

Gesamtkosten-Analyse zur Bewertung von Erdkabel und Freileitung



Studie im Auftrag von NKT und Südkabel
Executive Summary

September 2026

NKT SÜDKABEL

Die Mehrkosten für DC42 als Erdkabel werden überschätzt – die Diskussion fokussiert auf Investitionskosten, relevant sind jedoch die gesamten Kosten inkl. Redispatch

Hintergrund



In dieser Studie wurde eine **Kosten-Nutzen-Analyse*** für HVDC-Freileitungen und HVDC-Erdkabel am Beispiel DC42/DC42+ durchgeführt. Dabei haben wir mittels Markt- und Netzmodellierung u.a. den zusätzlichen Redispatchbedarf ermittelt, der durch die Verzögerung (4 bis 7 Jahre) bei Ausführung als Freileitung ggü. Erdkabel entsteht. Mit Hilfe von Literaturrecherchen und Expertengesprächen haben wir Gesamtkosten (Investition, Betrieb, Verlustenergie, Finanzierung) ermittelt und die Barwerte für Ausführungen als Erdkabel vs. Freileitung abgeleitet.

Ergebnisse



In der **öffentlichen Debatte** wird häufig ein Mehrkostenfaktor für Erdkabel ggü. Freileitung von **3-10x genannt**. Unsere Analysen zu DC42/DC42+ ergeben einen **Mehrkosten-Faktor von ca. 1,3-1,4x** – die Berücksichtigung von Kosten durch Netzverluste und erwartete Projektverzögerung verringert die Mehrkosten für Erdkabel über die gesamte regulatorische Projektlebensdauer.**



Technische Innovationen können die Kosten von Erdkabeln deutlich reduzieren, unter anderem durch den **Wechsel von Kupfer- auf Aluminiumleiter** in Verbindung mit einer höheren **Betriebstemperatur von 90°C**. Im Basisfall wird eine Kostenreduktion des Kabelsystems von 19 % gegenüber den jüngsten Ausschreibungsergebnissen angenommen. Laut Experten sind Einsparungen von bis zu 30 % möglich.



Eine Umplanung von DC42/DC42+ als Freileitung ist **genehmigungsrechtlich gesehen eine Neuplanung** und könnte zu einer **Verzögerung von 4-7 Jahren** führen – eine solche Verzögerung ist mit **zusätzlichen Redispatchkosten von 460-480 Mio. € pro Jahr** verbunden.



Umgerechnet auf jährliche Mehrkosten für Netznutzer durch Umsetzung des Projektes DC42/DC42+ als Erdkabel handelt es sich um eine **Erhöhung der Netzentgelte um weniger als 0,05 ct/kWh** – für einen durchschnittlichen 4-Personen-Haushalt also **weniger als 2,50 €/Jahr***** im Jahr 2045.



Bei einer gesamtheitlichen Betrachtung weist das Erdkabel **Vorteile bei Landschaftsbild und Akzeptanz auf**. Die erwartete Verzögerung bei einer Umsetzung als Freileitung kann zusätzlich **wirtschaftliche, klimapolitische und europäische Systemfolgen** haben, unter anderem durch den notwendigen Gaseinsatz, die EE-Abregelung und Loop Flows.

* Die vollständigen Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse sind im Studienbericht dargestellt.

** Im Vergleich zur Vorstudie fallen die Mehrkosten, durch erwartete technische Innovationen bei Erdkabeln und einer Netzmodellierung auf Basis der neuesten Netzplanungen, geringer aus.

*** Berechnet auf Basis eines Jahresverbrauchs von 5150 kWh für einen 4-Personen-Haushalt und der deutschen Netzeinspeisung und Nettoimporte in 2025 von 457 TWh.

Marktteilnehmer erwarten, dass die Investitionskostenunterschiede zwischen Erdkabel und Freileitung durch technologische Entwicklungen reduziert werden



Erdkabel



Freileitung



Materialkosten

- **Kabelsystem:** Durch den Wechsel auf 90°C Aluminiumleiter (anstatt 70°C Kupferleitung) fallen die Kosten für das Kabelsystem (inkl. Installation, Muffen, etc.) gemäß Schätzungen um 19% gegenüber den jüngsten Ausschreibungsergebnissen*
- **Kabellänge:** Erhöht man die Kabellänge von durchschnittlich 1,5km auf 1,8km, könnten die Kosten für das Kabelsystem um 3,4% gesenkt werden (durch weniger Muffen und weniger Muffeninstallation)

- **Masten:** Auch wenn durch die technologische Reife nur kleinere Innovationen zu erwarten sind, unterliegen Masten ständiger Optimierung
 - Ein neues Design der Masten (CICA Cross-Rope Tower) könnte durch Reduktion der Materialkosten die Kosten um 6,5% senken



Baukosten

- **Kabelpflügen:** Durch Kabelpflügen könnten die Kosten für den Tiefbau um 18% gesenkt werden. Voraussichtlich ist Kabelpflügen nur auf 20-30% der Teilabschnitte, die bislang in offener Bauweise verlegt wurden, anwendbar

