

**Antwort
der Bundesregierung**

auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Jan Wenzel Schmidt, Dr. Rainer Rothfuß, Dr. Malte Kaufmann, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der AfD – Drucksache 21/2167 –

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

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 Betrachtungsstand 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/Ge setze/BBPIG.html; vgl. www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250528_SuedLink.html; vgl. www.wab.net/fileadmin/medi a/News/Pressemitteilungen/2023/12._Dezember_2023/20231204_PM_S OL_5.html).

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 SoutH2-Korridor für Wasserstoff voran (vgl. www.tap-ag.com/infrastructure-operation/how-tap-operates) (vgl. www.taggmbh.at/en/energy-transition/).

1. Wie hoch sind die bislang tatsächlichen Investitions- und Betriebskosten (bitte in Euro und aufgeschlüsselt nach Projektphasen angeben) der Nord-Süd-Stromtrasse?

Unter Nord-Süd-Stromtrassen werden im Sinne der Kleinen Anfrage die Übertragungsnetzausbau-Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes Nummer 3, 4, 5 und 5a verstanden.

Aufschlüsselungen der Kosten nach Projektphasen liegen nicht vor bzw. können nicht vorgenommen werden.

2. Wie haben sich die Kosten im Vergleich zu den ursprünglichen Planungen entwickelt (Plan-Ist-Vergleich; absolut und pro Kilometer)?

Ursprünglich wurden Plankosten in Höhe von 13,6 Mrd. Euro angegeben. Änderungen dieser Plankosten wurden von den Netzbetreibern angezeigt. Bisher sind nach Informationen der Bundesnetzagentur Ist-Kosten von ca. 6,4 Mrd. Euro angefallen. Angaben pro Kilometer liegen soweit bekannt nicht vor.

3. Welche Zusatzkosten sind durch Verzögerungen, Rechtsstreitigkeiten oder Genehmigungsverfahren entstanden?

Die Zusatzkosten durch Verzögerungen, Rechtstreitigkeiten oder Genehmigungsverfahren liegen uns nicht vor.

4. Wie viel elektrische Leistung (in Gigawatt) kann die Trasse aktuell übertragen, und welche Kapazitäten sind maximal geplant?

Sowohl SuedLink als auch SuedOstLink und SuedOstLink+ können derzeit noch keine elektrische Leistung übertragen, da die Trassen nicht fertiggestellt und nicht in Betrieb sind. Alle vier Vorhaben (3, 4, 5, 5a) sind jeweils mit einer Übertragungskapazität von jeweils 2 Gigawatt geplant. Für SuedLink (Vorhaben 3 und 4) insgesamt wird mit einer Übertragungskapazität von zusammen 4 Gigawatt geplant. Für SuedOstLink und SuedOstLinkplus zusammen (Vorhaben 5 und 5a) wird mit einer Übertragungskapazität von zusammen 4 Gigawatt geplant.

5. In welchem Umfang ist die Leistungsfähigkeit durch Netzengpässe, Wartungsarbeiten oder Sicherheitsauflagen eingeschränkt?

Die oben genannten in Planung und zum Teil bereits in Bau befindlichen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs (HGÜ)-Korridore dienen der Beseitigung von Netzengpässen. Ihr Wert für das Stromsystem ist daher sogar höher, wenn Netzengpässe vorliegen, da sie effizient zur Behebung derselbigen beiträgt. Netzengpässe schränken die Leistungsfähigkeit daher nicht ein.

6. Welche Prognosen liegen für die tatsächliche jährliche Transportleistung (in TWh) vor?

Im Gegensatz zu Wechselstrommaßnahmen sind Gleichstrommaßnahmen steuerbar. Daher werden die DC Leitungen SuedLink und SuedOstLink im zukünftigen Betrieb so ausgelastet, dass es für das Gesamtsystem effizient ist.

7. Welche Auswirkungen hat die Nord-Süd-Stromtrasse auf die Großhandelspreise für Strom in Deutschland?

Die neuen Leitungen erhöhen die Transportfähigkeit des deutschen Stromnetzes. Dies erlaubt eine bessere Integration kostengünstiger erneuerbarer Energien und ermöglicht mehr grenzübergreifenden Stromhandel. Beides senkt tendenziell die Großhandelspreise.

