

Die Entwicklung der Netzkosten und Netztarife in Österreich

Eine Simulationsstudie von Oesterreichs Energie

Verfasst von: Werner Haubiz (KNG-Kärnten Netz)
Oliver Glockengießer, Bernhard Kroger (Energienetze Steiermark)
Thomas Stangl (Netz Niederösterreich)
Wolfgang Orasch (Wiener Netze)

Beauftragt von: Oesterreichs Energie

Ausgangslage

Im Rahmen der Energiewende werden fossile Energieträger zunehmend durch erneuerbare Energiequellen ersetzt, insbesondere im Bereich der elektrischen Energiegewinnung durch Photovoltaik-, Wind- und Wasserkraftanlagen. Diese Transformation stellt die bestehende Netzinfrastruktur, sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilernetzbereich, vor große Herausforderungen. In diesem Zusammenhang sind umfangreiche Investitionen in die Netzinfrastruktur unabdingbar, um eine zuverlässige und nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen.

Die Finanzierung des Ausbaus der Stromnetzinfrastruktur erfolgt über die Systemnutzungsentgelte, die direkt von den Netznutzer:innen getragen werden. Dies wirft die zentrale Fragestellung auf, wie die mit dem Ausbau verbundenen Investitionskosten auf die Netztarife einwirken. Vor diesem Hintergrund beauftragte die Kammer für Arbeiter und Angestellte Wien eine Kurzstudie¹ bei FINGREEN | Green Finance Experts, um die finanziellen Auswirkungen der geplanten Investitionen zu analysieren. Die Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass die Kapitalkosten bis zum Jahr 2039 um mehr als das 3,5-Fache steigen könnten (sofern keine begleitenden Gegenmaßnahmen ergriffen werden). Diese prognostizierte Entwicklung legt nahe, dass auch die Systemnutzungsentgelte für Endkund:innen in einem vergleichbaren Ausmaß steigen dürften.

Zielsetzung

Vor dem Hintergrund der anhaltenden Veränderungen im Energiesektor und der damit verbundenen wirtschaftlichen Herausforderungen hat sich Oesterreichs Energie zum Ziel gesetzt eine eigene Szenarioanalyse zur Entwicklung der durchschnittlichen Netztarife in Österreich bis zum Jahr 2040 durchzuführen. Das Modell soll auf aktuellen Branchendaten basieren und somit eine fundierte und transparente Grundlage für die Bewertung zukünftiger Tarifentwicklungen bieten.

Datenerhebung und Methodik

Als Datengrundlage wurden die relevanten Informationen der 38 im Benchmarking erfassten Verteilernetzbetreiber durch Oesterreichs Energie erhoben. Die erhobenen Daten stammen aus dem Kostenermittlungsverfahren 2025 (V KOS 2024) und umfassen unter anderem Betriebskosten (OPEX), Kapitalkosten (CAPEX), vorgelagerte Netzkosten, die Gesamtheit der Netzkosten sowie die Absatzmengen. Den Verfassern lagen diese Positionen ausschließlich in Form aggregierter Summenwerte vor, womit ein Ergebnis für die gesamte Branche abgebildet werden kann. Die methodische Vorgehensweise für das entwickelte Modell stützt sich auf die Regulierungssystematik der E-Control, welche als Grundlage für die Strukturierung und Interpretation der Daten diene. Weiters mussten für die Berechnungen Annahmen getroffen werden, welche in den nächsten zwei Kapiteln näher erläutert sind.

¹ FINGREEN, „Finanzierung des Stromnetzausbaus in Österreich“, Kurzstudie im Auftrag Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien, 37. AK Klimadialog, 03.03.2025

Annahmen zur Kostenentwicklung

Die CAPEX für den Anlagenbestand (Investitionen bis inkl. 2025) wurden mit branchenüblichen Restnutzungsdauern bis 2040 als Bestandteil der Gesamtkosten bestimmt.

