

ANFRAGE

des Abgeordneten Mag. Paul Hammerl, MA
an den Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus
betreffend **Deutschlandleitung als PR-Show und die offene Rechnung für Österreichs Stromkunden**

Sie haben gemeinsam mit der Austrian Power Grid AG (APG) jüngst die sogenannte „Deutschlandleitung“ als wesentliches Netzausbauprojekt zur Senkung der Strompreise in Österreich präsentiert. Laut der vom Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus veröffentlichten Aussendung soll durch die neue 380-kV-Verbindung zwischen dem Umspannwerk St. Peter am Hart in Oberösterreich und dem deutschen Netz die bisherige 220-kV-Infrastruktur durch eine leistungsfähigere 380-kV-Lösung mit vier 380-kV-Systemen ersetzt werden. Die angeführte Übertragungskapazität soll dadurch von rund 800 Megawatt auf rund 6.000 Megawatt steigen. Der österreichische Projektanteil umfasst laut den veröffentlichten Angaben rund 2,5 Kilometer 380-kV-Leitung sowie den Ausbau des Umspannwerks St. Peter am Hart. Die Investitionskosten werden mit rund 100 Millionen Euro angegeben. Die Inbetriebnahme soll laut Präsentation der APG mehrstufig zwischen April 2027 und Dezember 2027 erfolgen.¹

In der veröffentlichten Darstellung wird dieses Projekt als großer energiepolitischer Erfolg präsentiert. Dabei ist jedoch wesentlich, die tatsächliche Projektgeschichte von der politischen Inszenierung zu trennen. Die Deutschlandleitung ist kein kurzfristig von der aktuellen Bundesregierung entwickeltes oder ermöglichtes Projekt, sondern ein seit vielen Jahren vorbereitetes Stromnetzprojekt. Planung, Genehmigung, technische Konzeption und wesentliche Umsetzungsschritte wurden bereits lange vor der aktuellen Bundesregierung eingeleitet. Wenn ein solches Projekt nun als Beleg für einen angeblichen energiepolitischen „Paradigmenwechsel“ herangezogen wird, ist daher offenzulegen, welchen konkreten Beitrag die aktuelle Bundesregierung tatsächlich geleistet hat und ob es sich nicht vielmehr um eine PR-mäßige Vereinnahmung bereits laufender Infrastrukturmaßnahmen handelt.

In der Pressemitteilung des Ressorts wird weiters ausgeführt, dass Österreich im Winterhalbjahr 2025/26 im Großhandel durchschnittlich rund 118 Euro pro Megawattstunde bezahlt habe, während der deutsche Großhandelspreis im selben Zeitraum bei rund 97 Euro pro Megawattstunde gelegen sei. Daraus ergebe sich eine Differenz von rund 21 Euro pro Megawattstunde. In 93 Prozent der Stunden sei Österreich preislich von Deutschland entkoppelt gewesen. Der daraus resultierende Preisunterschied habe laut Darstellung des Ministeriums im Winterhalbjahr rund 600 Millionen Euro Mehrkosten verursacht. Eine von der APG im Auftrag des Ressorts durchgeführte Berechnung komme zum Ergebnis, dass die Deutschlandleitung im Winterhalbjahr 2025/26 bei bereits erfolgter Inbetriebnahme zwischen 240 und 375 Millionen Euro dieser Mehrkosten vermeiden hätte können.

Gerade diese Zahlen machen eine genaue fachliche Prüfung erforderlich. Die Behauptung, eine einzelne Leitung könne Strom-Mehrkosten in dreistelliger Millionen-

¹ <https://www.bmwet.gv.at/Presse/AktuellePressemeldungen/Deutschlandleitung.html> (aufgerufen am 26.06.2026)

höhe vermeiden, ist politisch eingängig, aber energiewirtschaftlich nur dann seriös, wenn die zugrunde liegende Berechnung transparent gemacht wird. Zu unterscheiden ist insbesondere zwischen thermischer Leitungskapazität, technisch möglicher Übertragungsleistung, N-1-gesicherter Kapazität, Netto-Transferkapazität, im Markt tatsächlich verfügbarer grenzüberschreitender Handelskapazität und der im Flow-Based-Market-Coupling nutzbaren Kapazität. Eine Leitung kann technisch eine hohe Übertragungsfähigkeit aufweisen, ohne dass diese Kapazität im europäischen Strommarkt jederzeit vollständig für den Handel zwischen Deutschland und Österreich verfügbar ist.

Im vermaschten europäischen Wechselstromnetz ist die verfügbare Handelskapazität nicht allein durch die physische Leitung zwischen zwei Ländern bestimmt. Entscheidend sind auch Netzengpässe innerhalb Deutschlands, Netzengpässe in Österreich, Ringflüsse über Nachbarstaaten, N-1-Sicherheitsanforderungen, Remedial Actions, Redispatchmaßnahmen, Countertrading sowie die Berücksichtigung sogenannter Critical Network Elements and Contingencies. Gerade im Core-Flow-Based-Market-Coupling hängt die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität davon ab, welche Netzelemente im gesamten betroffenen europäischen Netzgebiet als limitierend wirken. Eine in der Öffentlichkeit genannte Zahl von rund 6.000 Megawatt sagt daher für sich allein noch nicht aus, welche zusätzliche Importkapazität tatsächlich in jeder Stunde am Markt verfügbar sein wird.

