

DER VOLKSWIRTSCHAFTLICHE WERT DER STROMVERTEILNETZE AUF DEM WEG ZUR KLIMANEUTRALITÄT IN ÖSTERREICH

Hintergrund und Zielsetzung der Studie

Die österreichische Bundesregierung hat sich ehrgeizige Ziele zum Umwelt- und Klimaschutz gesetzt: Bis zum Jahr 2030 soll die gesamte Stromnachfrage in Österreich durch „100 % erneuerbare Energie“ gedeckt werden. Bis zum Jahr 2040 soll dann die Klimaneutralität erreicht werden. Dazu ist ein umfassender Umbau des Energiesektors sowie anderer Sektoren wie Industrie, Wärme und Verkehr erforderlich. Die Änderungen im Energiesektor werden häufig durch die sogenannten „drei D“ charakterisiert: Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung. Die Rolle der Stromverteilnetze ist bereits in den vergangenen Jahren stark ins Zentrum der Energiewende gerückt. Diese Entwicklung wird sich insbesondere durch die Dezentralisierung und Digitalisierung intensivieren.

Die Stromverteilnetzbetreiber stehen dabei in der Pflicht, einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten und dafür bei Bedarf auch die Stromverteilnetze wirtschaftlich auszubauen. Der Betrieb und der Ausbau der Netze erfolgt in Österreich im Rahmen der Anreizregulierung. Die aktuelle Regulierungsperiode für Stromverteilnetze endet mit 2023. Es stellt deshalb schon jetzt die Frage, inwieweit die Anreizregulierung in ihrer aktuellen Ausgestaltung darauf ausgerichtet ist, einen derart grundsätzlichen Umbau des Energiesystems zu begleiten und zu unterstützen. Ein klares Verständnis der Rolle von Stromverteilnetzen bei den Entwicklungen, welche Österreich bis 2040 in die Klimaneutralität führen sollen, ist Voraussetzung für die künftige Ausgestaltung der Anreizregulierung in Österreich.

Vor diesem Hintergrund hat OesterreichsEnergie das AIT – Austrian Institute of Technology und Frontier Economics beauftragt, mit Blick auf das Erreichen der ambitionierten Klimaziele, zunächst die technischen Folgen einer Unterdimensionierung der Stromverteilnetze in Österreich bis 2040 zu untersuchen und schließlich die resultierenden volkswirtschaftlichen Kosten bei einer Unter- und Überdimensionierung zu quantifizieren. Diese Kosten sollen abschließend in die Diskussion zum künftigen regulatorischen Umfeld gesetzt werden und Schlussfolgerungen für die Ausgestaltung und Modernisierung der Anreizregulierung abgeleitet werden.

Stromverteilnetzbetreiber sind bereits heute wichtige Enabler der Klimaneutralität und die hiermit verbundenen

Anforderungen und die Verantwortung der Stromverteilnetzbetreiber werden deutlich steigen.

Die Energiewende stellt die gesamte Energiewirtschaft vor große Herausforderungen. Die Dekarbonisierung in der Energiewirtschaft selbst erfordert für Österreich einen weiteren deutlichen Anstieg der CO₂-neutralen Erneuerbaren Stromerzeugung und den Ausstieg aus der verbleibenden CO₂-emittierenden Stromerzeugung. Die Wege dorthin sind durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (2021)¹, welches allerdings noch die Notifizierung durch die Europäische Kommission erfordert, zumindest bis zum Jahr 2030 für den Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung vorgezeichnet.

Für die anderen Sektoren – Industrie, Wärme und Verkehr – sowie den Zeitraum bis 2040 sind die Wege noch nicht vollständig definiert. Es ist allerdings unbestritten, dass die Zielsetzung der Klimaneutralität einerseits einen weiteren erheblichen Zubau an dargebotsabhängigen Windenergie- und PV-Anlagen und andererseits langfristig den Zubau von CO₂-freien flexiblen Erzeugungseinheiten (z. B. Power-to-Power-Anlagen)² erfordert. Das Gros dieser Erzeugungsanlagen wird – wie bisher auch – in den Stromverteilnetzen angeschlossen werden. Die Dekarbonisierung weiterer Sektoren wie Wärme und Verkehr führt darüber hinaus bis 2040 zu einem deutlichen Anstieg von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen – wiederum mit entsprechenden Anforderungen an die Stromverteilnetze.

Zur Darstellung und zur Analyse der zu erwartenden Entwicklungen für die Stromverteilnetze hin zur neuen Energiewelt 2040 wird eine Netzmodellierung in zwei Zeitschritten vorgenommen. Der erste Zwischenschritt stellt das Jahr 2030 dar. Dabei wird davon ausgegangen, dass das Ziel von „100 % erneuerbare Stromerzeugung“ umgesetzt wird. Entsprechend der PV-Flächenpotential-Studie von Fechner (2020)³ liegen die Österreich-Ziele für PV bei 11 TWh zusätzlich bis 2030. Eine Aufteilung der PV auf die unterschiedlichen Netzebenen wurde entsprechend dieser Studie durchgeführt. Für die Entwicklung der E-Fahrzeuge sowie Wärmepumpen existieren für Österreich keine konkreten Ziel-Werte hinsichtlich Anzahl bzw. installierter Leistung für ein spezielles Ziel-Jahr. Für die Entwicklung der Anzahl der E-Fahrzeuge werden deshalb die COP21-Ziele der EU⁴ auf Österreich angewendet, was zu der Szenario-Annahme von 1 Mio. E- PKWs im Jahr 2030 führt (20 % Flotten-Anteil). Für die Entwicklung der Anzahl der Wärmepumpen wird von 650.000 (privaten) Wärmepumpen im Jahr 2030 ausgegangen⁵. Für das Jahr 2040⁶ wird von einem weiteren Anstieg der

¹ [RIS - Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 17.12.2021 \(bka.gv.at\)](#)

² Diese flexiblen Erzeugungseinheiten werden als Komplement zur volatilen und dargebotsabhängigen Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen an Bedeutung gewinnen.

³ Hubert Fechner (2020): „Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können“, verfügbar unter https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publicationsdatenbank/Studien/2020/PV-Studie_2020.pdf

⁴ Global EV Outlook 2016, verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2016> und <https://www.iea.org/articles/global-ev-data-explorer>

⁵ Technologie-Roadmap für Wärmepumpen, verfügbar unter https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/1608_endbericht_oesterreichische_technologieroadmap_fuer_waermepumpen.pdf

⁶ <https://oesterreichsenergie.at/downloads/publikationsdatenbank/detailseite/photovoltaik-ausbau-in-oesterreich>

Erneuerbaren Stromerzeugung sowie der Durchdringung von E-Fahrzeugen und Wärmepumpen ausgegangen. Dabei wird die hinzukommende PV-Menge mit 30TWh bis 2040 fast verdreifacht, die Anzahl der E-PKWs mit 2 Mio. verdoppelt (40 % Flotten-Anteil), und die Anzahl der installierten (privaten) Wärmepumpen bis 2040 mit 1,04 Mio. um 60 % erhöht.

Abbildung 1 spiegelt neben der Dekarbonisierung auch den Trend zur Dezentralisierung wider. 2040 werden 50 %⁷ der Haushalte ein Elektrofahrzeug sowie 26 % eine Wärmepumpe besitzen. Auch der EE-Ausbau wird sich im Wesentlichen im Stromverteilsnetz abspielen, wobei die PV-Anlagen bis in die untersten Netzebenen integriert werden.

Abbildung 1 Entwicklung der Kapazität an Windenergie-/PV-Anlagen sowie der Anzahl von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in Österreich bis zum Jahr 2040



Quelle: AIT auf Basis von Fechner (2020), Global EV Outlook 2016, Technologie-Roadmap für Wärmepumpen

Die Stromverteilsnetze werden somit noch viel stärker als heute die Enabler der Energiewende und der Klimaneutralität sein.

Die Enabler-Aufgabe der Stromverteilsnetze ist mit erheblichen Netzinvestitionen bis ins Jahr 2040 verbunden.

Zur Integration der neuen dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten stehen den Stromverteilsnetzbetreibern unterschiedliche Optionen zur Verfügung. Einerseits können die Stromverteilsnetzbetreiber durch die fortschreitende Digitalisierung in Zukunft kleinteilige Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten genauer ansteuern und somit lokale Engpässe beheben, was hilft, den erforderlichen Netzausbau hinsichtlich zeitlichen Ablaufs und Umfangs bestmöglich zu gestalten. Trotz dieser Möglichkeiten führt dauerhaft und angesichts der zu bewältigenden Aufgabe kein Weg an umfangreichen Investitionen in die Stromverteilsnetze vorbei, will man die erforderlichen Erzeugungs- und Verbrauchskapazitäten für das Ziel der Klimaneutralität in die Stromverteilsnetze integrieren.

Zur Ermittlung des Investitionsbedarfs für die dafür erforderlichen Erweiterungsinvestitionen wurde für diese Studie eine detaillierte Netzmodellierung der Mittel- (MSP) und Niederspannungsebene (NSP) durch das AIT durchgeführt. Zu diesem Zwecke wurden anhand von realen Netzdaten 25

⁷ Hier wird unterstellt, dass jeder der 4 Mio. Haushalte nur ein Elektrofahrzeug besitzt.

Nieder- und 12 Mittelspannungs-Netze⁸ definiert. Diese stellen typisierte und für die Gesamtheit von Österreich repräsentative Netzabschnitte dar. Für diese Netzabschnitte wurde der Ausbaubedarf zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe bis 2030 und 2040 berechnet und dann entsprechend auf Gesamtösterreich hochskaliert.⁹ Für die Ermittlung des Ausbaubedarfs für die Hochspannungsebene (HSP) wurde ein vereinfachter Ansatz gewählt, indem der Ausbaubedarf direkt an den Windausbau gekoppelt wurde.

In Summe ergibt sich dadurch ein **Investitionsbedarf für Netzerweiterungen** zur Integration der zusätzlichen EE-Anlagen, E-Fahrzeuge und Wärmepumpen für die HSP-, MSP- und NSP-Ebene von ca. 7,9 Mrd. € bis zum Jahr 2030 und von rund 15,7 Mrd. € bis zum Jahr 2040.¹⁰

Der Investitionsbedarf für Netzerweiterungen basiert auf Berechnungsergebnisse unter Verwendung bewährter Technologien. Neue Technologien wie z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) werden aktuell nur von wenigen Netzbetreibern eingesetzt. Gründe dafür liegen vorrangig in der aktuell noch nicht gleichwertigen Zuverlässigkeit des Betriebsmittels im Vergleich zu einem konventionellen Ortsnetztransformator, den höheren Anschaffungs- und Betriebskosten und den deutlich höheren Netzverlusten, die durch die kaskadierten Spannungsabfälle entstehen. Zusätzlich ist ein RONT in sehr ländlichen Netzen mit niedriger Kurzschlussleistung keine sinnvolle Verstärkungsmaßnahme, da dadurch die Kurzschlussleistung nicht erhöht werden kann.

