

Finanzierung des Stromnetzausbaus in Österreich

Ansätze zur Optimierung der Finanzierung des Stromnetzausbaus im Rahmen der bestehenden Regulierung

Eine Kurzstudie im Auftrag der Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien (AK Wien)
08.07.2025

Inhalt

1.	Hintergrund und Vorgehen	2
2.	Steigende Kapitalkosten durch den Ausbau der Stromnetze	2
3.	Ansätze zur Optimierung der Finanzierung des Stromnetzausbaus	6
3.1.	Verlängerung der Abschreibungsdauern des regulatorischen Anlagebestands	6
3.2.	Staatliche Garantien für die langfristige Fremdkapitalaufnahme	8
3.3.	Bereitstellung von begünstigtem Mezzaninkapital durch den Bund	9
3.4.	Investitionsförderung	11
3.5.	Maßnahmenmix	12
3.6.	Übersicht Ansätze zur Optimierung der Finanzierung	13
4.	Mögliche Maximalinvestitionen bei real gleichbleibenden Kapitalkosten	14
5.	Möglichkeiten der Ausgestaltung des begünstigten Mezzaninkapitals	16
5.1.	Anforderungen für die Einstufung von Mezzaninkapital als Eigenkapital im UGB	17
5.2.	Anforderungen für die Einstufung von Mezzaninkapital als Eigenkapital unter IFRS ...	17
5.3.	Empfehlungen für die Ausgestaltung	18
6.	Exkurs: Analyse der regulatorisch festgelegten Normkapitalstruktur	19
7.	Fazit und Empfehlungen	21
	Abbildungsverzeichnis	23
	Tabellenverzeichnis	23

1. Hintergrund und Vorgehen

Die österreichische Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 den Strombedarf durch 100% erneuerbare Energie zu decken, bis zum Jahr 2040 soll die Klimaneutralität erzielt werden. Der dafür notwendige Umbau bedarf eines massiven Ausbaus der Stromnetze. Dies stellt die Netzbetreiber in zweierlei Hinsicht vor große Herausforderungen: einerseits müssen die Netze technisch und baulich deutlich erweitert werden, andererseits müssen diese Maßnahmen auch finanziert werden.

Die vorliegende Kurzstudie soll einen Beitrag zur Lösung dieser Problematik leisten und diverse Optionen zur Optimierung der Finanzierung des Stromnetzausbaus im Rahmen der bestehenden Regulierung evaluieren. Dazu werden in Kapitel 2 zunächst die Auswirkungen der geplanten Investitionen auf den regulatorischen Anlagebestand (RAB) und die zu erwarteten Kapitalkosten analysiert. Die Kapitalkosten, bestehend aus Abschreibung und Verzinsung des RAB, sind neben den Netzbetriebskosten ein wesentlicher Bestandteil der Netznutzungsentgelte. Anschließend werden in Kapitel 3 Ansätze für die Optimierung der Finanzierungsstruktur vorgestellt und ihre finanzielle Wirkung auf die Kapitalkosten bewertet. In Kapitel 4 wird eruiert, welche Investitionen bis zum Jahr 2040 maximal getätigt werden könnten, wenn die Kapitalkosten real nicht steigen sollen. Kapitel 5 geht detaillierter darauf ein, wie begünstigtes Mezzaninkapital ausgestaltet werden könnte, um es bestmöglich in die bestehende Regulierung integrieren zu können. Abschließend wird in einem Exkurs die Auswirkung der in der Regulierung festgelegten Normkapitalstruktur auf die Kapitalkosten näher betrachtet, bevor im letzten Kapitel ein Fazit gezogen wird und Empfehlungen formuliert werden.

2. Steigende Kapitalkosten durch den Ausbau der Stromnetze

Der Branchenverband Oesterreichs Energie ließ im Jahr 2022 im Rahmen einer Studie¹ den Investitionsbedarf der Verteilernetze bis 2040 ermitteln. Diese Studie wurde im Jahr 2024 aktualisiert und kommt auf einen Investitionssumme von 44,4 Mrd. EUR². Die Investitionen für das Übertragungsnetz bis 2034 wurden in Presseaussendungen³ des Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid (APG) mit 9,0 Mrd. EUR beziffert. In Summe gehen wir daher von folgenden Investitionen (real, 2024) aus, die zur Vereinfachung linear über den Zeitraum 2025-2040 verteilt werden:

Netz	Investitionsbedarf	Kommentar / Quelle
Übertragungsnetze	9,0 Mrd. EUR	Investitionen bis 2034, Quelle APG 2024
Verteilernetze	44,4 Mrd. EUR	Investitionen bis 2040, Quelle AIT 2024
Summe	53,4 Mrd. EUR	

Tabelle 1: Investitionsbedarf für das österreichische Stromnetz

¹ Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich, Frontier Economics / AIT, 2022

² Aktualisierung der Netzberechnungen der Studie „Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“, AIT, 2024

³ Presseaussendung der APG am 08.05.2024 (www.apg.at)

Da die Regulierungssystematik weitgehend identisch ist, wurden Übertragungsnetze und Verteilernetze in unseren Berechnungen grundsätzlich gemeinsam betrachtet. Weiters weisen wir darauf hin, dass die Annahme getroffen wurde, dass die regulatorischen Abschreibungsdauern den handelsrechtlichen Abschreibungsdauern entsprechen, was die E-Control gegenüber unserer Auftraggeberin als valide Annahme bestätigte.

Als Datenbasis dienten aggregierte administrative Daten über den regulatorischen Anlagenbestand (RAB) und die regulatorischen Abschreibungen für das Jahr 2025. Für die Verzinsung der geplanten Investitionen wurden die aktuellen Weighted Average Cost of Capital (nachfolgend „WACC“) Berechnungen, die vom Regulator regelmäßig veröffentlicht werden, herangezogen. Die Werte wurden auf Basis eines von Prof. Randl und Prof. Zechner erstellten Gutachtens festgelegt, das die angemessenen Finanzierungskosten für österreichische Gas-Verteilernetzbetreiber und Strom-Übertragungsnetzbetreiber ermittelt⁴. Die Werte sind für das Jahr 2024 und 2025 wie folgt veröffentlicht:

	Verteilernetz			Übertragungsnetz	
	WACCAltbestand	WACCNeuinvest2024	WACCNeuinvest2025	WACCAltbestand	WACCNeuinvest2023
Risikoloser EK -Zins	0,99%	2,92%	3,07%	0,66%	1,63%
FK-Zins	2,11%	4,04%	3,82%	1,64%	2,71%
Ausgabekosten FK	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
Marktrisiko prämie	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Beta unverschuldet	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Beta verschuldet	0,856	0,856	0,856	0,856	0,856
Steuersatz	24,00%	24,00%	23,00%	24,00%	24,00%
EK-Zins vor Steuern	6,93%	9,47%	9,58%	6,55%	7,84%
FK-Zins vor Steuern	2,31%	4,24%	4,02%	1,84%	2,91%
WACC vor Steuern	4,16%	6,33%	6,24%	3,72%	4,88%

Tabelle 2: Finanzierungskostensätze gemäß § 60 ElWOG 2010, E-Control (2023, 2022)⁵

Auf dieser Basis haben wir die Entwicklung der Kapitalkosten (Abschreibung und Kapitalverzinsung) für die österreichischen Verteiler- und Übertragungsnetze bis zum Ende der Abschreibungsdauer der Neuinvestitionen modelliert. Die geplanten Neuinvestitionen, die uns in realen Werten (2024) zur Verfügung stehen, wurden mit 2% p.a. inflationsangepasst. Die angenommene durchschnittliche Abschreibungsdauer für die Neuinvestitionen beträgt 25 Jahre, dieser Wert entspricht in etwa dem Mittelwert der standardisierten Nutzungsdauern der unterschiedlichen Anlagekategorien. Als WACC für Neuinvestitionen ab 2026 wurde die von der E-Control für 2024 (Tabelle 2) festgelegte Systematik angewandt, allerdings wurde das seither gesunkene Zinsniveau⁶ berücksichtigt, sodass ein WACCNeuinvestab2026 von 5,70% in der Analyse

⁴ Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Strom-Übertragungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027, Randl und Zechner (2022)

⁵ Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028, E-Control (2023) und Regulierungssystematik für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2028, E-Control (2022)

⁶ Der ursprüngliche Fremdkapitalzinssatz von 4,02% (exkl. 0,20% Ausgabekosten) basiert auf der WACC-Aktualisierung von Randl und Zechner mit Datenstand 31. August 2023. Ein Vergleich von drei Zinssätzen (3M-EURIBOR, 5y IRS-Swap, 10y IRS-Swap) zwischen dem 31. August 2023 und dem 11. Dezember 2024 zeigt, dass das Zinsniveau im Durchschnitt um ca. 1% gesunken ist. Hingegen ist der, dem Eigenkapitalzinssatz unterliegende risikolose Zinssatz nicht wesentlich gesunken.

zur Anwendung kommt. Zudem wurde angenommen, dass sich die Finanzierungssätze von Verteilernetz und Übertragungsnetz angleichen. Daraus ergibt sich folgendes Bild für die langfristige Entwicklung der Kapitalkosten im österreichischen Stromnetz, das auf den Ausgangswert normiert wurde:

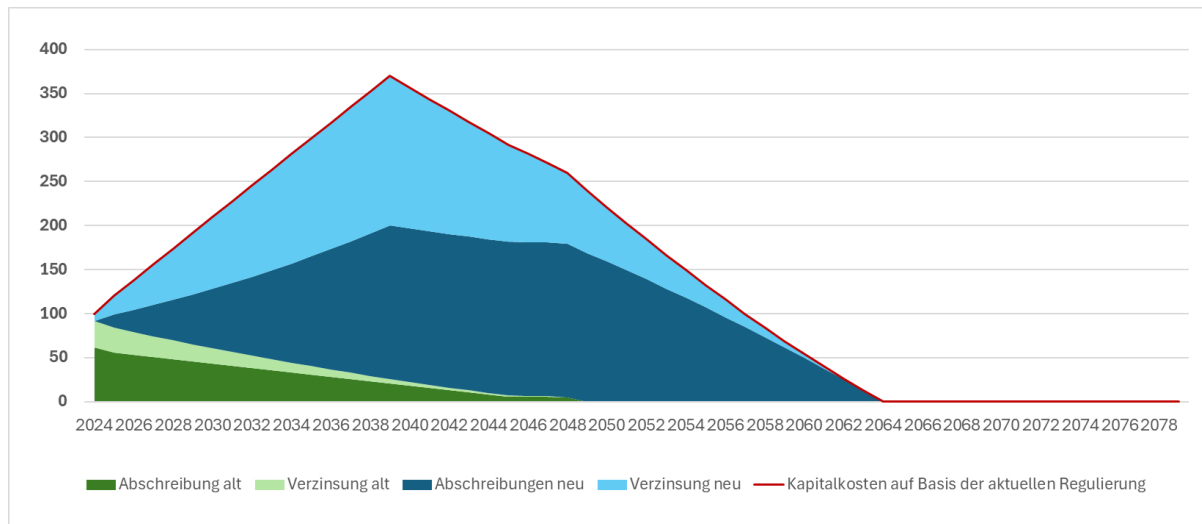


Abbildung 1: Kapitalkosten im österreichischen Stromnetz bis zum Ende der Abschreibungsdauer der Neuinvestitionen bis 2040 (Normierung auf Niveau 2024, d.h. Kapitalkosten 2024 = 100)

Die obige Analyse verdeutlicht, dass sich bei Umsetzung der geplanten Investitionen, und einer gleichbleibenden Strommenge, die nominalen Kapitalkosten als Teil der Netzentgelte beinahe vervierfachen würden.

