

Kleine Anfrage

des Abgeordneten Jan Wenzel Schmidt, Dr. Rainer Rothfuß, Dr. Malte Kaufmann, Marc Bernhard, Bernd Schattner, Stefan Henze, Christian Reck und der Fraktion der AfD

Kosten und Leistungsfähigkeit der Nord-Süd-Stromtrasse in Deutschland sowie mögliche Erdgas-Pipelineanbindung aus Aserbaidschan

Die Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) SuedLink (Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) – Vorhaben 3/4) und SuedOstLink (BBPIG-Vorhaben 5/5a) sind zentrale Elemente des deutschen Netzausbau zur Integration stromerzeugender Anlagen im Norden und Osten in die Verbrauchszentren im Süden. Für diese Vorhaben gilt der gesetzliche Erdkabelvorrang (§ 3 BBPIG).

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat im Jahr 2025 weitere Planfeststellungsbeschlüsse für SuedLink gefasst; SuedOstLink ist in Bayern vollständig planfestgestellt. Nach Angaben der BNetzA sind für SuedOstLink je Leitung 2 GW Übertragungskapazität bei 525 kV vorgesehen.

Die öffentlich verfügbaren Kostenschätzungen weichen je nach Quelle und Be trachtungsstand erheblich voneinander ab. Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages beziffern die Gesamtkosten von SuedLink auf ca. 10 Mrd. Euro (Schätzung der Vorhabenträger TenneT und TransnetBW). Für SuedOstLink und SuedOstLink+ werden – nach jüngeren Projektangaben – rund 11 Mrd. Euro genannt. In welchem Umfang diese Investitionen mittelbar zu Netzentgelt- und Strompreiswirkungen für Haushalte und Industrie führen, ist regelmäßig Gegenstand des Monitoringberichts 2024 von BNetzA und Bundeskartellamt (vgl. www.netzausbau.de/SharedDocs/ExterneLinks/DE/Gesetze/BBPIG.html; vgl. www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250528_SuedLink.html; vgl. www.wab.net/fileadmin/media/News/Pressemitteilungen/2023/12._Dezember_2023/20231204_PM_SOL_5).

Parallel dazu hat die Europäische Union am 18. Juli 2022 ein Memorandum of Understanding mit Aserbaidschan geschlossen, das eine Verdoppelung der Liefermengen über den Southern Gas Corridor (SGC) auf > 20 bcm/a bis 2027 vorsieht. Die Trans-Adria-Pipeline (TAP) liefert derzeit Erdgas nach Italien (kumuliert > 50 bcm seit Betriebsaufnahme) und ist technisch auf 20 bcm/a erweiterbar. Über bestehende Transitleitungen TAG (Trans-Austria-Gasleitung) (Italien – Österreich, mit Reverse-Flow) und WAG (West-Austria-Gasleitung) (Österreich – Deutschland) bestehen physische Flusspfade von Italien/Österreich nach Deutschland, die bereits genutzt werden und ausgebaut werden können. Zugleich treiben Deutschland, Österreich und Italien den SouthH2-Korridor für Wasserstoff voran (vgl. www.tap-ag.com/infrastructure-operation/how-tap-operates) (vgl. www.taggmbh.at/en/energy-transition/).

Wir fragen die Bundesregierung:

1. Wie hoch sind die bislang tatsächlichen Investitions- und Betriebskosten (bitte in Euro und aufgeschlüsselt nach Projektphasen angeben) der Nord-Süd-Stromtrasse?
2. Wie haben sich die Kosten im Vergleich zu den ursprünglichen Planungen entwickelt (Plan-Ist-Vergleich; absolut und pro Kilometer)?
3. Welche Zusatzkosten sind durch Verzögerungen, Rechtsstreitigkeiten oder Genehmigungsverfahren entstanden?
4. Wie viel elektrische Leistung (in Gigawatt) kann die Trasse aktuell übertragen, und welche Kapazitäten sind maximal geplant?
5. In welchem Umfang ist die Leistungsfähigkeit durch Netzengpässe, Wartungsarbeiten oder Sicherheitsauflagen eingeschränkt?
6. Welche Prognosen liegen für die tatsächliche jährliche Transportleistung (in TWh) vor?
7. Welche Auswirkungen hat die Nord-Süd-Stromtrasse auf die Großhandelspreise für Strom in Deutschland?
8. Welche Auswirkungen ergeben sich nach Kenntnis der Bundesregierung für Endverbraucherpreise (Haushalte, Industrie)?
9. Welche Studien oder Modellrechnungen liegen der Bundesregierung zu den in Frage 8 erfragten Auswirkungen ggf. vor, und welche Ergebnisse zeigen diese?
10. Welche Fördermittel von Bund, Ländern oder der EU wurden für die Planung, den Bau und den Betrieb ggf. bereitgestellt?
11. In welcher Höhe wurden Zuschüsse, Kredite oder Garantien gewährt, und an welche Institutionen oder Unternehmen?
12. Welche vertraglichen Gegenleistungen wurden im Gegenzug vereinbart (z. B. Netznutzungsentgelte, Preisbindungen)?
13. Wie hoch sind die durchschnittlichen Energieverluste (in Prozent und GWh) beim Transport über die Nord-Süd-Trasse?
14. Welche technischen Maßnahmen zur Reduktion dieser in Frage 13 erfragten Verluste sind ggf. vorgesehen?
15. Wie verteilt sich die angelieferte Energie (in GWh) auf die jeweiligen Bundesländer?
16. Welche Abweichungen gibt es zwischen Planmengen und tatsächlichen Liefermengen?
17. Gibt es ein Monitoringsystem zur transparenten Darstellung der Einspeisung und Verteilung?
18. Gibt es Überlegungen, bestehende Erdgasinfrastrukturen (z. B. Trans-Adria-Pipeline) bis nach Deutschland zu verlängern?
19. Welche konkreten Gespräche, Studien oder Vorplanungen wurden dazu (vgl. Frage 18) ggf. geführt oder in Auftrag gegeben?
20. Welche Investitionsvolumina und Zeitrahmen liegen vor, sofern eine solche Verlängerung erwogen wird (vgl. Frage 18)?
21. Hat sich die Bundesregierung zur Bedeutung einer möglichen Pipelineverlängerung für die Energiesicherheit in Deutschland und Europa eine eigene Auffassung erarbeitet, und wenn ja, wie lautet diese?