Österreich und Deutschland bildeten bis 1. Oktober 2018 eine gemeinsame Stromgebotszone. Seither besteht an der deutsch-österreichischen Grenze ein Engpassmanagement. Die Stromnetze wurden damals physikalisch nicht getrennt; eingeführt wurde vielmehr eine regulatorische Marktgrenze. Strom kann seither zwischen Deutschland und Österreich im Großhandel nicht mehr unbegrenzt innerhalb einer gemeinsamen Preiszone gehandelt werden, sondern nur im Rahmen der jeweils verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten.²

Die nun von der Bundesregierung selbst angeführten Zahlen zeigen, welche Tragweite diese Marktgebietstrennung hat. Wenn allein im Zeitraum Oktober 2025 bis Februar 2026 rund 600 Millionen Euro Mehrkosten aus dem Preisunterschied zwischen Österreich und Deutschland entstanden sein sollen, stellt sich nicht nur die Frage nach den historischen Ursachen, sondern vor allem nach den aktuellen politischen Konsequenzen. Entscheidend ist, welche Maßnahmen die Bundesregierung heute setzt, um die Nachteile dieser Strompreis-Entkopplung zu reduzieren, die Handelskapazitäten zu erhöhen und die tatsächliche Entlastung österreichischer Haushalte, Betriebe und Industriekunden sicherzustellen.

Höhere Großhandelspreise sind kein abstraktes Marktphänomen. Sie wirken auf Energieversorger, Beschaffungsstrategien, Terminmarktprodukte, Risikoprämien und letztlich auf Haushalte, Gewerbe, Industrie sowie öffentliche Einrichtungen. Für energieintensive Betriebe bedeutet ein struktureller Preisabstand zu Deutschland einen Standortnachteil. Wenn ein österreichischer Betrieb Strom dauerhaft teurer

² https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/2018_10_01_Strompreiszone.pdf
<https://www.smard.de/page/home/wiki-article/518/204212/engpassbewirtschaftung-an-der-grenze-zu-oesterreich>
https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2006-2016%20on%20CCR_0.pdf
(aufgerufen am 26.06.2026)

einkaufen muss als ein deutscher Wettbewerber, wirkt sich dies auf Produktionskosten, Investitionsentscheidungen und Wettbewerbsfähigkeit aus. Die Bundesregierung muss daher offenlegen, welche volkswirtschaftlichen Mehrkosten Österreich seit der Trennung der gemeinsamen Stromgebotszone insgesamt entstanden sind.

Besondere Bedeutung kommt außerdem dem deutschen Übertragungsnetzausbau zu. Die Deutschlandleitung kann zwar die direkte Kuppelkapazität zwischen Österreich und Bayern erhöhen. Ob dadurch aber dauerhaft mehr Strom aus Deutschland nach Österreich gelangt, hängt wesentlich davon ab, ob Deutschland seine innerdeutschen Nord-Süd-Engpässe beseitigt. Ein erheblicher Teil der Erzeugung, insbesondere Windstrom, entsteht im Norden Deutschlands. Österreich ist hingegen an das süddeutsche Netz angebunden. Solange die innerdeutsche Netzinfrastruktur den Strom nicht ausreichend in den Süden transportieren kann, bleibt auch eine zusätzliche Leitung nach Österreich in ihrer preisdämpfenden Wirkung begrenzt.

Daher sind Projekte wie SuedLink, SuedOstLink, das deutsche Vorhaben 32 sowie weitere Netzausbauprojekte im süddeutschen Raum für Österreich von unmittelbarer Relevanz. Verzögerungen bei diesen deutschen Leitungsprojekten können dazu führen, dass die österreichische Deutschlandleitung technisch fertiggestellt ist, die erwarteten Preisvorteile aber dennoch nicht oder nur eingeschränkt eintreten. Die Bundesregierung muss daher darlegen, ob die von ihr behauptete Einsparwirkung von bis zu 375 Millionen Euro auch dann realistisch ist, wenn zentrale innerdeutsche Nord-Süd-Verbindungen verspätet in Betrieb gehen oder wenn deutsche Netzengpässe weiterhin die tatsächlich verfügbare Handelskapazität Richtung Österreich begrenzen.³

Auch die früheren physikalischen Lastflüsse beziehungsweise ungeplanten Ringflüsse über Polen, Tschechien und weitere Nachbarstaaten sind für die Beurteilung relevant. In einem vermaschten Wechselstromnetz folgt Strom nicht dem vertraglichen Handelsweg, sondern den physikalischen Lastflussgesetzen. Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich kann daher nicht isoliert als reine bilaterale Leitungskapazität betrachtet werden. Kommerzielle Handelsgeschäfte können physikalische Lastflüsse über Polen, Tschechien, die Slowakei, Ungarn, Slowenien, Kroatien, Italien oder die Schweiz auslösen oder beeinflussen. Gerade solche Lastflüsse waren ein wesentlicher Hintergrund der Debatte über die Trennung der deutsch-österreichischen Stromgebotszone.

