



POSITIONSPAPIER

TRENNUNG DER STROMPREISZONE ZWISCHEN ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND

Hintergründe, Auswirkungen & Forderungen



VORWORT

Wettbewerbsfähige und stabile Strompreise sind essenziell für den Industriestandort Oberösterreich.

Seit 1. Oktober 2018 ist Österreich aufgrund der Strompreiszonentrennung vom deutschen Strommarkt, dem liquidesten Europas, phasenweise entkoppelt. Aufgrund dieser Trennung treten zu vielen Zeitpunkten Unterschiede in den Großhandelspreisen auf und Endverbraucher, insbesondere österreichische Industrieunternehmen, waren in den letzten Jahren mit erheblichen Mehrkosten konfrontiert.

Für vielen Branchen stellen die Energiekosten einen bedeutenden Kostenfaktor dar. Nur durch eine stabile und planbare Preisgestaltung können Unternehmen langfristig wettbewerbsfähig bleiben und Investitionen in neue Technologien und Produktionskapazitäten tätigen. Energieintensive Industriezweige sind daher auf eine stabile Preisentwicklung angewiesen, um im internationalen Wettbewerb bestehen zu können und Arbeitsplätze zu sichern.

Das vorliegende Positionspapier beschreibt die Auswirkungen der Strompreiszonentrennung aus Sicht der oberösterreichischen Industrie und fasst die wichtigsten Forderungen zusammen.



Erich Frommwald
Obmann sparte.industrie
WKO Oberösterreich

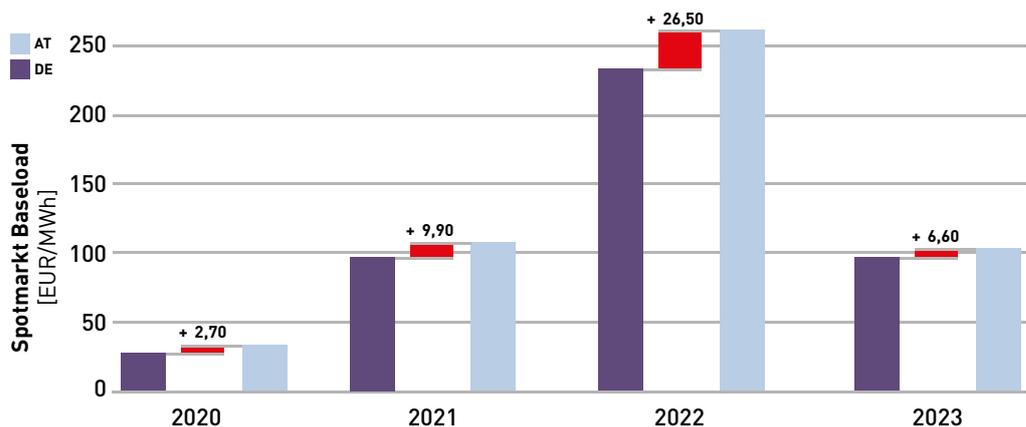
» MANAGEMENT SUMMARY

- Die **Trennung der Strompreiszone** zwischen Deutschland und Österreich seit 1. Oktober 2018 hat **signifikante Auswirkungen** auf die Strompreise in Österreich. Alle Verbraucher – und somit auch die **OÖ Industrie** – sehen sich in den letzten Jahren mit **höheren Stromkosten** als in Deutschland konfrontiert.
- Die **Trennung** wurde 2015 von der Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) **empfohlen** und im Mai 2017 von der deutschen Bundesnetzagentur beschlossen. Als **Grund** wurde die **Destabilisierung der Netzsicherheit** durch den **unbegrenzten Handel** zwischen **Deutschland und Österreich** genannt.
- Aufgrund von **Engpässen im innerdeutschen Netz** kann der im Norden Deutschlands **erzeugte Windstrom** nicht direkt in die Verbrauchszentren im Süden transportiert werden, was unter anderem zu sogenannten „Loop-Flows“ führt. Der **schleppende Netzausbau in Deutschland** verstärkt diese Probleme zudem.
- Die Trennung führte zu einem **Rückgang der kommerziellen Stromflüsse** zwischen Österreich und Deutschland, jedoch blieben die **physikalischen Stromflüsse konstant**.
- **Die SPARTE.INDUSTRIE der WKOÖ fordert:**
 - Markttransparenz für Verbraucher erhöhen
 - Vorantreiben der Marktintegration
 - Netzausbau vorantreiben
 - Ausbau von Wind- und Wasserkraftwerken
 - Ausbau von Pumpspeicher- und regelbaren Kraftwerkskapazitäten