22. Welche außenpolitischen und geopolitischen Hürden bestehen aus Sicht der Bundesregierung ggf. für ein solches Projekt (vgl. Frage 18), und hat sich die Bundesregierung ggf. auch zu juristischen Hürden Rat eingeholt, und wenn ja, was besagt dieser?
23. Wie hoch sind die bisher angefallenen Investitions- und Betriebskosten (in Euro) je Vorhaben (Vh.) SuedLink (Vh. 3/4), SuedOstLink (Vh. 5) und SuedOstLink+ (Vh. 5a) jeweils jährlich seit Projektbeginn (bitte nach Hauptkostengruppen Planung, Genehmigung, Bauleistungen/Tiefbau, Kabel und Garnituren, Konverter, Kompensation und Naturschutz, Grundstücke, Entschädigungen, Bauzwischenfinanzierung und Zinsen) aufschlüsseln?
24. Wie haben sich die Gesamtkostenschätzungen seit Beginn der Bundesfachplanung zeitlich entwickelt (Plan-Ist-Vergleich, absolute Werte und Euro/km), und welche Preisindizes (z. B. Bau, Kupfer bzw. Aluminium, Energie, Personal) wurden den Aktualisierungen zugrunde gelegt?
25. Welche Fördermittel, Zuschüsse, Kredite oder Garantien von Bund, Ländern oder EU (inklusive Projects of Common Interest (PCI) bzw. Connecting Europe Facility (CEF)) sind für die Vorhaben bewilligt bzw. beantragt (bitte Höhe, Fördergeber, Konditionen und Bindungen, z. B. Zeit bzw. Kostenauflagen angeben)?
26. Welche Kostenanteile fließen in die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ein, und in welchem Umfang wurden bzw. werden diese durch Bundeszuschüsse gedämpft (Jahre 2023 bis 2026), und welche regionalen Effekte ergeben sich je ÜNB-Regelzone für Haushalte und Industrie (Bandbreiten in ct/kWh)?
27. Welche Kostenwirkungen erwartet die Bundesregierung durch den Wegfall bzw. die Reduktion von Redispatch, EinsMan und Netzreserve nach Inbetriebnahme der HGÜ-Korridore (Prognose Euro/a und entfallene GWh je Maßnahmekategorie)?
28. In welchem Umfang bestehen Vertrags- und Lieferkettenrisiken (Kabelproduktion, Konverter, Bohrgeräte, Tiefbaukapazitäten), welche Puffer sind in den Termin- und Kostenplänen hinterlegt, und wie bewertet die Bundesregierung Ausfall- bzw. Insolvenzrisiken von Schlüsselauftragnehmern?
29. Wie gestalten sich Zeitplan bzw. Milestones je Trassenabschnitt (Planfeststellung, Baubeginn, Kabelzug, Konverter Installation, Testbetrieb, geplante Inbetriebnahme) und kritische Pfade?
30. Welche Übertragungskapazitäten (in GW) sind je Systemstrang vorgesehen (SuedLink: zweimal 2 GW; SuedOstLink: 2 GW je Leitung), und welche N1-Kriterien, Ausfall- bzw. Revisionseinschränkungen und Netzeingpässe begrenzen die jahresdurchschnittlich nutzbare Transportleistung (in TWh/a)?
31. Mit welchen Übertragungsverlusten (je Prozent/100 km und GWh/a) rechnet die Bundesregierung für Leitungen und Konverter (Getrenntausweis), und welche technischen Maßnahmen (z. B. Leittechnik- bzw. Temperaturoptimierung, Kabelquerschnitte) sind zur Verlustreduktion vorgesehen?
32. Welche Echtzeittransparenz ist für Bürger, Länder und Kommunen vorgesehen (öffentliche Dashboards zu Lastflüssen, Auslastungen, Engpässen), und ab wann werden standardisierte Datensätze bereitgestellt (Format, Update-Frequenz, Verantwortliche)?

