

INFRASTRUKTURFONDS ENERGIE ALS BAUSTEIN FÜR DEN STROMNETZAUSBAU

Bericht für Erneuerbare Energie Österreich

24 MAI 2024

Inhaltsverzeichnis

1	Die Erreichung der Klimaziele in Österreich braucht starke Stromnetze	3
1.1	Österreich hat sich ambitionierte Klimaziele gesetzt	3
1.2	Zeitnaher bzw. beschleunigter Ausbau der Stromnetze ist unabdingbar für das Erreichen der Klimaneutralität 2040 in Österreich	4
1.3	Volkswirtschaftliche negative Effekte bei mangelndem Stromnetzausbau zu erwarten	6
2	Der Stromnetzausbau stellt eine Herausforderung für Netzbetreiber und Netznutzer dar	8
2.1	Investitions- und Finanzierungsbedarf der Netzbetreiber ist erheblich und es bestehen strukturelle Unterschiede zwischen Netzbetreibern	8
2.2	Herausforderungen für Netznutzer bestehen im absoluten und regional differenziertem Anstieg der Netzentgelte	10
3	Mit dem Stromnetzausbau ist ein weiteres öffentliches Interesse verbunden	14
3.1	Netzausbau in der Zieldimension des Klimaschutzministeriums: „Versorgung sichern“	14
3.2	Netzausbau in der Zieldimension des Klimaschutzministeriums: „Gesellschaftlichen Mehrwert schaffen“ – Gerechte Umsetzung der Energiewende	15
3.3	Stromnetzausbau in der Zieldimension des Klimaschutzministeriums: „Gesellschaftlichen Mehrwert schaffen“ – Regionalentwicklung	16
4	Ein Infrastrukturfonds Energie kann ein ergänzendes Instrument für den Stromnetzausbau sein	18
4.1	Zielsetzungen für Stromnetzausbau unter Inkludierung des „öffentlichen Interesses“	18
4.2	Infrastrukturfonds Energie im Vergleich zu anderen Regulierungs- und Finanzierungsinstrumenten	19
4.3	Infrastrukturfonds Energie in Österreich für Stromnetze	25
5	Ein Infrastrukturfonds Energie als gut angelegtes Geld für uns alle	34

1 Die Erreichung der Klimaziele in Österreich braucht starke Stromnetze

1.1 Österreich hat sich ambitionierte Klimaziele gesetzt

Um dem Klimawandel entgegenzuwirken und die globale Erderwärmung auf 1,5 Grad zu begrenzen, wurde im Jahr 2015 das Pariser Klimaabkommen unterzeichnet.¹ Die Europäische Union (EU) hat daraufhin verschiedene Regulierungen und Richtlinien für den Klimaschutz beschlossen und Klimaziele für die gesamte EU sowie für ihre Mitgliedsstaaten festgesetzt und über die Zeit angepasst. Die EU plant, bis zum Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen um mindestens 55% zu reduzieren (verglichen zum Niveau von 1990).²

Die österreichische Bundesregierung hat in ihrem Regierungsprogramm für die Jahre 2020 bis 2024 zwei wichtige Klimaziele festgesetzt: Zum einen soll Österreich bis zum Jahr 2040 klimaneutral werden. Zum anderen soll heimische erneuerbare Energie bis zum Jahr 2030 den Stromverbrauch zu 100% abdecken (bilanziell).³ Um diese ambitionierten Ziele bis zum Jahr 2040 zu erreichen, ist eine umfassende Transformation des österreichischen Energiesystems notwendig, die mit dem Ausstieg aus fossilen Energieträgern einhergeht. So müssen erneuerbare Energieerzeugung und Strominfrastruktur ausgebaut werden, sowie Endverbraucher auf klimaneutrale Endanwendungen umsteigen. Im Jahr 2021 lag der Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch⁴ (also nicht nur Strom) in Österreich bei 36%.⁵ Das bedeutet, dass noch 64% des Bruttoendenergieverbrauchs defossilisiert werden müssen.⁶

¹ United Nations (undated) - What is the Paris Agreement, <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>

² EU Kommission (2024) – Overall targets and reporting, https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/overall-targets-and-reporting_en

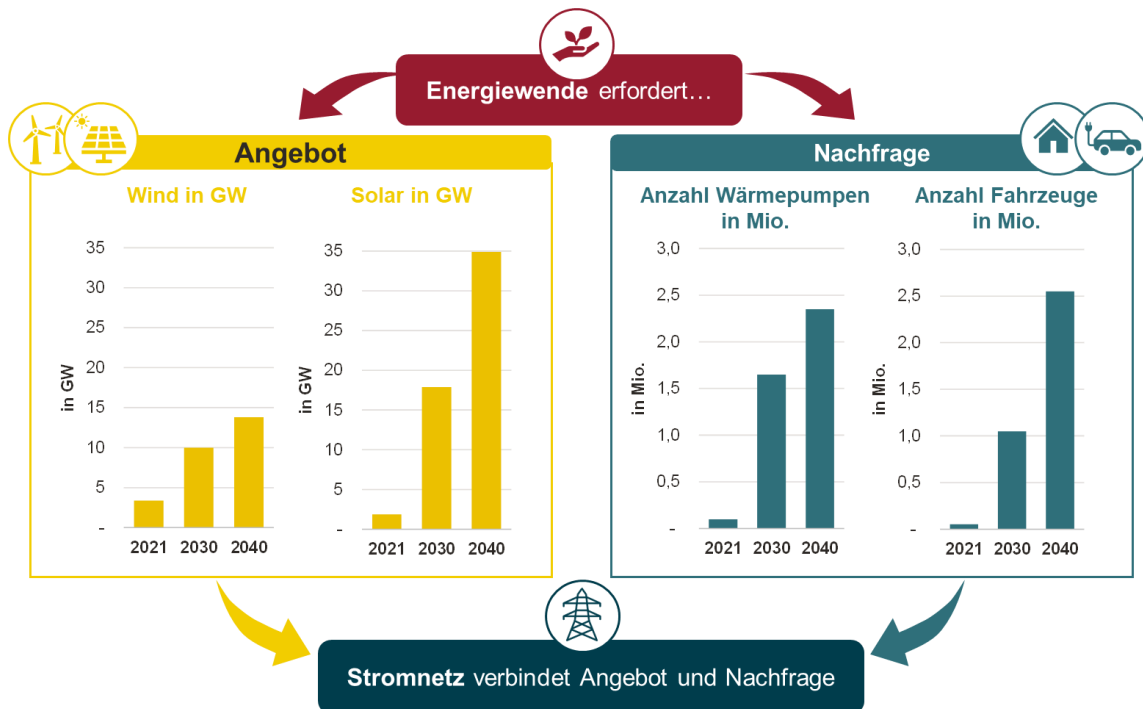
³ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2023) – Bauplan für die Energiezukunft Österreichs. Maßnahmen und Aktivitäten des Klimaschutzministeriums für eine sichere, leistbare und erneuerbare Energieversorgung 2040, https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/energiewende/bauplan.html

⁴ Dies entspricht dem Energieverbrauch der Endverbraucher inklusive Netzverluste und Eigenverbrauch der Kraftwerke.

⁵ Österreichs Energie (2023) – Erneuerbare Energie <https://energie.gv.at/erneuerbare-energie/gut-zu-wissen-ueber-erneuerbare-energie>

⁶ Durch die Elektrifizierung in den Sektoren wie Wärme und Verkehr sowie neuere Industrien wie Rechenzentren ist künftig von einer höheren Stromnachfrage auszugehen (vgl. Umweltbundesamt (2023) – Energie- und Treibhausgas-Szenarien 2023, <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0882.pdf>)

Abbildung 1 Klimaneutralität 2040 – Ausbau von Erneuerbaren Energien und Defossilisierung/Elektrifizierung von Endanwendungen



Quelle: Frontier Economics basierend auf AIT (2024)

Zur Umsetzung der Energiewende durch den Ausbau der erneuerbaren Energien einerseits sowie der Elektrifizierung von Endanwendungen im Wärme- bzw. Kühl- (z.B. Wärmepumpen) und Verkehrssektor (E-Mobilität) andererseits sind sowohl der überregionale **Ausbau der Stromübertragungsnetze** als auch der **Ausbau der Stromverteilernetze vor Ort** unumgänglich.

1.2 Zeitnaher bzw. beschleunigter Ausbau der Stromnetze ist unabdingbar für das Erreichen der Klimaneutralität 2040 in Österreich

Der Ausbau von **Stromübertragungsnetzen** als „Autobahnen“ der Strominfrastruktur ist ein vorrangiges Ziel der Energiewende, um dem gestiegenen Transportbedarf gerecht zu werden sowie Netzengpässe und damit verbundene Kosten zu vermeiden. So befinden sich etwa große Pumpspeicherkraftwerke aufgrund günstiger topografischer Bedingungen in der alpinen Westhälfte Österreichs, während aufgrund der besseren Potenziale ein Großteil der Erzeugungsleistung für erneuerbaren Strom aus Photovoltaik und Windkraft im Osten Österreichs angesiedelt ist. Aufgrund dieser ungleichen geografischen Verteilung muss das Übertragungsnetz sicherstellen, dass Strom in Zeiten von Überschüssen von Osten nach

Westen transportiert werden kann.⁷ Auch auf europäischer Ebene kommt es durch die wetterabhängige Stromerzeugung und das regionale Auseinanderklaffen von Stromerzeugung und -verbrauch zu überregionalen Stromtransporten und Transiten durch Österreich, die den Ausbau des Stromübertragungsnetzes erfordern. Dies verdeutlicht die Dringlichkeit des Ausbaus der Übertragungsnetze in Österreich, u.a. um einen Flaschenhals zwischen Speicher- und Produktionskapazitäten in Österreich zu vermeiden. Der österreichische Netzentwicklungsplan der Austrian Power Grid (APG) sieht dazu passend einen Investitionsbedarf von rund **9 Mrd.€ bis 2034** vor, was knapp einer **Verdopplung der jährlichen Investitionen** im Vergleich zum Jahr 2023 (490 Mio. €) entspricht.⁸

Die Energiewende findet gleichzeitig dezentral statt, weshalb die Anforderungen an die **Stromverteilernetze ebenfalls ansteigen**, denen eine Schlüsselrolle in der Energiewende zukommt. So integrieren die Verteilnetze sowohl dezentrale erneuerbare Erzeugungsanlagen (z. B. PV), als auch Verbrauchseinheiten wie Lademöglichkeiten für E-Mobilität (z. B. Wallboxes), Wärmepumpen oder elektrifizierte Industrieprozesse. Eine fortschreitende Digitalisierung in Zukunft ermöglicht den Stromverteilernetzbetreibern zwar kleinteilige Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten genauer anzusteuern und somit lokale Engpässe zu adressieren. Dies hilft, den zeitlichen Ablauf und Umfang des Stromnetzausbaus bestmöglich zu gestalten. Angesichts der zu bewältigenden Aufgabe führt allerdings trotz der Digitalisierung der Netze und Endanwendungen kein Weg an umfangreichen Investitionen in die Stromverteilernetze vorbei. Die dafür **erforderlichen Investitionen in die österreichischen Verteilnetze werden auf 24 Mrd.€ bis zum Jahr 2030 und 44 Mrd.€ bis zum Jahr 2040** abgeschätzt.⁹ Davon entfällt etwas mehr als die Hälfte auf den Ausbau des Netzes (ca. 25 Mrd. Euro), während die andere Hälfte für Ersatzinvestitionen erforderlich ist.

Insgesamt fallen demnach rund **53 Mrd.€ an Investitionen in die Netzinfrastuktur bis zum Jahr 2040** in Österreich an. Davon bestehen **34 Mrd.€ aus Zusatzinvestitionen** für den **Ausbau der Übertragungsnetze** (9 Mrd.€ bis 2034) und **Ausbau der Verteilnetze** (ca. 25 Mrd.€ bis 2040).

⁷ Derzeit ist das Übertragungsnetz jedoch zu schwach, um mit volatilen Spitzenlasten aus erneuerbaren Energien umzugehen. So gingen etwa im Mai 2023 18,3 GWh an potenzieller Speicherkapazität verloren, weil die Übertragungsnetze den Stromüberschuss nicht zu den Pumpspeicherkraftwerken im Westen transportieren konnten. Künftig werden Spitzenlasten aufgrund des steigenden Anteil volatiler Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen von derzeit 11 GW auf 20 GW bis 2030 steigen. Auch die internationalen Stromflüsse durch Österreich werden zunehmend wetterabhängig sein und stark anwachsen. (APG (2023) – APG betont dringenden Netzausbaubedarf, <https://elektropraxis.at/energieversorgung/apg-betont-dringenden-netzausbaubedarf/>)

⁸ APG (2023) – Bis Ende September bereits 125,6 Mio.€ nötig, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern, <https://www.apg.at/news-presse/bis-ende-september-bereits-125-6-millionen-euro-noetig-um-ueberlastungen-im-stromnetz-zu-verhindern/#:~:text=Unsere%20Investitionen%20in%20H%C3%B6he%20von,den%20Netzaus%2D%20und%20Umbau%20investieren.>

⁹ Österreichs Energie (2024) – Brennpunkt Netze, <https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/neuigkeiten/detailseite/brennpunkt-netze>

1.3 Volkswirtschaftliche negative Effekte bei mangelndem Stromnetzausbau zu erwarten

Aber was geschieht, wenn der erforderliche Stromnetzausbau nicht fristgerecht realisiert wird und dadurch u.a. erneuerbar erzeugter Strom nicht zur klimafreundlichen Endanwendung transportiert werden könnte? Ein mangelnder Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze birgt mittel- und langfristig eine Fülle an negativen Folgen für die österreichische Volkswirtschaft – und dies gleich in mehreren Dimensionen¹⁰:

- **Schwache Netze gefährden das Erreichen der Klimaziele und verursachen dadurch volkswirtschaftliche Kosten** – Um erneuerbar erzeugten Strom direkt und somit möglichst effizient zu nutzen, sollte der Stromnetzausbau bereits abgeschlossen sein, sobald das Windrad oder die PV-Anlage Strom erzeugt. Schafft man den zeitgerechten Stromnetzausbau nicht, stellen die Stromnetze einen „Bottleneck“ dar und können die Energiewende verzögern. Falls Österreich seine Klimaziele nicht erreicht, dann drohen nicht nur monetäre Strafzahlungen an die EU, sondern langfristig auch das Risiko, das 1,5 Grad Ziel zu überschreiten. Das Wifo hat beispielsweise die Belastung für die öffentliche Hand eines Nichthandelns beim Klimaschutz mit 5,4 bis 7,0 Mrd.€ ausgewiesen. Die Belastungen setzen sich dabei aus direkten und indirekten Kosten zusammen.¹¹
- **Drohende Netzüberlastungen gefährden die Versorgungssicherheit für Endkunden** – Ein leistungsfähiges und verlässliches Stromnetz, das eine hohe Versorgungssicherheit und -qualität aufweist, ist wichtig für die Attraktivität des **Wirtschaftsstandorts Österreich** insgesamt.¹² Ein überlastetes Stromnetz gefährdet insgesamt die Versorgung für Endkunden. Einige Endkundenanwendungen im Gewerbe- oder Industriebereich können bereits sehr empfindlich auf Spannungsschwankungen oder kurze Unterbrechungen reagieren.
- **Überlastete Netze erhöhen die Kosten der Stromversorgung**, da Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen nicht optimal genutzt werden können. Im Jahr 2023 betragen die Kosten, um Überlastungen im Übertragungsnetz zu verhindern und die sichere Stromversorgung zu gewährleisten, rund 139 Mio.€. ¹³ Eine Unterdimensionierung der Netze würde diese Kosten durch den Einsatz von **kostenintensivem Engpassmanagement** sowie von **Netzreserve** künftig weiter erhöhen. Eine Studie von

¹⁰ Siehe z.B. APG (2023) – Netzentwicklungsplan 2023, <https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/netzentwicklungsplan-2023/>

¹¹ Angela Köppl und Margit Schratzenstaller (2024) – Wifo Policy Brief: Budgetäre Kosten und Risiken durch klimapolitisches Nichthandeln und Klimarisiken, im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, https://www.wifo.ac.at/pubma-datensaeetze?detail-view=yes&publikation_id=70821

¹² APG (2023) – Netzentwicklungsplan 2023 für das Übertragungsnetz von Austrian Power Grid AG (APG), https://pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-23545/APG_Netzentwicklungsplan_2023.pdf

¹³ <https://markttransparenz.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Engpassmanagementkosten>

Frontier Economics und dem AIT zeigt für Österreich den **hohen gesamtwirtschaftlichen Nutzen von ausreichend ausgebauten Verteilnetzen**.¹⁴

- **Mangelnder Stromnetzausbau nimmt Endverbrauchern Defossilisierungsoptionen**
– Der mangelnde Stromnetzausbau führt zudem zu Leistungseinschränkungen und/oder der Verweigerung von Netzanschlüssen für neue Endanwendungen zur Defossilisierung. Dies bedeutet, dass die Optionen für grüne Endanwendungen für Industriekunden (z.B. Installation von Großwärmepumpen) und Privathaushalten (z.B. Installation von Wärmepumpen, Anschluss von Ladepunkten für E-Autos) ausgeschlossen oder limitiert werden. Das kann dazu führen, dass länger als erforderlich fossile Endanwendungen in Betrieb gehalten werden oder auf andere weniger effiziente klimaneutrale Optionen umgestiegen wird. Die Reduktion von Defossilisierungsoptionen lässt Wertschöpfung in das Ausland abfließen, da weiterhin fossile Energie (z.B. Gas und Öl) verwendet werden müssen, die größtenteils importiert werden müssen. Im Jahr 2023 wurden in Summe 18 Mrd. € an Brennstoffen und Energie importiert. Im Jahr 2021 und 2022 entfielen allein ca. 78 bzw. 82% der Importkosten auf Gas und Öl.¹⁵

Erreichung der Klimaziele in Österreich braucht starke Stromnetze – Key Findings

Österreich hat sich **ambitionierte Klimaziele bis 2040** gesetzt. Dabei kommt dem **Stromnetzausbau** eine **Schlüsselrolle bei der Umsetzung der Energiewende** durch die Integration einerseits von erneuerbarer Stromerzeugung und andererseits von defossilisierten Endanwendungen im Wärme- (z.B. Wärmepumpen) und Verkehrssektor (E-Mobilität) zu. Insgesamt sind dafür rund 53 Mrd.€ an Investitionen in die Netzinfrastruktur bis zum Jahr 2040 in Österreich erforderlich. Im Falle eines **nicht zeitgerechten Stromnetzausbaus** sind **negative volkswirtschaftliche Effekte** zu erwarten.

¹⁴ Frontier Economics und Austrian Institute of Technology (2022) – Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich, https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2022/Frontier_AIT-OE-Wert_der_Stromverteilnetze-Policy_Paper-Langfassung-28012022.pdf

¹⁵ Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2023) – Daten zur Entwicklung der Energiewirtschaft im Jahr 2022

2 Der Stromnetzausbau stellt eine Herausforderung für Netzbetreiber und Netznutzer dar

Der erforderliche Stromnetzausbau zur Erreichung der Klimaziele für Österreich stellt Netzbetreiber und Netznutzer gleichermaßen vor große Herausforderungen. Die Netzbetreiber müssen in relativ kurzer Zeit ein beispielloses Investitionsprogramm umsetzen, wofür bis 2030 und darüber hinaus erhebliche finanzielle Mittel mobilisiert werden müssen. Die Netznutzer ihrerseits werden dieses Investitionsprogramm, das aus gesamtwirtschaftlicher Sicht einen hohen Nutzen aufweist, über künftige Netzentgelte bezahlen müssen.

2.1 Investitions- und Finanzierungsbedarf der Netzbetreiber ist erheblich und es bestehen strukturelle Unterschiede zwischen Netzbetreibern

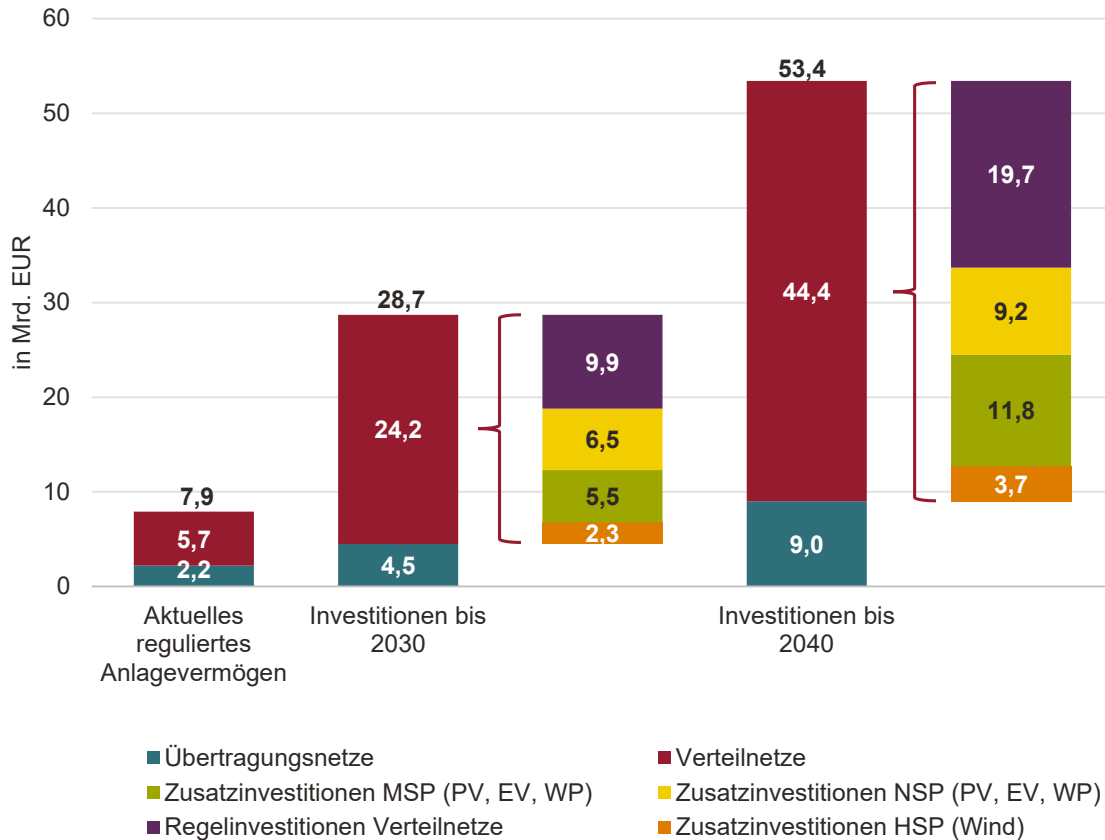
Auf die Stromnetzbetreiber in Österreich bis 2040 ein erheblicher Investitionsbedarf zu. Die Dimension und Aufteilung des Investitionsbedarfs wird in Abbildung 2 verdeutlicht. Die Stromverteilernetze müssen bis 2030 bzw. 2040 in Summe 24,2 Mrd.€ bzw. 44,4 Mrd.€ investieren, was einem Faktor 4 bzw. Faktor 8 im Vergleich zum aktuellen regulierten Anlagenvermögen aller Stromverteilernetze von 5,7 Mrd.€ entspricht. Im Stromübertragungsnetz besteht ein ähnliches Bild.

Aus Abbildung 2 ist ersichtlich, dass bis 2030 bzw. 2040 14,3 Mrd.€ bzw. 24,7 Mrd.€ des Investitionsbedarfs im Stromverteilernetz auf Zusatzinvestitionen, welche zur Integration von erneuerbarer Energieerzeugung sowie erneuerbaren Endanwendungen erforderlich sind, und der Rest auf Regelinvestitionen¹⁶ entfällt. Die Zusatzinvestitionen betreffen die Hoch-, Mittel- und Niederspannung und zeigen wie die Energiewende bis in die Haushalte vordringt. Die Niederspannungsnetze müssen ausgebaut werden, damit die Endkunden ihre Raumwärme durch Wärmepumpen, ihre Mobilität durch E-Autos defossilisieren sowie für die Integration von Aufdach-PV-Anlagen. Die Zusatzinvestitionen in der Mittel- und insbesondere Hochspannung sind stärker durch die Integration von Erneuerbaren Erzeugungslagen (z. B. Windparks, PV-Freiflächenanlagen) beeinflusst. Die Gründe für die Zusatzinvestitionen verdeutlichen, dass **abhängig von den konkreten regionalen Anforderungen aus der Energiewende Stromverteilernetzbetreiber unterschiedlich vom Stromnetzausbau betroffen** sein werden.¹⁷

¹⁶ Regelinvestitionen beinhalten in den verschiedenen Spannungsebenen Netzerweiterungen z.B. durch Siedlungserweiterungen, Netzrestrukturierungsmaßnahmen und Ersatzinvestitionen.

¹⁷ Dies gilt beispielsweise für die Integration von erneuerbarer Erzeugung aus Windanlagen als Grund für den Stromnetzausbau, der aufgrund der regional unterschiedlichen Potentiale Stromverteilernetzbetreiber in windreichen Regionen (z.B. Burgenland, östliches Niederösterreich) deutlich stärker betroffen wird. Gleichzeitig profitiert allerdings ganz Österreich vom Ausbau der erneuerbaren Energien durch einen dämpfenden Effekt auf die Strompreise.

Abbildung 2 Wert des aktuellen regulierten Anlagevermögens im Vergleich zu Regel (Ersatz)- und Zusatzinvestitionen für die Netzinfrastruktur bis 2030 und 2040



Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten von CEER für das aktuelle regulierte Anlagevermögen und APG für die Investitionen in Übertragungsnetze. Daten zu Investitionen in Verteilnetze stammen aus Schwalbe et al. (2024) - Aktualisierung der Netzberechnungen der Studie „Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“, verfügbar unter https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2024/AIT-OE-Wert_der_Stromverteilernetze_Update_2024-01_Abschlussbericht_v1.1_2024-01-22_clean_version.pdf

Hinweis: Investitionen für Übertragungsnetze betragen 9 Mrd. EUR bis 2034. Es wird angenommen, dass die Hälfte des Betrags bis 2030 anfällt. Regelinvestitionen beinhalten in den verschiedenen Spannungsebenen Netzerweiterungen z.B. durch Siedlungserweiterungen, Netzrestrukturierungsmaßnahmen und Ersatzinvestitionen

Der hohe Investitionsbedarf bedeutet, dass die jährlichen Investitionen der Stromnetzbetreiber in den kommenden Jahren systematisch über den laufenden Abschreibungen liegen werden und aktuell auch schon liegen. Beispielsweise standen bei der Austrian Power Grid für das Geschäftsjahr 2022 Abschreibungen von knapp 100 Mio.€ Investitionen von mehr als 380 Mio.€ gegenüber. Für die Stromverteilernetze sind insgesamt keine Daten zu den Abschreibungen öffentlich verfügbar. Bricht man allerdings die in Summe 24,2 Mrd.€ Investitionsbedarf bis zum Jahr 2030 auf jährliche Werte herunter, ergibt sich daraus ein jährlicher Investitionsbedarf von ca. 3,5 Mrd. €, der sich zu 1,4 Mrd. € auf Regel- und zu 2 Mrd.€ auf Zusatzinvestitionen verteilt. Geht man auf Basis des bestehenden regulierten Anlagevermögens von ca. 500 bis 600 Mio.€ Abschreibungen für die

Stromverteilernetzbetreiber aus, so verdeutlicht sich schon nur für die Regelinvestitionen ein hoher zusätzlicher Finanzierungsbedarf, der durch die erforderlichen Zusatzinvestitionen für den Netzausbau im Rahmen der Energiewende noch einmal erheblich ansteigt.

Dieser „Finanzierungsbedarf“ aufgrund der Vervielfachung der jährlichen Investitionen im Vergleich zu den Abschreibungen stellt Stromnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Eine Innenfinanzierung der Investitionen aus Abschreibungen und thesaurierten Gewinnen ist bei diesem Investitionsbedarf nicht mehr möglich. Die Netzbetreiber benötigen eine erhebliche Kapitalzufuhr sowohl aus Eigen- als auch aus Fremdkapital. Die Auffüllung der Finanzierungslücke durch Fremdkapital ist zwar grundsätzlich möglich. Ihr sind allerdings Grenzen gesetzt, da der Anstieg des Verschuldungsgrades sich negativ auf das Kreditrating¹⁸ und somit die Höhe der Fremdkapitalzinsen der Stromnetzbetreiber auswirkt. Zur Schließung der Finanzierungslücke ist somit auch zusätzliches Eigenkapital unumgänglich.

Die **Möglichkeiten zur Schließung der Finanzierungslücke kann sich für österreichische Stromnetzbetreiber** unterscheiden. Insbesondere kleinere und mittlere Stromnetzbetreiber können dabei sowohl bei der Eigenkapital- als auch Fremdkapitalbeschaffung auf Grenzen stoßen, wenn ihnen der nötige Zugang zu Kapitalmärkten aufgrund des spezifisch geringeren Kapitalbedarfs¹⁹ verschlossen ist. Wenn kommunale Eigentümer nicht ausreichend zusätzliches Eigenkapital aufgrund von knappen öffentlichen Kassen zur Verfügung stellen können, kann dadurch der Netzausbau ausgebremst werden.