8. Welche Auswirkungen ergeben sich nach Kenntnis der Bundesregierung für Endverbraucherpreise (Haushalte, Industrie)?

Die Leitungen reduzieren Engpässen im Stromnetz und senken somit den Bedarf für Redispatchmaßnahmen und die hierfür anfallenden Kosten. Dies wirkt kostensenkend auf die Netzentgelte. Da die Netzentgelte rund ein Viertel des Strompreises bzw. Endverbraucherpreises ausmachen, haben Veränderungen der Netzentgelte Auswirkungen auf die Endverbraucherpreise. Mit dem Ausbau soll erreicht werden, dass mehr EE-Strom aufgenommen werden kann und somit die Abregelung von EE-Anlagen verhindert wird.

9. Welche Studien oder Modellrechnungen liegen der Bundesregierung zu den in Frage 8 erfragten Auswirkungen ggf. vor, und welche Ergebnisse zeigen diese?

Der Ermittlung des Ausbaubedarfs liegen detaillierte Modell- bzw. Netzberechnungen sowohl der Übertragungsnetzbetreiber als auch der Bundesnetzagentur zugrunde.

10. Welche Fördermittel von Bund, Ländern oder der EU wurden für die Planung, den Bau und den Betrieb ggf. bereitgestellt?
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)?

Die Fragen 10 und 25 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Für SuedLink wurden EU-Fördergelder (CEF-Mittel) in Höhe von max. 39 125 608 Euro bewilligt.

Für SuedOstLink wurden EU-Fördergelder (CEF-Mittel) in Höhe von maximal 70 000 000 Euro bewilligt.

11. In welcher Höhe wurden Zuschüsse, Kredite oder Garantien gewährt, und an welche Institutionen oder Unternehmen?

Es ist nicht bekannt, dass Zuschüsse, Kredite oder Garantien gewährt wurden.

12. Welche vertraglichen Gegenleistungen wurden im Gegenzug vereinbart (z. B. Netznutzungsentgelte, Preisbindungen)?

Es sind keine vertraglichen Gegenleistungen bekannt.

13. Wie hoch sind die durchschnittlichen Energieverluste (in Prozent und GWh) beim Transport über die Nord-Süd-Trasse?

Übertragungsverluste fallen bei leitungsgebundenen Transporten stets an. Beim Stromtransport über Gleichstromleitungen wird keine Blindleistung benötigt, so dass hierfür keine Verluste anfallen. Verluste fallen bei Konvertern an. Die Übertragungsverluste beim Transport über Gleichstromleitungen sind auf großen Entfernungen im Vergleich zu den Verlusten beim Transport über Wechselstromleitungen deutlich geringer, hängen aber auch von der tatsächlichen Auslastung ab (siehe Antwort zu Frage 6). Die Auslastung ist im Netzbetrieb wiederum steuerbar und abhängig von der allgemein vorherrschenden Lastflusssituation im gesamten Netz. Bei voller Auslastung einer HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungsleistung von 2 000 Megawatt betragen beispielsweise die Verluste rund 4 Prozent oder 85 Megawatt.

14. Welche technischen Maßnahmen zur Reduktion dieser in Frage 13 erfragten Verluste sind ggf. vorgesehen?

Wesentlichen Einfluss auf die Verluste hat grundsätzlich die gewählte Spannungsebene. Die Übertragungsnetzbetreiber treffen eine Abwägung zwischen dem aktuellen Stand der Technik der Übertragungstechnologien, der notwendigen Übertragungsleistung sowie der Netztopologie des gesamten Verbundnetzes.

15. Wie verteilt sich die angelieferte Energie (in GWh) auf die jeweiligen Bundesländer?

Die Trassen sind im vermaschten Drehstromnetz angebunden. Eine Bilanzierung auf einzelne Bundesländer ist daher nicht möglich.

16. Welche Abweichungen gibt es zwischen Planmengen und tatsächlichen Liefermengen?

Die Leitungen sind noch nicht in Betrieb, daher kann die Frage nicht beantwortet werden.

17. Gibt es ein Monitoringsystem zur transparenten Darstellung der Einspeisung und Verteilung?

Aus Gründen des Schutzes kritischer Infrastrukturen sind hier der Transparenz Grenzen gesetzt.

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?

