energiewende: Infrastruktur unter der Erde, Ernte-Erträge über der Erde. Abgerufen am 02.02.2026 unter https://agrar.uni-hohenheim.de/detailansicht-extern?tx_ttnews%5Btt_news%5D=67088&cHash=88ffdfa797123a2a52e53064eb22a844.

⁴⁶ Bundesverwaltungsgericht (08.01.2025): Klagen gegen Erdkabel bei Borgholzhausen erfolglos. Abgerufen am 5.12.2025 unter <https://www.bverwg.de/de/pm/2025/3>.

⁴⁷ National Grid (01.2015): Undergrounding high voltage electricity transmission lines. The technical issues. Abgerufen am 15.12.2025 unter https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/39111-Undergrounding_high_voltage_electricity_transmission_lines_The_technical_issues_INT.pdf.

sicherstellen können, dass die Böden nach der Bauphase weitgehend wiederhergestellt werden.^{48,49,50}

Die Freileitung weist demgegenüber in der Bauphase typischerweise geringere boden- und grundwasserrelevante Eingriffe auf und kann daher in Feuchtgebieten, bei hohem Grundwasserstand oder teilweise auch in geschlossenen Waldgebieten günstiger einzuordnen sein⁵¹. Im Betrieb entstehen jedoch dauerhafte Eingriffe in das Landschafts- und Lebensraumgefüge, insbesondere durch Kollisionsrisiken für Vögel sowie durch die Zerschneidungswirkung und nötige Freihaltung der Trasse⁵². Insgesamt ist der Umwelteinfluss damit nicht pauschal, sondern nur „schutzgutbezogen“ zu bewerten und die Priorität der Schutzgüter dürfte von unterschiedlichen politischen Stakeholdern unterschiedlich bewertet werden.

Beim CO₂-Abdruck ist die Freileitung bei der Betrachtung der Herstellungsemissionen tendenziell im Vorteil⁵³. Erdkabel sind insbesondere in Herstellung und Bau CO₂-intensiver als Freileitungen, was vor allem auf den höheren Materialeinsatz, den aufwändigeren Tiefbau, zusätzliche Schutzrohre, Baustellenlogistik sowie gegebenenfalls auf Sonderbauwerke zurückzuführen ist. Freileitungen verursachen in der Errichtung typischerweise geringere Emissionen, da sich die Bautätigkeit auf Maststandorte, Fundamenterstellung und Montage beschränkt. Dem steht jedoch entgegen, dass Freileitungen im Betrieb bei äquivalenter technischer Spezifikation höhere Übertragungsverluste aufweisen können und dadurch ihr CO₂-Abdruck im Zeitverlauf steigen könnte. Die Relevanz dieses Effekts hängt jedoch wesentlich vom zugrunde liegenden Strommix und damit vom künftigen Dekarbonisierungsgrad des Stromsystems ab. Vor diesem Hintergrund ist die Freileitung beim CO₂-Abdruck insgesamt zwar tendenziell im Vorteil, die Stärke dieses Vorteils ist jedoch nicht unabhängig von den getroffenen Systemannahmen. Dabei verschiebt sich der CO₂-Abdruck zugunsten der Freileitung, je geringer der Anteil erneuerbarer Energien im Strommix ist⁵⁴.

48 Bundesverwaltungsgericht (08.01.2025): Klagen gegen Erdkabel bei Borgholzhausen erfolglos. Abgerufen am 5.12.2025 unter <https://www.bverwg.de/de/pm/2025/3>.

49 Naturschutzbund Deutschland (2013): Stromfluss unter der Erde. Einsatz von Erdkabeln beim Übertragungsnetzausbau, abgerufen am 06.01.2026 unter <https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/150416-nabu-erdkabel-leitfaden.pdf>.

50 Bundesnetzagentur (04.2020): Bodenschutz beim Stromnetzausbau. Rahmenpapier. Abgerufen am 18.12.2025 unter https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Fachpublikationen/Bodenpapier_2020.pdf?__blob=publicationFile.

51 Naturschutzbund Deutschland (k.D.): Häufige Fragen rund um Erdkabel im Stromnetzausbau. Abgerufen am 17.01.2026 unter <https://www.nabu.de/umwelt-und-ressourcen/energie/stromnetze-und-speicher/naturschutz/18757.html>.

52 University of Queensland (09.2023): Comparing high voltage overhead and underground transmission infrastructure (up to 500 kV). Abgerufen am 12.12.2025 unter https://eecs.uq.edu.au/files/24316/01_Comparison_Table-1.pdf.

53 Swissgrid (06.09.2023): Studie Umtec Technologie AG – Ökobilanz von Freileitungen und Erdverkabelung, abgerufen am 22.12.2025 unter <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2025/freileitungen-beitrag-nachhaltigkeit.html>.






54 Ebenda.

4.2.2 Sicherheit und Resilienz

Die Bewertung von Sicherheit und Resilienz zielt darauf ab, die Robustheit der jeweiligen Infrastruktur gegenüber Störungen und außergewöhnlichen Belastungen einzuordnen. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage, wie anfällig Erdkabel und Freileitungen gegenüber exogenen Einwirkungen wie Wetterereignissen oder Naturgefahren sowie gegenüber vorsätzlichen Eingriffen, etwa Sabotage, sind und wie schnell ihre Funktionsfähigkeit im Störfall wiederhergestellt werden kann. Die qualitative Einordnung erfordert damit eine Betrachtung sowohl der Eintrittswahrscheinlichkeit und Sichtbarkeit möglicher Schadensereignisse als auch der praktischen Wiederherstellbarkeit und der Bedeutung für die kurzfristige Systemstabilität.

Hier ergibt sich im qualitativen Vergleich zwischen Erdkabeln und Freileitung ein direkter Trade-Off zwischen Angreif- und Wiederherstellbarkeit, wie auch Abbildung 18 in der Zusammenfassung zu entnehmen ist.

Abbildung 18 Qualitative Bewertung der Technologieoptionen aus Perspektive der Resilienz und Sicherheit

	 Erdkabel	 Freileitung
Stör-anfälligkeit (exogen)	<ul style="list-style-type: none"> Keine direkte Exposition ggü. Wetter, daher weniger witterungsbedingte Ausfälle. Trotzdem Risiko durch Setzungen, Wasser-/Bodenprobleme, aber standortabhängig. 	<ul style="list-style-type: none"> Höhere Exposition: anfällig für Sturm, Vereisung, Blitz; mehr Ausfallursachen. In Waldtrassen: Baumfall/Waldbrand mögliche Störquellen. 
Resilienz gegen Sabotage	<ul style="list-style-type: none"> Geringere Sichtbarkeit, dadurch schwerer ohne Ortskenntnis zu beeinflussen. An wenigen oberirdischen Punkten (z. B. Übergangsbauwerke) können Risiken konzentriert sein 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Sichtbarkeit und Zugänglichkeit entlang der Trasse führt zu potenziell höherem Risiko für absichtliche Einwirkungen. 
Wiederherstellbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> Fehlerlokalisierung erhöht Reparaturzeit; mögl. Verzögerungen bei Zugang Tendenziell längere Wiederherstellungszeit 	<ul style="list-style-type: none"> Schneller reparierbar: Schaden meist sichtbar, Zugang einfacher, Reparaturarbeiten eher oberirdisch Kürzere Ausfallzeiten pro Ereignis 
Kurzfristige System-resilienz	<ul style="list-style-type: none"> Schnellere Fertigstellung ermöglicht früher höhere Energieübertragungskapazität Niedrigere erwartete Verfügbarkeit balanciert Vorteil etwas aus 	<ul style="list-style-type: none"> Verzögerung durch Umplanung verzögert Ausbau des Stromnetzes, dadurch kurzfristig stärkere Engpässe zu erwarten 

Quelle: Frontier Economics

Das Erdkabel ist gegenüber exogenen Einflüssen wie Sturm, Vereisung, Blitzschlag oder Baumfall grundsätzlich robuster, da es diesen Einwirkungen nicht unmittelbar ausgesetzt

ist^{55,56}. Der mögliche Anstieg von extremen Wetterbedingungen könnte dabei über die Zeit die Resilienz von Freileitungen noch weiter reduzieren⁵⁷. Auch im Hinblick auf Sabotage kann die geringere Sichtbarkeit und die geringere Zugänglichkeit entlang der Trasse als Vorteil gewertet werden, auch wenn sich Risiken an wenigen oberirdischen Punkten, etwa an Übergangsbauwerken oder Stationen, konzentrieren können⁵⁸. Gleichzeitig ist die Fehlersuche bei Erdkabeln aufwändiger und die Wiederherstellungszeit im Störfall typischerweise länger, da Schäden zunächst lokalisiert und anschließend durch Grabungs- und Reparaturmaßnahmen behoben werden müssen. Durch die eingebauten Glasfasern wird die punktgenaue Fehlerlokalisierung allerdings beschleunigt.^{59,60}

Die Freileitung ist demgegenüber anfälliger gegenüber Witterung, Vegetation und sonstigen äußeren Einwirkungen sowie aufgrund ihrer hohen Sichtbarkeit grundsätzlich auch leichter angreifbar^{61,62}. In der Regel sind dafür Schäden meist schneller erkennbar und typischerweise mit kürzeren Reparaturzeiten verbunden⁶³. Sobald auch ein Mast aufgerichtet werden muss, kann dies entsprechend Zeit in Anspruch nehmen.

Hinzu kommt, dass bei DC42/DC42+ aus Sicht der kurzfristigen Systemresilienz auch die erwartete verzögerte Inbetriebnahme relevant ist: Die Umsetzung als Erdkabel würde nach den zugrunde gelegten Annahmen eine frühere Bereitstellung zusätzlicher Übertragungskapazität ermöglichen, während eine Umplanung auf Freileitung den Ausbau verzögern und damit

⁵⁵ 50Hertz, Amprion, Tennet & TransnetBW (07.10.2020): Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln im Höchstspannungs-Drehstrombereich. Abgerufen am 13.04.2026 unter <https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/Freileitung%20und%20Kabel/4%20%C3%9CNB%20Erfahrungsbericht%20Erdkabel%20Drehstrom.pdf?ver=z27y46ATowwPjr2lFYJCWg%3D%3D>, S. 47.

⁵⁶ U.S. Department of Energy, Grid Deployment Office (09.2024): Undergrounding Transmission and Distribution Lines. Resilience Investment Guide. Abgerufen am 15.01.2026 unter https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-11/111524_Undergrounding_Transmission_and_Distribution_Lines.pdf.

⁵⁷ University of Queensland (09.2023): Comparing high voltage overhead and underground transmission infrastructure (up to 500 kV). Abgerufen am 12.12.2025 unter https://eecs.uq.edu.au/files/24316/01_Comparison_Table-1.pdf.

⁵⁸ Klaus Stratmann (27.01.2026): Freileitung oder Erdkabel? Berliner Stromausfall löst neue Debatte aus. Abgerufen am 03.02.2026 unter <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/strom-freileitung-oder-erdkabel-berliner-stromausfall-loest-neue-debatte-aus-01/100193313.html>.

⁵⁹ National Grid (2015): Undergrounding high voltage electricity transmission lines: The technical issues. Abgerufen am 05.01.2026 unter https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/39111-Undergrounding_high_voltage_electricity_transmission_lines_The_technical_issues_INT.pdf.

⁶⁰ U.S. Department of Energy, Grid Deployment Office (09.2024): Undergrounding Transmission and Distribution Lines. Resilience Investment Guide. Abgerufen am 15.01.2026 unter https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-11/111524_Undergrounding_Transmission_and_Distribution_Lines.pdf.

⁶¹ UK Defence & Security Exports (2025): Securing Critical National Infrastructure: An introduction to UK capability. Abgerufen am 04.12.2025 unter <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/67c712c868a61757838d229f/ukdse-securing-critical-national-infrastructure-an-introduction-to-uk-capability-accessible-version.pdf>.

⁶² National Grid (2015): Undergrounding high voltage electricity transmission lines: The technical issues. Abgerufen am 05.01.2026 unter https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/39111-Undergrounding_high_voltage_electricity_transmission_lines_The_technical_issues_INT.pdf.

⁶³ U.S. Department of Energy, Grid Deployment Office (09.2024): Undergrounding Transmission and Distribution Lines. Resilience Investment Guide. Abgerufen am 15.01.2026 unter https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-11/111524_Undergrounding_Transmission_and_Distribution_Lines.pdf.

kurzfristig zu stärkeren Netzengpässen führen könnte. Dieser Vorteil des Erdkabels in der zeitnahen Systembereitstellung wird allerdings durch die im Mittel niedrigere erwartete Verfügbarkeit im Betrieb⁶⁴ teilweise wieder relativiert.

Von Befürwortern von Erdkabel wird zudem die Resilienz von Lieferketten angeführt. Es wird argumentiert, dass Erdkabel in Europa hergestellt werden und durch deutsche Produktionsstätten und überwiegend europäischen Lieferketten eine erhöhte Resilienz aufweisen. HGÜ-Freileitungen stammen dagegen größtenteils aus Asien und führt daher zu vermeidbaren Abhängigkeiten bei einer Fertigung kritischer Infrastruktur.⁶⁵ Dieser Aspekt wurde im Projekt nicht weiter detailliert betrachtet.











4.2.3 Akzeptanz und Planungsrisiko

Akzeptanz und Planungsrisiko beschreiben, in welchem Umfang die jeweilige Technologie Konflikte, Einwendungen, Klagen und Verzögerungen im Planungs- und Genehmigungsprozess auslösen kann. Maßgebliche Treiber sind dabei insbesondere sichtbare Eingriffe in das Landschaftsbild, bau- und betriebsbedingte Belastungen für Anwohner und Flächennutzer sowie wahrgenommene Gesundheits- und Immissionsrisiken. Die qualitative Bewertung dieses Themenfeldes erfordert daher eine Einordnung sowohl der gesellschaftlichen Wahrnehmung der Infrastruktur als auch der Frage, in welchem Umfang daraus erhöhte Umsetzungsrisiken für das konkrete Vorhaben entstehen können. Eine zusammenfassende Einordnung findet sich in Abbildung 19.

⁶⁴ 50Hertz, Amprion, Tennet & TransnetBW (07.10.2020): Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln im Höchstspannungs-Drehstrombereich. Abgerufen am 13.04.2026 unter <https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/Freileitung%20und%20Kabel/4%20%C3%9CNB%20Erfahrungsbericht%20Erdkabel%20Drehstrom.pdf?ver=z27y46ATowwPjr2lFYJCWg%3D%3D>, S. 47.

⁶⁵ [ZVEI-Europacable-Position-Erdkabel-Maerz-2024.pdf](#)

Abbildung 19 Qualitative Bewertung der Technologieoptionen aus Perspektive der Akzeptanz durch die Bevölkerung

	 Erdkabel	 Freileitung
Landschaftsbild	<ul style="list-style-type: none"> Im Betrieb kaum sichtbar; sichtbare Elemente konzentrieren sich auf oberirdische Bauwerke, Trassenfreihaltung. Nutzung unter/über der Trasse ist möglich, aber Bebauung/ Bewuchs eingeschränkt 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Sichtbarkeit; dabei allgemein als störend wahrgenommen (v.a. Masten) Unter Leitungen Bewuchs/Nutzung möglich, aber mit Abstands- und Bewirtschaftungsanforderungen 
Anwohnerbelastung	<ul style="list-style-type: none"> Bauphase sichtbar: lange Baustellen entlang Trasse, temporäre Flächeninanspruchnahme. Im Betrieb weniger präsent; Schutzstreifen können Nutzung einschränken 	<ul style="list-style-type: none"> Bauphase punktueller, aber sichtbar; im Betrieb dauerhafte Sichtbarkeit Wertminderungen für Immobilien besonders bei sichtbaren Masten/Leitungen möglich 
Gesundheit und Immissionen	<ul style="list-style-type: none"> Keine akustischen Immissionen Kein elektrisches Feld außerhalb des Kabels; Debatten zu Gesundheit und Immissionen fokussiert auf Bauphase 	<ul style="list-style-type: none"> Akustische Immissionen weisen höhere Frequenzen auf; insb. bei klarem Wetter EMF häufig diskutiert; Abstand als zentrale Determinante für Ausmaß. 
Konfliktpotenzial	<ul style="list-style-type: none"> Stärkerer Eingriff in Bauphase; Klagen aus Landwirtschaft bisher abgewiesen Erste Studie zeigt geringe Akzeptanzunterschiede 	<ul style="list-style-type: none"> Sichtbarkeit führt häufiger zu Konflikten; dabei standortabhängig Planungsrisiko hängt stark von Schutzgütern/Trassenwahl ab 

Quelle: Frontier Economics.

Im Bereich Akzeptanz und Planungsrisiko zeigt die Analyse einen deutlicheren Vorteil für Erdkabel. Maßgeblich hierfür ist insbesondere die deutlich geringere Sichtbarkeit im Betrieb. Während bei Erdkabeln oberirdische Elemente weitgehend auf Stationen und gegebenenfalls Trassenfreihaltung begrenzt bleiben⁶⁶, sind Freileitungen durch Masten und Leiterseile dauerhaft im Landschaftsbild präsent und können als störend wahrgenommen werden⁶⁷. Diese Sichtbarkeit ist ein zentraler Treiber von Einwendungen und Akzeptanzkonflikten. Zugleich ist zu berücksichtigen, dass Erdkabel in der Bauphase häufig stärkere lokale Belastungen verursachen, etwa durch lange Baustellen, Verkehr, Lärm, temporäre Flächeninanspruchnahme und Nutzungseinschränkungen entlang der Trasse. Diese Belastungen treffen jedoch typischerweise einen engeren Kreis Betroffener, insbesondere Eigentümer und landwirtschaftliche Nutzer, während die visuelle Wirkung von Freileitungen

⁶⁶ Deutsche Energie-Agentur GmbH (07.2014): Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen. Abgerufen am 23.01.2026 unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/technologieuebersicht.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

⁶⁷ Bundesamt für Naturschutz (2021): Entwicklung eines Bewertungsmodells zum Landschaftsbild beim Stromnetzausbau. Abgerufen am 17.12.2025 unter https://www.natur-und-erneuerbare.de/fileadmin/Daten/Download_Dokumente/01_Skripte/BfN-Skript-597-Landschaftsbild-Stromnetzausbau-2021.pdf.

eine breitere Bevölkerung betrifft und dort auch mehr Konfliktpotenzial generiert.⁶⁸ Auch bei Gesundheit und Immissionen bestehen Unterschiede. Für Erdkabel sind im Betrieb keine akustischen Immissionen und außerhalb des Kabels keine elektrischen Felder relevant⁶⁹, während bei Freileitungen sowohl elektromagnetische Felder als auch akustische Emissionen häufiger Gegenstand öffentlicher Diskussionen sind.

Gleichwohl ist auch hier der Befund nicht vollständig eindeutig, da erste empirische Arbeiten nur geringe Unterschiede in der allgemeinen Akzeptanz zwischen beiden Technologien zeigen und das Planungsrisiko stets stark von konkreter Trassenführung, betroffenen Schutzgütern und lokaler Konfliktlage abhängt⁷⁰. Insgesamt spricht die qualitative Evidenz jedoch dafür, dass das Erdkabel im Hinblick auf Landschaftsbild und konfliktbezogene Akzeptanz tendenziell Vorteile aufweist, während Freileitungen eher mit sichtbarkeitsgetriebenen Einwendungen und entsprechend höheren planerischen Reibungen verbunden sein können. So verweisen auch öffentliche Behörden auf Basis bisheriger Erfahrungen darauf, dass bisher umgesetzte Erdkabelprojekte auf vergleichbaren Streckenabschnitten verglichen mit Freileitungen aufgrund von signifikant geringeren Einwendungen schneller umgesetzt werden konnten, und befürchten erneute Verzögerungen durch eine Umplanung auf Freileitungslösungen⁷¹.

⁶⁸ 50Hertz, Amprion, Tennet & TransnetBW (07.10.2020): Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln im Höchstspannungs-Drehstrombereich. Abgerufen am 13.04.2026 unter <https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/Freileitung%20und%20Kabel/4%20%C3%9CNB%20Erfahrungsbericht%20Erdkabel%20Drehstrom.pdf?ver=z27y46ATowwPjr2IFYJCWq%3D%3D>, S. 15.

⁶⁹ Deutsche Energie-Agentur GmbH (07.2014): Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen. Abgerufen am 23.01.2026 unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/technologieuebersicht.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

⁷⁰ Mueller, C. E., Keil, S. I., & Bauer, C. (2019): Underground cables vs. overhead lines: Quasi-experimental evidence for the effects on public risk expectations, attitudes, and protest behavior. *Energy Policy*, 125, 456–466. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.053>.

⁷¹ „In NRW konnte das Erdkabelprojekt ALEGrO (im BBPIG als Nr. 30 seit 2013 enthalten) bereits 2020 in Betrieb gehen. Auf einer Länge von 42 Kilometern wurden etwa 30 Einwendungen im Planfeststellungsverfahren erhoben. ALEGrO verbindet das Stromnetz von Deutschland und Belgien, zum Teil durch dicht besiedeltes Gebiet. Das Planfeststellungsverfahren konnte innerhalb von anderthalb Jahren abgeschlossen werden. Das Projekt Ultratnet, welches von der Bundesnetzagentur genehmigt wird, ist ebenfalls seit 2013 im BBPIG (Nr. 2). Für das Vorhaben werden für einen Großteil der Strecke bereits bestehende Mastsysteme genutzt. Gleich- und Wechselstromleitungen werden an denselben Masten als Hybridsystem geführt. Auf vergleichbar langen Abschnitten sind jeweils über 1.000 Einwendungen in der Bundesfachplanung eingegangen. Die Planfeststellungsverfahren der Abschnitte dauerten zweieinhalb bis viereinhalb Jahre und damit substantiell länger. Die Gesamtinbetriebnahme ist daher erst für 2026 geplant. Verzögerungen durch Umplanungen haben sich zwar in Folge der Umstellung von Freileitungen auf Erdkabel ergeben, diese haben aber in den Vorteilen der Erdverkabelung ihre Berechtigung gefunden. Bei einer Rückkehr zu Freileitungslösungen ist zu befürchten, dass sich Akzeptanzfragen in erheblichen Umfang (wieder) stellen und zu massiven örtlichen Protesten führen. Zudem wäre mit einer erneuten erheblichen Verzögerung der Vorhaben durch die notwendigen Umplanungen und umfangreichere Einwendungen in dadurch längeren Planfeststellungsverfahren zu rechnen, welche die Einsparungen bei Bauzeiten mehr als kompensieren dürften.“ Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (13.01.2026): Stellungnahme des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2025) im Rahmen des Konsultationsverfahrens der Übertragungsnetzbetreiber vom 10. Dezember 2025 bis zum 14. Januar 2025. Abgerufen am 29.01.2026 unter https://www.netzentwicklungsplan.de/statement/2037_2025-124.

