VDE Impuls



© Herb/stock.adobe.com

Erdkabel oder Freileitung?

Kriterien für eine technologieoffene, projektspezifische Bewertung

by VDE ETG, CIGRE Germany und DK-CIRED

VDE ETG cigre Germany CIRED

VDE

Empfohlene Zitierweise
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Erdkabel oder Freileitung?
Kriterien für eine technologieoffene, projektspezifische Bewertung,
VDE Impuls, Offenbach am Main, November 2026.

Dieser VDE Impuls ist Arbeitsergebnis des VDE ETG Fachbereichs V2
„Übertragung und Verteilung“ mit Unterstützung von CIGRE Germany und DK-CIRED.

Autoren
Thomas Dederichs, Amprion GmbH
Uwe Kaltenborn, HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH
Dirk Kunze, BKW Infra Services Europa SE
Anders Jensen, NKT Group GmbH
Ralf Schneider, Bayernwerk Netz GmbH
Guido Seifen, Omexom Hochspannung GmbH
Martin Wolter, TU Dresden

Vorbemerkung
VDE Papiere geben – entsprechend der Positionierung des VDE als neutraler, technisch-wissenschaftlicher Verband – gemeinsame Erkenntnisse des jeweiligen Gremiums wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse werden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studien spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wider.

Herausgeber:
VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE ETG)
Merianstraße 28
63069 Offenbach am Main
Tel. +49 69 6308-346
etg@vde.com
www.vde.com/etg

Titelbild: © Herb/stock.adobe.com

Design: Stefan Mümpfer, Frankfurt

November 2026

Executive Summary

Die Wahl zwischen Erdkabel und Freileitung ist keine allgemeingültige Technologieentscheidung, sondern eine projektbezogene Abwägung. Ein reiner Vergleich der Investitionskosten greift ebenso zu kurz wie eine pauschale Präferenz aufgrund einzelner Umwelt-, Akzeptanz- oder Resilienzkriterien. Für eine belastbare Entscheidung müssen vielmehr Invest- und Betriebskosten, die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit und die Resilienz gegen externe Ereignisse berücksichtigt werden. Dazu müssen die Systemgrenzen, die Spannungsebene, die Spannungsform (Wechselstrom (AC)- oder Gleichstrom (DC)-Technik), die Trassenbedingungen und deren Akzeptanz, der erwartete Inbetriebnahmezeitpunkt und die Gewichtung nicht monetarisierbarer Wirkungen gemeinsam betrachtet werden.

Freileitungen weisen im Allgemeinen niedrigere Investitionskosten, eine breite Betriebserfahrung, eine gute Zugänglichkeit und vergleichsweise direkte Reparaturpfade auf. Erdkabel bieten demgegenüber eine geringe dauerhafte Sichtwirkung, Schutz vor direkten Witterungseinflüssen und in bestimmten Projektkonstellationen Vorteile bei Akzeptanz und Planungsrisiko. Diese Vorteile stehen stärkeren flächenhaften Eingriffen während der Bauphase, höheren Material- und Tiefbauaufwendungen sowie einer komplexeren Fehlerortung und Reparatur gegenüber. Bei Teilverkabelungen und gemischten Systemen sind darüber hinaus die zusätzlichen Übergangsanlagen, Endverschlüsse und Schutzfunktionen als mögliche gemeinsame Schwachstellen des Gesamtsystems zu berücksichtigen.

Die Vorzugsvariante ergibt sich aus der projektspezifischen Gesamtabwägung von regulatorischem Rahmen, Technik, Resilienz, Umweltwirkung und Wirtschaftlichkeit.

Regulatorischer Rahmen

Die Auswahl zwischen Freileitung und Erdkabel erfolgt innerhalb eines vorgegebenen regulatorischen Rahmens. Während für Höchstspannungsprojekte grundsätzlich technologieoffene Bewertungen möglich sind, können gesetzliche Vorgaben, insbesondere für neue 110-kV-Trassen, die Technologieauswahl einschränken. Technische, wirtschaftliche und regulatorische Randbedingungen sind daher gemeinsam zu bewerten.

Errichtung und Betrieb

Freileitungen und Erdkabelsysteme sind technisch ausgereifte Übertragungslösungen. Die Unterschiede liegen vor allem in Systemkomplexität, Betriebserfahrung, Wärmehaushalt, Verlusten sowie Schutz- und Betriebsführungskonzepten. Teilverkabelungen sind als eigenständige Systemvariante mit zusätzlichen technischen Schnittstellen zu bewerten.

Zuverlässigkeit, Wartung und Reparatur

Die Verfügbarkeit eines Übertragungssystems wird maßgeblich durch Fehlerortung, Reparaturdauer und Wiederherstellungsfähigkeit bestimmt. Erdkabel bieten Vorteile hinsichtlich der Exposition gegenüber äußeren Einwirkungen, während Freileitungen bei lokal begrenzten Schäden häufig Vorteile bei Fehlererkennung, Reparaturzugang und Wiederinbetriebnahme aufweisen.

Umwelt- und soziale Auswirkungen

Umweltkonflikte lassen sich nicht durch eine generelle Bevorzugung von Freileitung oder Erdkabel lösen. Die umweltfachliche Vorzugsvariante ergibt sich aus den örtlichen Gegebenheiten, den betroffenen Schutzgütern und den langfristigen Projektwirkungen.

Wirtschaftlichkeit

Wirtschaftliche Entscheidungen sollten auf Lebenszyklus- und Systemkosten beruhen und nicht ausschließlich auf Investitionskosten. Die Wirtschaftlichkeit hängt insbesondere von Spannungsebene, Technologie, Verlusten, Instandhaltung, Nutzungsdauer, Projektfortschritt und möglichen Verzögerungen ab und kann nicht pauschal zugunsten einer Technologie bewertet werden.

1. Status quo und regulatorischer Rahmen

Der deutsche Leitungsbestand wird weiterhin deutlich von Freileitungen geprägt. In der folgenden Tabelle sind die Stromkreislängen in km für die Spannungsebenen und Technologien angegeben. Für die 110-kV-Ebene wird zugleich ein stark steigender Kabelanteil beschrieben.