Gleichzeitig ist entgegen den Erwartungen vieler Expertinnen und Experten der Stromverbrauch in Österreich in den letzten Jahren trotz der fortschreitenden Dekarbonisierung nur moderat angestiegen und zuletzt sogar gesunken. Eine Prognose⁷ des Branchenverbands Oesterreichs Energie und PwC geht aber bis 2040 von einer Verdoppelung des Strombedarfs aus. Die untenstehende Abbildung zeigt die historische Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich⁸ und die Prognose des Energiebedarfs von Oesterreichs Energie / PwC bis 2040. Dabei lässt sich erkennen, dass der erwartete Zuwachs insbesondere von der Entwicklung der E-Mobilität und vom Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft abhängt.

⁷ Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft, Oesterreichs Energie / PwC (2022)

⁸ Energiebilanzen, Statistik Austria (31.10.2024), <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>, inkl. Eigenverbrauch Sektor Energie

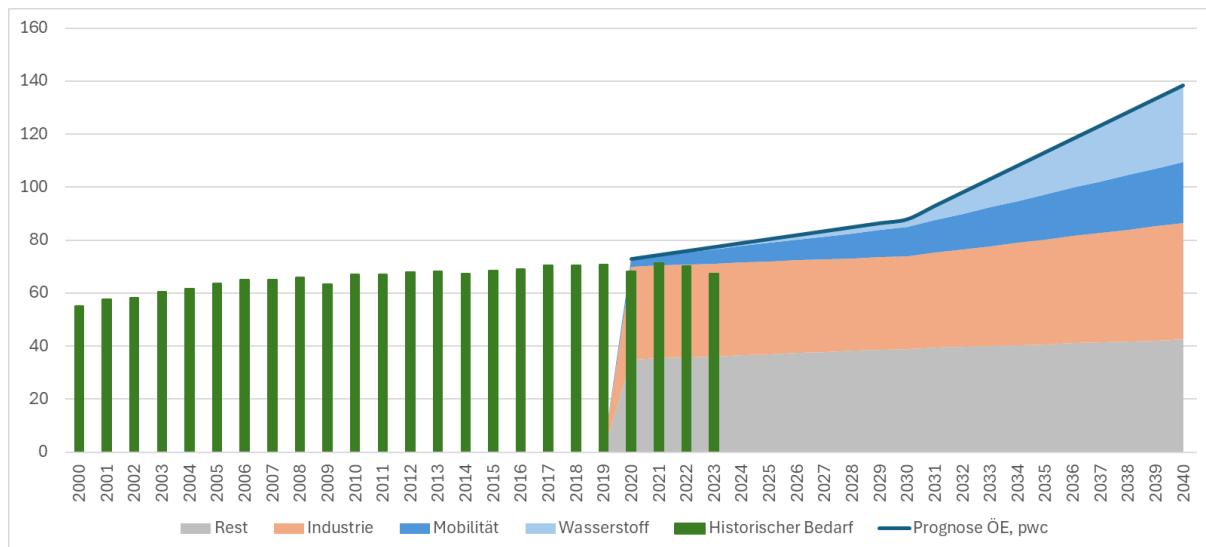


Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich, historische Daten und Prognose; Statistik Austria (bis 2023), Österreichs Energie / PwC (2022) - Prognose

Abbildung 2 zeigt, dass der Stromverbrauch in Österreich in den letzten Jahren nicht im erwarteten Ausmaß angestiegen ist. Seit 2021 ist der Stromverbrauch leicht gesunken, was unter anderem auf die schwache Konjunktur (Industrie) zurückzuführen ist.

Zusätzlich ist zu beachten, dass für die Netzentgeltberechnung nicht der gesamte Stromverbrauch relevant ist, sondern nur jene Strommenge, die aus dem öffentlichen Netz entnommen wird. So unterliegt beispielsweise der Stromverbrauch beim Laden eines eigenen Elektrofahrzeugs aus der eigenen Photovoltaikanlage nicht den Netzentgelten. Bei der Herstellung von Wasserstoff, die zumindest teilweise über Direktleitungen erfolgen wird bzw. gemäß dem aktuellen Diskussionsstand des geplanten Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) von den Netzentgelten befreit werden soll, gilt dasselbe. Und auch der Eigenverbrauch des Sektors Energie wirkt sich zumindest nur teilweise auf den für die Ermittlung der Netzentgelte verwendeten Stromverbrauch aus. Wir haben daher für die weitere Betrachtung den Eigenverbrauch des Sektors Energie aus der Strommenge herausgenommen und den Anteil des Sektors Energie an der Grundgesamtheit konstant gehalten. Unsere Analysen zeigen, dass bei einem Eintritt der Prognose von Österreichs Energie und PwC, wonach der Stromverbrauch bis zum Jahr 2040 auf 140 TWh steigt, die Kapitalkosten als Teil der Netzkosten für die Haushalte und Betriebe in Österreich bis 2040 real um rund 27% gegenüber dem Niveau 2024 steigen würden.

Tritt hingegen die Steigerung des Verbrauchs bis 2040 nicht im erwarteten Ausmaß, sondern (z.B. aufgrund eines verzögerten Hochlaufs der Elektromobilität und der Wasserstoffwirtschaft) beispielsweise nur zur Hälfte ein, und steigt somit der Stromverbrauch in Österreich auf „nur“ rund 100 TWh (ca. +50% ggü. 2023), so würden nach unseren Berechnungen die Kapitalkosten als Teil der Netzkosten bis zum Jahr 2040 real um rund 70% gegenüber dem Niveau 2024 steigen.

Die Analyse verdeutlicht, dass eine Parallelisierung der Planung des Ausbaus der Stromnetze mit der Entwicklung des tatsächlichen Verbrauchs wesentlich ist, um die Leistbarkeit der Energietransformation sicherzustellen.

Fazit: Die Kapitalkosten im Stromnetz könnten bis 2040 real um 70% steigen - bei einem Stromverbrauch, der auf 100 TWh (ca. +50% ggü. 2023) ansteigt. In den kommenden Jahren sind aufgrund des prognostizierten Anstiegs des Strombedarfs, der Integration erneuerbarer Energien sowie der Instandhaltung des Bestandsnetzes erhebliche Investitionen in das österreichische Stromnetz erforderlich. APG und Oesterreichs Energie beziffern diese bis 2040 auf bis zu 53 Mrd. EUR. Es ist deshalb mit steigenden Kapitalkosten und folglich steigenden Netzentgelten für Haushalte und Unternehmen zu rechnen. Die Auswirkung auf die Höhe der Netzentgelte hängt aber auch zentral von der Entwicklung des Stromverbrauchs bzw. der Netznutzung ab. Um die Leistbarkeit der Energietransformation sicherzustellen, ist eine Optimierung des Stromnetzausbaus sowohl (i) im Hinblick auf eine Parallelisierung der Planung von Ausbau und Verbrauch als auch (ii) in Bezug auf die Finanzierung nötig.

3. Ansätze zur Optimierung der Finanzierung des Stromnetzausbaus

In diesem Kapitel werden unterschiedliche Möglichkeiten zur Verbesserung der Leistbarkeit des Stromnetzausbaus, mit einem Fokus auf die Finanzierung, untersucht. Folgende Ansätze werden vorgestellt und evaluiert: (i) Verlängerung der Abschreibungsdauern des regulatorischen Anlagebestands, (ii) staatliche Garantien für die langfristige Fremdkapitalaufnahme, (iii) Bereitstellung von begünstigtem Mezzaninkapital durch den Bund, (iv) Investitionsförderung und (v) Maßnahmenmix.

3.1. Verlängerung der Abschreibungsdauern des regulatorischen Anlagebestands

Eine häufig diskutierte Möglichkeit, die Belastung der Netzkundinnen und Netzkunden durch Kapitalkosten zu reduzieren, ist eine Verlängerung der regulatorischen Abschreibungsdauern des regulatorischen Anlagenbestands. Dies geht Hand in Hand mit einer Verlängerung der handelsrechtlichen Abschreibungsdauer, die auf tatsächliche Nutzungsdauern abzielt.

Derzeit beträgt die durchschnittliche standardisierte Abschreibungsdauer bei Neuinvestitionen in die Netzinfrastuktur (ohne Nebeninvestitionen wie z.B. Kraftfahrzeuge) zwischen 15 und 33 Jahren⁹.

Anlagenkategorie	standardisierte Nutzungsdauer	Anlagenkategorie	standardisierte Nutzungsdauer
Software für Netzbetrieb	5	Zähler und Messgeräte	15
Nutzungsrechte u. sonstige R.	25	Zähler Fernauslesegeräte (inkl. Smart-Meter)	15
Geleistete Baukostenzuschüsse	20	Ersatzstromversorgungsanlagen	15
Sonst. immaterielle Vermögensg.	5	Geschäftsgebäude	33
Freileitung 36kV > bis 110kV	33	Betriebsgebäude	33
Kabel 36kV > bis 110kV	33	Grundstücke	k. A.
HSP-MSP-Umspannwerk	20	Kraftfahrzeug	8
Freileitung 1kV > bis 36kV	25	Arbeitsmaschinen	10
Kabel 1kV > bis 36kV	25	EDV-Anlagen	5
MSP-MSP-Umspannwerk	25	Kommunikationsanlagen	20
Transformatorstation	20	GWG	1
Freileitung < 1kV	20	Sonstiges	10
Kabel < 1kV	20		

Abbildung 3: Standardisierte Nutzungsdauern, E-Control (2024)

⁹ Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028, E-Control (2024), Seite 44

Wir haben als Ausgangswert für unsere Analyse eine durchschnittliche Abschreibungsdauer von 25 Jahren für Neuinvestitionen angenommen. Wird nun - unter der Annahme, dass die Netze eine längere Lebensdauer haben als geplant - die durchschnittliche Abschreibungsdauer der Neuinvestitionen beispielsweise auf 40 Jahre verlängert, so verändert sich die Kapitalkostenentwicklung gegenüber der in Abbildung 1 dargestellten Entwicklung wie folgt:

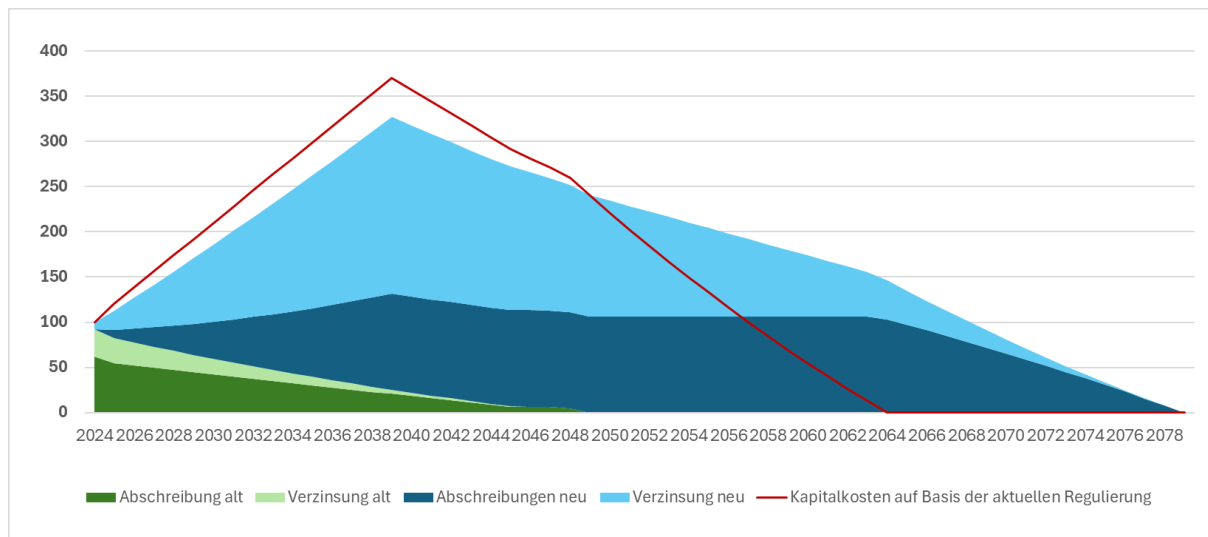


Abbildung 4: Veränderung der Kapitalkosten bei Verlängerung der Abschreibungsdauer auf 40 Jahre

Die rote Linie in Abbildung 4 zeigt die ursprüngliche Kapitalkostenentwicklung bei Verwendung einer durchschnittlichen Abschreibungsdauer von 25 Jahren, die gestapelte Fläche zeigt die Veränderung der Kapitalkosten aufgrund der verlängerten Abschreibungsdauer der Neuinvestitionen. Das Ergebnis zeigt, dass die Maximalbelastung in 2039 um rund 11,8% sinkt. Gleichzeitig werden die Kosten auf einen deutlich längeren Zeitraum verteilt, die Verzinsung bleibt über einen längeren Zeitraum hoch. Zinst man die Zahlungen mit einem Diskontfaktor für Haushalte von 6%¹⁰ ab, so sinkt der Barwert der Kapitalkosten für die Neuinvestition um 2,1%.

Kurzzusammenfassung des Ergebnisses:

Ziele	Veränderung	Kommentar der Autoren
Senkung der Maximalbelastung im Jahr 2039	-11,8%	Die Maximalbelastung durch die Verlängerung der Abschreibungsdauer sinkt deutlich, die Kosten werden über einen längeren Zeitraum verteilt.
Senkung der Gesamtkosten (diskontiert 6%)	-2,1%	

Tabelle 3: Auswirkung Verlängerung der Abschreibungsdauer (+15 Jahre) auf die Kapitalkosten der Netzbetreiber

Zudem weisen wir darauf hin, dass Netznutzerinnen und Netznutzer durch die Verlängerung der Abschreibungsdauer in den nächsten Jahren entlastet werden könnten, da die Kosten zeitlich nach hinten verschoben werden und der in der Zukunft prognostizierte höhere Verbrauch die Kosten pro MWh senkt. Die tatsächliche Nutzung des Anlagevermögens dürfte außerdem teils deutlich über die derzeitige Abschreibungsdauer hinausgehen. In diesem Sinne würde eine gleichzeitige Streckung der handelsrechtlichen und regulatorischen Abschreibungsdauer der Neuinvestitionen zu einer temporalen Angleichung von Kosten und Nutzen beitragen.

¹⁰ Diskontfaktor für Steuerrückstellungen nach §14 (12) EStG in Verbindung mit §14 (6) Z.6 EStG.

3.2. Staatliche Garantien für die langfristige Fremdkapitalaufnahme

Weiters haben wir die Auswirkungen der Vergabe staatlicher Garantien für die Fremdkapitalaufnahme durch die Netzbetreiber analysiert. Dabei wurde angenommen, dass eine Bundesgarantie für die Aufnahme bei Krediten eine Reduktion der Marge um rund 35 Basispunkte (d.h. 0,35%) zur Folge hätte¹¹. Verringert man die Fremdkapitalkosten für die Neuinvestitionen entsprechend über die gesamte Laufzeit, bei sonst gleichbleibenden Parametern der WACC Berechnung, so ergibt sich folgendes Bild:

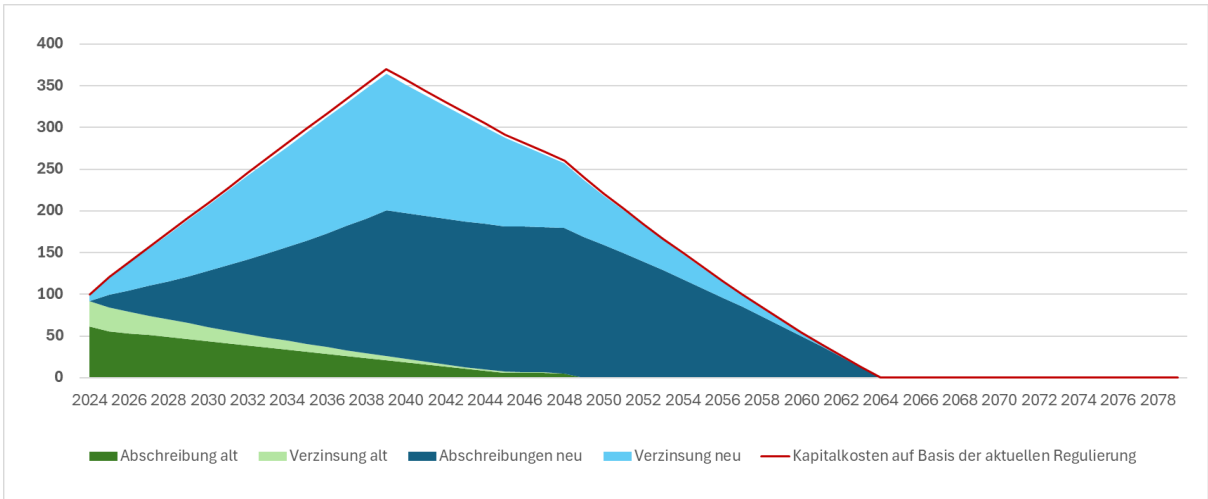


Abbildung 5: Veränderung der Kapitalkosten bei einer staatlichen Garantie für das Fremdkapital

Die rote Linie in Abbildung 5 zeigt die ursprüngliche Kapitalkostenentwicklung bei Verwendung der bestehenden Fremdkapitalsätze in der WACC Berechnung, die gestapelte Fläche zeigt die Veränderung der Kapitalkosten bei Verwendung einer um 35 Basispunkte reduzierten Marge. Im Ergebnis wird deutlich, dass die Maximalbelastung in 2039 nur geringfügig um rund 1,7% sinkt. Zinst man die Zahlungen mit einem angenommenen Diskontfaktor für Haushalte von 6%¹² ab, so sinkt der Barwert der Kapitalkosten für die Neuinvestition um 1,6%.

Kurzzusammenfassung des Ergebnisses:

Ziele	Veränderung	Kommentar der Autoren
Senkung der Maximalbelastung 2039	- 1,7%	Der Ansatz, staatliche Garantien für die Aufnahme von langfristigem Fremdkapitalkosten zu nutzen, wirkt sich somit positiv (mindernd) auf die Netzkosten aus. Allerdings ist der Effekt nur moderat, die Maßnahme sollte mit anderen Maßnahmen kombiniert werden.
Senkung der Gesamtkosten (diskontiert 6%)	-1,6%	

Tabelle 4: Auswirkung staatlicher Garantien für das Fremdkapital auf die Kapitalkosten der Netzbetreiber

¹¹ Die Yield to Maturity (YTM) von Verbund AG-Anleihen mit einer Restlaufzeit von rund 6,4 Jahren (ISIN XS2821745374) und rund 16,3 Jahren (ISIN XS2320746394) wurde mit den YTMs österreichischer Bundesanleihen mit vergleichbaren Laufzeiten (6,2 Jahre: ISIN AT0000A2NW83; 15,9 Jahre: ISIN AT0000A2KQ43) verglichen. Dabei ergibt sich ein avg. Spread von etwa 44 Basispunkten (bps). Fachgespräche mit Banken zeigten, dass diese Einsparung nur bei Anleihen mit staatlicher Garantie zu erreichen ist und die Ersparnis eher im Bereich von 25-45 bps liegen würde. Wir haben uns daher für einen durchschnittlichen Spread von 35 bps entschieden.

¹² Für die Barwertberechnung wurde der Diskontfaktor für Steuerrückstellungen nach §14 (12) EStG in Verbindung mit §14 (6) Z.6 EStG verwendet.

3.3. Bereitstellung von begünstigtem Mezzaninkapital durch den Bund

Im Weiteren wurde analysiert, welche Auswirkung die Bereitstellung von begünstigtem Mezzaninkapital für Neuinvestitionen durch den Bund auf die Finanzierungskosten hätte. Zu diesem Zweck wurden einige Annahmen getroffen, die wir nachfolgend im Detail darlegen:

- Bereitstellung von begünstigtem Mezzaninkapital durch den Bund für Neuinvestitionen¹³ (bzw. durch eine Institution im Eigentum des Bundes) zu geförderten Konditionen, die den aktuellen Fremdkapitalkosten der Netzbetreiber entsprechen,
- Berücksichtigung des Mezzaninkapitals in der Regulierung zu den tatsächlichen Kosten und entsprechende Reduktion des Eigenkapitalanteils bei der WACC Berechnung,
- Keine Neuberechnung des Eigenkapitalzinssatzes im Rahmen der Regulierung für den so reduzierten Eigenkapitalanteil (entsprechend der aktuellen Praxis der E-Control¹⁴).