Mit einer Sensitivitätsanalyse wurde der Investitionsbedarf für Netzerweiterungen bei Einsatz von RONTs ermittelt. Die notwendigen Ausbaukosten für die Niederspannung können für 2030 um bis zu 0,8 Mrd. € und für 2040 um bis zu 0,9 Mrd. € reduziert werden. Es zeigt sich, dass selbst bei Berücksichtigung dieser möglichen Reduktionen der Investitionsbedarf erheblich bleibt.

Zusätzlich zum Investitionsbedarf für Netzerweiterungen kommt noch ein Bedarf für Ersatzinvestitionen („Regelinvestitionen“)¹¹. Als Anhaltspunkt für den Bedarf an Ersatzinvestitionen kann auf die Studie „Netzberechnung Österreich“¹²

⁸ Die Definition erfolgt dabei in enger Zusammenarbeit mit Experten der Netzbetreiber, um eine möglichst hohe Repräsentation der Gesamtheit der Stromverteilnetze für Österreich sicherzustellen.

⁹ In die Netzmodellierung der Referenznetze sind fast 10.000 Niederspannungsnetze eingeflossen, 70 10kV-Netz, 74 20kV-Netze und 88 30kV-Netze. Dadurch konnte mehr als ein Drittel der in Österreich vorhandenen Verteilernetzen (MS und NS) realitätsnah abgebildet werden. Die Anforderungen an die Netzmodelle, die Festlegung der Parameter für die Netzsimulation, die Inputdaten für die Netzsimulationen sowie die Ergebnisse der Netzsimulationen wurde in mehr als 20 Workshops mit Netzexperten von Netzbetreiber diskutiert und verschiedenen Plausibilisierungen unterzogen. Die Ergebnisse wurden dabei von den Netzexperten verschiedener Netzbetreiber mit der Übereinstimmung mit Netzbetreiber-internen Netzplanungsberechnungen gespiegelt. Durch diese Iterationsschritte konnte die Parametrisierung der Netzmodellierung im Lauf des Projektes immer wieder verfeinert werden.

¹⁰ Bei der Anwendung der Zukunftsszenarien auf die Stromnetze wurden im Laufe des Projektes einige Parameter variiert, um die Robustheit der Ergebnisse bezüglich der Unsicherheit künftiger Entwicklungen zu zeigen. Dabei wurden Netz-Betriebsgrenzen variiert und auch die integrierten Mengen an PV, E-Fahrzeugen und Wärmepumpen um 10 bzw. 20 % erhöht. Diese Parametervariation zeigte eindeutig, dass die Variationen für die Anzahl der PV-Anlagen, E-Fahrzeuge und Wärmepumpen sich bei Weitem nicht so stark auf den Netzausbaubedarf auswirken wie die gewählten Annahmen für die E-PKW-Ladeleistung (11 kW, 5,5 kW, 3,6 kW, ...) bzw. die Spannungsband-Einteilung der Verteilnetze.

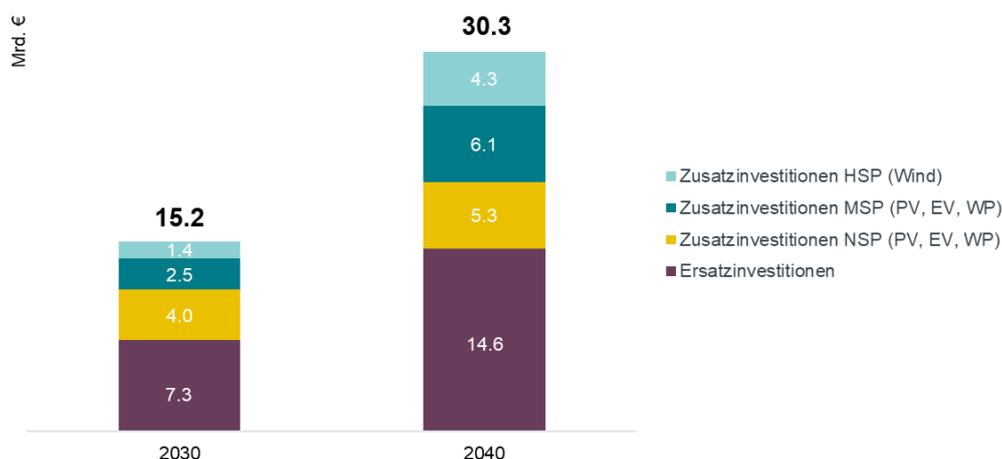
¹¹ Der Investitionsbedarf für Ersatzinvestitionen wurde in dieser Studie nicht explizit berechnet, da hierzu keine genauen Daten zur Altersstruktur der Stromverteilnetze vorlagen.

¹² Österreichs Energie (2020): „Netzberechnungen Österreich - Auswirkungen von PV und E-Mobilität“, verfügbar unter

zurückgegriffen werden, welche die Regelinvestitionen für die österreichischen Verteilnetze mit 7,3 Mrd. € bis 2030 beziffert hat. Für 2040 werden diese Werte entsprechend fortgeschrieben, d.h. bis 2040 steigt der Bedarf auf 14,6 Mrd. € an, wodurch sich eine konservative Abschätzung des Investitionsbedarfs für Ersatzinvestitionen ergibt.

In Summe ist somit von einem Investitionsbedarf für Netzerweiterungen und -ersatz bis 2030 und 2040 für die Stromverteilstromnetze in Österreich von 15,2 Mrd. € und 30,3 Mrd. € auszugehen (Abbildung 2). Der Bedarf könnte durch den Einsatz von neuen Technologien (z.B. RONT in der Niederspannung, wenn sinnvoll) leicht gedämpft werden.

Abbildung 2 Investitionsbedarf der Stromverteilstromnetzbetreiber für Netzerweiterungen und -ersatz in Österreich bis zum Jahr 2030 und 2040



Quelle: AIT

Hinweis: Es handelt sich hier um reale Werte in 2020er-Preisen. Die Investitionskosten beziehen sich nur auf den erforderlichen Netzausbau zur Integration der zusätzlichen EE-Anlagen, E-Fahrzeuge sowie Wärmepumpen auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2040.

Die Kosten der steigenden Netzinvestitionen werden über Netzentgelte durch die Endverbraucher getragen. Letztlich ist für den Verbraucher allerdings relevant, wie sich der Gesamtstrompreis bzw. die Gesamtsystemkosten entwickeln. Die Aufteilung auf die einzelnen Wertschöpfungsstufen (Erzeugung, Vertrieb, Netz) ist dabei an sich zweitrangig. Durch die Netzinvestitionen wird die Energiewende bzw. die Erreichung der Klimaneutralität zu bestmöglichen Gesamtkosten überhaupt erst umsetzbar. Der Wert der Netzinvestitionen aus der Perspektive der Volkswirtschaft ergibt sich deshalb durch den tragenden Beitrag zum kosteneffizienten Erreichen der ambitionierten österreichischen klimapolitischen Ziele bis 2040.

Die Modellierung dieser Studie hilft in diesem Kontext abzuschätzen, welche Mehrkosten es für die Volkswirtschaft in Österreich hätte, wenn die Netzinvestitionen zu niedrig ausfallen oder ganz ausbleiben, und das

<https://oesterreichsenergie.at/downloads/publikationsdatenbank/detailseite/netzberechnungen-oesterreich-auswirkungen-von-pv-und-e-mobilitaet>

Voranschreiten der Energiewende durch immer häufigere Systemeingriffe mit den damit verbundenen steigenden Systemkosten begleitet werden müsste.

Das Ausbleiben von Netzinvestitionen führt zu hohen Systemkosten.

Warum erfolgt eine Auseinandersetzung mit Szenarien einer Unterdimensionierung der Netze?

Grundsätzlich stehen finanzielle Ressourcen für Netzinvestitionen im Wettbewerb mit unterschiedlichen alternativen Anlagemöglichkeiten:

- **Alternative Investitionen im Energiebereich:** Bei unternehmensinternen Entscheidungsprozessen in vertikal integrierten Energieunternehmen stehen bei der Allokation von Investitionsbudgets Netzinvestitionen in Konkurrenz mit alternativen Investitionen im Energiebereich (z. B. in EE-Anlagen, Vertriebsbereich).
- **Alternative Länder:** Bei europäisch agierenden Unternehmen werden die Netzinvestitionen in Österreich mit der Attraktivität von ähnlichen Investitionen in anderen Ländern verglichen und die Allokation der Investitionsbudgets länderübergreifend vorgenommen.
- **Alternative Branchen:** Global agierende Investoren (z. B. Investmentfonds, Versicherungen) werden die Attraktivität von Investitionen in Stromverteilnetze mit der von Investitionen in alternative Branchen (z. B. Transport, Telekommunikation) verglichen und davon die Allokationsentscheidungen von Investitionsbudgets abhängig machen.

Dieser Wettbewerb führt bei einer geringen Attraktivität bzw. Unwirtschaftlichkeit von Netzinvestitionen zu einem Abziehen von finanziellen Ressourcen und zum Risiko einer Unterfinanzierung von Stromverteilnetzen. Wesentlicher Treiber für die Attraktivität von Netzinvestitionen ist die Ausgestaltung des Regulierungsregimes.

Woraus bestehen die Systemkosten?

Es stellt sich somit die Frage, worin der Beitrag der Netzinvestitionen für das Erreichen der Klimaneutralität besteht? Dieser Beitrag kann durch die höheren Systemkosten bei einer zu geringen Dimensionierung der Stromverteilnetze abgeschätzt werden. Die Systemkosten bestehen dabei aus den Kosten der Unterdimensionierung abzüglich der Einsparung durch geringeren Netzausbau bei Unterdimensionierung. Die Kosten und die Einsparung werden dabei jeweils einzeln bewertet:

- **Integration von EE-Anlagen (EE-Integration):** Die Kosten der Unterdimensionierung können hier einerseits durch den Nicht-Anschluss von EE-Anlagen an sich und andererseits durch das Abregeln von netzverbundenen EE-Anlagen entstehen. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass alle EE-Anlagen an das Netz angeschlossen werden und nur die Abregelung von EE-Anlagen wirksam wird.¹³ Die Kosten für diese

¹³ Es wird zur Vereinfachung unterstellt, dass die Netzbetreiber auch in Situationen mit einer relevanten Unterdimensionierung dem Anschlussansuchen nachkommen.

Abregelung von EE-Anlagen werden durch einen mengenbezogenen¹⁴ und kapazitiven¹⁵ Teil abgedeckt.