4.2.4 Einordnung der qualitativen Ergebnisse

In der öffentlichen Debatte über Erdkabel und Freileitungen steht häufig die Kostenfrage im Vordergrund. Für eine sachgerechte Bewertung der Technologieoptionen ist diese Perspektive jedoch zu eng. Ergänzend zu den quantifizierbaren Kosten sollten auch qualitative Faktoren systematisch berücksichtigt werden, da sie für die praktische Umsetzbarkeit, die gesellschaftliche Akzeptanz und die langfristige Bewertung des Netzausbaus von wesentlicher Bedeutung sind. Gerade deshalb ist es sinnvoll, diese qualitativen Aspekte nicht nur ergänzend zu benennen, sondern in einer strukturierten Form aufzubereiten, die eine sorgfältige Abwägung der jeweiligen Vor- und Nachteile beider Optionen ermöglicht.

Die vorliegende Analyse zeigt, dass hierfür eine pauschale Betrachtung übergeordneter Kategorien wie „Umweltschutz“ oder „Resilienz“ nicht ausreicht. Vielmehr ist eine differenzierte Betrachtung ihrer jeweiligen Teilaspekte erforderlich, um relevante Unterschiede zwischen Erdkabel und Freileitung sachgerecht einzuordnen. Andernfalls besteht die Gefahr, einzelne Wirkungen zu übersehen oder im Rahmen der Abwägung falsch zu priorisieren. Dies gilt insbesondere deshalb, weil sich in vielen Bereichen gegenläufige Vor- und Nachteile zeigen. Im Bereich Umweltschutz besteht der zentrale Trade-Off vor allem zwischen stärker belastenden Eingriffen in der Bauphase und tendenziellen Vorteilen des Erdkabels in der Betriebsphase; hinzu kommt, dass die Bewertung stark vom jeweils betroffenen Schutzgut abhängt. Im Bereich Sicherheit und Resilienz zeigt sich ein Trade-Off zwischen geringerer Exponiertheit und höherem Schutz gegenüber äußeren Einwirkungen einerseits und einer regelmäßig besseren Zugänglichkeit und Wiederherstellbarkeit andererseits. Letztlich kann eine entsprechende Abwägung je nach Projekt, Trassenverlauf oder Region auch sehr unterschiedlich ausfallen.

Am deutlichsten fällt die qualitative Tendenz im Bereich **Akzeptanz und Planungsrisiko** aus. Auch hier bestehen Unterschiede zwischen Bau- und Betriebsphase, insgesamt sprechen die Ergebnisse jedoch eher für Vorteile des Erdkabels, insbesondere aufgrund der geringeren Sichtbarkeit und der geringeren dauerhaften Belastung im Raum. Insgesamt unterstreicht die qualitative Analyse damit, dass eine belastbare Bewertung der Technologieoptionen nur auf Grundlage einer differenzierten und bewussten Gewichtung der einzelnen Kriterien möglich ist. Eine solche Herangehensweise macht den Vergleich letztlich zwar komplexer, erhöht aber zugleich die Wahrscheinlichkeit, dass Entscheidungen über den Netzausbau auf einer vollständigen und sachgerechten Grundlage getroffen werden, was wiederum auch die politische Kommunikation erleichtern dürfte.

5 Gesamtbewertung und Ausblick

Zusammenfassend ergibt sich aus der vorliegenden Analyse, dass die in der öffentlichen Debatte häufig genannten Mehrkosten einer Umsetzung als HGÜ-Erdkabel ggü. einer HGÜ-Freileitung deutlich überschätzt werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Vergleich allein auf Investitionskosten verengt wird. Die hier vorgenommenen Berechnungen zeigen, dass zwar signifikante Mehrkosten des Erdkabels in der Errichtungsphase bestehen, diese Unterschiede im lebenszyklusbezogenen Netzkostenvergleich jedoch deutlich geringer ausfallen..

Maßgeblich hierfür ist, dass in der öffentlichen Diskussion regelmäßig die Kostenvorteile des Erdkabels in der Betriebsphase unberücksichtigt bleiben. Dies betrifft insbesondere die geringeren Kosten für Netzverlustenergie sowie den Umstand, dass bei einem Vergleich aus Netzkostensicht nicht nur die anfänglichen Baukosten, sondern sämtliche über die Laufzeit relevanten Zahlungsströme einzubeziehen sind. Hinzu kommt, dass eine Umplanung von DC42/DC42+ auf ein „Freileitungsprojekt“ mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer späteren Inbetriebnahme führen würde und dadurch zusätzliche Systemkosten entstehen, die in einem reinen Investitionskostenvergleich nicht sichtbar werden.

Die qualitative Bewertung ergänzt dieses Bild. Qualitative Kriterien werden in der öffentlichen Diskussion häufig unterrepräsentiert, obwohl sie für die Gesamtbewertung der Technologieoptionen erheblich sind. Dies gilt insbesondere für die Vorteile des Erdkabels bei Akzeptanz und konfliktbezogenem Planungsrisiko. Zweitens zeigt die qualitative Analyse zugleich, dass sich in den übrigen Bewertungsdimensionen systematische Trade-Offs zwischen verschiedenen Schutzgütern, zwischen Bau- und Betriebsphase sowie zwischen unterschiedlichen Aspekten der Resilienz ergeben. So stehen beispielsweise Vorteilen des Erdkabels bei Sichtbarkeit, Vogelschutz oder Exponiertheit gegenüber äußeren Einwirkungen Nachteile bei Bodeneingriffen in der Bauphase oder bei der Wiederherstellungsdauer im Störfall gegenüber. Umgekehrt ist die Freileitung etwa bei herstellungsbezogenen Emissionen und einzelnen standortbezogenen Umwelteffekten günstiger einzuordnen, weist aber dauerhafte Einschnitte im Landschaftsbild, bei Akzeptanz und bei der grundsätzlichen Exponiertheit gegenüber äußeren Einwirkungen auf.

Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, die Diskussion über Vor- und Nachteile von Erdkabeln und Freileitungen deutlich differenzierter und stärker faktenbasiert zu führen. Erforderlich ist eine bewusste Abwägung anhand aller relevanten Kriterien, die über einen reinen Vergleich der Investitionskosten hinausgeht. Dies betrifft insbesondere die getrennte Betrachtung unterschiedlicher Schutzgüter, die Unterscheidung zwischen Belastungen in Bau- und Betriebsphase sowie eine differenzierte Einordnung von Resilienz, bei der nicht nur die Wiederherstellbarkeit im Schadensfall, sondern auch die grundsätzliche Exponiertheit und die zeitnahe Bereitstellung zusätzlicher Systemkapazität berücksichtigt werden. Der Vergleich der Optionen wird dadurch komplexer, macht es aber möglich, anhand bewusster Priorisierungen eine informierte Entscheidung zu treffen. Diese wird somit belastbarer und eher geeignet, den Ausbau des deutschen Stromnetzes möglichst effizient und resilient umzusetzen.

Anhang A

A.1 Rechtliche Analyse

Im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse zur Bewertung von HGÜ-Erdkabel und HGÜ-Freileitung dient diese rechtliche Analyse der Darstellung der:

- Unterschiede bei Planungs- und Genehmigungsverfahren für Freileitung beziehungsweise Erdkabel; sowie
- Wirkung auf Trassenlänge,
- Wirkung auf Genehmigungsdauer,
- Auswirkungen auf das Genehmigungsverfahren insgesamt und
- Sonstige Handlungserfordernisse.

A.1.1 Bestandsaufnahme – Sonstige Projekte

Um ein Verständnis zur Bedeutung des SuedWestLink (DC42) in seinem aktuellen Planungsstadium zu entwickeln, ist die Einordnung in die aktuelle Netzausbauplanung in Deutschland hilfreich. Dieser Abschnitt enthält daher einen Überblick über geplante oder im Bau befindliche HGÜ-Erdkabelprojekte und andersartige Netzprojekte sowie die Grundlagen der Netzentwicklungsplanung in Deutschland.

Überblick über geplante/diskutierte HGÜ-Erdkabelprojekte

Im Rahmen der aktuellen Planung von Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) sind bestimmte Projekte für die Verlegung als Erdkabel vorgesehen. Diese Projekte⁷² sind (Stand Mai 2025):

Tabelle 8 Aktuell geplante HGÜ-Projekte

Projekt	EK/FL	Vorhabenträger	Status
SuedLink	Brünsbüttel – Großgartach; Wilster – Berggrheinfeld	TenneT; TransnetBW	Im Bau, Inbetriebnahme Ende 2028 geplant
SuedOst-Link	Wolmirstedt – Kernkraftwerk Isar	TenneT; 50Hertz	Im Bau, Inbetriebnahme 2027 geplant

⁷² BMW (2025): Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz), Arbeitsstand 16. Mai 2025, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

Projekt	EK/FL	Vorhabenträger	Status
A-Nord	Emden – Meerbusch-Osterath	Amprion	Im Bau, letzte Planfeststellungsbeschluss April 2025, Inbetriebnahme 2027 geplant
NordOst-Link	Heide – Klein-Rogahn	TenneT; 50Hertz	Planfeststellungsverfahren (Antragstellung erfolgte Juni 2024), Baustart für das erste Halbjahr 2028 geplant, Inbetriebnahme 2032 geplant
Rhein-Main-Link	Övelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Kriffel/Hofheim-Marxheim/Ried/Bürstadt	Amprion	Planfeststellungsverfahren (Antragstellung erfolgte Juni 2024), Baustart für das erste Halbjahr 2028 geplant, Inbetriebnahme 2033 geplant

Quelle: GÖRG

Informationen zu weiteren Projekten

Für das Projekt „Ultranet“ von Osterrath (Nordrhein-Westfalen) nach Philippsburg (Baden-Württemberg) ist eine Freileitung beziehungsweise ein Hybridgestänge vorgesehen. Vorhabenträger sind Amprion und Transnet BW. Die Vorhaben „BBPIG 48“ – von Heide/West (Schleswig-Holstein) nach Polsum (Nordrhein-Westfalen) – und „BBPIG 49“ – von Wilhelmshaven (Niedersachsen) nach Uentrop (Nordrhein-Westfalen) – sind als parallele Erdkabelprojekte vorgesehen, Vorhabenträger ist jeweils Amprion.⁷³

Aktuell sind keine weiteren HGÜ-Projekte bekannt, die explizit als Erdkabel verlegt werden sollen. Insbesondere bezüglich zukünftiger Projekte wie dem OstWestLink, dem NordWestLink und dem SuedWestLink (DC42) ist die Durchführungsweise bislang nicht abschließend geklärt. Für das Projekt Intranet (BBPIG02) war im NEP 2022 (2012) als Inbetriebnahme Datum 2017 angegeben; das Projekt ist in Bau und soll 2026 fertiggestellt sein. Suedlink (BBPIG03) war ursprünglich im NEP 2022 (2012) für 2020 geplant; das Projekt befindet sich in Bau; die Fertigstellung wird für 2028 erwartet.

⁷³ BMW (2025): Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz), Arbeitsstand 16. Mai 2025, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=5

A.1.2 Bestandsaufnahme - DC42/DC42+ SuedWestLink

Planungsstand bei DC42/DC42+

Für DC42/DC42+ wurde bereits ein Präferenzraumverfahren durchgeführt. Gemäß § 5a Abs. 4a Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)⁷⁴, entfällt damit die sonst notwendige Bundesfachplanung. Das Präferenzraumverfahren gemäß § 12c Abs. 2a EnWG wurde 2022 vom Gesetzgeber eingeführt, um HGÜ-Vorhaben zu beschleunigen.⁷⁵ Insbesondere sollte damit die Trassenplanung vorgelagert werden, sodass es der Bundesfachplanung anschließend nicht mehr bedarf. Der Entwurf des Präferenzraums für DC42/DC42+ wurde im November 2023 veröffentlicht und am 31. Mai 2024 bestätigt.⁷⁶ Der Präferenzraum für DC42/DC42+ wurde für Erdkabel ermittelt. Auch im Umweltbericht, in dem der Präferenzraum festgelegt wurde, steht explizit, dass der Präferenzraum ausschließlich hinsichtlich einer Errichtung als Erdkabel geprüft wurde.⁷⁷

Damit dürfte bei einer Umstellung auf eine Freileitungsvariante entweder das Präferenzraumverfahren erneut oder eine Bundesfachplanung durchzuführen sein. Das genaue Verfahren steht noch nicht fest, der Umweltbericht selbst geht auf S. 68 davon aus, dass bei Freileitungen eine Anpassung vorgenommen werden müsste.

Erdkabelvorrang

Der Erdkabelvorrang⁷⁸ ergibt sich gemäß § 2 Abs. 5 BBPIG sowie § 3 Abs. 1 BBPIG, wenn ein Vorhaben im Bundesbedarfsplan mit „E“ gekennzeichnet wurde. Bei so gekennzeichneten Vorhaben sind Freileitungen im aktuellen Rechtsrahmen nur zulässig, soweit Erdkabel gemäß § 34 Abs. 2 BNatSchG oder § 44 Abs. 1 BNatSchG verboten wären oder soweit die Trasse parallel zu einer existierenden Freileitungstrasse verläuft.

⁷⁴ Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 16 des Gesetzes vom 12. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 351) geändert worden ist.

⁷⁵ Bundestag (2022): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung – Drucksache 20/1977, abgerufen am 15.04.2026 <https://dserver.bundestag.de/btd/20/024/2002402.pdf>

⁷⁶ Bundesnetzagentur (2024d): Bedarfsermittlung 2023-2037/2045. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf; 50Hertz (2024): Bundesnetzagentur bestätigt Präferenzraum von SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50hertz.com/de/News/Details/14599/bundesnetzagentur-bestaetigt-praeferenzraum-von-suedwestlink>; StromNetzDC (k.D.-c) SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/projekte/suedwestlink/>

⁷⁷ Bundesnetzagentur (2024a): Bedarfsermittlung 2023-2037/2045. Umweltbericht – Teil I bis III. Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des 2. Entwurfs des NEP Strom, S. 47 und 68, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://data.netzausbau.de/2037-2023/UB/Umweltbericht_2023_Teil_I-III.pdf

⁷⁸ Appel, in: BeckOGK vom 15. Juli 2025, BBPIG § 3 Rn. 24.

Zeitplan des Planfeststellungsverfahrens und derzeitiger Status der Projekte

Die nachfolgende Tabelle stellt den bisherigen Zeitverlauf und Planungsstand des SuedWestLinks dar und verdeutlicht die Unterschiede der NEP-Planung und des Verlaufs der tatsächlichen Realisierungen.

Tabelle 9 Zeitplan des Planfeststellungsverfahrens für DC42

Ursprünglich		Derzeitiger Status
Datum	Maßnahmen ⁷⁹	
November 2023	Im Präferenzraumverfahren gemäß § 12c Abs. 2a EnWG legt die Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur) einen fünf bis zehn Kilometer breiten Korridor – den Präferenzraum – vor und konsultiert diesen.	<p>31. Mai 2024:</p> <p>Die Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur) hat den Umweltbericht zum Netzentwicklungsplan 2023-2037/45 (NEP) veröffentlicht.</p> <p>Darin enthalten ist unter anderem der finale Präferenzraum für die HGÜ SuedWestLink zwischen dem Suchraum Büchen, Breitenfelde, Schwarzenbek-Land in Schleswig-Holstein und dem Netzverknüpfungspunkt Oberjettingen in Baden-Württemberg.</p> <p>Der Entwurf des Präferenzraumes, der im November 2023 von der Bundesnetzagentur veröffentlicht worden war, wurde nach öffentlicher Konsultation und Prüfung durch die Behörde mit einer Änderung, einer östlichen Ausweitung im Bereich der Elbe bei der Stadt Lauenburg in Schleswig-Holstein, nun bestätigt.⁸⁰</p>

⁷⁹ 50Hertz (2024): Das Genehmigungsverfahren vom SuedWestLink startet, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/dokumente/netz/suedwestlink/suedwestlink_infoletter.pdf

⁸⁰ 50Hertz (2024): Bundesnetzagentur bestätigt Präferenzraum von SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50hertz.com/de/News/Details/14599/bundesnetzagentur-bestaetigt-praeferenzraum-von-suedwestlink>,

Ursprünglich		Derzeitiger Status
Datum	Maßnahmen ⁷⁹	
2024	<p>Innerhalb des Korridors erarbeitet 50Hertz einen Vorschlag für einen ca. 160 Meter breiten Verlauf der Leitung.</p> <p>Einreichung des „Antrags auf Planfeststellungsbeschluss“ (§ 19 NABEG a.F.) durch die Vorhabenträger (50Hertz, TransnetBW und TenneT) bei der Genehmigungsbehörde Bundesnetzagentur.</p>	<p>Der „Antrag auf Planfeststellungsbeschluss“ wurde noch nicht eingereicht. Bis zur Entscheidung über die Technologie ruhen alle Projektstätigkeiten, die von der Ausführungsvariante abhängen.⁸¹</p> <p>Die Einreichung des Antrages nach der EU-Notfallverordnung/§ 43m EnWG wäre noch bis zum 30. Juni 2025 möglich gewesen.</p>
2025	<p>Die Behörde führt im nächsten Schritt gemeinsam mit 50Hertz eine öffentliche Antragskonferenz durch.</p> <p>Basierend auf den Ergebnissen legt die Bundesnetzagentur den Untersuchungsrahmen fest, den 50Hertz bei der Erstellung der Planfeststellungsunterlagen (§ 21 NABEG) berücksichtigt.</p>	<p>10. Dezember 2025:</p> <p>Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben den ersten Entwurf zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 (2025) veröffentlicht.⁸² Dieser soll voraussichtlich im Herbst 2026 durch die Bundesnetzagentur bestätigt werden. Anschließend soll das BBPIG neugefasst werden.⁸³</p>
2026	<p>Anschließend reicht 50Hertz „Plan und Unterlagen“ mit einem flurstücksscharfen Verlauf ein, vgl. § 21 NABEG.</p> <p>Die Unterlagen werden ausgelegt, und Betroffene und Träger öffentlicher Belange haben einen</p>	<p>Offen</p>

StromNetzDC (k.D.-c) SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/projekte/suedwestlink/>

⁸¹ StromNetzDC (08.07.2025): Präferenzraumverfahren endet, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/news/praeferenzraumverfahren-endet-wie-geht-es-weiter-mit-den-vorhaben-von-stromnetzdc/>, zuletzt abgerufen am 15. April 2026; StromNetzDC (k.D.-c) SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/projekte/suedwestlink/>

⁸² StromNetzDC (k.D.-c) SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/projekte/suedwestlink/>

⁸³ StromNetzDC (k.D.-c) SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/projekte/suedwestlink/>

Ursprünglich		Derzeitiger Status
Datum	Maßnahmen ⁷⁹	
	<p>Monat Zeit, ihre Stellungnahmen einzubringen.</p> <p>Danach werden diese in einem Erörterungstermin behandelt.</p>	
2028	<p>Nach Abwägung aller vorgebrachten Fakten und Argumente fasst die Behörde den Planfeststellungsbeschluss.</p> <p>Ziel ist ein technisch und wirtschaftlich sinnvoller Verlauf mit geringen Beeinträchtigungen für Mensch und Umwelt.</p> <p>Beginn der Bauarbeiten nach Beschluss.</p>	Offen
2037	Inbetriebnahme	Offen

Quelle: GÖRG

Weitere Details zum Verfahrensablauf

Im Vorfeld eines Planfeststellungsverfahrens sind andere Verfahrensschritte und Maßnahmen durchzuführen. Die nachfolgenden Ausführungen geben einen kurzen Überblick. Grundsätzlich läuft die Planung von HGÜ-Erdkabelprojekten in fünf aufeinander aufbauenden Verfahrensschritten ab⁸⁴:

1. Erarbeitung Szenariorahmen als erste Stufe der jeweiligen Netzentwicklungsplan (NEP)-Prozesse,
2. darauf aufbauende Finalisierung des NEP,
3. (Aufnahme in) Bundesbedarfsplan,
4. bei länderübergreifenden Vorhaben heute in der Regel eine Bundesfachplanung (beziehungsweise bei allen anderen Vorhaben ein Raumordnungsverfahren/eine Raumverträglichkeitsprüfung), ansonsten auch ein Präferenzraumverfahren möglich; und
5. Planfeststellung.

⁸⁴ Vgl. für den Überblick: BMW (2025): Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz), Arbeitsstand 16. Mai 2025, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Der Bedarf für DC42/DC42+ wurde bereits im NEP 2037/2045(2023) bestätigt und ein Präferenzraumverfahren durchgeführt. Das Projekt befindet sich damit im oben genannten Verfahrensschritt fünf, dem Planfeststellungsverfahren, für das jedoch noch kein Antrag gestellt wurde. Im ersten Schritt des Präferenzraumverfahrens sucht nicht mehr der Vorhabenträger geeignete Korridore, wie bis zur Gesetzesänderung 2022, sondern die Bundesnetzagentur. Diese entwickelt einen fünf bis zehn Kilometer breiten Präferenzraum, in dem die Vorhabenträger im nachfolgenden Planfeststellungsverfahren den grundstücksgenaue Trassenverlauf planen. Der erste Entwurf für den Präferenzraum der Maßnahme DC42/DC42+ wurde im November 2023 veröffentlicht und im Anschluss konsultiert.⁸⁵

Der Antrag auf Planfeststellungsbeschluss nach §§ 18 ff. NABEG ist bislang nicht bei der Genehmigungsbehörde Bundesnetzagentur eingereicht worden. Gemäß § 35 Abs. 6 NABEG in Verbindung mit §§ 19 a.F. ff. NABEG hätte der Antrag auf Planfeststellungsbeschluss noch bis zum 30. Juni 2025 gestellt werden können.

Nur für NordOstLink konnte der Antrag auf Planfeststellung gemäß § 19 NABEG a.F. vor Auslaufen der Notfallverordnung eingereicht werden. Die Anwendbarkeit der Notfallverordnung resultiert aus § 43m Abs. 1 Satz 1 EnWG.⁸⁶ Dadurch war es gemäß § 43m Abs. 1 S. 1 EnWG möglich, für den NordOstLink ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen, ohne eine Umweltverträglichkeitsprüfung oder Artenschutzprüfung umsetzen zu müssen. Einzig einen finanziellen Ausgleich von EUR 25.000 an das nationale Artenhilfeprogramm pro angefangenen Kilometer Trasse war nach § 43m Abs. 2 EnWG zu leisten. Den anderen Vorhaben fehlte dazu die entscheidende gesetzliche Grundlage: die Aufnahme in das Bundesbedarfsplangesetz. Zum jetzigen Zeitpunkt steht noch nicht fest, welches formale Genehmigungsverfahren NordWestLink, OstWestLink und SuedWestLink stattdessen durchlaufen werden und ab wann die Planungen wieder aufgenommen werden.⁸⁷

Die derzeit aktuellste Mitteilung zum gegenständlichen Projekt stammt vom 10. Dezember 2025: Danach haben die vier Übertragungsnetzbetreiber den ersten Entwurf zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 (2025) veröffentlicht.⁸⁸

Der Entwurf des neuen Netzentwicklungsplans hat keine zwingenden Auswirkungen auf die Rechtslage. 50Hertz, TenneT und TransnetBW hatten auf der bislang geltenden

⁸⁵ 50Hertz (k.D.-b): SuedWestLink (DC42), abgerufen am 15.04.2026 unter: <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjektanLand/SuedWestLink/>

⁸⁶ Windkraft-Journal (10.07.2024): Netzbetreiber reichen Antrag auf Planfeststellung des NordOstLink bei der Bundesnetzagentur ein, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.windkraft-journal.de/2024/07/10/netzbetreiber-reichen-antrag-auf-planfeststellung-des-nordostlink-bei-der-bundesnetzagentur-ein/202153>

⁸⁷ StromNetzDC (k.D.-c) SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/projekte/suedwestlink/>

⁸⁸ StromNetzDC (k.D.-c) SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/projekte/suedwestlink/>; Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025-1): Netzentwicklungsplan Strom 2037, mit Ausblick 2045, Version 2025. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_2037_2045_V2025_1_Entwurf_0.pdf

Rechtsgrundlage eines Erdkabelvorrangs für Gleichstromvorhaben mit den Planungen der neuen Vorhaben SuedWestLink, NordWestLink und OstWestLink begonnen. Im Koalitionsvertrag hat die Bundesregierung vereinbart,⁸⁹ dass zukünftig ein Freileitungsvorrang gelten soll. Entsprechend hat das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) im April 2026 einen Referentenentwurf zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) in die Verbändeanhörung gegeben, laut dem neu zu planende HGÜ-Leitungen, wo möglich, als Freileitungen erfolgen sollen.