2.2 Herausforderungen für Netznutzer bestehen im absoluten und regional differenzierten Anstieg der Netzentgelte

Unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen werden Investitionen in Stromnetze über Netzentgelte finanziert, welche im Wesentlichen durch **Endverbraucher (d.h. Industrie, Gewerbe, Haushalte) als Netznutzer** getragen werden.

Nach der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 2001 sanken die Netzentgelte für Endkunden deutlich und stabilisierten sich (real) auf relativ niedrigem Niveau seit 2016. Im Jahr 2024 verzeichneten Netzentgelte jedoch einen deutlichen Anstieg im Vergleich zu den Vorjahren: Im Vergleich zum Jahr 2023 erhöhten sich die Entgelte in Netzebene 7 im Jahr 2024 um etwa 11,25%, was für einen Musterkunden (Jahresstromverbrauch 3.500 kWh) einen Anstieg von 32 € über das Jahr entspricht. Für Musterkunden in der Netzebene 5

¹⁸ Zur Bestimmung des Kreditratings von regulierten Stromnetzbetreibern werden u.a. finanzielle Kennzahlen herangezogen, die sich auf die Nettoverschuldung der Unternehmen beziehen. Ein Anstieg der Nettoverschuldung wirkt sich somit negativ auf das Kreditrating aus und erhöht die Kosten für die Aufnahme von Fremdkapital. Als Beispiel für die Ratingmethodik für regulierte Netzbetreiber kann verwiesen werden auf: Moody's, Rating Methodology: Regulated Electric and Gas Networks, April 2022.

¹⁹ Dies kann dann der Fall sein, wenn der Kapitalbedarf zwar aus Netzbetreiber Sicht erheblich, allerdings aus Kapitalmarkt (bzw. aus Sicht von institutionellen Anlegern) zu gering ist.

(Jahresstromverbrauch 9.000 MWh) stiegen jährliche Netzentgelte um 23 TEUR im Vergleich zu 2023, bzw. 243 TEUR in der Netzebene 3 (Jahresstromverbrauch 195.000 MWh).²⁰

Der Anstieg der Netzinvestitionen, der u.a. den Anstieg der Netzentgelte von 2023 auf 2024 verursacht hat, entspricht allerdings nur einem Bruchteil der erforderlichen Netzinvestitionen, die in künftigen Jahren durch den nötigen Netzerhalt und -ausbau anfallen werden. Die Finanzierung der geschätzten 53 Mrd.€ an Investitionen in die Netzinfrastruktur bis zum Jahr 2040 wird künftig zu tendenziell weiter steigenden Netzentgelten führen. Konkrete Abschätzung dafür liegen für Österreich derzeit nicht vor. Eine grobe Überschlagsrechnung, d.h. wenn die Gesamtinvestitionen gleichmäßig auf den Verbrauch in Österreich aufgeteilt werden, ergibt in etwa eine Verdoppelung der Netzentgelte bis 2030, wobei der Anstieg durch einen erhöhten Stromverbrauch in Österreich im Jahr 2030 gedämpft wird²¹.

Der Anstieg kann regional allerdings noch höher ausfallen, abhängig davon in welcher Netzebene und Teilen von Österreich die Investitionen stattfinden und auf wie viele Netznutzer die zusätzlichen Netzinvestitionen aufgeteilt werden können:

- **Effekt auf Netzentgelt hängt von Investitionen je Netzebene ab:** Netzinvestitionen in der Niederspannungsebene werden beispielsweise nur auf die Netznutzer im betroffenen Netzgebiet des Netzbetreibers umgelegt. In Abbildung 2 wurde gezeigt, dass durch die Integration von Wärmepumpen, E-Mobilität und kleinen PV-Anlagen die Investitionen in der Niederspannungsebene deutlich zunehmen werden. In dem Fall werden diese Netzinvestitionen nur auf die Kunden in der Niederspannungsebene des relevanten Netzgebiets umgelegt. Abhängig von den regionalen Unterschieden diese Integrationsaufgabe können die spezifischen Netzkosten und als Folge die Netzentgelte regional deutlich stärker ansteigen bzw. auseinander laufen.
- **Regionale Unterschiede bei Treibern des Netzausbaus:** Netznutzer werden in bestimmten Regionen finanziell stärker belastet, in denen höhere Potenziale für erneuerbare Energien bestehen und somit die Netze in diesen Regionen stärker ausgebaut werden müssen. Die Erschließung des Windpotentials in Burgenland und Niederösterreich wird einen deutlich höheren Ausbau der Hochspannungsnetze erfordern als in Bundesländer mit wenig Windpotential.

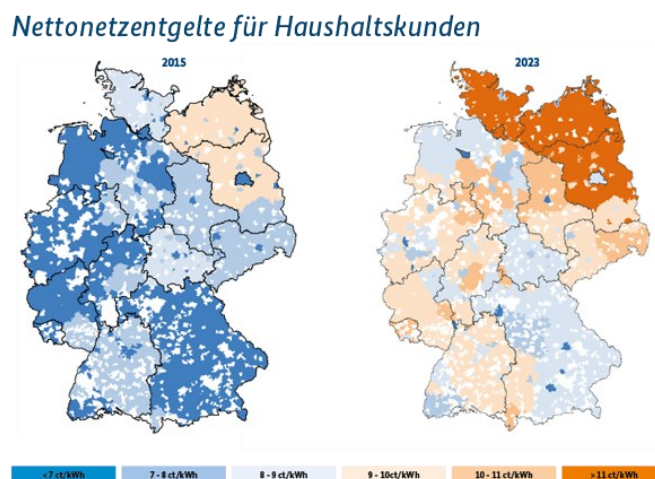
²⁰ Als Gründe für die Erhöhung der Netzentgelte führt E-Control den Anstieg der Netzinvestitionen, die Inflationsentwicklung sowie eine Reduktion der Abgabemenge an Endverbraucher an: E-Control (2024) – Tätigkeitsbericht 2024 Berichtsjahr 2023, <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-Taetigkeitsbericht-2024.pdf/b329c897-2d76-ec20-06f0-da32af01b68d?t=1710999548437>

²¹ Grundlage der Berechnung ist der Wert der Stromnetzkosten, welche den Netzentgelte 2024 zugrunde liegen. E-Control weist diese Kosten mit 2,5 Mrd.€ aus (E-Control, Tätigkeitsbericht 2024 – Berichtsjahr 2023, Seite 127, <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-Taetigkeitsbericht-2024.pdf/b329c897-2d76-ec20-06f0-da32af01b68d?t=1710999548437>). Für die Berechnung der Stromnetzkosten im Jahr 2030 wurde ein WACC von 6,33% verwendet, welcher für Neuinvestitionen für das Jahr 2024 gilt (E-Control, Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilerbetreiber 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028, S. 75, Oktober 2023, https://www.e-control.at/documents/1785851/0/02_Finale_Regulierungssystematik_5_RP.pdf/1f78a01a-6e27-a283-a631-0eb4e5e7e7b6?t=1699525605240). Zur Berechnung der Abschreibungen wurde für das Stromübertragungsnetz eine pauschale Abschreibungsdauer von 50 Jahren und für das Stromverteilernetz von 25 Jahren verwendet. Für den Stromverbrauch wurde gegenüber 2022 (57,4 TWh) ein Anstieg von 10% im Jahr 2030 (63,2 TWh) unterstellt.

- **Haushalte mit Eigenproduktion:** Eine erhöhte Anzahl von Haushalten mit Eigenproduktion bewirkt bei der aktuellen Tarifstruktur, dass Investitionen in den Netzausbau hauptsächlich auf Verbraucher ohne eigene Stromerzeugung umgelegt werden. Haushalte mit Eigenproduktion verzichten in der Regel nicht auf einen Netzanschluss, tragen jedoch einen geringeren Beitrag zu den Netzkosten bei, da sie weniger kWh aus dem Netz beziehen. Dies bewirkt einen zusätzlichen Verteilungseffekt innerhalb eines Netzgebiets zum Nachteil von Verbrauchern, die aufgrund von baulichen Voraussetzungen und komplexer rechtlicher Rahmenbedingungen, keine Möglichkeit für eine Eigenproduktion haben. Dieser Verteilungseffekt kann auch mit sozialen Implikationen verbunden sein.

Neben der allgemein steigenden Tendenz der Netzentgelte (und deren sozio-ökonomischen Implikationen) können systematische regionale Unterschiede eine negative Auswirkung auf die Akzeptanz für den Netzausbau bzw. den EE-Ausbau an sich haben. Dies ist kein theoretisches Problem, wie die aktuelle Diskussion in Deutschland zeigt. Dort haben sich Netzentgelte für die Verteilernetze in den letzten Jahren regional stark auseinanderentwickelt. Dabei betreffen höhere Netzentgelte insbesondere den Nordosten Deutschlands, wo zahlreiche Windkraft- und Freiflächen PV-Anlagen einen hohen Netzausbau induziert haben (siehe Abbildung 3). Diese regional ungleichen Belastung der Netznutzer haben die Rufe nach einer bundesweit solidarische Verteilung der Mehrkosten des Verteilernetzausbaus verstärkt.

Abbildung 3 Regionale Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland – 2015 und 2023



Quelle: Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/VerteilungNetzkosten/start.html

Der Netzausbau birgt somit im Zusammenhang mit Netznutzern zwei Herausforderungen, die beide mit der sozialen Akzeptanz des Netzausbaus bzw. der Energiewende an sich verknüpft sind: die **absolute Höhe bzw. der regional differenzierte Anstieg der Netzentgelte**.

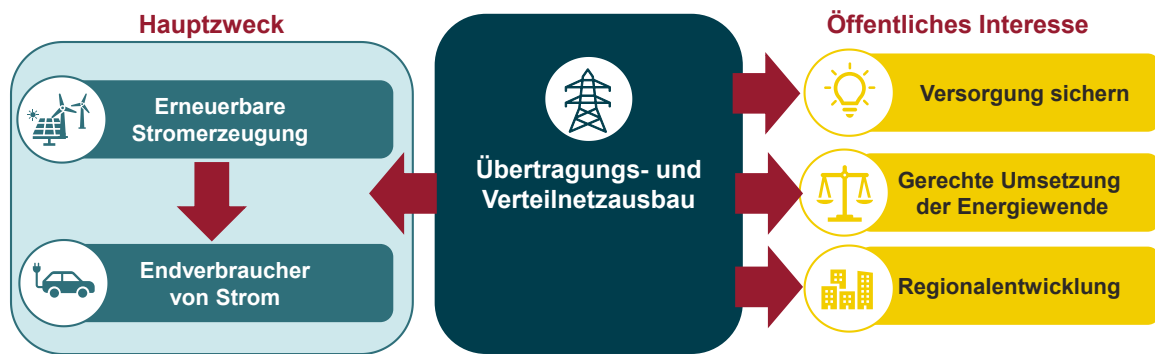
Netzausbau stellt eine Herausforderung für Netzbetreiber und Netznutzer – Key Findings

Der Stromnetzausbau ist mit Herausforderungen für Netzbetreiber sowie Netznutzern verbunden. **Netzbetreiber** müssen **bis 2040 einen erheblichen Investitionsbedarf von 53 Mrd.€** stemmen. Dieser Investitionsbedarf benötigt eine erhebliche Kapitalzufuhr sowohl aus Fremd- als auch Eigenkapital. Die Möglichkeiten der Kapitalzufuhr können für österreichische Stromnetzbetreiber unterschiedlich sein und insbesondere kleinere und mittlere Stromnetzbetreiber können dabei auf Grenzen stoßen. Der **mangelnde Kapitalzugang kann den Netzausbau ausbremsen**.

Die **Netznutzer** werden den Investitionsbedarf über **höhere Netzentgelte** tragen. Dabei können Netznutzer vom Anstieg der Netzentgelte **regional unterschiedlich** betroffen sein. Neben der allgemein steigenden Tendenz der Netzentgelte und den damit verbundenen sozio-ökonomischen Implikationen können sich systematisch regionale Unterschiede negativ auf die Akzeptanz für den Netzausbau bzw. die Energiewende an sich auswirken.

3 Mit dem Stromnetzausbau ist ein weiteres öffentliches Interesse verbunden

Abbildung 4 Stromnetzausbau und Rückwirkung auf öffentliches Interesse



Quelle: Frontier Economics

Inwieweit die Netzbetreiber und Netznutzer mit den Herausforderungen alleine gelassen werden sollen oder können, hängt eng mit weiteren durch den Stromnetzausbau induzierten Effekten zusammen. Mit dem Netzausbau sind nämlich unterschiedliche Aspekte des öffentlichen Interesses verbunden. Diese öffentlichen Interessen lassen sich in die Zieldimensionen der Energiewende einordnen, die das Klimaschutzministerium („BMK“) zum Erreichen der „Erneuerbare Energien für alle“ definiert hat²².

3.1 Netzausbau in der Zieldimension des Klimaschutzministeriums: „Versorgung sichern“

Der Ausbau von Stromnetzen ist ein wichtiger Bestandteil der **Versorgungssicherheit**. Der steigende Strombedarf, die Integration von Erneuerbaren Energien mit längeren Transportwegen und der Notwendigkeit von Speichermöglichkeiten stellen die Netze vor neue Herausforderungen. Neben der Aufrechterhaltung des derzeit hohen Niveaus an Versorgungssicherheit gilt es auch, diese nicht zu abhängig von Energieimporten zu machen. Dabei muss der Netzausbau mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien mithalten, um ein leistungsstarkes und ausfallsicheres Stromnetz beizubehalten. Von einem solchen Netz profitiert letztendlich die gesamte Gesellschaft – die verlässliche Versorgung mit Strom bildet nicht nur das Rückgrat für die zunehmend elektrifizierte Wirtschaft, sondern auch für den Alltag der Bevölkerung. Nicht zuletzt werden Übertragungs- und Verteilnetze von der Europäischen Union als **kritische Infrastruktur** angesehen, die einen „wesentlichen Dienst“, erbringt, ergo „einen Dienst, der für die Aufrechterhaltung wichtiger gesellschaftlicher

²² Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2023) – Bauplan für die Energiezukunft Österreichs. Maßnahmen und Aktivitäten des Klimaschutzministeriums für eine sichere, leistbare und erneuerbare Energieversorgung 2040, https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/energiewende/bauplan.html

Funktionen, wichtiger wirtschaftlicher Tätigkeiten, der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit oder der Erhaltung der Umwelt von entscheidender Bedeutung ist²³. Für Österreich bietet die Erweiterung der West-Austria-Gasleitung (WAG) ein **aktuelles Beispiel für den Einsatz von staatlichen Mitteln zur Sicherstellung von Investitionen in kritische Infrastrukturen im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit von Energie**.