In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass sich nach dem Capital Asset Pricing Model (nachfolgend „CAPM“) unter den getroffenen Annahmen auf Basis des geringeren Eigenkapitals das Levered Beta verändern und somit der Eigenkapitalzinssatz entsprechend steigen würde. Somit würde sich der WACC nur minimal ändern. Allerdings sind wir der Ansicht, dass die bestehende Regulierungspraxis der E-Control, die keine Neuberechnung des Eigenkapitalzinssatzes, auch im Falle der Bereitstellung von (eigenkapitalersetzendem) Mezzaninkapital durch den Bund, vertretbar wäre, da das im Rahmen der Regulierung verwendete Beta ohnehin am oberen Ende des WACC Gutachtens (Randl/Zechner, 2022a) liegt.

Durch den Einsatz von Mezzaninkapital, das unter gewissen Voraussetzungen dem Eigenkapital zugeordnet werden kann, ist es möglich, die Auswirkung auf die Kapitalstruktur eines möglichen Mutterkonzerns minimal zu halten. In Kapitel 5 gehen wir näher auf dieses Thema ein und geben eine Empfehlung für die Ausgestaltung des Instruments.

Führt man eine Mezzaninkapitaltranche von 20% für die Neuinvestitionen unter den oben dargestellten Parametern ein, so ergibt sich entsprechend über die gesamte Laufzeit bei sonst gleichbleibenden Parametern nachfolgendes Bild:

¹³ Annahme: Konstante Tilgung des Mezzaninkapitals über 40 Jahre.

¹⁴ Gemäß der Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilternetzbetreiber 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028, E-Control (2024), Seite 71 wird für die Netzunternehmen eine Normkapitalstruktur angenommen, die 40 % Eigenkapital- und 60 % Fremdkapitalanteil vorsieht. Sollte diese Kapitalstruktur durch einen Netzbetreiber nicht eingehalten werden (also eine Eigenkapitalquote von weniger als 36 % erreicht), so wird basierend auf den Vorgaben des § 60 Abs. 3 ElWOG 2010 die tatsächliche Kapitalstruktur dieses Unternehmens mit unveränderten Eigen- und Fremdkapitalzinssätzen für die Ermittlung des WACC herangezogen. Ein höherer Eigenkapitalanteil hingegen hat gemäß dem aktuellen gesetzlichen Rahmen keine Auswirkung auf die Festlegung des Zinssatzes.

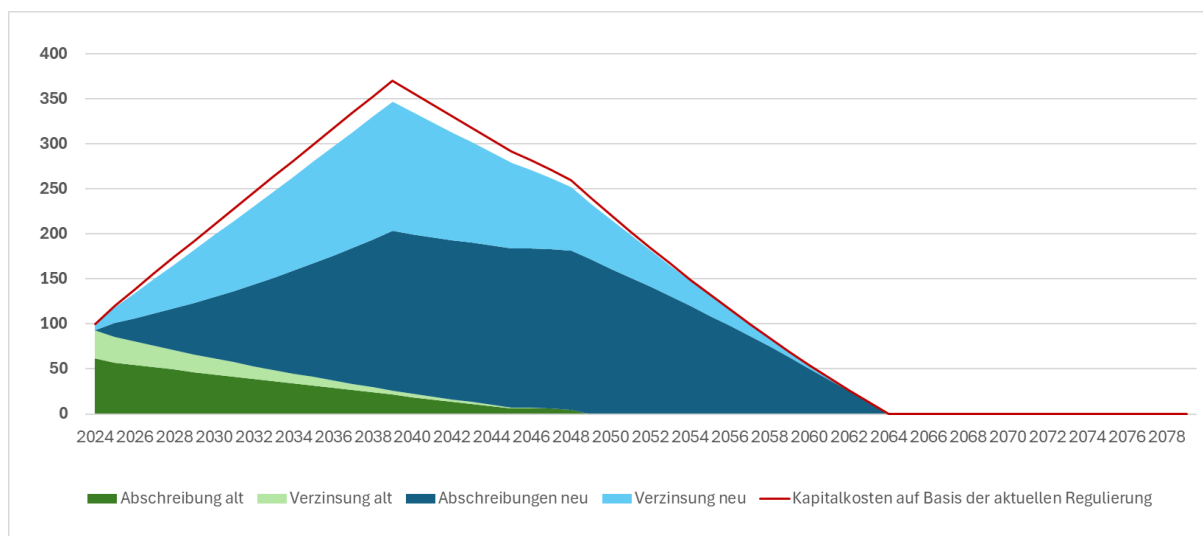


Abbildung 6: Veränderung der Kapitalkosten bei 20% Mezzaninkapital für Neuinvestitionen

Die rote Linie zeigt die ursprüngliche Kapitalkostenentwicklung bei einer Verwendung der Normkapitalstruktur (40% Eigenkapital, 60% Fremdkapital), die gestapelte Fläche zeigt die Veränderung der Kapitalkosten bei der Finanzierung von 20% der Neuinvestitionen mit begünstigtem Mezzaninkapital, das den Eigenkapitaleinsatz entsprechend reduziert, unter Verwendung der oben dargestellten Parameter. Wir weisen der Vollständigkeit halber darauf hin, dass sich aus unserer Sicht die Ergebnisse ident wären, wenn die Mezzanintranche durch eine Ausfallhaftung (First-Loss) des Bundes ersetzt würde. Im Ergebnis zeigt sich, dass die Maximalbelastung in 2039 um rund 6,3% sinkt. Zinst man die Zahlungen mit einem angenommenen Diskontfaktor für Haushalte von 6%¹⁵ ab, so sinkt der Barwert der Kapitalkosten für die Neuinvestition um 6,3%.

Kurzzusammenfassung des Ergebnisses:

Ziele	Veränderung	Kommentar der Autoren
Senkung der Maximalbelastung 2039	-6,3%	Die Bereitstellung von begünstigtem Mezzaninkapital für Neuinvestitionen durch den Bund würde die Kapitalkosten senken und die Netzbetreiber gleichzeitig bei der Beschaffung des für den Ausbau notwendigen Kapitals unterstützen.
Senkung der Gesamtkosten (diskontiert 6%)	-6,3%	

Tabelle 5: Auswirkung von 20% Mezzaninkapital für Neuinvestitionen (eigenkapitalersetzend)

Die Analyse wurde unter der Prämisse durchgeführt, dass die Neuinvestitionen zu einem Anteil von 20% aus Mezzaninkapital erfolgen. Somit werden Neuinvestitionen zu 20% aus Eigenkapital, zu 20% aus Mezzaninkapital und zu 60% aus Fremdkapital finanziert. Dabei zeigte sich im Rahmen der Modellierung, dass in diesem Fall bei einer laufenden Tilgung des Mezzaninkapitals und des Fremdkapitals der Anteil des Eigenkapitals (Eigenkapitalquote) über die Laufzeit ansteigt. Unter der aktuellen Regulierung würde dies bedeuten, dass damit auch der WACC und somit die Kapitalkosten ansteigen. Soll der Anteil des Eigenkapitals (Eigenkapitalquote) hingegen

¹⁵ Für die Barwertberechnung haben wir den Diskontfaktor für Steuerrückstellungen nach §14 (12) EStG in Verbindung mit §14 (6) Z.6 EStG verwendet.

konstant bei 20% gehalten werden, so müsste der Anteil der Mezzanin- und Fremdkapitalfinanzierung an den Neuinvestitionen laufend ansteigen. Damit würde auch der WACC über die Laufzeit konstant bleiben, was wiederum die Finanzierungskosten weiter reduzieren würde. Die Modellierung hat gezeigt, dass sich damit die Maximalbelastung im Jahr 2039 um rund 8% gegenüber dem Ausgangsszenario reduzieren würde.

3.4. Investitionsförderung

Die Anwendung von Investitionsförderungen hat naturgemäß einen dämpfenden Einfluss auf die Belastung der Netzkundinnen und Netzkunden, bedeutet allerdings eine Abkehr vom Kostenverursachungsprinzip in der Verteilung der Netzkosten. Wir haben in weiterer Folge die Auswirkung einer Investitionsförderung von 10% (z.B. Baukostenzuschuss zur Förderung innovativer, kostenschonender Ansätze beim Netzausbau) auf die Netzkosten analysiert und dabei alle anderen Ausgangsparameter unverändert gelassen. Es ergibt sich folgendes Bild:

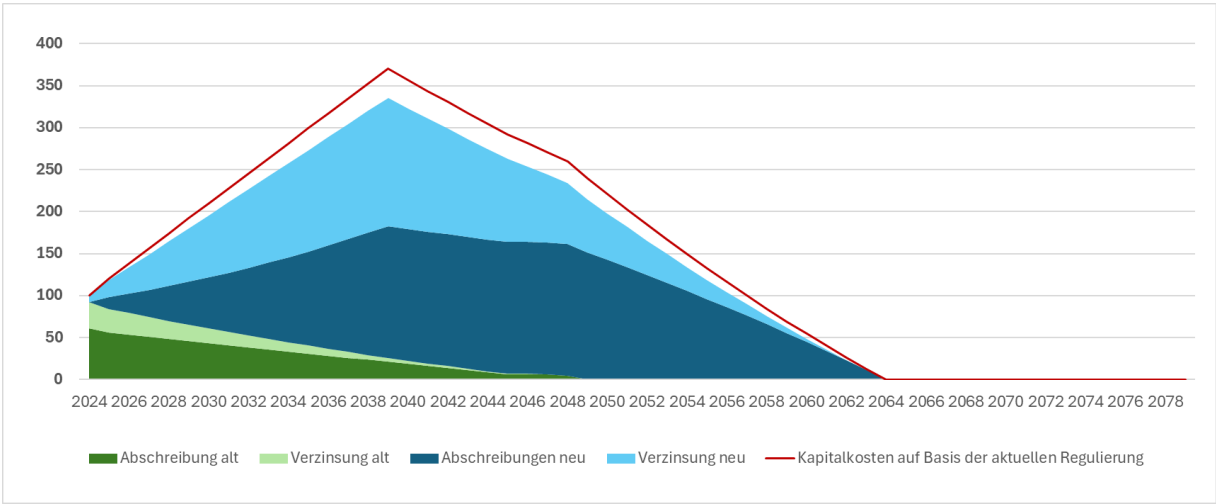


Abbildung 7: Veränderung der Kapitalkosten bei 10% Investitionsförderung

Die rote Linie zeigt die ursprüngliche Kapitalkostenentwicklung ohne Investitionsförderung, die Fläche zeigt die Veränderung bei einer Förderquote von 10,0%. Im Ergebnis zeigt sich, dass die Maximalbelastung in 2039 um rund 9,4% sinkt. Zinst man die Zahlungen mit einem angenommenen Diskontfaktor für Haushalte von 6%¹⁶ ab, so sinkt der Barwert der Kapitalkosten für die Neuinvestition um 9,9%.

Kurzzusammenfassung des Ergebnisses:

Ziele	Veränderung	Kommentar der Autoren
Senkung der Maximalbelastung 2039	-9,4%	Eine Investitionsförderung der Netzentgelte führt zu entsprechenden Einsparungen bei den Kapitalkosten, allerdings bedeutet dies eine Abkehr vom Kostenverursachungsprinzip.
Senkung der Gesamtkosten (diskontiert 6%)	-9,9%	

Tabelle 6: Auswirkung von 10% Investitionsförderung auf die Kapitalkosten der Netzbetreiber

¹⁶ Für die Barwertberechnung haben wir den Diskontfaktor für Steuerrückstellungen nach §14 (12) EStG in Verbindung mit §14 (6) Z.6 EStG verwendet.