- **Elektromobilität:** Die Kosten der Unterdimensionierung können einerseits durch den Nicht-Anschluss von Ladeinfrastruktur bzw. Elektrofahrzeugen an sich und andererseits durch Einschränkungen beim Laden entstehen. Diese Studie geht von der Prämisse aus, dass alle Elektrofahrzeuge an das Netz angeschlossen werden und sich die Kosten somit nur aus der Einschränkung beim Laden ergeben. Zur Ermittlung der Kosten werden ausschließlich Haushalte in Betracht gezogen, bei denen solche Einschränkungen häufig und über einen langen Zeitraum eintreten.¹⁶ Die Effekte von Einschränkungen beim Laden unterscheiden sich somit für die Endverbraucher:
 - Ein Teil der Endverbraucher nimmt keine unmittelbaren Komforteinschränkungen wahr¹⁷ und somit entstehen auch keine monetären Kosten.
 - Ein anderer Teil der Endverbraucher wird jedoch Komforteinschränkungen wahrnehmen (und diese werden auch monetär bewertet). Diese Studie geht davon aus, dass die Einschränkungen beim Laden durch den Netzbetreiber vorab angekündigt werden, d. h. alle Einschränkungen für den Endverbraucher planbar sind.
 - Für einen geringen Teil der Endverbraucher wird davon ausgegangen dass die Komfortverluste derart hoch sind, dass diese durch eine Investition in einen externen Batteriespeicher, aus dem das Fahrzeug „jederzeit“ beladen werden kann, ausgeglichen werden.
- **Wärme:** Die Kosten der Unterdimensionierung können auch hier einerseits durch den Nicht-Anschluss von Wärmepumpen an sich und andererseits durch Einschränkungen bei der Wärmeproduktion entstehen. Die Logik folgt jener zur Elektromobilität. Das bedeutet, dass alle Wärmepumpen an das Netz angeschlossen werden und sich die Kosten somit nur aus der komfortreduzierenden Einschränkung bei der Wärmeproduktion ergeben. Es werden hier wiederum ausschließlich Haushalte in Betracht gezogen, bei denen solche Einschränkungen häufig und über einen langen Zeitraum eintreten. Die Effekte von Einschränkungen bei der Wärmeproduktion unterscheiden sich somit ebenfalls für die Endverbraucher:
 - Ein Teil der Endverbraucher akzeptiert Komforteinschränkungen und weist diesen keine zusätzlichen Kosten zu. Beispielsweise treten hier nur zeitlich sehr limitierte Einschränkungen auf, die durch den Endverbraucher nicht wahrgenommen werden.

¹⁴ Der mengenbezogene Teil wird durch die Differenz der Grenzkosten der alternativen Erzeugungstechnologie und die Grenzkosten von Windenergie-/PV-Anlagen bestimmt.

¹⁵ Der kapazitative Teil bildet einen erforderlichen Bedarf an Back-up-Kapazitäten im Fall von Abregelungen ab. Dieser beläuft sich auf ein Viertel der abgeregelten Leistung, die wir wiederum konservativ mit dem Wert des Quotienten aus abgeregelter Menge durch Volllaststunden abschätzen.

¹⁶ In dieser Studie werden Haushalte in Betracht gezogen welche mindestens 10 Mal im Jahr Abregelungen von mindestens 4 Stunden erfahren.

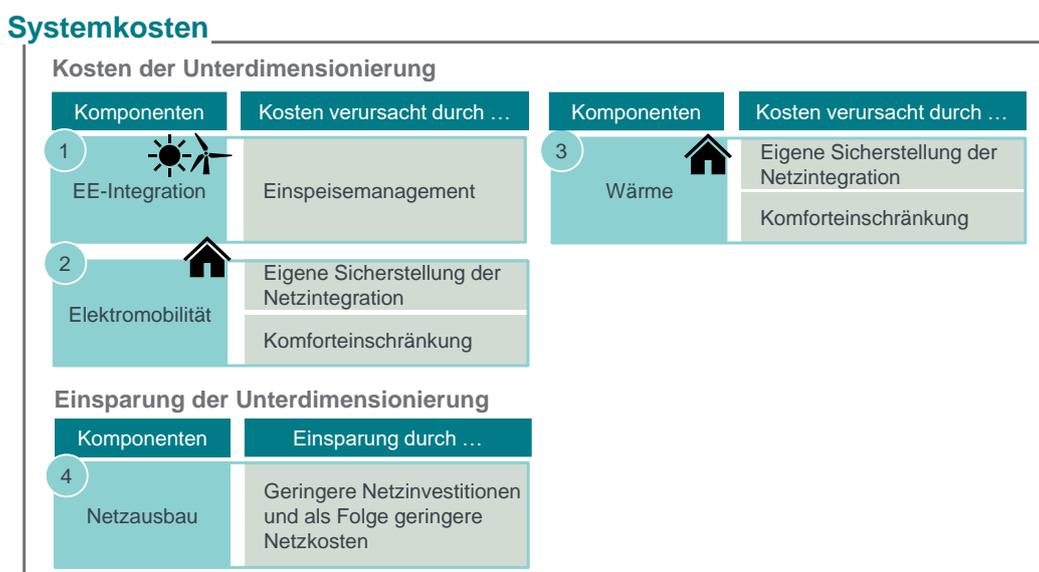
¹⁷ Zu denken ist hier an eine Einschränkung der Ladung durch den Netzbetreiber für einige Stunden in der Nacht. Der Endverbraucher wird dies in der Regel nicht wahrnehmen, da am nächsten Morgen das Fahrzeug trotzdem vollgeladen zur Verfügung steht.

- Ein Teil der Endverbraucher nimmt die Komforteinschränkungen wahr und weist diesen auch Kosten zu, die monetär bewertet werden.
- Für einen geringen Teil der Endverbraucher sind die Komfortverluste derart hoch, dass sie diese durch eine Investition in Wärme- bzw. Kombispeicher ausgleichen.

Die Einschränkungen werden durch den Netzbetreiber auch hier vorab angekündigt, d. h. alle Einschränkungen sind für den Endverbraucher planbar.

- **Eingesparte Netzinvestitionen:** Die Unterdimensionierung bedingt einen geringeren Netzausbau und folglich niedrigere Netzinvestitionen. Dies wird als „Einsparung“ durch die Unterdimensionierung erfasst. Die jährlich eingesparten Netzkosten werden in dieser Studie auf Grundlage von typischen Investitionskosten, Abschreibungen von durchschnittlich 25 Jahre sowie den Finanzierungskosten auf Grundlage der 4. Regulierungsperiode für Stromverteilnetzbetreiber (2019-23)¹⁸ bestimmt

Abbildung 3 Zusammenstellung der Systemkosten durch Unterdimensionierung von Stromverteilnetzen



Quelle: Frontier Economics

Wie oben angeführt, werden die Ersatzinvestitionen nicht explizit modelliert. Aus diesem Grund können in dieser Studie deshalb keine Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit aufgrund von zu wenig Investitionen in die Stromverteilnetze ermittelt werden.¹⁹

Trotzdem muss dieser Aspekt erwähnt werden. Die fortschreitende Elektrifizierung im Zuge der Erreichung der Klimaneutralität erfordert zuverlässige und sichere Netze. Ausbleibende Netzinvestitionen für den Ersatz führen zu einer Überalterung des Netzes und somit zu höheren Fehlerraten bei überalterten

¹⁸ E-Control, Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 - 31. Dezember 2023, [a413df20-00b2-9dca-ba43-4ae52754b27e \(e-control.at\)](https://www.e-control.at/a413df20-00b2-9dca-ba43-4ae52754b27e)

¹⁹ Bei den nachfolgenden Überlegungen gehen wir davon aus, dass in allen Szenarien der Unterdimensionierung die Netzinvestitionen zum Zwecke des Ersatzes ausreichend durchgeführt werden und eine Überalterung des Netzes nicht stattfindet.

Systemkomponenten und in der Folge zu einem Anstieg von Versorgungsunterbrechungen. In der Realität werden somit in Folge von zu knappen Investitionsbudgets nicht nur der Netzausbau zum Anschluss von neuen Netznutzern, sondern auch der Ersatz von Netzanlagen herunter gefahren werden, wodurch eine Auswirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit unweigerlich einher gehen wird.

Ein höherer Erwartungswert für Versorgungsausfälle hat auch Auswirkungen auf Standortentscheidungen von Industrieunternehmen. Ähnliches gilt für den generellen Wert einer elektrifizierten Volkswirtschaft – auch dieser Wert der Stromverteilnetze wird für die Analyse ausgeblendet, da die Stromnetze nur einen Baustein der Wertschöpfungskette darstellen.

Unterdimensionierte Stromverteilnetze führen zu hohen abgeregelten Mengen von EE-Anlagen, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen

Zu wenig Netzausbau bedeutet immer, dass nicht ausreichend Investitionsmittel vorhanden sind. Um die Systemkosten einer Unterdimensionierung von Stromverteilnetzen abzuschätzen, werden deshalb drei Unterfinanzierungsvarianten definiert und untersucht:

- **Unterfinanzierung um 10 %:** Diese Variante geht davon aus, dass nur 90 % des Budgets des erforderlichen Investitionsbedarfs für den Netzausbau (exklusive der Ersatzinvestitionen) von 7,9 Mrd. € bis 2030 und 15,7 Mrd. € bis 2040 zur Verfügung steht und „verbaut“ wird.
- **Unterfinanzierung um 20 %:** Diese Variante geht davon aus, dass nur 80 % des Budgets des erforderlichen Investitionsbedarfs von 7,9 Mrd. € bis 2030 und 15,7 Mrd. € bis 2040 zur Verfügung steht und „verbaut“ wird.
- **Unterfinanzierung um 30 %:** Diese Variante geht davon aus, dass nur 70 % des Budgets des erforderlichen Investitionsbedarfs von 7,9 Mrd. € bis 2030 und 15,7 Mrd. € bis 2040 zur Verfügung steht und „verbaut“ wird.

