

Analyse von Einspeisenentgelten in Österreich vor dem Hintergrund der EIWG-Novelle

August 2025 | Erstellt im Auftrag von Oesterreichs Energie

e oesterreichs
energie.



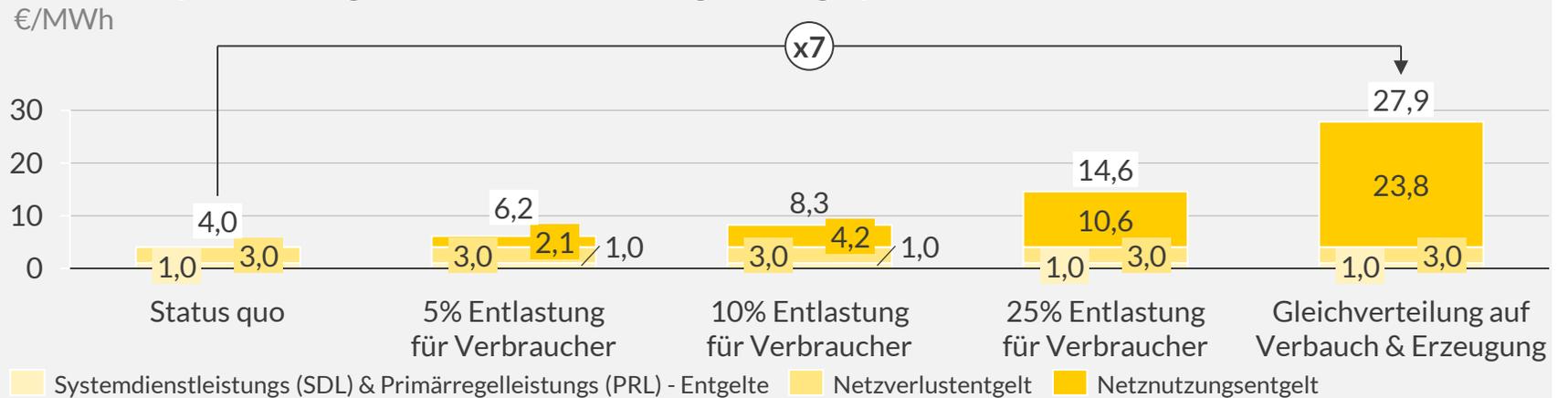
Executive Summary

Aurora Energy Research wurde von Oesterreichs Energie mit einer Analyse der geplanten Netzentgeltreform im Rahmen der EIWG-Novelle beauftragt.

Die vorliegende Kurzstudie vergleicht die aktuelle Netzentgeltbelastung von Einspeisern in Österreich mit ausgewählten Nachbarländern und analysiert die potenziellen Auswirkungen der EIWG-Reform bezüglich zusätzlicher Netzentgelte für Einspeiser auf die Wirtschaftlichkeit stromerzeugender und speichernder Anlagen.

- **Österreichische Einspeiser sind heute schon stärker belastet als Einspeiser in umliegenden Ländern:** in Österreich gibt es bereits heute signifikante einspeisebezogene Netzentgelte – während viele Länder diese nicht erheben oder sogar Einspeiser finanziell entlasten.
- **Netzentgelte für Einspeiser in Österreich sind bereits heute ein spürbarer Kostenfaktor und bewirken einen Wettbewerbsnachteil im Stromhandel:** Derzeit entsprechen die bestehenden Einspeiser-Netzentgelte 5% der Baseload-Erlöse 2024¹ bzw. 4 – 5% von PV- und Windparks im Marktprämienmodell. Österreichische GuD²-Kraftwerke müssen rund 3% effizienter sein, um mit deutschen GuD-Kraftwerken wettbewerbsfähig zu bleiben. Und bei Speichern belaufen sich die bestehenden Netzentgelte für Einspeiser auf bis zu 34% der Arbitragemarge im Day-Ahead-Markt.³
- **Die EIWG-Novelle plant zusätzliche Netznutzungsentgelte für Einspeiser:** Die Novelle würde – je nach Ausgestaltung – zu einer **erheblichen Mehrbelastung für Kraftwerke und Speicher führen und die Investitionsanreize abschwächen.**
 - Bei einer gleichmäßigen Aufteilung der Netznutzungskosten auf Einspeiser und Entnehmer **versiebenfacht sich die Entgeltbelastung** für Einspeiser auf bis zu **28 €/MWh**. Das entspräche etwa 1/3 der Baseload-Strompreiserlöse 2024.¹
- Durch die **starke Integration Österreichs in den europäischen Strommarkt** wirken die **Nachteile zusätzlicher Netzentgelte für Einspeiser verstärkt.**

Gesamt-Einspeisenetzentgelte in verschiedenen Ausgestaltungsoptionen der EIWG Reform



1) Gemessen am Baseload-Strompreis 2024 in Österreich in Höhe von 81,5 €/MWh; 2) Gas- und Dampfturbinen 3) Gemessen am durchschnittlichen täglichen Preisspread, definiert als: Ø höchste 4 Preisstunden – (Ø niedrigste 5 Preisstunden / 0.75).