Die künftige Wirkung der Deutschlandleitung ist daher nicht nur eine Frage des Stromimports aus Deutschland nach Österreich. Zusätzliche Importkapazität kann auch dazu führen, dass Österreich stärker als Stromdrehscheibe und Transitland genutzt wird. Strom, der aus Deutschland nach Österreich gelangt, kann je nach Markt- und Netzsituation weiter in Richtung Ost- und Südosteuropa fließen. Für Österreich stellt sich damit die Frage, ob zusätzliche Netzinfrastruktur vor allem österreichischen

³ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2025/20251010_SL.html
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250725_SOL.html
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240927_SuedOstLink_C1.html
<https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?gruppe=bbplg&nummer=32>
<https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?gruppe=bbplg&nummer=41>
 (aufgerufen am 26.06.2026)

Stromkunden zugutekommt oder ob sie in erheblichem Ausmaß dem europäischen Stromhandel und grenzüberschreitenden Handels- und Transitflüssen dient.

Besonders aufklärungsbedürftig ist die politische Inszenierung rund um die Deutschlandleitung. Während die Bundesregierung dieses Projekt öffentlich als große Strompreis-Entlastung verkauft, wurde am selben Tag auf europäischer Ebene über genau jene Kostenfrage verhandelt, die in der Pressekonferenz weitgehend ausgeblendet blieb. Die Frage ist also, wer eigentlich den europäischen Stromtransit bezahlt.

Österreich ist längst nicht nur Stromverbraucher, sondern immer stärker Stromdreh-scheibe im europäischen Verbundnetz. Über österreichische Höchst-spannungsnetze laufen erhebliche grenzüberschreitende Stromflüsse. Davon profitieren nicht nur österreichische Kunden, sondern auch ausländische Märkte und internationale Stromhändler. Gleichzeitig muss Österreich massiv in seine Netzinfrasturktur investieren. Nach öffentlicher Darstellung stehen bis 2035 Investitionen von rund 9 Milliarden Euro in das österreichische Höchstspannungsnetz im Raum, während die jährlichen Kompensationsleistungen für Österreich als Transitland nur bei rund 10 Millionen Euro liegen sollen.⁴

Damit zeigt sich der eigentliche Widerspruch. Der Wirtschaftsminister präsentiert die Wichtigkeit des grenzüberschreitenden Netzausbaus, welcher angeblich billigeren Strom aus Deutschland nach Österreich bringen soll, verschweigt aber die offene Rechnung von laufend steigenden Netzinvestitionen und damit laufend steigenden Netzentgelte sowie die unzureichende Kompensation für Transitflüsse.

Eine seriöse Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Übertragungsnetzausbaues darf daher nicht einer PR-Show weichen. Entscheidend ist, welcher Vorteil tatsächlich bei den österreichischen Stromkunden ankommt. Wer den Netzausbau als Stromkostenbremse verkauft, muss auch erklären, warum österreichische Stromkunden Milliardeninvestitionen tragen sollen, während die anderen europäischen Länder den Nutzen erhalten.

Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die EU-rechtliche Vorgabe, wonach Übertragungsnetzbetreiber einen Mindestanteil der relevanten Übertragungs-kapazität für den grenzüberschreitenden Stromhandel verfügbar machen müssen. Diese sogenannte 70-Prozent-Regel bedeutet nicht, dass 70 Prozent des gesamten österreichischen Übertragungsnetzes physisch für ausländischen Transit reserviert wären. Sie bedeutet aber, dass auf relevanten grenzüberschreitend wirksamen Netzelementen ein erheblicher Teil der verfügbaren Kapazität dem europäischen Stromhandel zur Verfügung gestellt werden muss.⁵

Damit verschärft sich die Kostenfrage für Österreich. Der heimische Netzausbau wird überwiegend über Netzentgelte österreichischer Haushalte, Gewerbebetriebe und Industriekunden finanziert. Gleichzeitig dienen diese Kapazitäten nicht nur der österreichischen Versorgung, sondern auch dem europäischen Strombinnenmarkt und grenzüberschreitenden Handels- und Transitflüssen. Entscheidend ist daher, ob die

⁴ <https://www.energynewsmagazine.at/2026/06/26/eu-energieminister-wollen-netzausbau-voranbringen-2/> (aufgerufen am 26.06.2026)

⁵ <https://www.acer.europa.eu/news/acer-issues-recommendation-implementing-70-minimum-margin-capacity-available-cross-border-trade-electricity> (aufgerufen am 26.06.2026)

bestehenden europäischen Ausgleichsmechanismen, insbesondere der Inter-TSO-Compensation-Mechanismus, die tatsächlichen Kosten Österreichs für grenzüberschreitende Stromflüsse, Netzverluste, Systemdienstleistungen, Engpassmanagement und Netzausbau auch nur annähernd abdecken.

Wenn Österreich Milliarden in Netze investieren muss, aber für seine Funktion als Stromdrehscheibe nur geringe Kompensationsleistungen erhält, ist die Frage der verursachungsgerechten Kostenaufteilung nicht länger ein technisches Detail, sondern eine zentrale strompreis- und standortpolitische Frage.⁶

Die von der Bundesregierung behauptete Stromkostensenkung durch die Deutschlandleitung ist fachlich nur dann seriös beurteilbar, wenn die gesamte Wirkungskette offengelegt wird. Dazu gehören die angesetzten Kapazitätswerte, die Modellierung der Preiszonen, die berücksichtigten Netzengpässe, die innerdeutschen Leitungsprojekte, Annahmen zu Redispatch und Countertrading, erwartete Stromflüsse nach Ost- und Südosteuropa, die Entwicklung der Netzentgelte sowie die tatsächliche Weitergabe möglicher Großhandelsvorteile an Haushalte, Betriebe und Industrie. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass Großhandelspreissenkungen durch steigende Netzentgelte, Redispatchkosten, Abgaben, Steuern, Umlagen und CO₂-Kosten teilweise oder vollständig aufgezehrt werden können.

