

EINE ANALYSE IM AUFTRAG VON OESTERREICHS ENERGIE

AUSWIRKUNG DES ERNEUERBAREN AUSBAUS AUF DEN ENDKUND:INNEN- STROMPREIS

Auf welche Weise wird der Endkund:innenpreis
durch den Ausbau von Erneuerbaren beeinflusst?

Tara Esterl
Philipp Ortmann
Helfried Brunner
Carolin Monsberger
Franziska Schöniger
Florian Hasengst
Peter Widhalm

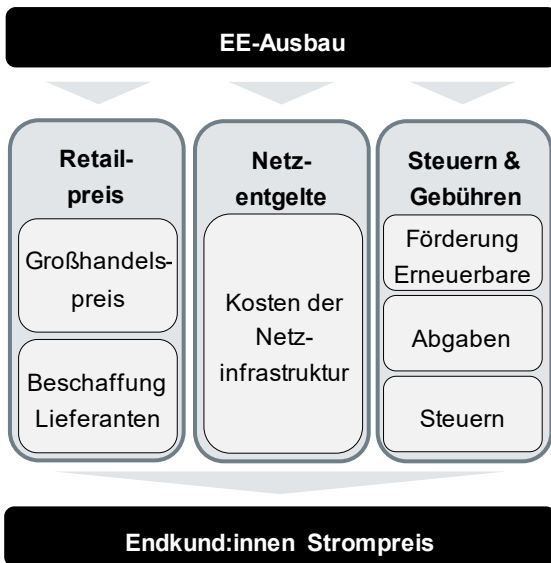
April 2026

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Kernergebnisse	3
1.1	Hintergrund und Motivation.....	3
1.2	Kernergebnisse	4
2	Einfluss erneuerbarer auf den Großhandelsstrompreis	6
2.1	Blick in die Zukunft: Marktmodellierung 2030	6
2.2	Blick in die Vergangenheit: Ökonometrisches Modell.....	9
2.3	Rückschau 2025: Preiseffekte und Förderbedarf.....	10
2.4	Limitationen.....	11
3	Einfluss der Erneuerbaren auf die Netzkosten.....	12
3.1	Zusammenfassende Erkenntnisse	12
3.2	Limitationen.....	14
4	Beschaffung durch Lieferanten	15
4.1	Profilrisiko	15
4.2	Energiegemeinschaften.....	16
4.3	Limitationen.....	18
5	Quellenverzeichnis	19

1 EINLEITUNG UND KERNERGEBNISSE

Ziel der Analyse war es, den Zusammenhang zwischen dem Ausbau Erneuerbarer Erzeugung (EE) im Stromsektor und dem Strompreis für Endkund:innen aufzuzeigen. Dieser ist komplex, da der EE-Ausbau den Großhandelspreis, die Kosten der Netzinfrastruktur, die Förderung für Erneuerbare und die Beschaffung durch die Lieferanten beeinflusst. Zusammenfassend zeigt sich, dass der EE-Ausbau sowohl zu dämpfenden als auch steigenden Elementen im Endkund:innenpreis führt. Berücksichtigt man auch weitere Vorteile wie die Absicherung gegen externe Preisschocks und geopolitische Unsicherheiten, ergibt sich in Summe ein positives Bild, verglichen zu einer Situation mit stärkerer Energie-Importabhängigkeit.



Erneuerbare dämpfen den Großhandelspreis und schaffen Resilienz

- Mehr erneuerbare Erzeugung im Stromsystem dämpft die Großhandelspreise und bietet Resilienz gegen externe Preisschocks, vor allem gegenüber Anstiegen im Gaspreis
- Der preisdämpfende Effekt übersteigt die Förderkosten der Marktprämie deutlich

Erneuerbare machen Investitionen in die Netze erforderlich und erschweren die Beschaffung aus Sicht der Lieferanten

- Die Integration der EE in das Stromnetz erfordert erhebliche Investitionen, was sich erhöhend auf die Netztarife auswirkt
- Der EE-Ausbau erschwert die Beschaffung aus Sicht des Lieferanten aufgrund reduzierter Prognostizierbarkeit für Prosumer und Energiegemeinschaften, was die Risikoaufschläge erhöht. Rechtzeitiger Datenaustausch ist notwendig, um die Situation zu verbessern

1.1 Hintergrund und Motivation

Der Strompreis für Endkund:innen setzt sich aus dem Retailpreis (der sich wiederum aus dem Großhandelspreis sowie den Beschaffungskosten der Lieferanten ergibt), den Netzentgelten und den Steuern und Gebühren zusammen. Die ersten beiden Komponenten, d.h. der Retailpreis plus Netzentgelte¹ haben sich zwischen 2020 und 2023 inflationsbereinigt nahezu verdoppelt, siehe Abbildung 1. Das ist in erster Linie eine Folge stark gestiegener Großhandelspreise, die trotz des starken Ausbaus von erneuerbarer Erzeugung erheblich gestiegen sind, was vor allem auf die deutlichen Anstiege von Gas- und CO₂-Preisen zurückzuführen ist.

Die Notwendigkeit einer vertieften Analyse zeigt sich insbesondere in der Entwicklung der Beschaffungskosten seitens Lieferanten² gemeinsam mit dem Retailpreis für Haushalte³. Die Beschaffungskosten erreichen gleichzeitig mit dem Retailpreis 2023 ein historisches Höchstniveau, wie Abbildung 2 zeigt. Der Verlauf der Retailpreise spiegelt im Wesentlichen die Entwicklung der Beschaffungskosten wider, welche mit Beginn der Energiekrise als Folge massiver Steigerungen in den Commoditypreisen stark gestiegen sind. Spätestens ab 2023 reflektierte sich diese Entwicklung auch in steigenden Retailpreisen. Seither sinken diese wieder, das Vorkrisenniveau ist jedoch noch nicht wieder erreicht. Parallel zu dieser Entwicklung steht ein starker Ausbau von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten, allen voran die Photovoltaik, deren Kapazität sich von rund 1.3 GW 2020 auf 8.2 GW in 2025 annähernd versechsfacht hat⁴. Die anschließende Analyse zeigt, dass dieser Ausbau deutlich preisdämpfend gewirkt hat, jedoch von stark steigenden Commodity-Preisen überlagert wurde. Vor

¹ Eurostat, nrg_pc_204, 2,5–5 MWh, zweites Halbjahr, Durchschnittlicher Retailpreis des Lieferanten inkl. Netzkosten, exkl. Steuern & Gebühren. Inflationsbereinigt mit Eurostat prc_hicp, GEO=AT [\[link\]](#), Basisjahr 2025

² E-Control: Simulierte Beschaffungsstrategien aus Sicht von Lieferanten, Hauptprodukt' ([link](#)), halbjährlich gemittelt

³ E-Control Marktstatistik, Preisentwicklungen (MStOeN_2023.xlsx und MStOeN_2025.xlsx), Energiepreis Haushalte insgesamt

⁴ APG Markttransparenz ([link](#))

allein die Preise für Erdgas wurden über den Marktmechanismus (Merit-Order Effekt) auf den Großhandelsstrompreis und mit etwas Verzögerung auf die Retailpreise übertragen.

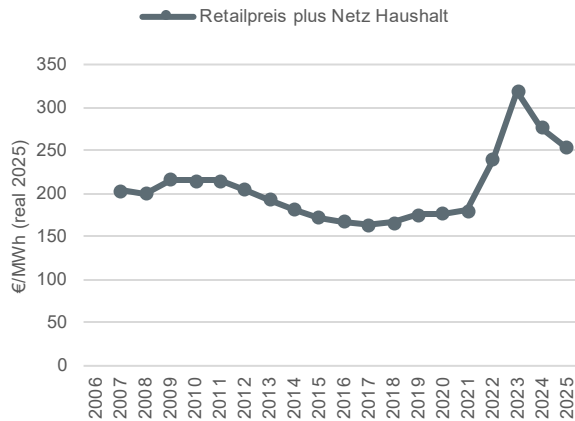


Abbildung 1: Entwicklung der inflationsbereinigten Retailpreise Haushalt plus Netzentgelte

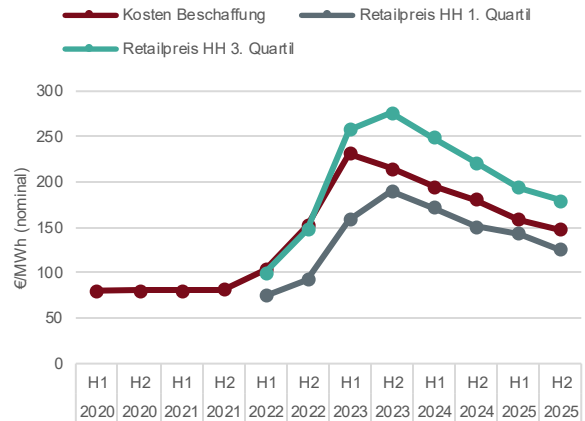


Abbildung 2: Entwicklung der Beschaffungskosten und Retailpreise Haushalt in Österreich

1.2 Kernergebnisse

Der EE-Ausbau zeigt einen stark preisdämpfenden Effekt auf die Großhandelspreise

Dem gegenüber stehen eine Reihe von preissteigernden Effekten wie der Netzausbau, die Förderkosten für Erneuerbare, eine erschwerte Beschaffung für den Lieferanten sowie Schwankungen im Dargebot, die durch andere Technologien ausgeglichen werden müssen. Letztlich überwiegen die positiven Effekte, vor allem im Hinblick auf die Absicherung gegen geopolitische Unsicherheiten und Preisschocks.

Der Ausbau von EE hat bereits in der Vergangenheit die Großhandelspreise gedämpft

Eine statistische Analyse historischer Strompreise zeigt, dass eine Erhöhung der erneuerbaren Erzeugung in Österreich um eine weitere TWh im Jahr 2025 das Preisniveau im Großhandelsmarkt im Mittel um rund 2 €/MWh reduziert hätte. Auf den gesamten österreichischen Stromverbrauch von rund 70 TWh bezogen bedeutet das, dass die Kosten für den Verbraucher um rund 150 MEUR jährlich gesunken wären.