Staatliche finanzielle Unterstützung für kritische Gasinfrastruktur

Die österreichische Bundesregierung stellt mindestens 70 Mio.€ für die **Erweiterung der West-Austria-Gasleitung (WAG)** im Rahmen des Projekts „WAG Loop 1“ bereit. Die WAG gilt als eine der wichtigsten Ferngasleitungen in Österreich und der Abschnitt zwischen Oberkappel und Bad Leonfelden soll um einen parallelen Leitungsstrang erweitert werden. Die Erweiterung der Importkapazitäten nach Deutschland ist ein wichtiger Baustein, um die Abhängigkeit von russischen Gasimporten zu reduzieren und die **Versorgungssicherheit für Österreich** sicherstellen. Perspektivisch soll diese Leitung auf Wasserstoff umgerüstet werden.

Gas Connect Austria (2024) – Zugesagte Förderung des WAG Loop 1, <https://www.gasconnect.at/aktuelles/news/detail/angekuenndigte-foerderung-des-wag-loop-1-ist-sehr-wichtiger-projektschritt-tarifeustrukturierung-weiterhin-wesentlich>,

Gas Connect Austria (2024) – WAG Loop, <https://www.gasconnect.at/aktuelles/projekte/wag-loop-1>

3.2 Netzausbau in der Zieldimension des Klimaschutzministeriums: „Gesellschaftlichen Mehrwert schaffen“ – Gerechte Umsetzung der Energiewende

Ein wesentliches Ziel der österreichischen Energiepolitik ist die sozialverträgliche Umsetzung der Energiewende. Die Frage nach einer „gerechten“ **Verteilung der Lasten der Energiewende**, ist dabei zentraler Punkt und soll die soziale Akzeptanz der Energiewende, die für deren Gelingen entscheidend ist, gewährleisten. „Gerechtigkeit“ kann in diesem Zusammenhang mehrere Dimensionen umfassen, beispielsweise:²⁴

- **Regionale Gerechtigkeit** – Während die Energiewende eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe ist und die hierfür nötigen Investitionen allen Österreichern gleichermaßen zugutekommen, können sich die daraus resultierenden Kosten aufgrund der regional unterschiedlichen Potenziale von erneuerbaren Energien nicht gleichmäßig auf alle Netznutzer verteilen.

²³ RICHTLINIE (EU) 2022/2557 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 14. Dezember 2022 über die Resilienz kritischer Einrichtungen und zur Aufhebung der Richtlinie 2008/114/EG des Rates (Text von Bedeutung für den EWR), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022L2557>

²⁴ Zusätzlich könnte noch die Frage nach der Verteilung der Netzkosten auf Eigenproduktion gestellt werden. Berücksichtigt man, dass die gesamte Gesellschaft vom Stromnetzausbau als Rückgrat der Energiewende profitiert, stellt sich darüber hinaus die Frage, inwieweit Bürger mit Eigenproduktion – mit oder ohne Netzanschluss – an den Netzkosten beteiligt werden können und sollen.

- **Intergenerationale Gerechtigkeit** – Der erforderliche Stromnetzausbau wird in relativ kurzer Zeit (bis 2030 bzw. 2040) realisiert. Vom Ausbau profitieren werden hingegen auch künftige Generationen, die das Netz während der gesamten technischen Lebensdauer in den nächsten 40 bis 50 Jahren nutzen werden und das auch teilweise für einen Zeitraum nach vollständiger Amortisation der Investitionskosten. Ein „gerechter“ Stromnetzausbau muss somit auch Überlegungen zur intergenerationalen Gerechtigkeit im Auge behalten. Bei der intergenerationalen Gerechtigkeit kann allerdings auch in die Vergangenheit geblickt werden, d.h. die aktuelle Generation profitiert teilweise auch noch von den Reserven des Stromnetzausbaus der vorherigen Generationen.

3.3 Stromnetzausbau in der Zieldimension des Klimaschutzministeriums: „Gesellschaftlichen Mehrwert schaffen“ – Regionalentwicklung

Der Stromnetzausbau schafft gesellschaftlichen Mehrwert, indem er zur **wirtschaftlichen Entwicklung der Regionen** beiträgt. Um die **Attraktivität des Wirtschaftsstandort Österreich zu erhalten bzw. zu steigern, ist eine zukunftsfähige Infrastruktur unerlässlich**. Dabei ist eine stabile und zuverlässige Versorgung mit erneuerbarem Strom eine essenzielle Voraussetzung für die Ansiedlung, bzw. den Erhalt, von Unternehmen. Zudem profitieren die Regionen auch durch Investitionen der Energiewirtschaft an sich: Eine Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie zeigt, dass jede investierte Million in der Energiewirtschaft (d.h. Stromerzeugung und -netze) fast 0,6 Millionen € an Wertschöpfung in Österreich schafft bzw. rund sechs Beschäftigungsverhältnisse sichert.²⁵ Im Zusammenhang mit Investitionen in das Übertragungsnetz schätzt die APG, dass bis zu 80% des wirksamen Anteils an den gesamten Investitionen im Inland verbleiben und somit zur Wertschöpfung der österreichischen Wirtschaft beitragen.²⁶ Die geplanten Investitionen der APG für den Zeitraum 2024-2033 in Höhe von 9 Mrd. € sind mit einer Bruttowertschöpfung in Österreich von 6,5 Mrd.€ und Fiskaleffekten aus Steuern und Abgaben von 2,8 Mrd.€ verbunden.²⁷ Von ähnlichen Effekten ist auch bei Investitionen in die Stromverteilernetze auszugehen.

In anderen Sektoren werden öffentliche Mittel mit der Zielsetzung der Regionalentwicklung und der Stärkung der regionalen Wirtschaftsstandorte eingesetzt. Hier kann auf die Förderung des flächendeckenden Breitbandausbaus verwiesen werden.

²⁵ Oesterreichs Energie (2023) – Der Ökonomische Fußabdruck der Elektrizitätswirtschaft Österreichs, <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/der-oekonomische-fussabdruck-der-elektrizitaetswirtschaft-oesterreichs>

²⁶ APG (2023) – Netzentwicklungsplan 2023 für das Übertragungsnetz von Austrian Power Grid AG (APG), https://pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-23545/APG_Netzentwicklungsplan_2023.pdf

²⁷ APG, Volkswirtschaftliche Effekte der Investitionen Netzentwicklungsplan 2024-2033, Pressegespräch von APG/Economica, 8. Mai 2024.

Beispiel für Regionalentwicklung: Förderung des Breitbandausbaus

Österreich verfolgt mit seiner Breitbandstrategie das Ziel, Österreich bis 2030 flächendeckend mit symmetrischen Gigabit-fähigen Zugangnetzen zu versorgen und Bürgern unabhängig von ihrem Wohnort Zugang zu schnellem und stabilem Internet zu ermöglichen. Die Bundesregierung will den Breitbandausbau beschleunigen und gleichzeitig Wohlstand, Arbeitsplätze und Lebensqualität langfristig sichern. Zudem soll der Ausbau zur Chancengleichheit zwischen Stadt und Land beitragen. Dabei hat insbesondere die 5G-Technologie, deren Grundlage Glasfasernetze sind, das Potenzial, für ländliche Standorte einen erheblichen Mehrwert zu schaffen. 5G wird für Anwendungen wie dem Internet der Dinge, der Verbreitung intelligenter Geräte, Cloud-Computing oder autonom fahrenden Fahrzeugen benötigt.

So wird geschätzt, dass in Österreich als "5G-Front-Runner" 35.000 Arbeitsplätze und ein BIP-Beitrag von 32 Mrd.€ bis 2030 geschaffen werden könnten.

Zur Förderung des Ausbaus hat die Bundesregierung 2,4 Mrd.€ als Fördergelder in Aussicht gestellt bzw. zum Teil bereits investiert. Von der Förderung profitieren sowohl Endanwender als auch Infrastruktur- bzw. Telekommunikationsbetriebe.

Bundesministerium der Finanzen - Start der zweiten Breitbandmilliarde mit 660 Mio. Euro Fördercall, https://www.bmf.gv.at/themen/telekommunikation-post_2/breitband/breitband-news/startzweitebreitbandmilliarde.html

Masterplan ländlicher Raum – Aufschwung für den ländlichen Raum, https://gemeindebund.at/website2020/wp-content/uploads/2020/07/masterplan-ansicht_14mb.pdf

Österreichischer Infrastrukturreport 2024 der Initiative Future Business Austria. Die Zukunft der österreichischen Infrastruktur Infrastruktur und Versorgungssicherheit, https://www.ffg.at/sites/default/files/allgemeine_downloads/recht_finanzt/Digitale%20Infrastrukturen_Breitband_und_5G.pdf

Mit dem Stromnetzausbau ist ein weiteres öffentliches Interesse verbunden – Key Findings

Mit dem **Stromnetzausbau sind unterschiedliche Aspekte des öffentlichen Interesses** verbunden. Diese öffentlichen Interessen lassen sich in die Zieldimensionen der Energiewende einordnen, die das Klimaschutzministerium zum Erreichen der „Erneuerbare Energien für alle“ definiert hat.

Der Ausbau von Stromnetzen ist wichtiger Bestandteil der **Versorgungssicherheit**. Der Stromnetzausbau soll regional und intergenerational **gerecht und sozialverträglich umgesetzt** werden. Der Netzausbau schafft gesellschaftlichen Mehrwert, indem er zur **wirtschaftlichen Entwicklung ländlicher Regionen** beiträgt. Um die **Attraktivität ländlicher Räume zu erhalten und zu steigern, ist eine zukunftsfähige Infrastruktur unerlässlich**.

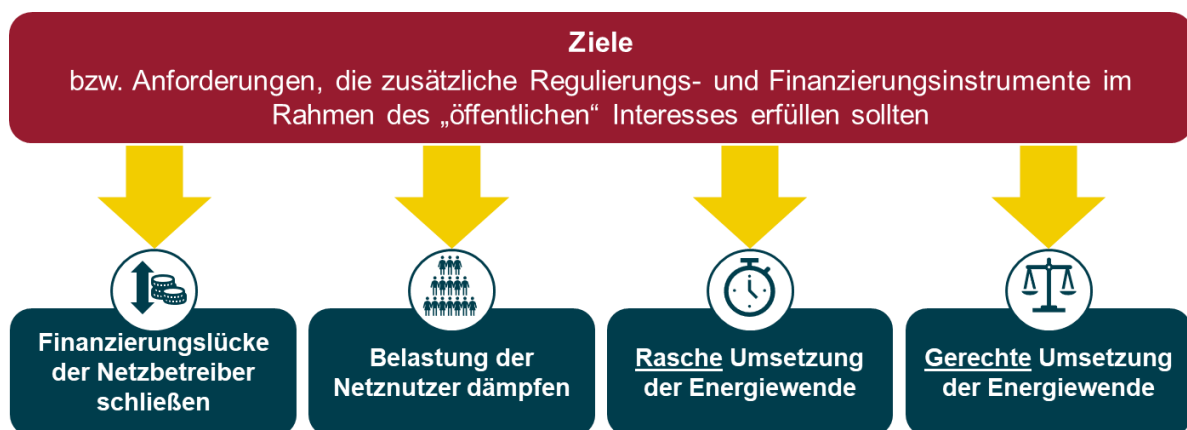
4 Ein Infrastrukturfonds Energie kann ein ergänzendes Instrument für den Stromnetzausbau sein

Der **Stromnetzausbau ist ein essenzieller Baustein der Energiewende** und ist noch mit einem **weiteren „öffentlichen Interesse“** verbunden. Die Umsetzung des Stromnetzausbaus sollte deshalb eine hohe Priorität eingeräumt werden. In diesem Abschnitt diskutieren wir die mögliche Rolle eines staatlichen Infrastrukturfonds Energie²⁸ als ein mögliches Instrument zur Unterstützung des Stromnetzausbaus (neben weiteren Maßnahmen, z.B. um privates Kapital „anzuziehen“). Der Infrastrukturfonds Energie wird dabei zunächst mit anderen Regulierungs- und Finanzierungsinstrumenten verglichen und im Anschluss werden die erforderlichen Bausteine und mögliche Ausgestaltungsoptionen eines solchen staatlichen Fonds diskutiert.

4.1 Zielsetzungen für Stromnetzausbau unter Inkludierung des „öffentlichen Interesses“

Aus Abschnitt 2 zu den Herausforderungen für Netzbetreiber und Netznutzer sowie Abschnitt 3 zum „öffentlichen Interesse“ lassen sich unterschiedliche Zielsetzungen im Zusammenhang mit dem Stromnetzausbau ableiten. Regulierungs- und Finanzierungsinstrumente im Zusammenhang mit dem Stromnetzausbau können nach folgenden Zielsetzungen eingeordnet werden:

Abbildung 5 Zielsetzungen im Zusammenhang mit dem Stromnetzausbau



Quelle: Frontier Economics

- **„Finanzierungslücke“ der Netzbetreiber schließen** – Instrumente adressieren den Finanzierungsbedarf bei Netzbetreibern und unterstützen dabei den Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze;

²⁸ In der Folge wird unter „Infrastrukturfonds Energie“ ein mit staatlichen Mitteln dotierter Fonds verstanden. Dies gilt auch dann wenn „Infrastrukturfonds Energie“ nicht explizit „staatlich“ davor gestellt wird.

- **Belastung der Netznutzer dämpfen** – Instrumente adressieren die Kostenbelastungen von Netznutzern und unterstützen dabei die soziale Akzeptanz für den Stromnetzausbau;
- **Rasche Umsetzung der Energiewende** – Instrumente stellen sicher, dass der Stromnetzausbau zeitnah erfolgt und die Versorgungssicherheit gewährleistet ist;
- **Gerechte Umsetzung der Energiewende** bezogen auf regionale Verteilung, intergenerationale Verteilung, Verteilung nach Kundengruppen – Instrumente stellen sicher, dass Wirkung des Stromnetzausbaus gerecht verteilt wird, sowohl in Bezug auf die regionale, die intergenerationale sowie die Verteilung nach Kundengruppen.