Für die Stromkunden ist nicht entscheidend, welche Einsparung in einer Modellrechnung auf der Großhandelsebene ausgewiesen wird. Entscheidend ist, ob am Ende die Stromrechnung tatsächlich sinkt. Viele Haushalte und Unternehmen bezahlen nicht unmittelbar den stündlichen Börsenpreis, sondern haben Fixpreisverträge, längerfristige Beschaffungsmodelle oder Tarife, in denen Netzentgelte, Abgaben, Steuern, Umlagen und Vertriebskosten eine erhebliche Rolle spielen. Eine seriöse Bewertung muss daher zwischen einem rechnerischen Großhandelsvorteil und einer tatsächlichen Endkundenentlastung unterscheiden.

Vor diesem Hintergrund richtet sich die gegenständliche Anfrage nicht gegen notwendigen Netzausbau. Ein leistungsfähiges Stromnetz ist Grundlage für Versorgungssicherheit, Standortqualität und eine funktionierende Energiewirtschaft. Die Anfrage richtet sich vielmehr gegen eine politische Darstellung, die ein seit Jahren laufendes Stromnetzprojekt als aktuellen Regierungserfolg verkauft, ohne die fachlichen Voraussetzungen, die tatsächlichen Kosten, die Grenzen der Entlastungswirkung und die Verteilungsfragen offenzulegen. Wer den Stromkunden Entlastung verspricht, muss auch beantworten, ob diese Entlastung tatsächlich eintritt, wer die Netzkosten trägt, welche Rolle Deutschland und die EU-Regeln spielen und ob Österreich am Ende nicht erneut die offene Rechnung für eine verfehlte Strommarktpolitik bezahlt.

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A32019R0943> (aufgerufen am 26.06.2026)

In diesem Zusammenhang richtet der unterfertigte Abgeordnete an den Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus nachstehende

Anfrage

1. Aus welchem Grund wurde die Pressekonferenz zur Deutschlandleitung gerade am 26. Juni 2026 und damit am Tag des EU-Energieministerrates zum European Grids Package angesetzt?
2. Wer entschied über Zeitpunkt, Inhalt und Schwerpunktsetzung dieser Pressekonferenz?
3. Warum stellen Sie die Deutschlandleitung am Tag des EU-Energieministerrates öffentlich als Stromkosten-Entlastungsprojekt ins Schaufenster, während Österreich auf europäischer Ebene gleichzeitig darauf hinwies, dass es als Stromdrehscheibe hohe Netzkosten tragen muss und dafür nur unzureichend kompensiert wird?
4. Welche konkreten finanziellen Verbesserungen für Österreich wurden im Rahmen des European Grids Package erreicht, insbesondere im Hinblick auf die Kompensation von Stromtransit, Engpasserlöse und grenzüberschreitend genutzte Netzinfrastruktur?
5. In welcher Höhe stehen den tatsächlichen Kosten Österreichs für grenzüberschreitende Stromflüsse, Netzverluste, Systemdienstleistungen, Engpassmanagement und Netzausbau derzeit Kompensationsleistungen gegenüber?
6. Wann, durch wen und mit welcher konkreten Aufgabenstellung wurde die Austrian Power Grid AG von Ihnen bzw. Ihrem Ressort beauftragt, jene Berechnung durchzuführen, wonach die Deutschlandleitung im Winterhalbjahr 2025/26 Mehrkosten in Höhe von 240 bis 375 Millionen Euro vermeiden hätte können?
7. Wird der vollständige Auftrag samt Aufgabenstellung, Methodenvorgaben, Datenbasis und Ergebnistabellen veröffentlicht?
 - a. Wenn ja, wann und wo werden die Daten veröffentlicht?
 - b. Wenn nein, warum nicht?
8. Welche Kosten sind Ihnen bzw. Ihrem Ressort für diese Berechnung entstanden?
9. Wurde die Berechnung ausschließlich durch APG durchgeführt oder waren externe Beratungsunternehmen, Universitäten, Forschungseinrichtungen, Marktmodellierer oder sonstige Dritte eingebunden?
10. Welche konkreten Datengrundlagen, Preisreihen, Verbrauchsdaten und Handelsplätze wurden für die Berechnung verwendet?
11. Warum wurde der Zeitraum Oktober 2025 bis Februar 2026 gewählt und warum wurde der März 2026 nicht berücksichtigt?
12. Wurde die Berechnung auch für ein vollständiges Kalenderjahr sowie für mehrere historische Wetterjahre durchgeführt?
13. Wurden Sensitivitätsanalysen für Dunkelflauten, hohe beziehungsweise niedrige französische Atomstromverfügbarkeit, niedrige Wasserführung, hohe PV-Einspeisung sowie steigende Stromnachfrage durch Rechenzentren, Wärmepumpen, Elektromobilität und Wasserstoffproduktion durchgeführt?
14. Wurde ein vollständiges Strommarktmodell verwendet oder wurde das Einsparpotenzial auf Basis beobachteter Preisunterschiede berechnet?