Der europaweite EE-Ausbau schafft Resilienz gegenüber Preisschocks

Die Analyse im Hinblick auf 2030 zeigt, dass die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern durch den Ausbau von EE deutlich reduziert wird: Ein europaweiter (EU27 plus UK, CH und NO) Ausbaustopp von Wasserkraft, Wind und PV im Vergleich zum Zielpfad führt zu 1200 TWh weniger erneuerbarer Erzeugung im System, was zu einer Kompensation durch Stromerzeugung aus Gas in der Höhe von etwa 800 TWh führt. Insofern trägt EE stark dazu bei, die Importabhängigkeit fossiler Energieträger zu reduzieren.

Ein europaweiter Ausbaustopp erneuerbarer Erzeugung führt 2030 zu signifikant höheren Preisen

Ein Ausbaustopp der Erneuerbaren bedeutet ein Plus von 24 €/MWh auf den Baseload-Großhandelsstrompreis in Österreich, wobei ein Ausbaustopp von Wind den stärksten Effekt von plus 12 €/MWh zeigt.

Die Netzintegration der Erneuerbaren verursacht Kosten und braucht Begleitmaßnahmen

Die Integration der EE und die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme erfordern erhebliche Investitionen in das Stromnetz. Bis 2030 sind insgesamt Investitionen im Verteil- und Übertragungsnetz von 20-24 Mrd. € zu erwarten. Die erwarteten Investitionen können wiederum zu Steigerungen in den Netzentgelten führen. Dazu sind begleitende Maßnahmen erforderlich, um den Netzausbau effizient und gerecht zu gestalten und Tarifsteigerungen abzufedern.

Erneuerbare Erzeugung dämpft die Strompreise stärker als sie Kosten für Förderung verursacht

Erneuerbare Erzeugung dämpft die Großhandelspreise und verursacht Förderkosten, welche grundsätzlich auf die Endkund:innen umgewälzt werden. Es zeigt sich jedoch, dass die Preisdämpfung der Großhandelspreise stärker ausfällt als die Förderkosten, was einen positiven Nettoeffekt für den österreichischen Stromverbrauch ergibt. Die Höhe der Förderung hängt stark von der Höhe des Strompreises ab: Bei hohen Strompreisen braucht es wenig Förderung, sinkende Strompreise erhöhen den Förderbedarf.

Der EE-Ausbau erschwert die Beschaffung aus Sicht des Lieferanten







Lieferanten tragen die Prognoseverantwortung für den Verbrauch. Fahrplanabweichungen resultieren in Ausgleichsenergiekosten, die Teil des Aufschlags zwischen Großhandels- und Retailpreis sind. PV-Ausbau erhöht die spezifischen Beschaffungskosten für den Lieferanten deutlich: allgemein ist die Beschaffung des Verbrauchsprofils für Haushalte um 5 €/MWh teurer als der Baseload-Preis, für Haushalte mit PV-Anlagen steigen die Beschaffungskosten um etwa 30 € je gelieferter MWh im Vergleich zu Haushalten ohne PV.

Energiegemeinschaften (EGs) führen für den Lieferanten zu höheren Ausgleichsenergiekosten

EGs führen aus Sicht des Lieferanten zu höheren AE-Kosten (plus 4 € je gelieferter MWh) und einem sinkenden Absatz. Das bewirkt unter Umständen gemeinsam mit einem reduzierten Netztarif Sozialisierungseffekte, was Preissteigerungen für sämtliche Kunden zur Folge hat. Die Weiterentwicklung der AE-Kosten für EGs ist schwer absehbar: Denkbar ist ein starker Anstieg durch neue Energy-Sharing-Konzepte und starker Diffusion von EGs allgemein.

Tabelle 1 fasst die Kernergebnisse zusammen und ordnet die Stärke der Effekte und ihre Robustheit ein.

Tabelle 1: Kernergebnisse & Analyserahmen

Thema	Teil der Studie	Zentrale Erkenntnis	Effekt auf Preise	Robustheit
Großhandelspreise	✓	EE-Ausbau wirkt deutlich preisdämpfend auf die Großhandelsstrompreise. Ein europäischer Ausbaustopp erneuerbarer Erzeugung führt zu signifikant höheren Preisen	 stark dämpfend	Hoch
Resilienz gegenüber Preisschocks	✓	EE-Ausbau schafft Resilienz gegenüber externen Preisschocks. Ein europäischer Ausbaustopp führt 2030 zu signifikant mehr Stromerzeugung aus Gas, was zu höheren Erzeugungskosten (CO ₂ & Gas) führt	 dämpfend	Hoch
Netzausbau & Erhaltung	✓	Die Netzintegration von Erneuerbaren, Elektromobilität und Wärmepumpen erfordert erhebliche Investitionen, begleitende Maßnahmen zur Kostendämpfung notwendig	 steigernd	Hoch
Förderungen & Abgaben	✓	EE-Ausbau benötigt Förderungen, diese werden jedoch in ihrer Höhe durch die Preisdämpfung mehr als kompensiert	 schwach steigernd	Mittel
Beschaffung durch Lieferanten	✓	EE-Ausbau führt zu mehr Prosumern, was das Profilrisiko erhöht und zu höheren Ausgleichsenergiekosten in Energiegemeinschaften führt. Rechtzeitiger Datenaustausch mit EGs reduziert die Problematik	 schwach steigernd	Mittel
Versorgungssicherheit, Regelenergie & Wettbewerb	✗	EE-Ausbau geht mit Schwankungen im Dargebot einher, was durch andere Technologien kompensiert werden muss und Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit braucht	 moderat steigernd	Niedrig

2 EINFLUSS ERNEUERBARER AUF DEN GROSSHANDELSSTROMPREIS

Der Einfluss von erneuerbarer Erzeugung auf den Großhandelspreis wurde auf zwei verschiedene Arten modellhaft quantifiziert. In beiden Fällen lässt sich die Wirkung von zusätzlicher/fehlender erneuerbarer Erzeugung auf stündlicher Basis im österreichischen Strommarkt abbilden

- **Marktmodellierung 2030 mittels Energiesystemmodell:** Ein fundamentales Strommarktmodell bildet den Effekt eines europaweiten Ausbaustopps von erneuerbarer Erzeugung auf den österreichischen Strompreis ab. Das Modell minimiert durch lineare Optimierung die Gesamtsystemkosten des laufenden Betriebs, was in abstrahierter Weise das Marktergebnis unter Voraussetzung perfekter Märkte, rationaler Akteure und vollkommener Information abbildet
- **Historische-statistische Analyse mittels eines ökonometrischen Modells:** Zur Evaluierung der strompreisdämpfenden Effekte erneuerbarer Energien in Österreich wurde ein statistisches Modell des österreichischen Strommarktes erstellt. Auf Basis historischer Daten wird dabei der spezifische Preiseinfluss von Erzeugung aus Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft in Österreich quantifiziert

2.1 Blick in die Zukunft: Marktmodellierung 2030

Tabelle 2 stellt die Definition der Szenarien überblicksmäßig dar. Ein Basisszenario bildet den Referenzpfad ab, hier werden europaweit die Ausbauziele aller Technologien erfüllt. Das Basisszenario ist durch die im TYNDP24 [1] NationalTrends+ Szenario definierten Annahmen abgebildet. Davon abweichend wurde für Wind, PV und Wasserkraft je ein technologiespezifisches Ausbaustoppszenario definiert. Im Vergleich zum laut TYNDP2024 „geplanten“ Ausbau fehlen im kombinierten Szenario „Allgemeiner Ausbaustopp“ 2030 europaweit 394 GW Photovoltaik, 278 GW Windkraft und 4 GW Wasserkraft an installierter Leistung.

Der Strompreis im jeweiligen Szenario gibt also Aufschluss darüber, welchen Preiseffekt der Ausbaustopp dieser Technologie im Jahr 2030 in Österreich hätte. Im Basisszenario sind die Ausbauziele in Österreich in Form des EAGs [2] abgebildet, das einen Zubau von 5 TWh Wasserkraft, 10 TWh Windkraft und 11 TWh Photovoltaik vorsieht. Ein ‚Ausbaustopp‘ ist als europaweites Einfrieren der Kapazität auf dem Niveau von 2025⁵ definiert, der Effekt von erneuerbarer Erzeugung auf den Strompreis wird also durch einen europaweiten ‚Ausbaustopp‘ einer Technologie sichtbar gemacht.

Tabelle 2: Überblick europaweite Szenariodefinition in der Marktmodellierung 2030

Basisszenario	Das Basisszenario dient als Referenzpfad , hier werden europaweit die Ausbauziele aller Technologien erfüllt
Wind Ausbaustopp	Ein europaweiter Ausbaustopp von Windkraft führt zu einer Fehlmenge von 799 TWh gegenüber dem Zielpfad
Photovoltaik Ausbaustopp	Ein europaweiter Ausbaustopp von PV führt zu einer Fehlmenge von 360 TWh gegenüber dem Zielpfad
Wasserkraft Ausbaustopp	Ein europaweiter Ausbaustopp von Wasserkraft führt zu einer Fehlmenge von 11 TWh gegenüber dem Zielpfad
Allgemeiner Ausbaustopp	Ein europaweiter Ausbaustopp aller Technologien führt zu einer Fehlmenge von 1200 TWh gegenüber dem Zielpfad

⁵ Für Photovoltaik und Windkraft wurden historische Kapazitäten (laut ENTSOE-E Transparency (2025) [3] oder bei fehlenden Daten IRENA (2024) [4] herangezogen. Für Wasserkraft wurden für 2030 die Zielwerte laut TYNDP2024 [1] herangezogen. Für das Ausbaustopp-Szenario wurden die in den Nationalen Energie und Klimaplänen (NECP) [5] vorgesehenen Zuwächse je Land abgezogen (Laufwasser/Speicherkraftwerke proportional zu bestehenden Kapazitäten)

Die Marktmodellierung erfolgte mittels des Energiesystemmodells IESopt Europe⁶, welches die Gesamtsystemkosten minimiert. Der geographische Umfang des Modells umfasst EU27 plus UK, Schweiz und Norwegen. Abweichend davon entstammen die Commodity-Preisannahmen sowie die BESS-Kapazitäten dem TYNDP2026. Die Commodity-Preisannahmen auf Basis der Draft-Supply Assumptions des TYNDP2026⁷ sind in realen Geldwerteinheiten auf Basis 2025 in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Commodity-Preisannahmen 2030 auf Basis TYNDP26 draft supply assumptions

Erdgas	34.1 €/MWh ₂₀₂₅
Kohle	15.1 €/MWh ₂₀₂₅
EU-ETS	99.9 €/tCO ₂ 2025

Die Ergebnisse der Marktmodellierung zeigen, dass die Strompreise in Österreich 2030 in allen Szenarien verglichen zum Basisszenario steigen. Abbildung 3 stellt die durchschnittlichen Baseload-Strompreise für Österreich des Modelljahres 2030 grafisch gegenüber. Es kommt in sämtlichen Ausbaustopp-Szenarien zu einem deutlichen Anstieg des Baseload-Strompreises in Österreich, ausgehend von 95.1 €/MWh im Basisszenario auf bis zu 119.3 €/MWh im allgemeinen Ausbaustopp Szenario.