Ebene		Freileitung	Erdkabel	Trend
Höchstspannung	380 kV	ca. 31.000 km	ca. 400 km	Freileitung moderat steigend; Erdkabel ohne Änderung
	220 kV	ca. 6.000 km	ca. 600 km	Freileitung rückläufig; Erdkabel ohne Änderung
Hochspannung	110 kV	ca. 82.000 km	ca. 12.000 km	Anteil Erdkabel stark steigend
Gleichspannung	320 / 525 kV	340 km Ultranet Inbetriebnahme 12/2026	ca. 3.500 km Offshore-Anbindungen	Offshore-Anbindungen bisher 320 kV DC Onshore-Ausbau vorrangig mit 525 kV DC

1.1. Regulatorische Grundstruktur

Der Ausbau von Übertragungsleitungen erfolgt innerhalb eines mehrstufigen regulatorischen Rahmens. Am Anfang steht die Bedarfsermittlung auf Grundlage von Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan nach dem Energiewirtschaftsgesetz. Die gesetzliche Bedarfsfeststellung erfolgt insbesondere über das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) oder das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG). Abhängig vom Vorhabentyp schließen sich die räumliche Konkretisierung und die Zulassung nach dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) beziehungsweise nach den einschlägigen Vorschriften des EnWG an. Eine Besonderheit liegt beim EnWG im §43h, der für die 110-kV-Ebene festlegt, dass neue Trassen als Erdkabel auszuführen sind, wenn ein Kostenfaktor kleiner gleich 2,75 im Vergleich zur Freileitung vorliegt. Zusätzlich sind die Anforderungen der Umweltprüfung, des Naturschutzes, des Immissionsschutzes, des Wasser- und Bodenschutzes, des Denkmalschutzes und des Arbeitsschutzes zu beachten.

1.2. Relevante Regelwerke

Die einzelnen Regelwerke erfüllen unterschiedliche Funktionen, greifen im Projektverlauf jedoch ineinander. Während EnWG, BBPlG, EnLAG und NABEG vor allem Bedarf, Planung und Zulassung strukturieren, konkretisieren Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG), Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), 26 Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV), Wasserhaushaltsgesetz (WHG) und Bundes-Bodenschutzgesetz (BBodSchG) die umwelt- und schutzgutbezogenen Anforderungen. Die folgende Tabelle ordnet diese Funktionen und ihren Projektbezug ein.

Regelwerk	Kernfunktion	Projektbezug
EnWG	Netzplanung, Netzbetrieb und Zulassung	Netzentwicklungsplanung und Planfeststellung
BBPlG / EnLAG	Gesetzliche Bedarfsfeststellung	Vorhabenbezogene Kennzeichnungen und Sonderregeln
NABEG	Planung und Zulassung bestimmter Höchstspannungsleitungen	Länderübergreifende oder grenzüberschreitende Vorhaben
UVPG / BNatSchG	Umweltprüfung, Eingriff, Arten- und Gebietsschutz	Bewertung und Bewältigung erheblicher Umweltwirkungen
BImSchG / 26. BImSchV	Immissionen und elektromagnetische Felder	Grenzwerte, Vorsorge und Nachweisführung
WHG / BBodSchG	Wasser- und Bodenschutz	Besonders relevant für Tiefbau, Wasserhaltung und Rekultivierung

2. Errichtung und Betrieb

Für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Verbindungen stehen sowohl durchgängige Freileitungs- als auch durchgängige Kabelsysteme als technisch etablierte Übertragungstechnologien zur Verfügung. Die Auswahl ist projektspezifisch und muss die Eigenschaften des Trassenkorridors, die übergeordnete Netz- und Konverterkonfiguration, den politischen und gesetzlichen Rahmen sowie die Anforderungen an Errichtung, Betrieb und Weiterentwicklung des Systems berücksichtigen. Eine pauschale technische Überlegenheit einer der beiden Technologien lässt sich nicht ableiten. Eine Teilverkabelung kann eine projektspezifische Alternative darstellen, die jedoch an jeder Technologieschnittstelle die Systemkomplexität erhöht. Daher sollte auf wiederholt wechselnde Freileitungs- und Kabelabschnitte zugunsten einer höheren Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit verzichtet werden.

AC- und DC-Systeme sind getrennt zu betrachten: Für AC-Kabel bestimmen Kapazitätsbelag, Blindleistungsbedarf, Kompensation und die begrenzte Betriebserfahrung mit langen Höchstspannungskabelstrecken die Systemauslegung. Für HGÜ entfallen die AC-spezifischen Ladeleistungseffekte; zugleich bestehen bei 525-kV-DC-Kabelsystemen und ihren Garnituren im Vergleich zu etablierten AC-Systemen geringere Langzeiterfahrungen. Teilverkabelungen sind deshalb nicht als technisch neutraler Kompromiss zu bewerten, sondern als eigenständige Systemvariante mit zusätzlichen Übergängen und Schutzanforderungen.

2.1. Technologische Grundkonzepte

Freileitungen werden in Hoch- und Höchstspannungsnetzen überwiegend mit Aluminium-Stahl-Leitern oder vergleichbaren Verbundleitern ausgeführt. Bei Kabelsystemen kommen abhängig von Spannungsebene, Übertragungsaufgabe und wirtschaftlicher Optimierung Aluminium- oder Kupferleiter zum Einsatz. Als Isolationssystem hat sich bei Hoch- und Höchstspannungskabeln extrudiertes und vernetztes Polyethylen (XLPE) als Stand der Technik etabliert, wobei mit Polypropylen ein weiteres Material erfolgreich in den Markt eingeführt wurde.

Merkmal	HGÜ-Freileitung	HGÜ-Erdkabel
Isolationssystem	Luftisolierung; temporäre Überschläge können nach De-Ionisation selbstheilend sein	Feststoffisolierung XLPE oder PP; Fehler in Kabel oder Garnitur sind dauerhaft und erfordern Instandsetzung
Wärmehaushalt	Wärmeabgabe an die Umgebungsluft; hohe Abhängigkeit von Wetter und Leiterseiltemperatur	Wärmeabgabe über Bettung und Erdreich; Bodentemperatur, Wärmeleitfähigkeit, Feuchte, Verlegeanordnung und lokale Engstellen sind maßgeblich. Die höhere thermische Zeitkonstante kann bei kurzfristigen Lastspitzen vorteilhaft sein
Konverter und Schutz	Freileitungsfehler und automatische Wiedereinschaltung (AWE) können zusätzliche Anforderungen an Konverter, Chopper, Schutz und FSD auslösen	Dauerhafte Kabelfehler verbieten eine AWE und erfordern selektive Abschaltung, Ortung, Reparatur und Prüfung des betroffenen Abschnitts
Übertragungsverluste	In der betrachteten 600-km-Beispielrechnung 1,5 % Leitungsverluste für 2 x 2 GW	In der betrachteten 600-km-Beispielrechnung 0,9 % Leitungsverluste für 2 x 2 GW
Erweiterbarkeit	Leistungsreserven können abhängig von Leiterseilgeometrie, Konverter und Systemführung bestehen	Nachträgliche Erweiterung erfordert vorbereitete Trassen-, Stations- und Kabelsystemreserven
Betriebserfahrung	Breite Erfahrung mit AC- und DC-Freileitungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen	Breite AC-Erfahrung auf kurzen und mittleren Längen; begrenzte Langzeiterfahrung mit langen AC- und 525-kV-DC-Höchstspannungskabeln und Garnituren
Ressourcenbedarf	Materialbedarf hauptsächlich für Leiterseile, Maste und Fundamente	Höherer Material-, Tiefbau- und Garniturenbedarf; Rohstoff- und Lieferkettenaspekte sind in der Systembewertung zu berücksichtigen