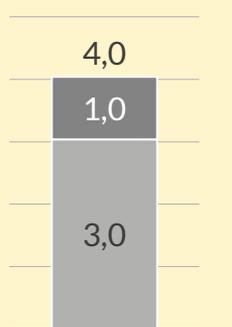
Quellen: Aurora Energy Research

Die EIWG-Novelle führt zusätzliche Netznutzungsentgelte für Einspeiser ein – und verstärkt damit deren Kostenbelastung

Derzeitige Netzentgeltsystematik und geplante Änderungen im Überblick

i Status quo – Netzentgelte für Einspeiser in Österreich

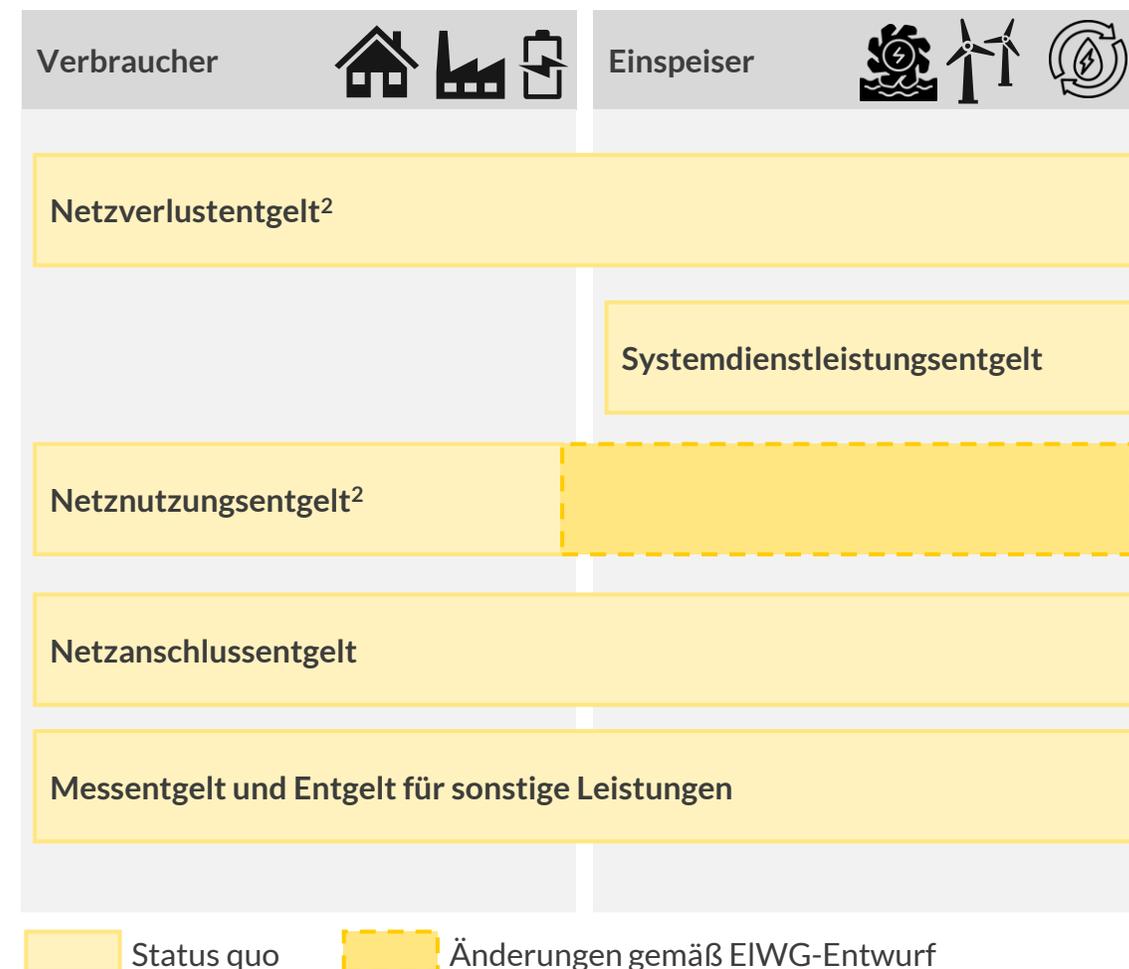
- **Netzverlustentgelt:** Einspeiser mit einer netzwirksamen Leistung >5 MW tragen anteilig die Kosten für den Ausgleich physikalischer Netzverluste. Es beträgt derzeit 3,04 €/MWh.
- **Systemdienstleistungsentgelt:** Einspeiser mit einer netzwirksamen Leistung >5 MW tragen vollständig die Kosten der Frequenz- und Spannungshaltung. Es beträgt derzeit 0,88 €/MWh.



■ Netzverlustentgelt (€/MWh) ■ SDL- und PRL-Entgelt (€/MWh)¹

Was ändert sich mit dem EIWG?

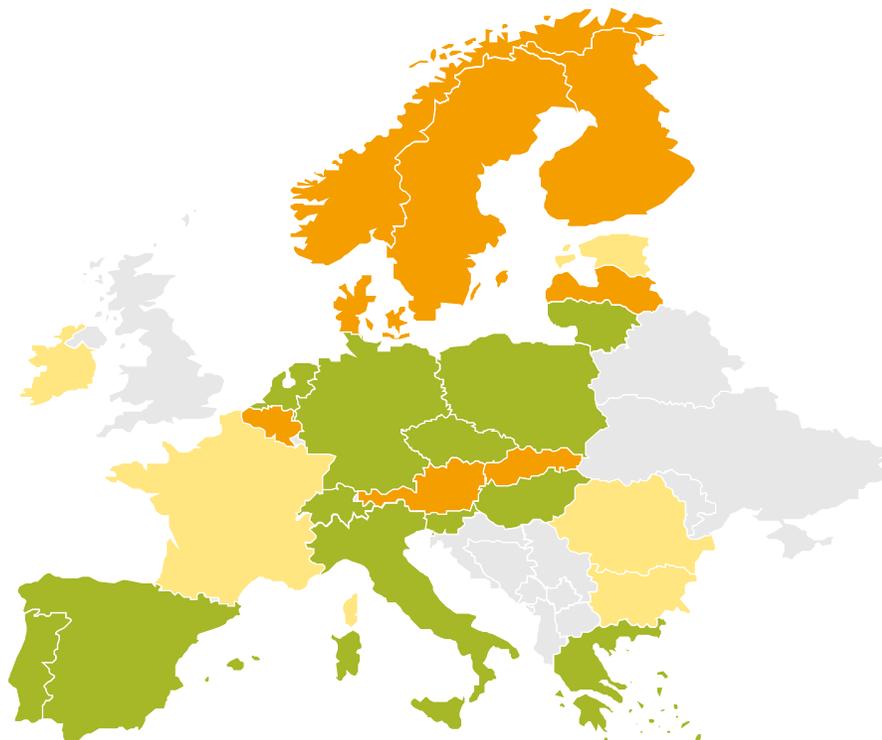
- **Zusätzlich zu den bestehenden Entgelten** sollen **Einspeiser (inkl. Speicher) an den Kosten der Netznutzung beteiligt** werden. Zur konkreten Ausgestaltung finden sich im EIWG keine Angaben.
- **Ziel der Reform:** Entlastung der Verbraucher durch eine gleichmäßigere Verteilung der Netzkosten zwischen Verbrauchern und Einspeisern.



