

13. Wie entwickeln sich die Energiepreise weiter?

Anke Brüggemann, Tel. 069 7431-1736, anke.brueggemann@kfw.de
Dr. Johannes Rode, Tel. 069 7431-40496, johannes.rode@kfw.de

Wie in Kapitel 3 dargestellt, hat der Energiepreisschock die deutsche Industrie hart getroffen. In diesem Kapitel analysieren wir nun den mittelfristigen Ausblick für die Energiepreise in Deutschland.

Unsere empirische Analyse zeigt, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien mittelfristig zu einem Rückgang des Börsenstrompreises führen wird. Das wird Großabnehmern zugutekommen, insbesondere jenen, die von Vergünstigungen bei Netzentgelten, staatlichen Abgaben und Umlagen profitieren. Allerdings wird der Ausbau der Stromnetze und von Speicherkapazität wieder kostentreibend wirken. Langfristig sind die Unsicherheiten hinsichtlich des technologischen Fortschritts und der politischen Rahmenbedingungen sehr groß. Dennoch scheint es wahrscheinlich, dass die Energiepreise für die Industrie in Deutschland auch in der langen Frist weiterhin über dem Niveau anderer Länder liegen werden und damit einen dauerhaften Wettbewerbsnachteil bedeuten. Dies gilt insbesondere im Vergleich mit Regionen mit sehr guten Standortbedingungen für die Erzeugung von Strom aus Wind und Sonne.

Gas bleibt teuer

In der Industrie werden etwa zwei Drittel des Endenergieverbrauchs für Prozesswärme benötigt.¹ Prozesswärme kommt in sehr verschiedenen industriellen Produktionsprozessen zur Anwendung, sei es zur Dampferzeugung oder für den Betrieb von Schmelzöfen und Trocknungsanlagen. Davon werden seit vielen Jahren konstant über 40 % durch die Verbrennung von Erdgas gedeckt.² Darüber hinaus wird Erdgas vor allem in der chemischen Industrie in nicht-energetischer Form als Feedstock eingesetzt. Deshalb spielt der Gaspreis insbesondere für die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie eine entscheidende Rolle.

Der Gaspreis war im ersten Halbjahr 2025 nach wie vor in etwa doppelt so hoch wie im Durchschnitt der Jahre 2010 bis 2019. Im Vergleich zu den USA ist er in Deutschland aktuell etwa 3,5-fach höher (Siehe Kapitel 3 Grafik 3.1). Die Internationale Energieagentur

erwartet in ihren Klimaszenarien, dass der Gaspreis in Europa auch in den Jahren 2030 und 2050 deutlich über dem Niveau der Vereinigten Staaten, aber unter jenem in China und Japan liegen wird.³ In Deutschland erscheinen deshalb auch in Zukunft im Vergleich zu den USA wettbewerbsfähige Gaspreise unwahrscheinlich. Die geplante Abschaffung der Gasspeicherumlage zum 1. Januar 2026 durch Erstattung aus Bundesmitteln wird nur in geringem Maß zu einer Entlastung der industriellen Gaskunden beitragen. Denn aktuell beträgt die Gasspeicherumlage rund 3 EUR pro MWh. Das entspricht in etwa 10 % des Gaspreises (Stand: 25. August 2025).

Auch Erdöl ist mit einem Anteil von 16 % ein viel verwendeter Energieträger in der Industrie.⁴ Regionale Preisunterschiede sind bei Erdöl im Vergleich zu Gas geringer und wirken sich damit weniger auf die lokale Wettbewerbsfähigkeit aus. Absehbar steigende CO₂-Preise im EU-Emissionshandel (EU-ETS 1) und im nationalen Brennstoffemissionshandel, der ab 2027 in den europäischen Emissionshandel für Brennstoffe (EU-ETS 2) überführt wird, werden den Einsatz fossiler Brennstoffe in der Zukunft weiter verteuern. Damit Emissionen nicht in Länder mit niedrigeren Emissionspreisen abwandern (Carbon Leakage), wird der CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) der EU umso wichtiger. Dieser soll ab dem Jahr 2026 sicherstellen, dass für Importe energieintensiver Güter in die EU die gleichen Emissionspreise anfallen wie für Güter, die innerhalb der EU hergestellt werden. Ob der Grenzausgleichsmechanismus ausreicht, um Wettbewerbsgleichheit herzustellen, bleibt abzuwarten.