15. Wurde ein Flow-Based-Market-Coupling-Modell für die Core-Region verwendet und wurden Critical Network Elements and Contingencies, Remedial Actions, Redispatch, Countertrading und N-1-Sicherheit berücksichtigt?
16. Welche Import- und Exportkapazitäten zwischen Deutschland und Österreich wurden im pessimistischen und im optimistischen Szenario angenommen?
17. Wurde die thermische Übertragungskapazität der neuen Leitung mit der tatsächlich im Markt verfügbaren grenzüberschreitenden Handelskapazität gleichgesetzt?
18. Wie erklärt sich fachlich die Bandbreite von 240 bis 375 Millionen Euro Einsparpotenzial?
19. Warum wurde eine Reduktion der Mehrkosten um 40 Prozent als pessimistisches Szenario und eine Reduktion um 60 Prozent als optimistisches Szenario angenommen?
20. Welche verbleibenden Engpässe verhindern laut Modell, dass der gesamte Preisunterschied zwischen Deutschland und Österreich durch die Deutschlandleitung beseitigt wird?
21. Welche österreichischen, deutschen und ausländischen Netzelemente bleiben nach Inbetriebnahme der Deutschlandleitung preis- oder kapazitätslimitierend?
22. Wurde berücksichtigt, dass zusätzliche Importkapazität aus Deutschland auch zu zusätzlichen Exporten oder Transitflüssen über Österreich in Richtung Süd- und Südosteuropa führen kann?
23. In welcher Höhe erwarten Sie bzw. Ihr Ressort zusätzliche grenzüberschreitende Handels- und Transitflüsse durch Österreich nach Inbetriebnahme der Deutschlandleitung?
24. Wurde berechnet, in welchen Stunden die Deutschlandleitung preisdämpfend und in welchen Stunden sie aufgrund zusätzlicher Exporte in höherpreisige Nachbarzonen potenziell preissteigernd auf Österreich wirken könnte?
25. Wie hoch wären laut Modell der durchschnittliche österreichische Großhandelspreis und der durchschnittliche Preisunterschied zu Deutschland im Zeitraum Oktober 2025 bis Februar 2026 mit bereits in Betrieb befindlicher Deutschlandleitung gewesen?
26. Wurde berechnet, welcher Anteil der behaupteten Einsparung tatsächlich bei Haushalten, Gewerbekunden und Industriekunden angekommen wäre?
27. Halten Sie die Aussage, wonach die Deutschlandleitung „Strom-Mehrkosten um bis zu 375 Millionen Euro senken“ könne, für fachlich vollständig, wenn nicht zugleich offengelegt wird, welcher Anteil davon tatsächlich bei Endkunden ankommt?
28. Handelt es sich bei der von Seiten Ihres Ressorts genannten Erhöhung der Kapazität von rund 800 MW auf rund 6.000 MW um eine thermische Leitungskapazität, eine technische Systemkapazität, eine N-1-gesicherte Kapazität, eine Netto-Transferkapazität, eine im Flow-Based-Market-Coupling verfügbare Cross-Zonal-Capacity oder eine andere Kenngröße?
29. Welche konkrete Kapazitätsdefinition liegt der Angabe von rund 6.000 MW zugrunde?
30. Wie hoch sind die thermische Kapazität, die N-1-gesicherte Übertragungskapazität und die voraussichtlich im Markt verfügbare Import- und Exportkapazität nach Inbetriebnahme der Deutschlandleitung?
31. In welchem Umfang wird die tatsächlich verfügbare grenzüberschreitende Handelskapazität nach Inbetriebnahme der Deutschlandleitung weiterhin durch innerdeutsche Netzengpässe, österreichische Netzelemente oder Netzelemente in Nachbarstaaten begrenzt?