» AUSGANGSSITUATION

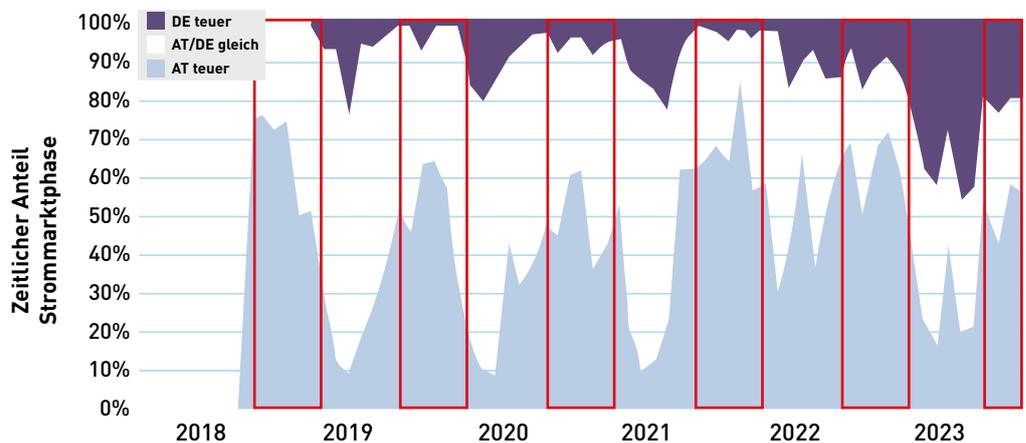
Seit der Liberalisierung der Strommärkte im Jahr 2002 bestand eine gemeinsame Strompreiszone zwischen Deutschland, Österreich und Luxemburg, die einen uneingeschränkten Stromhandel ermöglichte. In diesem gemeinsamen Markt traten folglich keine Unterschiede bei den Großhandelspreisen auf.

Mit der Einführung der Strompreiszonentrennung am 1. Oktober 2018 wurde eine Engpassbewirtschaftung an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und Österreich eingeführt, die die maximale Übertragungskapazität auf 4,9 Gigawatt beschränkt. Dieser Wert stellt eine obere Schranke dar und ist als eine von mehreren Eingangsgrößen in weitere Berechnungen zu verstehen. Kostendifferenzen treten auch in Phasen deutlich unter 4,9 Gigawatt Austauschleistung auf. Abbildung 1 beschreibt die Differenzen der Strompreise von 2020 bis 2023. Als Referenz-Strompreis wird der Preis an der jeweiligen Strombörse (Baseload, Day-Ahead) verstanden. Dieses Produkt wird als Indikator für das aktuelle Preisniveau in den verschiedenen Strompreiszonen herangezogen.



Darstellung: sparte.industrie WKOÖ auf Basis EEX Day-Ahead, Baseload
Abbildung 1: Jahresmittelwerte der Großhandelspreise

Die Häufigkeit der Preisdifferenz im Winter ist ausgeprägter als im Sommer, siehe Abbildung 2. Zudem steigt der zeitliche Anteil der Trennung seit dem Beginn der Trennung im Oktober 2018 an. Im Winter können die Trennungsphasen in einzelnen Monaten 75 % der Zeit überschreiten. Auch im Sommer sinken die Trennungsphasen fast nie unter 20 %.



Darstellung sparte.industrie WKOÖ auf Basis EEX Day-Ahead, Baseload
Abbildung 2: Verteilung der zeitlichen Phasen der Strommärkte in DE & AT. Rot vorgehoben sind die Winterhalbjahre (jeweils Q4/Q1).

Seit Beginn des Jahres 2023 treten vermehrt auch Phasen auf, in denen der Strom in Österreich günstiger ist als in Deutschland. Es ist festzuhalten, dass eine Engpassbewirtschaftung zwischen Gebotszonen eher die Regel als die Ausnahme darstellt. Die Übertragungskapazität zwischen Österreich und Deutschland ist deutlich höher als jene zwischen Österreich und seinen anderen Nachbarländern.

» WIE KAM ES ZUR STROMPREISZONENTRENNUNG

Im Jahr 2015 empfahl die Agentur für die Zusammenarbeit der Europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) auf Anfrage der polnischen Regulierungsbehörde URE die Aufteilung der Strompreiszone zwischen Deutschland und Österreich. Als Hauptursache für die Netzsicherheitsprobleme und strukturellen Engpässe in der Region wurde der unbegrenzte Handel zwischen beiden Ländern identifiziert. Am 28. Oktober 2016 forderte die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber auf, ein Konzept zur Engpassbewirtschaftung vorzulegen.

Die Entscheidung über die Einführung der Trennung zum 1. Oktober 2018 wurde am 15. Mai 2017 getroffen. Bei der maximalen Übertragungskapazität konnte ein Kompromiss über 4,9 GW erzielt werden. Ursprünglich stand mit 2,5 GW eine deutlich geringere maximale Übertragungskapazität im Raum.

Gegen die Trennung klagten die Unternehmen Verbund und voestalpine, sowie die Wiener Energiebörse EXAA und der Branchenverband Austropapier. Es wurden jährliche Verluste von 400 Millionen Euro befürchtet. Die Klage richtete sich gegen den deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH, mit dem Vorwurf, die Marktmacht zu missbrauchen, da der strukturelle Engpass innerhalb Deutschlands liege und daher nicht an die Grenze verlagert werden dürfe. Im Juli 2020 wies das Kartellgericht in Wien die Klage ab, und das Urteil wurde rechtskräftig.