Für AC-Kabel bestimmen der hohe Kapazitätsbelag, die daraus resultierenden Lade- und Blindleistungsströme, der Kompensationsbedarf und die thermische Strombelastbarkeit wesentlich die technisch und wirtschaftlich sinnvolle, maximale Übertragungsstrecke. Der Parallelbetrieb von Kabel- und Freileitungsabschnitten kann bei AC durch die unterschiedlichen elektrischen Parameter und die daraus resultierende Leistungsaufteilung zusätzliche Systemstudien und betriebliche Maßnahmen erfordern. Bei HGÜ entfallen die für Drehstromsysteme charakteristischen Ladeleistungs- und Blindleistungseffekte. Die Übertragungsfähigkeit von HGÜ-Freileitungen und HGÜ-Kabelsystemen wird damit insbesondere durch Betriebsspannung, Leiterquerschnitt, zulässige Betriebstemperatur, Wärmeabfuhr, Systemzahl sowie Auslegung und Leistungsfähigkeit der Konverterstationen bestimmt.

Die eingesetzte Leitungstechnologie wirkt auf die Konverter- und Schutzkonfiguration zurück. Daher ergeben sich für Freileitungsanbindungen aufgrund der Fehlercharakteristik höhere Anforderungen an Störfestigkeit und Fehlerklärung. Abhängig von der Netztopologie können Vollbrückenkonverter und sogenannte Fehlerseparatoren erforderlich werden. Bei reinen Kabelverbindungen ist die Fehlercharakteristik anders, da Isolationsfehler in Kabeln und Garnituren grundsätzlich als dauerhafte Fehler zu behandeln sind. Zur Erhöhung der Verfügbarkeit von Kabelsystemen kann mit einem direkten metallischen Rückleiter gearbeitet werden, so dass bei Ausfall eines Kabels das System immer noch mit halber Leistung betrieben werden kann, jedoch die Kosten des Kabelsystems erhöht.

Erdkabel besitzen aufgrund ihrer Material- und Verlegeanordnung eine höhere thermische Trägheit, ihre dauerhafte Belastbarkeit hängt jedoch von Bodentemperatur, Bodenwärmeleitfähigkeit, Verlegeabständen und lokal begrenzenden Trassenabschnitten ab. Engstellen, beispielsweise Sonderquerungen oder Abschnitte mit abweichender Bettung und geringeren Kabelabständen, bestimmen die Gesamtbelastbarkeit des gesamten Kabelsystems. Bei länger dauernder hoher Belastung sind zudem Veränderungen der Bodenfeuchte und eine mögliche thermische Austrocknung zu berücksichtigen. Zustands- und Temperaturmonitoring unterstützen insbesondere bei Erdkabeln als auch bei Freileitungen eine dynamische Betriebsführung.

2.2. Trassenführung und bauliche Ausführung

Die Trassenführung hängt von den örtlichen Bedingungen ab. Für das betrachtete Beispiel mit 2 x 2 GW werden für eine HGÜ-Freileitung Schutz- und Baubedarfsbreiten von etwa 45 bis 70 m sowie Masthöhen von etwa 50 bis 80 m angegeben. Für das HGÜ-Erdkabel werden eine Schutzstreifenbreite von etwa 30 m und eine Baubedarfsbreite von etwa 45 m genannt. Diese Werte sind Planungsparameter des betrachteten Systems und keine allgemeingültigen Mindest- oder Höchstwerte. Da sich die effektiven Werte für die 110-kV AC Kabel nicht wesentlich von den HGÜ-Kabeln unterscheiden, wird auf eine separate Ausweisung verzichtet und auf größere Abweichungen hingewiesen.

Freileitungstrassen benötigen entlang der Strecke Trag- und Abspannmasten. Kabeltrassen werden in Liefer- und Montageabschnitte gegliedert und über Muffengruppen verbunden. Für ein 525-kV-Kabelsystem werden Muffengruppen in Abständen von etwa 1 bis 1,3 km, Erdungsstandorte in Abständen von etwa 5 bis 10 km sowie Kabelabschnittsstationen in Abständen von etwa 100 bis 150 km vorgesehen. Kabelabschnittsstationen unterstützen Inbetriebnahmeprüfungen und können im späteren Betrieb für Fehlerortungsmaßnahmen genutzt werden.

Planungsparameter des betrachteten 2 x 2-GW-Systems	Freileitung	Erdkabel
Schutzstreifenbreite	ca. 45 bis 70 m	ca. 30 m
Baubedarfsbreite	ca. 45 bis 70 m	ca. 45 m
Linienbauwerke	Mastabstand alle 0,3 bis 0,5 km	Muffengruppe etwa alle 1 bis 1,3 km; Erdungsstandorte etwa alle 5 bis 10 km; Kabelabschnittsstationen etwa alle 100 bis 150 km
Landwirtschaftliche Nutzung	Abgesehen von Maststandorten und Bewuchshöhen grundsätzlich möglich	Grundsätzlich möglich; tiefwurzelnde Pflanzen im Schutzstreifen nicht zulässig
Schwieriges Gelände	Möglichst geradlinige Führung; Spannfelder und Maststandorte sind anzupassen.	Umgehung oder Sonderbauwerke, beispielsweise HDD-Bohrungen oder Tunnel
Erwarteter Mehrlängenfaktor	ca. 1,1 bis 1,2	ca. 1,2 bis 1,4

In schwierigem Gelände können Kabelsysteme Umgehungen oder Sonderbauwerke wie Tunnel und Horizontalbohrungen erfordern. Muffenbauwerke, Cross-Bonding-Einrichtungen und Kabelübergangsanlagen können zusätzlich den Genehmigungs- und Bauablauf beeinflussen. Bei Freileitungen wird demgegenüber weiterhin eine möglichst geradlinige Führung angestrebt. Für lange Trassen ergibt sich für Kabel eine längere Trassenführung als für Freileitungen. Kreuzungen anderer Infrastrukturen erfordern bei beiden Technologien spezifische Untersuchungen; bei Kabeln kommen häufig Sonderbauwerke sowie gegebenenfalls Eingriffe in Grundwasser und Wasserhaltung hinzu, während bei Freileitungen Luftabstände, Maststandorte und mögliche Zwischensystemfehler zu berücksichtigen sind.