Die Strommengen aus den fehlenden erneuerbaren Kapazitäten der Ausbaustopp-Szenarien müssen durch andere Technologien erzeugt werden. Abbildung 4 zeigt, wie sich die Erzeugung je Technologie in Europa durch den Ausbaustopp in den jeweiligen Szenarien verschiebt. Das Szenario „Allgemeiner Ausbaustopp“ zeigt dabei signifikant höhere Erzeugung in den Technologien Gas und Kohle. Ebenso ist eine signifikant höhere Erzeugung durch Gas im Szenario „Ausbaustopp Wind“ zu beobachten, woraus sich schließen lässt, dass Wind als starkes Substitut zur Erzeugung aus Gas dient. Zudem kommt es in allen Szenarien zu einem Anstieg von ‚Demand Side Response‘ (DSR) also bezahltem Lastabwurf. Österreich folgt in allen Szenarien dem Europatrend, wobei der Einsatz von Pumpspeichern hier komplementär zum EE-Ausbau gesehen werden können, da deren Einsatz durch den EE-Ausbau getrieben wird.

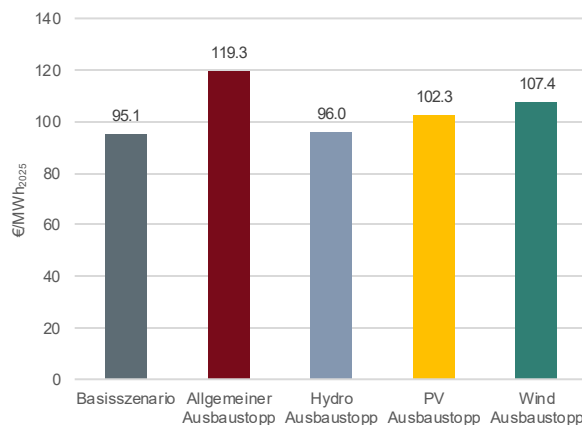


Abbildung 3: Baseload-Strompreise 2030 in Österreich €/MWh₂₀₂₅ auf Basis des europaweiten Ausbaustops

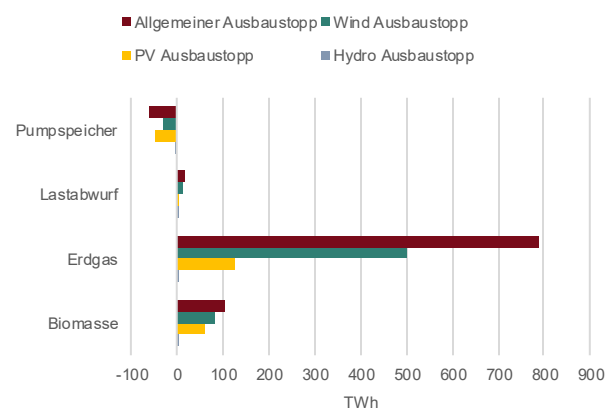


Abbildung 4: Europaweite Stromerzeugung ausgewählter steuerbarer Technologien, Differenz zum Basisszenario

Grundsätzlich fallen die Strompreissteigerungen proportional zu den Reduktionen in den Energiemengen aus, wie Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen: Die Preissteigerung im ‚Hydro Ausbaustopp‘ Szenario von 0.9 €/MWh für den Baseload-Strompreis in Österreich ist eine Folge von 11 TWh weniger Erzeugung aus Wasserkraft in Gesamteuropa im Vergleich zum Basisszenario. Ein Ausbaustopp von Wind wäre mit den höchsten Fehlmengen von 799 TWh verbunden und führt daher auch zu relativ hohen Preissprüngen von plus 12 €/MWh. Dabei wird deutlich, dass die Kombination sämtlicher Technologien essenziell für eine preisdämpfende Wirkung ist: Der Preiseffekt von 24.2 €/MWh im Szenario „Allgemeiner Ausbaustopp“ ist

⁶ <https://github.com/ait-energy/iesopt>

⁷ [https://2026.entsoe-tyndp-scenarios.eu/download/ Draft Commodity Prices](https://2026.entsoe-tyndp-scenarios.eu/download/Draft%20Commodity%20Prices)

höher als die Summe der Einzeleffekte. Dies ist auf einen überproportionalen Anstieg der Preise in der Merit-Order zurückzuführen.

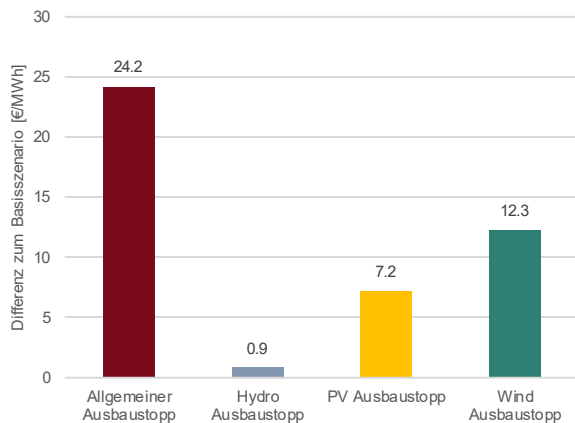


Abbildung 5: Differenzen im Baseload-Strompreis 2030 in Österreich €/MWh₂₀₂₅ im Vergleich zum Basisszenario. Zu berücksichtigen: Unterschiedliche Mengen bei den erneuerbaren Erzeugungstechnologien (siehe Abbildung 6)

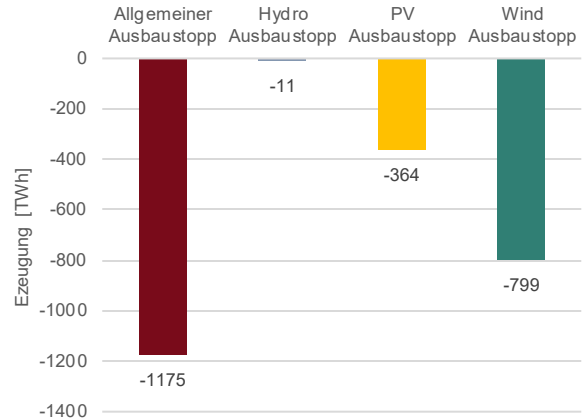


Abbildung 6: Fehlmengen (europaweit) gegenüber dem Basisszenario in der erneuerbaren Erzeugung in TWh

Abbildung 7 zeigt die Reduktion der europaweiten Erzeugungskosten⁸ je eingespeister MWh für die drei Erzeugungstechnologien Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft. Es zeigt sich, dass eine zusätzlich eingespeiste MWh erneuerbarer Erzeugung europaweit eine andere Erzeugungstechnologie mit etwa 60-100 €/MWh Grenzkosten verdrängt, wobei Erzeugung aus Windkraft den stärksten Effekt mit etwa 100 €/MWh zeigt. Welche Technologie in welchem Land verdrängt wird, unterscheidet sich nach Zeitpunkt und Ort der Einspeisung und setzt sich natürlich auch über Ländergrenzen fort⁹. Obwohl ein Kraftwerk gewisser Art verdrängt wird, kann immer noch ein Kraftwerk gleichen Typs mit ähnlichen Grenzkosten preissetzend sein. Daher ist die Reduktion der Erzeugungskosten nicht mit einem Effekt auf den Strompreis gleichzusetzen.

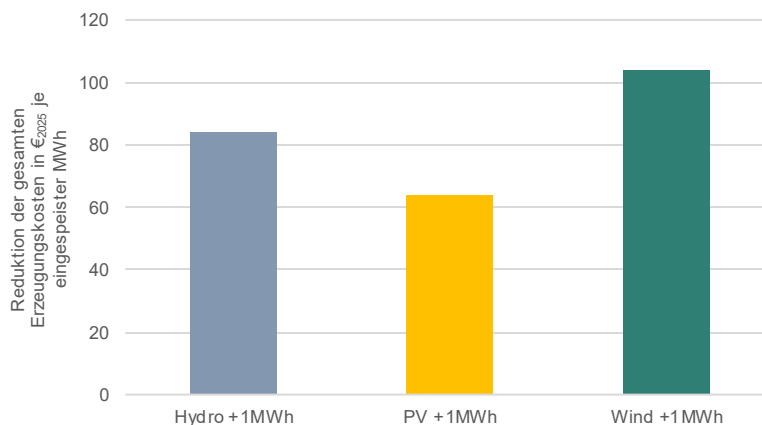


Abbildung 7: Reduktion gesamter Erzeugungskosten in Europa im Vergleich zum Basisszenario je zusätzlich eingespeister MWh

⁸ Erzeugungskosten leiten sich aus den ‚Total System Costs‘ der Energiesystemmodellierung ab und stellen die Summe aller modellierten Kosten der Modellregion (EU27+3) dar. Sie setzen sich im Wesentlichen aus den variablen Kosten für Brennstoff, Emissionen, Netzentgelte für Einspeisung zusammen, enthalten jedoch keine CAPEX-bezogene Kosten, Netzkosten und Regelenenergie. Eine Einheit mehr erneuerbare Erzeugung verdrängt andere Kraftwerke und senkt dementsprechend die gesamten Kosten der Erzeugung um einen gewissen Wert