Zur Abschätzung des zukünftigen Investitionsvolumens wurde die Studie „Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“ mit aktualisierten Netzberechnungen 2024² von Austrian Institute Of Technology (AIT), im Auftrag von Oesterreichs Energie, herangezogen:

Investitionen in das österreichische Verteilernetz bis 2030 und bis 2040

Angaben in Mrd. Euro

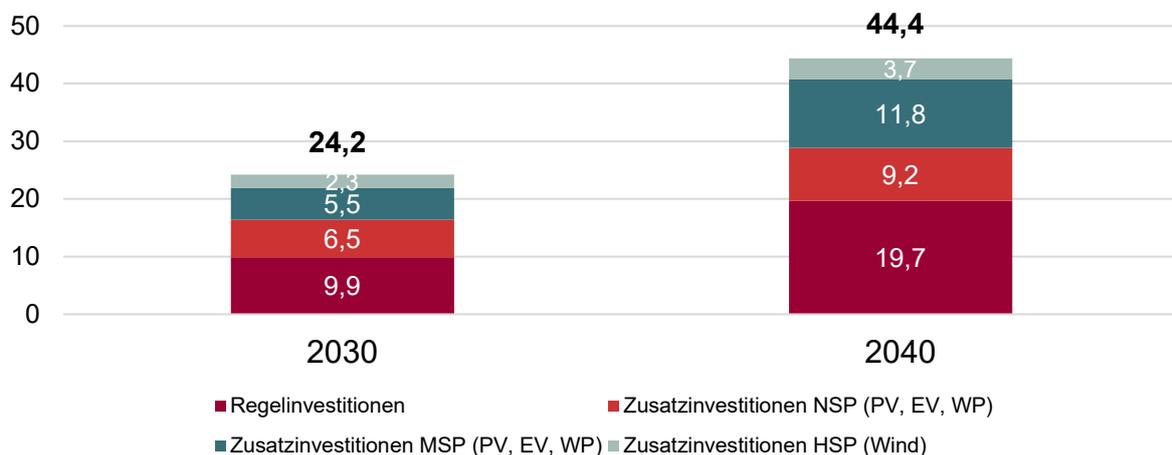


Abbildung 1: Investitionen in das österreichische Verteilernetz bis 2030 und bis 2040

Der Bericht weist für den Zeitraum 2020 bis 2030 einen Investitionsbedarf in die Verteilernetzinfrastruktur von insgesamt 24,2 Mrd. EUR aus. Laut Erhebungen der E-Control³ (Netzentwicklungsplan 2023, Erhebungen ECA inkl. Mittelfristplanung der Netzbetreiber) wurden davon (bis inklusive 2025) bereits rund 7,2 Mrd. EUR realisiert. Für die verbleibenden 17 Mrd. EUR wurde die Annahme getroffen, dass 20 % durch Baukostenzuschüsse gedeckt werden. Somit verbleiben rund 13,6 Mrd. EUR, die von 2026 bis 2030 linear in die regulatory asset base (RAB) einfließen und entsprechend als für die Netzkunden zahlungswirksame CAPEX berücksichtigt werden.

Für die darauffolgende Dekade 2031 bis 2040 weist AIT einen zusätzlichen Investitionsbedarf von 20,2 Mrd. EUR aus. Nach Abzug eines angenommenen Anteils von

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

³ Fachveranstaltung E-Control, Präsentation: „Die Netzentgelte – sind sie noch gerecht?“, 21.10.2024

20 % Baukostenzuschüssen verbleiben rund 16,16 Mrd. EUR, die über zehn Jahre hinweg linear in den CAPEX und somit in der RAB abgebildet werden.

Die Investitionen in das vorgelagerte Netz belaufen sich laut Angaben der Austrian Power Grid (APG) auf rund 9 Mrd. EUR⁴. Dieses Volumen ist als Netto-Investitionssumme – also bereits ohne Baukostenzuschüsse – zu verstehen und wird dem Zeitraum 2023 bis 2033 zugeordnet. Dementsprechend werden im Modell rund 6,5 Mrd. EUR von 2026 bis 2033 als investitionswirksame CAPEX berücksichtigt. Ab 2034 wurden in Summe Investitionen in der Höhe von 2,9 Mrd. EUR angenommen.

Weitere Modellparameter wurden entlang der Regulierungsperioden strukturiert und von den Verfassern auf Basis verfügbarer Informationen und Annahmen entsprechend eingeschätzt. Diese sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

	bis 2028	ab 2029	ab 2034
WACC Bestandsinvest.	4,16%	6,00%	5,50%
WACC Neuinvestitionen	5,70%	6,00%	5,50%
Zielvorgabe	1,06%	0,86%	0,33%
NPI	2,70%	2,20%	2,20%
Betriebskostenfaktor Index	2,00%		
OPEX Anstieg Vorgelagerte-NK	2,50%		
Nutzungsdauer Neuinvest.	25 Jahre		
VPI	2,00%		

Tabelle 1: Annahmen der Modellparameter entlang der Regulierungsperioden

Mit diesen Daten konnte die Netzkostenentwicklung bis 2040 kalkuliert werden. Um die entsprechende Tarifentwicklung abschätzen zu können, wurden nachfolgende Mengenentwicklungen angenommen.