Damit verbleiben die Szenarien in einem Rahmen der Unterfinanzierung, der grundsätzlich auch in der Realität vorstellbar wäre. Es wird kein über mehrere Jahre anhaltender Ausfall von Investitionen (z. B. durch Unsicherheiten bedingter „Streik der Investoren“) modelliert. Dies gilt es bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Für die Modellierung der Auswirkung der Unterdimensionierung müssen Annahmen getroffen werden (z. B. in welchen Netzabschnitten werden Einschränkungen vorgenommen, wie erfolgt die Reihung der Einschränkungen nach Kundengruppen), welche möglichst nahe an die Realität bei Netzbetreibern herankommen. In dieser Studie wurden unterschiedliche Varianten für die Abbildung der Unterdimensionierung mit den Netzbetreibern diskutiert. Hier kann genannt werden:

- **Geringste Wirkung auf EE-Anlagenbetreiber und Netzkunden:** Einschränkungen werden in jenen Netzabschnitten vorgenommen, wo die wenigsten EE-Anlagenbetreiber bzw. Netzkunden betroffen sind. Dies hätte den Vorteil, dass die Kosten der Unterdimensionierung minimiert werden können. Dem steht allerdings der Nachteil gegenüber, dass die Unterdimensionierung auf sehr wenige Netzabschnitte beschränkt werden, die für die Gesamtheit des Versorgungsgebietes aller österreichischen

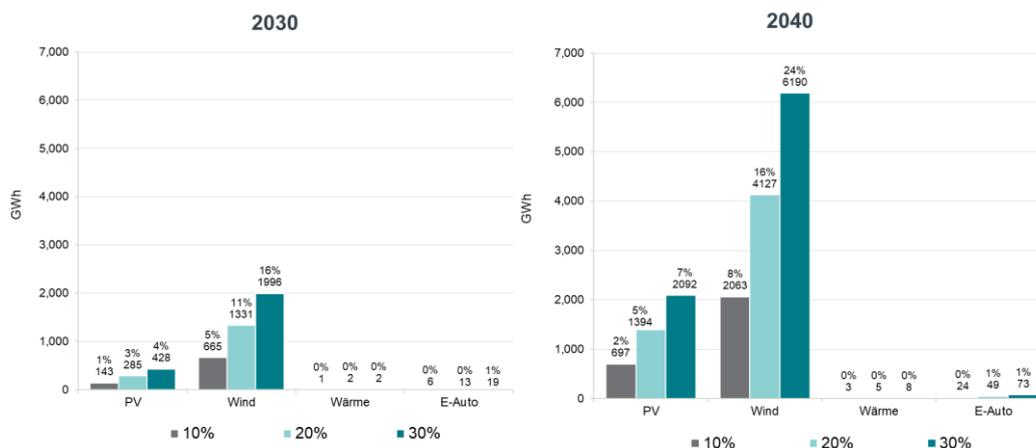
Stromverteilnetze nicht repräsentativ sind. Es würde primär Netzgebiete und damit Netzbetreiber mit hohem Anteil an ländlichen Verteilernetzen in weniger dicht besiedelten Gebieten treffen.

- **Zufällige Auswahl von Netzabschnitten:** Einschränkungen werden für eine zufällige Auswahl von mehreren Netzabschnitten vorgenommen, die in der Folge unterdimensioniert werden. Der Vorteil besteht hier darin, dass durch die Auswahl von mehreren Netzabschnitten die Gesamtheit der Versorgungsaufgabe besser abgebildet werden kann. Der Nachteil besteht weiterhin darin, dass der Zufall über die Repräsentativität entscheidet.
- **Nicht-Ausbau der Netze bei voller Integration der Zukunfts-Szenarien:** Dabei findet die Unterdimensionierung gleichmäßig in allen Netzabschnitten statt. Dies ist die Variante, die schlussendlich für die Abbildung der Unterdimensionierung gewählt wurde. Der Vorteil besteht darin, dass tatsächlich die Auswirkung der Unterdimensionierung in allen modellierten typisierten MSP- und NSP-Netzabschnitten ermittelt werden kann. Es sind somit ländliche als auch städtische Netze von der Unterdimensionierung ähnlich stark betroffen. Der Nachteil dieser Variante besteht darin, dass nicht-lineare Effekte bei Unterdimensionierungen, d. h. ab einer bestimmten Grenzwertverletzung kippt das System, nicht abgebildet werden können²⁰. Dieser Nachteil wird in dieser Studie allerdings bewusst in Kauf genommen.

Für die jeweiligen unterdimensionierten Verteilnetze werden mit Hilfe von Netzsimulationen die zur Aufrechterhaltung eines sicheren, engpassfreien Netzbetriebs erforderliche abgeregelte Menge von EE-Anlagen, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie die Versorgungsausfälle berechnet. Die Ergebnisse werden sodann mit denen des Vollfinanzierungsverteilnetzes verglichen und die Differenzen ausgewiesen. Die dargestellten Mengengerüste geben an, welche Energiemengen durch die Unterfinanzierung im Vergleich zu einem optimal ausgebauten Verteilnetz („Vollfinanzierung“) verloren gehen (Abbildung 4). Das Gros der „verlorenen“ Mengen stammt hierbei aus EE-Anlagen.

²⁰ Die konkrete Ausgestaltung bestand darin, die nicht-integrierte EE-Energie sowie die Einschränkungen bei E-Fahrzeugen und Wärmepumpen in den 25 typisierten NSP-Netzabschnitten und den 12 typisierten MSP-Netzabschnitten für den Fall, dass in diesen typisierten Netzabschnitten gar kein Netzausbau stattfindet, zu modellieren. Durch Hochskalieren der typisierten Netzabschnitte auf Gesamtösterreich ergeben sich dadurch die abgeregelten Energiemengen bei 100 % Unterdimensionierung. Im Falle der 10 %/20 %/30 % Unterdimensionierung wird ein entsprechender %-Anteil der abgeregelten Energiemengen bei 100 % Unterdimensionierung (d. h. 10 %, 20 % bzw. 30 %) herangezogen. Für die nicht-modellierte HSP-Ebene wurde angenommen, dass die Netze im Wesentlichen „voll“ sind und die weitere Integration von Windanlagen eines Netzausbaus bedarf. Findet dieser Netzausbau nicht statt kann weniger Winderzeugung entsprechend einem Großteil der Höhe der Unterdimensionierung (d. h. 10 %, 20 % bzw. 30 %) in das HSP-Netz integriert werden.

Abbildung 4 Abgeregelter Menge und Versorgungsausfälle für Unterfinanzierungsvarianten (10 %, 20 %, 30 %) für 2030 (links) und 2040 (rechts)



Quelle: AIT

Hinweis: Die Prozentangaben zeigen den Anteil der abgeregelter Menge an der gesamten eingespeisten bzw. nachgefragter Menge

Die Ergebnisse zeigen, dass die EE-Anlagen deutlich stärker abgeregelt werden als die Verbrauchseinheiten (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge). Beispielsweise liegt bei 30 % Unterfinanzierung der absolute Wert der abgeregelter Menge für Windenergieanlagen bei knapp 2 TWh in 2030 und bei 6,2 TWh in 2040 und für PV-Anlagen bei 0,4 TWh bzw. 2,1 TWh. Bei Elektrofahrzeugen werden hingegen nur 0,02 TWh in 2030 und 0,07 TWh in 2040 abgeregelt.

Der starke Anstieg der abgeregelter Menge für PV-Anlagen in 2040 lässt sich dadurch erklären, dass sich bis 2040 der Anteil der PV-Anlagen im MSP-Netz deutlich erhöht und zusätzlich die vorhandenen Reserven im Netz aufgebraucht sind.

Aus Abbildung 4 könnte der unzulässige Schluss gezogen werden, dass für die mengenmäßige Integration von PV-Anlagen, E-Fahrzeugen und Wärmepumpen in die MSP-/NSP-Netze die Auswirkungen einer Unterdimensionierung der Netze nur gering sind. Hier muss allerdings Folgendes berücksichtigt werden: Die bestehenden Stromverteilnetze in Österreich sind aktuell im Allgemeinen gut ausgebaut und können daher aufgrund vorhandener Reserven den erhöhten Bedarf der Zukunftsszenarien bis zu einem gewissen Grad aufnehmen.²¹ Diese vorhandenen Netzreserven werden allerdings im Lauf der Zeit immer mehr aufgebraucht und das System wird immer mehr an den Betriebsgrenzen betrieben.

Die schwindenden Netzreserven lassen sich auch bei der Netzmodellierung selbst feststellen, d. h. die Netze werden immer höher ausgelastet. Das „Betreiben an den Betriebsgrenzen“ birgt allerdings das Risiko, dass die aktuell vorhandene Flexibilität im Netzbetrieb stark eingeschränkt wird, was sich negativ auf die Versorgungszuverlässigkeit auswirken kann (Stichwort mögliche Alternativ-Versorgungszustände in Fehlerfällen). Zusätzlich kann eine leichte Erhöhung der Auslastung, z. B. weil doch mehr E-Fahrzeuge als erwartet an einem

²¹ Der gute Ausbau spiegelt sich auch in der sehr hohen Versorgungszuverlässigkeit in Österreich wider.

Leitungsstrang angeschlossen werden, zu einer Überlastung des Systems führen und zu hohen Abregelungen führen.

Es wurde versucht den Effekt der „schwindenden Netzreserven“ indikativ zu bewerten, indem die Jahressimulation für die NSP-Netze mit einer geringeren erlaubten Transformator-Auslastung und einem engeren Spannungsband²² gerechnet wurde. Im Vergleich zu Abbildung 4 ergeben sich dadurch insbesondere für die E- Fahrzeuge und Wärmepumpen deutliche höhere abgeregelter Mengen, die einen Faktor 10 annehmen können.

Für die nachfolgende Bestimmung der Kosten der Unterdimensionierung verwenden wir allerdings weiterhin die Zahlen aus Abbildung 4.

Die Abregelung von EE-Anlagen, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie höhere Versorgungsausfälle führen zu erheblichen Kosten.

Den abgeregelter Mengen können „Preisschilder“ zugewiesen werden und daraus €-Beträge für die vier Kostenkomponenten der Systemkosten – EE-Integration²³, Elektromobilität²⁴, Wärme²⁵ – für die Unterfinanzierungsvarianten berechnet werden:

- Die Kosten der Unterdimensionierung für das Jahr 2030 liegen abhängig von der Unterfinanzierungsvariante zwischen knapp 86 Mio. €/a und 257 Mio. €/a. Diese steigen im Jahr 2040 deutlich auf 637 Mio. €/a bis 1,9 Mrd. €/a an.
- Die Kosten steigen mit höherem Unterfinanzierungsgrad an, allerdings ist der Anstieg von einer Unterfinanzierung um 10 % zu einer Unterfinanzierung um

²² Dabei wurde eine maximal erlaubte Transformator-Auslastung von 70 % angenommen und das verfügbare Spannungsband sowohl für die Mittelspannung als auch für die Niederspannung jeweils um 1 % reduziert.

²³ Für die Berechnung der „Preisschilder“ der EE-Integration haben wir für den „mengenbezogenen“ Teil Short Run Marginal Costs für EE-Anlagen mit denen für konventionelle Erzeugungsanlagen verglichen. Für die Betrachtung in 2030 haben wir die Grenzkosten für EE-Anlagen mit den Grenzkosten eines GuD-Kraftwerks mit Wirkungsgrad von 45 % sowie einer Gasturbine mit Wirkungsgrad von 35 % verglichen. Die Grenzkosten für den Betrieb eines GuD-Kraftwerks bzw. eines Kraftwerks mit Gasturbine inkludieren CO₂-Kosten. Diese berechnen sich durch den CO₂-Preis in €/t in 2030 basierend auf dem World Energy Outlook (2021) Sustainable Development Szenario sowie der CO₂-Intensität in t/MWh. In 2040 hingegen wurden die Grenzkosten für EE-Anlagen mit den Grenzkosten eines mit synthetischem Methan betriebenen GuD-Kraftwerks verglichen. Da der Preis pro MWh von synthetischem Methan deutlich höher ist, ergeben sich hierbei höhere Differenzen zwischen der EE-Integration durch EE-Anlagen sowie der alternativen Erzeugungsanlagen. Den „kapazitiven“ Teil für die abgeregelter Leistung berechnen wir aus der abgeregelter Menge dividiert durch die Volllaststunden. Im Ergebnis erhalten wir hier einen Durchschnittswert, der in der Regel geringer als die abgeregelter Leistungsspitzen ist. Die erforderlichen Back-up-Kapazitäten werden abgeleitet, indem die Leistungsdurchschnittswerte mit einem Faktor von 25 % multipliziert werden. Der höchste Wert für die erforderliche Reserve bei der Anwendung des Faktors von 25 % beträgt 2030 (2040) 0,4 GW (1,4 GW).