3.5. Maßnahmenmix

Um das Gesamtpotential von Kostensenkungsmaßnahmen aus der Finanzierung zu simulieren, wurde ein mögliches Gesamtkonzept mit einem Maßnahmenmix erstellt. In diesem Szenario wurden folgende Parameter angepasst, die im Vergleich zu den Einzelmaßnahmen etwas abgeschwächt wurden:

- Verlängerung der durchschnittlichen regulatorischen Abschreibungsdauer um 10 Jahre,
- staatliche Garantien für 50% des Fremdkapitals (das entspricht einem durchschnittlichen Fremdkapitalzinssatz von 3,07%),
- eigenkapitalersetzendes begünstigtes Mezzaninkapital ¹⁷ in Höhe von 20% des Gesamtkapitals zu einer Kondition in Höhe des Fremdkapitalzinssatzes, und
- ausgewählte Investitionsförderungen für Netzinnovationen in Höhe von 5% der Gesamtinvestitionen (das wären rund 180 Mio. EUR pro Jahr).

Dabei ergibt sich folgendes Bild:

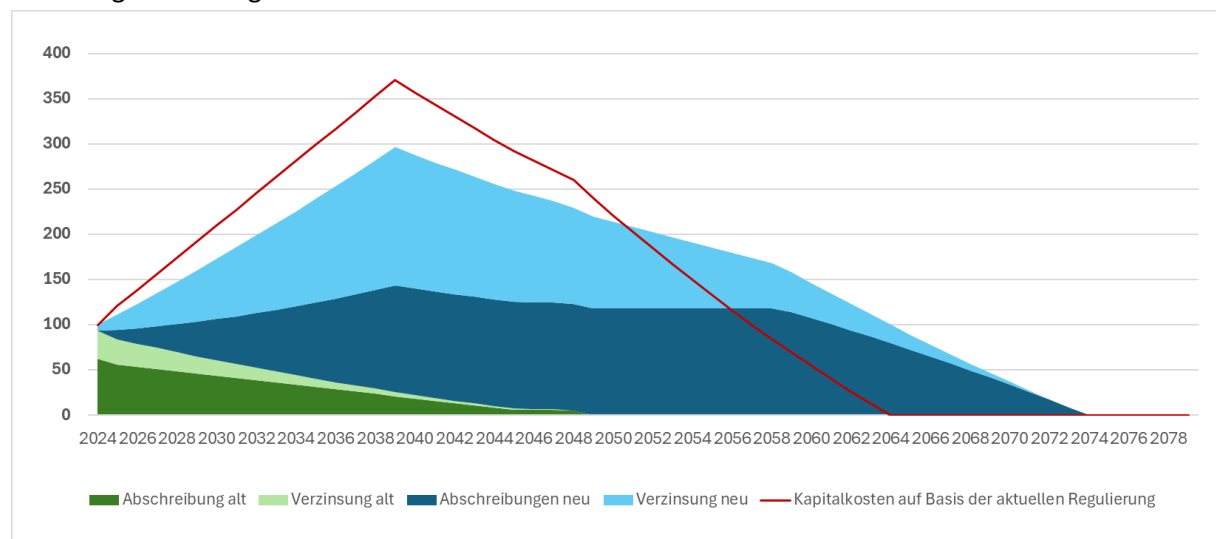


Abbildung 8: Veränderung der Kapitalkosten bei Umsetzung des beispielhaften Maßnahmenmix

Die rote Linie zeigt die ursprüngliche Kapitalkostenentwicklung, die gestapelte Fläche stellt die Veränderung bei der kombinierten Umsetzung aller Maßnahmen dar. Im Ergebnis ist ersichtlich, dass die Maximalbelastung im Jahr 2039 insgesamt um 20,1% sinkt. Zinst man die Zahlungen mit einem angenommenen Diskontfaktor für Haushalte von 6%¹⁸ ab, so sinkt der Barwert der Kapitalkosten für die Neuinvestition um 13,5%.

¹⁷ Annahme an dieser Stelle: Tilgung des Mezzaninkapitals über 35 Jahre

¹⁸ Für die Barwertberechnung haben wir den Diskontfaktor für Steuerrückstellungen nach §14 (12) EStG in Verbindung mit §14 (6) Z.6 EStG verwendet.

Kurzzusammenfassung des Ergebnisses:

Ziele	Veränderung	Kommentar der Autoren
Senkung der Maximalbelastung 2039	- 20,1%	Durch die vorgestellte Maßnahmenkombination sinkt die Maximalkostenbelastung bis 2039 signifikant, auch diskontiert wird eine Senkung der Gesamtkosten erreicht.
Senkung der Gesamtkosten (diskontiert 6%)	-13,5%	

Tabelle 7: Auswirkung der vorgestellten Maßnahmenkombination auf die Kapitalkosten der Netzbetreiber

3.6. Übersicht Ansätze zur Optimierung der Finanzierung

Im Rahmen der Analyse wurden mehrere Ansätze zur Optimierung der Finanzierung analysiert. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse:

Ziele	Maximalbelastung 2039	Gesamtkosten (Barwert, 6%)	Kommentar der Autoren
Verlängerung der Abschreibungsdauer um 15 Jahre für Neuinvestitionen	-11,8%	-2,1%	Maximalbelastung sinkt deutlich, Kosten werden über einen längeren Zeitraum verteilt.
Staatliche Garantien für Fremdkapital	-1,7%	-1,6%	Effekt ist nur moderat und die Maßnahme sollte ggf. mit anderen Maßnahmen kombiniert werden.
20% begünstigtes Mezzaninkapital für Neuinvestitionen	-6,3%	-6,3%	Kapitalkosten werden gesenkt, Netzbetreiber werden bei der Kapitalbeschaffung unterstützt.
10% Investitionsförderung	-9,4%	-9,9%	Entsprechende Einsparungen bei den Kapitalkosten, allerdings Abkehr vom Kostenverursachungsprinzip.
Maßnahmenmix (Verlängerung Abschreibung, 50% staatliche FK-Garantien, 20% Mezzanin, 5% Investitionsförderung für innovative Projekte)	-20,1%	-13,5%	Durch die vorgestellte Maßnahmenkombination sinkt die Maximalkostenbelastung bis 2039 signifikant, auch diskontiert wird eine Senkung der Gesamtkosten erreicht.

Tabelle 8: Ansätze zur Optimierung der Finanzierung des Stromnetzausbaus

Fazit: Maßnahmen wie die Verlängerung der Abschreibungsdauern, die Bereitstellung von begünstigtem Mezzaninkapital für Neuinvestitionen, Finanzierungsgarantien und gezielte Investitionsförderungen können entscheidend dazu beitragen, die Finanzierungskosten im Stromnetz deutlich zu senken. Empfehlenswert ist die Kombination mehrerer Instrumente, da manche Einzelmaßnahmen nur moderat Wirkung zeigen. Hervorzuheben ist, dass eine Abschreibungsdauerverlängerung die Kosten über einen längeren Zeitraum verteilt, während die Bereitstellung von Mezzaninkapital Netzbetreiber bei der Kapitalbeschaffung unterstützt. Der von uns vorgeschlagene Maßnahmenmix könnte die Maximalbelastung der Netzkundinnen und Netzkunden durch Kapitalkosten um rund 20,1% senken.

4. Mögliche Maximalinvestitionen bei real gleichbleibenden Kapitalkosten

In weiterer Folge wurde darauf abgezielt, die maximal möglichen Investitionen bis zum Jahr 2040 grob zu bestimmen, bei denen die reale Belastung durch Kapitalkosten für die Netznutzer nicht steigt. Es ist wichtig anzumerken, dass die Berechnung auf Basis des Gesamtstromverbrauchs¹⁹ erfolgt und daher nur eine grobe Schätzung darstellt. Der Stromverbrauch dient dabei als Indikator für die Netznutzung. Denn die Tarifierung könnte künftig auch stärker über die Leistung erfolgen. Die sich daraus ergebende Höhe der maximal möglichen Investitionen ist als Orientierungshilfe zu verstehen.

Als Grundlage für die weiteren Berechnungen wurde angenommen, dass der in Kapitel 3.4 dargestellte Maßnahmenmix auf der Finanzierungsseite vollständig umgesetzt wurde. Daneben hat die Entwicklung des Stromverbrauchs einen maßgeblichen Einfluss auf die Höhe des Netzentgelts und somit auf die individuelle Belastung der Haushalte und Betriebe. Daher wurden mehrere Szenarien für die Stromverbrauchsentwicklung bis 2040 verwendet. Die Szenarien decken die volle Bandbreite eines gleichbleibenden Stromverbrauchs (rund 67 TWh) bis zur Prognose von Oesterreichs Energie (Steigerung auf 140 TWh) ab.

In nachfolgender Abbildung ist in dunkelblauer Farbe die Höhe der Investitionen dargestellt, die bis zum Jahr 2040 maximal erfolgen können, damit die Kapitalkosten bei gleichbleibendem Stromverbrauch real gegenüber dem Basisjahr 2024 gleichbleiben:

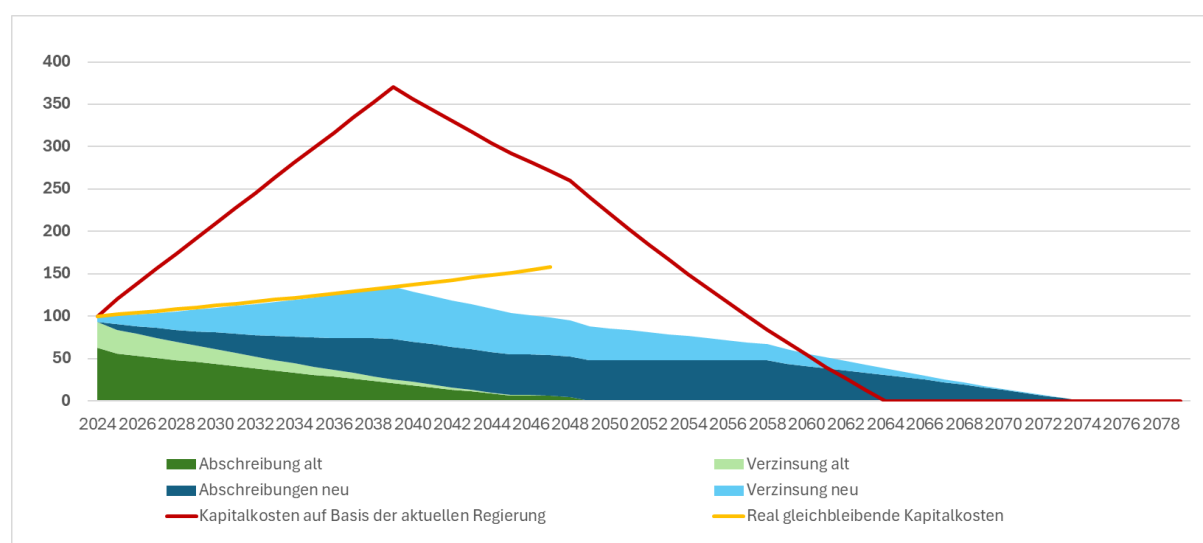


Abbildung 9: Kapitalkosten bei einem konstanten Stromverbrauch bis 2040 und Investitionen von rund 22 Mrd. EUR

Aus der Analyse ist erkennbar, dass bei gleichbleibendem Stromverbrauch die Investitionen deutlich niedriger ausfallen müssten als geplant. Konkret dürften nur rund 22 Mrd. EUR investiert werden, damit die Belastung der Haushalte und Betriebe aus den Kapitalkosten der Netzentgelte real auf dem Wert von 2024 bleibt.