Annahmen zur Mengenentwicklung

Für die Modellierung der zukünftigen Netztarifentwicklung wurden drei Szenarien zur Entwicklung der Netzabsatzmengen an Endverbraucher:innen herangezogen, die aus Sicht der Verfasser die Bandbreite der möglichen Entwicklungen abbilden:

1. **Konstant-Szenario:**

Die Netzabsatzmengen bleiben über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg auf dem aktuellen Niveau von rund 52,3 TWh (gemäß Datenerhebung) pro Jahr stabil.

2. **Szenario Strombilanz 2040:**

In Anlehnung an die Strombilanz 2040 von Compass Lexecon⁵ wird ein Anstieg der

⁴ <https://www.apg.at/news-presse/9-milliarden-euro-fuer-eine-versorgungssichere-energiewende>, Stand: 18.05.2025

⁵ Compass Lexecon, „Modellierung der Stromstrategie 2040“, Vorbereitet für Oesterreichs Energie, 02.08.2024

Netzabsatzmengen um 77 TWh vom Jahr 2020 bis 2040 angenommen. Basierend darauf werden ab 2026 in Summe 57,75 TWh im Modell berücksichtigt. Diese Annahme bildet jedoch den gesamten Strombedarf – inklusive Eigenversorgung – ab und stellt für den Netzabsatz in dieser Studie einen Best-Case-Fall dar. Die beschriebene Mengenentwicklung wurde mit einer konstanten Steigerungsrate über den Simulationszeitraum 2026 bis 2040 verteilt.

3. Branchenschätzung:

Als Annahme wurde ein jährlicher Anstieg der Netzabsatzmengen um 2,5 % berücksichtigt, was bis 2040 einer kumulierten Zunahme von rund 23,5 TWh entspricht.

Für die Simulation wurden die Gesamtkosten vereinfachend auf die jeweiligen Netzabsatzmengen verteilt. Eine Differenzierung nach Netzebenen oder eine Berücksichtigung leistungsabhängiger Tarifbestandteile erfolgte nicht.

Ergebnisse der Simulation

Im ersten Schritt wurde die Kostenentwicklung ausgehend vom Jahr 2025 bis 2040 betrachtet, welche in der folgenden Grafik abgebildet ist. Die Entwicklung weist eine nominelle Steigerung von 115 % zum heutigen Niveau auf. Unter Berücksichtigung der Inflation entspricht die Kostenentwicklung einer Steigerung von real 60 %.

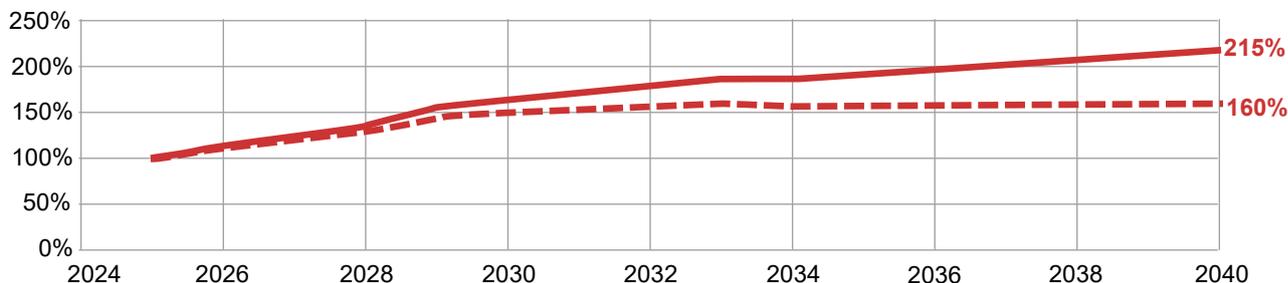


Abbildung 2: Kostenentwicklung bis 2040

Das Ausmaß der Kostenentwicklung wird durch den ambitionierten Zeitplan bis 2040 (kurzer Umsetzungszeitraum) für die ehrgeizigen Ausbauziele (hohe Absolutwerte) bestimmt. Es werden besonders Kapazitäten für Photovoltaik (von 6,3 GW auf 30,0 GW; Faktor 4,5), Windkraft (von 4,0 GW auf 15,0 GW; Faktor 3,5), Laufwasser und Speicher (von 8,7 GW auf 11,8 GW; Faktor 1,5) und Pumpspeicher (von 2,6 GW auf 4,6 GW; Faktor 1,7) ausgebaut (siehe Abbildung 3).