Die Fragen 18 bis 22 werden gemeinsam beantwortet.

Es bestünde bereits jetzt die Möglichkeit, über die Anschlussleitungen in Italien aserbaidschanisches Gas nach Deutschland zu leiten. Diese Option spielt bisher mangels ausreichendem Aufkommens und aufgrund der Abnahme des aserischen Gases in vorgelagerten Staaten keine Rolle.

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?

Eine Aufschlüsselung der Kosten nach den geforderten Hauptkostengruppen liegt der Bundesregierung nicht vor.

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?

Im Rahmen des Netzentwicklungsplan Strom wird von den Übertragungsnetzbetreibern eine Kostenabschätzung für den notwendigen Stromnetzausbau vorgenommen. Diese Schätzung beruht auf standardisierten Projektkostenkalkulationen. Diese Kostensätze werden turnusmäßig von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) angepasst. Dabei werden zum einen die Inflation der letzten Jahre sowie darüberhinausgehende Anpassungen der Marktpreise berücksichtigt. In diesen Kostensätzen sind die neben den Asset-Kosten bestehend aus Einkaufs- und Baukosten auch Kosten für Planungs- und Genehmigungsverfahren enthalten.

Die nachfolgende Tabelle illustriert die Entwicklung der zugrunde gelegten Projektkostenkalkulationen:

NEP 2019-2030 NEP 2021-2035 NEP2023-2037/2045

Neubau in neuer Trasse einer AC-380-kV-Doppelleitung 1,5 Mio./km
2,5 Mio./km 4,5 Mio./km

Neubau in neuer Trasse eines DC-525-kV-Kabel (2 GW) 4 Mio./km
6,5 Mio./km 6,6 Mio./km

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)?

Mit der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV) und dem Kapitalkostenaufschlag gemäß § 10a ARegV können alle Kosten der Investitionen geltend gemacht werden. Diese fließen in die bundeseinheitlichen Netzentgelte der ÜNB ein.

Im Jahr 2023 wurden die Übertragungsnetzentgelte durch einen Zuschuss des Bundes im Rahmen des Strompreisbremsengesetzes auf dem Niveau des Jahres 2022 konstant gehalten (§ 24b des Energiewirtschaftsgesetzes – EnWG). Konkret führte der Zuschuss im Jahr 2023 zu einem (einheitlichen) Übertragungsnetzentgelt von 0,54 Cent pro Kilowattstunde (im Jahr 2022 betrug das – noch nicht vereinheitlichte – Übertragungsnetzentgelt durchschnittlich 0,53 Cent pro Kilowattstunde; vgl. Monitoringbericht 2024 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, S. 118). In den Jahren 2024 und 2025 wurden die Übertragungsnetzkosten nicht bezuschusst. Für das Jahr 2026 ist ein Zuschuss in Höhe von 6,5 Mrd. Euro vorgesehen. Der Gesetzentwurf zur Einführung eines neuen § 24c EnWG als Rechtsgrundlage für die Gewährung eines Zuschusses befindet sich derzeit im parlamentarischen Verfahren.

Seit 2023 gibt es die bundeseinheitlichen Netzentgelte für die vier ÜNB, somit gibt es keine regionale Differenzierung zwischen den Regelzonen.

Ausgehend von den vorläufigen im Oktober veröffentlichten Netzentgelten der Übertragungsnetzbetreiber wird der Bundeszuschuss 2026 für Kunden, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, zu einer Absenkung der Netzentgelte von 57 Prozent gegenüber den Netzentgelten des Jahres 2025 führen.

Aussagen über die Auswirkung des Bundeszuschusses auf Haushaltskunden können aufgrund der unterschiedlichen Netzbetreiberstrukturen nicht vorgenommen werden.

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)?

Die Einsparungen hängen von den Marktverhältnissen, den Wetterverhältnissen und den sonstigen Netzausbaumaßnahmen über die Lebensdauer der Leitungen ab. An dieser Stelle verweisen wir auch auf die „Langfristanalyse 2030 (V2022)“ der Übertragungsnetzbetreiber (www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/teilpaket_2_exemplarische_quantitative_langfristanalyse_2030.pdf).

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?

Die Bundesregierung hat keine Einsicht in die Verträge zwischen den Vorhabenträgern und deren Dienstleistern, Herstellern und Bauunternehmen.