- **Fundamente:** Durch die o.g. neue Mastkonstruktion könnte auch das Fundament angepasst werden.
 - Hier wird eine Kostenreduktion um 8% als möglich erachtet



Verluste

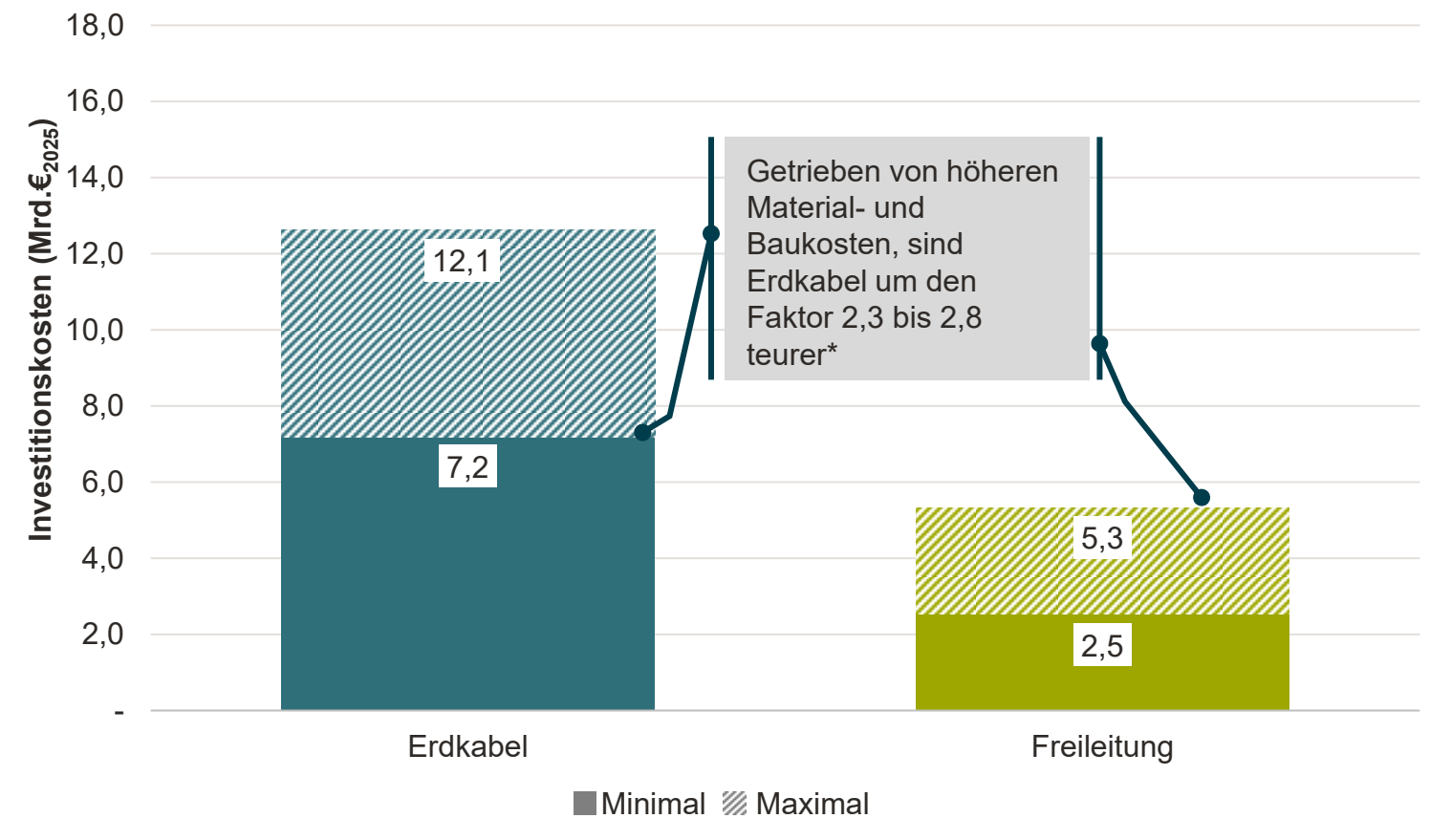
- Durch den Wechsel auf einen Aluminiumleiter mit höherer Betriebstemperatur wird erwartet, dass die Verluste um ~22% steigen

- Da Aluminiumleiter mit einer höheren Betriebstemperatur bereits etabliert sind und auch in der Vorstudie angenommen wurden, ist hier keine Korrektur notwendig

Quelle: Experteninterviews

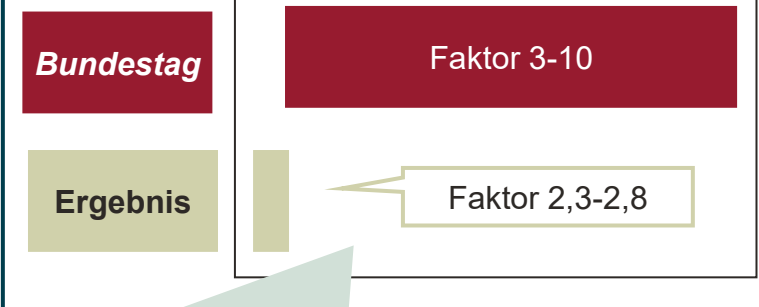
Die Mehrkosten für Investitionen in Erdkabel werden in der öffentlichen Debatte häufig überschätzt

Gesamt-Investitionskosten für DC42/DC42+, als Erdkabel vs. Freileitung,
in €₂₀₂₅Mrd.