Installierte Kraftwerksleistung ist maßgeblich für die Dimensionierung des Netzausbaus

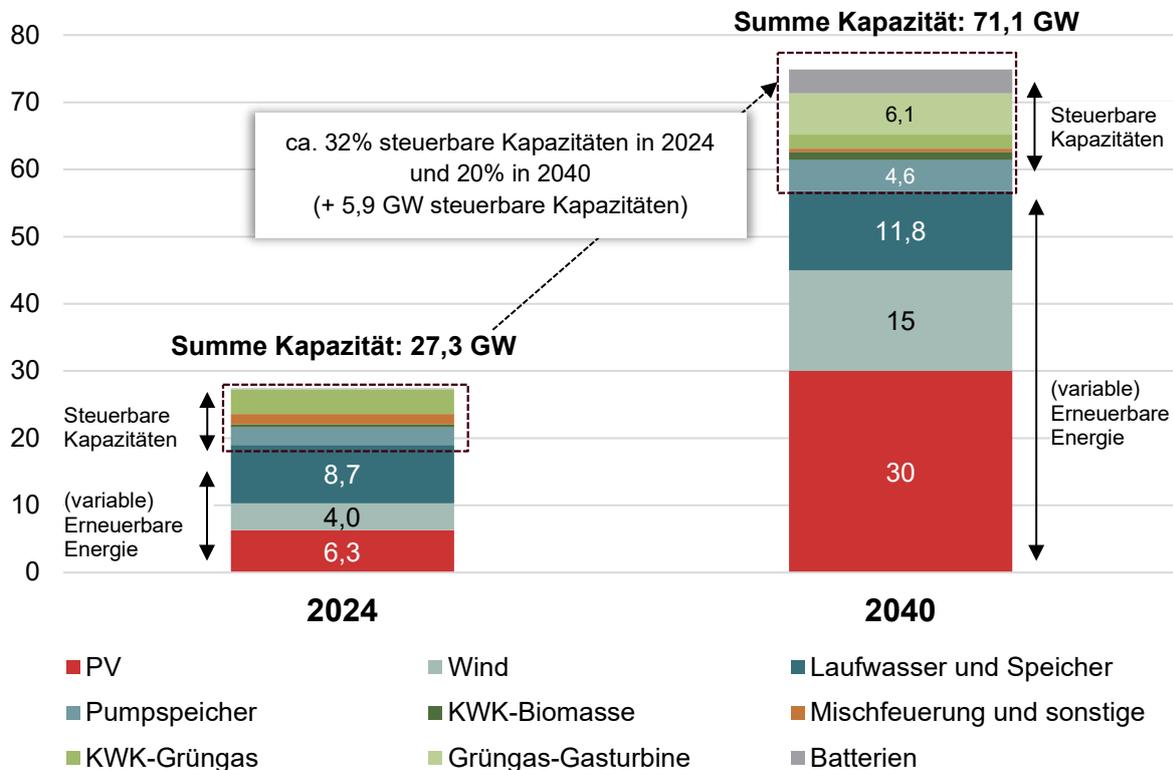


Abbildung 3: Installierte Kraftwerksleistung bis 2040⁶

Ein Anstieg der Gesamtkosten führt nicht zwangsläufig zu einer proportionalen Erhöhung der Netztarife, da sich diese – vereinfacht dargestellt – aus dem Verhältnis der Gesamtkosten zu den abgesetzten Mengen/Leistungen ergeben. Ein signifikanter Mengenzuwachs, etwa durch gesteigerte E-Mobilität, wirkt somit dämpfend auf potenzielle Tarifsteigerungen.