4.2 Infrastrukturfonds Energie im Vergleich zu anderen Regulierungs- und Finanzierungsinstrumenten

Die Herausforderungen mit dem Stromnetzausbau und der Energiewende sind in europäischen Ländern ähnlich und auch dort werden Optionen für einen raschen und sozial verträglichen Netzausbau diskutiert. Nachfolgend stellen wir neben dem Infrastrukturfonds Energie (nicht abschließend) andere Regulierungs- und Finanzierungsinstrumente im Zusammenhang mit dem Stromnetzausbau dar und evaluieren diese gegen die oben angeführten Zielsetzungen. **Dabei muss betont werden, dass sich diese Regulierungs- und Finanzierungsinstrumente nicht gegenseitig ausschließen müssen, sondern sich auch im Paket ergänzen können.**

Infrastrukturfonds Energie dotiert aus öffentlichen Mitteln – Finanzierungslücke schließen und Belastung für Netznutzer dämpfen

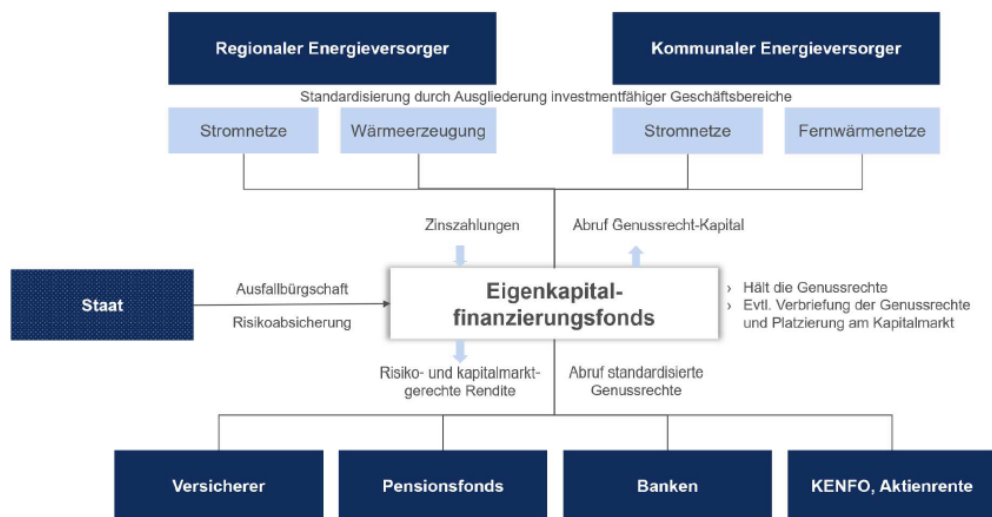
Ein Infrastrukturfonds Energie wird derart definiert, dass es sich hier um einen mit **öffentlichen Geldern dotierten Fonds** handelt, mit dem Ziel den Stromnetzausbau (teilweise) zu finanzieren. Dies kann durch verschiedene Finanzierungsprodukte erfolgen. Den Finanzierungsprodukten ist dabei gemein, dass sie zu günstigeren Finanzierungsbedingungen als äquivalente private Finanzierungsprodukte führen und dieser Vorteil an die Netznutzer weitergegeben wird. In Abschnitt 0 gehen wir auf Ausgestaltungsmöglichkeiten im Detail ein.

Energiewendefonds zur Mobilisierung von privatem Kapital mit staatlicher Unterstützung – Finanzierungslücke der Netzbetreiber schließen

In Deutschland wird aktuell die Etablierung von **Energiewendefonds zur Mobilisierung von privatem Kapital** für die Finanzierung der Energiewende inklusive des Stromnetzausbaus diskutiert. Durch diesen Fonds sollen die Barrieren für kleinere Energieversorger und Netzbetreiber für den Zugang sowohl für Eigen- als auch Fremdkapital reduziert werden. Der Aufbau des Fonds kann dabei durch staatliche Garantien oder Haftungsübernahmen erleichtert werden. **Das private Eigenkapital wird allerdings zum regulatorischen Eigenkapitalzinssatz und das Fremdkapital zu marktlichen Konditionen verzinst, wodurch sich keine unmittelbar günstigeren Finanzierungskosten im Vergleich zu den regulatorisch zugestandenem Finanzierungskosten ergeben.**

Ein Beispiel für eine mögliche Ausgestaltungsform eines solchen Fonds bietet der europäische Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen GEODE. In einem Positionspapier schlägt GEODE die Einrichtung eines Eigenkapitalfonds („Energiewendefonds“) vor, um Eigenkapitalbedarfe über einen vereinfachten Zugang zu privatem Kapital zu ermöglichen (siehe Abbildung 6). Der Fonds stellt dabei beispielsweise über standardisierte Genussrechte Mezzanine-Kapital von privaten und institutionellen Anlegern bereit. Der Staat übernimmt unter diesem Modell eine Ausfallbürgschaft und Risikoabsicherung. Die Aufsetzung und Verwaltung des Fonds könnte laut Vorschlag von GEODE die deutsche Entwicklungsbank KfW übernehmen.^{29 30}

Abbildung 6 Schematische Darstellung eines möglichen Eigenkapitalfonds (nach Vorschlag von GEODE)



Quelle: GEODE (2024) – Finanzielle Herausforderungen der Energiewende für kommunale und regionale Energieversorger – Kreative Lösungsansätze sind gefragt. Der Entwurf für einen Eigenkapitalfinanzierungsfonds für die Energiewende GEODE-Finanzierungspapier 3.0, <https://www.geode-eu.org/wp-content/uploads/2024/03/GEODE-Finanzierungspapier-kommunaler-Energieversorger-3.0.pdf>

Grundsätzlich sind solche Fonds ein wichtiger Baustein zur Finanzierung des Stromnetzausbaus (und anderer Investitionen für die Energiewende), indem **privates Kapital**

²⁹ GEODE (2024) – Finanzielle Herausforderungen der Energiewende für kommunale und regionale Energieversorger – Kreative Lösungsansätze sind gefragt. Der Entwurf für einen Eigenkapitalfinanzierungsfonds für die Energiewende GEODE-Finanzierungspapier 3.0, <https://www.geode-eu.org/wp-content/uploads/2024/03/GEODE-Finanzierungspapier-kommunaler-Energieversorger-3.0.pdf>

³⁰ Ein weiteres Beispiel ist der Energiewendefonds, den der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), zusammen mit dem Verband kommunaler Unternehmer (VKU) vorschlägt. In einem Positionspapier skizzieren sie eine mögliche Ausgestaltungsvariante, in der Energieunternehmen ihre Projektanträge über eine Bündelungsplattform Investoren zum Kauf anbieten. Sobald die eingesammelte Summe einen bestimmten kritischen Betrag überschreitet, füllt die öffentliche Hand (Bund oder Länder) die Investitionen auf (z.B. um ein weiteres Drittel). Der staatliche Beitrag fließt dann als stille Kapitalanlage an den Antragsteller. Beide, staatliche und private Anleger, sind bis zum Ende der Laufzeit des Fonds (und dessen Zurückzahlung) gewinnbeteiligt. Siehe Deloitte im Auftrag von BDEW und VKU (2023) – Kapital für die Energiewende. Positionspapier, https://www.bdew.de/media/documents/Bdew-Vku-Deloitte-Kapital-fuer-die-Energiewende_ZtGblNH.pdf

mobilisiert und **dadurch erst für den Stromnetzausbau zugänglich gemacht** wird. Durch staatliche Garantien können zusätzliche Sicherheit für Investoren gewährt werden. Solche privaten Fonds sind jedoch primär als Finanzierungsinstrumente gedacht und zielen nicht vorrangig auf die Dämpfung der Belastung der Netznutzer. Der Vorteil liegt allerdings darin, dass mit relativ geringem staatlichen Einsatz (z.B. Haftungsübernahmen) eine hohe Hebelwirkung für privates Kapital ausgelöst werden kann und dadurch der Stromnetzausbau in seine positiven volkswirtschaftlichen Effekte induziert wird.

„Deep connection charge“ Netzanschlussentgelt – Finanzierungslücke schließen

Durch das Netzanschlussentgelt werden die durch einen Netzanschluss verursachten Kosten von Netznutzern getragen, wobei hier unterschieden werden kann, wieviel der verursachten Kosten erfasst werden. Bei den sogenannten **„Deep connection charges“** werden **sämtliche durch den Netzanschluss verursachte Zusatzkosten**, also neben den unmittelbar durch den Netzanschluss verursachten Kosten auch die Kosten für eine Verstärkung von vorgelagerten Netzen erfasst. Für den Netzbetreiber erschließt sich durch eine „Deep connection charge“ eine zusätzliche Finanzierungsquelle für den Stromnetzausbau. Der Vorteil für die restlichen Netznutzer besteht darin, dass der Investitionskostenbeitrag ein zinslos zur Verfügung gestelltes Kapital darstellt, für das keine Kapitalkosten (Abschreibungen und Finanzierungskosten) anfallen. Dadurch werden die Netzkosten reduziert. Eine „Deep connection charge“ kann allerdings für einen Antragswerber eines Netzanschlusses zu einer erheblichen Kostenbelastung führen, was sich beispielsweise negativ auf die Wirtschaftlichkeit für Erzeuger von Erneuerbaren Energien auswirken und auf diesem Wege die Energiewende ausbremsen kann. Die genaue Ermittlung von sachgerechten „Deep connection charges“ stellt in einem stark vermaschten Netz zudem eine sehr komplexe Aufgabe dar (z.B. auch sehr komplex mit Blick auf die Frage der Reihenfolge der Netzanschlussbegehren oder auch Kostentragung bei zeitlich unterschiedlichen Netzüberlastungen).

Verlängerung der Abschreibungsdauer – intergenerationale Gerechtigkeit

Durch eine **Verlängerung der Abschreibungsdauer** kann berücksichtigt werden, dass **spätere Generationen vom Netz** und von der Erreichung der Klimaziele **profitieren**. Die Verlängerung der Abschreibungsdauer verteilt die Netzinvestitionskosten auf mehr Jahre, wodurch die jährliche Belastung der Netzkunden und somit die jährlichen Netzentgelte in der Mittelfrist sinken. Dieser Effekt würde dadurch verstärkt, dass Netzinvestitionen „am langen Ende“ im Zuge der zunehmenden Elektrifizierung auf eine höhere Stromnachfrage verteilt werden können. Der Nachteil einer Verlängerung der Abschreibungsdauer ist allerdings, dass dadurch die finanziellen Mittel aus der Innenfinanzierung³¹ sinken und zur Finanzierung des

³¹ Die Innenfinanzierung könnten folglich durch eine Verkürzung der Abschreibungsdauern erreicht werden. Bei Stromverteilernetzbetreiber sind die Abschreibungsdauern in Österreich im Vergleich zur technischen Nutzungsdauer schon sehr gering, weshalb eine weitere Verkürzung aus Gründen der intergenerationalen Gerechtigkeit als nicht sinnvoll erscheint.

erforderlichen Netzinvestitionsbedarfs ein höherer Kapitalzufluss sowohl aus Eigen- als auch Fremdkapital erforderlich ist.

Amortisationskonto für Stromnetzentgelte – intergenerationale Gerechtigkeit

In Deutschland prüft die Bundesregierung die Einführung eines **Amortisationskontos**, um den Anstieg der Netzentgelte für Stromnetznutzer zu bremsen. Details zu einem möglichen Konzept für Stromnetze sind nicht bekannt, jedoch könnte ein solches Konto wie das geplante Amortisationskonto für den Hochlauf des Wasserstoff-Kernnetzes³² in Deutschland funktionieren.³³ Durch ein Amortisationskonto würden die Kosten für den Stromnetzausbau über einen längeren Zeitraum gestreckt und somit gleichmäßiger auf die Generationen von Netznutzern verteilt. Die Sinnhaftigkeit eines Amortisationskontos für Stromnetze ist allerdings zu hinterfragen, denn zum einen adressiert es nicht die Finanzierungslücke der Netzbetreiber und zum anderen lässt sich das Amortisationskonto für das Wasserstoff-Kernnetz von der Zielsetzung nicht auf das Stromnetz übertragen (es ist z.B. keine Unterstützung für den Hochlauf der Stromwirtschaft analog zur H₂-Wirtschaft erforderlich).

Regionaler Ausgleich von Belastungen – regionale Gerechtigkeit

Eine mögliche Option für die **regionale Gerechtigkeit** könnte eine **bundesweite Harmonisierung der Netzentgelte bzw. ein regionaler Lastenausgleich** sein. In Deutschland sind etwa die Netzentgelte für Übertragungsnetze seit dem Jahr 2023 bundesweit einheitlich und es wurde von der Bundesnetzagentur kürzlich ein Vorschlag veröffentlicht, wie auch die regionalen Mehrkosten des Stromverteilernetzausbaus bundesweit solidarisch auf Netznutzer verteilt werden könnten.³⁴ Durch eine bundesweite Angleichung der Netzentgelte würden zwar regionale Unterschiede („Ungerechtigkeiten“) aus

³² Beim H₂-Amortisationskonto soll in einer ersten Phase der Staat die Differenz zwischen dem für die Finanzierung des Netzausbaus nötigen Netzentgelt und einem regulatorisch festgelegten, niedrigerem Netzentgelt ausgleichen. Dadurch werden Investitionen in den H₂-Netzausbau rentabel, während Netznutzer vor zu hohen Netzentgelten geschützt werden. In einer zweiten Phase sollen die entstandenen Zahlungsverpflichtungen der Netzbetreiber gegenüber dem Staat über höhere Netzentgelte abbezahlt werden, wobei ein Ausgleich des Kontos bis spätestens 2055 Wasserstoff-Amortisationskontos vorgesehen ist (EWI (2024) – Grüne Transformation braucht Investitionen. Herausforderungen beim Wasserstoffnetz. EWI Impulspapier im Auftrag der Open Grid Europe GmbH, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/240306_EWI-Impulspapier_Gruene_Transformation_braucht_Investitionen.pdf)

³³ Handelsblatt (2024) – Habeck will Strompreis stabilisieren und Kosten für Netzausbau zeitlich strecken, 20. März 2024, <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energie-habeck-will-strompreise-stabilisieren-und-kosten-fuer-netzausbau-zeitlich-strecken/100026046.html>

³⁴ In dem vorgeschlagenen dreistufigen Modell wird zunächst die Höhe einer potenziellen Mehrbelastung von Netzbetreibern ermittelt. Grundlage für die Berechnung wäre der Vergleich einer sog. Erneuerbaren-Energien-Kennzahl (EKZ), basierend auf dem Verhältnis der installierten EE-Leistung und der Jahreshöchstlast, mit einem von der BNetzA bestimmten Schwellenwert. In einem nächsten Schritt wird diese Mehrbelastung bundesweit verteilt, wodurch die Netzentgelte in den von der Mehrbelastung betroffenen Regionen gesenkt würden. Im letzten Schritt erhalten Netzbetreiber einen finanziellen Ausgleich für die Mehrbelastung. Laut Schätzungen der BNetzA wären mit diesem Mechanismus 2023 rund 1,55 Mrd.€ umverteilt worden. Die BNetzA plant, eine Festlegung zur sachgerechten Verteilung der Mehrkosten im dritten Quartal 2024 zu erlassen. Diese tritt frühestens zum 1. Januar 2025 in Kraft. Siehe Eckpunkte für eine Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 g) und h) EnWG-E zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/VerteilungNetzkosten/eckpunkte_papier_verteilungnetzkosten.pdf?blob=publicationFile&v=5

der Belastung durch Netzinvestitionen abgeschafft bzw. nivelliert, was zur sozialen Akzeptanz als gesamtgesellschaftliche Aufgabe beitragen könnte. Allerdings stellt die Harmonisierung der Netzentgelte lediglich ein Instrument zur Verteilung der Netzkosten zwischen regionalen Netzkunden dar und adressiert nicht die Schließung der Finanzierungslücke.