1) Systemdienstleistung und Primärregelleistung; 2) Energiespeicher sollen gemäß EIWG Novelle „unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs“ für 20 Jahre von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten für den Strombezug befreit werden. Es geht aus dem Text nicht eindeutig hervor, ob ein systemdienlicher Betrieb bei Energiespeichern als Regelfall angenommen wird.

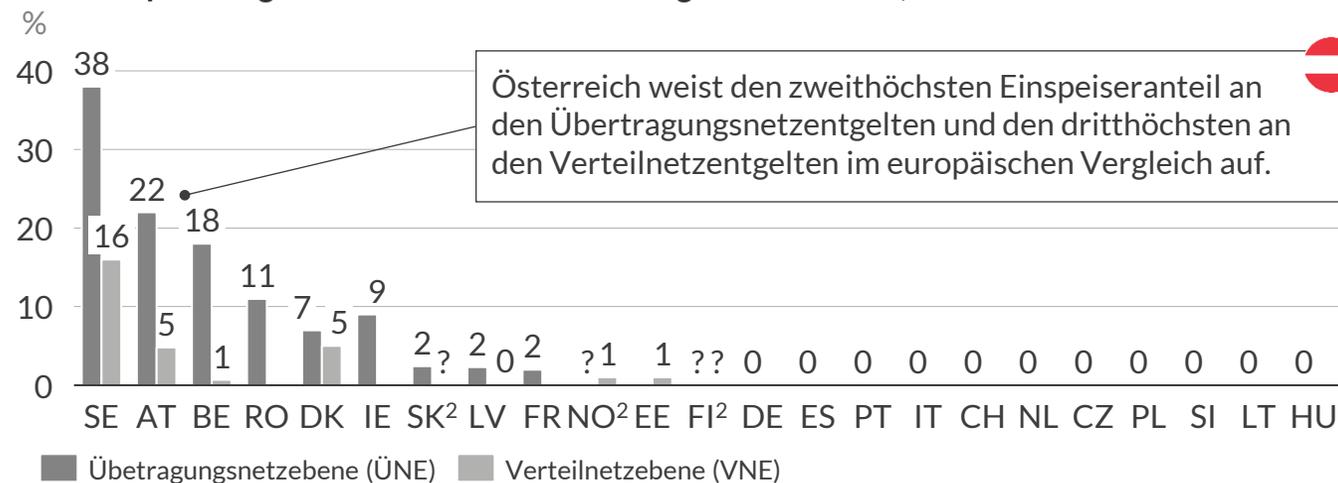
Einspeiser in Österreich sind bereits heute stärker durch Netzentgelte belastet als jene Einspeiser in Nachbarstaaten

Regelungen zu einspeisebezogenen Netzentgelten in Europa¹



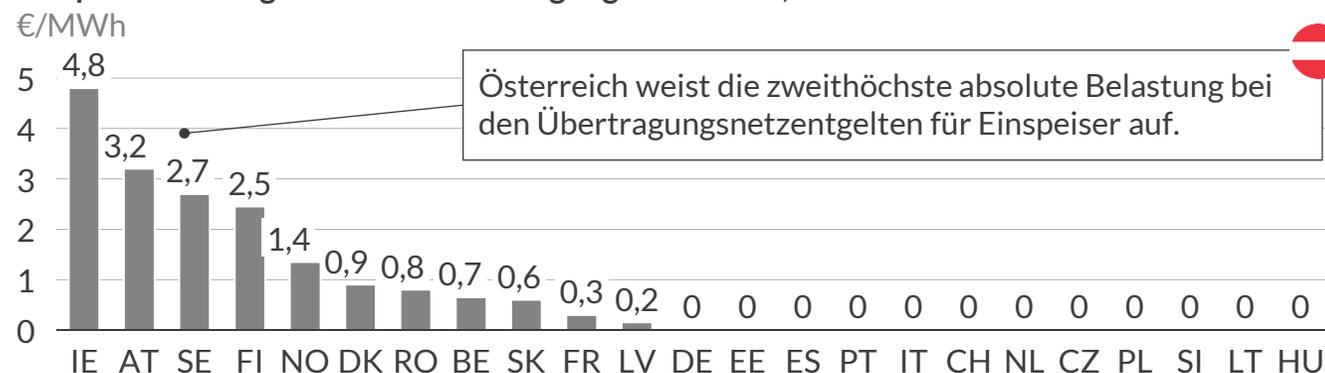
- Kein Einspeiseentgelt
- Einspeiseentgelt nur auf Übertragungs- oder Verteilnetzebene
- Einspeiseentgelt auf Übertragungs- und Verteilnetzebene
- Nicht analysiert

Von Einspeisern geleisteter Anteil am Netzentgeltaufkommen, 2023¹



Österreich weist den zweithöchsten Einspeiseranteil an den Übertragungsnetzentgelten und den dritthöchsten an den Verteilnetzentgelten im europäischen Vergleich auf.