Die Unterschiede zwischen Maximal- und Minimalszenario sind durch Unsicherheiten in den Kostenentwicklungen getrieben. Bei beiden Technologien erhöhen Annahmen zu Netzanbindungskosten das Maximalszenario. Bei Erdkabeln treiben zusätzlich höhere Bau- und bei Freileitungen höhere Materialkosten das Maximalszenario.

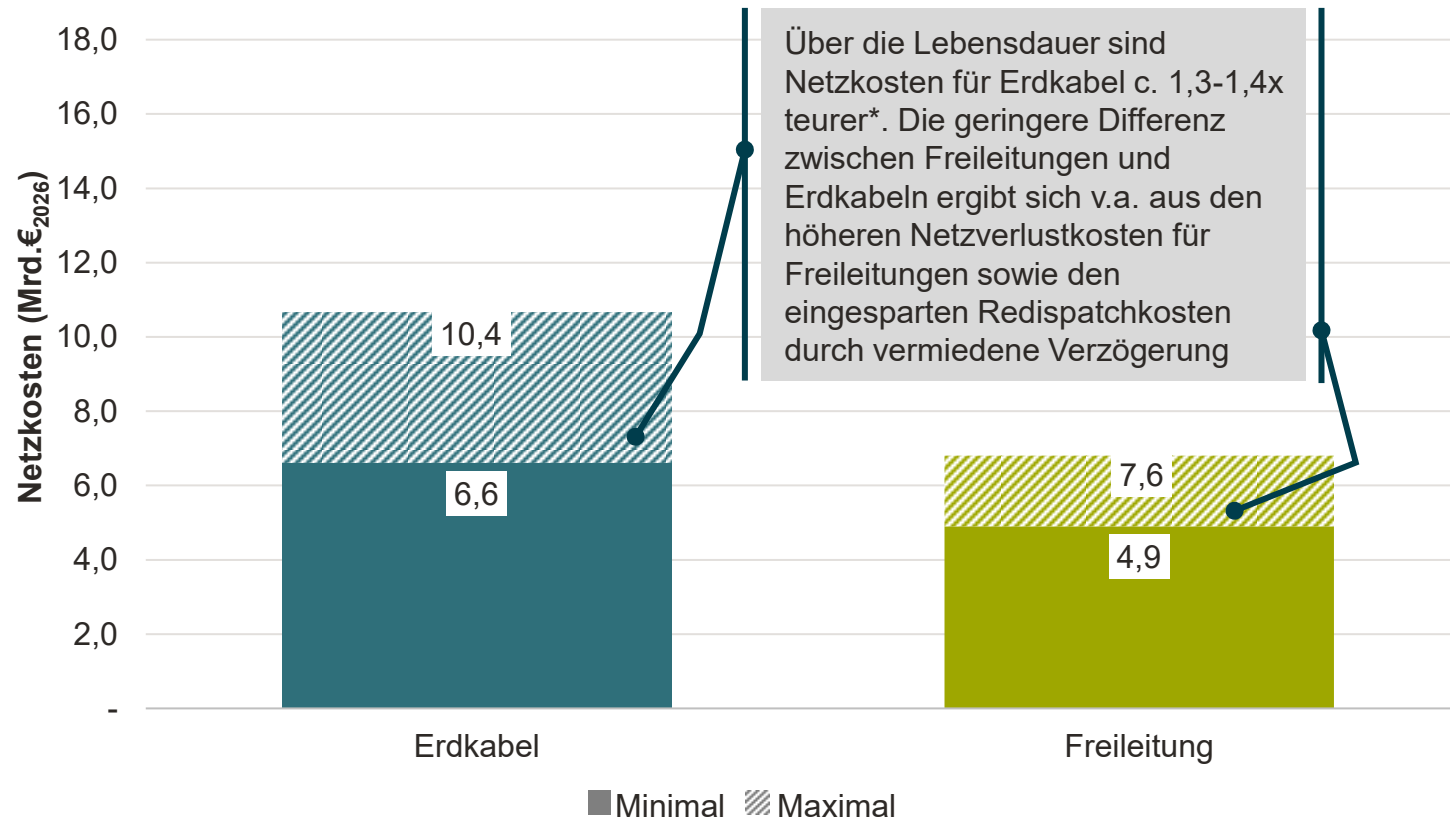
Mehrkostenfaktor für Erdkabel**



Im Vergleich zur Vorstudie ist der Faktor geringer (vormals: 2,6-3,4x), durch Berücksichtigung möglicher technischer Innovationen