Im zweiten Schritt wurde auf Basis der definierten Mengenszenarien die Entwicklung der durchschnittlichen Netztarife bis zum Jahr 2040 modellhaft berechnet, welche in Abbildung 4 dargestellt ist. Die Basis 2025 ist für die Tarife mit 100 als Referenz dargestellt. Die Grafik verdeutlicht den signifikanten Einfluss des Netzabsatzes. Höhere Netzabsatzmengen führen zu einer breiteren Verteilung der Gesamtkosten, wodurch potenzielle Tarifsteigerungen abgeschwächt werden.

Zur relativen Bewertung der langfristigen Tarifentwicklung wurden die Ergebnisse sowohl in nominellen als auch in realen (inflationbereinigten) Werten dargestellt. Diese Unterscheidung ist wesentlich, um zwischen tatsächlichen Preissteigerungen und inflationsbedingten Effekten zu differenzieren. Während nominelle Werte die absoluten

⁶ Compass Lexecon, „Modellierung der Stromstrategie 2040“, Vorbereitet für Oesterreichs Energie, 02.08.2024

Veränderungen der Tarife abbilden, zeigen reale Werte, wie sich die Kaufkraft der Verbraucher:innen tatsächlich verändert – ein zentraler Aspekt für die sozial- und wirtschaftspolitische Bewertung der Netztarifentwicklung.

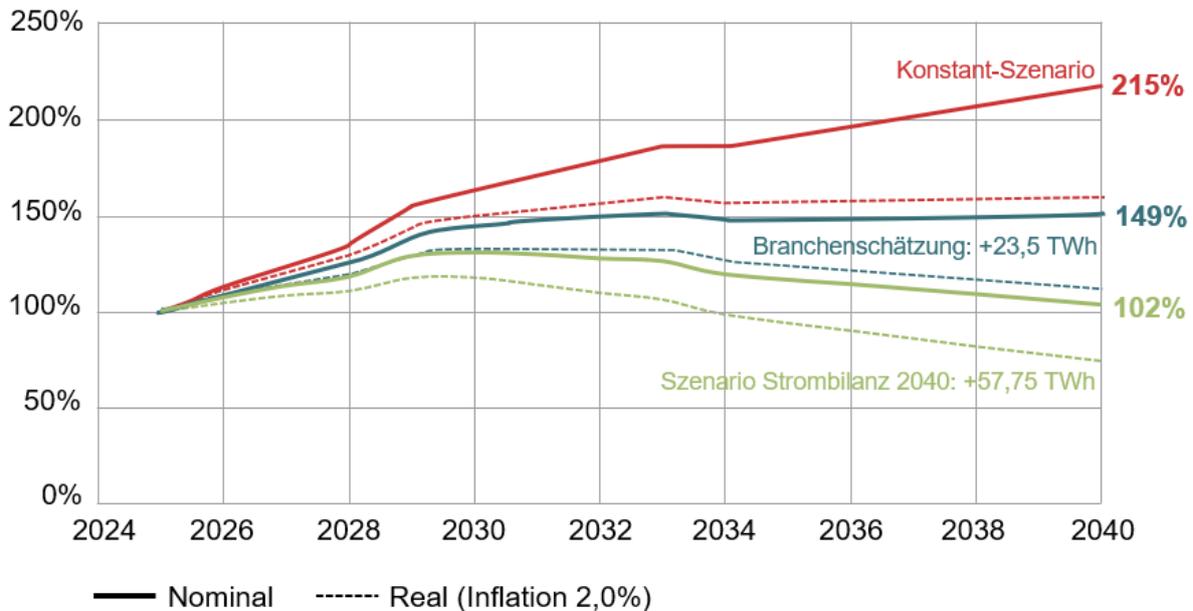


Abbildung 4: Ergebnisse der Szenarioanalyse für die Netztarifentwicklung

Die Simulationsergebnisse zeigen eine deutliche Abhängigkeit der Netztarifentwicklung von der Entwicklung der Netzabsatzmengen. Im ungünstigsten Fall – dem sogenannten **Konstant-Szenario**, in dem die Netzabsatzmengen bis 2040 konstant bei rund 52,3 TWh verbleiben – ergibt sich eine durchschnittliche jährliche Tarifsteigerung von **nominell +5,3 % p.a.** (real +3,2 % p.a.).

Bis 2030 zeigt sich ein stärkerer Anstieg in Höhe von **nominell +10,5 % p.a.** (real +8,3 % p.a.), während sich in den Jahren 2031 bis 2040 die Steigung auf **nominell +2,7 % p.a.** (real +0,7 % p.a.) reduziert.