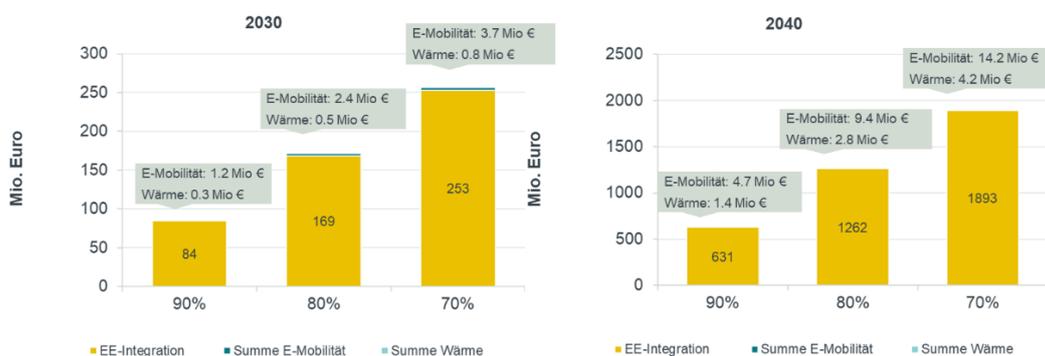
²⁴ Im Nutzungsbereich der Elektromobilität wurden zwei Szenarien zur Berechnung eines „Preisschildes“ herangezogen. Um die Kosten der Akzeptanz einer Komforteinschränkung zu bepreisen, teilen wir die variablen Kosten eines Elektrofahrzeugs (in € pro km) durch den Verbrauch eines Elektrofahrzeugs (MWh/km). Hierbei fallen somit ausschließlich mengenbezogene Kosten i. H. v. 468€/MWh für den Verbraucher an. Die Kosten der eigenen Netzintegration approximieren wir durch die annualisierten Investitionskosten sowie die fixen jährlichen Betriebskosten einer Batterie mit 22 kWh. In letzterem Fall gehen wir davon aus, dass lediglich kapazitative Kosten anfallen, jedoch keine mengenbezogenen Kosten, die über den Betrieb des Elektrofahrzeugs hinausgehen. Für die Berechnung der annualisierten Investitionskosten einer Batterie nehmen wir in 2030 (2040) Gesamtkosten i. H. v. 6.600 € (4.400 €) sowie eine Batteriegröße von 22 kWh an. Zusätzlich nehmen wir eine Lebensdauer von 20 Jahren sowie eine Verzinsung von 8 % an.

²⁵ Für die Bepreisung eines Ausfalls im Bereich Wärme approximieren wir die Kosten der Akzeptanz einer Komforteinschränkung durch die aus dem Strompreis sowie jährlichen Betriebskosten zusammengesetzten Kosten des Betriebs einer Wärmepumpe. Hierbei fallen somit ausschließlich mengenbezogene Kosten in Höhe von 253 €/MWh an. Die Kosten der eigenen Netzintegration stellen wir anhand der annualisierten Anschaffungskosten eines Wärmespeichers (mit Fassungsvermögen von 500 Litern) oder eines Kombispeichers (mit Fassungsvermögen von 750 Litern) dar. Für die Berechnung nehmen wir sowohl in 2030 als auch in 2040 Gesamtkosten von 900 € bzw. 3500 € sowie eine Lebensdauer von 20 Jahren und eine Verzinsung mit 8 % an.

20 % im Jahr 2040 deutlich größer als im Jahr 2030. Dies bedeutet, dass der Einfluss des unterdimensionierten Netzes langfristig stärker wird. Bis 2030 wirkt die Substanz („Netzreserve“) der bestehenden Netze diesem Effekt noch entgegen.

- Den größten Treiber stellt die Komponente Integration von EE-Anlagen dar. Durchschnittlich 98 % (2030) bis 99 % (2040) der Kosten der Unterdimensionierung resultieren aus der Abregelung von EE-Anlagen. Elektromobilität und Wärmepumpen²⁶ stellen nur einen sehr geringen Anteil an den Kosten der Unterdimensionierung dar.

Abbildung 5 Jährliche Kosten der Unterdimensionierung bei verschiedenen Unterfinanzierungsszenarien im Jahr 2030 (links) und 2040 (rechts)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Summe der Kosten aus Unterdimensionierung für E-Fahrzeuge und Wärmepumpen aufgrund niedriger Werte zusätzlich in Call-out ausgewiesen.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass die Netzinvestitionen zur Integration von EE-Anlagen den größten Wert für die Endverbraucher mit sich bringen. Dieser Wert zur Integration von EE-Anlagen ist einerseits „Mengen“ getrieben, da die Gesamtmenge des nicht-integrierten EE-Stroms bis 2040 ansteigt. Andererseits darf der Effekt, der durch den „Preis“ getrieben ist, insbesondere für das Jahr 2040, nicht vernachlässigt werden. Dieser Preiseffekt ist ein Ausfluss der Klimaneutralität im Jahr 2040. Dieser bedingt, dass der nicht-integrierte EE-Strom nun durch flexible Kraftwerke ersetzt werden muss, welche mit teuren CO₂-freien Brennstoffen (grüner H₂) betrieben werden. Die unzureichend ausgebauten Stromverteilnetze bedingen somit, dass wertvoller „grüner“ H₂ anstatt in anderen Sektoren, wo eine höhere Wertschöpfung erzielt werden kann, für die Stromerzeugung verwendet werden muss und dadurch hohe Kosten verursacht.

Allerdings zeigt auch die aktuelle Marktsituation auf den Strommärkten, dass Preiseffekte aufgrund hoher Brennstoffpreise (z. B. aktuell hohe Erdgaspreise) für flexible Kraftwerke zum Ersatz der nicht-integrierbaren EE-Erzeugung regelmäßig auftreten können. Diese Preisschocks bei fossilen Brennstoffen können durch ausreichend ausgebaute Stromverteilnetze abgeschwächt werden.

Zudem ist zu beachten: Bei den Kosten des energetischen Ausgleichs wurde als konservative Annahme die Differenz der kurzfristigen Grenzkosten des

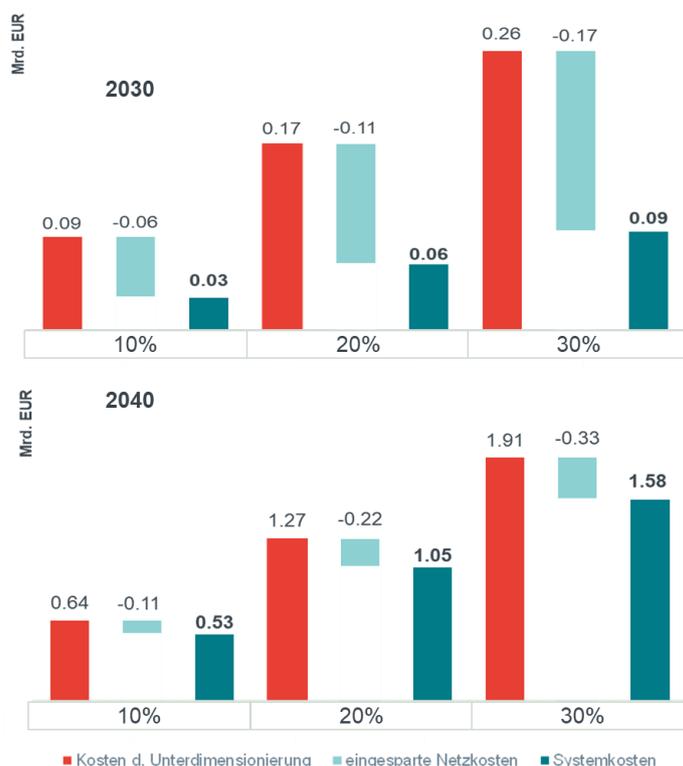
²⁶ Die geringe Auswirkung auf die Wärmepumpen liegt auch daran, dass in der Netzsimulation die Wärmepumpen gegenüber der Elektromobilität höher priorisiert wurde, d. h. im Fall eines Engpasses wurden zuerst die E-Fahrzeuge gedrosselt.

Ersatzkraftwerks (Grüngas) und den kurzfristigen Grenzkosten der EE-Anlage (nahe Null) angesetzt. Nicht angesetzt wurde die Entwertung der abgeregelten EE-Anlage, für den Fall, dass sie für nicht eingespeisten Strom keine Kompensation ihrer Förderkosten erhält. Langfristig würde dies natürlich zu erhöhtem Förderbedarf in €/MWh führen, wenn z. B. Windanlagen ihre Erlöse nicht mehr in 2000 Volllaststunden/a erwirtschaften können, sondern nur noch über 1000 Volllaststunden/a. In Deutschland werden EE-Anlagen deshalb für nicht eingespeisten Strom vergütet und das Gros dieser Kosten wird über die Netzentgelte gewälzt. Diese Kosten haben wir in unseren Zahlen noch gar nicht inkludiert.

Die Kosten der Unterdimensionierung übersteigen die möglichen Einsparungen aufgrund geringerer Netzinvestitionen deutlich.

Der Wert von Netzinvestitionen für die Endverbraucher in Form von vermiedenen Kosten der Unterdimensionierung ist absolut betrachtet sehr hoch und beträgt im Jahr 2040 bis zu 1,9 Mrd. €/a. Nur inwieweit kann dieser Wert die Netzinvestitionen auch rechtfertigen? Weniger Netzinvestitionen bedeuten nämlich für Endverbraucher auch geringere Netzkosten. Falls die Systemkosten negativ sind, d. h. die Einsparungen durch geringere Netzinvestitionen übersteigen die Kosten der Unterdimensionierung, dann ist es gesamtwirtschaftlich für die Endverbraucher tatsächlich effizient, die höheren Kosten der Unterdimensionierung in Kauf zu nehmen.

Abbildung 6 Systemkosten (= Kosten der Unterdimensionierung abzüglich eingesparter Netzinvestitionen) bei verschiedenen Unterfinanzierungsvarianten für das Jahr 2030 und 2040



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Es handelt sich hier um reale Werte in 2020-Preisen. Für die Bestimmung der Finanzierungskosten wird der WACC der 4. Regulierungsperiode (2019-23) für Stromverteilnetze und eine

Abschreibungsdauer von pauschal 25 Jahren herangezogen. Die eingesparten Netzkosten werden in Form von Annuitäten inklusive einem Anteil für Betriebskosten ermittelt.