2.3. Betriebsverhalten, Wartung und Instandhaltung

Betriebsaspekt	Freileitung	Erdkabel
Trassenkontrolle	Jährlich	Jährlich. Besondere Überwachung der Endverschlüsse
Primärtechnik	Durchhang, Thermografie, Monitoring, Mastbeschichtung	Monitoring, Teilentladungen, Temperatur, Dehnung, Erschütterung, Stationen und Erdung.
Sonderbauwerke	Im betrachteten Vergleich keine	Tunnel, Kreuzungen mit anderen Kabeln und Leitungen auch anderer Medien, Flussquerungen und weitere Sonderbauwerke erfordern gesonderte Wartung.

Die Isolationsart prägt das Betriebs- und Fehlerverhalten. Bei einer Freileitung bildet die Luftstrecke die Hauptisolierung. Temporäre Fehler, beispielsweise infolge atmosphärischer Überspannungen (Blitzeinschlag), können nach kurzzeitiger Spannungsunterbrechung und De-Ionisation ohne bleibenden Isolationsschaden enden und automatisch wieder zugeschalten werden. Mechanische Schäden, etwa Seilriss oder beschädigte Armaturen, bleiben dagegen dauerhaft und erfordern eine Reparatur. Bei Kabeln und Garnituren führt ein Isolationsfehler grundsätzlich zu einem dauerhaften Fehler, der lokalisiert und instandgesetzt werden muss, so dass ein Wiedereinschalten erst nach der Reparatur möglich ist.

Für beide Technologien wird eine jährliche visuelle Trassenkontrolle notwendig. Bei Freileitungen stehen unter anderem Profil- und Durchhangsprüfung, Infrarotthermografie, Leiter- und Wettermonitoring sowie Korrosionsschutz der Maste im Vordergrund. Bei Kabelsystemen betreffen die Maßnahmen insbesondere Kabelübergangsanlagen, Begleitbauwerke, Erdungseinrichtungen sowie Sonderbauwerke wie Tunnel und HDD-Rohranlagen. Die Überwachung der Kabelsysteme an sich erfolgt zunehmend mit kontinuierlichen thermischen und insbesondere elektrischen Monitoringsystemen, die sowohl den Betrieb unterstützen und Fehler in ihrer Entwicklung erkennen und orten können.

2.4. Wartung, Instandhaltung und Teilerneuerung

Die Wartungsstrategien unterscheiden sich in ihrer technischen Ausprägung. Freileitungen werden stärker sicht- und intervallorientiert überwacht. Dazu gehören wiederkehrende Kontrollen von Masten, Leiterseilen, Armaturen und Isolatoren, Korrosionsschutz, Vegetationsmanagement sowie die Unterstützung durch Drohnen, Helikopter, Sensorik und Begehungen. Bei Kabelanlagen stehen Muffen, Endverschlüsse, Kabelübergänge, Cross-Bonding-Einrichtungen, Trassenschutz und zustandsorientiertes thermisches und elektrisches Monitoring im Vordergrund. Für beide Technologien sind jährliche Vegetationskontrollen der Trassen notwendig. Auch Kabeltrassen müssen für Zugang und mögliche Reparaturmaßnahmen von ungeeignetem Bewuchs freigehalten werden; zulässige Vegetation und erforderliche Trassenbreite hängen vom Kabelsystem und Reparaturkonzept ab. Trotz unterschiedlicher Tätigkeiten kann von ähnlichem Ressourcen- und Budgeteinsatz für Wartung und Instandhaltung ausgegangen werden.

Wartungs- und Erneuerungsaspekt	Freileitung	Erdkabel
Trassenpflege	Vegetationsmanagement und Sicherung notwendiger Abstände	Nur flachwurzelnde Pflanzen im Schutzstreifen; Trassenschutz gegen Fremdeinwirkungen
Primärtechnik	Profile und Durchhang, Thermografie, Monitoring und Mastbeschichtung	Monitoring von Temperatur, Teilentladungen, Dehnung und Erschütterung; Inspektion von Stationen und Erdung
Sonderbauwerke	Im betrachteten Vergleich keine	Tunnel und HDD-Rohranlagen erfordern gesonderte Wartungsmaßnahmen
Teilerneuerung	Austausch von Leiterseilen und gegebenenfalls Aufhängevorrichtungen	Abschnittserneuerung von Kabel und Garnituren

(Quelle): [1,2]

Über die Gesamtnutzungsdauer sind bei beiden Technologien partielle Teilerneuerungen zu erwarten. Für Kabelsysteme ergeben sich die Teilerneuerungen aus spezifischen lokalen Alterungsbedingungen und führen zum abschnittsbezogenen Gesamtersatz des Kabels und der Garnituren. Der Austausch von Leiterseilen sowie gegebenenfalls Aufhängevorrichtungen bei Freileitungen erfolgt nach Zustandsbewertung. Für Freileitungen ergeben sich daraus größere zeitliche und wirtschaftliche Flexibilitäten bei der Umsetzung.

Für Kabelsysteme können optimierte Reservehaltungskonzepte, beispielsweise die Vorhaltung kompatibler Reservekabellängen und Garnituren, die Wiederherstellung unterstützen. Die Wirksamkeit hängt von Systemdesign, Herstellerkompatibilität, qualifizierten Montageteams und verfügbarer Prüftechnik ab. Wegen der begrenzteren Langzeiterfahrung mit DC-Höchstspannungskabeln und ihren Garnituren sind Zustandsdaten, Qualifikation der Verbindungstechnik und Ersatzteilstrategie besonders zu berücksichtigen.

2.5. Emissionen, Beeinflussung und Übertragungsverluste

Beide betrachteten Technologien erfüllen mit geeigneten Maßnahmen die Vorgaben der 26. BImSchV und der Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) vollumfänglich. Unterschiede bestehen in der räumlichen Ausprägung der Felder sowie in hochfrequenten und akustischen Effekten. Bei DC-Freileitungen sind elektrische Felder, Ionenemissionen, Koronaeffekte, hochfrequente Abstrahlung entlang der Trasse und witterungsabhängige Schallemissionen zu berücksichtigen. Bei Kabelsystemen treten an der Oberfläche keine elektrischen Felder auf; magnetische Felder sind räumlich stärker auf den unmittelbaren Trassenbereich konzentriert. An Konverterstandorten können bei beiden Varianten hochfrequente Emissionen auftreten. Elektromagnetische Beeinflussungen parallel verlaufender Leitungen und Kommunikationssysteme sind technologie- und trassenspezifisch zu untersuchen.