Einspeisenetzentgelte für die Übertragungsnetzebene, 2023³



Österreich weist die zweithöchste absolute Belastung bei den Übertragungsnetzentgelten für Einspeiser auf.

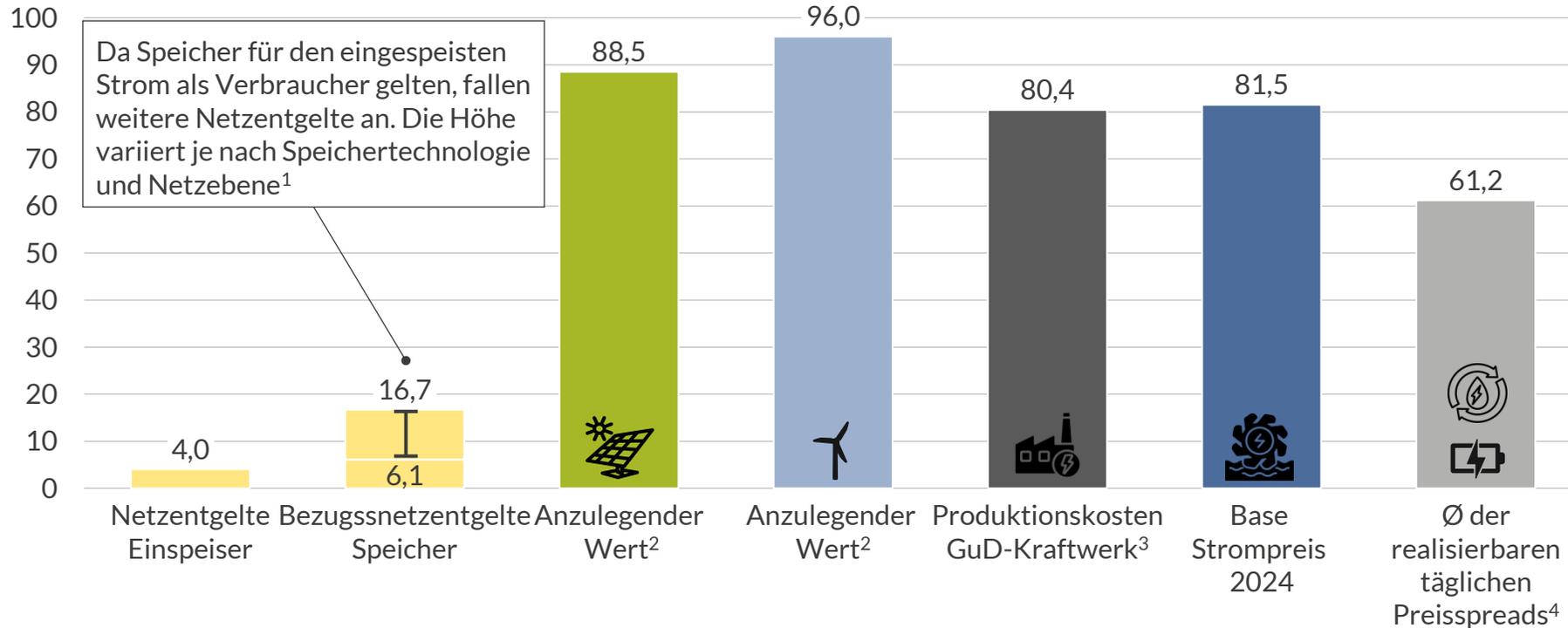
In den meisten EU-Mitgliedstaaten gibt es kein einspeisebezogenes Netzentgelt oder es macht einen geringeren Anteil am Gesamtaufkommen der Netzentgelte aus.

1) Basierend auf Daten von ACER. 2) Land mit Netzentgelt auf der Verteil- und Übertragungsnetzebene, aber relativer Einspeiseranteil für eine oder beide Netzebenen von ACER nicht veröffentlicht. 3) Basierend auf Daten von ENTSO-E. Die Werte zeigen ein auf Basis von vordefinierten Standardannahmen (Leistung und Vollaststunden) errechnetes Einspeisenetzentgelt. Vergleichbare Daten sind für Verteilnetzentgelte nicht verfügbar.

Die aktuellen Einspeisenetzentgelte in Österreich entsprechen 5% der Baseload-Strompreiserlöse

Derzeit geltende Netzentgelte im Vergleich zu gängigen Kennzahlen verschiedener Technologien

€/MWh Stromerzeugung



Relative Belastung durch Netzentgelte (%)



- Schon heute entsprechend die aktuellen Einspeisenetzentgelte ca. 5% des Base-Strompreises im Jahr 2024.
- Bei PV- und Windparks entsprechen die aktuellen Einspeisenetzentgelte 4–5% der Erlöse im EAG-Marktprämienmodell.
- Bei GuD-Kraftwerken liegen die Netzentgelte bei etwa 5% der aktuellen kurzfristigen Produktionskosten.
- Die Kombination aus Netzentgelten für Verbrauch und Einspeisung führt bei Speichern zu einer besonders hohen Kostenbelastung.
 - Zusammengenommen machen die Netzentgelte bis zu 1/3 des durchschnittlich realisierbaren täglichen Spreads auf dem Spotmarkt für Strom aus.