Abbildung 6 stellt die Kosten der Unterdimensionierung den eingesparten Netzkosten²⁷ für die Unterfinanzierungsvarianten (um 10 %, um 20 % und um 30 %) gegenüber. Dabei ist ersichtlich, dass die Systemkosten (Kosten der Unterdimensionierung abzüglich der eingesparten Netzkosten) immer positiv sind. Im Jahr 2030 liegen die Systemkosten bei 0,03 Mrd.€ bis 0,09 Mrd. € pro Jahr und steigen dann bis zum Jahr 2040 deutlich auf 0,53 Mrd.€ bis 1,58 Mrd. € jährlich an.²⁸

Für die Endverbraucher können somit die eingesparten Netzkosten die höheren Kosten einer Unterdimensionierung nicht kompensieren. Zu wenig Netzinvestitionen sollten somit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht immer vermieden werden.

Das Risiko höherer Systemkosten aufgrund einer „zu strengen“ Regulierung übersteigt das Risiko von zu hohen Netzkosten einer „zu milden“ Regulierung.

Regulierungsentscheidungen finden immer unter Unsicherheit und asymmetrischer Information statt.

Inwieweit die Netzinvestitionen für das Ziel der Klimaneutralität tatsächlich getätigt werden, hängt entscheidend von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Dabei stehen Regulierungsbehörden vor komplexen Herausforderungen. Diese ergeben sich daraus, dass Regulierungsentscheidungen einerseits unter Informationsasymmetrien und andererseits unter Unsicherheit über künftige Entwicklungen erfolgen. Die Regulierungsbehörde steht vor der Herausforderung, dass es keine „Glaskugel“ für die kommende(n) Regulierungsperiode(n) gibt. Sie kann also die Regulierungsparameter nur nach bestem Wissen und Gewissen und auf Basis von wissenschaftlich anerkannten Methoden festlegen, um ihr Ziel einer möglichst preisgünstigen und sicheren leitungsgebundenen Stromversorgung in Österreich zu erreichen – es bleiben aber immer Entscheidungen unter Unsicherheit. Die Anreizregulierung soll der Regulierungsbehörde helfen, die Informationsasymmetrien zwischen Regulator und Unternehmen zu reduzieren. Die Unsicherheit über künftige Entwicklungen bei der Festlegung von einzelnen Regulierungsparametern bleibt allerdings ein immanentes Problem.

Die Festlegung von Regulierungsparametern wird deshalb häufig innerhalb eines gewissen Ermessensspielraums durch die Regulierungsbehörde stattfinden. Dabei muss sie auf Grundlage aller verfügbaren, bzw. im Wege der Amtsermittlung aufbringbaren Informationen abwägen zwischen dem:

- **Risiko einer „zu strengen“ Regulierung**, wodurch beispielweise die Wirtschaftlichkeit von Investitionen gefährdet wird und notwendige

²⁷ Die eingesparten Netzkosten berechnen wir durch die Differenz der Netzkosten der Unterfinanzierungsvarianten mit den Netzkosten der Vollfinanzierung. Die Netzkosten bestehen dabei aus Kapitalkosten in Form einer Annuität und Betriebskosten.

²⁸ Wir weisen darauf hin, dass die Systemkosten ansteigen falls die eingesparten Netzinvestitionen sinken. Eine Berücksichtigung der dämpfenden Effekte auf den Netzinvestitionsbedarf durch den flächendeckenden Einsatz von z.B. RONTs führt zu einem entsprechenden Anstieg der Systemkosten.

Netzerneuerungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen nicht in ausreichendem Maße getätigt werden; und dem

- **Risiko einer „zu milden“ Regulierung**, wodurch beispielsweise zu viele Netzinvestitionen und als Folge ein überschießender Netzausbau und monopolbedingte Wohlfahrtsverluste induziert werden könnten.

Regulierungsparameter mit starkem Einfluss auf Wirtschaftlichkeit von Investitionen

Das Regulierungssystem besteht aus einem Bündel von Regulierungsparametern. Im österreichischen Kontext können exemplarisch für Regulierungsparameter, bei denen die Regulierungsbehörde vor der Herausforderung von Unsicherheit und asymmetrischer Information steht und die zugleich eine hohe Bedeutung für den wirtschaftlichen Erfolg der Netzbetreiber haben, genannt werden:

- **Generelle Produktivitätsvorgabe (X_{gen})**: Hier besteht die Herausforderung, dass die Netzbetreiber selbst die Optimierungspotentiale in ihren Unternehmen besser kennen als die Regulierungsbehörde (asymmetrische Information) und zusätzlich der Umfang der künftigen Optimierungspotentiale von Innovationen bzw. neuen Technologien (Unsicherheit) abhängt.
- **Individuelle Zielvorgabe (X_{ind})**: Bei der Bestimmung der individuellen Zielvorgabe, welche auf einem Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern beruht, gilt ähnliches wie für die allgemeine Produktivitätsvorgabe. Die Netzbetreiber kennen ihre individuellen Optimierungspotentiale besser als die Regulierungsbehörde und die Möglichkeit zum Abbau der Ineffizienzen hängt von künftigen Innovationen bzw. neuen Technologien (Unsicherheit) ab. Auch die Identifikation von Ineffizienzen selbst ist mit einigen Unwägbarkeiten verbunden. Die Regulierungsbehörde in Österreich hat bei der Festlegung der individuellen Zielvorgabe einen weiten Ermessensspielraum. Sie kann dabei u. a. die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs festlegen, die Verwendung der Ergebnisse des Effizienzvergleichs zur Bestimmung der individuellen Zielvorgabe, die Mindesteffizienz sowie den Zeitraum für den Abbau der Ineffizienzen. Die österreichische Regulierungsbehörde hat hier in der Vergangenheit schon einige „Sicherheitsnetze“ bei der Bestimmung der individuellen Zielvorgabe vorgesehen, die die Unsicherheit reduzieren können.
- **Finanzierungskostensatz (WACC)**: Bei der Festlegung des Finanzierungskostensatzes ist die Regulierungsbehörde auf die Nutzung kalkulatorischer Verfahren angewiesen, da die zukünftig geforderte Verzinsung von Kapitalgebern prinzipiell nicht beobachtbar ist. Daher kommen theoretische Modelle wie das CAPM zur Anwendung, die zwar grundsätzlich geeignet sind entsprechende marktübliche Werte zu bestimmen, bei denen sich in der empirischen Anwendung stets auch verbleibende Schätzunsicherheiten für einzelne Parameter (z. B. Marktrisikoprämie, Beta) ergeben, die bei symmetrischer Fehlerstreuung den kalkulatorischen Wert um den (nicht beobachtbaren) „wahren“ Wert schwanken lassen.
- **Betriebskostenfaktor**: Durch den Betriebskostenfaktor sollen höhere Betriebskosten während der Regulierungsperiode aufgrund der Änderung der Versorgungsaufgabe abgebildet werden. Bei der aktuellen Ausgestaltung wird auf die Veränderung der Leitungslängen sowie der Anzahl der Zählpunkte abgestellt. Auch hier besteht die Unsicherheit, inwieweit durch die gewählten

Outputparameter sowie die Kostenansätze höhere Betriebskosten ausreichend abgebildet werden.

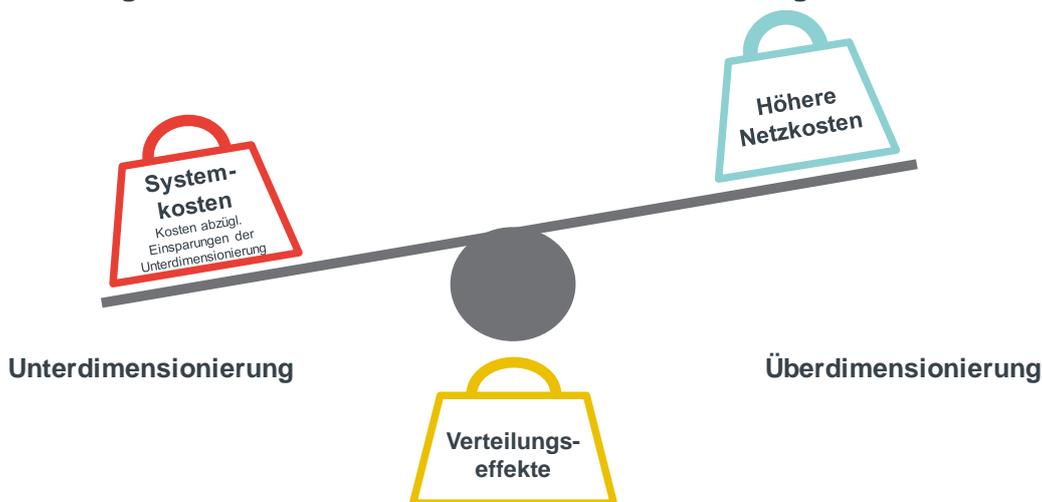
Die Wirtschaftlichkeit von Netzinvestitionen hängt vom Zusammenwirken der oben angeführten Regulierungsparameter ab. Dabei gilt, dass die kumulative Wirkung von selbst nur kleinen „zu strengen“ Regulierungsentscheidungen auf Netzinvestitionen erheblich sein kann.²⁹ Netzbetreiber werden dann selbst beim „besten Willen“ die Investitionen in das Netz deutlich reduzieren müssen.

Auf der anderen Seite besteht bei einer kumulativ „zu milden“ Regulierung das Risiko von Überinvestitionen, welche zu Lasten der Netzkunden in Form von überhöhten Netzentgelten führt. Es ist somit immer die Abwägung zwischen der kumulativ „zu strengen“ und „zu milden“ Regulierung erforderlich. Dabei stellt sich immer die Frage: Was ist bei dieser Abwägung zu berücksichtigen? Das soll in der Folge diskutiert werden.

Zwei Arten von volkswirtschaftlichen Kosten aufgrund von Unter- bzw. Überinvestitionen und Verteilungseffekte

Bei der Beurteilung der Wirkung des Risikos einer „zu strengen“ und „zu milden“ Regulierung kann in „echte“ volkswirtschaftliche Kosten sowie in Verteilungseffekte unterschieden werden (Abbildung 7):

Abbildung 7 Volkswirtschaftliche Kosten und Verteilungseffekt



Quelle: Frontier Economics

Die volkswirtschaftlichen Kosten³⁰ entstehen aus:

- **Underdimensionierung aufgrund „zu strenger“ Regulierung:** Diese setzen sich aus den Systemkosten bestehend aus den Kosten der Underdimensionierung abzüglich den Einsparungen für den geringeren

²⁹ In einer anderen Studie haben wir den Effekt auf die Wirtschaftlichkeit einer Netzinvestition (350.000 €) bei Variationen von Regulierungsparameter (X_{gen} , EK-Verzinsung, X_{ind}) in plausiblen Bereichen analysiert. Dabei hat sich gezeigt, dass die kumulativ „zu streng“ eingestellten Regulierungsparameter zu einem negativen Barwert der Investitionen i. H. v. bis zu 30.000 € führen kann.