G-Komponente – Verteilung zwischen Kundengruppen

Als Reformoption für die Netzentgeltsystematik wird zudem immer wieder die **Einführung einer sogenannten Erzeugerkomponente („G-Komponente“)** ins Spiel gebracht. Dabei werden alle Einspeiser an den Kosten der Netzinfrastruktur durch Netzentgelte beteiligt. Eine G-Komponente weist jedoch einige Nachteile auf. Im europäischen Kontext stellt sie eine Wettbewerbsverzerrung dar, wenn sie nur in einem Land besteht. Die höhere Kostenbelastung der Erzeuger im internationalen Wettbewerb wirkt sich negativ auf ein Ausbau von Erzeugungskapazitäten aus und steht dadurch im Widerspruch zu nationalen erneuerbare Energie Ausbauzielen. Solange wichtige Auslandsmärkte für Österreich, wie z.B. Deutschland, keine G-Komponente haben, ist von einer Einführung in Österreich abzusehen.³⁵

Sozialpolitik – Zuschüsse zu Netzentgelten für schutzbedürftige Haushalte

Um einkommensschwache Haushalte vor ansteigenden Netzkosten zu entlasten, kämen auch noch **sozialpolitische Instrumente** infrage. Hier kann beispielsweise die Verlängerung des Netzkostenzuschusses für bestimmte Einkommensgruppen angeführt werden. Im Rahmen der Energiekrise gewährt Österreich einkommensschwachen Haushalten noch bis Ende Juni 2024 einen solchen Zuschuss. Dieser beträgt 75% der vom Netzbetreiber zu verrechnenden Systemnutzungsentgelte, gedeckelt bei 200 EUR. Anspruch darauf haben Haushalte, die von der Rundfunkgebühr und Förderbeiträgen für Erneuerbare Energien befreit sind.³⁶

Ein Netzkostenzuschuss wäre eine zielgerichtete Maßnahme, um bedürftige Haushalte angesichts steigender Netzentgelte vor Energiearmut zu schützen. Jedoch trägt eine solche Maßnahme nicht zu den weiteren Zieldimensionen wie Finanzierbarkeit, Versorgungssicherheit, intergenerationaler Gerechtigkeit und regionaler Gerechtigkeit bei (siehe Abbildung 7).





³⁵ Es kann grundsätzlich auch die entlastende Wirkung einer G-Komponente auf Endverbraucher geringer ausfallen, als ursprünglich vorgesehen. Zwar kann eine G-Komponente die Netzentgelte an sich senken, jedoch werden Erzeuger versuchen die Kosten (teilweise) über Strompreise an die Endverbraucher weiter zu geben, wodurch die entlastende Wirkung verringert wird.

³⁶ Finanz.at - Strompreisbremse und Netzkostenzuschuss, [https://www.finanz.at/zuschuesse/strompreisbremse/#:~:text=Der%20Stromkostenzuschuss%20\(auch%20Strompreisbremse%20genannt.mit%2030%20Cent%20pro%20Kilowattstunde.\)](https://www.finanz.at/zuschuesse/strompreisbremse/#:~:text=Der%20Stromkostenzuschuss%20(auch%20Strompreisbremse%20genannt.mit%2030%20Cent%20pro%20Kilowattstunde.))

Bewertung der Finanzierungs- und Regulierungsinstrumenten – Nicht in Kategorie „entweder oder“ sondern „sowohl als auch“ denken

Ein Vergleich der Stärken und Schwächen der oben beschriebenen Instrumente zeigt, dass ein staatlicher Infrastrukturfonds Energie einen Beitrag zur Erreichung von drei der vier Ziele leisten kann (Abbildung 7). Somit bestehen gute Gründe dafür, sich nähere Gedanken zu einer möglichen Ausgestaltung eines solchen Infrastrukturfonds Energie zu machen.

Abbildung 7 Finanzierungs- und Regulierungsinstrumente im Vergleich

Optionen	Ziele			
	 Finanzierungslücke der Netzbetreiber schließen	 Belastung der Netznutzer dämpfen	 Rasche Umsetzung der Energiewende	 Gerechte Umsetzung der Energiewende
Staatlicher Infrastrukturfonds Energie	✓	✓	✓	?
Infrastrukturfonds mit privatem Kapital	✓	✗	✓	?
„Deep connection charge“	?	✗	?	✗
Abschreibungsdauern verlängern	✗	✓	✗	✓
Amortisationskonto	✗	✓	?	✓
Regionale Harmonisierung der Netzentgelte	✗	✗	✗	✓
G-Komponente	✗	?	✗	✓
Zuschuss für Netzentgelte	✗	✓	✗	?

Zielerfüllung: ✓ Ja ? Fraglich ✗ Nein

Quelle: Frontier Economics

Gleichzeitig zeigt sich, dass auch andere Regulierungs- und Finanzierungsinstrumente einen wertvollen Beitrag zur Zielerreichung leisten können, ohne dass dafür öffentliche Gelder zur Verfügung gestellt werden müssen. Beispielsweise kann durch die Mobilisierung von privatem Kapital die Finanzierungslücke der Netzbetreiber geschlossen werden und dadurch die rasche Umsetzung unterstützt werden. Eine Verlängerung der Abschreibungsdauern kann die jährliche Belastung der Netznutzer dämpfen und eine gerechte Umsetzung der Energiewende über Generationen herstellen. Die **Verteilung der Vor- und Nachteile der Regulierungs- und Finanzierungsinstrumente** sind teilweise untereinander komplementär, wodurch sich durch ein **Paket von mehreren Instrumenten die Ziele gesamthaft erreichen** lassen können.

Die **Umsetzung eines Infrastrukturfonds Energie** sollte im Zusammenhang mit anderen Regulierungs- und Finanzierungsinstrumenten deshalb nicht als „entweder oder“ sondern als **Teil eines Paketes im Sinne von „sowohl als auch“** gedacht werden. Dadurch kann die **Hebelwirkung beim Einsatz von öffentlichen Mitteln deutlich erhöht** werden.

4.3 Infrastrukturfonds Energie in Österreich für Stromnetze

Öffentliche Gelder für Infrastruktur sind nichts Neues

Der Ausbau von Infrastrukturen ist mit hohen Investitionen und gleichzeitig langen Amortisationsdauern verbunden. Das öffentliche Interesse an dieser Infrastruktur bedingt, dass sowohl in Österreich als auch in Europa die öffentliche Hand den Ausbau von Infrastrukturen unterstützt. Öffentliche Gelder für Infrastrukturprojekte sind somit nichts Neues. In Österreich unterstützt und finanziert der Staat beispielsweise den Ausbau und Erhalt der Autobahnen und Schnellstraßen und das Schienennetz der ÖBB:

- **Autobahnen und Schnellstraßen** – Die Autobahnen- und Schnellstraßen-Finanzierungs-Aktiengesellschaft (ASFINAG), deren Aktien zu 100% der Republik Österreich gehören, baut, plant und betreibt die österreichischen Autobahnen und Schnellstraßen.³⁷ Die ASFINAG finanziert sich durch Einnahmen aus dem Verkauf der Vignette, der LKW-Maut und Sondermautstrecken. Die ASFINAG bezieht keine finanziellen Zuschüsse vom Bund. Der Finanzierungsbedarf lag 2024 bei 900 Mio.€ Euro im Jahr.³⁸ Allerdings übernimmt der Bund für einzelne Finanzierungstransaktionen eine gesonderte Haftung. Der Rahmen für die Haftung wird jährlich im Bundesfinanzgesetz festgelegt. Im Jahr 2023 entsprach das 0,5 Mrd.€ an Kapital und 0,5 Mrd.€ an Zinsen und Spesen, für das Jahr 2024 werden Haftungen in Höhe von 1,4 Mrd.€ jeweils an Kapital und Zinsen/Spesen benötigt. Ende 2023 beläuft sich der Stand vom Bund übernommenen Haftungen auf 8,1 Mrd.€.³⁹
- **Schienennetz** – Das Schienennetz der ÖBB wird derzeit über vier Komponenten finanziert: (i) zu 25% über die Infrastrukturnetzentgelte, (ii) zu 8% durch Mieterlöse, (iii) zu 7% durch Energielieferungen und (iv) zu 51% durch den Beitrag des Bundes gem. Eisenbahngesetz. Der Betrieb und Ausbau kosten mehr als man über die Benutzungsentgelte der Züge einnehmen kann. Die Bundesregierung sieht das Schienennetz als wertvolle Infrastruktur für Generationen und als profitabel für die Wirtschaft in ganz Österreich, da die ÖBB u.a. wiederum Klein- und Mittelbetriebe im Zuge von Projekten beauftragt und somit ein Teil der Investitionen als Steuereinnahmen an den Staat zurückfließt.⁴⁰ Die Bundesregierung bezuschusst die ÖBB-Infrastruktur mit durchschnittlich 2,5 Mrd.€ im Jahr. Zusätzlich ist es die Aufgabe vom Bund die Liquidität

³⁷ ASFINAG, <https://www.asfinag.at/ueber-uns/>

³⁸ ASFINAG (2024) – Investor Relations, https://www.asfinag.at/media/yc2fsbto/asfinag-kurzzusammenfassung_202402_de.pdf, Nauschnigg, Franz (2015) – Die österreichische Infrastrukturgesellschaft ASFINAG als verkehrspolitisches Modell. Wirtschaftsdienst 95.5 (2015): 342-346, <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2015/heft/5/beitrag/die-oesterreichische-infrastrukturgesellschaft-asfinag-als-verkehrspolitisches-modell.html#:~:text=Die%20ASFINAG%20finanziert%20sich%20durch,des%20Stra%C3%9Fennetzes%20in%20%C3%96sterreich%20investiert>

³⁹ Bundesministerium für Finanzen (2023) – Infrastrukturbeilage, [Infrastrukturbeilage 2024 \(bmf.gv.at\)](https://www.bmf.gv.at/infrastructure/infrastructure-beilage-2024)

⁴⁰ ÖBB – So finanziert sich die Bahninfrastruktur, <https://infrastruktur.oebb.at/de/informationen-und-mehr/bahn-erleben/zuegig-erklaert/finanzierung-der-oebb>

der ÖBB-Infrastruktur AG sicherzustellen. Ähnlich wie bei der ASFINAG übernimmt der Bund für die ÖBB-Infrastruktur AG eine gesonderte Haftung, die sich Ende 2022 bei insgesamt ca. 8,8 Mrd.€ belaufen. Seit Oktober 2016 nimmt die Österreichische Bundesfinanzagentur (OeBFA) die erforderlichen Finanzmittel für die ÖBB AG am Kapitalmarkt auf.⁴¹

Auch auf europäischer und internationaler Ebene gibt es verschiedene Instrumente, die den Ausbau von Infrastruktur finanziell unterstützen:

- **Connecting Europe Facility (CEF)** – Die EU implementierte die CEF als Finanzierungsinstrument für verschiedene Sektoren, u.a. für Energie und Transport. Für die Periode von 2021 bis 2027 stellt sie 5,84 Mrd.€ im Rahmen des CEF Energy für private und öffentliche Einrichtungen bereit, mit dem Ziel die Energiewende durch Zuschüsse zu unterstützen. Der Schwerpunkt liegt auf grenzüberschreitenden Projekten für erneuerbare Energien, der Interoperabilität der Netze und einer besseren Integration des Energiebinnenmarktes.⁴²
- **European Investment Bank (EIB)** – Die European Investment Bank hat als öffentliche Bank die Aufgabe sich um Investitionsbereiche zu kümmern, in denen die Märkte nicht, - d.h. entweder gar nicht, nicht schnell genug oder nicht im gleichen Maße - in die Infrastruktur investieren, die benötigt wird, um die Anforderungen der Gesellschaft zu erfüllen. Für eine Förderung bzw. einen Kredit der EIB für Stromübertragungs- und Verteilernetze müssen technische Anforderungen und eine wirtschaftliche Bewertung erfüllt sein. Das Unternehmen muss beispielsweise ausreichende quantitative Informationen vorlegen, damit die Auswirkungen u.a. auf die Erzeugungskosten, Netzverluste, angeschlossene Erneuerbare-Energien-Leistung sowie Einspeisemanagement für Wind- und PV-Anlagen. Zusätzlich muss das Projekt eine Mindestgröße haben (mindestens 25 Mio.€), damit Mittel der EIB abgerufen werden können.⁴³
- **European Long Term Investment Fund (ELTIF)** – Auf der EU Ebene versuchte die Politik in 2015 institutionelles und privates Kapital für Infrastrukturprojekte zu mobilisieren. Die EU führte hierfür die Fondskategorie ELTIF ein, diese setzte sich aber wegen unpraktikabler Vertriebsregeln zunächst nicht durch. Eine Reform, ELTIF 2.0, ist Anfang 2024 in Kraft getreten und umfasst flexiblere Anlagemöglichkeiten und den Abbau von Vertriebshindernissen.

⁴¹ Besteht bei einzelnen Investitionen bei Dritten (z.B. Länder, Gemeinden) ein besonderes Interesse an der Errichtung von Schieneninfrastruktur, dann können Kostenbeiträge an die ÖBB entrichtet werden. Ein Beispiel hierfür ist die Errichtung des Brenner-Basistunnel, der von der EU bezuschusst und querfinanziert wird (Bundesministerium für Finanzen (2023) – Infrastrukturbeilage, [Infrastrukturbeilage 2024 \(bmf.gv.at\)](#))

⁴² EU (2024) – About the Connecting Europe Facility, https://cinea.ec.europa.eu/programmes/connecting-europe-facility/about-connecting-europe-facility_en#cef-energy

⁴³ Europäische Investmentbank (2023) – Finanzierungspolitik der EIB im Energiesektor, <https://www.eib.org/de/publications/20230164-eib-energy-lending-policy>

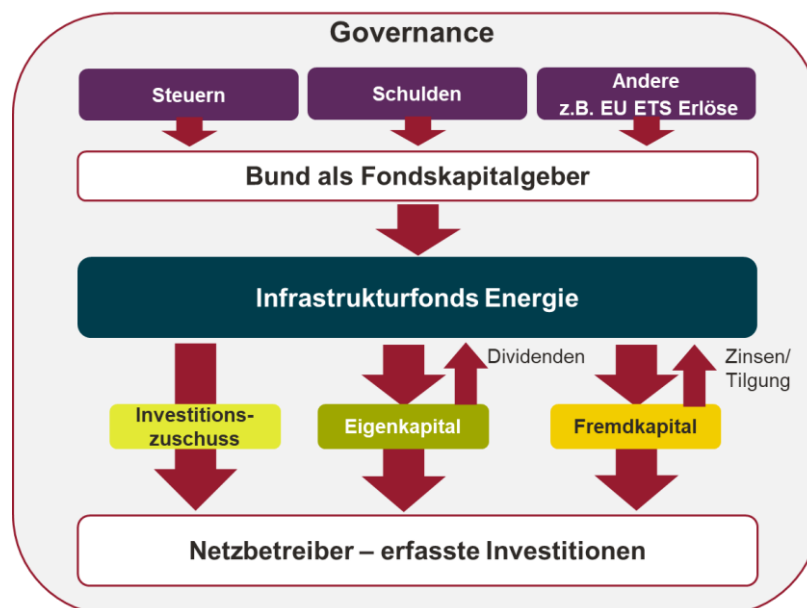
- **Green Investment Bank (GIB)** – Eine Green Investment Bank ist eine öffentliche Einrichtung, die speziell zur Erleichterung privater Investitionen in nationale kohlenstoffarme und klimaresistente (LCR) Infrastruktur gegründet wurde.⁴⁴

Infrastrukturfonds Energie – Was sind dessen Bausteine?