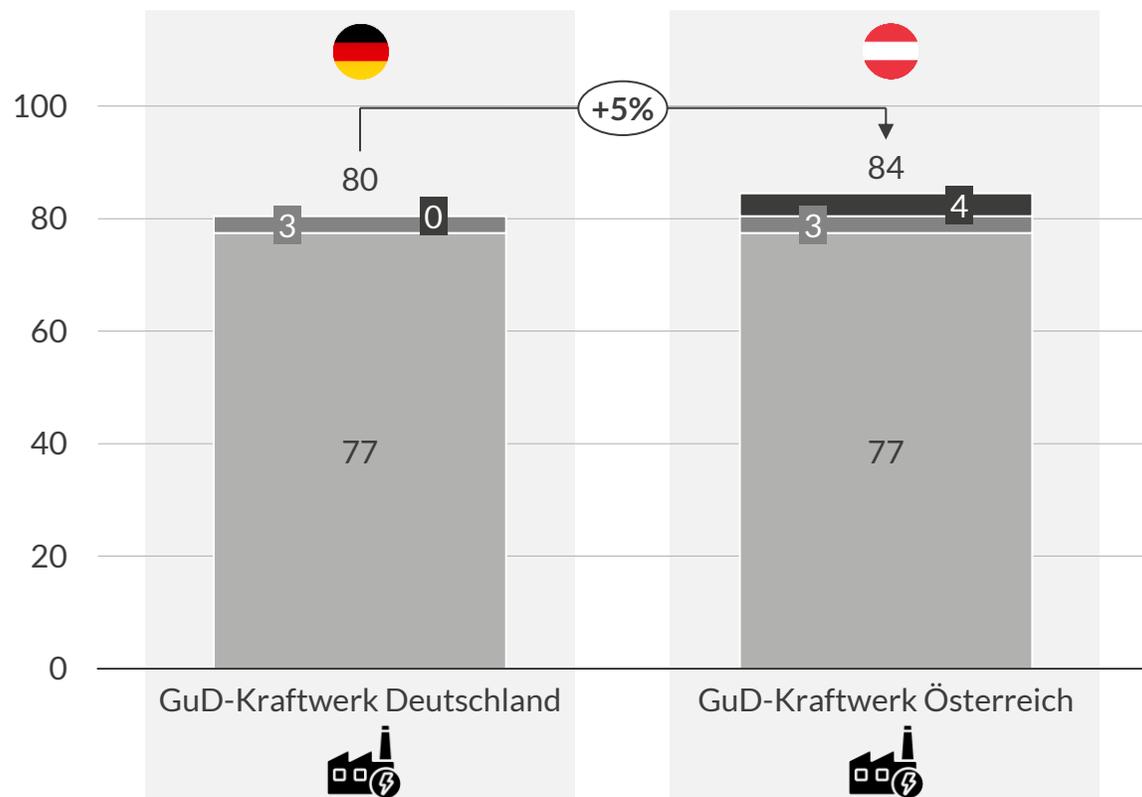
1) Für Pumpspeicher (Netzebene 1) beträgt das Netznutzungsentgelt ~ 4,3 €/MWh und das Netzverlustentgelt 0,3 €/MWh. Für Batteriespeicher (Netzebene 4) 11 €/MWh bzw. 1,5 €/MWh. Es wird ein Wirkungsgrad von 75 % unterstellt.; 2) Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert der jeweils letzten EAG-Marktprämienauktion; 3) Annahmen: Gaspreis: 30€/MWh_th, CO2-Zertifikatspreis: 70€/tCO2, Emissionsfaktor: 0,202 tCO2/MWh_th, Wirkungsgrad: 57%, Variable O&M – Kosten: 3€/MWh_el; 4) Tägll. spreads definiert als: Ø höchste 4 Preisstunden – (Ø niedrigste 5 Preisstunden / 0,75)

Wegen bestehender Netzentgelte liegen die Produktionskosten österreichischer GuD-Kraftwerke 5% über deutschem Niveau

Beispiel: Grenzüberschreitender Wettbewerb zweier GuD-Kraftwerke im Strommarkt zwischen Österreich und Deutschland bei aktuellen Netzentgelten