Welche Technologie beim SuedWestLink Anwendung findet, kann erst dann belastbar eingeschätzt werden, wenn die Regierung – sollte es überhaupt dazu kommen – den gesetzlichen Rahmen dafür final angepasst hat. Vorerst ruhen alle Projektaktivitäten, die von der Entscheidung über die Ausführungsvariante abhängen.⁹⁰

Kartierungen

Vor dem Genehmigungsverfahren führen die Übertragungsnetzbetreiber umfangreiche Kartierungen aus. Diese Untersuchungen finden lange vor dem eigentlichen Baubeginn statt. Parallel dazu sind Vermessungsarbeiten durchzuführen. Die Übertragungsnetzbetreiber untersuchen hierfür die Gegend um den geplanten Trassenverlauf.⁹¹

Der Trassenverlauf wurde auf Grundlage des von der Bundesnetzagentur erstellten Präferenzraums entwickelt⁹², der für Erdkabel bestimmt wurde.⁹³ **Dementsprechend ist bei einem Wechsel der Ausführung auf Freileitungen davon auszugehen, dass sowohl der Präferenzraum als auch der darauf basierende Trassenverlauf neu zu ermitteln wären.** Daher ist auch davon auszugehen, dass bereits durchgeführte Kartierungen erneut für den gesamten (neuen) Trassenverlauf durchzuführen wären.

Vom Trassenvorschlag betroffene Schutzgebiete

Der jeweilige Trassenvorschlag berührt eine Vielzahl verschiedener gesetzlicher Schutzgebiete. Es handelt sich um Naturschutz- oder Landschaftsschutzgebiete, Wasserschutz- oder Überschwemmungsgebiete. Schutzziele sind dabei verschiedene Schutzgüter, die im Einzelnen im Umweltbericht näher bezeichnet sind (siehe Tabelle 10).

⁸⁹ CDU, CSU & SPD (09.04.2025): Koalitionsvertrag2025, Rn. 990 ff, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.koalitionsvertrag2025.de/>

⁹⁰ StromNetzDC (k.D.-c) SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/projekte/suedwestlink/>

⁹¹ StromNetzDC (k.D.-d): Kartierung, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/kartierung/>

⁹² 50Hertz (2024): 50Hertz stellt Trassenvorschlag von SuedWestLink vor, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50hertz.com/de/News/Details/14955/50hertz-stellt-trassenvorschlag-von-suedwestlink-vor>

⁹³ Bundesnetzagentur (2024a): Bedarfsermittlung 2023-2037/2045. Umweltbericht – Teil I bis III. Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des 2. Entwurfs des NEP Strom, S. 47 und 68, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://data.netzausbau.de/2037-2023/UB/Umweltbericht_2023_Teil_I-III.pdf

Der Trassenverlauf einer Freileitung wird so stark von dem Verlauf einer Erdkabelleitung abweichen, dass neue Schutzgebiete betrachtet und die Auswirkungen ausgewertet werden müssen.

Selbst wenn die neue Trasse durch die gleichen Schutzgebiete verlaufen würde, wie die bislang geplante Erdkabelleitung, so wäre eine Neubewertung erforderlich, da durch die Freileitung andere Schutzgüter betroffen sind oder Schutzgüter anders betroffen sind als durch eine Erdkabelleitung.

Zum Stand der Umweltuntersuchung wird auf den Umweltbericht zum Netzausbau verwiesen.⁹⁴ Im Exkurs in Kapitel A.1.8 findet sich ein Überblick über die Planungsprämissen und in Kapitel A.1.9 wird ein Exkurs zu den Schutzgebieten gegeben.

A.1.3 Rechtsrahmen

Die wertende Betrachtung von Erdkabelleitungen und Freileitungen in rechtlicher Hinsicht verlangt im ersten Schritt eine Bestandsaufnahme der Rechtslage für Erdkabel- und Freileitungsprojekte im Allgemeinen, eine entsprechende Betrachtung für SuedWestLink im Besonderen und einen etwaigen Anpassungsbedarf auf den verschiedenen Ebenen der Rechtssetzung.

Geteilter Rechtsrahmen für Erdkabel und Freileitungen

Neue Projekte richten sich nach dem Bundesbedarfsplanungsgesetz (BBPlG) und dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG). Das für die Planfeststellung maßgebliche Rechtsregime richtet sich nach §§ 18 ff. NABEG. Alle zwei Jahre wird ein Netzentwicklungsplan durch die Übertragungsnetzbetreiber erarbeitet. Dieser wird dem Gesetzesgeber vorgelegt und dient als Basis für den alle vier Jahre ergehenden Bundesbedarfsplan. Dieser stellt die energiewirtschaftliche Notwendigkeit verbindlich fest.⁹⁵

Für DC42/DC42+ wird nach aktueller Gesetzeslage das Netzausbaubeschleunigungsgesetz („NABEG“) maßgeblich sein. Das Projekt sollte ursprünglich vor dem 30. Juni 2025 im Bundesbedarfsplan aufgenommen werden, um die EU-Notfallverordnung/§ 43m EnWG zu nutzen. Aufgrund des Streites um die zu verwendende Technologie ist dies bislang nicht geschehen. Eine Aufnahme in den Bundesbedarfsplan und damit die Notwendigkeit des Planfeststellungsverfahrens nach NABEG ist weiterhin beabsichtigt, alternative Verfahrensarten stehen nicht in Aussicht. Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz dient gemäß § 1 NABEG der Beschleunigung des Ausbaus von länderübergreifenden, grenzüberschreitenden und Offshore-Anbindungsleitungen und verfolgt damit einen Ausbau,

⁹⁴ Bundesnetzagentur (2024a): Bedarfsermittlung 2023-2037/2045. Umweltbericht – Teil I bis III. Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des 2. Entwurfs des NEP Strom, S. 47 und 68, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://data.netzausbau.de/2037-2023/UB/Umweltbericht_2023_Teil_I-III.pdf

⁹⁵ Appel in Säcker, 4. Aufl. 2019, Vorbemerkung Rn. 1-7.

der „aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses“ erforderlich ist.⁹⁶ Es wurde im Jahr 2011 verkündet und hat das Zulassungsregime für Trassenprojekte grundsätzlich überarbeitet, indem es die Bundesfachplanung einführt und eine einheitliche Zuständigkeit der Bundesnetzagentur gemäß § 2 Abs. 2 NABEG vorsieht. Auch für die Planfeststellung, die in §§ 18 bis 28 NABEG geregelt ist, ist nun die Bundesnetzagentur zuständig. Zentraler Ansatz des NABEG ist daher die Bundesfachplanung nach §§ 4 bis 17 NABEG, die die bisher in jedem Bundesland erforderlichen Raumordnungsverfahren ersetzt und gemäß § 28 Satz 1 NABEG vollständig bei der Bundesnetzagentur gebündelt wird („one-stop-shop“).

Auf die Bundesfachplanung kann in den Fällen des § 5a NABEG verzichtet werden. Laut § 5a Abs. 4 NABEG entfällt die Bundesfachplanung für diejenigen Vorhaben, für die nach § 3 Nummer 10 NABEG ein Präferenzraum entwickelt wurde. Die Grundlage für das Präferenzraumverfahren findet sich in § 12c EnWG. **Der SuedWestLink wurde mit einem Präferenzraumverfahren entwickelt, weswegen eine Bundesfachplanung nicht stattgefunden hat.**

Verschieden wirkender Rechtsrahmen bei Erdkabeln und Freileitungen

Das Verfahren nach dem NABEG ist in zwei Teile aufgegliedert::

- Zuerst werden die relevanten bauplanungsrechtlichen und naturschutzrechtlichen Normen in der Bundesfachplanung (Raumordnungsplanung) nach §§ 4 ff. NABEG einer Vorprüfung unterzogen.
- Anschließend erfolgt in der nach § 18 NABEG notwendigen Planfeststellung eine detaillierte Prüfung.

Das Planfeststellungsverfahren ist das zentrale Genehmigungsverfahren und integriert die regelmäßig erforderlichen bauplanungsrechtlichen und naturschutzrechtlichen Genehmigungen aufgrund der Wirkung von § 75 Abs. 1 Satz 1 VwVfG.⁹⁷ Die Rechtswirkungen der Planfeststellung bestimmen sich nach § 43c EnWG in Verbindung mit § 75 VwVfG. Innerhalb der Planfeststellung sind je nach Übertragungstechnologie verschiedene Konfliktpunkte zu erwarten, wodurch sich verschiedene Regelungen in unterschiedlicher Intensität auf die Planung auswirken werden.⁹⁸

Es folgt ein Überblick der Genehmigungsregime für Erdkabel und Freileitungen:

⁹⁶ Der Gesetzgeber sah die Einführung der Verfahrensregelungen durch das NABEG als erforderlich an, weil das bisherige System aus **Raumordnungsverfahren nach § 15 ROG in Verbindung mit § 1 Satz 3 Nr. 14 RoV** und anschließendem **Planfeststellungs- beziehungsweise Plangenehmigungsverfahren nach § 43 Satz 1 EnWG** sehr langwierig war – insbesondere wegen komplexer Verfahrensstufen, länderübergreifender Abstimmungen und unterschiedlicher Zuständigkeiten. Genehmigungen dauerten teils bis zu zehn Jahre.

⁹⁷ Keienburg in Theobald/Kühling, Energierecht, 131. EL September 2025, § 18 NABEG Rn. 56.

⁹⁸ Separate Genehmigungen können vor allem im Wasserrecht nach § 9 WHG erforderlich sein. Hierfür regelt die § 75 Abs. 1 Satz 1 VwVfG Die Ausnahme aus § 3 Abs. 3 BBPlG ist aufgrund § 3 Abs. 3 Satz 4 BBPlG für neue Projekte nicht mehr relevant. sowie im Denkmalschutzrecht notwendig werden, wenn die Planfeststellungsbehörde nicht die Untere Denkmalschutzbehörde ist; BVerwG Urteil vom 16. März 2006 – 4 A 1075/04 = NVwZ-Beil. 2006,1.

Tabelle 10 Genehmigungsregime für Erdkabel und Freileitungen

Rechtliche Bestimmungen	Relevante Normen	Relevanz für Erdkabel ⁹⁹	Relevanz für Freileitungen
Bauplanungsrecht	§ 35 BauGB	Gering, möglicherweise Konflikte mit Plänen, § 35 Abs. 3 Nr. 1 und 2 BauGB	Hoch, insbesondere Konflikte mit dem Landschaftsbild, § 35 Abs. 3 Nr. 5 sind häufig
Denkmalschutz	Jeweilige landesrechtliche Normen	Hoch, insbesondere bei Bodendenkmälern gibt es ein Risiko der Zerstörung archäologischer Funde	Hoch aufgrund der Störung des visuellen Erscheinungsbildes und des geschützten Umfeldes von Ortsbildern, Welterbestätten u.Ä.
Siedlungsabstände	26. BImSchV, § 50 BImSchG	Mittel, der Bau unterhalb von Wohngebieten und regelmäßig auch von Industriegebieten ist nicht möglich	Hoch, typischerweise sind Abstandsflächen aufgrund elektromagnetischer Felder notwendig
Bodenrecht	§ 1 BBodSchG; § 1 Abs. 3 Nr. 2 BNatSchG ¹⁰⁰	Hoch aufgrund intensiver dauerhafter Eingriffe in die Bodenstruktur und Wärmeerzeugung	Gering, insbesondere in der Bauphase und bei den Fundamenten können vereinzelt Konflikte auftreten
Allgemeine Eingriffe	§§ 13-15 BNatSchG	Sehr hoch aufgrund der hohen Trassenbreite und den damit verbundenen schwerwiegenden dauerhaften Eingriffen	Gering, nur bei den Fundamenten finden punktuell Eingriffe statt

⁹⁹ Runge et al. (2021): Hinweise und Empfehlungen zu Vermeidungsmaßnahmen bei Erdkabelvorhaben, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.natur-und-erneuerbare.de/fileadmin/Daten/Download_Dokumente/01_Skripte/BfN-Skript-606-Erdkabel-2021.pdf

¹⁰⁰ Suedlink (k.D.): Leitlinien zum Bodenschutz, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://suedlink.com/n-b>

Rechtliche Bestimmungen	Relevante Normen	Relevanz für Erdkabel ⁹⁹	Relevanz für Freileitungen
Artenschutz	§ 44 BNatSchG	Mittel, insbesondere wegen der Zerstörung von Lebensräumen in der Bauphase	Sehr hoch, insbesondere wegen des Kollisionsrisikos von Vögeln und Fledermäusen
Waldrecht	§ 9 BWaldG, jeweilige landesrechtliche Normen	Mittel, insbesondere temporäre Rodungen in der Bauphase, die leicht ausgeglichen werden können	Hoch, da dauerhafte Rodungen für die Freileitungen von Nöten sind
Wasserrecht	Grundwasser, § 34 und 48 WHG; Oberirdisches Wasser § 27 WHG	Hoch, Unterquerung von Fließgewässern, Veränderung von Uferstrukturen und Gefahr von Grundwasserabsenkungen typisch	Gering, lediglich Überspannung von Gewässern und Fundamente relevant
Biotopschutz	§ 30 BNatSchG	Hoch, Erdleitungen können Biotope normalerweise nicht unterfahren, regelmäßig Zerschneidung oder Zerstörung	Gering, da nur punktuelle Eingriffe und Überspannung typischerweise wenig problematisch
Natura 2000- und FFH-Verträglichkeit	§ 34 BNatSchG, Art. 6 Abs. 3 FFH-RL	Hoch, regelmäßig signifikante Eingriffe in Habitate wie Moore und Wälder	Mittel, insbesondere Vogelkollisionen problematisch

Quelle: GÖRG

Zusammenführung und Änderungsbedarf beim Umschwenken auf Freileitung

Zuletzt können sich im Falle eines Umschwenkens sowohl aus dem geteilten Rechtsrahmen, als auch aus den verschiedenen Genehmigungsregimen Änderungsbedarf ergeben. Im Folgenden ist aufbereitet, welche Planungsschritte übertragbar sind und welche wiederholt werden müssten. Der Wiederholungsbedarf einzelner Schritte wird darauffolgend aufgeschlüsselt.

Tabelle 11 Änderungsbedarf beim Umschwenken von Erdkabelplanung auf Freileitungen

Verfahrensschritte bei HGÜ-Erdkabelprojekt	Verfahrensschritte bei Freileitungen	
	Übertragbar	Notwendige Änderungen
Szenariorahmen als erste Stufe der jeweiligen Netzentwicklungsplan (NEP)-Prozesse,	Ja	Szenariorahmen bestimmt nur den Bedarf, Projekte und Trassenkorridore und legen die konkrete Bauweise (Erdkabel/Freileitung) noch nicht endgültig fest, sondern lässt Varianten zu.
die darauf aufbauenden finalisierten NEPs	Ja	Netzentwicklungsplan (NEP) bestimmt nur Bedarf, Projekte und Trassenkorridore und legen die konkrete Bauweise (Erdkabel/Freileitung) noch nicht endgültig fest, sondern lässt Varianten zu
Bundesbedarfsplan	Ja	Bundesbedarfsplan (BBPIG) bestimmt nur Bedarf, Projekte und Trassenkorridore und legen die konkrete Bauweise (Erdkabel/Freileitung) noch nicht endgültig fest, sondern lässt Varianten zu.
Bundesfachplanung	Eingeschränkt	<p>Erforderliche Planänderung beziehungsweise Variantenentscheidung¹⁰¹;</p> <p>Die Bundesfachplanung (beziehungsweise Raumordnungsverfahren) laufen für das jeweilige Vorhaben weiter, auch wenn im Verfahren eine Umstellung von Erdverkabelung auf Freileitung (oder umgekehrt) erfolgt;</p> <p>Die Herleitung von Trassenkorridoren bei HGÜ-Vorhaben mit Erdkabelvorrang hat auf Grundlage einer erdkabelspezifischen und sinnvollen Strukturierung des Untersuchungsraums zu erfolgen.</p>

¹⁰¹ Wenn Präferenzraumverfahren gewählt wird, entfällt dieser Schritt.

Verfahrensschritte bei HGÜ-Erdkabelprojekt	Verfahrensschritte bei Freileitungen	
	Übertragbar	Notwendige Änderungen
Präferenzraum	Nein	Der Präferenzraum wird bei HGÜ-Neubauvorhaben mit der Maßgabe ermittelt, dass diese als Erdkabel zu errichteten sind. ¹⁰²
Planfeststellung	Eingeschränkt	Erforderliche Planänderung beziehungsweise Variantenentscheidung; die Planfeststellung läuft für das jeweilige Vorhaben weiter, auch wenn im Verfahren eine Umstellung von Erdverkabelung auf Freileitung (oder umgekehrt) erfolgt.

Quelle: GÖRG

Um die Übertragbarkeit von Planungsschritten wie dem Netzentwicklungsplan und dem Präferenzraumverfahren bewerten zu können, ist deren jeweilige Verbindlichkeit und Kontrolldichte zu betrachten.

Netzentwicklungspläne sollen auf Basis von Szenariorahmen den zukünftigen Strombedarf prognostizieren und den notwendigen Trassenbau dafür entwickeln. Dabei werden noch keine konkreten Trassen geplant, sondern die Start- und Endpunkte identifiziert und Art der Maßnahme skizziert.¹⁰³ Gleichzeitig gibt es auch Stimmen, die eine Festlegung der Übertragungstechnologie bereits auf dieser Stufe vorsehen. Die Praxis ist ebenfalls ambivalent. Während im NEP 2037/2045(2023) statuiert wird, dass es nicht die Aufgabe des NEPs ist zwischen Freileitung oder Erdkabel zu entscheiden, sondern ausschließlich der Transportbedarf im Übertragungsnetz dargestellt wird, wird im ersten Entwurf des neuen NEP 2037/2045 (2025) den DC-Projekten – so auch DC42/DC42+ - dem Koalitionsvertrag entsprechend bereits die Freileitungsübertragung zugeschrieben¹⁰⁴. Da DC42/DC42+ im letzten NEP ohne Zuweisung einer Übertragungstechnologie bestätigt wurde, beziehungsweise nun bereits als Freileitung geplant wird, ergibt sich auf dieser Planungsstufe kein Änderungsbedarf.

Das Präferenzraumverfahren wurde erst im Jahr 2022 eingeführt und ist insofern noch relatives Neuland. Eine Neuregelung wie die Abschaffung des Erdkabelvorrangs hat dieses

¹⁰² Bundesnetzagentur (2024a): Bedarfsermittlung 2023-2037/2045. Umweltbericht – Teil I bis III. Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des 2. Entwurfs des NEP Strom, S. 39, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://data.netzausbau.de/2037-2023/UB/Umweltbericht_2023_Teil_I-III.pdf

¹⁰³ Posser, in: Kment Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl. 2023, § 12a EnWG Rn. 27.

¹⁰⁴ Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025-1): Netzentwicklungsplan Strom 2037, mit Ausblick 2045, Version 2025. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, S. 211, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_2037_2045_V2025_1_Entwurf_0.pdf

Planungsverfahren noch nicht erlebt, weswegen die Übertragbarkeit eines Präferenzraumes noch nicht durch Rechtsprechung bewertet wurde. Der Gesetzgeber sah für einen beschlossenen Präferenzraum keine Möglichkeit der Änderung oder Fehlerheilung vor, vielmehr wurde bei Änderungsbedarf aus zwingenden rechtlichen oder tatsächlichen Gründen auf das Planfeststellungsverfahren verwiesen.¹⁰⁵ Es ist jedoch fraglich, ob damit Änderungen im Ausmaß der Abschaffung des Erdkabelvorrangs antizipiert wurden. Eine Annäherung an diese Frage erlaubt eine Betrachtung des Präferenzraumverfahrens an sich.

Das Präferenzraumverfahren ermittelt einen schlängelnden Gebietsstreifen einer Breite von 5-10 Kilometern auf Basis von Geodaten des Raumordnungsplan-Monitors des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung.¹⁰⁶ Diese Daten werden nicht gesondert erhoben oder aufbereitet, weswegen die Einteilung einen groben Maßstab hat. Eine Übertragbarkeit wäre vorstellbar. Der ermittelte Präferenzraum ist zwar rechtlich eigenständig vom Umweltbericht, diesem aber zugrunde zu legen.¹⁰⁷ Diese Umweltberichte beziehen sich auf eine bestimmte Übertragungstechnologie. So wurde im Umweltbericht zum NEP 2037/2045 (2023), in dem der Präferenzraum für DC42/DC42+ bestätigt wurde, eine Übertragung durch Erdkabel vorausgesetzt¹⁰⁸. Im selben Umweltbericht werden zudem detailliert die verschiedenen Wirkfaktoren von Erdkabeln und Freileitungen auf die Umwelt erläutert, die als Basis zur Ermittlung der Konfliktrisiken im Präferenzraum ermittelt werden.¹⁰⁹ **Eine Änderung der Übertragungstechnologie würde zumindest die Notwendigkeit einer erneuten Umweltprüfung herbeiführen. Trotz der rechtlichen Eigenständigkeit des Präferenzraumes schließt die enge Verzahnung mit dem Umweltprüfung eine Übertragbarkeit des Präferenzraumes somit praktisch aus.** Die Bundesnetzagentur geht ebenfalls von einer Notwendigkeit der methodischen Anpassung bei anderer Übertragungstechnologie und daraus resultierenden abweichenden Präferenzräumen aus.¹¹⁰

Da die bisherigen Antragsunterlagen auf dem bestehenden Präferenzraum basierten, wird bei der Umplanung auf Freileitung eine Stellung eines neuen Antrags auf Planfeststellungsbeschluss notwendig werden.