Als Referenzbeispiel dieser Studie wird eine Landtrasse von 600 km mit einer Übertragungsleistung von 2 x 2 GW angenommen. Für solche Systeme werden Leitungsverluste von 100 bis 120 kW/km für die Freileitung und 60 bis 80 kW/km für das Kabelsystem berechnet. Dies entspricht in der Beispielrechnung einer Verlustleistung von 60 MW (1,5 % der Gesamtleistung) für die Freileitung und 36 MW (0,9 %) für das Kabelsystem. Die Verluste der 2-GW-Halbbrückenkonverter werden für beide Varianten mit etwa 2,5 % angenommen und sind im Detail herstellerspezifisch. Für eine Freileitungslösung mit Vollbrückenkonverter wären die Umrichterverluste gesondert anzupassen.

3. Zuverlässigkeit und Reparatur

Die zuverlässigkeitsbezogene Bewertung muss Störungshäufigkeit, Fehlercharakter, Schadenausmaß, Fehlerortung, Zugänglichkeit, Reparaturdauer und Netzredundanz getrennt erfassen. Eine geringere Exposition gegenüber äußeren Einwirkungen bedeutet nicht automatisch eine höhere betriebliche Verfügbarkeit. Freileitungen sind gegenüber Sturm, Eis, Blitz, Vegetation und weiteren oberirdischen Einwirkungen stärker exponiert. Erdkabel sind gegen viele dieser direkten Einwirkungen geschützt, bleiben jedoch gegenüber Tiefbauereignissen sowie Fehlern an Muffen, Endverschlüssen und Übergangsanlagen empfindlich.

Aspekt	Freileitung	Erdkabel
Exposition	Sturm, Eis, Blitz, Vegetation und oberirdische Einwirkungen	Gegen direkte Witterung weitgehend geschützt; Risiken durch Tiefbau, Muffen, Endverschlüsse und Übergangsstellen
Fehlerortung	Schutzsystem und visuelle Begutachtung, gegebenenfalls durch Drohnen; Ortung typischerweise innerhalb von Stunden	Schutzsystem, elektrische Einmessung und Freilegung; fehlerabhängig kann die Ortung mehrere Tage beanspruchen. Online-Monitoring Systeme bieten auch Echtzeitlokalisierungen an
Zugang	Komponenten oberirdisch erreichbar; punktuelle Baustelleneinrichtung	Freilegung, Tiefbau und geeignete Montagebedingungen regelmäßig erforderlich
Reparatur	Punktueller Austausch von Armaturen, Seilen oder Masten; Provisorien grundsätzlich möglich	Austausch des betroffenen Kabelabschnitts und Setzen zusätzlicher Muffen; Spezialteams und Prüfungen erforderlich
Monitoring	Inspektion, Drohnen, Sensorik, Durchhangs-, Temperatur- und Witterungsdaten	Thermisches und elektrisches Monitoring, Teilentladungen, Dehnung und Erschütterung; verdeckte Alterung bleibt anspruchsvoll

3.1. Fehlerraten und betriebliche Verfügbarkeit

Aus verschiedenen Studien sind Fehlerraten, Nichtverfügbarkeit bekannt, aufgrund der geringen Betriebserfahrung für 525-kV-DC-Kabel sollten hier die höheren Erfahrungswerte für 320 kV DC herangezogen werden. Für extrudierte Kabelsysteme oberhalb 220 kV liegen statistisch abgesicherte Fehlerhäufigkeiten vor allem für AC-Kabelsysteme vor. Die Übertragung auf DC-Kabelsysteme setzt voraus, dass vergleichbare dielektrische und thermische Alterungsmechanismen wirken. Für DC-Freileitungen werden ebenfalls Erfahrungen aus AC-Freileitungsstatistiken unter vergleichbaren Beanspruchungen herangezogen. Die daraus gewonnenen Werte sind daher keine projektspezifischen Garantiewerte, sondern Referenzgrößen unter den dokumentierten Annahmen.

Die effektive Reparaturdauer für Kabel liegt zwischen 20 bis 30 Tagen, für Freileitungen bei 2 Tagen. Für die angenommene Modellbetrachtung einer 600 km langen Trasse wird eine Verfügbarkeit von 99,1 % für die Freileitung und 94,6 % für die Kabelanlage ermittelt. Der Unterschied von rund 4,5 Prozentpunkten wird im Wesentlichen auf den höheren Zeitaufwand für Fehlerortung und Reparatur der Kabelanlage zurückgeführt. Die Gesamtverfügbarkeit eines spezifischen Systems kann von den Referenzwerten abweichen und hängt stark von den Parametern Spannungsebene, Systemtopologie, Trassenlänge, Redundanz, Garniturenzahl und Reparaturkonzept ab.

Referenz	Fehlerrate je Jahr und 100 km	Mittlere Nichtverfügbarkeit je Jahr und 100 km
Kabel 220 bis 550 kV: CIGRE TB 379 [3]	0,15	3 bis 4,5 Tage; 0,8 % bis 1,2 %
Kabel 315 bis 499 kV: CIGRE TB 815 [3]	0,27	5,4 bis 8,1 Tage; 1,5 % bis 2,2 %
Kabel 380 kV: VDE FNN 2004 bis 2021 [4]	0,5	4,3 Tage; 1,2 %
DC-Kabel 320 kV bei 2.500 km [5]	0,11	2,2 bis 3,3 Tage; 0,6 % bis 0,9 %
Freileitung: VDE FNN 2004 bis 2021 [4]	0,25	0,5 Tage; 0,14 %

3.2. Reparatur, Provisorien und Wiederinbetriebnahme

Im Fehlerfall ist nicht nur die Häufigkeit, sondern insbesondere die Zeit bis zur Wiederinbetriebnahme entscheidend. Bei Freileitungen lässt sich die Fehlerstelle häufig über Schutztechnik, Anlagenabschnitte und Sichtprüfung eingrenzen. Seile, Isolatoren, Armaturen und einzelne Mastkomponenten können punktuell sehr schnell ersetzt werden. Bei Kabelsystemen folgen auf die elektrische Fehlerortung die Freilegung der Schadstelle, Kabelvorbereitung, Verbindungstechnik, Muffenmontage und abschließende Prüfungen. Tiefbau, Wasserhaltung, Verkehrsführung, Bodenschutz, Ersatzteilverfügbarkeit und Bauzugang können die Dauer zusätzlich beeinflussen.

Bei größeren Schäden an Freileitungen besteht grundsätzlich die Möglichkeit, ausgefallene Abschnitte mit Provisorien zu überbrücken. Dabei kann bei Materialverfügbarkeit eine Wiederaufnahme des Betriebs nach etwa ein bis zwei Wochen erfolgen. Für Kabelsysteme verbietet sich eine vergleichbare provisorische Lösung mit heutigen Mitteln kostentechnisch.