Vergleich der effektiven Produktionskosten¹

€/MWh



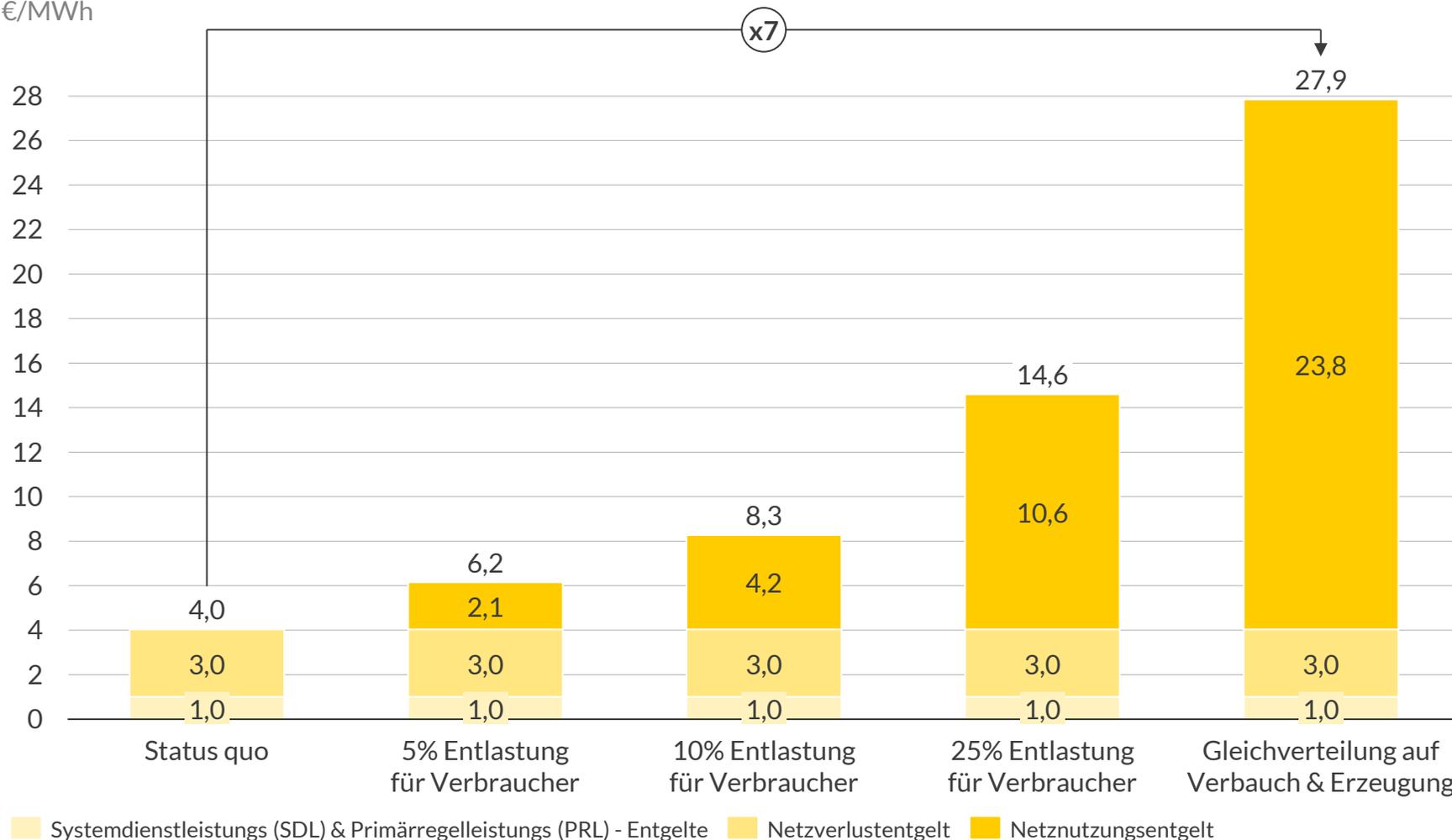
■ Gas + CO2 Zertifikate ■ variable Betriebs- und Wartungskosten ■ Netzentgelte

- Durch die Netzentgelte hat ein Kraftwerk in Österreich effektiv 5% höhere Produktionskosten als ein vergleichbares Kraftwerk in Deutschland
- Die österreichischen Einspeisenentgelte entsprechen umgerechnet einem Gaspreisaufschlag von 2,3 €/MWh_{th} (~8%) relativ zum aktuellen Gaspreis, d.h. sie sind Äquivalent zu 8% höheren Brennstoffkosten.
- Die Belastung mit Netzentgelten entspricht zudem einem Wirkungsgradverlust von ~3 Prozentpunkten, wodurch z.B. ein älteres deutsches Kraftwerk mit 57% Effizienz gegenüber einem modernen österreichischen Kraftwerk mit 60% Effizienz am Strommarkt wettbewerbsfähig wird. Dies verursacht eine ineffizientere Energienutzung, Mehrkosten und höhere Emissionen.
- Zusätzlich profitieren manche Kraftwerke in Deutschland von Zahlungen für vermiedene Netzentgelte (vNNE), was den Kostenvorteil im Einzelfall weiter erhöht.²

1) Annahmen: Gaspreis: 30€/MWh_{th}, CO2-Zertifikatepreis: 70€/tCO₂, Emissionsfaktor: 0,202 tCO₂/MWh_{th}, Elektrischer Wirkungsgrad: 57%, Variable O&M - Kosten: 3€/MWh_{el}; Einspeisenentgelt für das Kraftwerk in Österreich: 4,04 €/MWh_{el}. 2) vNNE sind Zahlungen an dezentrale Einspeiser, die durch ihre verbrauchsnahe Einspeisung Netzkosten reduzieren. Es profitieren davon v. a. KWK-Anlagen, Gasmotorenkraftwerke und alte EE-Anlagen, die unterhalb der Netzebene 1 einspeisen.

Die geplanten Netznutzungsentgelte für Einspeiser könnten die Kostenbelastung je nach Ausgestaltung versiebenfachen

Gesamt-Einspeisenentgelte in verschiedenen Ausgestaltungsoptionen der einspeisebezogenen Netznutzungsentgelte¹
€/MWh