³⁰ Zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten, welche in der Studie nicht explizit quantifiziert wurden, sind beispielsweise negative Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort durch den Anstieg des Risikos von Versorgungsunterbrechungen, oder Strafzahlungen durch die Bundesregierung (ergo Steuerzahler) bei Nicht-Erfüllung von CO₂-Zielen.

Netzausbau zusammen. Die **Systemkosten** stellen somit die **volkswirtschaftlichen Kosten von zu wenig Netzinvestitionen** dar.

- **Überdimensionierung aufgrund „zu milder“ Regulierung:** Dies ist mit zu viel Netzausbau verbunden. Die **Netzkosten für zu viel Netzausbau** sind gesamtwirtschaftlich nicht erforderlich und ergeben somit die **volkswirtschaftlichen Kosten von zu viel Netzinvestitionen**.

Verteilungseffekte können durch Wirkung auf den Bestand, Neuinvestitionen und Engpassmanagementkosten entstehen (Abbildung 8).

Abbildung 8 Verteilungseffekte aus „zu strenger“/„zu milder“ Regulierung

	„zu strenge“ Regulierung	„zu milde“ Regulierung
Netzbestand	Eine „zu strenge“ Regulierung kann nicht nur Investitionen verhindern, sondern wirkt auch auf die bestehende Substanz der Netze. Im Ergebnis bedeutet dies zwar kurzfristig geringere Netzentgelte für die Endverbraucher. Diese sind allerdings kein nachhaltiger Zustand, da durch den Substanzverlust im Extremfall der Betrieb der Netze und als Folge die Versorgungszuverlässigkeit gefährdet sein kann.	Eine „zu milde“ Regulierung bewirkt, dass Endverbraucher für den zusätzlich nicht erforderlichen Netzbestand zu hohe Netzentgelte bezahlen müssen. Die Auswirkungen auf die Endverbraucher hängt hier u. a. von der Netzentgeltsystematik ab. Ein Entgeltsystem, das wenig Preiselastische Netznutzer (z. B. Haushalte) einen höheren Anteil an den Fixkosten tragen lässt, würde beispielsweise zumindest Industriekunden zum Teil von „zu hohen“ Netzentgelten abschirmen.
Neuinvestitionen	Bei einer „zu strengen“ Regulierung reduzieren sich auch die Einsparungen für die Endverbraucher durch zu geringe Netzinvestitionen. Beispielsweise hängt der Wert einer eingesparten Netzinvestition von der Höhe der Abweichung von den „optimalen“ Finanzierungskosten ab. Je geringer somit die Finanzierungskosten, desto weniger spiegelt sich die Einsparung tatsächlich in den Netzentgelten der Endverbraucher wider.	Gleiches gilt in die entgegengesetzte Richtung. „Zu hohe“ Finanzierungskosten führen nicht nur zu mehr Investitionen als erforderlich, sondern machen diese Investitionen auch noch spezifisch teurer

	„zu strenge“ Regulierung	„zu milde“ Regulierung
Engpassmanagementkosten	<p>Unterdimensionierte Netze führen auch zu höheren Engpassmanagementkosten, wenn die Betreiber von EE- Anlagen für die abgeregelten Mengen eine Kompensation erhalten. Diese wird entsprechend in höhere Netzentgelte umgelegt und führt somit zu einem Verteilungseffekt der Netzverbraucher zu EE- Anlagen-Betreibern. Bei einer „zu milden“ Regulierung fällt dieser Verteilungseffekt nicht an.</p>	

Quelle: Frontier Economics

Die Verteilungseffekte sind komplex zu quantifizieren, da sie an unterschiedlichen Stellen auftreten und in gegensätzliche Richtungen wirken. Die „politischen“ Wirkungen der Verteilungseffekte spielen allerdings für die Entscheidungen von Regulierungsbehörden eine große Rolle und können zudem auch auf die volkswirtschaftlichen Kosten Einfluss nehmen. „Politisch motivierte“ Eingriffe wirken sich negativ auf die regulatorische Stabilität aus mit einer entsprechenden Rückwirkung auf die Investitionsbereitschaft von Investoren und Netzbetreiber.

Der Fokus in dieser Studie liegt in der Folge auf der quantitativen Darstellung der volkswirtschaftlichen Effekte/Kosten.

Das Risiko „Unterausbau bei zu strenger Regulierung“ versus „Überausbau bei zu milder Regulierung“ ist asymmetrisch.

Eine „zu strenge“ Regulierung wirkt sich erheblich auf die Wirtschaftlichkeit von Investitionen aus. Selbst bei nur leichten Variationen um einen unsicheren „richtigen“ Wert birgt dies das Risiko eines starken Unterausbaus in sich.

Eine „zu milde“ Regulierung wird auch einen gewissen Überausbau zur Folge haben. Allerdings gibt es Argumente, warum dieser tendenziell geringer als die Unterdimensionierung ausfallen sollte:

- Aus Netzbetreibersicht ist es einfacher, Projekte nicht durchzuführen als viele Projekte gleichzeitig zu realisieren. Planungen und Genehmigungen sind aufwendig und bedürfen entsprechender Zeit. Zusätzlich sind Limitationen auf der Umsetzungsebene (z. B. Personal) zu berücksichtigen.
- Bei einem massiven Überausbau käme es vermutlich auch auf Ebene der zuständigen Behörde zu entsprechenden Verzögerungen.
- Die internen Entscheidungsprozesse der Unternehmen wirken unterschiedlich auf Zustände mit „zu strenger“ bzw. „zu milder“ Regulierung. Das unternehmensinterne Controlling wird grundsätzlich verhindern wollen, dass Projekte mit negativem Barwert realisiert werden. Dies würde rein praktisch bedeuten, dass nach der Aktivierung gleich eine außerordentliche Abschreibung der Anlage erfolgen müsste. Dadurch werden unternehmensintern strenge Hürden für Netzinvestitionen bei einer „zu

strengen“ Regulierung aufgebaut. Es gibt allerdings in der Regel nicht den gleichen internen Druck, wenn attraktive Projekte nicht verfolgt werden, denn das Controlling bekommt diese Projekte gar nicht zu sehen. Zudem gibt es Grenzen für Investitionsbudgets und Finanzierungsvolumina. Diese werden bei ohnehin hohem Investitionsbedarf, um die Klimaneutralität sicher zu stellen, rasch schlagend werden, da beispielsweise das erforderliche Eigenkapital an seine Grenzen stößt.

- Investitionen in die Netze sind in der Regel „sunk costs“. Nachdem diese einmal getätigt sind, bestehen wenige alternative Verwendungsmöglichkeiten für die investierten Netzanlagen. Zusätzlich handelt es sich um langlebige Wirtschaftsgüter. Für die Netzbetreiber besteht somit immer das Risiko, dass eine „milde“ künftig in eine „strenge“ Regulierung wechselt. Getätigte Netzinvestitionen könnten einer strengeren Prüfung unterzogen und teilweise nicht anerkannt werden. Ähnlich wirkt mit Blick auf historische Netzinvestitionen ein Sinken der regulatorischen Verzinsung, wenn diese nicht durch eine äquivalente Reduktion der Finanzierungskosten am Kapitalmarkt begleitet wird. Die Reaktionsmöglichkeiten von Netzbetreibern auf einen Regulierungswechsel sind aufgrund des „sunk costs“-Charakters von Netzinvestitionen sehr eingeschränkt. Als Folge muss eine geringere Rendite in Kauf genommen werden. Netzbetreiber werden dieses Risiko bei ihren Investitionsentscheidungen entsprechend berücksichtigen, wodurch der Überausbau begrenzt wird.

In der Praxis wird es bei einer „zu milden“ Regulierung somit nicht im gleichen Ausmaß zu einem übermäßigen Netzausbau kommen wie es bei einer „zu strengen“ Regulierung zu einer Unterdimensionierung käme. Dieser Effekt dämpft auch die Wirkung der volkswirtschaftlichen Kosten einer „zu milden Regulierung“ auf die Gesamtheit der Endverbraucher. Diese Kosten können in dieser Studie beispielsweise im Jahr 2040 im Maximalfall je Haushalt mit weniger als 34 € pro Jahr beziffert werden.³¹

Unterausbau der Netze führt langfristig zu sehr hohen Systemkosten und das Risiko, bei Regulierung falsch zu liegen, steigt an.

Abbildung 9 stellt den volkswirtschaftlichen Effekt einer „zu strengen“ dem einer „zu milden“³² Regulierung für die Jahre 2030 und 2040 gegenüber. Daraus ist ersichtlich, dass die

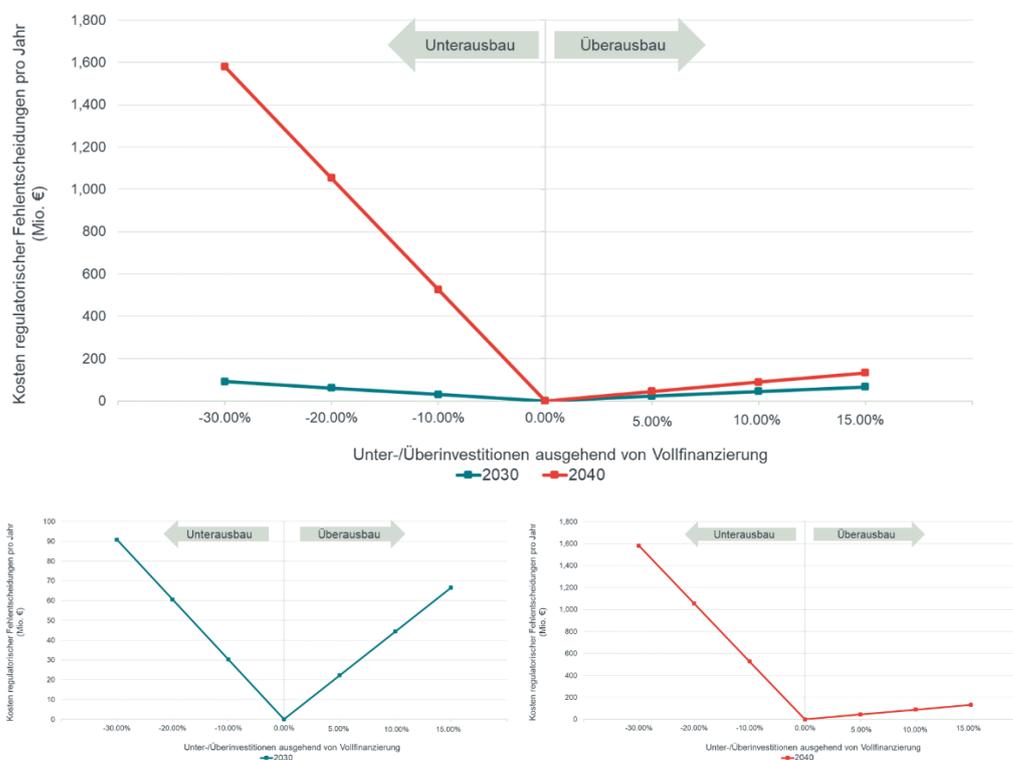
- volkswirtschaftlichen Kosten eines Unterausbaus bei „zu strenger“ Regulierung, dargestellt durch die Systemkosten für die Unterfinanzierungsvarianten; die
- volkswirtschaftlichen Kosten eines Überausbaus bei „zu milder“ Regulierung, dargestellt durch die höheren Netzkosten aufgrund des Überausbaus,

übersteigen. Besonders deutlich wird dies für das Jahr 2040, in dem die Systemkosten der Unterdimensionierung stark gegenüber den Kosten der Überdimensionierung ansteigen.