Abbildung 8 skizziert einen möglichen Infrastrukturfonds Energie und seine verschiedenen „Bausteine“. Für die Ausgestaltung der einzelnen Bausteine, und somit des Fonds als Ganzem, stellen sich folgende Fragen:

- **Welche Investitionen** werden durch den Infrastrukturfonds Energie **erfasst**?
- **Welche Finanzierungsinstrumente** können durch einen Infrastrukturfonds Energie angeboten werden?
- Wie sind die **Anspruchsvoraussetzungen** auf finanzielle Mittel aus dem Infrastrukturfonds Energie gestaltet?
- Wie wird der **Infrastrukturfonds Energie finanziert**?
- Wie ist die „**Governance**“ des Infrastrukturfonds Energie ausgestaltet?

Abbildung 8 Infrastrukturfonds Energie - Bausteine



Quelle: Frontier Economics

Baustein – Erfasste Investitionen

Grundsätzlich ist zu klären, welche **Arten von Netzinvestitionen** durch den Infrastrukturfonds Energie erfasst werden sollen. Dabei kämen sowohl Zusatzinvestitionen als auch

⁴⁴ OECD (2015) – Green Investment Banks, <https://www.oecd.org/environment/cc/Green-Investment-Banks-POLICY-PERSPECTIVES-web.pdf>

Regelinvestitionen in Übertragungs- und Verteilnetze infrage. Das „öffentliche Interesse“ des Stromnetzausbaus als Rückgrat der Energiewende begründet im Wesentlichen die staatliche Unterstützung von Zusatzinvestitionen. Es spricht somit einiges dafür, den Fokus auf **Zusatzinvestitionen, im Zusammenhang mit der Energiewende** zu legen.⁴⁵ Durch die Beschränkung auf die Zusatzinvestitionen kann auch die Höhe der Dotierung des Infrastrukturfonds Energie begrenzt werden.

Baustein – Finanzierungsinstrumente

Einleitend stellen wir fest, dass die Alternative (bzw. Ergänzung) zu einem staatlichen Infrastrukturfonds Energie die Vorschläge für Energiewendefonds in Deutschland sind, wodurch privates Kapital (Eigen- und Fremdkapital) mobilisiert und in Stückelungen, welche für alle (auch kleinere) Netzbetreiber zugänglich sind, verfügbar gemacht wird. Im Unterschied dazu werden bei einem staatlichen Energieinfrastrukturfonds öffentliche (anstatt privater) Mittel verwendet. Dies ist nur dann sinnvoll, wenn durch die direkte **Verwendung von öffentlichen Mittel geringere Finanzierungskosten für Netzbetreiber**, bei einer Inanspruchnahme der Mittel, im Vergleich zu privaten Kapital einhergehen, damit die Netznutzer (auch in ihrer Rolle als Steuerzahler) einen Kostenvorteil haben. Die Regulierung muss in der Folge vorsehen, dass dieser Vorteil auch bei den Netznutzern ankommt.⁴⁶

Aus dem Infrastrukturfonds Energie sind unterschiedliche Finanzierungsinstrumente⁴⁷ für Netzinvestitionen denkbar:

- **Investitionszuschuss:** Aus dem Infrastrukturfonds Energie wird dem Netzbetreiber ein (nicht-rückzahlbarer) Investitionszuschuss für den Stromnetzausbau gewährt. Dadurch wird die durch den Netzbetreiber zu finanzierende Investitionssumme reduziert. Gleichzeitig reduziert sich auch das regulierte Anlagevermögen für diese Investition und somit die damit verbundenen Abschreibungen sowie Finanzierungskosten. Dies kommt

⁴⁵ In der Praxis lassen sich Zusatzinvestitionen von Ersatzinvestitionen nicht immer eindeutig trennen, allerdings sollte der Fokus trotzdem auf Zusatzinvestitionen, die durch die Herausforderungen der Energiewende getrieben sind, gelegt werden.

⁴⁶ Grundsätzlich ist der Regulierung von Stromnetzen in Österreich nicht fremd, dass Finanzierungsvorteile (teilweise) an Netznutzer weitergegeben werden: „In diesem Zusammenhang sei auch auf die Berücksichtigung von Krediten der Europäischen Investitionsbank (EIB) für österreichische Netzbetreiber hingewiesen. In den letzten Jahren wurden solche Kredite kaum genutzt. Dies könnte damit begründet werden, dass hierfür kein Anreiz bestanden hat. Hintergrund könnte die Tatsache sein, dass 65 % des Zinsvorteils aus diesen Krediten den Netznutzern auf Basis einer Erkenntnis des Bundesverwaltungsgerichts zugeordnet werden. Als Referenzgröße diene hierfür immer der anerkannte Zins. Da dieser bisher mit 2,70 % maßgeblich über den Marktzinssätzen lag, hätte eine derartige Finanzierung zu einem finanziellen Nachteil geführt. Da durch die Neubestimmung des Zinssatzes die Differenz zwischen der Festlegung im Regulierungssystem und den aktuellen Marktgegebenheiten ausgeglichen wird und für Neuinvestitionen künftig stets ein aktueller Zins herangezogen wird, müsste für die österreichischen Netzbetreiber wieder ein ausreichender Anreiz für derartige Finanzierungen bestehen.“ (E-Control (2023): - Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028, S. 78, https://www.e-control.at/documents/1785851/0/02_Finale_Regulierungssystematik_5_RP.pdf/1f78a01a-6e27-a283-a631-0eb4e5e7e7b6?t=1699525605240)

⁴⁷ Es muss betont werden, dass bei der konkreten Ausgestaltung der Finanzierungsinstrumente (und den möglichen Finanzierungsinstrumenten) eine rechtliche Prüfung nach dem EU-Beihilferecht erforderlich ist. Diese Prüfung ist nicht Gegenstand dieses Diskussionspapiers.

den Netznutzern unmittelbar zugute. Dies entspricht dem Vorschlag des Forum Versorgungssicherheit für einen staatlichen Infrastrukturfonds. Der Fonds wurde dabei als Ersatz für die Finanzierung von Teilen des Stromnetzes durch Baukostenzuschüsse vorgeschlagen.⁴⁸

- **Eigenkapital:** Durch den Infrastrukturfonds Energie wird den Netzbetreibern Eigenkapital zur Verfügung gestellt. Dies hat zwei Effekte: Einerseits wird dadurch die Eigenkapitalquote erhöht und somit die Möglichkeiten für weitere Außenfinanzierungen durch Fremdkapital ermöglicht. Andererseits ergibt sich ein Vorteil für die Netznutzer aus der Differenz zwischen dem regulatorischen Eigenkapitalzinssatz⁴⁹ und dem Eigenkapitalzinssatz, welcher dem staatlichen Energieinfrastrukturfonds vergütet wird. Der Effekt für die Netznutzer aus diesem Zinsvorteil ist allerdings geringer als im Falle eines Investitionszuschusses. Bei der konkreten Ausgestaltung des Finanzierungsinstruments für Eigenkapital stellt sich die Frage nach den damit verbundenen Mitbestimmungsrechten. Hier besteht beispielsweise die Möglichkeit von verschiedenen Modellen als Vorzugskapital zur Gestaltung der Mitbestimmungsrechte.
- **Fremdkapital:** Der Infrastrukturfonds Energie stellt dem Netzbetreiber Fremdkapital zur Verfügung. Dem Netzbetreiber stellt hier eine zusätzliche, im Vergleich zu privatem Fremdkapital günstigere, Finanzierungsoption bereit. Analog zum Eigenkapital ergibt sich für die Netznutzer ein entsprechender Zinsvorteil. Der Infrastrukturfonds Energie könnte hier eine Funktion ähnlich wie die EIB einnehmen, nur dass die Hürden für den Zugang zu Fremdkapital geringer sind (z.B. geringere minimale Investitionshöhe, höherer durch den staatlichen Energieinfrastrukturfonds finanzierter Investitionskostenanteil).⁵⁰

Baustein – Anspruchsvoraussetzungen

Eine wichtige Fragestellung ist, wer finanzielle Mittel aus dem Infrastrukturfonds Energie abrufen kann. Hier ist insbesondere zu berücksichtigen, dass staatliche Mittel knapp sind und durch die Allokation dieser knappen Mittel eine möglichst hohe Treffsicherheit erreicht wird und reine Mitnahmeeffekte verhindert werden. Die Anspruchsvoraussetzungen können dabei unterschiedliche Aspekte in Betracht ziehen.

Zunächst könnte eine **grundsätzliche Voraussetzung für die Inanspruchnahme** festgelegt werden. Hier bietet sich an, auf die „Finanzierungslücke“ des Netzbetreibers abzustellen. Dies könnte beispielsweise durch den Nachweis erfolgen, dass die Innenfinanzierung stark limitiert ist, da die jährlichen Investitionen die Abschreibungen deutlich überschreiten und deshalb eine Kapitalzufuhr von außen erforderlich ist. Zusätzlich könnte aus dem „öffentlichen Interesse“ der gerechten Umsetzung der Energiewende noch ein Kriterium an die Wirkung auf die Stromnetzentgelte gekoppelt werden, d.h. wenn nachgewiesen werden kann, dass ein

⁴⁸ Forum Versorgungssicherheit (2023) – Wie kann der Netzausbau für die Energiewende finanziert werden, Präsentation.

⁴⁹ Genauer dem regulatorischen Eigenkapitalzinssatz, der dem regulatorischen WACC für Stromnetz in Österreich zugrunde liegt.

⁵⁰ Für eine Finanzierung über die EIB muss für den öffentlichen Sektor das Projekt eine Investitionshöhe von mindestens 25 Mio.€ betragen und es werden maximal 50% der Kosten von der EIB finanziert.

bestimmter Schwellenwert für den Anstieg von Stromnetzentgelte überschritten wird, kann der Fonds in Anspruch genommen werden.

Es könnte auch geprüft werden, inwieweit der Netzbetreiber (bzw. die Konzernmutter) **keinen bzw. nur einen eingeschränkten Zugang zum privaten Kapitalmarkt** hat. Beispielsweise besteht die Möglichkeit, dass der Verschuldungsgrad des Unternehmens eine zusätzliche Finanzierung durch Fremdkapital nicht mehr zulässt und es Barrieren⁵¹ zur Aufnahme von neuem Eigenkapital gibt. Hier müssen wahrscheinlich auch politische Abwägungen getroffen werden: Inwieweit möchte man „politische“ Barrieren – sofern solche bestehen – für die Aufnahme von privatem Eigenkapital akzeptieren und den Infrastrukturfonds Energie als Finanzierungsoption für Eigenkapital einspringen lassen? Diese Abwägungen sind aus politischer Sicht gegenüber dem Nutzen eines zeitgerechten Stromnetzausbaus vorzunehmen. Das Ergebnis dieser Abwägung wirkt sich gleichzeitig auf die Höhe der Dotierung des Infrastrukturfonds Energie aus.

Bei Vorliegen der Anspruchsvoraussetzungen, stellt sich die Frage, welche **Finanzierungsinstrumente durch den Netzbetreiber in Anspruch** genommen werden können. Hier kann die Betrachtung sinnvoll sein, inwieweit eine Netzinvestition einen Effekt über das Netzgebiet des betroffenen Netzbetreibers hat und somit ein weiteres „öffentliches Interesse“ verfolgt:

- **Investitionen mit einem Effekt über das Netzgebiet hinaus** können einen Zugang zu allen Finanzierungsinstrumenten haben, d.h. auch zu nicht-rückzahlbaren Investitionszuschüssen. Typische Beispiele für solche Investitionen sind Zusatzinvestitionen in der Mittel-/Hochspannung, die durch die Integration von großen Erneuerbaren Erzeugungsanlagen, welche ihren Strom am Großhandelsmarkt vermarkten, bedingt sind. Der Stromnetzausbau zur Integration dieser Erneuerbaren Erzeugungsanlagen hat einen preisdämpfenden Effekt auf den Strompreis für gesamt Österreich. Dieser gesamtösterreichische Effekt einer Netzinvestition kann somit als Begründung für nicht-rückzahlbare Investitionszuschüssen finanziert aus gesamtösterreichischen Mitteln dienen.⁵²
- **Investitionen mit einem Effekt nur auf das Netzgebiet** können nur den Zugang zu den Finanzierungsinstrumenten für Eigenkapital und Fremdkapital haben. Typische Beispiele für solche Investitionen sind lastgetriebene Netzinvestitionen in der Niederspannung zur

⁵¹ Dies könnte dann vorliegen, wenn der aktuelle Eigentümer (Stadt, Land) aufgrund knapper Budgetmittel beim Zuschuss von Eigenkapital limitiert ist und gleichzeitig die Hinzunahme von privaten Eigenkapitalinvestoren nicht oder nur schwer umsetzbar ist.

⁵² Zum Nachweis des Effekts über das Netzgebiet hinaus bietet sich eine Vorgehensweise analog zu „Green Bonds“ an. Ein Beispiel ist die „External Review“ oder „Second Party Opinion“, die ein wichtiger Bestandteil der freiwilligen Richtlinien für Green Bonds („Green Bond Principles“) der International Capital Market Association (ICMA) ist. Die „External Review“ beinhaltet die Bewertung der grünen Anleihen durch eine unabhängige Drittpartei, um sicherzustellen, dass sie den festgelegten Kriterien und Standards entsprechen. So überprüft die Drittpartei z.B. das interne Tracking und die Zuweisung von Mitteln aus den Erlösen der Grünen Anleihe an berechnigte Grüne Projekte (ICMA (2021) – Green Bond Principles Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds June 2021, <https://www.icmagroup.org/assets/documents/Sustainable-finance/2021-updates/Green-Bond-Principles-June-2021-100621.pdf>)

Integration von Wärmepumpen sowie kleinen PV-Anlagen, deren hauptsächlicher Zweck die Optimierung des Eigenverbrauchs darstellt.