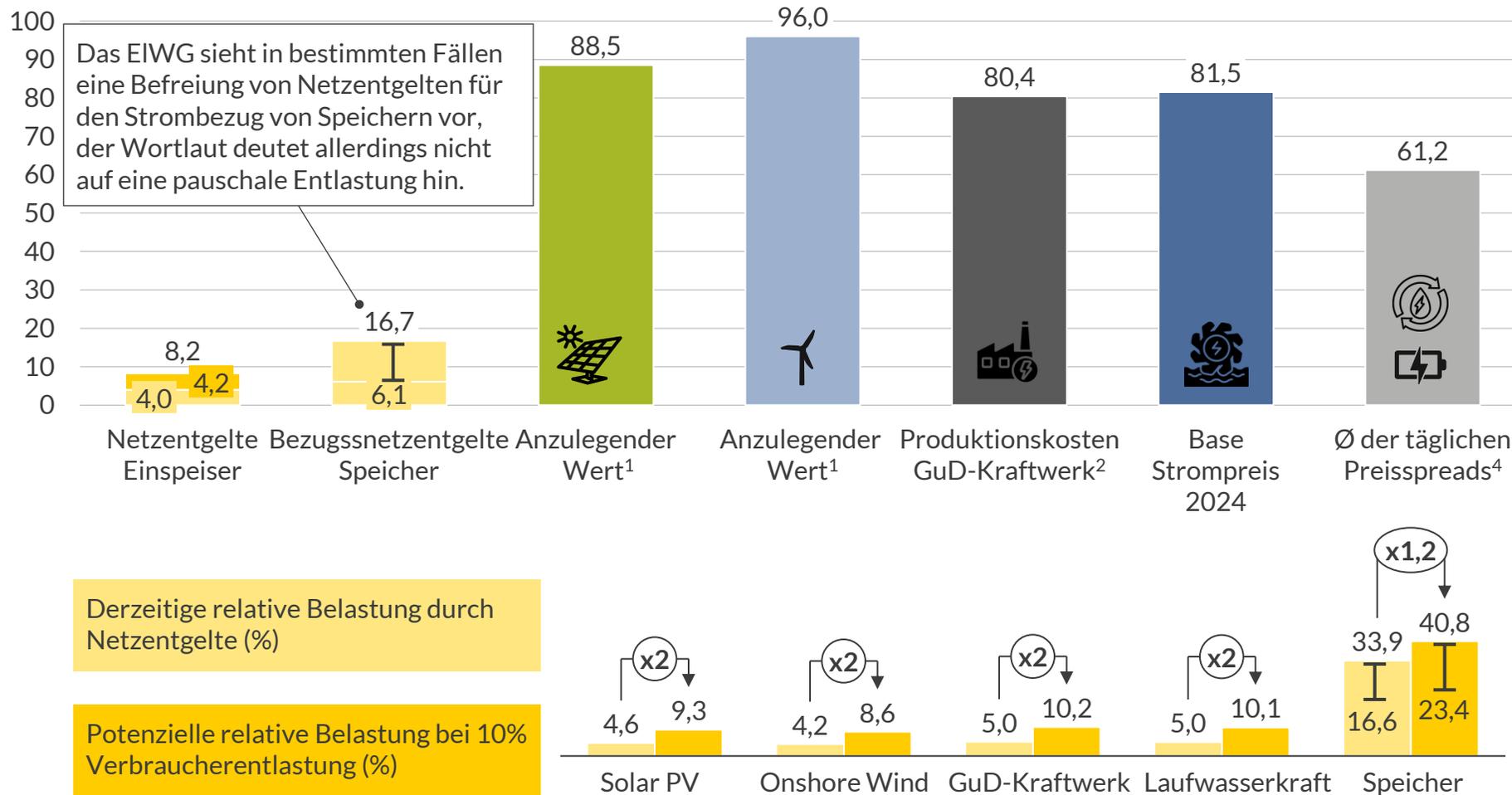


- Je nach Ausgestaltung könnte das Gesamtnetzentgelt um +2,1 €/MWh, +4,2 €/MWh, +10,6 €/MWh oder +23,8 €/MWh steigen.
- Im Extremfall würde sich das Einspeisenentgelt mit +23,8 €/MWh fast versiebenfachen – von heute ~4 €/MWh auf 28 €/MWh.
- Bereits bei einer 25%-Entlastung der Verbraucher müssten Einspeiser mehr als dreimal so hohe Entgelte tragen als derzeit (14,6 €/MWh gesamt).
- Diese zusätzlichen Kosten würden die bereits bestehenden Wettbewerbsnachteile für Stromeinspeiser und Speicher in Österreich gegenüber Nachbarländern ohne Einspeiseentgelte verschärfen.

1) Annahmen: Gesamt-Netznutzungsentgelte 2024: 3,0 Mrd €; In das öffentliche Netz eingespeiste Bruttostromerzeugung in 2024: 71 TWh; Endabgabe aus dem öffentlichen Netz in 2024: 55 TWh

Steigende Netzentgelte gefährden Investitions- und Einsatzanreize für Erneuerbare, GuD-Kraftwerke und Speicher

Einspeisenentgelte bei 10% Verbraucherentlastung im Vergleich zu gängigen Kennzahlen verschiedener Technologien
€/MWh Stromerzeugung



- Eine Entlastung Verschiebung von 10% der Netznutzungskosten von den Verbrauchern zu den Einspeisern würde zu einer spürbaren Mehrbelastung auf der Einspeiserseite führen.
- Für PV- und Windkraftanlagen verdoppelt sich die relative Entgeltbelastung – bei PV steigt sie von 4,6% auf 9,3% der erwarteten Erlöse bei EAG-Förderung.
- GuD-Kraftwerke sehen ihre Belastung von 5% auf 10,2% der Produktionskosten steigen – ein erheblicher Wettbewerbsnachteil für eine Technologie, die häufig die marginale Erzeugung stellt.
- Für Batteriespeicher steigt die bereits derzeit hohe Belastung um den Faktor 1,2 auf über 40% des durchschnittliche realisierbaren Spreads im Großhandelsmarkt.

1) Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert der jeweils letzten EAG-Marktprämienuktion; 2) Annahmen: Gaspreis: 30€/MWh_th, CO2-Zertifikatspreis: 71.3€/tCO2, Emissionsfaktor: 0,202 tCO2/MWh_th, Elektrischer Wirkungsgrad: 57%, Variable O&M - Kosten: 3€/MWh_el; 3) 4) Tägliche spreads definiert als: Ø höchste 4 Preisstunden - (Ø niedrigste 5 Preisstunden / 0.75).
Quellen: ENTSO-E, EEX, Aurora Energy Research

Österreich ist stark in den europäischen Strommarkt integriert – Wettbewerbsverzerrungen wirken daher verstärkt