A.1.4 Verzögerungen durch die Umplanung von Erdkabelprojekt auf Freileitung

Bei einem Wechsel der Durchführungsart für das Projekt SuedWestLink (DC42/DC42+) von Erdkabel auf Freileitungen würde sich die Planungs- und Genehmigungsphase nach unseren

¹⁰⁵ Bundestag (2022): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung – Drucksache 20/1599, S. 32, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/019/2001977.pdf>

¹⁰⁶ Ruge, in: BeckOG, 15. August 2025, EnWG § 12c Rn. 23f.

¹⁰⁷ Theobald/ Kühling/ Kober, in: Energierecht, 132. EL November 2025, EnWG § 12c, Rn. 28 m.

¹⁰⁸ Bundesnetzagentur (2024a): Bedarfsermittlung 2023-2037/2045. Umweltbericht – Teil I bis III. Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des 2. Entwurfs des NEP Strom, S. 69, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://data.netzausbau.de/2037-2023/UB/Umweltbericht_2023_Teil_I-III.pdf

¹⁰⁹ Ebd. S. 116 ff.

¹¹⁰ Ebd., S. 68.

Einschätzungen **um etwa sieben Jahre (bis Baustart) verzögern**. Sofern einzelne Verfahrensschritte parallel laufen beziehungsweise ineinander übergehen, reduziert sich die Verzögerung entsprechend; solche Effekte sind jedoch zum Teil bereits berücksichtigt.

In den nachfolgenden Tabellen wird ein hypothetischer Projektverlauf basierend auf einer Wiederaufnahme der Projektaktivitäten am 1. Januar 2027 sowohl für das Szenario als Freileitung als auch für das Szenario als Erdkabel modelliert.

Die Schätzungen basieren auf konservativen Annahmen, um sicherzugehen, dass potenzielle Risiken und Unsicherheiten angemessen berücksichtigt werden. Die Auftragsvergabe durch die Übertragungsnetzbetreiber für den Bau bleibt zunächst außer Betracht.

Tabelle 12 Verzögerungen je Verfahrensschritt

Verfahrensschritt	Dauer (ca.)	Freileitung	Erdkabel
1. Entscheidungsfindung und Start Transformationsprozess	12-14 Monate	Abschluss bis zum 1. März 2028	Nicht notwendig, da gegenwärtige Rechtslage auf Durchführung mittels Erdkabel ausgelegt ist.
Interne Entscheidungsfindung (Willensbildungsprozess, Überzeugungsarbeit und gegebenenfalls Mehrheitsentscheidung)	3 Monate	Diese Phasen überschneiden sich.	Bereits ausgeführt
Neues PR-Konzept, Akzeptanzförderung in Politik, Stakeholdern und Öffentlichkeit	1 Monat	Diese Phasen überschneiden sich.	Bereits ausgeführt
Vorabklärung und Abstimmungen mit weiteren Beteiligten (Politik, Bundesnetzagentur und Genehmigungsbehörde(n))	1 Monat	Diese Phasen überschneiden sich.	Bereits ausgeführt
Inhaltliche und technische Anpassungen der Transformation, notwendige Vorarbeiten: Anpassung der Trassen- und Variantenplanung	4 Monate	Diese Phasen überschneiden sich.	Bereits ausgeführt
Verhandlung und Abschluss neuer Verträge, gegebenenfalls mit förmlicher Ausschreibung → Kapazitäten?	6 Monate	Abschluss 1. September 2027	Bereits ausgeführt

Verfahrensschritt	Dauer (ca.)	Freileitung	Erdkabel
Notwendigkeit Gesetzgebungsverfahren sowie etwaige Gesetzesänderungen, Berücksichtigung von stets möglichen Gesetzesänderungen auf Bundes- und/oder Landesebene ¹¹¹	4-6 Monate (zudem durchgehend zu berücksichtigen)	Abschluss 1. März 2028	Bereits ausgeführt
2. Bundesfachplanung^{112/} Präferenzraumanalyse¹¹³¹¹⁴	1 - 1,5 Jahre	Abschluss bis zum 1. September 2029	Das Präferenzraumverfahren für Erdkabel wurde bereits ausgeführt
Ermittlung des Präferenzraums, Strategische Umweltprüfung	6 Monate	Abschluss 1. September 2028	Bereits ausgeführt
Veröffentlichung eines Entwurfs des Präferenzraums und Konsultation	6 Monate ¹¹⁵	Abschluss 1. März 2029	Bereits ausgeführt

¹¹¹ Presseberichte über unterschiedliche Entwicklungen in den Bundesländern, vgl. Deutschlandfunk (24.06.2024): Debatte über Stromnetze. Einige Bundesländer fordern Umschwenken auf Freileitungen statt Erdkabel, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.deutschlandfunk.de/einige-bundeslaender-fordern-umschwenken-auf-freileitungen-statt-erdkabel-100.html>

¹¹² Eine Bundesfachplanung würde aufgrund der enthaltenen Öffentlichkeitsbeteiligung trotzdem länger dauern als ein erneutes Präferenzraumverfahren, vgl. BMWK (23.10.2024): Aktueller Stand des Netzausbaus, Abbildung 13, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/U/uebeblickspapier-zum-netzausbau.html>

¹¹³ StromnetzDC (11.2023): Das Präferenzraumverfahren, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/dokumente/netz/nordostlink/factsheet_praeferenzraumverfahren.pdf

¹¹⁴ Kosten: Entscheidung über das Erfordernis der Bundesfachplanung (Verzicht bei Änderung oder Erweiterung) : 5.000 (§§ 30 Abs. 1 Nr. 5, 5a Abs. 3 S. 1 NABEG), Bei vereinfachtem Verfahren : 10.000 (§§ 30 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 2 Satz 6, 5a Abs. 3 Satz 1 NABEG), Auch bei Präferenzraumverfahren: Für Planfeststellungsbeschluss : 50.000 (§§ 24 Abs.1, 30 Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 Nr. 5 NABEG)

¹¹⁵ Aus den Angaben zum NordOstLink ergibt sich, dass das Verfahren bis zum ersten Entwurf dort sechs Monate dauerte, vgl. 50Hertz & TenneT (2024): Antrag auf Planfeststellungsbeschluss gemäß § 19 NABEG a.F. sowie nach § 26 S. 2 NABEG für NordOstLink, S. 20, abgerufen am 15.04.2026 unter https://data.netzausbau.de/Vorhaben/81/X/19/NOL_Antrag_Planfeststellungsbeschluss.pdf; 50Hertz (01.12.2023): Bundesnetzagentur veröffentlicht Präferenzraumentwurf, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50hertz.com/de/News/Details/14130/bundesnetzagentur-veroeffentlicht-praeferenzraumentwurf>.

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Verfahrensschritt	Dauer (ca.)	Freileitung	Erdkabel
Prüfung der Konsultationsergebnisse und Anpassung des Präferenzraums	3 Monate	Abschluss 1. Juni 2029	Bereits ausgeführt
Festlegung und Veröffentlichung des Präferenzraums	3 Monate	Abschluss 1. September 2029	Bereits ausgeführt
3. Trassenplanung und Erarbeitung der Antragsunterlagen¹¹⁶	24 Monate - 30 Monate	Abschluss bis zum 1. März 2032	Ein konkreter Trassen- entwurf für Erdkabel wurde bereits erarbeitet
Kartierung zur Vorbereitung UVP-Bericht ¹¹⁷	10 Monate	Diese Phasen überschnei- den sich.	Bereits ausgeführt
Erstellung UVP-Bericht ¹¹⁸	10 Monate	Diese Phasen überschnei- den sich.	Bereits ausgeführt
Erstellung der Planfeststellungsunterlagen (technische Planung,	3 - 5 Monate	Diese Phasen überschnei- den sich.	Bereits ausgeführt

¹¹⁶ Teilweise mit Verfahrensschritt 2 sich überschneidende Tätigkeiten; Tabelle erfasst Netto-Mehraufwand; Beim Nordostlink wurde der Präferenzraum im November 2023 veröffentlicht, 50Hertz (01.12.2023); Bundesnetzagentur veröffentlicht Präferenzraumentwurf, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50hertz.com/de/News/Details/14130/bundesnetzagentur-veroeffentlicht-praeferenzraumentwurf> und im Mai 2024 bestätigt, vgl. 50Hertz (04.06.2024): NordOstLink: Bundesnetzagentur bestätigt Präferenzraum, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50hertz.com/de/News/Details/14594/nordostlink-bundesnetzagentur-bestaetigt-praeferenzraum>. Der Antrag auf Planfeststellungsbeschluss wurde schon im Juni 2024 eingereicht, vgl. 50Hertz (02.07.2024): Antrag auf Planfeststellung eingereicht, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50hertz.com/de/News/Details/14709/antrag-auf-planfeststellung-ingereicht>.

¹¹⁷ An dieser Stelle ist die Vorbereitung der Umweltverträglichkeitsprüfung notwendig. Im Vergleich zu der in Verfahrensschritt 2 stattgefundenen Strategischen Umweltprüfung, die auf der übergeordneten Planungsebene grobmaschig stattfindet, begleitet die UVP die konkreten Zulassungsentscheidung engmaschig. Vergleich *Beckmann*, in: Stüer/Beckmann, Handbuch des Bau- und Fachplanungsrechts, 6. Auflage 2025, Rn. 4542.

¹¹⁸ Kosten: Für die UVP: **30.000** (§§ 12 Abs. 2 Nr. 2, 30 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 2 Satz 3 NABEG)

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Verfahrensschritt	Dauer (ca.)	Freileitung	Erdkabel
Alternativenprüfung, Abwägungen, Erläuterungsberichte etc.)			
Erneute/erweiterte Behördenbeteiligung (zusätzliche Fachbehörden, Nachforderungen, verlängerte Stellungnahmefristen)	1 - 2 Monate	Diese Phasen überschneiden sich.	Bereits ausgeführt
Erörterungstermin(e)	Bis zu 3 Monate	Abschluss 1. März 2032	Bereits ausgeführt
4. Finalisierung Antragsunterlagen	16 Monate	Abschluss bis zum 1. Juli 2033	Abschluss bis zum 1. Mai 2028
Auswertung der Einwendungen und Stellungnahmen	3 Monate	Diese Phasen überschneiden sich.	Diese Phasen überschneiden sich
Überarbeitung Antragsunterlagen	4 Monate	Diese Phasen überschneiden sich.	Diese Phasen überschneiden sich
Erneute Abstimmungen, gegebenenfalls zusätzliche Gutachten	3 Monate	Abschluss 1. November 2031	Abschluss 1. Juli 2027
Vollständigkeitsprüfung und Anpassung der Antragsunterlagen	8 Monate	Abschluss 1. Juli 2033	Abschluss 1. Mai 2028
5. Planfeststellungsverfahren	20-30 Monate	Abschluss bis zum 1. Januar 2036	Abschluss bis zum 1. Januar 2030
Einreichung Antragsunterlagen		Abschluss 1. Juli 2033	Abschluss 1. Mai 2028

Verfahrensschritt	Dauer (ca.)	Freileitung	Erdkabel
Planfeststellungsverfahren und Planfeststellungsbeschluss	24 Monate	Abschluss 1. Januar 2036	Abschluss 1. Januar 2030

Quelle: GÖRG

A.1.5 Entschädigungen

Eine Entschädigung kann bei Erdkabel- oder Freileitungsprojekten vor allem aus der Inanspruchnahme von Grundeigentum und aus baubedingten Schäden und Nutzungseinschränkungen resultieren. Nachfolgend sind mögliche Entschädigungspositionen für Bau und Betrieb von Erdkabeln und Freileitungen aufgelistet. Die jeweiligen Entschädigungshöhen unterliegen dabei einer Einzelfallbetrachtung.

Typischer Verfahrensablauf

Typischerweise vermeidet es der Vorhabenträger, eine Enteignung vornehmen zu müssen. Ziel ist daher eine vertragliche Vereinbarung. Die Vereinbarung im Einzelfall wird in der Regel begleitet durch eine zuvor abgeschlossene Rahmenvereinbarung, die vor allem sicherstellen soll, dass alle Grundstückseigentümer oder sonstige Nutzungsberechtigten möglichst gleichbehandelt werden. Gleichbehandlung bedeutet, dass entsprechend der Werthaltigkeit der in Anspruch zu nehmenden Fläche eine Entschädigung fällig wird. Es bietet sich in der Praxis an, eine solche Rahmenvereinbarung in Abstimmung mit den Interessensverbänden der Grundstückseigentümer zu besprechen oder – als Vertrag zu Gunsten Dritter – abzuschließen.

Enteignungsrechtliche Vorwirkung

Der Planfeststellungsbeschluss entfaltet enteignungsrechtliche Vorwirkung. Der Planfeststellungsbeschluss selbst ist mithin Grundlage einer Enteignung; im Rahmen des Eignungsverfahrens ist die materiellrechtliche Voraussetzung für eine solche Maßnahme nicht mehr zu prüfen. Als enteignende Maßnahme ist das mildeste Mittel zu wählen. Dies ist in aller Regel die Eintragung einer Dienstbarkeit:

- **Eigentumsverhältnisse am Grundstück bleiben unverändert:** Der Vorhabenträger erwirbt in der Regel keine Grundstücke, sondern lässt eine beschränkte persönliche Dienstbarkeit in das Grundbuch eintragen.
- Die Dienstbarkeit gibt dem Vorhabenträger das Recht, ein Grundstück zu nutzen (zum Beispiel zu überspannen, für Bau und Unterhaltung zu betreten und befahren usw.).

- Der Eigentümer ist verpflichtet dies zu dulden und keine Maßnahmen vorzunehmen, die die Leitung beeinträchtigen (zum Beispiel keine Bäume im Schutzstreifen pflanzen).

Die Eintragung einer Dienstbarkeit ist zu entschädigen. Dabei ist vorrangig eine freihändige Verhandlung zu bevorzugen, gegebenenfalls nach einer Rahmenvereinbarung (falls keine Vereinbarung getroffen werden kann, besteht die Möglichkeit einer Entschädigung nach Beschluss einer Enteignungsbehörde). Die Dienstbarkeitsentschädigung erfolgt für die in Anspruch genommene Fläche („Schutzstreifen“) und orientiert sich am Verkehrswert. Eine zusätzliche Zahlung für die gütliche Einigung ist möglich („Beschleunigungszuschlag“).

Entschädigungen an Einzelpersonen

Bei HGÜ-Projekten erfolgt regelmäßig keine Enteignung, sondern eine Sicherung durch Dienstbarkeiten. Entschädigungen resultieren dementsprechend aus Eigentumseingriffen, dauerhaften Belastungen (Dienstbarkeiten, Schutzstreifen) und vorübergehenden Bau- und Betriebsschäden.

Entschädigungspositionen

- Einmalige Dienstbarkeitsentschädigung (§§ 903 ff., 1018 ff. BGB sowie Fachgesetze)
 - Festlegung in privatrechtlichem Vertrag zwischen Netzbetreiber und Grundstückseigentümer (Maststandort/Kabeltrasse und Schutzstreifen)¹¹⁹
 - Höhe richtet sich nach Bodenrichtwert und Beeinträchtigungsdauer (bei Erdkabeln regelmäßig höher wegen dauerhafter Nutzungseinschränkung)
 - Richtwerte nach § 5a Abs. 2 Satz 2 StromNEV: Freileitungen bis 25 %, Erdkabel bis 35 % des Verkehrswertes; bei gütlicher Einigung innerhalb von acht Wochen erhöht sich die Entschädigung auf bis zu 75 % (§ 5a Abs. 3 StromNEV), begrenzt auf 0,5–2 EUR/m²
- Laufende oder zusätzliche Entschädigungen, zum Beispiel für Ertragsausfälle, Nutzungseinschränkungen oder nachweisbarer Grundstückswertminderung. Für die Höhe ist regelmäßig die Nutzungsart (land- oder forstwirtschaftliche Flächen) relevant.
- Schadensersatz bei Bau- und Folgeschäden
 - Bei landwirtschaftlichen Flächen werden Rahmenvereinbarungen mit regionalen Landwirtschaftsverbänden ausgehandelt, die Rahmenvereinbarung geht grundsätzlich von pauschalen Schadensregulierungen aus.
 - Nutzungsberechtigte haben die Möglichkeit, eine individuelle Schadensregulierung zu vereinbaren, die Schadensfeststellung erfolgt bei einer individuellen Schadensermittlung auf der Basis der jeweils regional anzuwendenden Schätzungsrichtlinien beziehungsweise durch plausiblen und nachvollziehbaren Nachweis oder gegebenenfalls durch Sachverständigengutachten

¹¹⁹ Scheitert die privatrechtliche Einigung, richtet sich die Entschädigung nach §§ 93ff. BauGB (in Verbindung mit EnWG).

- Für die temporäre Nutzung während der Bauphase erhalten Eigentümer je Flurstück eine Pauschale, die sich nach der Größe des Flurstücks bemisst, auch für die Aufwuchs- und Folgeschäden sind Pauschalen vorgesehen.¹²⁰

Beispielberechnungen¹²¹

Beispielrechnung für Erdkabel

Angenommene Parameter:

- Länge 1000 m, Schutzstreifen 26 m, landwirtschaftliche Nutzung
- Gütliche Einigung innerhalb der 8-Wochen-Frist

Tabelle 13 Beispielrechnung Dienstbarkeitsentschädigung Erdkabel je 1000 m

Bodenverkehrswert	6,50 €/m ²	19,50 €/m ²
Dienstbarkeitsentschädigung	59.100 €	177.450 €
Zuschlag für gütliche Einigung	44.363 €	52.000 €
Aufwandsentschädigung	200 €	200 €
Summe	103.513 € pro 1000 m	229.450 € pro 1000 m
	200 € einmalig	200 € einmalig

Quelle: GÖRG, basierend auf BMWi (10.09.2019): Entschädigungs-Praxis beim Stromnetzausbau, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2019/IT_Regensburg/BMWi_Entschadigungspraxis.pdf?__blob=publicationFile und angepasst an Modell-Rechnung

Beispielrechnung Freileitung (ohne Mastentschädigung)

Angenommene Parameter:

- Länge 1000 m, Schutzstreifen 70 m¹²², landwirtschaftliche Nutzung;
- gütliche Einigung innerhalb der 8-Wochen-Frist.

¹²⁰ So zum Beispiel Tennet (k.D.-b): Suedlink, Entschädigung und Schadensregulierung, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.tennet.eu/de/projekte/suedlink/suedlink-entschadigung-und-schadensregulierung>

¹²¹ Übernommen aus der Präsentation des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Entschädigungs-Praxis beim Stromnetzausbau vom 10. September 2019, abrufbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2019/IT_Regensburg/BMWi_Entschadigungspraxis.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am 15. April 2026.

¹²² In der hier vorgenommenen Berechnung wird eine Spannweite des Schutzstreifens zwischen 60-80 Meter angenommen, siehe Annex A.3.

Tabelle 14 Beispielrechnung Dienstbarkeitsentschädigung Freileitung je 1000 m

Bodenverkehrswert	6,5 €/m ²	19,5 €/m ²
Dienstbarkeitsentschädigung	113.750 €	341.250 €
Zuschlag für gütliche Einigung	85.313 €	140.000 €
Aufwandsentschädigung	200 €	200 €
Summe	199.063 € pro 1000 m	481.250 € pro 1000 m
	200 € einmalig	200 € einmalig

Quelle: GÖRG, basierend auf BMWi (10.09.2019): *Entschädigungs-Praxis beim Stromnetzausbau*, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2019/IT_Regensburg/BMWi_Entschaeidigungspraxis.pdf?__blob=publicationFile und angepasst an Modell-Rechnung

Freiwillige Ausgleichszahlungen an Kommunen

§ 5 Abs. 4 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) erlaubt Übertragungsnetzbetreibern, betroffenen Gemeinden einmalige, freiwillige Ausgleichszahlungen für neue Höchstspannung-Freileitungen auf neuer Trasse zu leisten (Hintergrund sind regulierungsrechtliche Investitionsanreize). Die Beträge belaufen sich für Höchstspannungsfreileitungen ab 380 kV (Abs. 4 Satz 2 Nr. 1) und für Gleichstrom-Hochspannungsfreileitungen ab 300 kV jeweils auf maximal 40.000 EUR/km (Abs. 4 Satz 2 Nr. 2).

Grundlage der Auszahlung ist jeweils ein zivilrechtlicher Vertrag zwischen Netzbetreiber und Kommune, der auf § 5 Abs. 4 StromNEV verweist und die Berechnungslogik (Leitungslänge, Zahl der Stromkreise) festlegt. Die Kommunen müssen für die Zahlungen keine planungsrechtliche „Gegenleistung“ erbringen.

Für Erdkabel sieht § 5 Abs. 4 StromNEV keine entsprechende Ausgleichszahlung an Kommunen vor; die Regelung ist auf Freileitungen auf der Transportnetzebene beschränkt

Ausgleichszahlungen und Ersatzmaßnahmen für Naturschutz

Ausgleichszahlungen und Ersatzmaßnahmen richten sich nach der Eingriffsregelung des BNatSchG, ergänzend nach BauGB und Landesnaturschutzgesetzen. Die Pflicht zu Ausgleichs-/Ersatzmaßnahmen besteht grundsätzlich neben den eigentumsrechtlichen Entschädigungen.

Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG)

Gemäß § 15 BNatSchG liegt eine Stufenfolge vor: Vermeidung bzw. Minimierung des Eingriffs, dann Ausgleichs- bzw. Ersatzmaßnahmen, zuletzt Ersatzzahlung. Die Prüfungsreihenfolge stellt sich wie folgt dar:

- Ausgleichsmaßnahmen (§ 15 Abs. 2 Satz 1): Gleichartige oder gleichwertige Wiederherstellung beeinträchtigter Funktionen
- Ersatzmaßnahmen (§ 15 Abs. 2 Satz 1, 3): Gleichwertige Verbesserungen an anderer Stelle, wenn gleichartiger Ausgleich nicht möglich
- Ersatzzahlung (§ 15 Abs. 5, 6): Bei nicht ausgleichbaren Eingriffen ist durch den Verursacher des Eingriffs Ersatz in Geld zu leisten, bemessen nach durchschnittlichen Maßnahmenkosten, dabei besteht eine Zweckbindung für Naturschutzmaßnahmen
- Länderkompensationsverordnungen regeln die standardisierte Bewertung mittels Wertpunkten. Ökokonten (§ 16 BNatSchG) ermöglichen vorgezogene Kompensation
- Für Freileitungen kommt dazu regelmäßig spezielles Planfeststellungsrecht (zum Beispiel NABEG) sowie das BauGB in Betracht; die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung bleibt aber über §§ 13 bis 17 BNatSchG der inhaltliche Maßstab

Landesnaturschutzgesetze der Bundesländer

Die Landesnaturschutzgesetze konkretisieren die Bundesvorgaben, insbesondere zu Ersatzzahlungsberechnung, Ökokonten und Kompensationsverzeichnissen. Landesregelungen dürfen den bundesrechtlichen Mindeststandard (§§ 13 bis 19 BNatSchG) nicht unterschreiten, können aber Detailfragen regeln.