³¹ Durch Verteilungseffekte könnten sich die Auswirkungen für die Netzkunden noch entsprechend erhöhen.

³² Die gesamtwirtschaftlichen Kosten einer „zu milden“ Regulierung bilden wir durch die Netzkosten eines Überausbaus im Vergleich zum Vollfinanzierungsnetz ab. Dabei gehen wir von einem beschränkten Überausbaupotential von maximal 15 % aus.

Abbildung 9 Volkswirtschaftliche Kosten (exklusive Verteilungseffekt) bei Unter-/Überausbau der Stromverteilnetze in Österreich (= Kosten der Unterdimensionierung abzüglich eingesparter Netzinvestitionen bzw. Netzkosten der Überdimensionierung)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Es handelt sich hier um reale Werte in 2020-Preisen.

Daraus wird der hohe volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze ersichtlich. Zu schwache Netze führen schnell zu hohen Kosten insbesondere im Bereich der Abregelung von EE-Anlagen.

Im Jahr 2030 würde ein 30 % zu schwaches Netz zu Systemkosten von 91 Mio. €/a führen. Das Risiko eines Überausbaus bei Überbezahlung fällt mit maximal knapp 67 Mio. € geringer aus. Im Jahr 2040 steigen die Systemkosten aus Unterdimensionierung stark an. Hier stehen Systemkosten eines Unterausbaus von (maximal) knapp über 1,5 Mrd. € jenen eines Überausbaus von (maximal) unter 133 Mio. € gegenüber. Die Systemkosten von „zu strengen“ regulatorischen Entscheidungen steigen somit stark an.³³

³³ Die Ergebnisse sind im Einklang mit einer theoretischen Arbeit von Dobbs (2011 Modelling Welfare loss Asymmetries Arising from Uncertainty in the Regulatory Cost of Finance, <https://www.staff.ncl.ac.uk/i.m.dobbs/Files/Welfare%20loss%20JRegE.pdf>), wo gezeigt wird, dass es, aufgrund der asymmetrischen Wohlfahrtsfunktion bei der Bestimmung der zulässigen Finanzierungskosten durch eine Regulierungsbehörde, für neue Investitionen im Zweifel volkswirtschaftlich günstiger ist, über den optimalen Finanzierungskosten zu liegen als darunter: "...because expected economic welfare is an asymmetric function; given the precise value of the optimal AROR [allowed rate of return] is uncertain, for each percentage point the AROR is inadvertently set above the optimum, the welfare loss is less than that which arises from setting an equal number of percentage points too low....the asymmetry in the welfare function for new investment (vis a vis that for sunk investment) is so strong that even if the proportions of potential new investment are quite small, this can still induce a significant uplift in the optimal chose for the AROR compared to the WACC mean." (Dobbs, 2011: 33)

Die Analyse der volkswirtschaftlichen Kosten aus Über- bzw. Unterausbau in Folge zu strenger bzw. zu milden Regulierung zeigt:

- Das **Risiko** aus Perspektive der Volkswirtschaft ist **asymmetrisch**, d. h. „zu streng“ wird schneller und absolut teurer als „zu mild“.
- Das **Risiko steigt überproportional über die Zeit** (siehe 2030 vs. 2040). Im Falle eines Unterausbaus kann durch das Bestandsnetz noch eine „dämpfende“ Wirkung auf die Kosten erzielt werden. Langfristig ist die zukünftige Versorgungsaufgabe jedoch so unterschiedlich zur heutigen, dass die Kosten explodieren, falls das Netz nicht an die neuen Herausforderungen angepasst wird. Engpasskosten sind „sprungfixe Kosten“, d. h. ist erst einmal die Kapazitätsgrenze eines Netzelementes erreicht, verursacht jeder darüberhinausgehende Kapazitätsbedarf weitere (Engpass-) Kosten.
- Auch wenn es **kurzfristig** zum „**Überausbau**“ käme, würden diese Netzelemente aufgrund des durch die Integration von EE-Anlagen, E-Fahrzeugen und Wärmepumpen erforderlichen Netzausbaus **langfristig benötigt** werden, d. h. das „zu frühe“ Ausbauen im Falle eines zu milden Regimes wäre zwar immer noch suboptimal, aber die Netzelemente werden zukünftig in den meisten Fällen zur Erreichung der Klimaziele gebraucht.
- Die **negativen Wirkungen eines Unterausbaus wachsen über die Zeit stark an, weshalb schon heute die Weichen zur Verhinderung eines Unterausbaus gestellt werden sollten** – die Netze werden im Vergleich zur Versorgungsaufgabe immer leistungsschwächer bzw. „unpassender“. In der Praxis dürfte es auch herausfordernd sein, einen Unterausbau aus Zeiten zu strenger Regulierung später wieder aufzuholen, insbesondere da die Nachfrage nach verfügbaren Netzkapazitäten stetig steigt, um die Ziele der Klimaneutralität zu erfüllen. Dies bedeutet, dass auch kurzfristig ein „Berg“ an Netzunterausbau vermieden werden muss, der dann langfristig zu hohen und überproportional steigenden Kosten führt. Es ist auch zu bedenken: Lange Vorlaufzeiten für die Planung und die Durchführung der Netzausbaumaßnahmen verzögern das rasche Abtragen eines historisch aufgebauten „Berges“ an Unterausbau.

Volkswirtschaftlichen Wert der Stromverteilnetzbetreiber als Enabler der Klimaneutralität bei Regulierung berücksichtigen.

Die Stromverteilnetze liefern durch den zeitgerechten und effizienten Netzausbau einen hohen volkswirtschaftlichen Wert. Wird dieser volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze bei der Ausgestaltung der Regulierungssystematik nicht ausreichend erfasst, besteht das Risiko eines zu engen Fokus bei Regulierungsentscheidungen. Der Fokus liegt dann nämlich nur auf der unmittelbaren Wirkung auf die Netzkosten, während der positive volkswirtschaftliche Effekt ausgeklammert wird.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollten die gesamtwirtschaftlichen Kosten eines Unter-/Überausbaus durch die Regulierung minimiert werden. Sind die Risiken eines Unter-/Überausbaus allerdings asymmetrisch, d. h. die Kosten des Unterausbaus sind höher als die eines Überausbaus, dann kann es bei Vorliegen von Unsicherheit aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein, sich tendenziell auf

die sichere Seite eines Überausbaus zu legen, wenn dadurch die negativen Auswirkungen eines Unterausbaus vermieden werden können.

Wie könnte nun bei der Ausgestaltung der Anreizregulierung in Österreich für die kommende und nachfolgenden Regulierungsperiode(n) der volkswirtschaftliche Wert und die Rolle als Enabler der Klimaneutralität der Stromverteilnetze mitberücksichtigt werden?

Die Anreizregulierung in Österreich sieht für die Regulierungsbehörde bei der Bestimmung von wichtigen Regulierungsparametern, welche mit Unsicherheit über den „richtigen“ Wert verbunden sind, sinnvollerweise einen Ermessensspielraum vor. Eine Möglichkeit innerhalb der bestehenden Regulierungssystematik, das Risiko der negativen Folgen einer „zu strengen“ Regulierung auf die Energiewende zu minimieren und somit implizit den volkswirtschaftlichen Wert der Stromverteilnetze zu reflektieren, könnte darin bestehen, den Ermessensspielraum bei künftigen Entscheidungen zu einzelnen Regulierungsparametern (z. B. generelle Produktivitätsvorgabe, individuelle Zielvorgaben, Finanzierungskosten) tendenziell zugunsten der Klimaneutralität (und als Folge zugunsten der Netzbetreiber) zu nutzen. Im Einzelfall wird hier natürlich immer eine Abwägung mit Blick auf alle relevanten Stellschrauben des Regulierungsregimes erforderlich sein. Dies gilt insbesondere, wenn sich eine Regulierungsentscheidung aus vielen Einzelentscheidungen zusammensetzt.

Die Klimaziele für Österreich bedingen grundsätzlich einer Weiterentwicklung der bestehenden Anreizregulierung zu einer Regulierung, die effiziente Maßnahmen der Stromverteilnetzbetreiber auf dem Weg zur Erreichung der Klimaneutralität unterstützen und beanreizen. Dies könnte damit beginnen, vorhandene Regulierungsparameter expliziter zur Erfassung von höheren Kosten im Zusammenhang mit der Zielsetzung der Klimaneutralität umzubauen. Der Betriebskostenfaktor könnte dabei zu einem „Energiewende“- bzw. „Klimaneutralität“-Faktor weiterentwickelt werden.

Zusätzlich kann der Zusammenhang zwischen der „Strenge“ und der relevanten Referenz des Regulierungsregimes umfassender thematisiert werden. Dabei können im Wesentlichen zwei Regulierungsansätze unterschieden werden: Jene bei denen allein das effizienteste Unternehmen (oder eine Gruppe solcher Unternehmen) entscheidend für die Vorgaben an weniger effiziente Unternehmen sind; und jene, die sich an der durchschnittlichen Performance einer Industrie orientieren.

Im österreichischen Regulierungskontext gibt es hier eine unterschiedliche Behandlung zwischen Betriebs- und Kapitalkosten. Bei der Bestimmung der Kapitalkosten erfolgt mit der effizienzabhängigen Rendite eine Orientierung am Industriedurchschnitt. Im Unterschied dazu wird für die Zielvorgaben bei den Betriebskosten weiterhin das effizienteste Unternehmen als Referenz herangezogen. Andere Länder (z. B. Niederlande, Norwegen) sind hier einen Schritt weiter gegangen und richten ihr gesamtes Regulierungssystem (sowohl für Kapital- als auch Betriebskosten) auf den Industriedurchschnitt aus. Gleichzeitig ist hier allerdings der Zwiespalt zwischen volkswirtschaftlichen Kosten und Verteilungseffekten evident. Die Ausrichtung auf den Industriedurchschnitt führt zu einem systematischen Anstieg des Netzkostenniveaus, was in der politischen

DER VOLKSWIRTSCHAFTLICHE WERT DER STROMVERTEILNETZE AUF DEM WEG ZUR KLIMANEUTRALITÄT IN ÖSTERREICH

Debatte als unerwünschter Verteilungseffekt zu Lasten der Endverbraucher wahrgenommen werden kann.

Nur sollte auch hier im Auge behalten werden: Die volkswirtschaftlichen Kosten für die Endverbraucher durch unterdimensionierte Stromverteilnetze sind erheblich und sollten gerade im Interesse der Endverbraucher tunlichst vermieden werden.