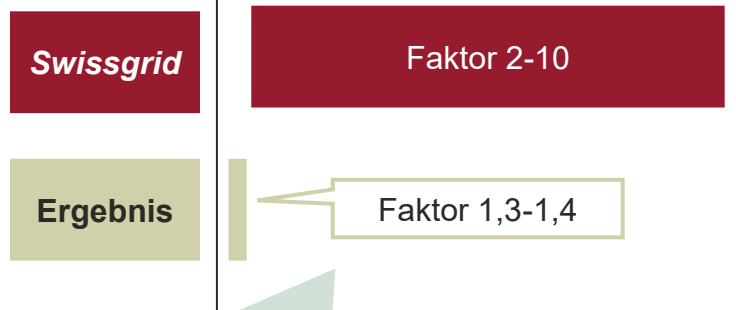
Bei ganzheitlicher Betrachtung aller relevanten Mehr- und Minderkosten wird die Kostendifferenz zwischen Erdkabel und Freileitung kleiner

Gesamt-Netzkosten für DC42/DC42+, als Erdkabel vs. Freileitung,
in €₂₀₂₆Mrd. (Barwert)



Die Unterschiede zwischen Maximal- und Minimalszenario sind durch Unsicherheiten in den Kostenentwicklungen getrieben. Sowohl bei Erdkabeln als auch bei Freileitungen ist dies besonders bei Investitions- und den damit verbundenen Finanzierungskosten der Fall.

Mehrkostenfaktor für Erdkabel**



Im Vergleich zur Vorstudie ist der Faktor geringer (vormals: 2x), durch höhere Redispatchkosten, und Verlustkosten für Freileitungen und niedrigere Investitionskosten für Erdkabel

Die Ergebnisse sind robust gegenüber Annahmen: Relevanz von DC42 steigt bei weniger optimistischerer Gaspreisentwicklung und anderem Wetterjahr

Wir haben die Ergebnisse ggü. unterschiedlichen Annahmen getestet:

- Brennstoffpreise: Gas besonders relevant - NEP unterstellt mit 13-15 €/MWh einen „Optimalfall“, Gaspreise sind jedoch krisenanfällig
- Wetter: Wetterjahre verändern Windprofile und damit Netzbelastung und Nutzen von DC42/DC42+
- Technologische Entwicklung: Großes Kostensenkungspotenzial bei Erdkabeln, insbesondere durch 90°C Aluminiumleiter



Gaspreise aus Szenariorahmen 2040/45



- Gegenüber dem NEP 2037/2045 (2025) verwendet der Entwurf für den Szenariorahmen 2040/2045 **höhere Preise**
 - CO₂-Preis von 297,50 €/t (ggü. 152,70 €/t), Erdgaspreis von 16,90 €/MWh (ggü. 13,10 €/MWh)
- Verwendet man diese Annahmen, steigen die **jährlichen RD-Kosten** von 499 Mio.€ um 16% auf **579 Mio.€**
- Die Gesamt-Netzkosten für Freileitungen steigen damit auf **5,1-8,0 Mrd.€₂₀₂₆**, damit sinkt der Mehrkostenfaktor /bleibt konstant (je Szenario) bei **1,3x**

Wetterjahr-Auswirkungen auf den Nutzen von DC42/42+



- Wetterjahr 2014 als Stressjahr mit höherem **Nord-Süd-Transportbedarf**
 - Ziel: Robustheit des Nutzens von DC42/DC42+ bei **veränderten Transportprofilen** testen
- Dies führt zu folgenden Ergebnissen
 - DC42/DC42+ werden im Stresswetterjahr **stärker ausgelastet**: Die transportierte Energie steigt von 32,3 auf 33,0 TWh, die Volllaststunden von 8.080 auf 8.240.
 - Der reine **Redispatch-Nutzen** liegt mit 469 Mio. € leicht unter dem Basisfall von 499 Mio. €.
 - Unter Einbezug der zusätzlich **vermiedenen kritischen Netzüberlastungen** steigt der Nutzen von 798 auf 854 Mio. € und damit um **rund +7 %**.