» INNERDEUTSCHES STROMNETZ

Die Übertragungskapazität des Stromnetzes ist technisch begrenzt. Der im Norden Deutschlands erzeugte Windstrom kann aufgrund von Engpässen im innerdeutschen Übertragungsnetz oft nicht direkt in die Verbrauchszentren, die im Süden Deutschlands und in Österreich liegen, transportiert werden. Stattdessen fließt dieser Strom über Länder wie Polen und Tschechien, was zu ungeplanten physikalischen Stromflüssen („Loop-Flows“) führt und die Netze dieser Länder belastet. Tschechien hat als Reaktion auf die Netzstabilitätsprobleme durch Loop-Flows Phasenschieber aktiviert, um die technischen Ursachen in den Griff zu bekommen.

Diese Probleme sind vor allem auf den schleppenden Netzausbau in Deutschland zurückzuführen. Das technische Problem liegt somit nicht an der Grenze zwischen Bayern und Österreich, sondern entlang der Mainlinie in Deutschland. Wenn der Netzausbau weiterhin so schleppend voranschreitet, könnte es zu einer Aufspaltung des deutschen Strommarktes in eine Nord- und Südzone kommen, was erhebliche Auswirkungen auf den gesamten Strommarkt hätte.

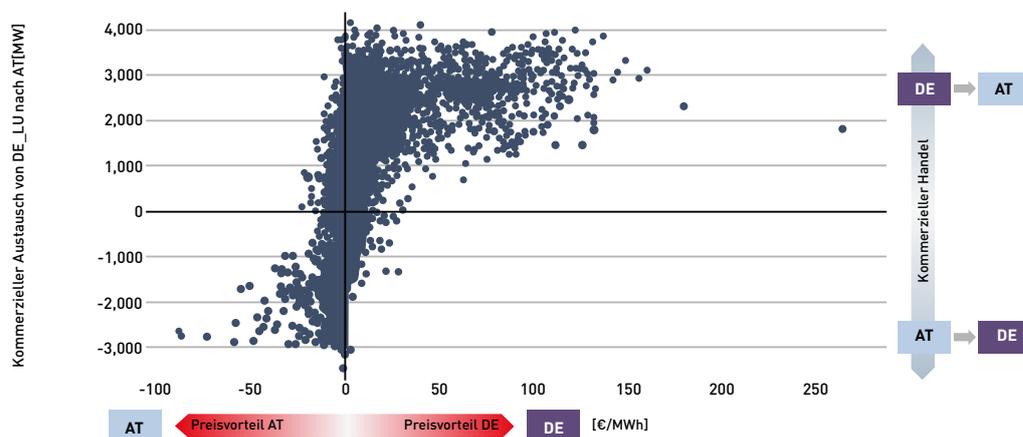
Der Zusammenschluss der Übertragungsnetzbetreiber (entso-e) ist verpflichtet, regelmäßig ein sogenanntes Bidding-Zone-Review durchzuführen, bei dem verschiedene Konfigurationen der Stromgebotszonen geprüft werden. Zwar ist das Ergebnis dieses Reviews nicht bindend, dennoch empfiehlt die ACER eine Trennung der deutschen Gebotszone.

» MARKTKOPPLUNG (MARKET COUPLING)

Die Marktkopplung wird von den Übertragungsnetzbetreibern und Strombörsen organisiert und stellt ein Verfahren zur effizienten Nutzung begrenzter Übertragungskapazitäten zwischen Ländern oder Strompreiszonen dar. In Europa sind der vortägige (SDAC – Single-Day Ahead Coupling) und der untertägige Markt (SIDC – Single Intraday Coupling) weitgehend gekoppelt. Die grenzüberschreitende Kapazitätsvergabe erfolgt nach der europäischen Capacity Allocation & Congestion Management (CACM) Verordnung. Übertragungsnetzbetreiber stellen die Grenzkapazität dem „Market Coupling Office“ zur Verfügung, wo die Nutzung dieser Kapazität durch Kauf- und Verkaufsgebote bestimmt wird. Da auch innerhalb eines Landes Netzengpässe bestehen, können nicht alle Grenzkuppelstellen gleichzeitig voll ausgelastet werden.

Der tatsächliche Fluss zwischen Deutschland und Österreich kann daher deutlich unterhalb der

maximalen Übertragungskapazität liegen, da es im Hinblick auf die gesamteuropäische Wohlfahrt vorteilhafter sein kann, die Flüsse an anderen Grenzen zu erhöhen. Die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt wird über den Marktkopplungsalgorithmus EUPHEMIA als Optimierungsproblem formuliert und gelöst. Abbildung 3 zeigt die Flüsse zwischen der Gebotszone Österreich und Deutschland/Luxemburg und die zu diesen Zeiten auftretenden Preisdifferenzen zwischen den Märkten für das Jahr 2023. Positive Werte sind als Import nach AT zu verstehen, negative Werte als Exporte. Es ist naheliegend, dass die Übertragungskapazität bei hohen Preisdifferenzen stark ausgelastet ist. Es zeigt sich einerseits, dass Flüsse größer 3 GW sehr selten auftreten. Sogar bei Preisdifferenzen von über 100 €/MWh liegt der Stromimport meistens bei rund 2-3GW.