Grundstückserwerbsbedarf (zum Beispiel in % der beanspruchten Fläche oder in Hektar)

Für dauerhaft bebaute Flächen wie Konverterstationen oder Kabel-Kabel-Übergabestationen ist in der Regel ein vollständiger Grunderwerb erforderlich, da eine bloße Dienstbarkeit bei vollständiger und dauerhafter Inanspruchnahme nicht ausreicht. Der Eigentümer verliert faktisch sämtliche Nutzungsmöglichkeiten, weshalb zivilrechtlich und verfassungsrechtlich ein Vollerwerb zum Verkehrswert geboten ist. Dies unterscheidet sich grundlegend von linearen Leitungstrassen, bei denen beschränkte persönliche Dienstbarkeiten ausreichen. Für Stationsstandorte sollten daher vollständige Grunderwerbskosten kalkuliert werden.

A.1.6 Rechtsmittel

Die Zeit und Dauer etwaiger Rechtsmittel ist für ein Vorhaben der hier näher betrachteten Größenordnung von entscheidender Bedeutung. Rechtsmittel haben wesentlichen Anteil an etwaigen Projektverzögerungen. Für die Einlegung von Rechtsmitteln ist entscheidend,

welcher Rechtsakt vom Kläger beziehungsweise Antragsteller angegriffen wird. Diese Klagebeziehungsweise Antragsgegenstände werden unter I. und II. dargestellt.

Eine Schätzung der Verzögerungen durch mögliche Rechtsverfahren kann dabei nur grob umrissen werden.

Präferenzraumverfahren/Bundesfachplanung

Das Präferenzraumverfahren ist ein verwaltungsinterner Planungsschritt ohne eigene Außenwirkung. Eine Einlegung von Rechtsmitteln im Rahmen dieses Verfahrens ist damit nicht möglich.¹²³ Laut Gesetzesbegründung stellt das Präferenzraumverfahren einen reinen verwaltungsinternen Vorgang dar.¹²⁴ Eine Anfechtung ist gemäß § 12c Abs. 2a Satz 4 EnWG nur im Rahmen des Rechtsbehelfsverfahrens gegen die jeweiligen Zulassungsentscheidungen für die Netzausbaumaßnahmen, also dem Planfeststellungsbeschluss möglich.¹²⁵

Auch die Bundesfachplanung ist ein vorgelagertes Verfahren mit bindender Wirkung für die spätere Planfeststellung, aber ohne eigene Rechtswirkung nach außen. Auch diese ist damit nicht durch Rechtsmittel angreifbar. Die Verfassungsmäßigkeit des Ausschlusses von direktem Rechtsschutz gegen Entscheidungen innerhalb der Bundesfachplanung gemäß § 15 Abs. 3 Satz 2 NABEG wurde bereits vom Bundesverwaltungsgericht bestätigt.¹²⁶

Planfeststellungsverfahren und Planfeststellungsbeschluss

Der Planfeststellungsbeschluss ist ein Verwaltungsakt im Sinne des § 35 Satz 1 VwVfG.¹²⁷ Rechtsmittel können damit gegen den Planfeststellungsbeschluss als Verwaltungsakt eingelegt werden. Die Klagen richten sich grundsätzlich nach der Verwaltungsgerichtsordnung.

Das Bundesverwaltungsgericht hat in einem Urteil bereits klargestellt, dass die Wahl, ob ein Kabel als Erdkabel oder Freileitung verlegt wird im gesetzgeberischen Gestaltungsspielraum liegt und sich die gerichtliche Kontrolle auf eine Evidenzkontrolle beschränkt.¹²⁸ Die Rechtsmittelverfahren können sich jedoch weiterhin auf anderweitige Belange oder Rechtsverstöße richten.

¹²³ Fischer, in: BeckOK EnWG, 17. ED 1. Dezember 2025, EnWG § 12c Rn. 47.

¹²⁴ BT-Drs. 20/1599, 54

¹²⁵ Busch, in: Bouerwieg/Hellermann/Hermes/Busch Energiewirtschaftsgesetz, 4. Aufl. 2023, EnWG § 12c Rn. 101.

¹²⁶ Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 24. März 2021 – 4 VR 2.20, Rn. 18.

¹²⁷ Drygalla-Hein, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 132. EL November 2025, Rn. 19.

¹²⁸ BVerwG, Urteil vom 8. Januar 2025 – 11 A 24.23 Rn. 22f.

Gerichtszuständigkeit

Für alle Streitigkeiten im Zusammenhang mit den HGÜ-Projekten, die im Bundesbedarfsplan aufgeführt sind, ist gemäß § 6 BBPlG in Verbindung mit § 50 Abs. 1 Nr. 6 Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO) das Bundesverwaltungsgericht erstinstanzlich zuständig. Das Bundesverwaltungsgericht ist zugleich die letzte Instanz.¹²⁹

Dementsprechend ist keine Möglichkeit der Berufung oder der Revision vorgesehen. Ein langwieriges Gerichtsverfahren durch mehrere Instanzenzüge ist damit nicht zu befürchten. Die Zuständigkeitskonzentration dient der Beschleunigung durch die Verkürzung des Instanzenzuges und die einheitliche Rechtsauslegung durch das Bundesverwaltungsgericht.

Klagebefugnis

Klagebefugt sind nur die natürlichen und juristischen Personen, die durch den Planfeststellungsbeschluss in ihren Rechten betroffen sind. Dies können sein:

- Grundstücksinhaber und sonstige dinglich Berechtigte im Trassenbereich nach § 42 Abs. 2 VwGO,
- Unmittelbar betroffene Anwohner und Mieter nach § 42 Abs. 2 VwGO,
- Kommunen, wenn sie in ihre Selbstverwaltungsrechten aus Art. 28 Abs. 2 GG berührt sind oder
- Umweltverbände, wenn sie nach dem Umweltrechtsbehelfsgesetz gegen UVP-pflichtige Vorhaben vorgehen. Die Umweltverbände sind der häufigste und gewichtigste Kläger gegen Großvorhaben. Dies liegt zum einen an der weitreichenden Klagebefugnis betreffend alle Vorschriften, die dem Schutz von Umweltbelangen dienen.

Klageart

Klage nach dem Verwaltungsverfahrensgesetz

Beim Planfeststellungsbeschluss ist keine Nachprüfung im Rahmen eines Vorverfahrens vorgesehen.¹³⁰

Grundsätzlich käme daher, um die Vollziehung des, den Vorhabenträger begünstigenden, Planfeststellungsbeschlusses zu verhindern, die Anfechtungsklage gemäß § 42 Abs. 1 Alt. 1 VwGO in Betracht. Die Anfechtungsklage gegen den Planfeststellungsbeschluss entfaltet aufgrund von § 43e EnWG in Verbindung mit § 80 Abs. 2 Nr. 3 VwGO keine aufschiebende Wirkung und würde damit keine Verzögerung verursachen. Diese Regelung ist auch auf HGÜ-

¹²⁹ *Appel*, in: beck-online Grosskommentar, Stand 15. Juli 2025, § 6 BBPlG Rn. 1.

¹³⁰ § 68 Abs. 1 Satz 2 Halbsatz 1 VwGO in Verbindung mit § 74 Abs. 1 Satz 2 VwVfG, § 70 VwVfG. Winkler/Zeccola in BeckOK EnWG, Stand: 1. Dezember 2025, § 43e EnWG Rn. 2.

Projekte, deren Planfeststellungsverfahren sich nach dem NABEG richten, gemäß § 18 Abs. 5 NABEG entsprechend anzuwenden.

Klage nach dem Umweltrechtsbehelfsgesetz

Eine umweltrechtliche Vereinsklage gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 1 UmwRG in Verbindung mit § 1 Abs. 1 UmwRG kann gegen den Planfeststellungsbeschluss gerichtet werden. Dies erfordert keine Verletzung der eigenen Rechte des Vereins, sondern richtet sich danach, dass sie in ihrem satzungsgemäßen Aufgabenbereich der Förderung der Ziele des Umweltschutzes durch die Planfeststellung berührt ist.¹³¹ Diese Umweltvereinigungen beteiligen sich jedoch bereits am Planfeststellungsverfahren, sodass ihren Belangen auch vorher bereits entgegengekommen werden kann. Eine Klage wäre ihrerseits gemäß § 2 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 UmwRG begründet, soweit ein Verstoß gegen umweltrechtliche Vorgaben vorliegt und dieser Belange berührt, die zu den Zielen gehören, die die Vereinigung nach ihrer Satzung fördert.

Auch umweltrechtliche Vereinsklagen haben aufgrund des § 43e EnWG keine aufschiebende Wirkung.¹³²

Einstweiliger Rechtsschutz

Auch wenn ein Hauptsacheverfahren anhängig ist, hat dies gemäß § 43e EnWG in Verbindung mit § 80 Abs. 2 Nr. 3 VwGO keine aufschiebende Wirkung. Dies bedeutet, dass trotz einer Klageerhebung mit dem Bau des Vorhabens begonnen werden kann. Eine Rechtswidrigkeit kann trotz dessen im Nachhinein festgestellt werden und einen Weiterbau verhindern, allerdings ist es so möglich ohne weitere Verzögerung in die Bauphase überzugehen.

Der Antrag auf Anordnung der aufschiebenden Wirkung wird durch Abwägung von Vollzugs- und Suspensivinteresse entschieden. Das Vollzugsinteresse ist das öffentliche oder private Interesse einen Verwaltungsakt (hier der Planfeststellungsbeschluss) sofort zu vollziehen (beispielsweise hier durch Baubeginn), während das Suspensivinteresse das Interesse eines Bürgers, oder hier einer Umweltvereinigung oder Kommune, ist, dass der Verwaltungsakt nicht vollzogen wird, bis die Rechtmäßigkeit geklärt ist. Das Bundesverwaltungsgericht hat zudem bereits eruiert, dass der § 43e Abs. 1 Satz 1 EnWG dem Vollzugsinteresse ein erhebliches Gewicht zuweist.¹³³ Somit muss das Suspensivinteresse ausgeprägt sein, um eine Anordnung der aufschiebenden Wirkung zu erringen. Allerdings ist dies im Rahmen einer Folgeabwägung bereits dann gegeben, wenn sich die Erfolgsaussichten der Klage noch nicht absehen lassen.¹³⁴

¹³¹ Beckmann, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 108. EL August 2025, KrWG § 36 Rn. 113.

¹³² Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 15. Juni 2021 – 4 VR 6.20, Rn. 5.

¹³³ Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 28. Januar 2026 – 9 VR 1.26 Rn. 11.

¹³⁴ Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 15. Juni 2021 – 4 VR 6.20, Rn. 5.

Verzögerung durch Rechtsmittel

Die Verzögerung durch eingelegte Rechtsmittel ist stark vom Einzelfall abhängig. HGÜ-Projekten kommt jedoch zugute, dass Anfechtungsklagen gegen den Planfeststellungsbeschluss keine aufschiebende Wirkung haben und das BVerwG die erste und letzte Instanz ist. Dies ermöglicht – außer die aufschiebende Wirkung wird im Eilverfahren angeordnet – einen Baubeginn während des Rechtsverfahrens und limitiert den Rechtsstreit auf eine Instanz.

Eine Quantifizierung der Verzögerungswirkung gestaltet sich schwierig. Seit der Festlegung des Erdkabelvorrangs wurden keine Freileitungen auf HGÜ-Ebene mehr gebaut. Zuvor war jedoch keine erstinstanzliche Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts begründet. Anzunehmen ist jedoch, dass spiegelbildlich zum angenommenen erhöhten Aufkommen der Öffentlichkeitsbeteiligung auch mehr Klagen gegen Freileitungen aufgrund der höheren Raumwirksamkeit betrieben werden würden.

A.1.9 Exkurs: Schutzgebiete

Der vorliegende Abschnitt gibt einen Überblick über die vom Trassenverlauf des SuedWestLinks betroffenen Schutzgebiete. Ziel ist es, die naturschutz-, boden-, wasser- und immissionsschutzrechtlich relevanten Schutzgüter entlang der geplanten Trasse systematisch zu erfassen und die wesentlichen rechtlichen Rahmenbedingungen darzustellen. Die Bestandserfassung bildet die Grundlage für die Bewertung etwaiger Auswirkungen eines Wechsels der Übertragungstechnologie von Erdkabel auf Freileitung. Die Konsequenzen einer Änderung des Vorhabens von einem Erdkabel auf eine Freileitung hängen eng mit der Frage zusammen, inwieweit Schutzgebiete durch den Technologiewechsel entlastet oder zusätzlich betroffen sind.

Vor diesem Hintergrund ist eine Bestandserfassung von erheblicher Bedeutung. Die betroffenen Schutzgebiete werden zur Bestandserfassung dem Trassenvorschlag des SuedWestLinks vom August 2024 entnommen.¹³⁵ Der Bezugspunkt ist hierbei die im Vorschlag enthaltene Karte¹³⁶, die den Trassenverlauf von Lüttau bis Hohenhameln in neun Abschnitte einteilt.

Auffällig ist, dass der aktuell geplante Trassenverlauf des Erdkabels häufig nah an Siedlungen vorbeiführt, Waldgebiete betrifft und Freileitungen quert. Bei einer Planung als Freileitung könnte möglicherweise aufgrund der 26. BImSchV sowie der Notwendigkeit dauerhafter Rodungen ein anderer Trassenverlauf sinnvoll sein.

Betroffene Schutzgüter

Konkret sind nachfolgend aufgeführte Schutzgebiete betroffen:

Naturschutzrecht (BNatSchG)

Besonders betroffen ist das Schutzgut *Natur und Landschaft* gemäß §§ 1, 2 BNatSchG. Eingriffe in Natur und Landschaft unterliegen den Anforderungen der Eingriffsregelung nach §§ 14 bis 18 BNatSchG, insbesondere hinsichtlich:

- Schutzgut Boden (Bodenfunktionen: § 2 Abs. 2 Nr. 1 BNatSchG, Eingriffsregelung §§ 14 bis 15 BNatSchG)
- Schutzgut Wasser und angrenzende Auen-/Feuchtlebensräume § 61 BNatSchG
- Biotopstrukturen und Arten (insbesondere § 30 BNatSchG geschützte Biotope)

¹³⁵ StromNetzDC (2024): SuedWestLink, Vorstellung der Entwurfstrasse, Stand: August 2024, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/dokumente/netz/suedwestlink/suedwestlink_vorstellung%20vorhaben%20suedwestlink%20und%20entwurfstrasse.pdf

¹³⁶ 50Hertz (k.D.-a): Detailkarten der Entwurfstrasse von SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/dokumente/netz/suedwestlink/detailkarten%20der%20entwurfstrasse%20von%20suedwestlink.pdf>

■ Naturschutzgebiete (FFH- und EU-Vogelschutzgebiete) nach § 23 BNatSchG

Regelmäßig relevant sind ebenso Konflikte durch Zerschneidung und Barrierewirkungen, insbesondere in Wald- und Offenlandschaften.

Hier sind im Falle eines Umschwenkens sowohl Entlastungen als auch Erschwerungen erwartbar. Die Freileitung dürfte das Schutzgut Boden mehr schonen, während es für Waldlandschaften deutlich belastender ist. Auch bezüglich des Artenschutzes ist eine Belastung durch Kollision von Vögeln mit Leitungen zu vermuten. Andererseits entlastet die Freileitung Boden- und Feldtiere, die gerade während der Bauphase von Erdkabeln besonders gefährdet sind.¹³⁷

Waldrecht (BWaldG/LWaldG)

Wenn Waldflächen beansprucht, gerodet oder dauerhaft umgewandelt werden, ist eine Genehmigung nach

- § 9 BWaldG (Waldumwandlung)
- beziehungsweise den entsprechenden Vorschriften der Landeswaldgesetze

erforderlich. Dabei sind auch die Auswirkungen auf Klima-, Boden- und Wasserhaushalt zu berücksichtigen (§ 1 BWaldG).

Hier sind Freileitungen erwartbar eingriffsintensiver, da für sie Schneisen durch den Wald geschlagen werden müssen, die dauerhaft gerodet werden.¹³⁸

■ **Bodenschutzrecht (BBodSchG)**

Böden stellen ein besonders sensibles Schutzgut dar¹³⁹. Relevante Normen sind:

- § 1 BBodSchG – Zweck des Bodenschutzes
- § 4 BBodSchG – Grundpflichten zur Vermeidung schädlicher Bodenveränderungen
- Ergänzend: Schutz des Bodens als Naturgut innerhalb der Eingriffsregelung (§§ 14 bis 15 BNatSchG)

Besondere Bedeutung haben organische, erosionsgefährdete oder verdichtungsempfindliche Böden.

¹³⁷ Heinrich (2012): Auswirkungen von Freileitung und Erdkabeln auf Natur und Umwelt, S.3, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://oecos.com/fileadmin/downloads/heinrich1.pdf>

¹³⁸ Novitskiy, Arit, Wolling & Westermann (2012): Freileitungen oder Erdkabelleitungen? Eine Metastudie über die Kriterien und Ergebnisse von Untersuchungen zum Netzausbau, S. 117, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.db-thueringen.de/servlets/MCRFileNodeServlet/dbt_derivate_00025591/ilm1-2012100129.pdf

¹³⁹ StromNetzDC (02.2024): Leitlinien Bodenschutz beim Erdkabelbau, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/dokumente/netz/suedwestlink/broschu%CC%88re%20bodenschutz.pdf>

Bezüglich des Schutzguts Boden stellen Freileitungen eine deutliche Entlastung dar, da sie nicht zu einer Bodenversiegelung entlang der gesamten Trasse führen, sondern das Schutzgut nur punktuell für die Strommasten belasten.¹⁴⁰

Wasserrecht (WHG)

Bei Querungen von Fließgewässern oder Lagen in Wasserschutzgebieten gelten unter anderem:

- § 6 WHG – Allgemeine Sorgfaltspflichten
- § 52 WHG – Schutz in Wasser- und Heilquellenschutzgebieten

Querungen von Gewässern erster und zweiter Ordnung erfordern besondere technische und ökologische Betrachtung.

Hier dürfte eine Freileitung grundsätzlich einen eher entlastenden Effekt haben, da die Leitung frei über den Gewässern geführt werden können und diese nicht potenziell untergraben werden müssen. Weiterhin entlastet die Freileitung auch das Grundwasser, da durch die Verlegung des Erdkabels ein Drainage-Effekt entstehen kann.¹⁴¹

Bauplanungs- und Immissionsschutzrecht

Bei Nähe zu Siedlungen sind zu beachten:

- § 35 BauGB – Außenbereichsprivilegierung und Rücksichtnahmegebot
- 26. BImSchV – Elektromagnetische Felder (Einhaltung der Immissionsgrenzwerte)

Dies betrifft insbesondere Wohngebiete, Einzelhoflagen und sonstige schutzbedürftige Nutzungen.

Bezüglich dieses Schutzgutes ist eine höhere Belastung durch das Umschwenken zu erwarten, da die magnetische Feldwirkung erst ab einer wesentlich weiteren Distanz abnimmt im Vergleich zu Erdkabeln.¹⁴²

Betroffene Schutzgebiete in den Abschnitten

Nachfolgend sind die Trassenabschnitte nach betroffenen Schutzgebieten gelistet. Einbezogen sind dabei exemplarisch nur die Trassenabschnitte 1-9 des von 50Hertz geplanten Teils von Lüttau bis nach Peine.¹⁴³

Tabelle 15 Betroffene Schutzgebiete in den Abschnitten

Betroffenes Schutzgebiet	Trassenabschnitte	Auswirkungen
Landschaftsschutzgebiet	1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9	Bei der Berührung eines Landschaftsschutzgebiets sind die Schutzbestimmungen des § 26 BNatSchG zu beachten. Eingriffe dürfen das charakteristische Landschaftsbild sowie den Erholungs- und Naturhaushalt nicht erheblich beeinträchtigen; Ausnahmen richten sich nach der jeweiligen Schutzgebietsverordnung.
Naturschutzgebiet	6, 7	Es gelten die strengen Schutzvorgaben des § 23 BNatSchG. Eingriffe, die den Schutzzweck beeinträchtigen können, sind grundsätzlich unzulässig und bedürfen einer Ausnahme nach der jeweiligen Schutzgebietsverordnung.
Waldzer-schneidung	1, 2, 5, 6, 7, 8	Dies berührt den allgemeinen Schutz- und Vorsorgegrundsatz des § 13 BNatSchG. Etwaige Rodungen bedürfen der Genehmigung nach § 9 BWaldG.
Organische Böden	1, 2, 4, 5, 6	Eingriffe sind nach den Vorgaben der Eingriffsregelung (§§ 14 bis 15 BNatSchG) sowie den allgemeinen Bodenschutzpflichten des § 4 BBodSchG zu bewerten.
Verdichtungs-empfindliche Böden	4, 9	Eingriffe in besonders empfindliche Böden sind nach §§ 14 bis 15 BNatSchG zu bewerten. Fachrechtlich gelten zusätzlich die bodenschutzrechtlichen Pflichten des § 4 BBodSchG.

¹⁴⁰ Heinrich (2012): Auswirkungen von Freileitung und Erdkabeln auf Natur und Umwelt, S.3, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://oecos.com/fileadmin/downloads/heinrich1.pdf>

¹⁴¹ Ahmels, Brandmeyer, Bruns, Grünert & Voß (2016): Auswirkungen verschiedener Erdkabelsysteme auf Natur und Landschaft, S. 175, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.natur-und-erneuerbare.de/fileadmin/Daten/Download_Dokumente/02_Abschlussberichte_anderer_Form/BfN-Erdkabelsysteme-Natur-Landschaft-2016.pdf

¹⁴² Heinrich (2012): Auswirkungen von Freileitung und Erdkabeln auf Natur und Umwelt, S.1, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://oecos.com/fileadmin/downloads/heinrich1.pdf>.

¹⁴³ Die Abschnitte orientieren sich an der Auflistung in StromNetzDC (2024): SuedWestLink, Vorstellung der Entwurfstrasse, Stand: August 2024, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/dokumente/netz/suedwestlink/suedwestlink_vorstellung%20vorhaben%20suedwestlink%20und%20entwurfstrasse.pdf

Betroffenes Schutzgebiet	Trassenabschnitte	Auswirkungen
Fließgewässer 1. und 2. Ordnung	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9	Querungen der Fließgewässer unterliegen den Schutz- und Nutzungsanforderungen des § 6 WHG. Werden naturnahe Gewässerstrukturen berührt, können diese als gesetzlich geschützte Biotope gemäß § 30 BNatSchG eingestuft sein.
Wasserschutzgebiet Zone 2	1, 7	Die besonderen Schutzbestimmungen des § 52 WHG gelten, insbesondere hinsichtlich baulicher Eingriffe und potenzieller Stoffeinträge.
Überschwemmungsgebiet	8	In festgesetzten Überschwemmungsgebieten gelten die Anforderungen des § 78 WHG, insbesondere zur Sicherung von Retentionsräumen.
Nahe Siedlung	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9	Aufgrund der Nähe zu mehreren Siedlungsbereichen ist die Zulässigkeit des Vorhabens im Außenbereich gemäß § 35 BauGB zu prüfen. Mögliche elektromagnetische Einwirkungen sind nach den Vorgaben der 26. BImSchV zu bewerten.
Querung einer Freileitung	2, 5, 7, 8	Die Querung bestehender Hochspannungsfreileitungen erfordert eine technische Abstimmung nach den Sicherheits- und Vorsorgeanforderungen des § 49 EnWG. Maßgeblich sind die anerkannten Regeln der Technik, insbesondere die einschlägigen DIN-/VDE-Normen. Zusätzlich sind elektromagnetische Felder gemäß der 26. BImSchV zu berücksichtigen.