Kosteneinsparung durch Aluminiumleiter



- Für das Kabelsystem wurde im Basisfall eine Reduktion von 19% bei **Wechsel auf 90°C Aluminiumleiter** angenommen
 - Laut NKT-Experten ist eine Reduktion von **30% der Kabelsystemkosten** gegenüber den jüngsten Ausschreibungsergebnissen möglich
- Dadurch **sinken die Kosten** für Erdkabel:
 - Die **Investitionskosten** sinken auf 6,0-10,6 Mrd.€, damit reduziert sich der Mehrkostenfaktor für Erdkabel auf 2,0-2,3x
 - Die **Gesamt-Netzkosten** sinken auf **5,7-9,3 Mrd.€₂₀₂₆**, damit sinkt der Mehrkostenfaktor für Erdkabel auf **1,2x**

Source: Frontier Economics auf Basis von ef.Ruhr

Die Studie führt die Netzsimulation, eine Gesamtkostenrechnung sowie eine sozioökonomische Analyse zusammen



Die Studie baut auf einer Studie von Frontier Economics, GÖRG und ef.Ruhr (April 2026) auf

Die Studie aktualisiert und ergänzt den früheren Technologievergleich in drei zentralen Dimensionen



AKTUELLES NETZSZENARIO

- In der neuen Netzmodellierung wird der **NEP 2037/2045**, Version 2025, 2. Entwurf angewendet
 - Im neuen NEP werden die zwei weiteren großen HGÜs **DC40 und DC41 zurückgestellt**
 - DC42/DC42+ gewinnt dadurch an Bedeutung im deutschen Stromnetz
- Dadurch verändern sich die erwarteten **Stromflüsse**, inklusive Redispatch-Bedarf und -Kosten



LERN- UND INNOVATIONSEFFEKTE

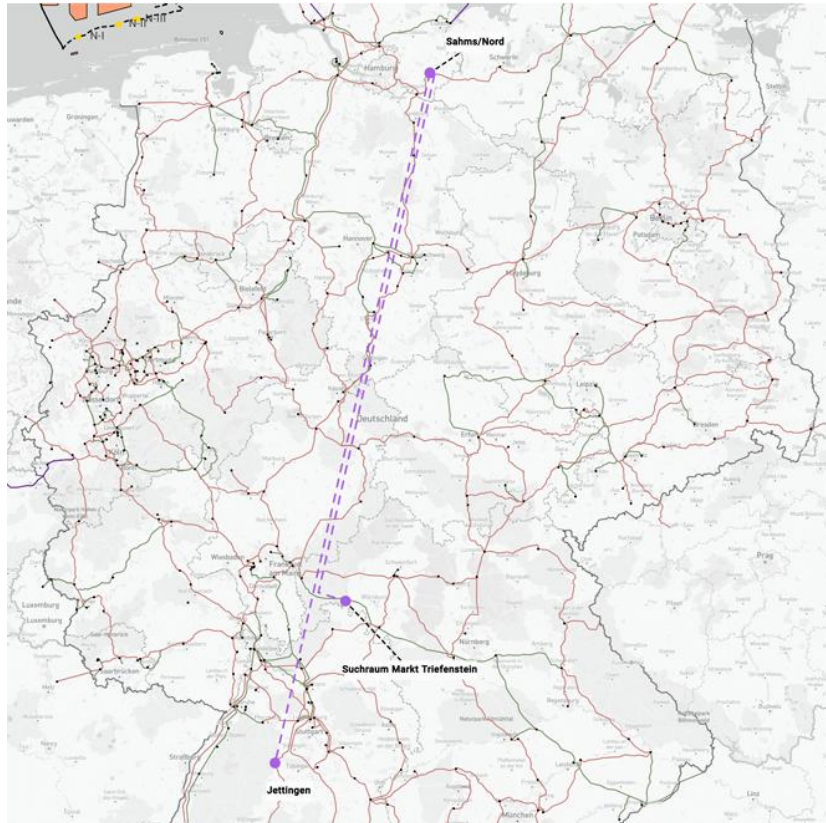
- In der neuen Studie werden erwartete **technologische Innovationen** für Erdkabel und Freileitungen berücksichtigt
 - Bei **Erdkabel** u.a. der Wechsel auf Aluminium- statt Kupferleiter, die Erhöhung der Betriebstemperatur, die Verlängerung der Kabellänge, innovative Tiefbauoptionen
 - Bei **Freileitungen** u.a. neue Mastkonzepte und Fundamentoptionen
- Die Innovationen beeinflussen die jeweiligen **Investitions-Kosten**



SOZIOÖKONOMISCHE IMPLIKATIONEN

- Neben dem Kostenvergleich werden auch **weitere sozioökonomische Implikationen** durch eine mögliche Verzögerung von DC42 betrachtet
- Dabei werden folgende Aspekte geprüft:
 - **Wirtschaftliche Auswirkungen** durch zusätzliche Netzkapazitäten
 - **Klimapolitische Auswirkungen** des zusätzlichen Methanbedarfs und daraus entstehender Emissionen sowie der EE-Abregelung
 - Auswirkungen auf das **europäische Stromsystem**

Hintergrund: Seit den Koalitionsverhandlungen stocken die Planungen der HGÜs



Quelle: Netzentwicklungsplan

Der Fokus in diesem Projekt liegt auf dem SuedWestLink (DC42*)

Fakten



- 730 km langes HGÜ
- Netzverknüpfungspunkte in Schleswig-Holstein, Bayern und Baden-Württemberg