⁹ Erneuerbare Einspeisung zum Zeitpunkt x in Land A kann (durch Speicherung) Erzeugung mit höheren Grenzkosten in Markt B zum Zeitpunkt y verdrängen. Insofern ist eine eindeutige Zuordnung der gestiegenen Kosten auf Länder schwierig

2.2 Blick in die Vergangenheit: Ökonometrisches Modell

Zur Evaluierung der bereits beobachtbaren strompreisdämpfenden Effekte erneuerbarer Energien in der Vergangenheit wurde eine ökonometrische Analyse des österreichischen Strommarktes durchgeführt. Grundlage bildet ein multivariates Regressionsmodell, welches in ähnlicher Form bereits für Deutschland angewendet wurde [6]. Auf Basis historischer Daten in der Form stündlicher Nachfrage, Erzeugung und Nettoimporte wurde dabei der spezifische Preiseinfluss von Windkraft, Photovoltaik und Laufwasserkraft in Österreich empirisch quantifiziert. Der stündliche Day-Ahead Strompreis in Österreich (P_t) wird im Modell als Funktion einer Reihe exogener Einflussfaktoren abgebildet.

$$P_t = \beta_x \widehat{X}_t + \beta V_t + \gamma V_t^2 + \delta_1(P_{E,t}P_{G,t}) + \delta_2(L_tP_{G,t}) + D_y + D_m + D_d + D_h + \varepsilon_t$$

In die Schätzung fließen sowohl diese exogenen Variablen, zusammengefasst als \mathbf{V} , als auch die Nettoexporte \widehat{X}_t ein. Diese sind über eine so-genannte first-stage Regression abgebildet, da die Nettoexporte sowohl modellendogenen Charakter haben als auch modellexogenen Erklärungsgehalt bieten. Die Netto-Exporte müssen über eine weitere Variable erklärt werden, die nicht Teil der (second-stage) Regression ist. Dafür müssen zwei Anforderungen gelten. 1) Die Netto Exporte müssen hinreichend erklärt als auch 2) hinreichend unkorreliert mit der Zielvariable (Strompreis) sein. Der Test auf statistische Relevanz für den Wind in Deutschland ergibt ein sehr starkes Instrument¹⁰.

Tabelle 4: Beschreibung der Modellvariablen

Preise	Erzeugung und Last	Weitere
$P_{E,t}$: EU ETS Preis (CO ₂)	G_W : Windstromerzeugung	D : Jahr, Monat, Wochentag, Stunde
$P_{G,t}$: Gaspreis	G_S : Erzeugung PV	ε_t : Fehlerterm
P_C : Kohlepreis	G_H : Erzeugung Laufwasserkraft	
	L_t : Last	

Datengrundlage sind historische stündliche Preise und Erzeugung für Österreich und die Nachbarländer aus dem Zeitraum 1.1.2020–31.12.2025 (mit Ausnahme von 2022¹¹) auf Basis von entso-e transparency [3].

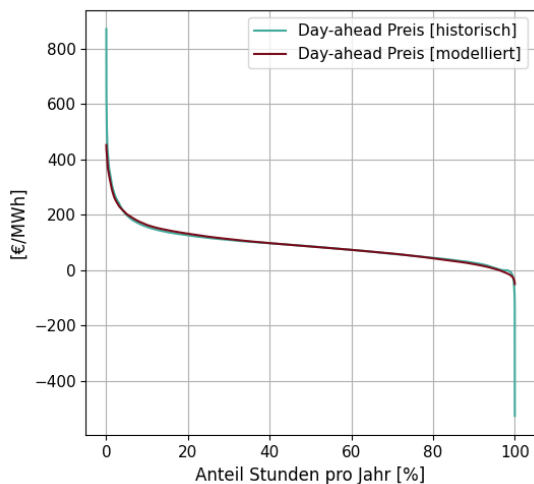


Abbildung 8: Dauerlinie Spotpreis vs. Prognose

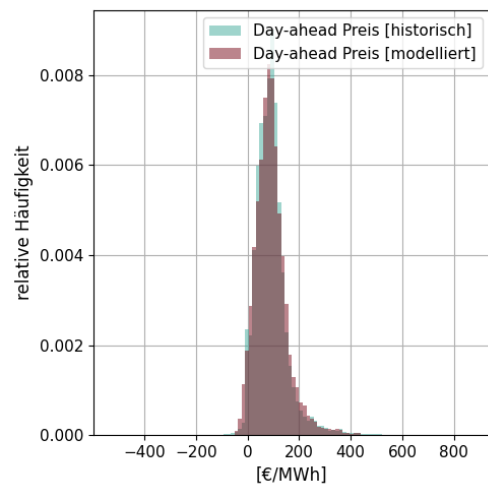


Abbildung 9: Verteilung Spotpreis vs. Prognose

In Abbildung 8 und Abbildung 9 wird ersichtlich, dass das Modell sowohl die Struktur der historischen stündlichen Strompreise als auch die Verteilung in ausreichender Qualität abbildet. Dies wird durch ein Bestimmtheitsmaß von 0.81 und einen Mean Absolute Error von 35.6 €/MWh deutlich. Preisspitzen und -täler werden vom Modell nicht perfekt, jedoch mit ausreichender Genauigkeit, erfasst.

¹⁰ Robust Wald $\chi^2 = 8410$ (replaces F-test) \Rightarrow t-statistic: -91.7 (N=52608, $p < 0.000001$), partial $R^2 = 0.235$

¹¹ Das Jahr 2022 wurde aus dem Datensatz entfernt, da die Preisdynamik am Gipfel der Energiekrise mit der angewandten statistischen Methode schwer nachvollziehbar ist und zu Verzerrungen in den Modellergebnisse führt

2.3 Rückschau 2025: Preiseffekte und Förderbedarf

Das präsentierte ökonometrische Modell wurde für das Jahr 2025 angewandt, um die Preiseffekte von zusätzlicher erneuerbarer Einspeisung zu quantifizieren¹². Abbildung 10 stellt den preissenkenden Effekt von 1 TWh zusätzlicher erneuerbarer Energie im Jahr 2025 in Österreich als Differenz zum modellierten Strompreis 2025 in der Ausgangssituation dar. Die Ergebnisse zeigen für alle Technologien einen preisdämpfenden Effekt von rund 2.1 €/MWh auf den Großhandelspreis im Jahresdurchschnitt¹³. Das bedeutet, eine zusätzliche erneuerbare Einspeisung von 1 TWh hätte den Strompreis im Jahresdurchschnitt um 2.1 €/MWh gesenkt, d.h. statt den historisch modellierten 98.9 €/MWh wäre der tatsächliche durchschnittliche Preis bei 96.8 €/MWh zu liegen gekommen.

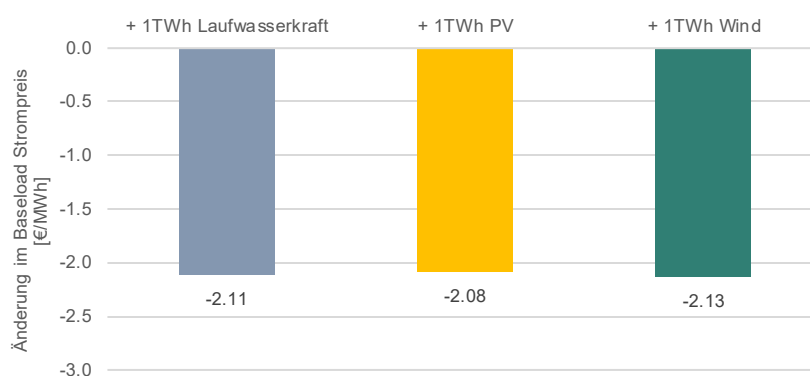


Abbildung 10: Preissenkende Effekte von 1TWh erneuerbarer Erzeugung im Vergleich zum Basisszenario

In weiterer Folge lässt sich aus der Wirkung von 1 TWh erneuerbarer Erzeugung¹⁴ auf den Strompreis eine Kosteneinsparung für den österreichischen Verbrauch ableiten: Wird bei einer österreichischen Gesamtnachfrage von 69 TWh der durchschnittliche Strompreis um 1 €/MWh gesenkt, entspricht das einer Kosteneinsparung von 69 MEUR für den Stromverbrauch in Gesamtösterreich. Insofern ergibt sich bei einem ceteris-paribus Effekt von 2.1 €/MWh je TWh Einspeisung, eine Einsparung von rund 150 MEUR für den österreichischen Stromverbrauch¹⁵. Die Ersparnis für den gesamtösterreichischen Strombedarf quantifiziert den Effekt auf der Ebene des Großhandelspreises. Die tatsächlichen Kosten für den Strombezug ergeben sich jedoch über die Preise im Retailsegment, d.h. den Preisen, die Lieferanten nach deren jeweiligen Gegebenheiten der Preisgestaltung an die Kunden weitergeben. Inwiefern die Preissenkung im Großhandelsmarkt an die Endkund:innen weitergegeben werden kann, ist eine Frage der Beschaffung durch den Lieferanten. Wie Kapitel 4 zeigt, gibt es bei der Beschaffung durch den Lieferanten gegenläufige Effekte.

Zusätzliche erneuerbare Erzeugung senkt in aller Regel die Großhandelspreise, was Vorteile für den Verbraucher mit sich bringt. Zusätzliche erneuerbare Erzeugung geht jedoch typischerweise mit Förderkosten einher, welche grundsätzlich auf den Stromverbrauch bzw. die Endkund:innen abgewälzt werden. Eine zentrale Frage in diesem Zusammenhang ist demnach: werden die preisdämpfenden Effekte im Großhandelsmarkt wieder durch zusätzlichen Förderbedarf kompensiert? Abbildung 11 stellt die Ersparnisse für jede zusätzliche MWh dem Förderbedarf durch die Marktprämie des Jahres 2025¹⁶ gegenüber.