Quelle: GÖRG

A.2 Technische Analyse und Modellierung

A.2.1 Ausführliche Darstellung der Verfügbarkeit

Für bestehende HGÜ Technik liegen Verfügbarkeitsstatistiken von CIGRE vor. Laut CIGRE-Statistik¹⁴⁴ wurden für weltweit 50 HGÜ-Verbindungen ungeplante Ausfallzeiten von 177 h/Jahr ermittelt. Die Werte einzelner Anlagen variieren hierbei jedoch deutlich. Hierbei muss zwischen Konvertertechnologien mit Freileitungen und Kabelstrecken auf See und auf Land unterschieden werden. Speziell Landkabel haben viele Muffen, die als kritische Elemente gelten. Seekabel besitzen wenige Muffen, müssen bei Fehlern aber aufwändig vom Meeresboden geborgen werden, um auf Spezialschiffen repariert werden zu können.¹⁴⁵

Die Verfügbarkeiten bei HGÜ mit selbstgeführten Umrichtern (VSC), wie auch bei DC42/DC42+ vorgesehen (und in der Statistik überwiegend mit Seekabeln vertreten) liegen regulär bei ca. 96 bis 98%. Bei besonderen Kabelfehlern hingegen, welches in der Statistik seltene, aber aufwändig zu reparierende Seekabel sind, kann die Verfügbarkeit in einzelnen Jahren auch auf unter 90% fallen. Die meisten realisierten Projekte besitzen auch einen deutlich geringeren Anteil an Landkabeln. Die Erfahrung mit sehr langen DC-Landkabeln auf der Spannungsebene von 525 kV ist bislang gering. Ebenso liegt nur sehr wenig Erfahrung mit VSC-HGÜ auf 525 kV mit Freileitungen vor, da derartige Anlagen erst seit wenigen Jahren in China in Betrieb sind.

Somit kann von einer Grundverfügbarkeit von 96 bis 98% für HGÜ überwiegend bedingt durch die Umrichter und Schaltanlagen ausgegangen werden. Zusätzlich kommen dann Einflüsse der Freileitungen oder besonders langer Landkabel hin zu, die gesondert betrachtet werden müssen.

Bei Freileitungen sind Überschläge nach Blitzeinschlägen durch kurzfristiges Abschalten (AWE, automatische Wiedereinschaltung) heilbar. Eine Unterbrechung des Betriebs erfolgt nur für Sekunden. Defekte an Isolatoren oder Leiterseilklemmen können meist durch geplante Reparaturen behoben werden. Die Nichtverfügbarkeiten liegen im Bereich weniger Tage pro Jahr durch Freileitungsfehler. Eine Reparatur erfolgt innerhalb einer Arbeitsschicht (8 Stunden). Laut Experteneinschätzung sind derartige Reparaturen meist aber planbar und können mit den Revisionszeiten der Umrichter zusammengelegt werden. Somit sinkt hierdurch die Verfügbarkeit gegenüber der Grundstatistik nicht. **Somit sollte die Verfügbarkeit von HGÜ mit Freileitungen im bisherigen statistischen Rahmen von 96-98% angesetzt werden können.**

¹⁴⁴ CIGRE (2021): A survey of the reliability of HVDC-systems throughout the world during 2017-2018, CIGRE Science&Engineering (CSE No. 23) M.G. Bennett, L. Crowe, on behalf of Study Committee B4, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://cse.cigre.org/cse-n023/a-survey-of-the-reliability-of-hvdc-systems-throughout-the-world-during-2017-2018.html>

¹⁴⁵ Ofgem (2020): Calculating Target Availability Figures for HVDC Interconnectors – Greenlink Model, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/03/ofgem_-_availability_model_-_greenlink.pdf

Bei Kabeln können die Isolation oder Muffen beschädigt sein. Bei den Isolationsfehlern genauso wie bei den Muffen ist davon auszugehen, dass ggf. in den ersten Monaten nach Inbetriebnahme durch Material- oder Installationsfehler vermehrt Probleme auftreten. Danach sollte die Störungshäufigkeit abnehmen. Hierüber liegen aber keine statistischen Erhebungen vor. Wir gehen daher davon aus, dass Isolationsfehler bei perfekt gefertigten Kabeln vernachlässigt werden können. Muffenfehler hingegen erscheinen bei HGÜ-Erdkabeln aufgrund nicht perfekter Installationen als Hauptstörungsquelle.

Die Reparatur von Fehlern bei Erdkabeln besteht aus den Phasen der Fehlersuche, der Beantragung und Genehmigung des Begehungsrechtes von Grundstücken sowie dem Freilegen der beschädigten Stelle und der eigentlichen Reparatur. In diesem Ablauf erwarten die ÜNB einen Erfahrungszuwachs mit perspektivisch sinkenden Reparaturzeiten. Zum Beispiel sind neuartige Fehler-Ortungssysteme für sehr lange HGÜ-Kabel zur Reduktion der Ausfallzeiten in der Erprobung. Abschnittsstationen helfen zudem bei der Fehlersuche. Nach erfolgter Fehlersuche muss eine Genehmigung zum Betreten eingeholt werden. Nach sicherer Abschaltung können die Arbeiten beginnen. Nach aktuellem Stand der Technik muss für die eigentlichen Reparaturarbeiten aus Arbeitsschutzgründen immer auch das gesamte System zweipolig abgeschaltet werden. Bis zum Zeitpunkt der eigentlichen Reparaturarbeiten kann bei HGÜ mit Metallic Return die Anlage mit halber Leistung weiterbetrieben werden.

Die Ergebnisse einer CIGRE-Untersuchung zu Drehstromkabelverbindungen zwischen 220 kV und 500 kV ergaben eine jährliche Ausfallrate von 0,048 Ausfällen pro 100 Verbindungen, d. h. etwa eine von 2000 installierten Muffen fällt pro Jahr aus. Laut derselben Untersuchung beträgt die typische Reparaturzeit für das Kabelsystem nach einem solchen Ausfall in diesem Spannungsbereich etwa 25 Tage. Die Frage ist, ob man die zu erwartende Ausfallrate von HGÜ-Kabelverbindungen auf ähnliche Weise schätzen kann. Da die meisten dieser Ausfälle bei Drehstrom durch Installationsfehler verursacht werden, kann man davon ausgehen, dass diese Art von Ausfallrate bei Gleichstrom ähnlich ist. Nimmt man dieselben Werte für ca. 700 km HGÜ, dann geht man bei einer Muffe pro 1,5 km von ca. 930 Muffen in zwei Kabeln aus, von denen 0,45 pro Jahr ausfallen. Somit wären die Muffenfehler für ca. 3,4% Nichtverfügbarkeit verantwortlich. Die Muffen des Metallic Return-Leiters wurden hierbei vernachlässigt, da dieser im Normalbetrieb unbelastet ist.¹⁴⁶

Laut deutschen Experten wird für die Fehlerbehebung von bis zu 3 Wochen ausgegangen. Bei zunehmender Erfahrung wird teilweise optimistisch eine Reduktion auf 2 Wochen erwartet. Bei einer (für Deutschland) angenommenen Anzahl von 1 Muffenfehler pro Jahr bei sehr langen Doppelkabeln von wie hier ca. 700 km sind somit Nichtverfügbarkeiten von bis zu 2-3 Wochen pro Jahr zu erwarten, was 3,8-5,7% Nichtverfügbarkeit entspricht.¹⁴⁷

¹⁴⁶ Rechenweg laut CIGRE-Statistiken für DC42: 1) 700 km * 2 Kabel, 1 Muffe/1,5 km => 930 Muffen, 2) 0,048 Fehler pro 100 Muffen pro Jahr => 0,448 (ca. 0,5) Muffenfehler pro Jahr, 3) 25 Tage Reparaturzeit laut Statistik * 0,5 => 12,5 Tage pro Jahr = 3,4% Nichtverfügbarkeit durch Kabel (verwendet als best case)

¹⁴⁷ Rechenweg laut Expertenmeinung: 930 Muffen, bis zu 1 Fehler pro Jahr, 2-3 Wochen Reparaturzeit => 3,8-5,7% Nichtverfügbarkeit durch Kabel (oberer Wert verwendet als worst case)

Im Ergebnis sind die oben abgeschätzten Kabelverfügbarkeiten von der Grundverfügbarkeit (96-98%) der HGÜ, die im wesentlichen durch die Schaltanlagen und Konverter bedingt sind, abzuziehen. Aufgrund des Betriebs mit halber Leistung bei hier vorhandenem Metallic Return lässt sich die Nichtverfügbarkeit im günstigsten Falle (best case) halbieren, was ca. einem Weiterbetrieb mit halber Leistung entspricht. Im schlechtesten Fall wird, da ein Weiterbetrieb nicht erlaubt ist, die Halbierung nicht berücksichtigt.

Hieraus ergeben sich nun die abgeschätzten minimalen und maximalen gerundeten Verfügbarkeitswerte für DC42 mit Kabeln zu: 90,3-96,3%.

Für DC42+ ergeben sich aufgrund der kürzeren Länge geringfügig höhere Verfügbarkeitswerte von 91,6-96,7%.

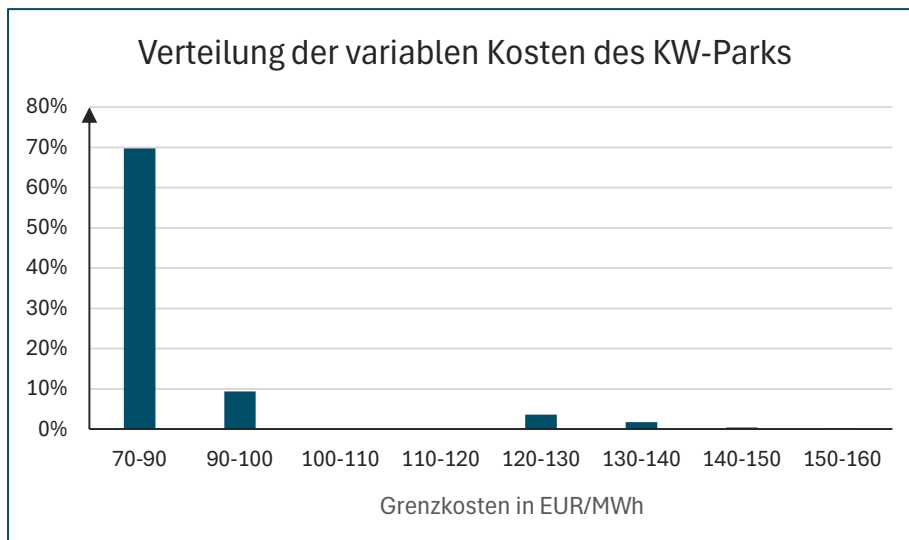
Aufgrund der stark streuenden Statistik und der Unsicherheit der Annahmen wird für beide Leitungen in Summe von einer Verfügbarkeit von 91% bis 96,5% ausgegangen.

A.2.2 Annahmen zur Modellierung des zukünftigen Kraftwerksparks zur Berechnung der Engpasskosten durch verzögerte Inbetriebnahme

Die nachfolgende Darstellung gibt einen Überblick über die technischen Eigenschaften des Kraftwerksparks sowie die resultierende Verteilung der variablen Erzeugungskosten des Kraftwerk-Parks. Der Großteil der Kapazitäten entfällt mit etwa 70% auf moderne Gas- und Erdgaskraftwerke.

Abbildung 20 Eigenschaften des Kraftwerksparks

Zusammenfassung der Eigenschaften des konv. KW-Parks					
Eigenschaft	gas	gas	gas	gas	gas
	CCGT new	CCGT old 2	CCGT old 1	OCGT old	conv. old 1
inst. Capacity in GW	48.15	7.19	4.07	0.52	2.94
CO2tMWh Mean	0.324	0.383	0.437	0.536	0.529
efficiencyRangeMin	52.5%	44.5%	33.0%	35.0%	25.0%
efficiencyRangeMax	63.0%	52.5%	44.5%	38.5%	38.5%
efficiencyMean	58%	48%	40%	35%	36%
Age for minimum efficiency	1997	1979	1953	1989	1877
Age for maximum efficiency	2037	1997	1979	2002	2000



Quelle: ef.Ruhr

A.2.3 Annahmen und Erläuterungen zur Redispatch-Simulation

Die Ermittlung des Redispatch („RD“)-Einsatzes sowie der entsprechenden Mengen basiert auf einem kostenbasierten Optimierungsansatz. Die Bewertung der positiven Redispatch-Mengen erfolgt anhand technologiespezifischer Kostenparameter, insbesondere der variablen Erzeugungskosten der jeweiligen Kraftwerke. Für die Strommarktsimulation werden Brennstoff- und CO₂-Preise auf Basis des NEP 2037/2045 (2025-1) angesetzt. Der Wasserstoffpreis wird dabei nicht separat prognostiziert, sondern aus Erdgaspreis und CO₂-Kosten abgeleitet, sodass sich für Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke identische variable Erzeugungskosten ergeben. Die Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen sowie die resultierenden variablen Erzeugungskosten der modernen Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerke sind aus Abbildung 21 zu entnehmen.

Abbildung 21 Preise für die Strommarktsimulation

NEP 2037/2045 (2025)		
Kosten	Wert	Einheit
Erdgas c_{NG}	16.9	EUR/MWh _{NG}
Wasserstoff c_{H2}	47.6	EUR/MWh _{H2}
Emissionskosten c_{CO2}	152.7	EUR/t _{CO2}
spez. Emissionen $em_{CO2,tech}$		
Abfall	0.165	tCO2/MWh _{waste}
Erdgas	0.201	tCO2/MW _{NG}
Wasserstoff	0	tCO2/MW _{H2}

$$c_{var,NG/H2} = \frac{em_{CO2,NG} \cdot c_{CO2} + c_{NG}}{\eta_{NG}}$$


varCosts_{NG/H2} = 75,55 EUR/MWh

Quelle: ef.Ruhr

Hinweis: Brennstoff- und CO₂-Preise basierend auf NEP v2025, Wasserstoffpreis abgeleitet aus Erdgaspreis und CO₂-Kosten

Ziel bei der Modellierung des negativen Redispatches (Abregelung von Erzeugungsleistung) ist es, unter Berücksichtigung relativer Kostenfaktoren ein konsistentes Verhältnis zwischen den kalkulatorischen Kosten der Einspeisemanagementmaßnahmen bei erneuerbaren Energieanlagen (EEA) und der Abregelung konventioneller Kraftwerke abzubilden. Die zugrunde gelegten Kostenannahmen führen dabei zu einer technologischen Rangfolge der zur Verfügung stehenden Maßnahmen, die im Rahmen der Optimierung berücksichtigt wird.

Die Bestimmung der kalkulatorischen Kosten für die Abregelung von EE-Anlagen erfolgt unter Berücksichtigung der von der Bundesnetzagentur festgelegten Mindestfaktoren¹⁴⁸, die das erforderliche Kostenverhältnis zwischen Maßnahmen an nicht vorrangberechtigten und vorrangberechtigten Anlagen definieren. Diese Mindestfaktoren legen fest, ab welchem Verhältnis die Reduzierung der Erzeugungsleistung nicht vorrangberechtigter Anlagen durch Maßnahmen an vorrangberechtigten Anlagen ersetzt werden darf. Entsprechend der Bundesnetzagentur-Vorgabe wird für EE-Anlagen ein Mindestfaktor von 5 angesetzt. Tabelle 7 gibt eine Übersicht der zugrunde gelegten Parameter zur Abbildung der kalkulatorischen Kosten im Rahmen der Optimierung sowie die Berechnungsvorschriften zur Bewertung des negativen Redispatches.

Die Kosten der Abregelung konventioneller Kraftwerke werden aus der Differenz zwischen dem im Rahmen der Marktsimulation ermittelten Strompreis und den variablen Kosten der jeweiligen Anlage bestimmt. Für Pumpspeicherkraftwerke erfolgt die Bewertung auf Basis der Differenz der erzielbaren Deckungsbeiträge vor (Referenzfall) und nach Durchführung des Redispatch, sodass entgangene bzw. zusätzliche Erlöse sachgerecht berücksichtigt werden.

¹⁴⁸ Bundesnetzagentur (2020): Festlegung von Mindestfaktoren im Rahmen des Redispatch 2.0, Beschluss vom 30. November 2020. Verfügbar unter: [Mindestfaktor-Festlegung vom 30. November 2020](#)

Die Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen wird auf Grundlage der stündlichen Strompreise bewertet, wodurch eine zeitlich differenzierte ökonomische Bewertung sichergestellt wird.

Netzbooster werden im Redispatch-Modell als kurative Maßnahmen berücksichtigt. Die ihnen zugrunde gelegten Kostenannahmen dienen dabei insbesondere der Priorisierung im Rahmen des Optimierungsprozesses und beeinflussen somit deren Einsatzreihenfolge.

Tabelle 16 Vorschriften zur Bewertung negativer Redispatch-Mengen

Technologie	Positiver RD	Kalk. Kosten RD-	Bewertung negativer RD	Einheit
Konventionelle Kraftwerke	variable Kosten	1	$cost_{kw} = \sum^T (p_{el,t} - cost_{var,kw,t}) \cdot P_{kwRD,t}$	EUR/MWh
Pumpspeicher	100	0,5	$cost_{psw} = profit_{ref} - profit_{RD}$ mit $profit_{ref} = \sum^T p_{el,t} \cdot P_{psw,ref,t}$ $profit_{RD} = \sum^T p_{el,t} \cdot P_{pswRD,t}$	
EE-Anlagen	-	5	$cost_{EE} = \sum^T p_{el,t} \cdot P_{EERD,t}$	
Elektrolyse	630	0,5	$cost_{H2} = \sum^T c_{var,H2} \cdot P_{H2RD,t}$	
Netzbooster	0,1	0,1	Keine Kosten, da Netzbooster als kurative Maßnahme durch den Netzbetreiber einbezogen werden.	

Quelle: ef.Ruhr

A.3 Ökonomische Analyse und Kosten-Nutzen-Modellierung

Im Folgenden werden die Detailannahmen dargestellt, die in unsere oben dargelegte Kosten-Nutzen-Modellierung eingeflossen sind. Für die Modellierung wurden wo möglich öffentlich verfügbare Quellen verwendet und diese, wo notwendig, für die Spezifikation von DC42 und DC42+ angepasst. Zusätzlich wurden Annahmen auf Basis von Interviews mit Branchenexperten getroffen. Die Annahmen sind in drei Blöcke strukturiert:

- Tabelle 17 zeigt die Modellannahmen und Berechnungen zu relevanten Finanzparametern.
- Tabelle 18 zeigt die Annahmen für die Kosten der Umsetzung von DC42/DC42+ als Erdkabel; und Tabelle 19
- Tabelle 19 zeigt entsprechende Annahmen für die Umsetzung als Freileitung.

Die Modellierung wurde ausgehend von den Annahmen aus der Literatur durchgeführt. Wo erforderlich wurden die relevanten Kosten (u.a. Länge in km, Grabenbreite in m, Spannung in kV, Kapazität in MW) hoch- oder runterskaliert. Kosten und Preise sind als nominale Größen ausgedrückt. In der Regel erfolgt eine Barwertbetrachtung zukünftiger Kosten/Nutzenströme für das Jahr 2026.