Umsetzung



- Im Netzentwicklungsplan 2037/45 vorgeschlagen und von der BNetzA bestätigt
- Der 2. NEP-Entwurf 2026 bestätigt erneut Notwendigkeit für DC42 und DC42+, sieht jedoch die Entwicklung von DC40 und DC41 nicht mehr vor**
- Noch nicht im Bundesbedarfsplangesetz verankert

Planung



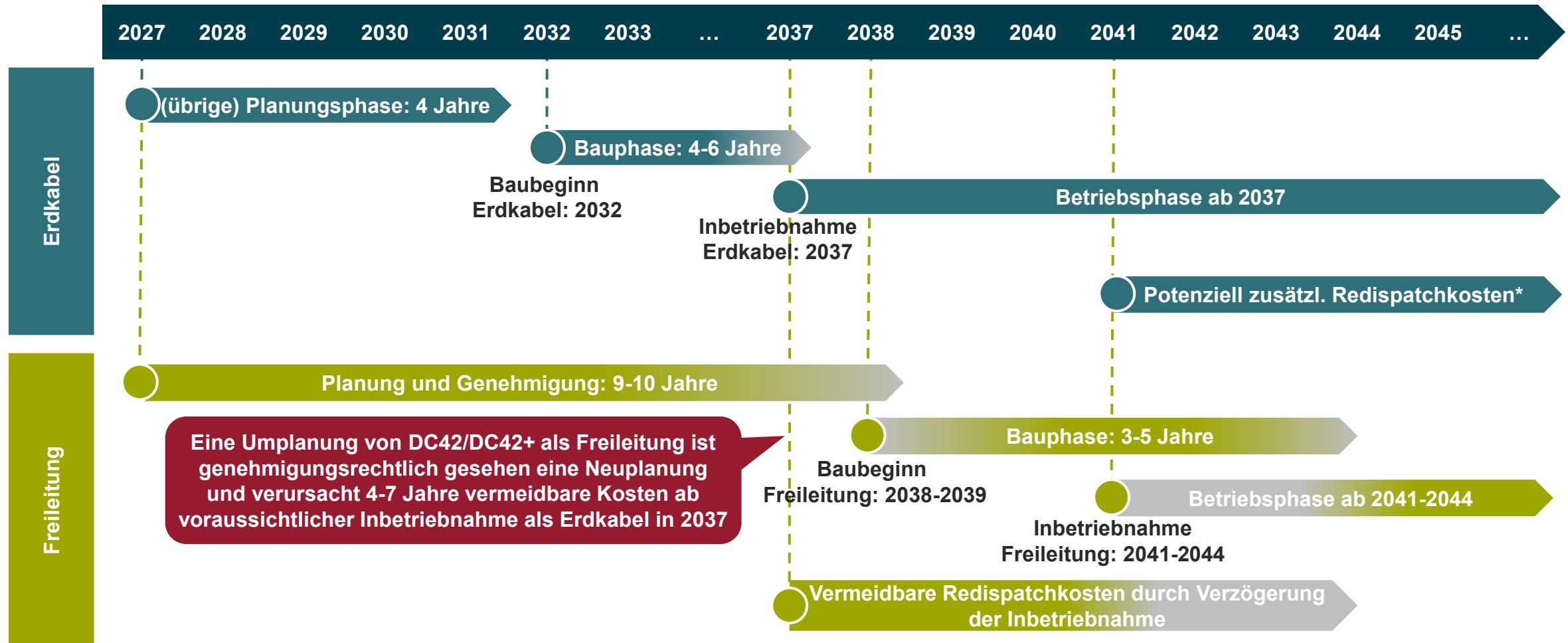
- Realisation durch 50Hertz, TenneT und TransnetBW
- 50Hertz bestätigt, dass Planungen auf Grundlage des Erdkabelvorrangs begonnen wurden, die Planungen jedoch seit dem Koalitionsvertrag pausieren.

Quellen: [50Hertz](#), [StromnetzDC](#)

* Unter "DC42" verstehen wir die Kombination der Projekte DC42 und DC42+.

** Unser Projekt bezieht sich auf das NEP Szenario B2037. Hier werden neben DC40 und DC41 auch DC43 oder DC44 nicht vorgesehen.

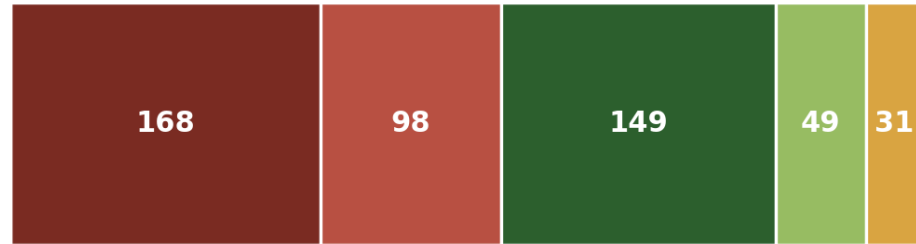
Mit dem ausstehenden Genehmigungsprozess für die Umsetzung als Freileitung könnte sich die Inbetriebnahme von DC42 um 4-7 Jahren verzögern



Quelle: Rechtliche Analyse: GÖRG; Quelle Redispatchkosten: ef.Ruhr. *Potenziell zusätzliche Redispatchkosten wegen geringerer Verfügbarkeit des Erdkabels im Minimalszenario.