Wiederherstellungs-aspekt	Freileitung	Erdkabel
Diagnose	Schutzdaten und Sichtprüfung; meist räumlich und komponentenbezogen eingrenzbar	Falls keine Online-Fehlerortung im Einsatz ist, ist eine elektrische Einmessung und genaue Trassendaten notwendig; Schadstelle bleibt zunächst verborgen
Reparaturzugang	Direkter Zugang über Trasse, Mast oder Arbeitsbühne	Freilegung, Tiefbau und kontrollierte Montagebedingungen erforderlich
Ersatzkonzept	Temporäre Maste, Seilprovisorien oder abschnittsweise Wiederherstellung grundsätzlich möglich	Temporäre Kabelendverschlüsse und Oberflächenverlegung werden nicht als sinnvoller Zeitvorteil bewertet
Prüfung vor Freigabe	Komponenten- und Anlagenprüfung entsprechend Schadensumfang	Prüfung des reparierten Kabelabschnitts und der neu gesetzten Garnituren erforderlich
Tendenz	Bei lokal begrenzten Schäden häufig schneller und flexibler	Bei tatsächlichem Kabelfehler stärker von Spezialressourcen und Baustellenlogistik abhängig

Beispiele aus einer gemeinsamen Veröffentlichung der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber beschreiben die Auswirkungen spezifischer Kabelfehler: „Beispiele aus dem Betrieb der Berliner Kabeldiagonale verdeutlichen die zeitlichen und finanziellen Auswirkungen: 2006 wurde eine ungeeignete Montage eines Teilentladungssensors im Muffenkörper identifiziert, gefolgt vom Durchschlag einer weiteren Muffe aufgrund transienter Ausgleichsvorgänge. Die Reparatur, Prüfung und Wiederinbetriebnahme des Erdkabels dauerte rund 25 Tage. Der Zwischenfall machte eine Untersuchung und Sanierung weiterer Muffen erforderlich, was zusätzliche Aufwände verursachte. Bei einem weiteren Kabelfehler an der Erdkabelanlage am UW Marzahn konnte 2009 nach einem Anlagenbrand die Erdkabelanlage 10 Monate nicht betrieben werden. Das Beispiel der 220-kV-Verkabelung in Berlin-Adlershof verdeutlicht, wie gravierend die Auswirkungen der auftretenden Fehler für Anwohnende und die Straßennutzung sein können. So führten 2008 wahrscheinlich Montagefehler an zwei Systemen zu einer Ausfallzeit von rund 18 Monaten. Durch umherfliegende Teile der Kabelendverschlüsse wurden parkende Autos verschmutzt und Gebäude beschädigt. Zur Wiederinbetriebnahme hat man die Erdkabelanlage runderneuert und alle identischen Kabelendverschlüsse eingehaust“[6].

3.3. Resilienz und Wiederherstellung nach unvorhersehbaren Schadensereignissen [1,2,7]

Für die Bewertung der Resilienz ist nicht allein entscheidend, wie häufig ein Betriebsmittel ausfällt. Maßgeblich ist vielmehr, ob das Übertragungssystem nach einem plötzlich eintretenden Schadensereignis seine wesentliche Funktion aufrechterhalten, vorübergehend durch Netzmaßnahmen ersetzen oder innerhalb einer vertretbaren Zeit wiederherstellen kann. Für den Vergleich von Erdkabel und Freileitung sind deshalb die Exposition gegenüber dem Ereignis und die Erholungsfähigkeit nach dessen Eintritt zu betrachten.

Erdkabel besitzen gegenüber direkten Ereignissen einen Robustheitsvorteil. Tritt dennoch ein interner Kabelfehler oder eine Beschädigung durch Tiefbau, Bodenbewegung, Überflutung, Fremdeinwirkung oder einen Fehler an Garnituren ein, bestimmt die anspruchsvollere Diagnose- und Reparaturkette die Erholungsphase. Freileitungen sind stärker exponiert, bieten nach lokal begrenzten Schäden jedoch regelmäßig Vorteile durch Sichtbarkeit, Zugänglichkeit, modularen Komponententausch und die Möglichkeit provisorischer Lösungen. Bei großflächigen Ereignissen mit zahlreichen gleichzeitig betroffenen Masten oder schwer zugänglichen Trassenabschnitten kann dieser Vorteil deutlich abnehmen.

Für Projekte mit Teilverkabelung ist zu berücksichtigen, dass Übergangsbauwerke für den Übergang vom Kabel zur Freileitung eine ähnliche Vulnerabilität wie Unterwerke für AC-Systeme und Konverterstationen für DC-Systeme haben.

4. Umwelt- und soziale Auswirkungen [8,9]

Die Umweltwirkungen von Erdkabeln und Freileitungen unterscheiden sich vor allem hinsichtlich der betroffenen Schutzgüter und der zeitlichen Verteilung der Eingriffe. Erdkabel verursachen während der Bauphase flächenhafte Eingriffe in Boden, Vegetation und Wasserhaushalt. Freileitungen konzentrieren die unmittelbaren Bodeneingriffe stärker auf Maststandorte und Zuwegungen, verändern jedoch dauerhaft das Landschaftsbild und können Risiken für die Avifauna erzeugen. Im Regelbetrieb weisen beide Systeme vergleichsweise geringe, aber unterschiedliche Wirkungen auf.

Wirkfaktor	Freileitung	Erdkabel
Boden	Überwiegend punktuelle Eingriffe an Fundamenten und Zuwegungen	Durchgehender Graben, Umlagerung, Verdichtung und mögliche Veränderung der Bodenstruktur
Wasser	In der Regel lokale Bautätigkeiten mit geringerem Flächenaufbruch	Temporäre Risiken durch Wasserhaltung und Gewässerquerungen
Vegetation	Wuchshöhenmanagement im Schutzstreifen; punktuelle Bauflächen	Flächenhafte Bauwirkung; keine tiefwurzelnden Gehölze über der Trasse
Avifauna	Dauerhaftes Kollisionsrisiko; je nach Bauart Stromschlagrisiko	Vor allem baubedingte Wirkungen
Landschaft	Dauerhafte Sichtbarkeit und technische Überprägung	Nach Fertigstellung geringe Sichtwirkung
Agrarstruktur	Dauerhafte, aber räumlich begrenzte Mastflächen und Bewirtschaftungserschwernisse	Große temporäre Flächen, Bodenbewegung sowie Risiken für Dränagen und Bodenfruchtbarkeit
Betrieb	Koronageräusche bei bestimmten Witterungen; elektrische und magnetische Felder	Bodenerwärmung im unmittelbaren Trassenbereich; magnetische Felder

4.1. Klima- und Ressourcenwirkung

Bei Freileitungen prägen insbesondere Beton für Fundamente und Stahl für die Tragstrukturen die anlagebezogene Ressourcenwirkung. Für Erdkabel muss von einem höheren Material-, Transport- und Tiefbauaufwand während der Errichtung ausgegangen werden, dem in der Regel geringere betriebliche Energieverluste gegenüberstehen. Eine belastbare CO_2-Bilanz kann deshalb nicht aus allgemeinen Tendenzen abgeleitet werden, sondern benötigt projektspezifische Materialmengen, Lebensdauern, Verlustannahmen, Bauverfahren und Ersatzzyklen.