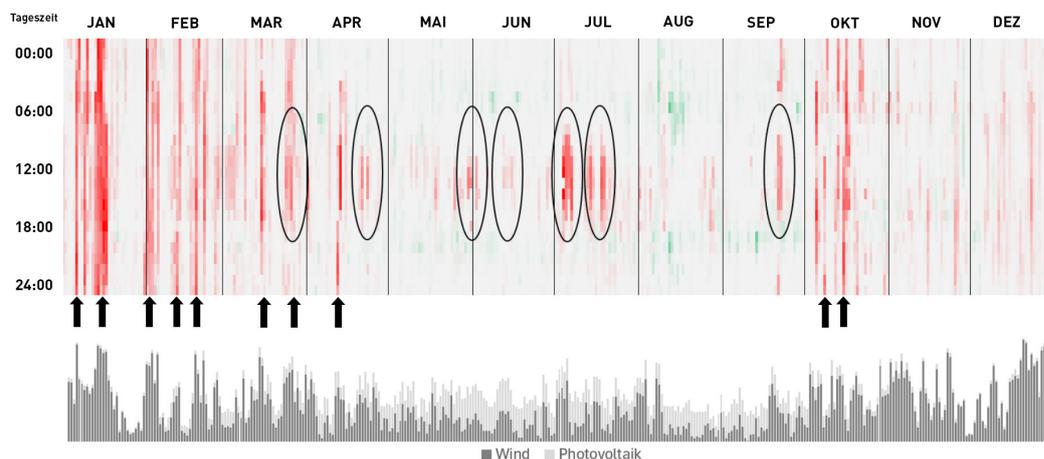


Darstellung: sparte.industrie WKOÖ auf Basis entso-e transparency
Abbildung 3: Preisdifferenzen zwischen AT/DE vs. kommerziellem Stromtausch

Darüber hinaus teilt sich die Übertragungskapazität auf verschiedene Märkte bzw. Zeithorizonte auf. Ein Teil der Kapazität wird ‚langfristig‘ via explizite Auktionen vergeben. Die Tages-Kapazitäten werden als implizite Auktion im Market-Coupling Prozess der sogenannten ‚Core‘ Region vergeben, wobei die Berechnung der Übertragungskapazitäten auf Basis von der Berechnungsmethode ‚Flow-Based‘ bestimmt werden.¹

» URSACHEN FÜR PREISDIFFERENZEN ZWISCHEN AT/DE

Wie einleitend erwähnt, sehen sich österreichische Endverbraucher insbesondere die österreichische Industrie in den letzten Jahren mit erhöhten Strompreisen gegenüber Deutschland konfrontiert. Abbildung 4 zeigt in eine Heatmap die Strompreisdifferenzen im Jahr 2023 zwischen Österreich und Deutschland. Die roten Schattierungen beschreiben höhere und die grünen niedrigere Strompreise in Österreich als in Deutschland. Darunter sind jeweils die deutschen Stromproduktionen der Wind- bzw. Photovoltaikkraftwerke als Balkendiagramme dargestellt.

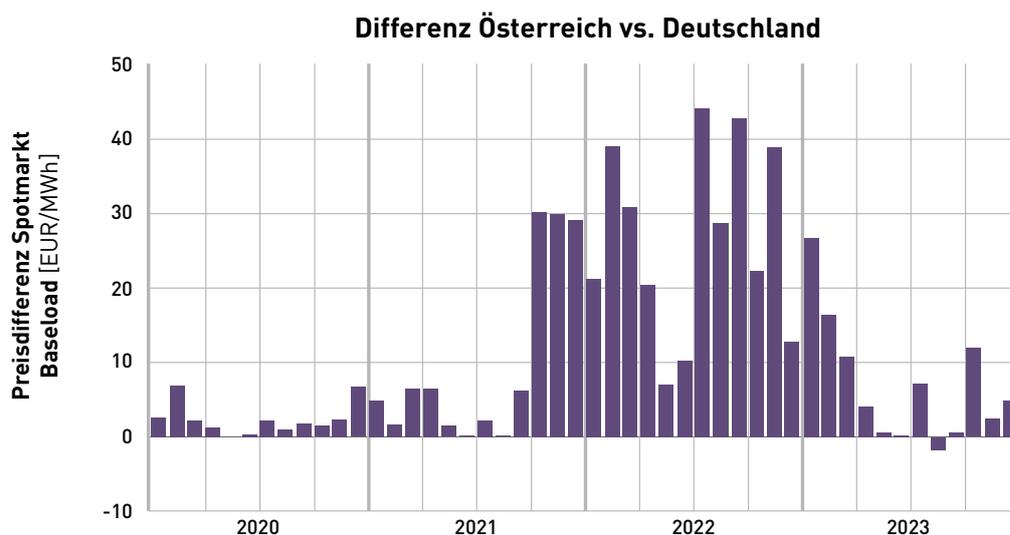


Darstellung: sparte.industrie WKOÖ auf Basis SMART
Abbildung 4: Heatmap der Preisdifferenzen AT/DE im Jahr 2023