¹⁹ Anm.: abzüglich des Eigenstrombedarfs des Sektors Energie

In weiterer Folge haben wir die Berechnung für unterschiedliche Stromverbrauchsszenarien durchgeführt. Das Ergebnis wird in untenstehender Grafik dargestellt:

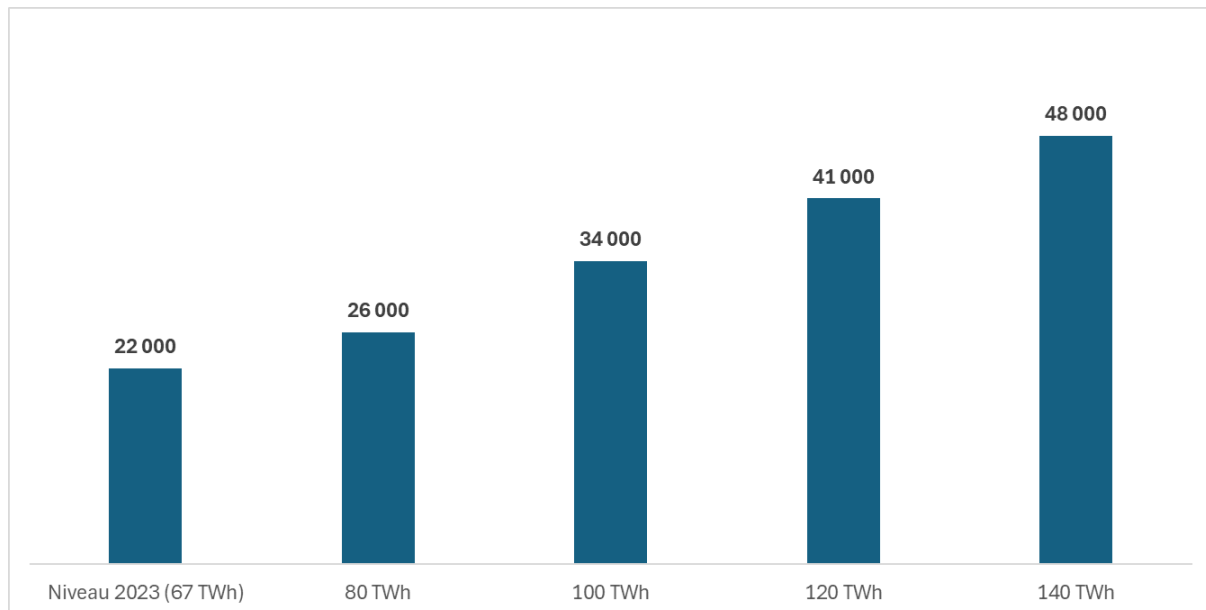


Abbildung 10: Maximale Investitionen bis 2040 für real gleichbleibende Kapitalkosten bei unterschiedlichem Stromverbrauch in 2040

In der Gesamtschau ergibt sich somit das Bild, dass bei einem gleichbleibenden Verbrauch unter sonst unveränderten Bedingungen Investitionen in das österreichische Stromnetz von rund 22 Mrd. EUR bis 2040 getätigt werden können, ohne dass sich dabei die reale Belastung durch Kapitalkosten für Haushalte und Betriebe erhöht. Sollte der Stromverbrauch bis 2040 auf 100 TWh ansteigen, so können 34 Mrd. EUR an Investitionen getätigt werden.

Um unter diesen Bedingungen die gesamten geplanten Investitionen von 53,4 Mrd. EUR umsetzen zu können, müsste der Stromverbrauch auf rund 153 TWh (+127%, durchschnittliche jährliche Steigerung von 5,0%) steigen.

Fazit: Die Entwicklung der Netznutzung beeinflusst maßgeblich die Höhe der Netzentgelte. Sollen beispielsweise die Netzentgelte real stabil bleiben (Basis 2024), so können bei konstantem Stromverbrauch und einer Optimierung der Finanzierung (vorgeschlagener Maßnahmenmix) nur weniger als die Hälfte der geplanten Investitionen (22 Mrd. EUR) getätigt werden. Für die Umsetzung aller geplanten Investitionen müsste sich der Stromverbrauch mehr als verdoppeln (+127%), damit die Kapitalkosten konstant bleiben. Zu beachten ist, dass nur der Verbrauch über das Netz, also z.B. nicht der Bezug durch eine Haushalts-PV Anlage oder über Direktleitungen für Industriekunden für die Netzentgelte relevant ist. Damit ein wachsendes Stromnetz leistbar bleibt, darf es nicht von immer weniger Nutzerinnen und Nutzern finanziert werden.

5. Möglichkeiten der Ausgestaltung des begünstigten Mezzaninkapitals

Im Rahmen der Diskussion über den Ausbau und die Finanzierung des österreichischen Stromnetzes wird häufig über die Einführung eines Infrastrukturfonds gesprochen. Ein Bericht von frontier economics²⁰, der im Auftrag der Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ) erstellt wurde, schlägt die Implementierung eines Infrastrukturfonds Energie vor, der mit öffentlichen Mitteln über unterschiedliche Finanzierungsinstrumente den Netzausbau finanzieren soll. Im Masterplan Energie für Österreich der Wirtschaftskammer Österreich²¹ wird ebenfalls die Schaffung eines Netzinfrastrukturfonds aus Budgetmitteln vorgeschlagen, der die Belastung der Haushalte durch den Ausbau der Netzinfrasturktur dämpfen soll. Wie die Finanzierung über einen Infrastrukturfonds und die damit verbundenen Instrumente konkret ausgestaltet sein sollen, wurde in der Diskussion bisher jedoch noch nicht im Detail ausgearbeitet.

Unsere Analyse ergibt, dass insbesondere begünstigtes Mezzaninkapital (begünstigt im Sinne eines niedrigen, geförderten Zinssatzes) als geeignetes Finanzierungsinstrument in Betracht gezogen werden sollte. In diesem Kapitel beleuchten wir daher die spezifischen Eigenschaften und Vorteile von Mezzaninkapital, erläutern die Kriterien, die für eine Einstufung als Eigenkapital notwendig sind und schlagen konkrete Ansätze für die Ausgestaltung als Finanzierungsinstrument für Netzbetreiber vor. Wir erwarten, dass die vorgeschlagene Struktur nicht zu einer Erhöhung des Budgetdefizits führt. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass die Netzbetreiber gemäß ESVG 2010 als Marktproduzenten gelten. Denn ihre Produktionskosten werden zu mehr als 50% durch Erlöse (= Netzentgelte) gedeckt. Damit ist die Verschuldung der Netzbetreiber - auch wenn sie im öffentlichen Eigentum stehen - nicht der staatlichen Verschuldung zuzuordnen. Je nachdem, durch welche Bank bzw. Institution das begünstigte Mezzaninkapital ausgegeben wird, könnte die Maßnahme aber schuldenstanderhöhend für den Bund wirken.

Mezzaninkapital ist eine Mischform von Eigen- und Fremdkapital und zeichnet sich durch Nachrangigkeit, variable Vergütung in Abhängigkeit des Gewinns und durch ein fehlendes Mitspracherecht aus. Mezzaninfinanzierung ist eine sehr flexible Form der Finanzierung, die vertraglich individuell ausgestaltet werden kann und je nach Ausgestaltung eher dem Eigen- oder Fremdkapital zugeordnet werden kann. Zu den Mezzaninkapitalinstrumenten, die typischerweise eher Eigenkapitalcharakter aufweisen, gehören stille Beteiligungen, Genussscheine und Wandel- und Optionsanleihen. Auf der anderen Seite gibt es Instrumente wie Nachrangdarlehen und Gesellschafterdarlehen, die meist so ausgestaltet werden, dass sie bilanziell eher dem Fremdkapital zugeordnet werden.

Mezzaninkapital mit Eigenkapitalcharakter spielt in der weiteren Betrachtung eine besondere Rolle, da es den Netzbetreibern im Rahmen von Investitionsprojekten ermöglicht, einen Teil des Eigenkapitals zu ersetzen, ohne das Risiko für Kreditgeber zu steigern. Gleichzeitig steht den Netzbetreibern zusätzliches Kapital zur Verfügung, um die Investitionen in das Stromnetz zu tätigen. Einige der großen österreichischen Netzbetreiber sind in international tätige Konzerne

²⁰ Infrastrukturfonds Energie als Baustein für den Stromnetzausbau, frontier economics / Erneuerbare Energie Österreich (2024)

²¹ Masterplan Energie für Österreich, WKO (2024)

eingebunden, die zur Rechnungslegung nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) verpflichtet sind. Hier ist besonders relevant, dass jene Kriterien erfüllt werden, die sicherstellen, dass das erhaltene Mezzaninkapital sowohl nach den nationalen Regelungen des UGB als auch nach IFRS als Eigenkapital eingestuft wird. Im Folgenden erläutern wir diese Kriterien und skizzieren die konkrete Ausgestaltung von Mezzaninkapital, die diese erfüllt.