A.3.1 Annahmen zu Finanzparametern für Erdkabel und Freileitung

Tabelle 17 Annahmen zu Finanzparametern

Parameter	Minimalszenario		Maximalszenario		Quelle
	DC42	DC42+	DC42	DC42+	
Modelllaufzeit	40 Jahre				Angeklungen auf Abschreibungsdauer Erdkabel & Freileitungen (s.u.)
Finanzierungskostensatz (WACC) – nominal	5%	5%	5%	5%	Frontier Economics Annahme
Historische Inflationsrate	Verbraucherpreisindex des statistischen Bundesamts				Statistisches Bundesamt (2026b)
Angenommene zukünftige Inflationsrate	2%	2%	2%	2%	Frontier Economics Annahme
Kupferpreis-Index	Annahme der Jahres-Schlusskurve des Index XC0005705501				Boerse (2026)
Stahlpreisindex	Nutzung des Großhandelsmarkt-Index, konkret: WZ08-46721 Großh.m. Eisenerzen, Eisen, Stahl, -halbzeug				Statistisches Bundesamt (2026a)
Beobachtungsjahr	2026	2026	2026	2026	

Abbildung 22 Berechnung der Finanzierungskosten (exemplarisch)

	Bauphase	Betriebsphase
CAPEX/ Abschreibungen	Investitionskosten (fallen während der Bauphase gleichverteilt über die Jahre an)	Abschreibungen (entsprechen der Summe der Investitionskosten geteilt durch 40 Jahre (Abschreibungsdauer))
RAB	Die Investitionskosten fließen während der Bauphase im Jahr ihrer Entstehung in der „Regulatory Asset Base“ („RAB“) und erhöhen diese jeweils zum Ende des Jahres.	<ul style="list-style-type: none"> Zeitpunkt der Inbetriebnahme: „Regulatory Asset Base“ = Summe Investitionskosten Betriebsjahre: zum Ende jedes Jahres verringert sich die Regulatory Asset Base um Abschreibungen (gesamte Investitionskosten, geteilt durch Abschreibungsdauer in Jahren)
Kapitalverzinsung	Die Kapitalverzinsung berechnet sich aus WACC*Regulatory Asset Base.	Die Kapitalverzinsung berechnet sich aus WACC*Regulatory Asset Base. Dabei wird die Jahresmitte betrachtet, es wird also der Durchschnitt aus der Regulatory Asset Base zwischen Jahresanfang und Jahresende (entspricht der RAB am Anfang des Jahres abzgl. Abschreibung für das Jahr) genommen

(in Mio. €)	Baujahr 1	Baujahr 2	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3
Investitionskosten	15	15			
Abschreibungen			10	10	10
RAB – Anfang des Jahres	0	15	30	20	10
RAB – Ende des Jahre	15	30	20	10	0
Kapitalverzinsung	0,375 = ((0+15)/2*5%)	1,125	1,25	0,75	0,25

Beispiel:
Capex: 30 Mio. €, Laufzeit 3 Jahre, WACC: 5%

Ergebnis: Kapitalkosten undiskontiert: 3,75 Mio. €
(Im Modell werden die Finanzierungskosten sowie alle anderen Positionen noch diskontiert)

Quelle: Frontier Economics

A.3.2 Annahmen zur Kostenberechnung Erdkabel

Tabelle 18 Modellannahmen Erdkabel

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle ¹⁴⁹
	DC4 2	DC42 +	DC42	DC42 +		
Zeitliche Parameter						
Inbetriebnahme [Jahr]	2037	2037	2037	2037	Vereinfachend wurde eine Inbetriebnahme von DC42 und DC42+ im gleichen Jahr angenommen.	Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025-1)
Bauphase [Jahre]	4	4	6	6		University of Queensland (2023), S.11
Verteilung der Investitionskosten auf die Bauphase [%/Jahr]	25%	25%	17%	17%	Gleichverteilung der Kosten über die Bauphase	Annahme ef.Ruhr

¹⁴⁹ Die vollständigen Quellen für die Annahmen zur Kostenberechnung für Erdkabel und Freileitungen finden sich im Literaturverzeichnis

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle ¹⁴⁹
	DC4 2	DC42 +	DC42	DC42 +		
Abschreibungs-dauer [Jahre]	40	40	40	40	Gemäß Nutzungsdauer Erdkabel 110-200kV	Bundesnetzagentur (2024b), S.12
Technische Parameter						
Übertragungs-kapazität [GW]	2	2	2	2		Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025-1)
Trassenlänge [km]	707	531	735	548	NEP 2025 im Min-Szenario und Umweltbericht im Max-Szenario, um zu reflektieren, dass der NEP 2025 die Umsetzung als Freileitung vorsieht. Im Umweltbericht wird als Erdkabel geplant	Min: Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025-1), S.211; Max: Bundesnetzagentur (2024a), S.163
Arbeitsstreifen [m]	49	12	49	12	Zur Berechnung von DC42+ wurde die Differenz aus der Breite von 2GW und 4GW angesetzt	StromnetzDC (k.D.-a), bestätigt auch hier: 50Hertz (k.D.-a)
Schutzstreifen [m]	14	12	14	12	Zur Berechnung von DC42+ wurde die Differenz aus der Breite von 2GW und 4GW angesetzt	StromnetzDC (k.D.-a), bestätigt auch hier: 50Hertz (k.D.-a)
Grabenbreite [m]	5,5	5,5	5,5	5,5		Amprion (k.D.-a)
Investitionskosten						
Planungskosten						
Planungskosten [€/km]	ca. 360 T	ca. 270 T	ca. 720 T	ca. 540 T	Quelle gibt Planungskosten von rd. 1 Mio. €/km für 2 Kabelsystem (Kostenstand 2017) an, Kosten sind inflationiert und dann mit (1 – Faktor) in der unteren Zeile multipliziert. Durch die versunkenen Kosten ergibt sich die Spanne im Minimal- und Maximalszenario.	Brakelmann & Jarass (2019), S. 327
Versunkene Planungskosten [%]	50%	50%	0%	0%	Durch bereits absolvierte Planungsschritte (s. Kapitel 3.2) sind bereits einige Kosten angefallen, die jetzt nicht mehr betrachtet werden müssen	Frontier Economics Annahme

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle ¹⁴⁹
	DC4 2	DC42 +	DC42 T	DC42 T		
Materialkosten						
Kabel inkl. Garnituren [€/km]	ca. 3.80 0 T	ca. 3.800 T	ca. 4.400 T	ca. 4.400 T	Nutzung aktueller Ausschreibungen. Ausschreibung für Kabel umfasst alle Kosten, die in der Verantwortung der Kabelhersteller liegen (design, manufacture, supply, lay, joint, test and commission – Prysmian (2020b)). Im Min-Szenario wurde die Ausschreibungen für SüdOstLink, im Max-Szenario für die SüdOstLink-Erweiterung von NKT und Prysmian verwendet. Beide Ausschreibungen wurden auf Trassen-km gerechnet und zusätzlich wurde ein Aufschlag von 25% der Trassen-km Preises für den Metallic Return verwendet. Die Kosten wurden mit dem Kupferpreis-Index inflationiert.	Min: Prysmian (2020a), NKT (2020), Max: Prysmian (2022), NKT: (2022), MR: Nationalgrid (2022), S.30; Kupfer: Boerse (2026)
Baukosten						
Tiefbaukosten [€/km]	ca. 1.80 0 T	ca. 1.800 T	ca. 2.600 T	ca. 2.600 T	Für Min-Szenario: Kosten in Forthuber (2025) geschätzt für 3.60 m Breite (für Szenario V3 - Aluminiumkabel) und 9 km Leitung, diese Zahl wird für DC42/DC42+ proportional skaliert. Für Max-Szenario: Kosten pro km für Kabelgraben und Bodenstabilisierung für 2 Gräben á 1,40 m Breite nach Brakelmann & Jarass (2019). Für beide Szenarien skaliert auf die Grabenbreite von 2x5,50 m.	Min: Forthuber (2025); Max: Brakelmann & Jarass (2019), S.325
Anzahl Kabel-Übergabe-stationen [Stück]	4	3	4	3	Kabel-Kabel-Übergabestation alle 140 km benötigt	Amprion (k.D.-b)

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle ¹⁴⁹
	DC4 2 T	DC42 + T	DC42 T	DC42 + T		
Kosten Kabel-Kabel-Übergabe-stationen [€/Stück]	2.00 0 T	2.000 T	3.000 T	3.000 T	Basierend auf Expertengesprächen	Annahme ef.Ruhr
Anzahl Monitoring-stationen [Stück]	9	6	9	6	Laut Amprion alle 50 km, abzüglich der KKÜS, da Integration in KKÜS, wenn vorhanden	Amprion (k.D.-c)
Kosten Monitoring-stationen [€/Stück]	1.00 0 T	1.000 T	1.000 T	1.000 T	Basierend auf Stakeholder-Gesprächen	ef-Ruhr Annahme
Sonstige Baukosten [€/km]	ca. 28 T	ca. 19 T	ca. 28 T	ca. 19 T	Bauüberwachung sowie die Überprüfung nach Fertigstellung. Die angegebenen 425.000 € durch 9 km geteilt, um Zahl für einen Kilometer zu erhalten und zu einem 60/40 Split verteilt	Forthuber (2025), S.87
Anzahl Sonderbauwerke [% km]	10%	10%	30%	30%	Basierend auf Expertengesprächen müssen 10-30% der Trasse mit Sonderbauwerken zur Untergrabung (z.B. mit HDD-Bohrung) von Flüssen, Straßen, etc. statt in offener Bauweise durchgeführt werden	Annahme Frontier Economics
Kosten Sonderbauwerke [Faktor Baukosten]	2	2	2	2	Basierend auf Stakeholder-Gesprächen	Annahme ef.Ruhr
Flächenkosten						
Grundstücks-erwerbsbedarf [m ²]	ca. 200 T	ca. 80 T	ca. 200 T	ca. 100 T	Berechnet mit: 8 ha (Min) – 10 ha (Max) je Konverterstation, 1 ha (Min) – 1.5 ha (Max) je KKÜS, 400qm je Monitoringstation. Für DC42+ konservativ angenommen, dass Konverter, KKÜS und Monitoringstationen auf der Fläche für DC42 platziert werden, für den Abzweig nach BY nur Konverterstation angenommen, keine KKÜS oder Monitoringstation	Amprion (k.D.-d)

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle ¹⁴⁹
	DC4 2	DC42 +	DC42	DC42 +		
Grundstückswert [€/m ²]	6,50	6,50	19,50	19,50	Verkehrswert angenommen bei A-Nord	Topagrar (2022)
Dienstbarkeitsentschädigung [€/km]	ca. 60 T	ca. 50 T	ca. 120 T	ca. 110 T	Berechnet mit 35% Dienstbarkeitsentschädigung und Beschleunigungszuschlag von 75% mit minimal 0.5 €/m ² und maximal 2 €/m ² (relevant für Max-Szenario), zzgl. Aufwandsentschädigung von 200 € (vereinfachend pro km angenommen)	WLV (2023), S. 28ff.
Entschädigungszahlungen [€/km]	ca. 90 T	ca. 40 T	ca. 160 T	ca. 90 T	Umfassen Ertragsschadensausgleich, Wirtschafterschwernisausgleich, Grüne Trasse, Aufwandsentschädigung. Berechnet mit den Sätzen von A-Nord-Rahmenregelung. Im Min-Szenario ohne Zwischenbewirtschaftung, im Max-Szenario mit Zwischenbewirtschaftung. Entschädigungen für Naturschutzmaßnahmen sind in beiden Varianten durch die große Unsicherheit nicht aufgenommen worden.	WLV (2023), S. 30ff
Ausgleichszahlungen an Kommunen [€/km]	0	0	0	0	Anwendung auf Erdkabel gesetzlich nicht vorgesehen	§ 5 Abs. 4 StromNEV
Betriebskosten						
Wartungs- und Instandhaltungskosten						
Wartungs- und Instandhaltungskosten [€/km]	ca. 4 T	ca. 4 T	ca. 4 T	ca. 4 T	Berechnung von Kilometerkosten auf Basis des Szenarios V3 – Aluminiumkabel; 50/50 Split für DC42 und DC42+ angenommen	Forthuber (2025), S.87
Instandsetzung und Reparatur						
Ausfälle [Stück/Jahr]	ca. 0.5	ca. 0.4	ca. 1	ca. 0.8	Die Minimalwerte ergeben sich laut CIGRE-Statistik für Kabelmuffen und die	Experten-schätzung und CIGRE (2021)

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle ¹⁴⁹
	DC4 2	DC42 +	DC42 T	DC42 T		
					Maximalwerte laut Expertenschätzung	
Reparaturkosten im Schadensfall [€/Schaden]	ca. 180 T	ca. 180 T	ca. 290 T	ca. 290 T	Annahme, dass 100 m eines Kabels der drei Kabel pro System ausgetauscht werden müssen. Dafür prozentual Kabelkosten und Tiefbaukosten berechnet (Kosten pro km durch 3 geteilt und mit 0,1 multipliziert)	Annahme Frontier Economics
Kosten für Netzverlustenergie						
Verfügbarkeit [%]	91%	91% ^{ca.}	96.5 %	96.5 %	Grundverfügbarkeit laut CIGRE-Statistik abzüglich Anzahl Muffenfehler multipliziert mit Reparaturdauer. Im minimalen Fall nach Expertenangaben, im max. Fall laut CIGRE-Statistik und bei Nutzung des Metallic Return halbiert. Werte für DC42 und DC42+ vereinfacht identisch angenommen, aufgrund grober Schätzung und großer statistischer Streuung	Experten-schätzung und CIGRE (2021)
Netzverlustmenge [MWh/Jahr]	ca. 270 T	ca. 210 T	ca. 290 T	ca. 220 T	Netzverlustmenge von ef.Ruhr bereitgestellt und multipliziert mit der Verfügbarkeit	Berechnung ef.Ruhr
Strompreis [€/MWh]	75	75	75	75	Berechnung aus Base und Peak für Referenzpreis zur Abbildung des Bundesnetzagentur-Referenzpreises	Annahme Frontier Economics
Redispatch-Kosten						
Vermeidungs-potential Erdkabel [€/Jahr]	ca. 150.000 T		ca. 180.000 T		Kosten, die durch die frühere Bereitstellung des Erdkabels pro Jahr eingespart werden könnten. In Modell nicht angewendet, da Freileitungen später als Erdkabel in Betrieb genommen werden und nur zur Berechnung des Deltas während Betrieb verwendet (s.u.)	Berechnung ef.Ruhr

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle ¹⁴⁹
	DC4 2	DC42 +	DC42	DC42 +		
Engpasskosten während des Betriebs [€/Jahr]	ca. 27.000 T		ca. 8.000 T		Delta der Engpasskosten, die durch die geringere Verfügbarkeit von Erdkabeln entstehen. Berechnet aus der Differenz der jährlichen Redispatch-Kosten von Freileitungen und Erdkabeln. Im Min-Szenario höher, da Differenz des Vermeidungspotentials im Max-Szenario zwischen Erdkabel und Freileitung kleiner als im Min-Szenario.	Berechnung ef.Ruhr

A.3.3 Annahmen zur Kostenberechnung für Freileitung

Tabelle 19 Modellannahmen Freileitung

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle
	DC42	DC42+	DC42	DC42+		
Zeitliche Parameter						
Inbetriebnahme [Jahr]	2041	2041	2044	2044	Basierend auf Analyse GÖRG zum Start der Bauphase, dazu Jahre der Bauphase addiert	Analyse GÖRG
Bauphase [Jahre]	3	3	5	5	Analyse aktueller Freileitungsprojekte	Annahme Frontier Economics
Verteilung der Investitionskosten auf die Bauphase [%/Jahr]	33%	33%	20%	20%	Gleichverteilung der Kosten über die Bauphase	Annahme ef.Ruhr
Abschreibungsdauer [Jahre]	40	40	40	40	Gemäß Nutzungsdauer Freileitungen 110-380kV	Bundesnetzagentur (2024b), S.12

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle
	DC42	DC42+	DC42	DC42+		
Technische Parameter						
Übertragungs-kapazität [GW]	2	2	2	2		Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025-1)
Trassenlänge [km]	707	531	707	531	NEP bezieht sich auf Freileitungen, deshalb keine Differenzierung in der Trassenlänge wie bei Erdkabeln	Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025-1), S.211
Schutzstreifen [m]	60	0	80	0	Kein Aufschlag für DC42+, da keinen Einfluss auf Mastbau. Quellen nennen meist 70 m, Spanne kann aber zwischen ca. 50-80 sein, wie 50Hertz (2021) zeigt. Um zu reflektieren, dass meist 70 m genannt werden, wurde eine Spanne von 60-80 m angenommen	70 m: z.B. Dena (2014), 50-80 m: 50Hertz (2021)
Investitionskosten						
Planungskosten						

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle
	DC42	DC42+	DC42	DC42+		
Planungskosten [€/km]	ca. 220 T	ca. 170 T	ca. 250 T	ca. 180 T	Quelle gibt Planungskosten von 28,11 Mio. Pfund für eine 75 km 5GW 400kV AC-Leitung an. Da sich die Planungskosten in den verschiedenen Szenarien in Bezug auf Länge, aber nicht Leistung unterscheiden, ist der Wert durch 75 km dividiert, aber keine Skalierung zur Leistung vorgenommen. Durch die versunkenen Kosten ergibt sich die Spanne im Minimal- und Maximalszenario, dafür Kosten mit (1 – Faktor) in der unteren Zeile multipliziert. Der angenommene Umrechnungsfaktor ist 1.15 EUR/Pfund	Mott MacDonald (2025), S.47
Versunkene Planungskosten [%]	10%	10%	0%	0%	Annahme, dass durch die bereits fortgeschrittene Planung von DC42 und DC42+ ein geringer Teil der Planungskosten auch für Freileitungen als versunken betrachtet werden kann (z.B. durch Präferenzraum-analyse)	Annahme Frontier Economics
Materialkosten						

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle
	DC42	DC42+	DC42	DC42+		
Leitenseile und Armaturen [€/km]	ca. 290 T	ca. 290 T	ca. 380 T	ca. 380 T	Die Kosten für „Conductor & Fittings“ aus der Studie wurden auf einen km gerechnet. Zudem Skalierung von 4988 MW auf 2000 MW vorgenommen, um der Spezifikation von DC42/DC42+ gerecht zu werden. Im Max-Szenario wurde zusätzlich linear für die Spannung skaliert (von 400 auf 525 kV). Der angenommene Währungs-Umrechnungsfaktor ist 1.15 EUR/GBP.	Mott MacDonald (2025), S.107
Anzahl Tragmasten und Winkelabspannmasten [Stück/km]	2,5	0	3,3	0	Im Min-Szenario 400 m Abstand zwischen den Masten angenommen, im Max-Szenario 300 m angenommen	50Hertz (2017), S.18

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle
	DC42	DC42+	DC42	DC42+		
Kosten Tragmasten und Winkelabspannmasten [€/Stück]	ca. 170 T	ca. 170 T	ca. 200 T	ca. 200 T	Die Kosten entsprechen dem durchschnittlichen Mastkosten basierend auf den referenzierten Kostenblättern für Niederbayern. Die Masten in der genutzten Quelle sind für ein AC-System und im Schnitt 72 m hoch. Laut 50Hertz (2021) sind DC-Beispiel-Masten mit Doppelbeseilung 61 m hoch. Die Annahme scheint damit konservativ. Ein Durchschnitt wurde angenommen, da durch die noch offene Trassenplanung nicht deutlich ist, wie viele Tragmasten und Winkelabspannmasten verbaut werden (müssten). Die Spannweite ergibt sich aus der Art der Inflationierung. Im Min-Szenario wurde die allgemeine historische Inflationsrate angewandt, im Max-Szenario der Stahlpreisindex (s.o.)	Regierung Bayern (2016), 50Hertz (2021)
Anzahl Abspannmasten [Stück]	2	0	2	0		Annahme Frontier Economics

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle
	DC42	DC42+	DC42	DC42+		
Kosten Abspann- masten [€/Stück]	ca. 170 T	ca. 170 T	ca. 200 T	ca. 200 T	Durch geringe Relevanz in Relation zur Gesamtsumme vereinfacht angenommen, dass Masten den obigen Winkelmasten und Abspannmasten kostentechnisch entsprechen	Annahme Frontier Economics
Baukosten						
Tiefbau- kosten Masten [€/Stück]	ca. 140 T	0	ca. 140 T	0	Für Berechnung wurde der Durchschnitt der Montagekosten dem referenzierten Kostenblatt angewendet und mit historischer Inflationsrate inflationiert	Regierung Nieder- bayern (2016)

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle
	DC42	DC42+	DC42	DC42+		
Montage Leiteseile [€/km]	ca. 230 T	ca. 170 T	ca. 300 T	ca. 230 T	Zur Berechnung wurden die Kostenposition „Installation“ aus Mott MacDonald (2025) durch 75 km geteilt und zuzüglich mit der Leistung linear skaliert (von 4988 auf 4000 MW). Im Max-Szenario wurde außerdem von 400 auf 525 kV proportional hochskaliert. Von diesen Kosten wurden die Tiefbaukosten für Masten und sonstige Kosten abgezogen. Der angenommene Währungs-Umrechnungsfaktor ist 1.15 EUR/GBP. Die Kosten wurden auf anhand von Kabel-km auf DC42 und DC42+ verteilt.	Mott MacDonald (2025), S.47
Sonstige Baukosten [€/km]	ca. 50 T	0	ca. 50 T	0	Bauüberwachung sowie die Überprüfung nach Fertigstellung. Die angegebenen 425.000 € wurden durch 9km geteilt, um eine Annahme für Kosten/km zu erhalten. Es fallen keine Kosten für Monitoringstationen, Kabel-Kabel-Übergabestationen oder Sonderbauwerke an.	Forthuber (2025), S.91

Flächenkosten

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle
	DC42	DC42+	DC42	DC42+		
Grundstückserwerbsbedarf [m ²]	ca. 160 T	ca. 80 T	ca. 200 T	ca. 100 T	Berechnet mit: 8 ha (Min) – 10 ha (Max) je Konverterstation. Für DC42+ konservativ angenommen, dass Konverter wenn möglich auf der Fläche für DC42 platziert werden, für den Abzweig nach BY wurde Bedarf für eine zusätzliche Konverterstation angenommen.	Amprion (k.D.-d)
Grundstückswert [€/m ²]	6,50	6,50	19,50	19,50	Verkehrswert angenommen bei A-Nord	Topagrar (2022)
Dienstbarkeitsentschädigung [€/km]	ca. 170 T	0	ca. 550 T	0	Berechnet mit 25% Dienstbarkeitsentschädigung und Beschleunigungszuschlag von 75% mit minimal 0.5 €/m ² und maximal 2 €/m ² (relevant für Max-Szenario), zzgl. Aufwandsentschädigung von 200 € (vereinfachend pro km angenommen)	WLV (2023), S. 28ff.
Mastentschädigung [€/Stück]	10 T	0	20 T	0		Tennet (2023), S.5

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Entschädigungs- zahlungen [€/km]	ca. 90 T	ca. 40 T	ca. 160 T	ca. 90 T	Für temporäre Inanspruchnahme muss nach Tennet (2023) eine Entschädigung gezahlt werden. Annahme, dass Höhe der Entschädigung pro km identisch zu Erdkabeln ist (siehe Entschädigungszahlungen Erdkabel). Damit umfasst die Entschädigung Ertragsschadensausgleich, Wirtschafterschwernis ausgleich, Grüne Trasse, Aufwandsentschädigung. Berechnet mit den Sätzen von A-Nord-Rahmenregelung. Im Min-Szenario ohne Zwischenbewirtschaftung, im Max-Szenario mit Zwischenbewirtschaftung. Statt eines Arbeitsstreifens temporär in Anspruch genommene Fläche, bestehend aus Fläche Mastfundament, Arbeitsfläche und Zuwegung. Fläche des Mastfundaments wird mit 7.500 m ² angenommen nach Tennet (k.D.-a) (somit 7.500 m ² x 2.5 (Masten/km) oder 7500 m ² x 3.3 (Masten/km) für Fläche pro km). Die Arbeitsfläche pro Mast beträgt nach	WLV (2023), S. 30ff, Annahmen temporäre Fläche nach Tennet (k.D.-a), Netzausbau (2020), Bayernwerk Netz (k.D.)
--	----------	----------	-----------	----------	---	--

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle
	DC42	DC42+	DC42	DC42+		
					<p>Netzausbau (2020) 40x40 m (pro km: 40x40 m x 2.5 oder 40x40x3). Für die Zuwegung eine Breite von 3 m entlang der Trasse angenommen nach Bayernwerk Netz (k.D). Entschädigungen für Naturschutzmaßnah- men sind in beiden Varianten durch die große Unsicherheit nicht aufgenommen worden.</p>	
Ausgleichs- zahlungen an Kommunen [€/km]	40 T	40 T	40 T	40 T	<p>Maximalbetrag angesetzt. Dieser könnte laut Gesetz reduziert werden, wenn auf der Trasse schon eine andere steht, laut Projektsteckbriefen (NEP) ist die Trasse für DC42 und DC42+ jedoch ein kompletter Neubau.</p>	§ 5 Abs. 4 StromNEV, Netzentwickl- ungs-plan Strom (2026)
Betriebskosten						
Wartungs- und Instandhaltungskosten						
Wartungs- und Instand- haltungs- kosten [€/km]	ca. 10 T	ca. 10 T	ca. 10 T	ca. 10 T	<p>Nutzung des Szenarios V5a, geteilt durch 9, um €/km zu berechnen. 50/50 Split für DC42 und DC42+ angenommen</p>	Forthuber (2025), S.87
Instandsetzung und Reparatur						