Die Ergebnisse der Netzmodellierung ergeben, dass jedes Jahr Verzögerung durch die spätere Inbetriebnahme als Freileitung 460-480 Mio. €/Jahr kostet

Zusammensetzung der zusätzlichen Redispatchkosten

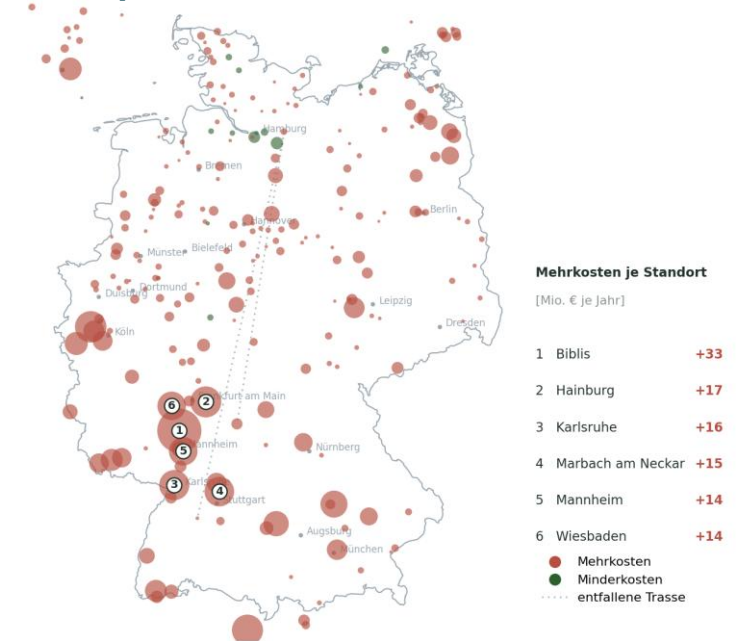


- Gaskraftwerke hochfahren – CO₂-Bepreisung 168,5 Mio. €
- Gaskraftwerke hochfahren – Brennstoff und Betrieb 98,0 Mio. €
- Abregelung Wind und PV an Land 149,0 Mio. €
- Speichereinsatz 48,9 Mio. €
- Abregelung Offshore-Wind an den HGÜ-Anbindungen 31,2 Mio. €
- Kraftwerke herunterfahren 3,8 Mio. €

- Verzögerung von DC42/DC42+: **+499 Mio. €/Jahr vermeidbare Engpasskosten** (reduziert um die Verfügbarkeit von Freileitungen: +460-480 Mio. €/Jahr), +4,1 TWh/Jahr Engpassmenge, +1.103 kt CO₂/Jahr,
- Über vier bis sieben Verzögerungsjahre **2,0 bis 3,5 Mrd. € (undiskontiert, vor Verfügbarkeitskorrektur)** und 4,4 bis 7,7 Mio. t CO₂
- DC42/DC42+ zu **92 %** ausgelastet

Quelle: ef.Ruhr

Regionale Verteilung der zusätzlichen Redispatchmaßnahmen



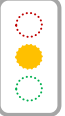
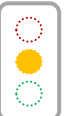
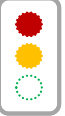
- Maßnahmen v.a. im **Süden und Westen**: Baden-Württemberg, Bayern, Hessen und NRW tragen drei Fünftel der Kosten
 - Treiber sind **Gaskraftwerke**: Sie müssen einspringen, wenn Windstrom aus dem Norden den Süden nicht erreicht
- Niedersachsen und Offshore bilden den Gegenpol: Dort wird **Windstrom abgeregelt** (gegen Kompensation)

Im **Vergleich zur Vorstudie** steigt der Redispatch signifikant (vormals ca. 200 Mio. €), Grund hierfür ist vor allem, dass die geplanten HGÜ-Verbindungen DC40, DC40+ und DC41 im neuen NEP nicht mehr vorgesehen sind

Bei Umsetzung von DC42/DC42+ als Erdkabel können zudem weitere sozioökonomische Kosten vermieden werden