33. Welche Ausgleichs- und Kompensationsmaßnahmen (Naturschutz bzw. Fauna-Flora-Habitat (FFH), Boden, Grundwasser, Thermik) sind pro Abschnitt festgelegt, mit welchen Folgekosten (Monitoring, Rekultivierung), und über welchen Zeitraum?
34. Wie werden Eigentümer- und Nutzungsentschädigungen (Duldung, Dienstbarkeiten, Ernte, Wege, Sperrzeiten) bemessen, wie hoch ist die Gesamtrückstellung dafür je Vorhaben, und wie viele rechtsstreitige Verfahren sind anhängig bzw. erledigt?
35. Welche Auswirkungen erwartet die Bundesregierung auf Großhandels-Preiszonendeltas (Nord – Süd), Regelenergiokosten und grenzüberschreitende Handelskapazitäten nach Inbetriebnahme der HGÜ (bitte mit Angabe zu modellbasierten Ergebnissen, also Studien bzw. Quellen, und Sensitivitäten, also RES (Renewable Energy Solutions)-Ausbau, Nachfrage, Import bzw. Export, nennen)?
36. Wie wirken sich SuedLink bzw. SuedOstLink auf Industriestrompreise (inklusive Netzentgeltpreisen) und Haushaltsstrompreise aus (je ct/kWh, Jahresbänder 2028/2030/2035)?
37. Welche Gespräche, Studien oder Vorplanungen betreffen Gaslieferungen aus Aserbaidschan nach Deutschland, und über welche Routen (z. B. TANAP (Trans Anatolian Natural Gas Pipeline) bzw. TAP (Trans Adriatic Pipeline) nach TAG (Reverse Flow) nach Österreich (WAG) nach Deutschland)?
38. Welche Kapazitäten stehen entlang dieser Route heute zur Verfügung (technisch bzw. gebucht, bcm/a), welche Engpässe bestehen (Kompressorleistung, Druckstufen, Grenzkuppelstellen), und welche Ausbaumaßnahmen (inklusive Reverse-Flow-Verdichtung in TAG/WAG) wären nötig (bitte Investitionsvolumina, Zeithorizont und Genehmigungslage angeben)?
39. Welche langfristigen Abnahmeverträge (SPAs) deutscher Unternehmen (z. B. Uniper, RWE) mit SOCAR bzw. Partnern bestehen oder werden verhandelt (Laufzeit, Volumina, Preisformeln, Lieferpunkte), und wie bewertet die Bundesregierung die Finanzierungs- bzw. Investitionshürden (z. B. EIB Fossil Finanzierungsregeln, EU-Taxonomie)?
40. Wie bewertet die Bundesregierung die Vereinbarkeit zusätzlicher Gasimporte mit Klimazielen (Fit for 55, Klimaschutzgesetz), der EU-Methanverordnung (Mess- bzw. Berichtspflichten, Leckageminderung) und dem Ausbau des Wasserstoff-Backbones (u. a. South2-Korridor)?
41. Welche geopolitischen bzw. außen- und sicherheitspolitischen Risiken (Südkaukasus, Türkei-Georgien-Transit, kritische Infrastruktur) sieht die Bundesregierung und welche Risikominderungsmaßnahmen (Diversifizierung, Speicher, Liquefied Natural Gas (LNG), Verträge) werden erwogen?
42. Welche Alternativen zu einer neuen dedizierten Pipeline prüft die Bundesregierung ggf. (z. B. Kapazitätsausbau bestehender Leitungen, LNG-Landing in Italien und Fluss über TAG/WAG, H2/Ammoniakpfade, bitte jeweils mit Angabe zu Kosten, Nutzen, Zeit und Umweltbewertung im Vergleich nennen)?
43. Welche Studien oder Modelle der Bundesregierung bzw. beauftragter Dritter liegen den Antworten ggf. zugrunde (bitte vollständig mit Veröffentlichungsstand, Autoren, Annahmen auflisten)?

44. Wird die Bundesregierung die Datenbasis (Kostenstände, Terminpläne, Sensitivitäten, Preiswirkungen) in einem maschinenlesbaren Format (Comma-Separated Values (CSV) bzw. JavaScript Object Notation (JSON)) proaktiv veröffentlichen, und wenn nein, warum nicht?

Berlin, den 29. September 2025

Dr. Alice Weidel, Tino Chrupalla und Fraktion