32. Ist die Angabe von rund 6.000 MW aus Ihrer Sicht geeignet, um Endkunden eine realistische Erwartung über tatsächlich verfügbare Stromimporte aus Deutschland zu vermitteln?
33. Wann wurde mit der Planung der Deutschlandleitung begonnen, wann wurde das Projekt genehmigt und wann wurden die wesentlichen Bau- und Umsetzungsschritte gesetzt?
34. Welche konkreten politischen, legislativen oder administrativen Maßnahmen haben Sie bzw. Ihr Ressort gesetzt, die für Planung, Genehmigung, Finanzierung, Baustart oder Umsetzung der Deutschlandleitung kausal waren?
35. Inwiefern ist die Deutschlandleitung ein Ergebnis der Energiepolitik dieser Bundesregierung, wenn Planung, Genehmigung und wesentliche Umsetzungsschritte bereits vor Ihrem Amtsantritt erfolgt sind?
36. Worauf stützen Sie bzw. Ihr Ressort die Aussage, mit der Deutschlandleitung sei ein „Paradigmenwechsel in der Energiepolitik“ eingeleitet worden?
37. Welche konkrete neue Rechtsgrundlage, Finanzierung oder Verfahrensbeschleunigung dieser Bundesregierung war für die Deutschlandleitung erforderlich?
38. Welche konkreten Verfahrensschritte der Deutschlandleitung wurden durch das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz beschleunigt, wenn dieses bekannterweise noch nicht in Geltung ist?
39. Welche energiepolitische Position vertreten Sie bzw. Ihr Ressort heute zur Aufspaltung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Gebotszone im Jahr 2018?
40. Halten Sie bzw. Ihr Ressort die damalige Aufspaltung der gemeinsamen Gebotszone aus heutiger Sicht für richtig?
41. Welche konkreten Schritte wurde von Seiten Ihres Ressorts seit Ihrem Amtsantritt gesetzt, um eine Aufhebung oder Entschärfung der Gebotszongrenze zwischen Deutschland und Österreich zu erreichen?
42. Gab es dazu Gespräche mit der deutschen Bundesregierung, der deutschen Bundesnetzagentur, ACER oder der Europäischen Kommission?
43. Welche rechtlichen, technischen und marktlichen Voraussetzungen müssten aus Ihrer bzw. aus Sicht Ihres Ressorts erfüllt sein, um Deutschland und Österreich wieder in eine gemeinsame Gebotszone zusammenzuführen oder die grenzüberschreitende Handelskapazität deutlich auszuweiten?
44. Welche marktlichen, preislichen und redispatchseitigen Auswirkungen hätte eine sofortige Aufhebung der Gebotszongrenze oder eine deutliche Ausweitung der Handelskapazität nach Ihrer bzw. der Einschätzung Ihres Ressorts?
45. Wurde geprüft, ob zusätzliche grenzüberschreitende Handelskapazitäten kurzfristig durch regulatorische Maßnahmen, koordinierte Redispatchmaßnahmen mit Deutschland oder bessere Nutzung bestehender Leitungen bereitgestellt werden könnten?
46. Welche gesamtwirtschaftlichen Mehrkosten sind Österreich nach Ihrer bzw. nach Einschätzung Ihres Ressorts seit der Trennung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Stromgebotszone mit 1. Oktober 2018 entstanden?
47. Wie hoch waren die jährlichen Mehrkosten für österreichische Stromkunden aufgrund des Preisunterschieds zwischen Österreich und Deutschland seit 2018, getrennt nach Kalenderjahren?
48. Welche Auswirkungen hatte die Gebotszontrennung seit 2018 auf die Wettbewerbsfähigkeit des österreichischen Wirtschaftsstandortes?

49. Welche Alternativen zur Trennung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Gebotszone wurden vor 2018 von österreichischer Seite geprüft?
50. Wurde vor oder nach der Trennung geprüft, ob die gemeinsame Gebotszone oder eine deutlich höhere Handelskapazität durch bilaterale Kostenbeteiligungen, koordinierte Redispatchvereinbarungen, Netzausbauvereinbarungen, Kompensationszahlungen oder andere Vereinbarungsmodelle erhalten beziehungsweise erreicht werden könnte?
51. Gab es im Zusammenhang mit der Aufrechterhaltung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Strompreiszone oder einer weitgehend unbeschränkten Handelsmöglichkeit Gespräche über eine Zahlung oder Kostenbeteiligung Österreichs, insbesondere in der kolportierten Größenordnung von rund 50 Millionen Euro?
52. Wurde damals oder nachträglich eine Kosten-Nutzen-Analyse erstellt, ob eine solche Zahlung, Kostenbeteiligung oder sonstige Vereinbarung volkswirtschaftlich günstiger gewesen wäre als die seither eingetretenen Mehrkosten aus der Trennung der Gebotszone?
53. Wie bewerten Sie bzw. Ihr Ressort angesichts der nun behaupteten 600 Millionen Euro Mehrkosten allein im Winterhalbjahr 2025/26 die Frage, ob eine frühere finanzielle oder regulatorische Einigung mit Deutschland volkswirtschaftlich günstiger gewesen wäre?
54. Welche konkreten Schritte planen Sie bzw. Ihr Ressort, um die seit 2018 entstandenen Nachteile der Marktgebietstrennung zu reduzieren?
55. Wie interpretieren Sie bzw. Ihr Ressort Art. 16 Abs. 8 der Verordnung (EU) 2019/943 hinsichtlich der Mindestverfügbarkeit relevanter Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel?
56. Welche österreichischen Critical Network Elements and Contingencies beziehungsweise Netzelemente sind für die Einhaltung der 70-Prozent-Regel relevant?
57. Wird die 70-Prozent-Vorgabe aus Ihrer bzw. aus Sicht Ihres Ressorts in Österreich und an der deutsch-österreichischen Grenze derzeit erfüllt?
58. Welche österreichischen Netzausbauprojekte werden durch die Anforderungen des grenzüberschreitenden Stromhandels und der 70-Prozent-Regel mitverursacht?
59. Welche Überlegungen gibt es seitens Ihres Ressorts hinsichtlich einer Methode, um die Kosten von Netzausbauprojekten zwischen nationalem Versorgungsnutzen und grenzüberschreitendem Handelsnutzen aufzuteilen?
60. Welche finanziellen Belastungen entstehen österreichischen Haushalten, Gewerbebetrieben und Industriekunden durch Netzausbauprojekte, die auch oder überwiegend grenzüberschreitenden Handels- und Transitflüssen dienen?
61. Welche ausländischen Marktteilnehmer oder Stromkunden profitieren nach Ihrer Einschätzung bzw. jener Ihres Ressorts von diesen österreichischen Netzinvestitionen?
62. In welchem Ausmaß werden österreichische Netzbetreiber über den Inter-TSO-Compensation-Mechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse kompensiert?
63. Deckt dieser Mechanismus aus Ihrer bzw. aus Sicht Ihres Ressorts die tatsächlichen Kosten, die Österreich durch grenzüberschreitende Handels- und Transitflüsse entstehen?
64. Welche Initiativen hat Österreich auf EU-Ebene gesetzt, um eine verursachungsgerechtere Finanzierung grenzüberschreitend genutzter Übertragungsnetzinfrastruktur zu erreichen?