Die signifikanten Kostendifferenzen lassen sich in zwei Phasen einteilen:

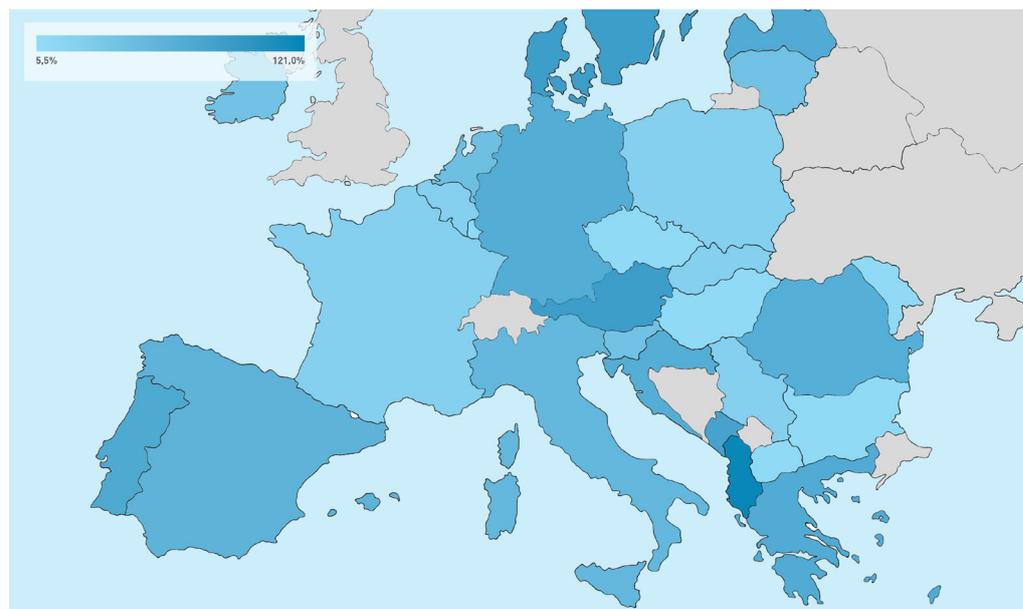
- starker Windproduktion, gekennzeichnet durch Pfeile
- starker Photovoltaikproduktion, gekennzeichnet durch Ellipsen

Bei näherer Betrachtung der Abbildung 5 fällt auf, dass die Preisdifferenzen in den Sommerquartalen (Q2, Q3) geringer ausfallen als jene in den Winterquartalen (Q1, Q4). Dieser Effekt kann hauptsächlich auf den Einfluss der Windkraft zurückgeführt werden. Im Jahresmittel ist daher zu beobachten, dass die durch Windkraft ausgelösten Preisdifferenzen einen deutlich höheren Einfluss auf den Strompreis haben als jene durch die Photovoltaik.



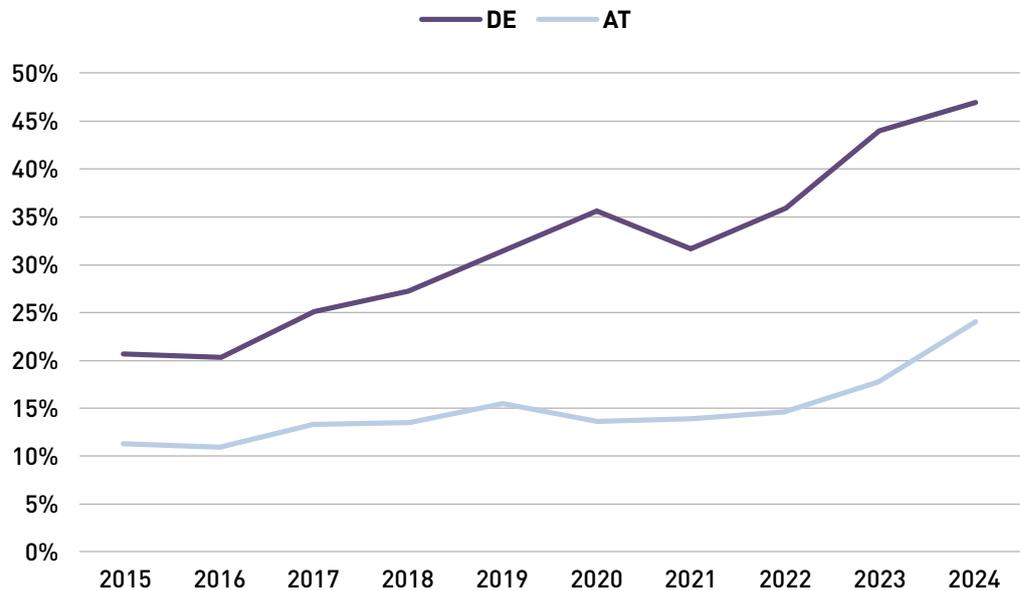
Darstellung: sparte.industrie WKOÖ auf Basis: EPEX Spot Markt
Abbildung 5: Monatlicher Mittelwert der Differenz des Strom-Großhandelspreises.