¹² Es wurden alle Modellinginputs (Commodity-Preise, Nachfrage, etc.) auf ihre ursprünglichen Werte des Jahres 2025 gesetzt, variiert wurde die erneuerbare Einspeisung von Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft

¹³ zeitgewichteter Durchschnitt = über alle Stunden gleich gewichtet, d.h. Baseload

¹⁴ Im Fall von Wasserkraft bewertet die statistische Analyse den Effekt von Laufwasserkraft, nicht Speicher- oder Pumpspeicher

¹⁵ Kann als Steigerung der Konsumentenrente auf Basis der Großhandelspreise interpretiert werden. Daten: Stromnachfrage Gesamtösterreich 2024 69.9TWh, E-Control BStGes-JR1

¹⁶ Marktprämie (2025) laut EAG-Abwicklungsstelle <https://www.eag-abwicklungsstelle.at/statistik/>

Es zeigt sich, dass der kostensenkende Effekt auf die Strombezugskosten den Förderbedarf für alle Technologien deutlich übersteigt. Aufgrund des Merit-Order Effekts muss nur ein *Teil der Erzeugung* gefördert werden, der preisdämpfende Effekt betrifft aber die *gesamte* Stromnachfrage. Die Vorteile für Verbraucher:innen übersteigen den Förderbedarf deutlich, dies gilt über alle Technologien hinweg.

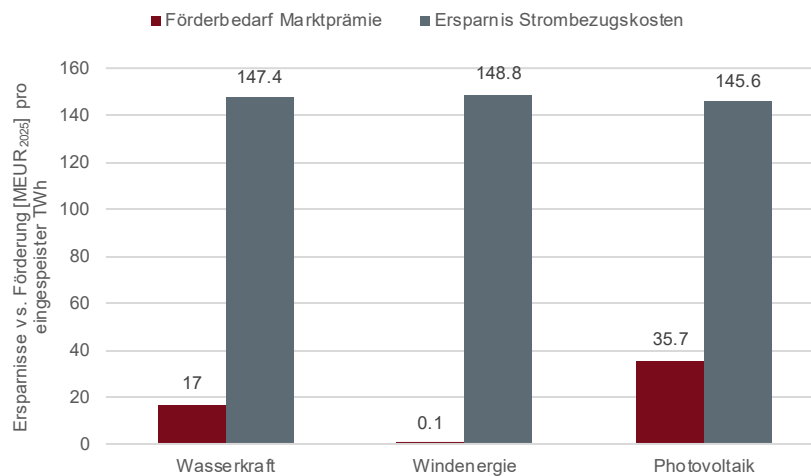


Abbildung 11: Vergleich des Förderbedarfs im Marktprämienmodell [7] mit dem preisdämpfenden Effekt zusätzlicher erneuerbarer Erzeugung für 2025

Erzeugung aus Wasserkraft benötigte 2025 im Marktprämienmodell durchschnittlich eine Förderung von 17 MEUR/TWh, was einer Kostenersparnis von 150 MEUR für den gesamtösterreichischen Stromverbrauch gegenübersteht. Dementsprechend liegt der Vorteil für den Verbraucher einer zusätzlichen TWh aus Wasserkraft bei etwa 130 MEUR. Ein ähnliches Bild ergibt sich für die anderen Technologien: Bei Windkraft steht eine Ersparnis von 149 MEUR den Förderkosten von durchschnittlich 0.1 MEUR/TWh gegenüber, bei Photovoltaik 146 MEUR Kostenersparnis gegenüber 35.7 MEUR Förderkosten.

Betrachtet wurden an dieser Stelle laufende Förderungen im Rahmen Marktprämie, ohne Investitionszuschuss. Auch in der Marktprämie können sich für jede Technologie je nach Förderschema (Marktpreisbilanzgruppe, Einspeisetarif oder EAG Marktprämie) unterschiedliche (zum Teil sogar negative) Förderkosten ergeben, siehe ‚Marktpreisbilanzgruppe‘ für Wasserkraft & Windenergie. PV zeigt deutliche Sättigungseffekte (sinkende Marktwerte), was zu einer steigenden Marktprämie führt. Teilweise ergibt sich sogar ein negativer Förderbedarf, der entsteht, wenn der Marktpreis – etwa in den (Öko-) Bilanzgruppen – über dem gebotenen Referenzwert liegt. Damit entsteht ein doppelt positiver Effekt: geringere Förderung bei gleichzeitig preisdämpfender Wirkung der Erneuerbaren.

2.4 Limitationen

Großhandelspreise

- **Großhandelspreise** sind im Modell das Ergebnis einer reinen Grenzkostenbetrachtung, strategisches Gebotsverhalten oder Knappheitsaufschläge sind nicht berücksichtigt
- **Investitionskosten und Rentabilität von Kraftwerken** sind nicht berücksichtigt. EE-Ausbau beeinflusst die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken und damit eventuell die Versorgungssicherheit
- **Die ökonometrisch-historische Analyse fokussiert auf Österreich** und bildet Interaktionen zwischen Märkten in Form von Importen/Exporten nicht vollständig ab
- **Die Effekte von EE-Ausbau auf den Bedarf von Regelreserve/Redispatch** sind nicht berücksichtigt

Steuern & Förderungen

- **Eine Situation mit relativ hohen Strompreisen dient als Ausgangsbasis** für den Vergleich mit den Förderkosten (Jahr 2025), daher ist der Förderbedarf relativ gering
- **Es gibt einen Rückkopplungseffekt**, da EE-Ausbau die Großhandelspreise dämpft und damit der Förderbedarf wieder steigen könnte

3 EINFLUSS DER ERNEUERBAREN AUF DIE NETZKOSTEN

3.1 Zusammenfassende Erkenntnisse

Die Integration erneuerbarer Erzeugung erfordert erhebliche Netzinvestitionen, dies gilt zusätzlich zu den Investitionen für 1) die Erhaltung bestehender Netze sowie 2) die Ertüchtigung für höhere Lasten im Hinblick auf die wachsende Elektrifizierung von Mobilität und Wärme. Abbildung 12 illustriert die erwarteten Investitionen in das österreichische Verteilnetz bis 2030, die zur Integration der im ÖNIP [8] definierten Mengen notwendig sind [9], welche sich auf etwa 24 Mrd. EUR belaufen. Davon betreffen annähernd 10 Mrd. EUR Regelinvestitionen und 14 Mrd. EUR Investitionen zur EE-Integration sowie der Dekarbonisierung von Wärmebereitstellung und Mobilität¹⁷. Es wird davon ausgegangen, dass die Hälfte davon, d.h. ca. 7 Mrd. EUR, für die Integration der Erneuerbaren Erzeugungstechnologien Wind und PV aufgebracht werden müssen, wobei die einmal gebauten Netze sowohl für die RES-Integration als auch für die Elektrifizierung synergetisch eingesetzt werden können (insbesondere bei vorrausschauender, integrierter Planung und intelligentem Betrieb).

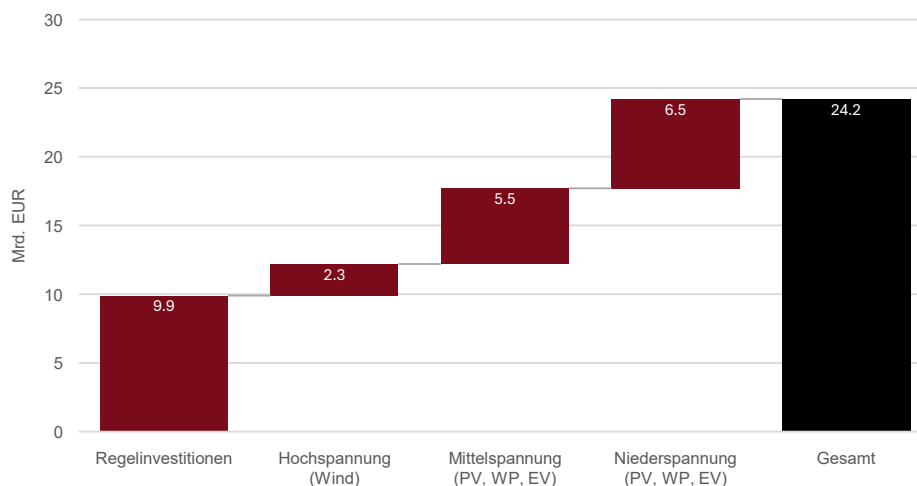


Abbildung 12: Investitionen in das österreichische Verteilnetz bis 2030 auf Basis von [9]

Darüber hinaus werden im Übertragungsnetz Investitionen von etwa 9 Mrd. EUR bis 2035 erwartet¹⁸. Es ist zu erwarten, dass ein signifikanter Teil davon auf den Ausbau Erneuerbarer entfallen wird. Ein genauer Wert ist noch zu eruieren, als erste Näherung können 80% herangezogen werden¹⁹. Somit ergibt sich im Hinblick auf 2030 für das Übertragungs- und Verteilnetz kombiniert, unter der Berücksichtigung gewisser Unschärfen, für die im ÖNIP definierten Mengen ein Investitionsvolumen von etwa 10-15 Mrd. EUR in die Netze für die Integration von erneuerbarer Erzeugung.

Grundsätzlich werden Kosten für den Netzausbau über die Netzentgelte auf den Verbrauch und teilweise auch auf die Erzeugung umgelegt. Historisch hat sich gezeigt, dass die Netztarife langfristig (inflationsbereinigt) derzeit mit dem Niveau des Jahres 2000 vergleichbar sind. Die Steigerungen reflektieren die hohen Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgrund von Ersatzinvestitionen, Ausbau der Elektromobilität, Wärmepumpen sowie der Integration von Erneuerbarer Erzeugung.