65. Hat Österreich eine Reform des Inter-TSO-Compensation-Mechanismus vorgeschlagen?
66. Gibt es bilaterale oder multilaterale Vereinbarungen, wonach andere Mitgliedstaaten oder ausländische Übertragungsnetzbetreiber einen Beitrag zu österreichischen Netzausbaukosten leisten?
67. Welche innerdeutschen Netzingpässe sind nach Ihrer Einschätzung bzw. jener Ihres Ressorts derzeit besonders relevant für Stromflüsse nach Österreich?
68. Welche deutschen Netzausbauprojekte sind nach Ihrer Einschätzung bzw. jener Ihres Ressorts für eine nachhaltige Preisangleichung zwischen Deutschland und Österreich erforderlich?
69. Bitte listen Sie sämtliche aus Ihrer bzw. aus Sicht Ihres Ressorts relevanten deutschen Netzausbauprojekte tabellarisch auf, jeweils mit Projektname, Vorhabennummer, Übertragungsnetzbetreiber, Verlauf, Spannungsebene, AC- oder DC-Technologie, Übertragungskapazität, aktuellem Genehmigungsstatus, aktuellem Baustatus, geplanter Inbetriebnahme und Relevanz für Österreich.
70. Welche Bedeutung messen Sie bzw. Ihr Ressort insbesondere SuedLink, SuedOstLink, dem deutschen Vorhaben 32 sowie den Netzausbauprojekten im Raum Isar, Ottenhofen, Altheim, Pleinting, Simbach und Pirach für die Versorgung und Preisbildung in Österreich bei?
71. Welche konkreten deutschen Netzelemente müssen aus Ihrer Sicht bzw. jener Ihres Ressorts fertiggestellt sein, damit die Deutschlandleitung ihre volle importseitige Wirkung für Österreich entfalten kann?
72. Kann die Deutschlandleitung ihre von Ihnen behauptete Einsparwirkung von bis zu 375 Millionen Euro erreichen, wenn wesentliche innerdeutsche Nord-Süd-Leitungen verspätet fertiggestellt werden?
73. Wurde das Einsparpotenzial der Deutschlandleitung für den Fall modelliert, dass zentrale deutsche Netzausbauprojekte verspätet in Betrieb gehen?
74. Welche Auswirkungen hätte eine Verzögerung deutscher Netzausbauprojekte auf die verfügbaren Importkapazitäten nach Österreich, den österreichischen Großhandelspreis und die Redispatchkosten in Österreich?
75. Welche Gespräche haben Sie mit Deutschland über die Beschleunigung jener innerdeutschen Netzausbauprojekte geführt, die für österreichische Strompreise relevant sind?
76. Gibt es ein bilaterales Monitoring zwischen Österreich und Deutschland über jene deutschen Netzausbauprojekte, die für österreichische Strompreise relevant sind?
77. In welchem Ausmaß kam es vor der Gebotszonentrennung zu ungeplanten physikalischen Lastflüssen beziehungsweise Ringflüssen über Polen und Tschechien im Zusammenhang mit dem deutsch-österreichischen Stromhandel?
78. In welchem Ausmaß kommt es heute zu solchen Lastflüssen beziehungsweise Ringflüssen?
79. Welche Auswirkungen hatte die Gebotszonentrennung seit 2018 auf ungeplante Ringflüsse über Polen und Tschechien sowie auf kommerzielle und physikalische Stromflüsse zwischen Deutschland und Österreich?
80. Welche Rolle spielen Phasenschiebertransformatoren an den Grenzen Deutschland–Polen und Deutschland–Tschechien für Stromflüsse Richtung Österreich?
81. Welche Übertragungskapazitäten bestehen derzeit zwischen Deutschland und Polen, Deutschland und Tschechien, Tschechien und Österreich, Tschechien