29. Wie gestalten sich Zeitplan bzw. Milestones je Trassenabschnitt (Planfeststellung, Baubeginn, Kabelzug, Konverter Installation, Testbetrieb, geplante Inbetriebnahme) und kritische Pfade?

Meilensteinplan auf Abschnittebene in den Anlagen.

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 Netzengpässe begrenzen die jahresdurchschnittlich nutzbare Transportleistung (in TWh/a)?

Bei der Prüfung der DC-Korridore im Rahmen des Netzentwicklungsplans werden die auslegungsrelevanten (n-1)-Fälle berücksichtigt. Ansonsten wird auf die Antwort zu Frage 4 verwiesen.

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?

Es wird auf die Antwort zu Frage 14 verwiesen.

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)?

Aus Gründen des Schutzes kritischer Infrastrukturen ist die Veröffentlichung von Echtzeit-Daten nicht vorgesehen.

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?

Die Ausgleichs- und Kompensationsmaßnahmen für die einzelnen Abschnitte der einzelnen Vorhaben und deren zeitliche Dauer sind im Planfeststellungsbeschluss enthalten. Bei Planänderungen, die sich auf die Ausgleichs- und Kompensationsmaßnahmen ausgewirkt haben, finden sich Angaben im Planänderungsbeschluss. Die Beschlüsse sind auf netzausbau.de zugänglich. Zu den entstehenden Kosten liegen keine Detail-Angaben vor.

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?

Nutzungsentschädigungen werden zwischen dem Eigentümer eines Grundstückes und dem Vorhabenträger vereinbart. Hierzu können keine Angaben gemacht werden.

35. Welche Auswirkungen erwartet die Bundesregierung auf Großhandelspreiszonendeltas (Nord – Süd), Regelenergiekosten 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)?

Für Deutschland gilt eine einheitliche Gebotszone, daher gibt es kein Nord-Süd-Preisgefälle. Großhandelspreise für Strom bleiben deutschlandweit einheitlich. Regelenergiekosten sinken tendenziell mit mehr Netzausbau, da Netzentgelte sinken und Schwankungen in Erzeugung- und Nachfrage somit besser über das ganze System ausgeglichen werden können. Die lastflusssteuernden Eigenschaften der HGÜs verstärken diesen Effekt tendenziell noch. Die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten sind für alle deutschen Außengrenzen ab dem 1. Januar 2026 auf mindestens 70 Prozent der Übertragungskapazität festgeschrieben. Die neuen Leitungen erhöhen die Übertragungskapazität und somit auch die grenzüberschreitende Mindesthandelskapazität.

36. Wie wirken sich SuedLink bzw. SuedOstLink auf Industriestrompreise (inklusive Netzentgeltpreisen) und Haushaltsstrompreise aus (je ct/kWh, Jahresbänder 2028/2030/2035)?

Eine Abschätzung der Netzentgeltentwicklung isoliert bezogen auf dieses Projekt liegt nicht vor.

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)?

Es wird auf die Antwort zu Frage 18 verwiesen. Zudem liegt die Beschaffung, Transport und Verteilung von Erdgas in Verantwortlichkeit der entsprechenden Unternehmen.

38. Welche Kapazitäten stehen entlang dieser Route heute zur Verfügung (technisch bzw. gebucht, bcm/a), welche Engpässe bestehen (Kompressionsleistung, Druckstufen, Grenzkupplstellen), und welche Ausbaumaßnahmen (inklusive Reverse-Flow-Verdichtung in TAG/WAG) wären nötig (bitte Investitionsvolumina, Zeithorizont und Genehmigungslage angeben)?

Hierzu liegen der Bundesregierung keine Informationen vor. Wie in der Antwort zu Frage 18 bereits beantwortet, besteht kein Ausbaubedarf.

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)?

Die Vertragsgestaltung ist Sache der Unternehmen. Die Bundesregierung hat keine Einsicht in die Vertragsinhalte.

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)?

Die Bundesregierung bekennt sich zum Klimziel, bis 2045 treibhausgasneutral zu werden. Auf dem Weg dorthin dient Erdgas als Brückentechnologie, die notwendig ist, solange klimaneutrale Energien nicht in ausreichendem Maß zur Verfügung stehen.