4.2. Soziale Wirkungen und Akzeptanz

Erdkabel können durch ihre geringe dauerhafte Sichtwirkung Vorteile bei Landschaftsbild und allgemeiner öffentlicher Akzeptanz aufweisen. Während der Bauphase belasten sie jedoch Eigentümer, Landwirtschaft und Anlieger entlang eines flächenhaften Baufelds. Bei unmittelbar betroffenen Eigentümern und Bewirtschaftern kann deshalb auch eine Präferenz für Freileitungen bestehen, deren dauerhafte Flächeninanspruchnahme überwiegend auf Maststandorte begrenzt ist. Freileitungen verursachen punktuellere Bauphasenwirkungen, bleiben aber dauerhaft sichtbar und können dadurch einen größeren Kreis von Betroffenen über die gesamte Betriebsdauer berühren. Akzeptanz ist daher nicht als fester Technologieparameter, sondern differenziert nach Öffentlichkeit, unmittelbar Betroffenen, Trassenraum, Projektphase und Rechtsschutzmöglichkeiten zu bewerten.

5. Wirtschaftlichkeit

5.1. Von Investitionskosten zu Netzkosten und Lebenszykluswirkungen

Eine belastbare Wirtschaftlichkeitsanalyse muss die Investitions- und Finanzierungskosten sowie die laufenden Betriebskosten, die Kosten der elektrischen Verluste, den Instandsetzungsaufwendungen, den Ersatzinvestitionen und möglichen projektspezifischen Kosten aus unterschiedlichen Inbetriebnahmezeitpunkten betrachten. Für bereits planungstechnisch fortgeschrittene Projekte ist zusätzlich zu bewerten, welche Planungsunterlagen weiterverwendet werden können und welche Kosten und Verzögerungen ein Technologiewechsel auslösen würde.

Kostenblock	Inhalt	Bewertungshinweis
Investition	Planung, Material, Bau, Montage, Inbetriebnahme und Entschädigung	CAPEX-Vergleich nur bei identischer Übertragungsaufgabe
Finanzierung	Kapitalbindung und gewichtete Kapitalkosten	Höhere Anfangsinvestitionen wirken über die regulatorische Asset Base
Betrieb	Inspektion, Wartung, Reparatur und Verlustenergie	Erdkabel können Verlustvorteile haben; Freileitungen bieten Reparaturzugang
Verzögerung	Engpassmanagement und Redispatch bis zur Inbetriebnahme	Nur projektspezifisch zurechenbare und belegte Verzögerungen ansetzen
Ersatz	Komponenten- oder Systemerneuerung über den Betrachtungszeitraum	Technische, kalkulatorische und erwartete Nutzungsdauer trennen

5.2. Allgemeiner Vergleich

Die ausgewertete wirtschaftliche Betrachtung nennt für Erdkabel je nach Quelle und Projektkontext Investitionsmehrkosten im Bereich eines Faktors von zwei bis zehn gegenüber Freileitungen. Als beispielhafte Planungsansätze werden 1,5 Mio. EUR/km für eine DC-Freileitung bis 4 GW, 4,0 Mio. EUR/km für ein 2-GW-DC-Erdkabel und 8,0 Mio. EUR/km für zwei 2-GW-Kabelsysteme angegeben. Diese Werte beschreiben durchschnittliche Annahmen und sind keine projektspezifischen Angebote.

Kostenfaktoren sind nach Spannungsebene und Anwendungsfall zu differenzieren. Aussagen zu HGÜ-Höchstspannungsprojekten dürfen nicht ohne Weiteres auf 110-kV-AC-Projekte übertragen werden. Für 110-kV-AC-Anwendungen sind Investitionskosten, Betriebskosten, Verluste, Abschreibungsdauer, Standardisierung, Monitoring und Qualifikation der Muffenmontage auf einer eigenen Datenbasis zu bewerten. Bei einer Übertragungsleistung von 419 MVA liegen die Errichtungskosten bei einer Freileitung zwischen 1,8 und 2,5 Mio. €/km, bei einem Erdkabel ohne Sonderbauwerke zwischen 5,5 und 8,0 Mio €/km. Die Stromverluste betragen bei einem Erdkabel 25 bis 40 kW/km und bei einer Freileitung 80 bis 100 kW/km. Somit resultiert ein Verhältnis der Investitionskosten von Erdkabel zu Freileitung in Höhe von 2,5 bis 3,5 und der Gesamtkosten von 2,0 bis 2,5. Bei geringeren Übertragungsleistungen reduziert sich das Verhältnis der Investitionskosten auf ca. 2,0 bis 2,3. Bei sehr kurzen Leitungslängen und aufwändigen Kreuzungen, z.B. Einsatz von Mikrotunnel, können sich höhere Werte im Verhältnis ergeben.

Die betrachteten allgemeinen Studien weisen die Freileitung insgesamt als kostengünstigere Alternative aus. Geringere Kabelverluste und einzelne Vorteile bei Betrieb und Wartung verringern den Abstand im Lebenszyklusvergleich, beseitigen den strukturellen Investitionskostennachteil jedoch nicht grundsätzlich. Gleichzeitig bleibt zu beachten, dass die technische, kalkulatorische und tatsächlich erreichbare Nutzungsdauer nicht gleichgesetzt werden dürfen.

6. Empfehlungen

6.1. Einheitlicher Bewertungsprozess mit projektspezifischer Gewichtung

Die Empfehlung besteht nicht in einem generellen Technologievorzug, sondern in einem reproduzierbaren Entscheidungsverfahren innerhalb des jeweils geltenden gesetzlichen Rahmens. Quantitative und qualitative Ergebnisse sind zunächst getrennt zu ermitteln und anschließend transparent zusammenzuführen. Es sind Übertragungsleistung, Spannung, AC- oder DC-Technik, Systemzahl, Redundanz, Konverter, Übergänge und Betrachtungszeitraum als gemeinsame Systemgrenze festzulegen. Soweit gesetzliche Vorgaben, insbesondere für neue 110-kV-Trassen, eine bestimmte Ausführungsart oder Kostenschwelle vorgeben, begrenzen sie die technologieoffene Auswahl da diese der technischen Bewertung voranzustellen sind.