¹⁷ In der Modellierung berücksichtigt wurde die Elektrifizierung der Raumwärme sowie private Mobilität. Nicht berücksichtigt sind die Elektrifizierung des Schwerverkehrs bzw. gewerblichen Verkehrs sowie die Umstellung industrieller Prozesse und Speicher

¹⁸ <https://www.bmwet.gv.at/Presse/AktuellePressemeldungen/APG-Netzentwicklungsplan.html>

¹⁹ APG-Vorstand Gerhard Christiner via [LinkedIn](#)

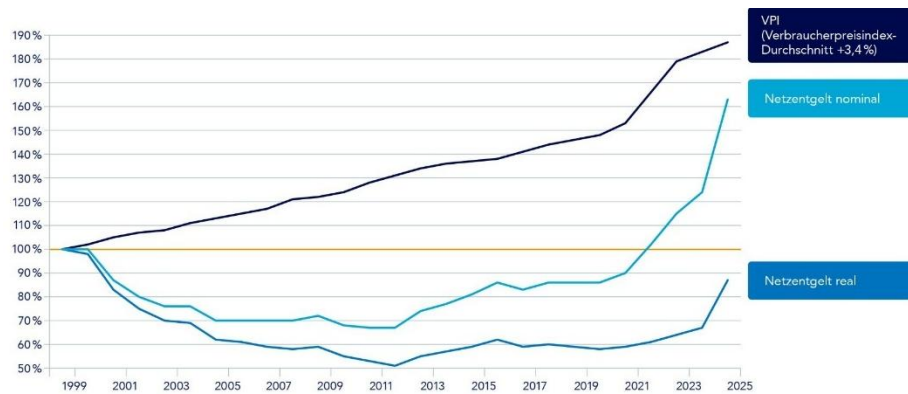


Abbildung 13: Historische Entwicklung der Netztarife, Wiener Netze²⁰

Im Hinblick auf einen weiteren Ausbau der Infrastruktur ist zu erwarten, dass sich Investitionen in die Netzinfrastruktur steigend auf die Netzentgelte auswirken. In welcher Form das passiert, ist eine Frage des Tarifdesigns, z.B. der Gewichtung zwischen pauschalen, leistungsabhängigen und variablen Entgelten sowie des Ausmaßes der Elektrifizierung in Zukunft, d.h. der Entwicklung der Absatzmengen. Eine mögliche Entwicklung wird von Österreichs Energie [10] aufgezeigt, hier in Abbildung 14 dargestellt. Bei gleichbleibenden Absatzmengen würden die Netztarife real auf etwa 150% des Wertes von 2025 steigen, in einem Szenario mit stark steigenden Absatzmengen könnten die Netztarife real sogar sinken.

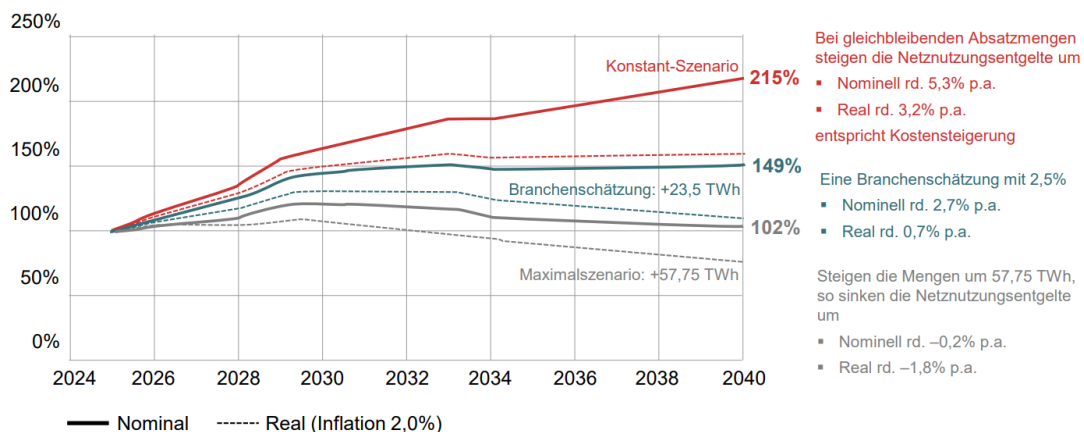


Abbildung 14: Netzentgeltentwicklung in Abhängigkeit der Mengenentwicklung

Ein leicht steigender Faktor für die Netztarifentwicklung ergibt sich durch die Reduktion der Netztarife für das Teilen von Strom innerhalb einer Erneuerbaren-Energiegemeinschaft. Für Energiegemeinschaften im Lokalbereich ist das variable Netznutzungsentgelt um 57% reduziert. Unter der Annahme, dass es durch die Energiegemeinschaft zu keiner Entlastung des Verteilnetzes kommt, führt die Netzentgeltreduktion für EGs zu einem Sozialisierungseffekt, d.h. die reduzierten Erlöse für den Netzbetreiber werden auf die Gesamtheit der Netznutzer:innen übergewälzt.

Ein starker Anstieg der Netzkosten kann auch mit kostendämpfenden Maßnahmen abgefangen werden. Dazu zählen insbesondere

- **Kluge planerische Maßnahmen** wie Ost/West Ausrichtung und Nutzung von Synergien komplementärer Erzeugungstechnologien, z.B. Co-Location von Wind und PV helfen, Netzausbau zu vermeiden
- **Regulatorische Maßnahmen** wie Reduktion der netzwirksamen Leistung, Spitzenkappung und flexibler Netzzugang helfen, bestehende Netzkapazitäten effizient zu nützen

²⁰ <https://positionen.wienerstadtwerte.at/wissenshub/grafiken/entwicklung-netztarif-strom-netzebene-7>

- **Netztechnische Maßnahmen** wie Strang-/Längsregler, regelbarer Ortsnetztransformator, Stromkompoundierung bei Umspannwerken, Blindleistungsregelung können helfen, Netzausbau zu vermeiden bzw. zu verzögern
- Anreize zu **systemdienlichem Verhalten**, (z.B. durch Netzentgelte) können beitragen, Netzausbau zu vermeiden und bestehende Kapazitäten effizient zu nutzen

Investitionen in die Netzstruktur zeigen einen positiven volkswirtschaftlichen Effekt. Langfristig gesehen sind Unterinvestitionen in die Verteilnetze deutlich teurer als eine potenzielle Überinvestition zu bewerten, wie eine Studie von Frontier Economics und AIT zeigt [11]. Zusammenfassend kann für die Entwicklung der Netzkosten im Kontext Integration von erneuerbaren Erzeugungstechnologien folgendes festgehalten werden:

1. **Es braucht signifikante Netzinvestitionen** für die
 - Integration von Erneuerbaren Erzeugungstechnologien
 - Erhaltung der bestehenden Netzkapazitäten
 - Für die Elektrifizierung von Wärmebereitstellung und Mobilität
2. **Es gibt kostendämpfende Maßnahmen**
 - Gemeinsame Planung und Betrieb von Verbrauch & Erneuerbarer Energien verringert Netzausbau in Summe (Co-Location & intelligente Netztarife)
 - Darüber hinaus können systemdienliches Verhalten, kluge planerische oder netztechnische Maßnahmen die Kostensteigerungen abfedern
3. **Netze haben einen hohen volkswirtschaftlichen Wert**
 - Langfristig ist eine Unterinvestition in die Verteilnetze deutlich teurer zu bewerten ist als eine potenzielle Überinvestition
 - Zu schwache Netze führen schnell zu hohen Kosten, insbesondere 2040
4. **Es gibt eine Auswirkung auf Netztarife**
 - Die Abnahmemenge hat Einfluss auf die Netztarife (Elektrifizierung +; Behind-the-meter -). In einer langfristigen Betrachtung befinden sich die Netztarife trotz der starken Steigerungen auf einem moderaten Niveau
 - Die Reduktion der Netztarife für EGs führt zu einem Sozialisierungseffekt für alle Verbraucher

3.2 Limitationen

- **Netzausbau ist getrieben durch Elektrifizierung Mobilität/Wärme als auch durch EE-Ausbau.** Eine Zurechenbarkeit der Netzausbaukosten auf verschiedene Technologien (Wind, PV, Wasserkraft) oder auf die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme braucht weitere Analysen
- **Die Netzausbaukosten berücksichtigen die Elektrifizierung der Raumwärme sowie private Mobilität.** Nicht berücksichtigt sind die Elektrifizierung des Schwerverkehrs bzw. gewerblichen Verkehrs sowie die Umstellung industrieller Prozesse und Speicher
- **Die Auswirkung steigender Netzkosten auf die Netzentgelte** ist eine Frage des Tarifdesigns, z.B. der Gewichtung zwischen pauschalen, leistungsabhängigen und variablen Entgelten sowie das Ausmaß der Elektrifizierung in Zukunft

4 BESCHAFFUNG DURCH LIEFERANTEN

Inwiefern ändert sich die Beschaffung aus Sicht des Lieferanten bei einem verstärkten Ausbau von erneuerbarer Erzeugung? In Bezug auf diese Fragestellung werden in diesem Kapitel zwei Aspekte exemplarisch herausgegriffen, obwohl die Fragestellung eine Vielzahl weiterer relevanter Dimensionen umfasst:

- **Profilrisiko:** Ergibt sich durch höhere Erneuerbaren-Durchdringung ein größeres Preisrisiko für Lieferanten, das einen höheren Aufschlag zwischen Großhandelspreis und Retailpreis rechtfertigen würde?
- **Energiegemeinschaften (EG):** Welche Veränderung bedeuten EGs für den Lieferanten in Bezug auf die Ausgleichsenergie²¹?

4.1 Profilrisiko

Es zeigt sich, dass durch höhere Erneuerbaren-Durchdringung die Beschaffung für den Lieferanten erschwert wird, was sich teilweise in einem Aufschlag zwischen Großhandels- und Retailpreis niederschlägt. Die erschwerten Beschaffungsbedingungen zeigen sich zum Beispiel in höheren spezifischen Beschaffungskosten für Haushalte mit Photovoltaikanlagen. Dieses Profilrisiko für Lieferanten wurde anhand eines Beispiels abgeschätzt. Dafür wurde das H0-Standardlastprofil²², die historischen Strompreise 2025²³ und ein standardisiertes PV-Profil²⁴ herangezogen.

Im Jahr 2025 betrug der zeitgewichtete Durchschnitt des Großhandelsstrompreises 99.2 €/MWh, die Belieferung eines Haushalts mit Standardlastprofil war jedoch rund 4.6 €/MWh teurer bei 103.8 €/MWh²⁵. Die Differenz von 4.6 €/MWh können somit als Mehrkosten zwischen zeitgewichtetem (Baseload) und nachfragegewichtetem Strompreis eines Haushalts verstanden werden. Für Haushalte mit Photovoltaikanlagen ergab sich noch eine deutlich höhere Spreizung von rund 26.9 €/MWh im Vergleich zum Baseload Strompreis. Dieser Aufschlag ergibt sich durch eine starke positive Korrelation zwischen niedrigen Preisen und hoher Erzeugung aus Photovoltaik: Der Lieferant wird dadurch zum ‚Reststromlieferant‘ und beliefert den Haushalt überwiegend zu Randstunden, an denen der Strompreis tendenziell höher liegt. Ein derartiges Profil ist dementsprechend deutlich teurer zu beschaffen.