Baustein – Finanzierung des staatlichen Energieinfrastrukturfonds

Staatliche Finanzmittel sind in der Regel knapp. In Österreich hat der Fiskalrat erst kürzlich für das Jahr 2024 vor einem hohen Budgetdefizit gewarnt und zur Budgetdisziplin aufgefordert.⁵³ Die Diskussion zu einem Infrastrukturfonds Energie und dessen Dotierung findet somit zu einem bedingt optimalen Zeitpunkt statt. Nichtsdestotrotz gibt es eine gewisse „Entwarnung“ hinsichtlich der zusätzlichen Belastung durch den Infrastrukturfonds Energie.

Zunächst hängt die Höhe der Dotierung von den erfassten Investitionen ab. Wir haben oben ausgeführt, dass der Fokus auf Zusatzinvestitionen im Zusammenhang mit der Energiewende gelegt werden soll. Dies reduziert den erfassten Investitionsbedarf bis 2030 beispielsweise für das Stromverteilernetz auf ca. 14 Mrd. €. Für das Stromübertragungsnetz ist keine explizite Aufteilung verfügbar, weshalb von ca. 4,5 Mrd. € ausgegangen wird. Bei einer gleichmäßigen Verteilung der Investitionen ergeben sich bis 2030 jährlich ca. 3,1 Mrd. €. Diese Investitionen werden allerdings nicht zur Gänze durch Finanzmittel aus dem Infrastrukturfonds Energie gedeckt, sondern unterliegen bestimmten Anspruchsvoraussetzungen, welche die Höhe des Fonds noch einmal reduzieren.

Die Höhe der jährlichen Dotierungen über die Zeit hängt zusätzlich auch von den vergebenen Finanzierungsinstrumenten ab. Im Falle von nicht-rückzahlbaren Investitionszuschüssen erfolgt kein Rückfluss vom Netzbetreiber an den Infrastrukturfonds Energie. Anderes gilt allerdings, wenn Fremdkapital (Rückfluss an Fonds aus Zinszahlungen und Tilgungen) oder Eigenkapital (Rückfluss an Fonds aus Dividenden) vergeben wird, wodurch in den Folgejahren auch Rückflüsse (Zinszahlungen und Tilgungen bzw. Dividenden) von den Netzbetreibern an den Infrastrukturfonds Energie erfolgen und dadurch die jährliche Höhe der Dotierung reduziert werden kann.

Die Dotierung des Infrastrukturfonds Energie kann aus Steuermitteln oder durch neue Schulden erfolgen. Ein Argument für Steuermittel kann darin bestehen, dass dadurch das Tragfähigkeitsprinzip⁵⁴ berücksichtigt werden kann, sofern die Steuerbelastung absolut betrachtet die höheren Einkommensschichten stärker trifft. Für Österreich sollte dies tendenziell zutreffen, wie beispielsweise aus einer WIFO Studie⁵⁵ abgeleitet werden kann. Gegen Steuermittel spricht, dass dadurch die intergenerationale Gerechtigkeit nicht

⁵³ Kurier (2024) – Fiskalrat schlägt Budget-Alarm: "Keinerlei Spielraum für Wahlzucker!", 17. April 2024, <https://kurier.at/wirtschaft/budget-defizit-2024-mit-ueber-3-prozent-doch-ueber-maastricht-grenze/402860855>

⁵⁴ Das Tragfähigkeitsprinzip besagt, dass mehr zahlt, wer höhere Lasten tragen kann. Bei Letzterem spielen z.B. sozialpolitische Aspekte, wie die Vermeidung von Energiearmut, eine Rolle.

⁵⁵ Wifo (2023) – Umverteilung durch den Staat in Österreich 2019 und Entwicklungen von 2005 bis 2019, Studie mit finanzieller Unterstützung des Bundeskanzleramtes, der Oesterreichischen Nationalbank, des Bundesministeriums für Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz, https://www.wifo.ac.at/jart/prj3/wifo/resources/person_dokument/person_dokument.jart?publikationsid=58832&mime_type=application/pdf

ausreichend erfasst wird, d.h. aktuelle Steuerzahler kommen für Investitionen auf, die über Jahrzehnte einen Nutzen erbringen. Dies kann als Argument für die Dotierung durch neue Schulden mit langen Laufzeiten (z.B. 20+ Jahre) durch den Bund sprechen, wodurch neben dem Nutzen der Investitionen auch die Kosten über einen längeren Zeitraum verteilt werden. Die Abwägung zwischen dem Tragfähigkeitsprinzip und der intergenerationalen Gerechtigkeit ist schlussendlich eine politische Entscheidung, die aus einer Kombination aus Steuermitteln und Schulden des Bundes bestehen kann. In dem Zusammenhang besteht auch die Möglichkeit der teilweisen Finanzierung des Infrastrukturfonds Energie durch Kleinanleger analog zum Instrument der „grünen Bundesschätze“⁵⁶ der Republik Österreich. Eine direkte Partizipation an der Finanzierung durch die Staatsbürger kann einen positiven Effekt auf die Akzeptanz des Stromnetzausbaus haben.

Die Dotierung des Infrastrukturfonds Energie kann (teilweise) auch durch Einnahmen des Bundes aus dem EU-ETS Zertifikate Handel erfolgen. Diese Einnahmen stehen im direkten Zusammenhang mit der Energiewende und sind deshalb für Netzinvestitionen im Zusammenhang mit der Umsetzung der Energiewende sehr gut eingesetzt.

Baustein – Governance des Infrastrukturfonds Energie

Die „Governance“ des Infrastrukturfonds Energie sollte effizient aufgesetzt werden. Bevor hierfür eine eigene neue Einheit aufgebaut wird, sollte geprüft werden, inwieweit der Infrastrukturfonds Energie in bestehende Institutionen des Bundes, die aktuell schon Förderungen vergeben bzw. Beteiligungen verwalten und mit einem entsprechenden Know-how ausgestattet sind, integriert werden kann. Bei der Auswahl von bestehenden Institutionen kann auch die Frage relevant sein, inwieweit der Fokus der Finanzierungsinstrumente des Infrastrukturfonds Energie in der Bereitstellung von Eigenkapital oder Fremdkapital ist. Beispielhaft können hier angeführt werden:

- **Österreichische Beteiligungs AG (ÖBAG):** Wenn der Fokus auf Eigenkapital liegt, dann erwirbt der Infrastrukturfonds Energie eine Beteiligung am Netzbetreiber, wobei die Mitbestimmungsrechte von der konkreten Ausgestaltung des Eigenkapitals abhängen. In dem Fall würde sich die „Governance“ des staatlichen Energieinfrastrukturfonds, von der Vergabe der finanziellen Mittel bis zur Verwaltung der Beteiligung, durch die ÖBAG anbieten.
- **Förderbanken des Bundes:** Liegt der Fokus allerdings auf Fremdkapital, dann bietet sich die Integration in bestehende staatliche Förderbanken (z.B. Kommunalkredit, AWS) an. Dies ist im Einklang mit dem GEODE Vorschlag für den Energiewendefonds, bei dem der deutschen Entwicklungsbank KfW die Aufgabe der Verwaltung und Initiierung des Fonds zugewiesen wird.

⁵⁶ <https://www.bundesschatz.at/>

Infrastrukturfonds Energie in Österreich für Stromnetze – Key Findings

Der **Stromnetzausbau ist ein essenzieller Baustein der Energiewende** und ist noch mit einem **weiteren „öffentlichen Interesse“** verbunden. Für die zeitgerechte Umsetzung des Stromnetzausbaus stehen verschiedene Regulierungs- und Finanzierungsinstrumente zur Verfügung, wodurch unterschiedliche Zielsetzungen (z.B. Finanzierungslücke der Netzbetreiber schließen, Belastung der Netznutzer dämpfen) adressiert werden können. Ein staatlicher **Infrastrukturfonds Energie** kann dabei ein geeignetes Instrument in einem **Paket von Regulierungs- und Finanzierungsinstrumenten** sein, die sich komplementär bei der Erfüllung der Zielsetzungen ergänzen können.

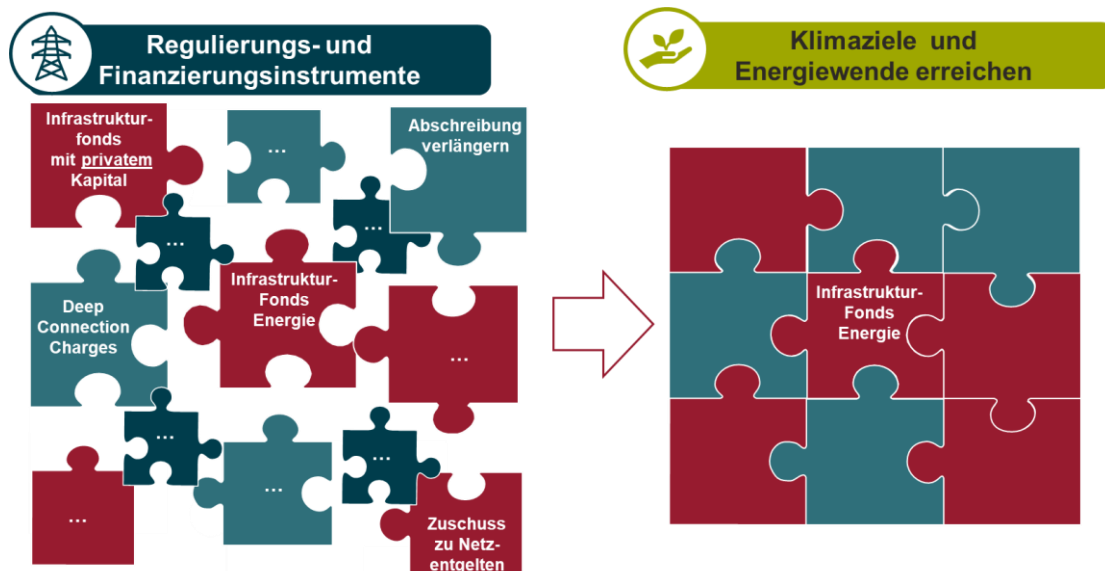
Die **Ausgestaltung eines Infrastrukturfonds Energie** für den Stromnetzausbau setzt sich aus **verschiedenen Bausteinen** zusammen: die **erfassten Investitionen**, die verfügbaren **Finanzierungsinstrumente**, die **Voraussetzungen für die Inanspruchnahme** durch die Netzbetreiber, die **Höhe und die Herkunft der finanziellen Mittel zur Dotierung** des Infrastrukturfonds Energie sowie die **Governance**. Bei jedem Baustein sind politische Abwägungen zu treffen, wieviel öffentliche Mittel in den Stromnetzausbau fließen sollen, die dann im Gegenzug für andere politische Zwecke nicht mehr zur Verfügung stehen.

5 Ein Infrastrukturfonds Energie als gut angelegtes Geld für uns alle

Zur Erreichung der **ambitionierten Klimaziele bis 2040** in Österreich kommt dem **Stromnetzausbau** eine **Schlüsselrolle bei der Umsetzung der Energiewende** durch die Integration einerseits von erneuerbarer Stromerzeugung und andererseits von defossilisierten Endanwendungen im Wärme- und Kälte, sowie Verkehrssektor zu. Im Falle eines **nicht zeitgerechten Stromnetzausbau** sind **negative volkswirtschaftliche Effekte** zu erwarten.

Die Stromnetzinfrastuktur ist allerdings **bis 2040 mit einem erheblichen Investitionsbedarf von 53 Mrd.€** verbunden: eine Herausforderung sowohl für Netzbetreiber als auch Netznutzer. Für Netzbetreiber bedeutet der Investitionsbedarf einen erheblichen Bedarf an Kapitalzufuhr sowohl aus Fremd- als auch Eigenkapital. Ein mangelnder Zugang zu Kapital kann den Netzausbau und somit die Energiewende ausbremsen. Auf der anderen Seite wird sich der hohe Investitionsbedarf bei den **Netznutzern in höheren Netzentgelten widerspiegeln**. Dabei können Netznutzer vom Anstieg der Netzentgelte **regional unterschiedlich** betroffen sein, was sich zusätzlich negativ auf die Akzeptanz für den Stromnetzausbau bzw. die Energiewende an sich auswirken kann.

Abbildung 9 Infrastrukturfonds Energie als Baustein eines Gesamtpakets für das Projekt „Energiewende“



Quelle: Frontier Economics

Der **fristgerechte Stromnetzausbau** ist allerdings auch mit einem **öffentlichen Interesse** verbunden. Dies kann als Argument dafür dienen, die Netzbetreiber und Netznutzer mit den Herausforderungen nicht alleine zu lassen, sondern auch **öffentliche Mittel in den**

Stromnetzausbau zu lenken. Ein **Infrastrukturfonds Energie** dotiert aus öffentlichen Mitteln kann dabei ein möglicher **Baustein in einem Gesamtpaket von Regulierungs- und Finanzierungsinstrumenten zur Sicherstellung von Rahmenbedingungen** sein, wodurch die Finanzierungslücke der Netzbetreiber geschlossen, die Belastung für die Netzkunden gedämpft und ein rascher sowie fairer Stromnetzausbau umgesetzt werden kann.

Öffentliche Finanzmittel sind in der Regel knapp. Dies ist ein wesentlicher limitierender Faktor für einen staatlichen Energieinfrastrukturfonds. Allerdings gibt es eine gewisse „**Entwarnung**“ aus zweierlei Gründen. Einerseits kann durch die Ausgestaltung des Fonds selbst der finanzielle Bedarf entsprechend gesteuert werden. Andererseits sehen wir den Fonds in einem Paket mit anderen Regulierungs- und Finanzierungsinstrumenten, bei dem der Mobilisierung von privatem Kapital für den Stromnetzausbau eine ebenso wichtige Rolle zukommen sollte. Dadurch sind **öffentliche Finanzmittel**, welche durch einen staatlichen Infrastrukturfonds in den Stromnetzausbau fließen, **ein gut angelegtes Geld**. Insbesondere, wenn dadurch eine **Hebelwirkung für privates Kapital** ausgelöst und gleichzeitig auch durch die Verbindung mit anderen Instrumenten eine **Dämpfung der Belastung der Netznutzer erzielt** werden kann. Denn es geht darum die erforderlichen Rahmenbedingungen für ein wichtiges Investitionsprojekt für die Zukunft sicherzustellen: das **Projekt „Energiewende“**.

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.