Die Erneuerbaren Energien spielen bei der Betrachtung der Strompreiszonen eine wesentliche Rolle. Abbildung 6 zeigt den Anteil an Erneuerbarer Energien an der Stromproduktion. Zunächst erscheint es paradox, dass Österreich trotz eines höheren Anteils an erneuerbarer Stromproduktion phasenweise höhere Strompreise erlebt als Deutschland.



Quelle: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy_dashboard
Abbildung 6 Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromproduktion

Das hat damit zu tun, dass die erneuerbare Erzeugungskapazität in Österreich hauptsächlich auf Wasserkraft basiert, während in Deutschland zum Großteil volatile erneuerbare Kraftwerke zum Einsatz kommen. Als volatile erneuerbare Kraftwerke gelten on- und offshore Windkraftwerke sowie Photovoltaik. Abbildung 7 zeigt den Anteil der volatilen Stromproduktion an der Gesamtproduktion für Österreich und Deutschland.



Darstellung: AIT auf Basis: entso-e transparency platform
Abbildung 7: Anteil der volatilen Stromproduktion an der Gesamtproduktion

Dieser Umstand hat zur Folge, dass es in Deutschland häufiger zu Situationen kommt, in denen der Strompreis auf niedrige Niveaus sinkt als in Österreich. Dies führt zu einem niedrigeren Durchschnittspreis, der sich hauptsächlich durch temporär begrenzte Preisstürze ergibt.

Der bisherige Fokus lag primär auf den Großhandelspreisen am Spotmarkt, jedoch sind auch andere Märkte von der Strompreiszonenentrennung zwischen Österreich und Deutschland betroffen. Zudem ist zu festzuhalten, dass Systemdienstleistungen wie Redispatch-Maßnahmen und Regelleistung (auch Regelleistung genannt), die für die Stabilität des Übertragungsnetzes erforderlich sind, nicht über den Markt beschafft werden. Ein moderater Preisanstieg in diesen Bereichen ist zu erwarten, wobei die Kosten im Vergleich zum Energiepreis gering ausfallen und sich in den Netzentgelten niederschlagen. Wesentliche Auswirkungen auf die österreichischen Verbraucher sind jedoch primär in den Spot- und Forward-Märkten zu beobachten, wo die Mehrkosten zu einem Anstieg der Energiepreise führen.

» AUSWIRKUNGEN DER STROMPREISZONENTRENNUNG

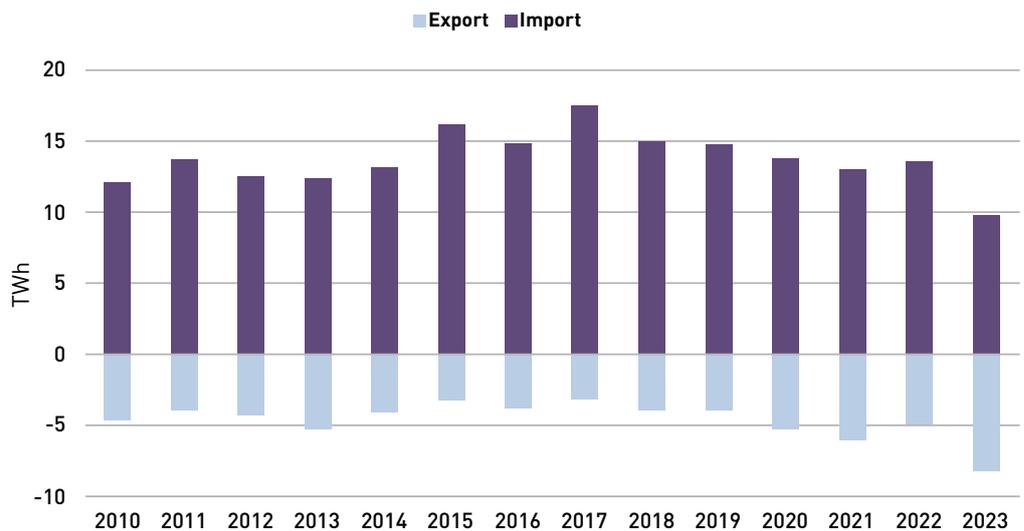
» TECHNISCHE AUSWIRKUNGEN

Die technischen Auswirkungen der Preiszonenentrennung sind ohne vertiefte Analyse schwierig zu beurteilen. Die kommerziellen Flüsse zwischen Österreich und Deutschland sind stark zurückgegangen (Abbildung 8). Das ist eine beabsichtigte, direkte und erwartbare Folge der Trennung, da der Handel nicht mehr unbegrenzt stattfinden kann. Während vor Oktober 2018 jährlich etwa 40 TWh von bzw. 10 TWh nach Deutschland importiert wurden, sind die kommerziellen Importe auf 10-20 TWh bzw. Exporte 1-2TWh zurück gegangen².