Im nächsten Schritt sind Freileitung, Erdkabel und gegebenenfalls Teilverkabelungen technisch zu beschreiben. In einem vorgezogenen Variantenvergleich sind die technische Machbarkeit, Raum- und Umweltverträglichkeit, die Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur sowie die Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der Lebenszykluskosten auf Basis allgemein verfügbarer Annahmen gegenüberzustellen und zu bewerten, um eine Entscheidung zu treffen, mit welcher Variante in die vertiefte Planung gegangen wird.

In der vertieften Planung sind die quantitativen Kostenblöcke auf identischer Preisbasis und mit dokumentierten Annahmen zu berechnen. Parallel dazu sind Umwelt, Sicherheit, Resilienz, Akzeptanz und Planungsrisiko schutzgut- und phasenbezogen zu bewerten. Sensitivitätsanalysen müssen zeigen, wie Trasse, Boden, Preise, Projektverzögerung, Verlustenergie, normative Nutzungsdauer der jeweiligen Technologie und Reparaturannahmen das Ergebnis beeinflussen. Abschließend sind Gewichtung, Zielkonflikte und die Robustheit der Schlussfolgerungen offenzulegen, bevor eine Projektentscheidung einschließlich Minderungs-, Monitoring- und Ersatzkonzept begründet wird.

6.2. Entscheidungsregeln

Die Entscheidungstendenz hängt von der jeweiligen Projektsituation ab. Bei Greenfield-Projekten mit hoher Kostensensitivität sollte die Freileitung wirtschaftlich prioritär geprüft werden, ohne Akzeptanz, Landschaft, Avifauna und Genehmigungsrisiken auszublenden. Bei hohen Sicht- und Siedlungskonflikten kann eine vertiefte Prüfung von Erdkabel oder Teilverkabelung angezeigt sein, wobei der Einfluss auf Boden, Wasser, Landwirtschaft, Bauzeit sowie technische Risiken für die Verlegung und der Reparatur einzubeziehen sind. Bei einem bereits fortgeschritten geplanten Erdkabelprojekt sollte ein Technologiewechsel ausschließlich auf Grundlage einer vollständigen Zeit- und Systemkostenanalyse bewertet werden. Für Projekte mit Teilverkabelungen ist ein besonderer Schwerpunkt auf die Resilienz zu legen und sowohl Vulnerabilität durch zusätzliche Übergangsbauwerke wie auch der Einfluss auf die Wiederherstellung des Betriebs zu bewerten.

Situation	Tendenz	Prüfvorbehalt
Greenfield mit hoher Kostensensitivität	Freileitung wirtschaftlich prioritär prüfen	Akzeptanz, Landschaft, Avifauna und Genehmigungsrisiko bewerten
Hohe Sicht- und Siedlungskonflikte	Erdkabel oder Teilverkabelung vertieft prüfen	Boden, Wasser, Landwirtschaft, Bauzeit und Muffenrisiken einbeziehen
Resilienzschwerpunkt	Exposition und Wiederherstellung getrennt gewichten	Sabotage-, Wetter-, Zugangs- und Reparaturszenarien projektspezifisch modellieren
Teilverkabelung	Lokale Konfliktlösung möglich	Zusatzkosten und Resilienzeinfluss der Übergänge, Schutztechnik und Betriebsführung systemisch bewerten

Literaturverzeichnis

[1] Amprion (o.J.): „Bedarfsgerechter und effizienter Netzausbau: Kabel vs. Freileitung“.

[2] Bundesnetzagentur (2019): „Freileitungen unter Höchstspannung“, August 2019.

[3] CIGRE Technical Brochure 379 (2009) und 815 (2020),
“Service experience of HV underground and submarine cable systems.

[4] VDE FNN (2022): „Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik“.

[5] TenneT TSO GmbH (o.J.): „Leistungsstarke Übertragungskabel“,
https://www.tennet.eu/de/leistungsstarke-uebertragungskabel.

[6] 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW (2020): „Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln
im Höchstspannungs-Drehstrombereich“, S47 ff.

[7] VDE e.V. (Hrsg.): „Aufbau und Betrieb resilienter Stromnetzinfrastrukturen“, VDE FNN Hinweis.

[8] Bundesnetzagentur (2015): „Technikdialog Erdkabel und Freileitungen – Chancen und Risiken“, Kassel 24.06.2015.

[9] Umweltbundesamt (2025): „Netzausbau“,
https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/netzausbau.

Als Mitglied der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (VDE ETG)
werden Sie Teil eines führenden Netzwerks für Energietechnik in Deutschland.

Jetzt Mitglied werden: **www.vde.com/mitgliedschaft**

Über die Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE ETG)

Die Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE ETG) steht für die Entwicklung der Energiesysteme in Deutschland. Sie bündelt die Fachkompetenz von der Erzeugung, Speicherung, Übertragung und Verteilung bis hin zu den vielfältigen Anwendungsfeldern elektrischer Energie und relevanter Querschnittstechnologien. Eingebunden in das fachübergreifende Netzwerk des VDE, ist die ETG eine über die Grenzen hinaus anerkannte und wahrgenommene technisch-wissenschaftliche Vereinigung. Die ehrenamtlichen Expertinnen und Experten schaffen eine gemeinsame Plattform für den Wissensaustausch in Wissenschaft und Wirtschaft, tragen zur Beschleunigung der Energietransformation und zum Verständnis für nachhaltige Energietechnik in der Gesellschaft bei und zeigen Handlungsfelder für die Politik auf. Die ETG verbindet Menschen, Generationen, Start-ups und etablierte Institutionen, Wissenschaft, Wirtschaft und Gesellschaft mit Leistung und Energie.

Mehr Informationen unter www.vde.com/etg

Über den VDE

Der VDE, eine der größten Technologie-Organisationen Europas, steht seit mehr als 130 Jahren für Innovation und technologischen Fortschritt. Als einzige Organisation weltweit vereint der VDE dabei Wissenschaft, Standardisierung, Prüfung, Zertifizierung und Anwendungsberatung unter einem Dach. Das VDE Zeichen gilt seit mehr als 100 Jahren als Synonym für höchste Sicherheitsstandards und Verbraucherschutz.

Wir setzen uns ein für die Forschungs- und Nachwuchsförderung und für das lebenslange Lernen mit Weiterbildungsangeboten „on the job“. Im VDE Netzwerk engagieren sich über 2.000 Mitarbeiter*innen an über 60 Standorten weltweit, mehr als 100.000 ehrenamtliche Expert*innen und rund 1.500 Unternehmen gestalten im Netzwerk VDE eine lebenswerte Zukunft: vernetzt, digital, elektrisch.

Wir gestalten die e-diale Zukunft.

Sitz des VDE (VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik e.V.) ist Frankfurt am Main.
Mehr Informationen unter www.vde.com

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Merianstraße 28
63069 Offenbach am Main
Tel. +49 69 6308-0
service@vde.com
www.vde.com

VDE