Am anderen Ende des Spektrums steht das **Szenario Strombilanz 2040**, in dem sämtliche Energiebedarfe – insbesondere in den Bereichen Raumwärme, Mobilität und Industrie – vollständig durch elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz gedeckt werden. In diesem Fall steigen die Netzabsatzmengen bis 2040 um 57,75 TWh. Die daraus resultierende Tarifentwicklung ergibt **nominell +0,2 % p.a.** (real -1,8 % p.a.).

Für die Jahre bis 2030 ergeben sich Tarifsteigerungen von **nominell +5,1 % p.a.** (real +3,1 % p.a.). In den Jahren 2031 bis 2040 ist eine Tarifsenkung im Ausmaß von **nominell -2,2 % p.a.** (real -4,1 % p.a.) erkennbar.

Ein drittes Szenario auf Basis der Branchenschätzung, das von einem jährlichen Mengenwachstum von **2,5 %** ausgeht (in Summe 23,5 TWh bis 2040) ergibt eine moderate Tarifentwicklung von **nominell +2,7 % p.a.** (real +0,7 % p.a.).

Die kommenden Jahre bis 2030 zeigen eine Tarifsteigerung von **nominell +7,8 % p.a.** (real

+5,7 %). In den Folgejahre 2031 bis 2040 verändern sich die Tarife um **nominell +0,2 %** (real -1,7 %).

Das angenommene Szenarium Branchenschätzung ergibt eine durchschnittliche Tarifentwicklung leicht über der allgemeinen Inflationsrate bis 2040.

Unter den getroffenen Annahmen lässt sich festhalten, dass sich die Netztarife im ungünstigsten Fall (Konstant-Szenario) bis zum Jahr 2040 in etwa verdoppeln könnten. Die angeführten Szenarien beschreiben die Tarifentwicklung unter den derzeit gültigen Rahmenbedingungen:

- Einspeiser leisten keinen nennenswerten Kostenbeitrag,
- die Netzkosten werden praktisch ausschließlich von Entnehmer:innen getragen,
- die Netzkosten sind für Entnehmer:innen überwiegend verbrauchsabhängig.

Einordnung und Handlungsmöglichkeiten zur Begrenzung der Netztarifentwicklung

Die vorliegende Modellrechnung, basierend auf realen Branchendaten und nachvollziehbaren Annahmen, zeigt deutlich: Eine Vervielfachung der Netztarife bis 2040 ist aus heutiger Sicht nicht zu erwarten. Im ungünstigsten Fall, bei stagnierenden Netzabsatzmengen, ist jedoch mit einem deutlichen Anstieg der Entgelte bis 2040 zu rechnen. In diesem Worst-Case-Szenario ergeben sich bis 2040 durchschnittliche jährliche Steigerungsraten von nominell 5,3 % und mittelfristig bis 2030 nominell 10,5 % p.a. Im Szenario auf Basis der Branchenschätzung ergeben sich bis 240 durchschnittliche jährliche Steigerungsraten von nominell 2,7 %.

Um die absehbaren Entgeltsteigerungen abzufedern, lassen sich grundsätzlich folgende zentrale Handlungsfelder identifizieren:

I. Höhere Elektrifizierungsrate

Einen deutlichen Einfluss auf die Netztarifentwicklung haben die Absatzmengen. Je stärker das Mengenwachstum, desto niedriger die Tarifsteigerung. Somit wirken sich zusätzliche Absatzmengen positiv auf die Netztarifentwicklung aus. In diesem Zusammenhang gilt es die richtigen Förderanreize zu setzen für:

- Elektromobilität
- Wärmepumpen
- Transformation der energieintensiven Industrie
- Standortpolitik

II. Kosten vermeiden

Ein wesentlicher Treiber der aktuellen Investitionsdynamik sind Leistungsspitzen – sowohl bei der dezentralen Einspeisung als auch beim Verbrauch. Um diese zu reduzieren, bieten sich gezielte Maßnahmen an:

- Einspeiseseitige Leistungsreduktion: Die Begrenzung oder Abregelung von Leistungsspitzen kann helfen, Netzausbaukosten zu senken. Der damit verbundene Energieverlust für Anlagenbetreiber:innen ist gering, da eine Spitzenkappung von beispielsweise 30 % bei Photovoltaik zu einer Mengenreduktion von lediglich etwa 5 % führt. Eine Begrenzung hätte auch den Anreiz einer hochgradigen Eigenverwertung der erzeugten Energie. Derzeit besteht im Gegenteil dazu der systemimmanente Fehlanreiz für den einzelnen Erzeuger, dass selbst zu Zeiten von Energieüberschuss (im Extremfall bei negativen Energiepreisen) trotzdem der Drang zur maximal möglichen Einspeisung erhalten bleibt, weil die OeMAG-Vergütung auch unter solchen Umständen ausgeschüttet wird.
- Lastseitige Steuerung: Durch gezielte Anreize - etwa für das netzdienliche Laden von Elektrofahrzeugen - können Verbrauch und Einspeisung besser aufeinander abgestimmt werden.

III. Kosten auf viele Nutzer:innen verteilen

Die Höhe der Netztarife hängt maßgeblich davon ab, wie breit die Netzkosten verteilt werden können. Eine faire und verursachungsgerechte Tarifierung ist daher essenziell:

- Vermeidung von Fehlanreizen: Tarifsysteme, bei denen bestimmte Nutzergruppen weniger Entgelte zahlen, obwohl sie teilweise sogar erhöhte Kosten verursachen, sollten vermieden werden. Beispiele hierfür sind:
 - Für Prosumer ist es im derzeitigen Tarifsystem einfach, ihren individuellen Netzkostenbeitrag zu reduzieren. Derzeit ist die Netzkostenverrechnung so gestaltet, dass der überwiegende Anteil der Netzkosten verbrauchsabhängig (volumetrisch) verrechnet wird. Gelingt es einem Prosumer, seinen individuellen Netzbezug zu verringern, verringert sich auch sein individueller Netzkostenbeitrag, was in der Folge eine kostensteigernde Wirkung für die restlichen Kunden auslöst. Durch eine höhere Leistungskomponente würden auch Prosumer und Netzkunden mit erhöhten Nutzungsansprüchen einen faireren Anteil an den Netzkosten tragen.
 - Weiters gilt es kritisch zu hinterfragen, ob Netztarifvergünstigungen für einzelne Kundengruppen zu Lasten der restlichen Kunden treffsicher und verursachungsgerecht wirken. Als Beispiel sind an dieser Stelle die Ortsnetztarife für Energiegemeinschaften sowie die eigenen Netztarife für Regelenergieerbringung anzuführen. Beide Ausprägungen sind erhebliche Kostentreiber für die Verrechnungsprozesse, wobei gleichzeitig kaum ein Nutzen für den Netzbetrieb ersichtlich ist.
 - Die verursachungsgerechte Kostentragung für Einspeiser ist mit den derzeit geltenden gesetzlichen Regelungen weitgehend ausgesetzt. Die verursachungsgerechte Kostenbeteiligung für unmittelbar notwendige Ausbaumaßnahmen zum Netzanschluss von Erzeugungsanlagen soll wieder eingeführt werden.
 - Künftig könnte der Kreis der Zahlungsverpflichteten für die Netznutzungsentgelte verursachergerecht auf die Einspeisung ausgeweitet werden. Auch mit solch einer Maßnahme werden die abrechnungsrelevanten Mengen und Leistungen erhöht und entlasten die Tarife für die restlichen Kunden (siehe bspw. aktuelle Diskussion BNetzA).

Eine treffsichere verursachungsgerechte Netztarifgestaltung kann dazu beitragen, dass die für die Tariffberechnung maßgeblichen Mengen und Leistungen nicht stagnieren, sondern im Sinne einer breiteren Kostentragung zunehmen.

IV. Kostenverschiebung – zeitlich oder allokativ

Neben der direkten Reduktion oder Verteilung von Kosten können auch zeitliche oder strukturelle Verschiebungen zur Entlastung beitragen:

- Energiepolitische Ziele: Durch eine zeitliche Anpassung der energiepolitischen Zielsetzungen kann der steigende Verlauf der Kostenentwicklung abgeflacht werden. Die Investitionen sollten möglichst an die tatsächliche Bedarfsentwicklung angepasst werden. Bei einer abgeschwächten oder verzögerten Zielsetzung kann das Ausmaß bzw. die Geschwindigkeit des Netzausbaus reduziert werden.
- Verlängerung der Abschreibungsdauer: Damit kommt es zwar zu einer kurzfristigen geringfügigen Senkung der Netztarife, jedoch zulasten langfristig höherer Gesamtkosten. Die Verlängerung der Abschreibungsdauer führt langfristig durch eine länger zu verzinsende RAB und damit höherer Zinsen über den gesamten Abschreibungszeitraum zu höheren Kapitalkosten (CAPEX) für Netznutzer - nominell und real (bei Berücksichtigung der für Netzkunden maßgeblichen Diskontierung mit dem VPI). So würde sich selbst bei einer extremen Verlängerung der durchschnittlichen Nutzungsdauer bei Neuinvestitionen um 15 Jahre der Netzkostenanstieg bis 2040 (im Vergleich zu 2025) auf 215 % lediglich auf 204 % verringern.
- Intertemporale Entlastungsmodelle: Hohe Netzkosten könnten zunächst durch Dritte vorfinanziert werden, wobei die Rückzahlung zu einem späteren Zeitpunkt beginnt, und über längere Zeiträume erfolgen kann

Diese Ansätze verdeutlichen, dass es vielfältige Möglichkeiten gibt, die Netztarifentwicklung aktiv zu gestalten. Die Verantwortung liegt dabei sowohl bei der gesetzgebenden Instanz, die mit dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) einen geeigneten rechtlichen Rahmen schaffen muss, als auch bei der Regulierungsbehörde (E-Control), die für die konkrete Ausgestaltung und sozial ausgewogene Umsetzung der Maßnahmen zuständig ist.

Handlungsempfehlung

Resümee/Zusammenfassung:

- Die Kostensteigerung ergibt sich durch die ambitionierten politischen Ausbauziele (Hohe Erzeugungsleistung bei gleichzeitig kurzem Umsetzungszeitraum). Ordnungspolitische Rahmenbedingungen und erstreckte Umsetzungsfristen können die Kostensteigerung mittel-/langfristig dämpfen.
- Einspeiser leisten bisher keinen nennenswerten Kostenbeitrag. Entnehmer haben bisher die erhöhte Kostenlast zu tragen. Eine verursachergerechte Kostenbeteiligung der Einspeiser (beim unmittelbaren Netzanschluss und bei der laufenden Netzeinspeisung) kann die Netztarifsteigerung rasch entschärfen.
- Mengenzuwachs entschärft generell die Netztarifsteigerung.
- Verursachergerechte Gestaltung des Netztarifmodells kann die Netztarifsteigerung kurz-/mittelfristig entschärfen.
- Verlängerte Nutzungsdauern senken die Netztarife vorübergehend geringfügig und steigern langfristig sogar die Gesamtkosten.

Handlungsempfehlungen:

- Kurzfristig umsetzbare Maßnahmen mit rascher Wirkung auf Netztarife
 - Einführung Leistungskomponente für alle Netzkunden (mögliche Wirkung bereits in SNE-V 26)
 - Evaluieren von Netztarifvergünstigungen (z. B. Ortsnetztarife für Energiegemeinschaften, Tarife für Regelenergieerbringung)
 - Verursachergerechte Baukostenzuschüsse von Einspeisern bei Herstellung des Netzanschlusses (Wirkung in SNE-V 27 mittels Abbildung in Plan-CAPEX 27)
- Weitere Maßnahmen mit verzögerter Wirkung auf Netztarife
 - Erhöhung der Elektrifizierungsrate: richtige Förderanreize zur Absatzerhöhung (E-Mob, Wärmepumpen, Industrie, Standortpolitik)
 - Spitzenkappung bei Einspeisern – damit können Investitionen eingespart werden
 - Verursachungsgerechte Beteiligung von Einspeisern an laufenden Netzkosten
 - Längere Umsetzungsfristen für die ambitionierten Ausbauziele
 - Alternative Finanzierungsformen, z.B. Infrastrukturfonds
- Potenzielle weitere Maßnahmen mit Nebenwirkungen
 - Die Thematik „Verlängerung der Abschreibungsdauer“ ist im Vorfeld jedenfalls einer detaillierten Analyse der Gesamtwirkung zu unterziehen (Es kommt damit zwar zu einer kurzfristigen Dämpfung der Netztarifentwicklung, jedoch zulasten langfristig höherer Gesamtkosten. Darüber hinaus sind Auswirkungen auf den Cash-Flow, das Eigenkapital und ratingrelevante Kennzahlen zu berücksichtigen. Dies hat mögliche Folgen auf die Finanzierung).