- und der Slowakei, der Slowakei und Österreich sowie der Slowakei und Ungarn?
82. Welche Bedeutung haben alternative physikalische Stromflusswege über Polen, Tschechien oder die Slowakei für die Preiskopplung Österreichs von Deutschland?
 83. Welche Auswirkungen hätte die Deutschlandleitung auf Stromflüsse über Polen, Tschechien, die Slowakei, Ungarn, Slowenien, Kroatien, Italien und die Schweiz?
 84. Welche zusätzlichen grenzüberschreitenden Handels- und Transitflüsse, Redispachkosten und Netzausbaukosten erwarten Sie bzw. Ihr Ressort nach Inbetriebnahme der Deutschlandleitung?
 85. Welche Rolle spielt Österreich nach Ihrer bzw. der Einschätzung Ihres Ressorts derzeit als Stromtransitland im europäischen Verbundsystem?
 86. Wie haben sich die Stromtransite durch Österreich in den letzten zehn Jahren entwickelt und welche Entwicklung erwarten Sie bzw. Ihr Ressort bis 2030 und 2040?
 87. Welche Länder werden nach Ihrer bzw. nach Einschätzung Ihres Ressorts künftig verstärkt Strom über Österreich beziehen?
 88. Welche Entwicklung erwarten Sie bzw. Ihr Ressort für Stromflüsse von Deutschland über Österreich nach Ungarn, Slowenien, Kroatien und Italien sowie von Tschechien und der Slowakei über Österreich nach Süd- und Südosteuropa?
 89. Welche zusätzlichen Übertragungskapazitäten nach Ost- und Südosteuropa werden aus Ihrer Sicht bzw. jener Ihres Ressorts bis 2030 und 2040 benötigt?
 90. Welche konkreten österreichischen Netzausbauprojekte dienen auch der Abwicklung von grenzüberschreitenden Handels- und Transitflüssen Richtung Ost- und Südosteuropa?
 91. Welche Bedeutung haben die Weinviertelleitung II, die Netzverstärkung Ost, Projekte im Zentralraum Oberösterreich, der Cluster Steiermark, der Netzraum Kärnten und andere APG-Projekte für grenzüberschreitende Handels- und Transitflüsse?
 92. Wurde eine verursachungsgerechte Aufteilung der Kosten dieser Projekte auf die jeweiligen Nutznießer geprüft?
 93. Wie hoch sind die geplanten Investitionen in das österreichische Übertragungsnetz bis 2030 und bis 2040?
 94. Wie hoch ist der Anteil dieser Investitionen, der durch Netzentgelte österreichischer Stromkunden finanziert wird, und wie hoch ist der Anteil, der durch EU-Mittel, Beiträge anderer Mitgliedstaaten, Übertragungsnetzbetreiber oder Marktteilnehmer finanziert wird?
 95. Wie wirken sich die Investitionen in die Deutschlandleitung, die Salzburgleitung und die sonstigen APG-Netzausbauprojekte auf die österreichischen Übertragungsnetzentgelte aus?
 96. Wie hoch ist der erwartete Netzentgeltanstieg für Haushalte, Gewerbekunden und Industriekunden bis 2030 und bis 2040?
 97. Welche Position vertritt Österreich im Rat der Europäischen Union, gegenüber der Europäischen Kommission, gegenüber ACER, innerhalb von ENTSO-E sowie gegenüber den Nachbarstaaten zur verursachungsgerechten Finanzierung grenzüberschreitend genutzter Netzinfrastuktur?
 98. Wie bewerten Sie bzw. Ihr Ressort den Umstand, dass österreichische Stromkunden Netzinfrastuktur finanzieren müssen, von der auch ausländische Stromkunden und ausländische Strommärkte profitieren?

99. Haben Sie bzw. Ihr Ressort eine Gesamtrechnung erstellt, die Großhandelspreiseffekte, Redispatchkosten, Netzentgeltsteigerungen, Abgaben, Steuern, Umlagen und CO₂-Kosten gemeinsam betrachtet?
100. In welchem Ausmaß könnten die behaupteten Großhandelsvorteile der Deutschlandleitung durch steigende Netzentgelte, Redispatchkosten oder CO₂-Kosten wieder aufgezehrt werden?
101. Welche Maßnahmen planen Sie bzw. Ihr Ressort zur Senkung der CO₂-bedingten Strompreiskosten, zur Stärkung der heimischen Wasserkraft und zur Sicherstellung gesicherter Leistung in Österreich?
102. Welche Rolle sollen Gaskraftwerke als Brücke im österreichischen Stromsystem spielen und wie viele zusätzliche gesicherte Kraftwerkskapazitäten benötigt Österreich nach Ihrer Einschätzung bzw. jener Ihres Ressorts bis 2030 und 2040?
103. Werden Sie bzw. Ihr Ressort künftig regelmäßig veröffentlichen, wie stark Österreich preislich von Deutschland entkoppelt ist und welche Mehrkosten durch Preisunterschiede zwischen Österreich und Deutschland entstehen?
104. Werden Sie bzw. Ihr Ressort künftig regelmäßig veröffentlichen, welche Leitungen, Netzelemente und innerdeutschen Netzengpässe die österreichische Preiszone beeinflussen?
105. Werden Sie bzw. Ihr Ressort künftig regelmäßig veröffentlichen, welche grenzüberschreitenden Handels- und Transitflüsse durch Österreich stattfinden und welche Kosten österreichischen Stromkunden dadurch entstehen?
106. Werden Sie bzw. Ihr Ressort dem Nationalrat jährlich einen Bericht über die Entwicklung der Strompreisunterschiede zwischen Österreich, Deutschland und den Nachbarstaaten, den Stand relevanter deutscher Netzausbauprojekte sowie die verursachungsgerechte Finanzierung des europäischen Übertragungsnetzausbaus vorlegen?
107. Welche konkreten Kennzahlen sollen verwendet werden, um den Erfolg der Deutschlandleitung nach Inbetriebnahme zu messen?
108. Werden Sie bzw. Ihr Ressort nach Inbetriebnahme der Deutschlandleitung evaluieren, ob die behauptete Einsparung von 240 bis 375 Millionen Euro tatsächlich eingetreten und bei Endkunden angekommen ist?
109. Welche Konsequenzen ziehen Sie, wenn die tatsächliche Einsparung deutlich unter der behaupteten Bandbreite liegt oder durch steigende Netzentgelte, Redispatchkosten, Abgaben oder CO₂-Kosten weitgehend aufgezehrt wird?