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 erwartet?

Die Bundesregierung setzt sich für eine zunehmende Diversifizierung der Gasimporte ein. Zudem verringert sich durch die Umstellung auf ein klimaneutrales Energiesystem und die Erhöhung der Energieeffizienz stetig die Importabhängigkeit. So können insgesamt geopolitische Risiken minimiert werden. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 18 verwiesen.

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?

Die Fragen 42 bis 44 werden gemeinsam beantwortet.

Keine, es wird auf die Antwort zu Frage 18 verwiesen.

Anlage Antwort Frage 29

Betreff: Kleine Anfrage der Fraktion der AfD betr. „Kosten und Leistungsfähigkeit der Nord-Süd-Stromtrasse in Deutschland sowie mögliche Erdgas-Pipelineanbindung aus Aserbaidschan“ auf BT-Drucksache 21/2167

Frage 29:

Wie gestalten sich Zeitplan bzw. Milestones je Trassenabschnitt (Planfeststellung, Baubeginn, Kabelzug, Konverter Installation, Testbetrieb, geplante Inbetriebnahme) und kritische Pfade?

Antwort:

	Antrag auf Planfeststellungsbeschluss - Meilenstein	Planfeststellungs- beschluss Meilenstein	Baubeginn Meilenstein	vollständige Inbetriebnahme - Meilenstein
BBPIG Nr. 3 - SuedLink				
Netzverknüpfungspunkt Brunsbüttel – nördlich der B431 Gemeinde Wewelsfleth	Q1/2020	Q3/2023	Q2/2024	Q4/2028
Nördlich der B431 Gemeinde Wewelsfleth – Schinkelweg Gemeinde Wischhafen	Q1/2020	Q2/2023	Q4/2023	Q4/2028
Schinkelweg Gemeinde Wischhafen – Landkreisgrenze Stade/Rotenburg (Wümme)	Q2/2020	Q1/2024	Q2/2024	Q4/2028
Landkreisgrenze Stade/Rotenburg (Wümme) – B75 südlich Gemeindegrenze Helvesiek/Scheeßel	Q2/2020	Q2/2024	Q2/2024	Q4/2028
B 75 südlich Gemeindegrenze Helvesiek/Scheeßel - Grenze Heidekreis/Region Hannover	Q2/2021	Q3/2024	Q4/2024	Q4/2028
Grenze Heidekreis/Region Hannover - Grenze Region Hannover/Landkreis Hildesheim	Q2/2021	Q3/2024	Q4/2024	Q4/2028
Grenze Region Hannover/Landkreis Hildesheim - Edemissen/Strothagen	Q2/2021	Q1/2025	Q2/2025	Q4/2028

Edemissen/Strothagen – Landesgrenze Niedersachsen/Hessen	Q1/2021	Q4/2024	Q1/2025	Q4/2028
Landesgrenze Niedersachsen/Hessen – Südlich Landesgrenze				
Hessen/Thüringen	Q1/2021	Q1/2025	Q2/2025	Q4/2028
Südlich Landesgrenze Hessen/Thüringen – Südlich Landesgrenze				
Thüringen/Bayern	Q1/2021	Q4/2024	Q1/2025	Q4/2028
Südlich Landesgrenze Thüringen/Bayern – Landkreisgrenze				
Schweinfurt/Bad Kissingen	Q1/2021	Q1/2025	Q2/2025	Q4/2028
Landkreisgrenze Schweinfurt/Bad Kissingen – Landesgrenze				
Bayern/Baden-Württemberg	Q4/2020	Q1/2025	Q1/2025	Q4/2028
Landesgrenze Bayern/Baden-Württemberg – Bad Friedrichshall	Q4/2020	Q4/2024	Q1/2025	Q4/2028
Bad Friedrichshall – Netzverknüpfungspunkt Großgartach	Q4/2020	Q1/2023	Q3/2023	Q4/2028
BBPIG Nr. 4 - SuedLink				
Netzverknüpfungspunkt Wilster – Nördlich der B431 Gemeinde				
Wewelsfleth	Q1/2020	Q3/2023	Q2/2024	Q4/2028
Nördlich der B431 Gemeinde Wewelsfleth – Schinkelweg Gemeinde				
Wischhafen	Q1/2020	Q2/2023	Q4/2023	Q4/2028
Schinkelweg Gemeinde Wischhafen – Landkreisgrenze				
Stade/Rotenburg (Wümme)	Q2/2020	Q1/2024	Q2/2024	Q4/2028
Landkreisgrenze Stade/Rotenburg (Wümme) – B 75 südlich				
Gemeindegrenze Helvesiek/Scheeßel	Q2/2020	Q2/2024	Q2/2024	Q4/2028
B 75 südlich Gemeindegrenze Helvesiek/Scheeßel - Grenze				
Heidekreis/Region Hannover	Q2/2021	Q3/2024	Q4/2024	Q4/2028
Grenze Heidekreis/Region Hannover - Grenze Region				
Hannover/Landkreis Hildesheim	Q2/2021	Q3/2024	Q4/2024	Q4/2028
Grenze Region Hannover/Landkreis Hildesheim -				
Edemissen/Strothagen	Q2/2021	Q1/2025	Q2/2025	Q4/2028
Edemissen/Strothagen – Landesgrenze Niedersachsen/Hessen	Q1/2021	Q4/2024	Q1/2025	Q4/2028
Landesgrenze Niedersachsen/Hessen – Südlich Landesgrenze				
Hessen/Thüringen	Q1/2021	Q1/2025	Q2/2025	Q4/2028