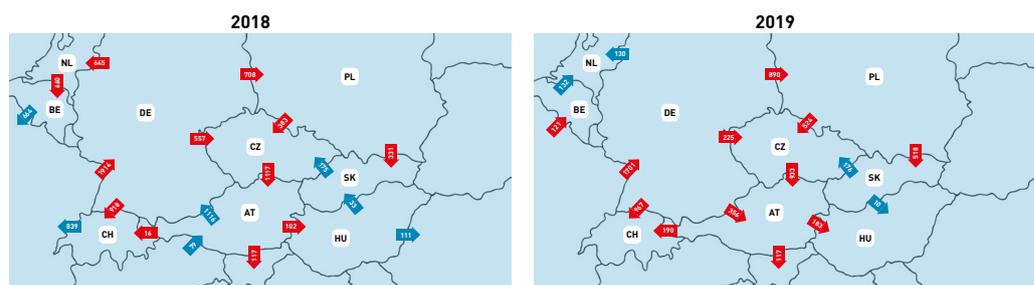
Darstellung: AIT auf Basis entso-e transparency platform
Abbildung 8: Kommerzieller Austausch von/nach DE aus Sicht von AT

Die Gesamtmengen der physikalischen Flüsse zwischen Deutschland und Österreich sind nach der Trennung annähernd konstant geblieben (Abbildung 9).



Darstellung: AIT auf Basis https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/charts/str_ges_imex
Abbildung 9: Physikalischer Stromfluss aus Sicht von AT.

Der Market Monitoring Bericht von ACER stellt die ungeplanten Stromflüsse zwischen den Ländern dar. Ungeplante Flüsse zeigen die Differenz zwischen dem kommerziellen Handel und dem tatsächlichen physikalischen Austausch. In den Berichten für 2018 daher vor und 2019 nach der Trennung lässt sich erkennen, dass der ungewollte Austausch zwischen Deutschland und Tschechien zurück gegangen ist (Abbildung 10). Auch der ungewollte Austausch zwischen Deutschland und Österreich ist stark zurück gegangen und hat zudem die Richtung geändert.



Quelle: ACER Market Monitoring Report
Abbildung 10: Ungeplante Stromflüsse 2018 vs. 2019.

» BETRIEBLICHE AUSWIRKUNGEN

Die Implikationen auf betrieblicher Ebene sind komplex. Klar ist, dass sich die höheren Beschaffungskosten für Strom vorrangig auf den „Energie-Teil“ der Stromrechnung auswirkt. In Abhängigkeit davon, auf welcher Netzebene ein Betrieb agiert bzw. wie hoch der Jahresstromverbrauch ist, ergibt sich eine unterschiedliche Zusammensetzung der Gesamtkosten zwischen Energie, Steuern & Gebühren sowie Netzentgelte. Auf der untersten Netzebene 7 lag der Anteil der Energiekosten vor Beginn der Energiekrise 2021/2022 bei rund einem Drittel, somit würde sich eine Preissteigerung von z.B. 10 % auf die Großhandelspreise mit entsprechend mit 3-4 % auf die Stromkosten durchschlagen.

Je höher die Netzebene, desto geringer sind die Anteile für Netzentgelte. Damit schlägt eine Erhöhung der Energiekosten stärker durch. Ist ein Unternehmen direkt an den Großhandel angebunden und beschafft Strom mit direktem Marktzugang, ergeben sich die Preisdifferenzen laut Spotmarkt. Wenn das Unternehmen ein spezielles Verbrauchsprofil aufweist, das positiv mit den stündlichen Preisdifferenzen korreliert, können noch höhere Spreads entstehen. Für die breite Masse an Unternehmen stellen die im Großhandel beobachtbaren durchschnittlichen Preisdifferenzen jedoch die Orientierung dar.

» AUSWIRKUNGEN AUF DEN AUSBAU ERNEUERBARER ENERGIEN

Höhere Strompreise bieten grundsätzlich einen höheren Anreiz zum Ausbau von erneuerbaren Energien. Demzufolge kann argumentiert werden, dass die Trennung der Preiszonen den Ausbau von Erneuerbaren unterstützt. Zusätzlich profitieren erneuerbare Erzeuger überproportional von höheren Preisen, weil das Erzeugungsprofil tendenziell mit den auftretenden Preisdifferenzen positiv zusammenhängt. In der Praxis wird der Ausbau von Erneuerbaren jedoch eher von Förderanreizen bzw. der Dauer von Genehmigungsverfahren getrieben. Für Anbieter von Flexibilität in Österreich, z.B. Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken, ergibt sich aus der Strompreiszonen-trennung tendenziell ein Nachteil, weil negative Preise weniger häufig auftreten und auch die allgemeine Volatilität der Preise nachlässt. Klar ist, dass der Ausbau von erneuerbarer Erzeugung in der jeweiligen Strompreiszone den größten Effekt entfaltet. Das bedeutet, dass Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen nur dann maximale positive Effekte für Verbraucher entfallen, wenn sie sich in derselben Strompreiszone befinden.

Elektrolyseure können als flexible Verbraucher betrachtet werden, die von den Phasen günstiger Strompreise profitieren. Insofern sind Elektrolyseure in Österreich, ähnlich wie Pumpspeicherkraftwerke, überproportional benachteiligt.