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle
	DC42	DC42+	DC42	DC42+		
Ausfälle [Stück/Jahr]	5	5	15	15	Umfasst Fehler die in wenigen Minuten zu beheben sind (z.B. Blitzeinschlag) sowie Fehler, die zur Behebung einen Arbeitstag benötigen (z.B. Isolatorfehler)	ef.Ruhr & Frontier Economics Annahme
Reparaturkosten im Schadensfall [€/Schaden]	ca. 40 T	ca. 40 T	ca. 40 T	ca. 40 T	Annahme, dass eines der drei Leiterseile pro System zwischen einem Mast ausgetauscht werden muss. Dafür prozentual Kabelkosten und Tiefbaukosten berechnet. Die Zahl im Max-Szenario ist geringer, weil der Abstand zwischen den Masten geringer ist	Frontier Economics Annahme
Kosten für Netzverlustenergie						
Verfügbarkeit [%]	96%	96%	98%	98%	Die Verfügbarkeiten sind die Grundverfügbarkeiten aus der CIGRE-Statistik hergeleitet um umfassen im Wesentlichen die Umrichter und Schaltanlagen	CIGRE (2021)
Netzverlustmenge [MWh/Jahr]	ca. 660 T	ca. 510 T	ca. 670 T	ca. 520 T	Netzverlustmenge von ef.Ruhr bereitgestellt und multipliziert mit der Verfügbarkeit	ef.Ruhr Berechnung

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Parameter	Minimal-szenario		Maximal-szenario		Berechnung	Quelle
	DC42	DC42+	DC42	DC42+		
Strompreis [€/MWh]	75	75	75	75	Berechnung aus Base und Peak für Referenzpreis zur Abbildung des Bundesnetzagentur-Referenzpreises	Frontier Economics Annahme
Redispatch-Kosten						
Vermeidung spotential Erdkabel [€/Jahr]	ca. 179.000 T		ca. 190.000 T		Kosten, die durch die frühere Bereitstellung der Freileitung eingespart werden könnten. In unserem Modell angewendet für die Jahre, in denen das Erdkabel bereits im Betrieb ist	ef.Ruhr Berechnung

A.4 Literaturverzeichnis

- 50Hertz (k.D.-a): Detailkarten der Entwurfstrasse von SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50Hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50Hertz-client/dokumente/netz/suedwestlink/detailkarten%20der%20entwurfstrasse%20von%20suedwestlink.pdf>
- 50Hertz (k.D.-b): SuedWestLink (DC42), abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.50Hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjektanLand/SuedWestLink/>
- 50Hertz (2017): Technische Besonderheiten einer realen Trasse mit Freileitung und Kabel am Beispiel SuedOstLink, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.vde.com/resource/blob/1676992/7546ef1cbbb6fe76f74ecc2ef41f40c2/6-schrank-grosser-data.pdf>
- 50Hertz (2021): Nichttechnische Zusammenfassung zum Vorhaben Nr. 5 im SuedOstLink: Gleichstrom-Verbindung zwischen Wolmirstedt und Isar (Abschnitte A1, A2, B), abrufbar unter: https://www.50Hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50Hertz-client/dokumente/netz/suedostlink/nichttechnischezsfq_v5_suedostlink_standsep2021.pdf
- 50Hertz (01.12.2023): Bundesnetzagentur veröffentlicht Präferenzraumentwurf, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50Hertz.com/de/News/Details/14130/bundesnetzagentur-veroeffentlicht-praeferenzraumentwurf>
- 50Hertz (20.09.2024): 50Hertz stellt Trassenvorschlag von SuedWestLink vor, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50Hertz.com/de/News/Details/14955/50Hertz-stellt-trassenvorschlag-von-suedwestlink-vor>
- 50Hertz (05.06.2024): Bundesnetzagentur bestätigt Präferenzraum von SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50Hertz.com/de/News/Details/14599/bundesnetzagentur-bestaetigt-praeferenzraum-von-suedwestlink>
- 50Hertz (09.2024): Das Genehmigungsverfahren vom SuedWestLink startet, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.50Hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50Hertz-client/dokumente/netz/suedwestlink/suedwestlink_infoletter.pdf
- 50Hertz (04.06.2024): NordOstLink: Bundesnetzagentur bestätigt Präferenzraum, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50Hertz.com/de/News/Details/14594/nordostlink-bundesnetzagentur-bestaetigt-praeferenzraum>

- 50Hertz (02.07.2024): Antrag auf Planfeststellung eingereicht, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50Hertz.com/de/News/Details/14709/antrag-auf-planfeststellung-eingereicht>
- 50Hertz, Amprion, Tennet & TransnetBW (07.10.2020): Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln im Höchstspannungs-Drehstrombereich, abgerufen am 13.04.2026 unter: <https://www.50Hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/Freileitung%20und%20Kabel/4%20%C3%9CNB%20Erfahrungsbericht%20Erdkabel%20Drehstrom.pdf?ver=z27y46ATowwPjr2IFYJCWg%3D%3D>
- 50Hertz & TenneT (2024): Antrag auf Planfeststellungsbeschluss gemäß § 19 NABEG a.F. sowie nach § 26 S. 2 NABEG für NordOstLink, S. 20, abgerufen am 15.04.2026 unter https://data.netzausbau.de/Vorhaben/81/X/19/NOL_Antrag_Planfeststellungsbeschluss.pdf
- Ahmels, Brandmeyer, Bruns, Grünert & Voß (2016): Auswirkungen verschiedener Erdkabelsysteme auf Natur und Landschaft, S. 175, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.natur-und-erneuerbare.de/fileadmin/Daten/Download_Dokumente/02_Abschlussberichte_anderer_Form/BfN-Erdkabelsysteme-Natur-Landschaft-2016.pdf
- Amprion (2018): Gleichstromleitung A-Nord. BBPIG Vorhaben Nr. 1 Emden Ost – Osterath. Antrag auf Bundesfachplanung gemäß § 6 NABEG, abgerufen am 24.04.2026 unter https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/01/6/D/1-D_Antrag6.pdf? blob=publicationFile.
- Amprion (k.D.-a): A-Nord. Offene Bauweise, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.amprion.net/Netzausbau/Unsere-Projekte/A-Nord/Umsetzung.html>
- Amprion (k.D.-b): Aufbau einer Kabelanlage, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.amprion.net/%C3%9Cbertragungsnetz/Technologie/Erdkabel/Aufbau-einer-Kabelanlage.html>
- Amprion (k.D.-c): Korridor B, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.amprion.net/Netzausbau/Unsere-Projekte/Korridor-B/Umsetzung.html>
- Amprion (k.D.-d): Rhein-Main-Link, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.amprion.net/Netzausbau/Unsere-Projekte/Rhein-Main-Link/Umsetzung.html>
- Bayernwerk Netz (k.D.): Freileitungen – Projekte, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.bayernwerk-netz.de/de/bayernwerk-netz-gmbh/netzausbau/freileitungsprojekte.html>
- BMW (2025): Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz), Arbeitsstand 16. Mai 2025, abgerufen am 15.04.2026 unter

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

- abgerufen am 31.03.2026 unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-02-1x3_und_2x3_StromNEF_GasNEF/Downloads/FL_StromNEF_DL_BF.pdf?blob=publicationFile&v=7
- Bundesnetzagentur (2025b): Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Strom, abgerufen am 15. April 2026 unter:
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/starkt.html>
 - Bundesnetzagentur Netzausbau (2026): Emden Ost – Osterrath (A-Nord), abgerufen am 15.04.2026 unter
<https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?nummer=1&gruppe=bbplq>
 - Boerse (2026): Kupfer Jahres-Schlusskurve, abgerufen am 31.03.2026 unter:
<https://www.boerse.de/historische-kurse/Kupferpreis/XC0005705501>
 - BR (2024): Mehr Hochspannungsleitungen statt Erdkabel: Söders neuer Kurs, abgerufen am 31.03.2026 unter:
<https://www.br.de/nachrichten/bayern/mehr-hochspannungsleitungen-statt-erdkabel-soeders-neuer-kurs,UFXp4RQ>
 - Brakelmann & Jarass (2019): Erdkabel für den Netzausbau. Höchstspannungskabel, Drehstrom und Gleichstrom, Minimaltrassen, Zuverlässigkeit, Kosten, abgerufen am 31.03.2026 unter:
https://www.jarass.com/wp-content/uploads/2024/03/Netzausbau_v90.pdf
 - Bronmetal (k.D.): ACSR, abgerufen am 22.04.2026 unter
<https://www.bronmetal.com/wp-content/uploads/aluminium-cable-acsr-en-en.pdf>
 - Bruns, Futterlieb, Ohlhorst & Wenzel (2012): Netze als Rückgrat der Energiewende, Universitätsverlag TU Berlin, abgerufen am 15.04.2026 unter
<https://depositonce.tu-berlin.de/items/c66302be-9b3a-4df9-a81e-eb58e1c682cc>
 - Bundesamt für Naturschutz (2021): Entwicklung eines Bewertungsmodells zum Landschaftsbild beim Stromnetzausbau, abgerufen am 17.12.2025 unter:
https://www.natur-und-erneuerbare.de/fileadmin/Daten/Download_Dokumente/01_Skripte/BfN-Skript-597-Landschaftsbild-Stromnetzausbau-2021.pdf.
 - Bundestag (2022): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung – Drucksache 20/1977, abgerufen am 15.04.2026
<https://dserver.bundestag.de/btd/20/024/2002402.pdf>

- Bundestag (2022): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung – Drucksache 20/1599, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/019/2001977.pdf>
- Bundestag (2024): Sachstand - SuedLink „SuedLink“: Kosten des Übertragungsnetzes, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/1027604/WD-5-136-24-pdf.pdf>
- Bundesverwaltungsgericht (08.01.2025): Klagen gegen Erdkabel bei Borgholzhausen erfolglos, abgerufen am 5.12.2025 unter: <https://www.bverwg.de/de/pm/2025/3>.
- Check24 (2025): Stromverbrauch 4 Personen, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.check24.de/strom-gas/ratgeber/energieverbrauch/stromverbrauch-4-personen/>
- CIGRE (2021): A survey of the reliability of HVDC-systems throughout the world during 2017-2018, CIGRE Science&Engineering (CSE No. 23) M.G. Bennett, L. Crowe, on behalf of Study Committee B4, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://cse.cigre.org/cse-n023/a-survey-of-the-reliability-of-hvdc-systems-throughout-the-world-during-2017-2018.html>
- Dena (2014): Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/technologieuebersicht.pdf?blob=publicationFile&v=1>
- Destatis (2026): Stromerzeugung aus Photovoltaik und Erdgas erreicht im Jahr 2025 neue Höchstwerte, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2026/03/PD26_073_43312.html
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (07.2014): Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen, abgerufen am 23.01.2026 unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/technologieuebersicht.pdf?blob=publicationFile&v=1>.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (09.2025): *Energiewende. Effizient. Machen*, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?blob=publicationFile&v=24>
- Forthuber (2025): Ökonomische Bewertung von Hochspannungs-Erdkabel und - Freileitung unter Berücksichtigung von Verlusten am Beispiel einer Stickleitung, abgerufen am 31.03.2026 unter:

<https://repositum.tuwien.at/bitstream/20.500.12708/216573/1/Forthuber%20Sebastian%20-%202025%20-%20Oekonomische%20Bewertung%20von%20Hochspannungs-Erdkabel...pdf>

- Heinrich (2012): Auswirkungen von Freileitung und Erdkabeln auf Natur und Umwelt, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://oecos.com/fileadmin/downloads/heinrich1.pdf>

- Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (13.01.2026): Stellungnahme des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2025) im Rahmen des Konsultationsverfahrens der Übertragungsnetzbetreiber vom 10. Dezember 2025 bis zum 14. Januar 2025, abgerufen am 29.01.2026 unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/statement/2037_2025-124

- Mott MacDonald (2025): A Comparison of Electricity Transmission Technologies: Costs and Characteristics. An Independent Report by Mott MacDonald in Conjunction with the IET, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.theiet.org/media/axwkkktkb/100110238_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics_final-full.pdf

- Mueller, C. E., Keil, S. I., & Bauer, C. (2019): Underground cables vs. overhead lines: Quasi-experimental evidence for the effects on public risk expectations, attitudes, and protest behavior. Energy Policy, 125, 456–466. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.053>

- Nationalgrid (01.2015): Undergrounding high-voltage electricity transmission lines. The technical issues, abgerufen am 15.12.2025 unter: https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/39111-Undergrounding_high_voltage_electricity_transmission_lines_The_technical_issues_INT.pdf

- Nationalgrid (2022): Strategic Options Technical Appendix 2020/2021 price base, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.nationalgrid.com/document/346096/download>

- Naturschutzbund Deutschland (2013): Stromfluss unter der Erde. Einsatz von Erdkabeln beim Übertragungsnetzausbau, abgerufen am 06.01.2026 unter: <https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/150416-nabu-erdkabel-leitfaden.pdf>.

- Naturschutzbund Deutschland (k.D.): Häufige Fragen rund um Erdkabel im Stromnetzausbau, abgerufen am 17.01.2026 unter: <https://www.nabu.de/umwelt-und-ressourcen/energie/stromnetze-und-speicher/naturschutz/18757.html>.

- Netzausbau (2020): Höchstspannungsfreileitungen, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.netzausbau.de/N2000/DE/Technik/Freileitungen/freileitungen-node.html>
- Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023), abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/archiv/netzentwicklungsplan-20372045-2023>
- Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025-1): Netzentwicklungsplan Strom 2037, mit Ausblick 2045, Version 2025. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_2037_2045_V2025_1_Entwurf_0.pdf
- Netzentwicklungsplan Strom (2026): DC42. SuedWestLink. HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek/f10238b8-b777-488a-a4ab-9cd59dccc657/b392f16d-3ad5-4dd8-966b-a44f47b3f9df>
- Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025-2): Netzentwicklungsplan Strom 2037, mit Ausblick 2045, Version 2025. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-03/NEP_2037_2045_V2025_2_Entwurf.pdf
- NKT (2020): NKT awarded major share of SuedOstLink, one of the German high-voltage DC corridor projects, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://investors.nkt.com/files/Main/23044/4223888/nkt-awarded-major-share-of-suedostlink-one-of-the-german-high-voltage-dc-corridor-projects_5.pdf
- NKT (2022): NKT erhält Auftrag für zweites System von SuedOstLink, Erweiterung eines der deutschen Hochspannungs-Gleichstrom-Korridorprojekte, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.nkt.de/presse-events/nkt-erhaelt-auftrag-fuer-zweites-system-von-suedostlink-erweiterung-eines-der-deutschen-hochspannungs-gleichstrom-korridorprojekte>
- Novitskiy, Artl, Wolling & Westermann (2012): Freileitungen oder Erdkabelleitungen? Eine Metastudie über die Kriterien und Ergebnisse von Untersuchungen zum Netzausbau, S. 117, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.db-thueringen.de/servlets/MCRFileNodeServlet/dbt_derivate_00025591/ilm1-2012100129.pdf
- Ofgem (2020): Calculating Target Availability Figures for HVDC Interconnectors – Greenlink Model, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/03/ofgem_-_availability_model_-_greenlink.pdf

- Prysmian (k.D): 525 kV HVDC. New cable systems for the Energy transition, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.prysmian.com/staticres/525-kv-hvdc-new-cable-systems/index.html>
- Prysmian (2020a): Prysmian erhält den Zuschlag von TenneT für das Projekt Südostlink bis zu einem Wert von 500 Millionen Euro, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://de.prysmian.com/Prysmian%20erh%C3%A4lt%20Zuschlag%20von%20TenneT%20f%C3%BCr%20das%20Projekt%20S%C3%BCdostlink>
- Prysmian (2020b): Prysmian wins again - securing over €500M contract for A-Nord power cable link in Germany, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.prysmian.com/en/press-releases/prysmian-wins-again-securing-over-euro500m-contract-for-a-nord-power-cable-link-in-germany>
- Prysmian (2022): Prysmian erhält Zuschlag für SüdOstLink-Erweiterung, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://de.prysmian.com/Erweiterung-SuedOstLink>
- Regierung Niederbayern (2016): Ermittlung der Kosten für die Ersatzzahlungen (Beeinträchtigung Landschaftsbild), abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.regierung.niederbayern.bayern.de/mam/service/planfeststellungsverfahren/aktuell/20160624_simbach/u_12_66_ermittlung_der_kosten_f%C3%BCr_die_ersatzzahlungen.pdf
- Rheinische Post (24.07.2025): Netzausbau als Freileitungen oder Erdkabel? Länder sind sich uneins, abgerufen am 15.04.2026 unter https://rp-online.de/politik/deutschland/stromnetze-als-freileitungen-oder-erdkabel-bundeslaender-sind-sich-uneins_aid-131714173.
- Runge et al. (2021): Hinweise und Empfehlungen zu Vermeidungsmaßnahmen bei Erdkabelvorhaben, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.natur-und-erneuerbare.de/fileadmin/Daten/Download_Dokumente/01_Skripte/BfN-Skript-606-Erdkabel-2021.pdf
- Statistisches Bundesamt (2026a): Index der Großhandelsverkaufspreise: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008: 3- bis 5-Steller). Nutzung von WZ08-46721 Großh.m. Eisenerzen, Eisen, Stahl, -halbzeug, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Grosshandelspreisindex/_inhalt.html
- Statistisches Bundesamt (2026b): Verbraucherpreisindex Deutschland, Jahre, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Verbraucherpreisindex/_inhalt.html

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

- Stratmann, K. (27.01.2026): Freileitung oder Erdkabel? Berliner Stromausfall löst neue Debatte aus, abgerufen am 03.02.2026 unter: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/strom-freileitung-oder-erdkabel-berliner-stromausfall-loest-neue-debatte-aus-01/100193313.html>.
- StromnetzDC (k.D.-a): Bauablauf: So kommen die Kabel in die Erde, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.stromnetzdc.com/tiefbau/>
- StromnetzDC (k.D.-b): Im Herzen von Niedersachsen – Hier entsteht das vermaschte Gleichstromnetz für Deutschlands Klimaneutralität, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.stromnetzdc.com/kreuzungsregion/>
- StromNetzDC (k.D.-c) SuedWestLink, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/projekte/suedwestlink/>
- StromNetzDC (k.D.-d): Kartierung, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/kartierung/>
- StromnetzDC (11.2023): Das Präferenzraumverfahren, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.50Hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50Hertz-client/dokumente/netz/nordostlink/factsheet_praeferenzraumverfahren.pdf
- StromNetzDC (02.2024): Leitlinien Bodenschutz beim Erdkabelbau, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.50Hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50Hertz-client/dokumente/netz/suedwestlink/broschu%CC%88re%20bodenschutz.pdf>
- StromNetzDC (2024): SuedWestLink, Vorstellung der Entwurfstrasse, Stand: August 2024, abgerufen am 15.04.2026 unter https://www.50Hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50Hertz-client/dokumente/netz/suedwestlink/suedwestlink_vorstellung%20vorhaben%20suedwestlink%20und%20entwurfstrasse.pdf
- StromNetzDC (08.07.2025): Präferenzraumverfahren endet, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.stromnetzdc.com/news/praeferenzraumverfahren-endet-wie-geht-es-weiter-mit-den-vorhaben-von-stromnetzdc/>
- Suedlink (k.D.): Leitlinien zum Bodenschutz, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://suedlink.com/n-b>
- Swissgrid (06.09.2023): Studie Umtec Technologie AG – Ökobilanz von Freileitungen und Erdverkabelung, abgerufen am 22.12.2025 unter: <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2025/freileitungen-beitrag-nachhaltigkeit.html>.
- Swissgrid (k.D.): Netztechnologien, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/power-grid/technologies.html>

- Tennet (k.D.-a): Gut zu wissen: Zentrale Begrifflichkeiten beim Bau von Freileitungen, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.tennet.eu/de/projekte/pirach-pleinting/gut-zu-wissen-zentrale-begrifflichkeiten-beim-bau-von-freileitungen>
- Tennet (k.D.-b): Suedlink, Entschädigung und Schadensregulierung, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.tennet.eu/de/projekte/suedlink/suedlink-entschadigung-und-schadensregulierung>
- Tennet (2023): Grundstücksnutzung und Entschädigung, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2023-12/Ostbayernring%20Entsch%C3%A4digungsbrosch%C3%BCre.pdf>
- Topagrar (2022): Mehr Geld für Erdkabel im Westen, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.topagrar.com/heftplus/mehr-geld-fuer-erdkabel-im-westen-13175525.html>
- TransnetBW (11.06.2024): Erdkabel oder Freileitung – die Qual der Wahl?, abgerufen am 07.02.2026 unter: https://www.ieh.uni-stuttgart.de/dokumente/symposium/2024_03-Jesberger_TransnetBW.pdf.
- TransnetBW, TenneT, 50Hertz (2025): Stromnetzausbau kostengünstig realisieren, abgerufen am 31.03.2026 unter: https://www.transnetbw.de/Resources/Persistent/c/5/1/5/c5157ebcf2afd7f9d349352476f046981471c259/TransnetBW-TenneT-50Hertz-Positionspapier%20Freileitung%20f%C3%BCr%20Stromnetzausbau_202502.pdf.
- UK Defence & Security Exports (2025): Securing Critical National Infrastructure: An introduction to UK capability, abgerufen am 04.12.2025 unter: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/67c712c868a61757838d229f/ukdse-securing-critical-national-infrastructure-an-introduction-to-uk-capability-accessible-version.pdf>.
- Universität Hohenheim (24.09.2025): Energiewende: Infrastruktur unter der Erde, Ernte-Erträge über der Erde. Abgerufen am 02.02.2026 unter: https://agrar.uni-hohenheim.de/detailansicht-extern?tx_ttnews%5Btt_news%5D=67088&cHash=88ffdfa797123a2a52e53064eb22a844
- University of Queensland (2023): Comparison Table. Comparing high-voltage overhead and underground transmission infrastructure (up to 500 kV), abgerufen am 31.03.2026 unter: https://eecs.uq.edu.au/files/24316/01_Comparison_Table-1.pdf
- U.S. Department of Energy, Grid Deployment Office (09.2024): Undergrounding Transmission and Distribution Lines. Resilience Investment Guide, abgerufen am 15.01.2026 unter: https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-11/111524_Undergrounding_Transmission_and_Distribution_Lines.pdf.

- Vieregg-Rössler GmbH (2022): Vergleich Investitionskosten HGÜ-Erdkabel versus Supraleiter auf Autobahn-Mittelstreifen, abgerufen am 31.03.2026 unter: <http://www.vr-transport.de/archiv/VR-Kostenvergleich-Erdkabel-Supraleitung.pdf>
- Windkraft-Journal (10.07.2024): Netzbetreiber reichen Antrag auf Planfeststellung des NordOstLink bei der Bundesnetzagentur ein, abgerufen am 15.04.2026 unter <https://www.windkraft-journal.de/2024/07/10/netzbetreiber-reichen-antrag-auf-planfeststellung-des-nordostlink-bei-der-bundesnetzagentur-ein/202153>
- Witthinrich (k.D.): Aluminium-/Stahlseil – ACSR, abgerufen am 22.04.2026 unter <https://witthinrich.com/de/Aluminium/StahlseilACSR>
- WLW (2023): Korridor B – Leitungen nach BBPIG Nr. 48 (Polsum) + 49 (Hamm). Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie Entschädigungsfragen, abgerufen am 31.03.2026 unter: [https://wlv.de/storage/30388/BV_29.03.2023 - Amprion.pdf](https://wlv.de/storage/30388/BV_29.03.2023_-_Amprion.pdf)

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.