Die historische Entwicklung dieser Aufschläge ist in Abbildung 15 und Abbildung 16 dargestellt. Während die Differenz zwischen dem Baseload-Strompreis und den Beschaffungskosten relativ konstant bei etwa 5 €/MWh lag, ist die Kluft zwischen dem Baseload-Strompreis und den Beschaffungskosten für einen Haushalt mit Photovoltaik deutlich gestiegen. Dieses Risiko ist Teil des Lieferantenaufschlags und wird tendenziell von allen Haushalten getragen, da derzeit konstante Retailpreise/Energietarife für den Energieteil der Stromrechnung noch stark verbreitet sind. Lieferanten sind durch das EIWG [12] verpflichtet, dynamische Retailpreise anzubieten, dennoch entsprechen dynamische Retailpreise noch nicht der Regel.

Zu den Ursachen für den sehr starken Anstieg der Differenz in den spezifischen Beschaffungskosten für Haushalte mit PV zählt auch der starke Anstieg der Anzahl Stunden mit negativen Preisen von etwa 0 in 2018 auf rund 400 in 2025. Negative Preise sind vor allem in den Frühling- und Sommermonaten zu beobachten und werden durch PV-Einspeisung mitverursacht. Haushalte, die selbst PV-Strom erzeugen, werden in diesen „billigen“ Stunden aber nicht mit Strom beliefert, sondern in den tendenziell teureren Randstunden des Tages.

²¹ Die bereits bestehende Komplexität der Ausgleichsenergie – bedingt durch Plan-Ist-Abweichungen infolge konjunktureller, wetter- und preisinduzierter Nachfrageschwankungen, Prosumer-Aktivitäten sowie Beistellungen – wird dabei ausgeblendet. Stattdessen werden die durch die Ausweitung gemeinschaftlicher Energienutzung im Elektrizitätswirtschaftsgesetz zusätzlich entstehenden Risiken exemplarisch anhand von EGs analysiert.

²² <https://www.apcs.at/clearing/technisches-clearing>

²³ <https://transparency.entsoe.eu/>; Day-Ahead Preis für AT, viertelstündlich

²⁴ <https://www.apcs.at/clearing/technisches-clearing>; Annahme Haushalt: 5.000 kWh_{el} Jahresverbrauch, PV-Leistung 10 kW_{peak}

²⁵ Vereinfacht werden hier die ‚Beschaffungskosten‘ ausschließlich über den Spotmarkt (Day-Ahead) abgebildet

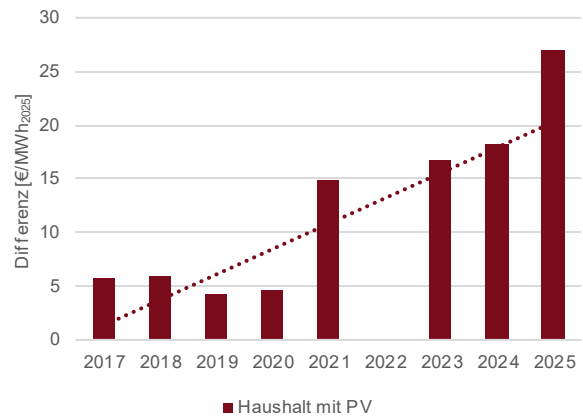
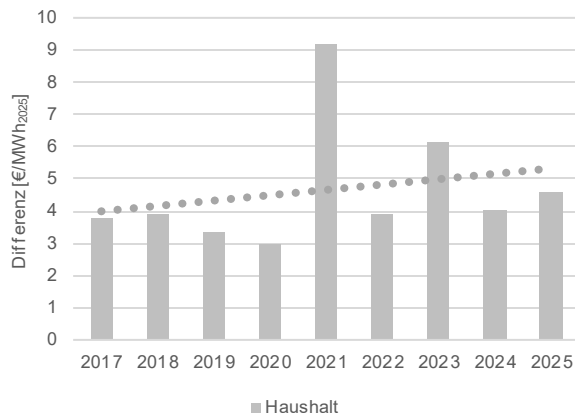


Abbildung 15: Differenz der spezifischen Beschaffungskosten H0 Profil im Vergleich zum Baseload-Strompreis (Haushalt ohne PV) Abbildung 16: Differenz der spezifischen Beschaffungskosten H0 Profil im Vergleich zum Baseload-Strompreis (Haushalt mit PV)

4.2 Energiegemeinschaften

Inwiefern beeinflussen Energiegemeinschaften (EGs) die Differenz zwischen dem Großhandels- und dem Retailpreis? EGs fördern EE-Ausbau-Bewusstsein und schaffen Akzeptanz unter Haushalten, führen jedoch aus Sicht des Lieferanten zu drei nachteiligen Effekten:

1. **Reduzierter Absatz** in Summe durch EG-Teilnahme
2. **Verschlechterung des Preisprofils für den Stromeinkauf:** Der Lieferant muss für EG-Mitglieder relativ hohe Mengen zu tendenziell ungünstigen Zeiten beschaffen
3. **Erhöhte Ausgleichsenergie (AE) -kosten:** Durch den Strombezug aus der EG erhöht sich die Abweichung zum ohne EG prognostizierten Lastprofil

Im Zuge dieser Arbeit wird der dritte Effekt (erhöhte Ausgleichsenergiekosten) quantifiziert. Die Abschätzung der Ausgleichsenergie (AE) -kosten für EG-Haushalte erfolgt auf Grundlage historischer Lastprofile und unter der Annahme einer perfekten Prognose des Verbrauchsverhaltens ohne EG-Teilnahme. Diese Prognose wird auch für den Haushalt in der EG verwendet; daraus resultierende Abweichungen entsprechen der Ausgleichsenergie. Die Datenbasis für die Analyse bildet eine Stichprobe von 327 EG-Haushalts-Zählpunkten im Zeitraum 1.1.2024-31.12.2024 (Auswahlkriterium für einen Zählpunkt liegt bei 80% Datenverfügbarkeit) aus der Region Ostösterreich, wovon 200 Verbrauchszählpunkte und 127 Einspeisezählpunkte sind²⁶. Die Zählpunkte erstrecken sich über drei EGs und versorgen sich mit PV-Strom.

Kernproblem, vor allem für den Effekt auf die Ausgleichsenergie, ist die dynamische Mengenzuordnung innerhalb der EG sowie die Tatsache, dass EG-Teilnehmende unterschiedlichen Lieferanten zugeordnet sind. Wie in Abbildung 17 dargestellt, werden für die Analyse drei verschiedene Situationen unterstellt:

- **Ideale Ausgangssituation ohne EG-Teilnahme:** Der Lieferant beschafft annahmegemäß die gesamte Menge am Day-Ahead Markt, exakt die gleiche Menge wird auch vom Haushalt abgenommen²⁷
- **Situation 1 – Mit EG-Teilnahme, Lieferant hat keine Info darüber:** Der Lieferant beschafft wiederum dieselbe Menge am Day-Ahead Markt, der tatsächliche Verbrauch ist durch die EG-Teilnahme tendenziell niedriger, da gewisse Mengen aus der EG bereitgestellt werden. Die Abweichung fällt in Form von Ausgleichsenergie an
- **Situation 2 – Mit EG Teilnahme, Lieferant hat Info darüber:** Der Lieferant kann hypothetisch den reduzierten Verbrauch ideal prognostizieren, es kommt zu keiner Ausgleichsenergie, jedoch zu einer

²⁶ Verwendete Daten sowie ein Großteil der Ergebnisse basieren auf dem Projekt IntEGrity (FFG)

²⁷ Für die Ausgangssituation wird ‚perfekte Voraussicht‘ unterstellt, wodurch in der Ausgangssituation keine Ausgleichsenergie anfällt. Dies stellt eine notwendige Vereinfachung dar und bildet nicht die Realität ab. Für eine realitätsnähere Abbildung bräuchte es ein realistisches Prognosekalkül seitens Lieferanten, welches aber individuell sehr unterschiedlich sein kann.

Verschlechterung des Beschaffungsprofils. Dieses Idealszenario dient der isolierten Bewertung potenzieller Opportunitätskosten, insbesondere entgangener Beschaffung am Day-Ahead-Markt

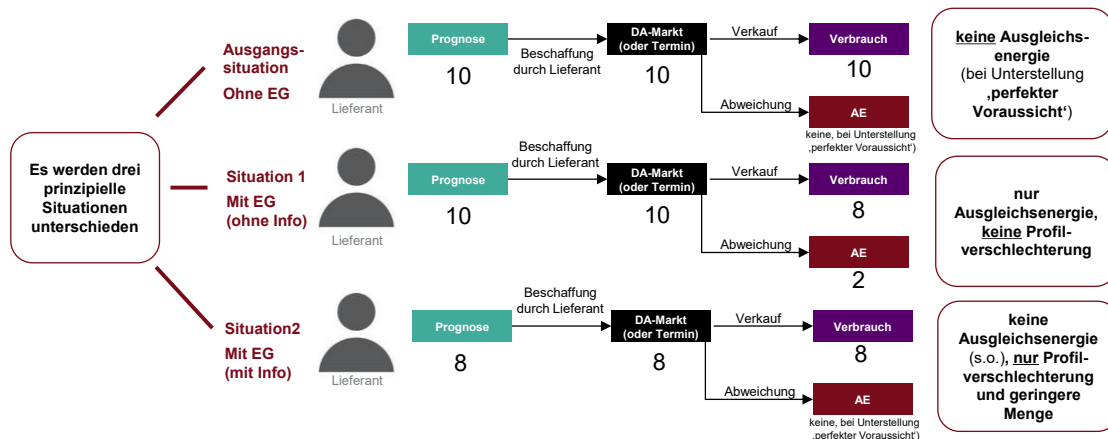


Abbildung 17: Berechnungslogik zur Quantifizierung der Information EG-Teilnahme Ja/Nein

In der vorliegenden Analyse wird daher auf den Wert der „fehlenden Information“ (Differenz der spezifischen Kosten zwischen Situation 1 und Situation 2) abgestellt. Diese Annahme, gemeinsam mit der Annahme von perfekter Prognose stellt eine Vereinfachung dar und bildet nicht das realistische Prognosekalkül eines Lieferanten ab. In der Realität wissen Lieferanten, ob ein Zählpunkt (ZP) einer EG zugeordnet ist. Jedoch ist die Zusammensetzung (Einspeisung/Verbrauch, aber auch Anteile an) der gesamten EG, deren jeweiliges individuelles Verbrauchs-/Erzeugungsverhalten und deren volatiler Mitgliederzahl unbekannt. Dadurch ist die meist dynamische Mengenzuordnung zum jeweiligen Verbraucher, welche zudem durch den volatilen Mehrfachteilnahmeschlüssel beeinflusst wird, schwer prognostizierbar.