» DANKSAGUNG

Besonderer Dank gilt den Mitgliedern der Expertengruppe „Strommarkt“. In dieser Arbeitsgruppe beteiligt sind mit Stand April 2024 folgende Unternehmen:

- AMAG Austria Metall
- BMW Group
- Kremsmüller Anlagenbau GmbH
- Poschacher Besitz GmbH & Co.KG.
- Rübiger Holding GmbH
- Vetropack Austria GmbH
- voestalpine Rohstoffbeschaffungs GmbH

Wir möchten dem Energieinstitut an der JKU Linz, vertreten durch Dr. Robert Tichler, sowie dem Energieinstitut der Wirtschaft, vertreten durch DI Oliver Dworak, für ihre wertvollen Beiträge danken. Ebenso gilt unser Dank DI Walter Boltz für seine Inputs zum europäischen Strommarkt. Das AIT Austrian Institute of Technology, insbesondere Philipp Ortmann M.A. (Econ.), BSc und Tara Esterl, MSc, MSc, waren als wissenschaftlicher Partner federführend bei der Erarbeitung der Inhalte beteiligt.

» FORDERUNGEN DER SPARTE INDUSTRIE DER WKÖ

» MARKTTRANSPARENZ FÜR VERBRAUCHER ERHÖHEN

Die Erhöhung der Markttransparenz für Verbraucher ist essenziell, um das Vertrauen in den Energiemarkt zu stärken und faire Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Der EUPHEMIA-Algorithmus ist ein zentraler Algorithmus zur Preisfindung und Marktkopplung im europäischen Strommarkt. Die Qualitätsbeurteilung des EUPHEMIA-Algorithmus ist jedoch nicht mit akzeptablem Aufwand möglich, daher fordern wir Maßnahmen zur Transparenzverbesserung. Eine verstärkte Transparenz trägt zur Diversifizierung des Marktes bei und fördert den Wettbewerb, wovon letztlich alle Marktteilnehmer profitieren.

» VORANTREIBEN DER MARKTINTEGRATION

Eine stärkere Marktintegration ermöglicht den Marktteilnehmern, auf einen liquideren Markt zurückzugreifen, was den Wettbewerb fördert und die Preise senkt. Zudem minimiert eine gut integrierte Strommarktstruktur regionale Unterschiede im Preis und reduziert die Abhängigkeit von nationalen Stromquellen, was besonders in Krisenzeiten von entscheidender Bedeutung ist. Für die Industrie bedeutet dies stabilere und verlässlichere Energiepreise, was langfristige Planungssicherheit gewährleistet und Investitionen erleichtert.

» NETZAUSBAU VORANTREIBEN

Ein stabiles Stromnetz bildet die Grundlage für zukunfts- und wettbewerbsfähigen Industriestandort. Unterbrechungen oder Schwankungen in der Stromversorgung können zu erheblichen Produktionsausfällen, erhöhten Kosten und Schäden an der Maschineninfrastruktur führen. Eine stabile Energieversorgung ermöglicht es Unternehmen, ihre Betriebsabläufe effizient zu planen, Produktionsprozesse zu optimieren und Lieferverpflichtungen einzuhalten. Zudem stärkt eine stabile Netzinfrastruktur die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie, da es die Risiken von Energieengpässen minimiert und langfristige Investitionen in Kapazitätserweiterungen fördert.

» AUSBAU VON WIND- UND WASSERKRAFTWERKEN

Der Ausbau von Wind- und Wasserkraftwerken ist entscheidend für die langfristige Sicherung einer stabilen und kostengünstigen Energieversorgung. Mit dem aktuell schleppenden Ausbau der Windkraft bleibt der Auslöser für die wesentlichen Kostendifferenzen im Winterhalbjahr bestehen, bzw. könnte sich durchzunehmende Elektrifizierung von Raumwärme, Industrieprozessen und Mobilität noch deutlich verschärfen. Der Wind- und Wasserkraftausbau hat in der eigenen Strompreiszone zu erfolgen. Nur so können die heimischen Verbraucher von den preisdämpfenden Effekten profitieren.

» AUSBAU VON PUMPSPEICHER- UND REGELBAREN KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN

Der Ausbau von Pumpspeicher- und regelbaren Kraftwerkskapazitäten in der österreichischen Strompreiszone ist für eine stabile und verlässliche Stromversorgung von zentraler Bedeutung. Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen es, überschüssige Energie effizient zu speichern und bei Bedarf wieder ins Netz einzuspeisen, was insbesondere bei stark schwankender Stromerzeugung durch erneuerbare, volatile Energien unerlässlich ist. Der Ausbau von regelbarer Kraftwerkskapazitäten reduziert das Risiko von kurzfristigen Engpässen und Preisspitzen, was die Planungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und die nationale Resilienz stärkt.



© adobe.stock/kalafoto

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

sparte.industrie

WKO Oberösterreich

Hessenplatz 3 | 4020 Linz

T 05-90909-4201 | E industrie@wkooe.at

W wko.at/ooe/industrie

Redaktion: sparte.industrie, WKO Oberösterreich

1. Auflage, September 2024

WIR SIND INDUSTRIE

wk/œ
sparte.industrie