 Netzkapazität und wirtschaftliche Effekte	Eine Verzögerung von DC42/DC42+ verlängert bestehende Netz- und Anschlussengpässe im Süden Deutschlands.	Investitionen und Wertschöpfung können sich verzögern und zusätzliche Systemkosten entstehen: ■ Rechenzentren: Pipeline von rund 159 MW in Bayern/BW entspricht ca. 2,9 bis 7 Mrd. € Investitionen, deren Realisierung sich verzögern könnte* (Pipeline, Minimum, Maximum) ■ Batteriespeicher: Verzögerter Batteriespeicher-Hochlauf kann gegenüber schnellerem Ausbau höhere variable Systemkosten im Jahr 2035 verursachen (EWI)* ■ Industrie: Elektrifizierungsprojekte können Wertschöpfung sichern und Emissionen senken, z.B. Ausbau Strominfrastruktur bei BASF und Bau einer Wärmepumpe mit 100.000 t CO₂-Einsparung p.a.* (BASF)
 Klimaziele	Ohne DC42/DC42+ können größere Mengen erneuerbaren Stroms nicht vom Norden in die Verbrauchszentren transportiert werden.	■ Ein verzögerter Zubau der Netzkapazität als Freileitung behindert die Dekarbonisierung im Stromsektor für den Zeitraum der Verzögerung von 4-7 Jahren. Die Modellierung zeigt: 3,9 TWh/a zusätzl. EE-Abregelung 5,4 TWh_{th}/a zusätzl. Gaseinsatz 1,1 Mio. t/a zusätzliches CO₂ ■ Alternative Dekarbonisierung ist möglich, aber mit zusätzlichen Kosten verbunden: Die zusätzlichen rund 1,1 Mio. t CO₂ pro Jahr könnten theoretisch anderweitig kompensiert werden, zum Beispiel durch: ▫ CCU: Dafür würden zusätzliche Kosten von rund 250 bis 500 Mio. €/Jahr im Stahlsektor (CCU) und von bis zu 550 Mio. €/Jahr im Verkehrssektor (synthetische Kraftstoffe im LKW-Verkehr) anfallen (Agora) ▫ Biomethan: Bei angenommener Marktprämie von ~120 €/MWh würde die Förderung von 3.3 TWh_{el} aus Biomethan pro Jahr zu jährlichen Förderkosten von etwa 400 Mio. € pro Jahr führen**
 Europäisches Energiesystem	Ohne DC42/DC42+ steigen die Grenzflüsse insg. um rund 1,2 TWh p.a., insb. über NL und Polen.	■ Durch eine effizientere Nutzung der Interkonnektorkapazitäten (weniger Loop Flows) kann ggf. eine höhere Netzkapazität dem Großhandelsmarkt zur Verfügung gestellt werden und damit europäische Systemkosten senken ▫ Als Proxy: Der volkswirtschaftliche Wert zusätzlicher Interkonnektor-Kapazität lag in 2023 laut Acer bei ca. 750.000 €/MW für Deutschland; zudem verweist Acer auf die hohe Relevanz innerdeutscher Engpässe

Das Erdkabel weist vor allem bei Landschaftsbild und Akzeptanz Vorteile auf, während bei den anderen qualitativen Kriterien „Trade-Offs“ bestehen

	 Erdkabel	 Freileitung
Umwelt-schutz	- Im Betrieb weniger Barrierewirkung; tendenziell besser für Vogelschutz und in Agrarflächen/monostrukturierten Forsten. - Bauphase stärker disruptiv, kritisch bei hohem Grundwasser und naturnahen Feuchtgebieten - Herstellung/Bau CO₂-intensiver (Material & Bauaufwand) 	- Weniger boden-/grundwasserrelevante Eingriffe; günstiger in Feuchtgebieten/hohem Grundwasser und teils in geschlossenen Wäldern - Dauerhafte Kollisionsgefahr für Vögel und dauerhafter Lebensraumeingriff 
Sicherheit und Resilienz	Abhängig von Gewichtung der Sabotagerisikos (Vorteil für Erdkabel) vs. Reparaturdauer (Vorteil für Freileitung) - Geringere Exposition gegenüber Witterung und Sabotage – Risiko vorrangig an Übergangsstellen - Längere Wiederherstellung im Störfall; genaue Dauer von Störungen oft bau- und zugangsabhängig 	- Höhere Witterungsexposition (Sturm, Eis, Vegetation) und mehr mögliche Angriffsfläche in Fällen von Sabotage - Schäden meist schneller erkennbar und zugänglich, daher tendenziell kürzere Reparaturdauer - Niedrigere kurzfristige Systemresilienz durch Verzögerung 
Akzeptanz und Planungs-risiko	- Geringere dauerhafte Sichtbarkeit im Landschaftsbild - Bauphase stärker belastend (lange Baustellen, Flächeneingriffe), aber begrenzt auf Landwirte und Eigentümer - Potenzielle Konflikte v.a. bei Landwirtschaft und Bodenthemen 	- Dauerhafte visuelle Präsenz; breitere Bevölkerung betroffen - Bauphase punktueller, jedoch sichtbarer Eingriff - Höhere Wahrscheinlichkeit landschaftsbezogener Klagen - Konfliktpotenzial durch stärkere elektromagnetische Felder 

Finale Bewertung hängt von politisch-regulatorischer Gewichtung der einzelnen Kriterien ab, wobei Erdkabel Landschaftsbild bewahren und Akzeptanz steigern können



Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.