5.1. Anforderungen für die Einstufung von Mezzaninkapital als Eigenkapital im UGB

Das Austrian Financial Reporting Advisory Committee (AFRAC) hat im September 2024 eine Stellungnahme zur Bilanzierung hybrider Finanzinstrumente veröffentlicht, die festlegt, unter welchen Voraussetzungen ein hybrides Finanzinstrument nach UGB beim Emittenten als Eigenkapital oder als Fremdkapital zu qualifizieren ist. Für die Qualifikation solcher Instrumente als Eigenkapital im UGB müssen folgende Kriterien kumulativ erfüllt sein²²:

1. **Nachrangigkeit:** Ein Rückzahlungsanspruch besteht erst nach der vollständigen Befriedigung aller nicht nachrangigen Gläubiger gemäß § 67 Abs. 3 Insolvenzordnung. Die Nachrangigkeit muss gegenüber sämtlichem, nicht nachrangigen Fremdkapital gelten und darf sich nicht nur auf einzelne Gläubigergruppen beschränken.
2. **Kapitalerhaltung bei Vergütung:** Die vereinbarte Vergütung darf nur aus Beträgen erfolgen, die als ausschüttbarer Bilanzgewinn oder als freie Rücklagen dargestellt werden können. Zudem muss das Instrument am Verlust bis zur vollen Höhe des Kapitals partizipieren.
3. **Kapitalerhaltung bei Rückzahlung und keine Befristung:** Hybride Finanzinstrumente müssen unbefristet sein. Eine ordentliche Kündigung ist nur zulässig, wenn die Rückzahlung unter der Voraussetzung der Kapitalerhaltung erfolgt. Außerordentliche Kündigungen aus wichtigem Grund sind möglich, ohne die Qualifikation als Eigenkapital zu beeinträchtigen.

Die in der AFRAC-40 Stellungnahme beschriebenen Anforderungen lassen einen gewissen Gestaltungsspielraum für begünstigtes Mezzaninkapital, die zur Finanzierung des österreichischen Stromnetzes eingesetzt werden könnten.

5.2. Anforderungen für die Einstufung von Mezzaninkapital als Eigenkapital unter IFRS

Wie bereits dargestellt, sind einige österreichische Netzbetreiber in international tätige Konzerne eingebunden, was eine Bilanzierung nach IFRS erfordert. Die Ausweisung von Mezzaninkapital bei diesen Netzbetreibern als Eigenkapital in der Bilanz bedarf daher neben der Konformität mit den UGB-Kriterien auch die Erfüllung der IFRS-Kriterien. Diese umfassen folgende Bedingungen²³:

²² Vgl. AFRAC-Stellungnahme 40 Bilanzierung hybrider Finanzinstrumente beim Emittenten (UGB), Austrian Financial Reporting Advisory Committee (2024)

²³ Vgl. DJA – Der Jahresabschluss (MANZ), Praxisbeispiele zur Bilanzierung von Genussrechten nach IFRS und UGB (Czokay), 04|2023 unter Verweis auf Handbuch Unternehmensfinanzierung S. 542, Rebhan-Briewsser/Stelzmüller in Mittendorfer/Mittermair (Hrsg) (2017)

1. **Unbefristet und unkündbar:** Das Finanzinstrument darf keine begrenzte Laufzeit bzw. kein Kündigungsrecht (durch die Genussrechtskapitalgeberin) vorsehen.
2. **Keine Rückzahlungsverpflichtung:** Es darf keine vertragliche Verpflichtung zur Rückzahlung des Kapitals bestehen.
3. **Ermessenabhängige Vergütung:** Die dividendenabhängige Vergütung muss im Ermessen des Unternehmens liegen.

5.3. Empfehlungen für die Ausgestaltung

Für die konkrete Ausgestaltung des Mezzaninkapitals bieten sich unterschiedliche Formen an. Die genauen vertraglichen Konditionen bestimmen, ob das Mezzaninkapital bilanziell dem Eigenkapital zugeordnet werden kann. Im Folgenden werden Konditionen für Mezzaninkapital vorgestellt, die zu einer Bilanzierung als Eigenkapital im Sinne des UGB und IFRS führen sollten. Es ist dabei unerheblich, welches Instrument zur Anwendung kommt (z.B. Genussrecht oder Nachranganleihe), solange die Kriterien, die zu einer Bilanzierung als Eigenkapital führen, erfüllt werden. Wir weisen allerdings darauf hin, dass die Zulässigkeit der Bilanzierung als Eigenkapital im Einzelfall auf Basis der konkreten Vertragsausgestaltung durch die Netzbetreiber mit ihrem Wirtschaftsprüfer oder ihrer Wirtschaftsprüferin zu prüfen ist.

Punkt	Kondition
Laufzeit	Unbefristet.
Rang	Nachrangigkeit gegenüber sämtlichen nicht nachrangigen Fremdkapitalgebern.
Verlustteilnahme	Teilnahme am Verlust bis zur vollen Höhe.
Kündigungsrecht	Durch die Emittentin, nicht aber durch die Mezzaninkapitalgeberin.
Vergütungsmodus	Zinszahlung nur im Fall einer Dividendenausschüttung. Ausgesetzte Zinsen werden inklusive Zinseszins nachgeholt.
Vergütungshöhe / Zinssatz	Begünstigter (geförderter) Zinssatz in Höhe des Fremdkapitalzinssatzes.
Rückzahlung	Variante 1: Jährliche Tilgung in Höhe von einem Vierzigstel des Nominalwerts in Jahren, in denen die Emittentin eine Dividende für das vorige Geschäftsjahr ausschüttet. Variante 2: Keine feste Rückzahlung. Um einen Anreiz zur Rückzahlung zu schaffen, könnte aber beispielsweise ab dem Jahr 20 eine jährliche Zinserhöhung vereinbart werden.

Tabelle 9: Ausgestaltungsvorschlag Mezzaninkapital

Aufgrund der stringenten Vorgaben der Rechnungslegungsvorschriften für die Verbuchung als bilanzielles Eigenkapital kann die Gestaltung der Parameter für die Rückzahlung innerhalb eines gewissen Spielraums erfolgen.

Fazit: Die Bereitstellung von begünstigtem Mezzaninkapital durch den Bund stellt eine attraktive Finanzierungsoption dar, da sie kostengünstig zusätzliches Kapital verfügbar macht und innerhalb der bestehenden Regulierung erfolgen könnte. Mezzaninkapital ist eine Mischform von Eigen- und Fremdkapital und zeichnet sich durch Nachrangigkeit, variable Vergütung, fehlendes Mitspracherecht und Flexibilität in der Ausgestaltung aus. Erfüllt es bestimmte Anforderungen, kann es als Eigenkapital eingestuft werden und somit einen Teil des Eigenkapitals durch kostengünstigeres Kapital ersetzen, ohne das Risiko für andere Kapitalgeber nennenswert zu erhöhen. Die Konditionen müssen begünstigt (d.h. gefördert) sein, z.B. durch einen reduzierten Zinssatz in Höhe der tatsächlichen Kapitalbeschaffungskosten des Bundes. Wir erwarten, dass eine Auswirkung auf das Defizit des Bundes nicht gegeben ist, sofern die Zinssätze kostendeckend sind.

6. Exkurs: Analyse der regulatorisch festgelegten Normkapitalstruktur

Die Notwendigkeit einer Normkapitalstruktur im Rahmen der Regulierung ist gesetzlich festgelegt. In der aktuellen Regulierungssystematik wird diese vom Regulator mit 40% Eigenkapital und 60% Fremdkapital vorgegeben²⁴. Wird die Vorgabe der Eigenkapitalquote um 10% unterschritten (36% Eigenkapital), erfolgt eine Neuberechnung des WACC. Jedoch wird in dem Fall in der aktuellen Regulierungspraxis der E-Control nicht der Eigenkapitalzinssatz über das CAPM-Modell angepasst, sondern nur die Gewichtung der EK- und FK-Zinssätze entsprechend der tatsächlichen Kapitalstruktur. Bei einer Überschreitung der vorgegebenen Eigenkapitalquote erfolgt keine WACC-Anpassung.

Um zu prüfen, ob die Kapitalstrukturen von österreichischen Netzbetreibern und der im WACC-Gutachten²⁵ herangezogenen (internationalen) Vergleichsunternehmen der Normkapitalstruktur entsprechen, wurde folgende Analyse durchgeführt.

Im ersten Schritt wurden die Unternehmen aus der Peergruppe „Core“ des WACC-Gutachtens, das sind an der Börse notierte Unternehmen mit einem möglichst ähnlichen Risikoprofil zu österreichischen Netzbetreibern, herangezogen und deren Kapitalstruktur analysiert. Das sind folgende Unternehmen:

Unternehmen	Land	Eigentümer	Besonderheiten
Elia Group SA/NV	BEL	44,79% im BEL Staatseigentum über Holding	Nicht regulierte Aktivitäten: 0,5% des Umsatzes 2023
Enagas SA	ESP	5% im ESP Staatseigentum	Hält Beteiligungen in Peru und Mexiko und betreibt Regasifizierungsanlagen
Red Electrica Corporacion SA	ESP	20% im ESP Staatseigentum über Holding	Ist auch in Chile und Peru tätig
Redes Energeticas Nacionais	PRT	25% im CHN Staatseigentum	Tätigkeiten in Bau und Betrieb von Kraftwerken & Gasverflüssigungsanlagen

²⁴ In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass in § 60 (3) ElWOG 2010 zwar geregelt ist, dass der Finanzierungskostensatz unter Zugrundlegung einer Normkapitalstruktur zu bestimmen ist, die Prozentsätze gesetzlich aber nicht vorgegeben sind.

²⁵ Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Strom-Übertragungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027, Randl und Zechner (2022)

SNAM SPA	ITA	31,4% im ITA Staatseigentum über Kreditinstitut	Besitzt Regasifizierungsanlagen in Italien
Terna-Rete Elettrica Naziona	ITA	29,85% im ITA Staatseigentum über Kreditinstitut	Energieversorger
National Grid Plc	GBR	Institutionelle Investoren	Ist auch in USA und Australien tätig

Tabelle 10: Vergleichsunternehmen der Peergruppe "Core"

Dabei lässt sich erkennen, dass die internationalen Vergleichsunternehmen teilweise in nicht regulierten Bereichen und außereuropäischen Ländern aktiv sind, was zu einer höheren und heterogeneren Risikoexposition als bei österreichischen Netzbetreibern führt.

Im zweiten Schritt wurde die Kapitalstruktur ²⁶ von weiteren europäischen Vergleichsunternehmen ²⁷ untersucht, die nicht an der Börse notiert sind, dafür aber ein Risikoprofil aufweisen, das noch ähnlicher zu österreichischen Netzbetreibern ist. Außerdem wurde die Kapitalstruktur von österreichischen Landesnetzbetreibern, die Netzanlagevermögen in ihrer Bilanz ausweisen und die in keinem anderen Geschäftsfeld tätig sind, analysiert ²⁸.

Abbildung 11 zeigt, dass die Eigenkapitalquoten von fast allen Vergleichsunternehmen und österreichischen Netzbetreibern deutlich unter den in der Normkapitalstruktur festgelegten 40% liegen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die österreichischen Unternehmen nach UGB und Energinet.dk nach nationalen dänischen Rechnungslegungsstandards bilanzieren, während die anderen Vergleichsunternehmen nach IFRS bilanzieren.