Südlich Landesgrenze Hessen/Thüringen – Südlich Landesgrenze				
Thüringen/Bayern	Q1/2021	Q4/2024	Q1/2025	Q4/2028
Südlich Landesgrenze Thüringen/Bayern – Konverterstation	Q1/2021	Q1/2025	Q2/2025	Q4/2028
Bergrheinfeld/West	Q1/2021	Q1/2025	Q2/2025	Q4/2028
Konverterstation Bergrheinfeld/West – Netzverknüpfungspunkt	Q1/2021	Q3/2023	Q3/2023	Q4/2028
Bergrheinfeld/West	Q1/2021	Q3/2023	Q3/2023	Q4/2028
BBPIG Nr. 5 - SuedOstLink				
Sachsen-Anhalt Nord	Q2/2020	Q3/2024	Q4/2024	Q4/2027
Sachsen-Anhalt Süd/Thüringen Nord	Q2/2020	Q2/2024	Q3/2024	Q4/2027
Thüringen/Sachsen	Q1/2020	Q1/2024	Q2/2024	Q4/2027
Münchenreuth – Marktredwitz	Q1/2020	Q1/2024	Q2/2024	Q4/2027
Marktredwitz – Pfreimd	Q1/2020	Q2/2024	Q4/2024	Q4/2027
Pfreimd – Nittenau	Q1/2020	Q2/2024	Q3/2024	Q4/2027
Nittenau – Pfatter	Q1/2020	Q2/2024	Q3/2024	Q4/2027
Pfatter – A92 bei Isar	Q2/2020	Q3/2024	Q4/2024	Q4/2027
Konverbereich Isar	Q2/2020	Q4/2023	Q1/2024	Q4/2027
BBPIG Nr. 5a - SuedOstLink +				
Sachsen-Anhalt Nord	Q3/2021	Q3/2024	Q4/2024	Q4/2030
Sachsen-Anhalt Süd/Thüringen Nord	Q3/2021	Q2/2024	Q3/2024	Q4/2030
Mühlenbeck – Mechau	Q4/2025	Q4/2028	Q4/2028	Q4/2030
Mechau – Niederndodeleben	Q4/2025	Q4/2028	Q4/2028	Q4/2030
Thüringen/Sachsen	Q2/2021	Q1/2024	Q2/2024	Q4/2030
Münchenreuth – Marktredwitz	Q2/2021	Q1/2024	Q2/2024	Q4/2030
Marktredwitz – Pfreimd	Q2/2021	Q2/2024	Q4/2024	Q4/2030
Pfreimd – Nittenau	Q2/2021	Q2/2024	Q3/2024	Q4/2030
Nittenau – Pfatter	Q2/2021	Q2/2024	Q3/2024	Q4/2030
Pfatter – A92 bei Isar	Q3/2021	Q3/2024	Q4/2024	Q4/2030
Konverbereich Isar	Q3/2021	Q4/2023	Q1/2024	Q4/2030