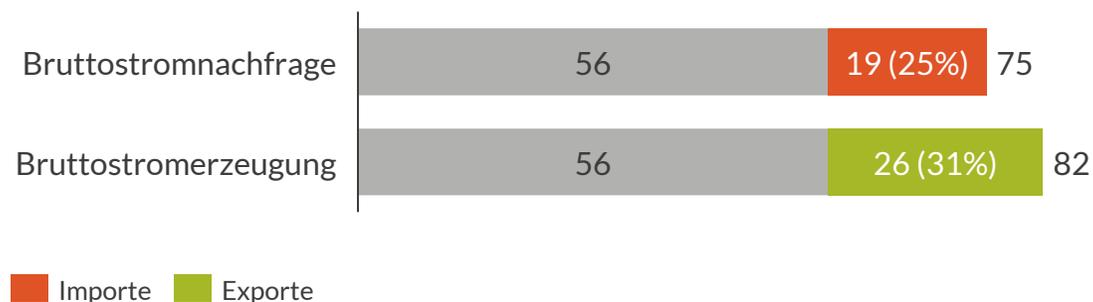
Aufgrund seiner Lage in Mitteleuropa ist Österreich stark mit den Nachbarländern verbunden:

- die Kapazität der Interkonnectoren macht mehr als ein Viertel der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität aus.
- Im Jahr 2024 wurden Strommengen in Höhe von ~26 TWh (31% der Erzeugung) exportiert und ~19 TWh (25% der Nachfrage) importiert.

Kapazität der Interkonnectoren im Vergleich zur Erzeugungskapazität¹



Handelsflüsse anteilig an der Stromnachfrage und Erzeugung in 2024²



Exkurs zur Wettbewerbssituation: Vergleich Österreich – Schweden



- Schweden hat einen höheren Einspeiseranteil an den Netzentgelten als Österreich (siehe Folie 4).
- Für schwedischen Einspeiser stellen die Netzentgelte allerdings einen geringeren Wettbewerbsnachteil dar, denn:
 - In den meisten Nachbarländern werden ebenfalls einspeiserseitige Netzentgelte erhoben³ – Wettbewerbsnachteile werden so abgemildert.
 - Durch die geographische Distanz zu Zentraleuropa weißt die Erzeugung von erneuerbaren Energien in Schweden eine geringe Korrelation mit der Erzeugung in den Exportmärkten (z.B. Deutschland) auf.
 - Dadurch ist die schwedische Erzeugung meist inframarginal, das heißt sie konkurriert im Export häufig mit Technologien, deren Produktionskosten höher sind, zum Beispiel mit Gaskraftwerken.
 - Aus diesem Grund können Netzentgelte eher aufgeschlagen werden, ohne die Marktstellung zu gefährden.
- Österreichische Einspeiser sind dagegen einer stärkeren Erzeugungs-korrelation und Preiskonkurrenz im zentraleuropäischen Markt ausgesetzt.

Durchschnittliche Nettostromexport-Quote (2015-2024)⁴



1)Kapazitäten zum Stand Ende 2024; 2) Physikalische Importe und Exporte; 3) In Norwegen, Finnland, Dänemark, Estland, und Lettland; 4) Anteil der physikalischen Nettoexporte an der Stromnachfrage des jeweiligen Landes.

Allgemeiner Haftungsausschluss

Dieses Dokument wird Ihnen in der vorliegenden Form nur zur Information bereitgestellt und Aurora Energy Research Limited sowie alle Tochtergesellschaften (zusammen, "Aurora"), seine Geschäftsführer, Mitarbeiter, Vertreter oder verbundene Unternehmen (zusammen nachfolgend als seine "Partner" bezeichnet), gibt hinsichtlich der Richtigkeit, Verlässlichkeit oder Vollständigkeit weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Zusicherung oder Gewährleistung ab. Aurora und seine Partner übernehmen keine Verantwortung und keine Haftung für jedweden Schaden, der aus der Nutzung dieses Dokuments entsteht. Dieses Dokument darf für keinen Zweck herangezogen oder als Grundlage verwendet oder als Ersatz für Ihre eigenen Untersuchungen und fundierten Beurteilungen verwendet werden. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen spiegeln unsere Überzeugungen, Annahmen, Absichten und Erwartungen zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Dokuments wider; Änderungen sind vorbehalten. Aurora übernimmt keine Verpflichtung zur Aktualisierung dieser Informationen und beabsichtigt keine solche Aktualisierung.

Zukunftsgerichtete Aussagen

Dieses Dokument enthält zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen, die Auroras aktuelle Einschätzung hinsichtlich zukünftiger Ereignisse und finanzieller Ergebnisse widerspiegeln. Wörter wie "glauben", "erwarten", "planen", "können", "werden", "würden", "könnten", "sollten", "voraussehen", "schätzen", "prognostizieren", "beabsichtigen", oder "Prognose" bzw. Varianten dieser Wörter oder anderer ähnlicher Ausdrücke werden eingesetzt, um zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen als solche zu kennzeichnen. Tatsächlich eintretende Ergebnisse können sich, da sie bekannten oder unbekanntem Risiken und Unsicherheiten unterliegen, von den Erwartungen, die in diesen zukunftsgerichteten Aussagen formuliert oder impliziert sind, wesentlich abweichen. Zu bekannten Risiken und Unsicherheiten gehören unter anderem: vertragliche Risiken, die Bonität von Kunden, die Leistung von Lieferanten und die Verwaltung von Anlagen und Personal; Risiken im Zusammenhang mit finanziellen Faktoren wie der Volatilität von Wechselkursen, der Erhöhung von Zinssätzen, Beschränkungen in Bezug auf den Kapitalzugang sowie Schwankungen auf den globalen Finanzmärkten; mit inländischen und ausländischen staatlichen Vorschriften verbundene Risiken einschließlich Exportkontrollen und wirtschaftlichen Sanktionen und weitere Risiken wie z. B. Rechtsstreitigkeiten. Die oben genannte Liste ist nicht abschließend.

Urheberrecht

Dieses Dokument und sein Inhalt (unter anderem der Text, die Abbildungen, Grafiken und Illustrationen) ist urheberrechtlich geschütztes Eigentum von Aurora.

AURORA



ENERGY RESEARCH