Im Folgenden wird auf Haushalte innerhalb von EGs fokussiert, wobei ein Lieferant für die Beschaffung des Reststrombezugs des Verbrauchs aller reinen Verbraucher-Haushalte aus den drei betrachteten EGs verantwortlich ist und ein zweiter Lieferant für die Beschaffung des Netto-Verbrauchs aller Prosumer-Haushalte aus den EGs. Anzumerken ist, dass auch Effekte für die Lieferanten/Abnehmerseite für Überschusseinspeiser zu erwarten sind, diese sind im Weiteren aber nicht näher ausgeführt.

Ergebnisse

Abbildung 18 zeigt die Verteilung der Änderung der spezifischen Ausgleichsenergiekosten für alle Haushalte im Datensatz. Diese ergeben sich aus der mit der Mengenabweichung gewichteten Differenz zwischen Day-Ahead- und Ausgleichsenergiepreis und bilden damit die Kosten- bzw. Erlöswirkungen von Prognoseabweichungen im Vergleich zu einer korrekt prognostizierten Menge ab.

Für einen reinen Verbrauchs-Haushalt, der einer EG zugeordnet ist, erhöhen sich die spezifischen Ausgleichsenergiekosten um etwa 4 € je gelieferter MWh gegenüber einem Haushalt, der außerhalb einer EG beliefert wird. Obwohl Ausgleichsenergie in einzelnen Fällen positive Erlöse generieren kann, zeigt die Auswertung über das gesamte Jahr, dass die Beschaffung über den Day-Ahead-Markt bei exakter ex-ante Mengenallokation im Durchschnitt kostengünstiger gewesen wäre als die Kombination aus vollständiger Day-Ahead-Beschaffung und anschließender Ausgleichsenergiebilanzierung.

Auf der Verbrauchsseite der Prosumer-Haushalte fällt der Unterschied mit 0.87 €/MWh geringer aus, da ein kleinerer Anteil der Energiemengen über die EG abgewickelt wird und diese Haushalte sich (via PV) ohnehin überwiegend selbst versorgen und daher die überraschende Mengen-Allokation in die EG kleiner ausfällt. Insofern sind im Durchschnitt die zusätzlichen Ausgleichsenergiekosten für Haushalte in EGs für reine Verbraucher-Haushalte höher als für Prosumer-Haushalte.

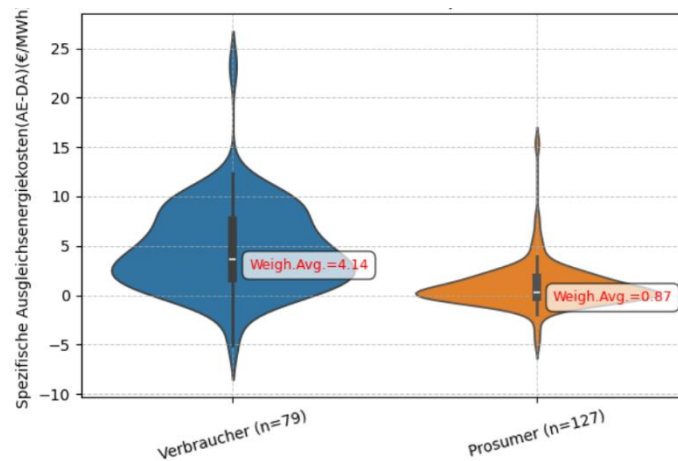


Abbildung 18: Erhöhung Ausgleichsenergiekosten (AE-DA) unter fehlender EG-Teilnahmeinformation für private Verbraucher in nominalen Werten 2024

Ausblick & Empfehlungen

In Österreich gibt es mit Stand Dezember 2025 bereits 11 060 EGs, die rund 200 000 ZPs umfassen. Die durchschnittliche Mitgliederzahl beträgt bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen 5, in Erneuerbaren-EGs 30 und in Bürger-EGs 19 [13]. Gemeinsam mit sinkenden Absatzmengen und einem höheren Profilirisiko führt die Erhöhung der Ausgleichsenergiekosten für Haushalte in EGs zu Sozialisierungseffekten für alle Endkund:innen. Das bedeutet, unter Annahme von derzeit noch weit verbreiteten konstanten Retailpreisen, dass höhere AE-Kosten auf alle Kund:innen abgewälzt werden. Eine mögliche Alternative zur bestehenden Sozialisierung wäre ein für EG-Teilnehmende verpflichtend von allen Lieferanten angebotener Retailpreis, der an den Spotmarkt knüpft, womit die Kosten systematisch verursachungsgerechter abgebildet sind.

Fehleinschätzungen in der Prognose von Erzeugung und Verbrauch in EGs resultieren möglicherweise in Regelenenergieabrufe, wodurch die Systemkosten steigen. Eine Weiterentwicklung dieser Dynamik ist schwer absehbar, jedoch ist ein starker Anstieg der Prognoseunsicherheit durch neue Energy-Sharing-Konzepte (gemeinsame Energienutzung im Elektrizitätswirtschaftsgesetz) wahrscheinlich. Erneuerbare-EGs erhalten eine Reduktion der Netzentgelte, obwohl ein netzdienliches Verhalten meist nicht gegeben ist. Die Kosten sozialisieren sich ebenfalls über alle Netznutzende. Perspektivisch könnte es durch die im EIWG [12] vorgesehenen Energy-Sharing Konzepte zu einer Ausweitung dieses Effekts kommen. Für eine Verbesserung der Prognose sollten zumindest die Daten der EG-Teilnehmenden über Reststrom und Überschuss (P01) täglich an den Lieferanten übermittelt werden (derzeit kommt es zu Verzögerung dieser Daten und eine tägliche Bereitstellung erfolgt meist nur für die gemessenen Daten (G01)). Eine für Lieferanten präferierte Variante wären direkte von der EG-erstellte und übermittelte Prognosen (inkl. Pönalen für Abweichungen).

4.3 Limitationen

- **Wettbewerb zwischen Lieferanten** ist essenziell für die Weitergabe von sinkenden Großhandelspreisen durch EE-Ausbau. Die Wettbewerbssituation in Österreich wurde nicht explizit berücksichtigt
- **Das Profilirisiko wurde auf Basis des Day-Ahead Preises** abgeschätzt und die grundsätzlichen AE-Kosten, die für die Belieferung von Haushalten anfallen, wurden nicht berücksichtigt
- **AE-Kosten in EGs** wurden einerseits ‚perfekter Voraussicht‘ für die Last unterstellt (was einer eher optimistischen Annahme entspricht), andererseits wurde der EG-Teilnahme-Status des Haushalts als unbekannt angenommen, was wiederum einer eher pessimistischen Annahme entspricht
- **Für Prosumer und flexible Verbraucher ergeben sich mögliche Kostenreduktionen** durch Flexibilitätsnutzung, die sowohl Systemkosten reduzieren als auch individuelle Einsparungen ermöglicht

5 QUELLENVERZEICHNIS

- [1] ENTSO-E and ENTSO-G, “Ten Year Network Development Plan 2024.” Accessed: Mar. 27, 2026. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/outlooks/tyndp/2024/>
- [2] Österreichisches Parlament, “RIS - Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 27.03.2026.” Accessed: Mar. 27, 2026. [Online]. Available: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>
- [3] ENTSO-E, “ENTSO-E Transparency Platform.” Accessed: Mar. 27, 2026. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>
- [4] IRENA, *Renewable capacity statistics 2024*. 2024. Accessed: Mar. 27, 2026. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2024/Mar/Renewable-capacity-statistics-2024>
- [5] Ember Energy, “Latest EU NECP Target Data.” Accessed: Jan. 20, 2026. [Online]. Available: <https://ember-energy.org/data/latest-eu-necp-targets/>
- [6] M. Liebensteiner, F. Ocker, and A. Abuzayed, “High electricity price despite expansion in renewables: How market trends shape Germany’s power market in the coming years,” *Energy Policy*, vol. 198, p. 114448, Mar. 2025, doi: 10.1016/j.enpol.2024.114448.
- [7] EAG, “EAG-MARTPRÄMIE.” Accessed: Mar. 27, 2026. [Online]. Available: <https://www.eag-abwicklungsstelle.at/statistik/>
- [8] “Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan,” Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), Wien, 2024.
- [9] Roman Schwalbe and Helfried Brunner, “Aktualisierung der Netzberechnungen der Studie „Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“,“ AIT Austrian Institute of Technology, Wien, Jänner 2024. [Online]. Available: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2024/AIT-OE-Wert_der_Stromverteilernetze_Update_2024-01_Abschlussbericht_v1.1_2024-01-22_clean_version.pdf
- [10] Österreichs Energie, “Die Entwicklung der Netzkosten und Netztarife in Österreich,” Wien, May 2025. [Online]. Available: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2025/Netztarifenwicklung_AT_OE_2025-05-21.pdf
- [11] Frontier Economics and AIT Austrian Institute of Technology, “Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität Österreichs,” Jänner 2022. [Online]. Available: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2022/Frontier_AIT-OE-Wert_der_Stromverteilernetze-Policy_Paper-Langfassung-28012022.pdf
- [12] Österreichisches Parlament, “Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – EIWG),” Günstiger-Strom-Gesetz. Accessed: May 06, 2026. [Online]. Available: https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2025_I_91/BGBLA_2025_I_91.html
- [13] Stephan Heidler (ÖKSE) und Sabina Eichberger (ECA), presented at the EG-Konferenz 2025,