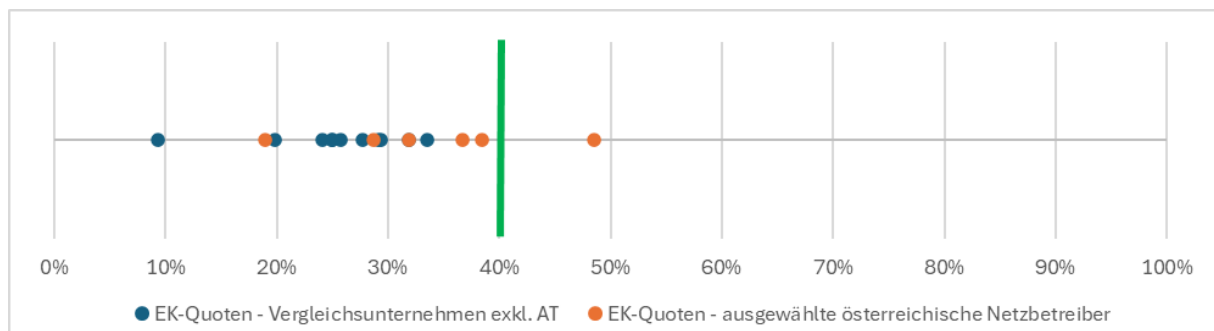


Abbildung 11: Eigenkapitalquoten der Vergleichsunternehmen

Praxiserfahrungen aus Investitionsprojekten im Bereich der Infrastruktur und der erneuerbaren Energien zeichnen ein ähnliches Bild. Die Eigenkapitalquote bewegt sich zum Zeitpunkt der Investition eher in einer Bandbreite von 15% bis 25% ²⁹ als bei den in der Regulierung verwendeten 40%. Darüber hinaus ist zu beachten, dass bei einem Infrastrukturprojekt die Eigenkapitalquote im Laufe der Zeit steigt und nach vollständiger Rückführung des Kredites 100% beträgt – dies führt dazu, dass eine Stichtagsbetrachtung der Eigenkapitalquote bei einer bereits in Betrieb

²⁶ Erhoben auf Basis der veröffentlichten Jahresabschlüsse

²⁷ TenneT, Statnett, Energinet.dk und EirGrid

²⁸ Folgende Netzbetreiber wurden dabei berücksichtigt: Austrian Power Grid, Netz Niederösterreich, Energienetze Steiermark, Wiener Netze, Netz Burgenland und Vorarlberger Energienetze. Nicht berücksichtigt wurden aufgrund des fehlenden Netzanlagevermögens in der Bilanz: Netz Oberösterreich, Kärnten Netz, Salzburger Netz und TINETZ.

²⁹ Die Bandbreite ergibt sich aus Erfahrungswerten aus der Finanzierung von Infrastruktur- und erneuerbaren Energieprojekten in Österreich.

befindlichen Infrastrukturgesellschaft zu einer Überschätzung des Eigenkapitalbedarfs am Anfang des Investmentzyklus führt.

Wir empfehlen daher, die Frage der Angemessenheit der Normkapitalquote unter den oben genannten Aspekten einer breiteren Diskussion zuzuführen, um allfällige Effizienzpotentiale für die Netznutzerinnen und Netznutzer zu heben.

Fazit: Die Eigenkapitalquoten von (reinen) Netzbetreibern in Österreich und europäischen Vergleichsunternehmen liegen vorwiegend unter der vom Regulator durch die Normkapitalstruktur vorgegebene Eigenkapitalquote von 40%. Zudem weisen Investitionsprojekte im Bereich der Infrastruktur zum Zeitpunkt der Investition meist eine Eigenkapitalquote in einer Bandbreite von 15% bis 25% auf. Eine Optimierung der Normkapitalstruktur sollte daher diskutiert werden.

7. Fazit und Empfehlungen

In den kommenden Jahren sind aufgrund des prognostizierten Anstiegs des Strombedarfs, der Integration erneuerbarer Energien sowie der Instandhaltung des Bestandsnetzes erhebliche **Investitionen in das österreichische Stromnetz** erforderlich. APG und Oesterreichs Energie beziffern diese **bis 2040 auf bis zu 53,4 Mrd. EUR**. Es ist deshalb mit steigenden Kapitalkosten und folglich steigenden Netzentgelten für Haushalte und Unternehmen zu rechnen. Konkret könnten die Kapitalkosten im Stromnetz bis 2040 real um 70% steigen - bei einem Stromverbrauch, der auf 100 TWh (Steigerung von rund 50% ggü. 2023) wächst.

Maßnahmen wie die Verlängerung der Abschreibungsdauern im Einklang mit den tatsächlichen Nutzungsdauern, die Bereitstellung von begünstigtem Mezzaninkapital, Finanzierungsgarantien und gezielte Investitionsförderungen können entscheidend dazu beitragen, die Finanzierungskosten im Stromnetz zu senken. Empfehlenswert ist die Kombination mehrerer Instrumente, da manche Einzelmaßnahmen nur moderate Wirkung zeigen. Hervorzuheben ist, dass eine Abschreibungsdauerverlängerung die Kosten über einen längeren Zeitraum verteilt, während die Bereitstellung von Mezzaninkapital Netzbetreiber bei der Kapitalbeschaffung unterstützt. **Der von uns vorgeschlagene Maßnahmenmix könnte die Kapitalkosten-Maximalbelastung der Netzkundinnen und Netzkunden um rund 20% senken.**

Allerdings beeinflusst die Entwicklung der Netznutzung die Höhe der Netzentgelte maßgeblich. Sollen beispielsweise die Netzentgelte real stabil bleiben (Basis 2024), so können bei konstantem Stromverbrauch und einer Optimierung der Finanzierung (vorgeschlagener Maßnahmenmix) nur weniger als die Hälfte der geplanten Investitionen (22 Mrd. EUR) getätigt werden. Für die Umsetzung aller geplanten Investitionen müsste sich der Stromverbrauch mehr als verdoppeln (+127%), damit die Kapitalkosten real konstant bleiben.

Insgesamt macht die Kurzstudie deutlich, dass ausgewählte Maßnahmen auf der Finanzierungsseite die Kapitalkosten verringern können. Die Auswirkung des Netzausbaus auf die Höhe der Netzentgelte hängt aber zentral von der Entwicklung der Netznutzung ab.

Auf Basis der Ergebnisse dieser Kurzstudie leiten wir folgende Empfehlungen ab:

1. Ein Maßnahmenmix zur Optimierung der Finanzierungskosten könnte dazu beitragen, die Finanzierungskosten im Stromnetz um ca. 20% zu senken. Insbesondere wäre die Bereitstellung von begünstigtem Mezzaninkapital dafür geeignet, da dies die Netzbetreiber mit dem für den Ausbau notwendigen Eigenkapital ausstatten würde und gleichzeitig die Kapitalkosten in den Netzentgelten entlasten würde.
2. Da die Entwicklung der Netzentgelte stark von der Netznutzung abhängen wird, empfehlen wir eine Parallelisierung der Planung von Ausbau und Netznutzung und eine stärkere Einbeziehung von Maßnahmen, die die Netznutzung optimieren (z.B. Batteriespeicher). Insbesondere sollte im Rahmen der Genehmigung der Netzausbaumaßnahmen auch eine Folgenabschätzung (Langfristprognose der Netzkosten) durchgeführt werden.
3. Im Rahmen des Gesetzwerdungsprozesses des ElWG und der darauf basierenden Regulierung sollte zudem darauf geachtet werden, dass alle Netznutzerinnen und Netznutzer einen verursachungsgerechten Beitrag zu den Netzentgelten leisten, damit nicht ein wachsendes Netz von immer weniger Nutzerinnen und Nutzern finanziert wird. Dabei muss berücksichtigt werden, dass dadurch der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht gebremst wird.
4. Die Angemessenheit der Normkapitalstruktur sollte durch die E-Control überprüft werden, um allfällige Effizienzpotentiale für Netznutzerinnen und Netznutzer zu heben.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kapitalkosten im österreichischen Stromnetz bis zum Ende der Abschreibungsdauer der Neuinvestitionen bis 2040 (Normierung auf Niveau 2024, d.h. Kapitalkosten 2024 = 100).....	4
Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich, historische Daten und Prognose; Statistik Austria (bis 2023), Oesterreichs Energie / PwC (2022) - Prognose	5
Abbildung 3: Standardisierte Nutzungsdauern, E-Control (2024)	6
Abbildung 4: Veränderung der Kapitalkosten bei einer Verlängerung der Abschreibungsdauer auf 40 Jahre	7
Abbildung 5: Veränderung der Kapitalkosten bei einer staatlichen Garantie für das Fremdkapital	8
Abbildung 6: Veränderung der Kapitalkosten bei 20% Mezzaninkapital für Neuinvestitionen	10
Abbildung 7: Veränderung der Kapitalkosten bei 10% Investitionsförderung	11
Abbildung 8: Veränderung der Kapitalkosten bei Umsetzung des beispielhaften Maßnahmenmix	12
Abbildung 9: Kapitalkosten bei einem konstanten Stromverbrauch bis 2040 und Investitionen von rund 22 Mrd. EUR	14
Abbildung 10: Maximale Investitionen bis 2040 für real gleichbleibende Kapitalkosten bei unterschiedlichem Stromverbrauch in 2040	15
Abbildung 11: Eigenkapitalquoten der Vergleichsunternehmen.....	20

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Investitionsbedarf für das österreichische Stromnetz	2
Tabelle 2: Finanzierungskostensätze gemäß § 60 ElWOG 2010, E-Control (2023, 2022)	3
Tabelle 3: Auswirkung Verlängerung der Abschreibungsdauer (+15 Jahre) auf die Kapitalkosten der Netzbetreiber	7
Tabelle 4: Auswirkung staatlicher Garantien für das Fremdkapital auf die Kapitalkosten der Netzbetreiber	8
Tabelle 5: Auswirkung von 20% Mezzaninkapital für Neuinvestitionen (eigenkapitalersetzend) .	10
Tabelle 6: Auswirkung von 10% Investitionsförderung auf die Kapitalkosten der Netzbetreiber .	11
Tabelle 7: Auswirkung der vorgestellten Maßnahmenkombination auf die Kapitalkosten der Netzbetreiber	13
Tabelle 8: Ansätze zur Optimierung der Finanzierung des Stromnetzausbaus	13
Tabelle 9: Ausgestaltungsvorschlag Mezzaninkapital	18
Tabelle 10: Vergleichsunternehmen der Peergruppe "Core"	20

Autoren:

Lukas Stühlinger
Ferry Krause
Alexander Panhofer

Über FINGREEN:

Wir sind ein Boutique-Beratungsunternehmen und begleiten Unternehmen und Institutionen aus der Energie- und Umweltbranche bei der Strategieentwicklung und Finanzierung ihrer nachhaltigen Projekte. Wir verfügen über umfangreiche Erfahrung in der Beratung von privaten Unternehmen und öffentlichen Institutionen in Fragen der Finanzierung mit einem besonderen Fokus auf erneuerbare Energien.

Kontakt:

FINGREEN | Green Finance Experts
Lukas Stühlinger, Managing Partner
E: lukas.stuehlinger@fingreen.at
W: www.fingreen.at