Elektrifizierung als Alternative

Mit einem Anteil von 21 % war Strom nach Erdgas (28 %) zuletzt der am zweitmeisten verwendete Energieträger in der Industrie. Perspektivisch dürfte Strom für die Industrie weiter an Bedeutung gewinnen. Die Elektrifizierung industrieller Prozesswärme kann zum einen die hohe Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen und die damit einhergehenden geopolitischen Risiken verringern.⁵ Zum anderen ist sie bei

¹ Vgl. Umweltbundesamt (2025) [Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren](#), zuletzt besucht am 21.07.2025.

² Vgl. AG Energiebilanzen (2025) [Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz in Deutschland – Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken](#), Seite 32, zuletzt besucht am 21.07.2025.

³ Vgl. IEA (2023) [World Energy Outlook 2023](#), Tabelle 2.2, zuletzt besucht am 21.07.2025.

⁴ Vgl. Statistisches Bundesamt (2024) [Energieverbrauch der Industrie 2023](#).

⁵ um 7,8 % geringer als im Vorjahr – Statistisches Bundesamt, zuletzt besucht am 21.07.2025.

⁵ Vgl. Rode, J. (2025) [Jedes Jahr importiert Deutschland fossile Brennstoffe im Wert von Ø 81 Mrd. EUR](#), Volkswirtschaft Kompakt Nr. 251, KfW Research.

steigenden Anteilen von erneuerbaren Energien im Strom-Mix ein wichtiger Hebel für die Erreichung der Klimaschutzziele im Industriesektor.

Börsenstrompreise weiter über Vorkrisenniveau – Vergünstigungen für Großabnehmer kompensieren partiell
 Ob die Elektrifizierung wirtschaftlich vorteilhaft ist, hängt maßgeblich von den aktuellen Strompreisen und deren zukünftiger Entwicklung ab. Dabei variiert der Endkundenstrompreis für industrielle Stromabnehmer je nach Höhe der Stromabnahmemenge deutlich. Die Endkundenstrompreise setzen sich aus Beschaffungskosten, Netzentgelten und staatlichen Abgaben sowie Umlagen zusammen. Energieintensive Großabnehmer profitierten bereits vor der Energiepreiskrise im Jahr 2022 von umfangreichen Vergünstigungen bei Netzentgelten, staatlichen Abgaben und Umlagen. Die Abschaffung der EEG-Umlage im Jahr 2022, die zuletzt 3,7 Ct. je kWh betrug, hat daher im Gegensatz zu kleineren Stromabnehmern nur zu geringen zusätzlichen Entlastungen bei den großen Stromabnehmern geführt. Dies bedeutet, dass sich bei diesen der gestiegene Börsenstrompreis deutlich stärker im Endkundenstrompreis niedergeschlagen hat.

Grafik 13.1 zeigt beispielhaft Strompreisindizes für industrielle Verbraucher mit und ohne Vergünstigungen. Demnach sind die Strompreise für industrielle Verbraucher, die nicht von umfangreichen Vergünstigungen profitieren können, Mitte des Jahres 2025 in etwa auf Vorkrisenniveau. Für große Stromverbraucher, die sämtliche Vergünstigungen in Anspruch nehmen können, liegen die Strompreise – angesichts der gestiegenen Börsenstrompreise – weiterhin deutlich über dem Niveau vor der Energiepreiskrise, wie die blaue Linie in Grafik 13.1 verdeutlicht.

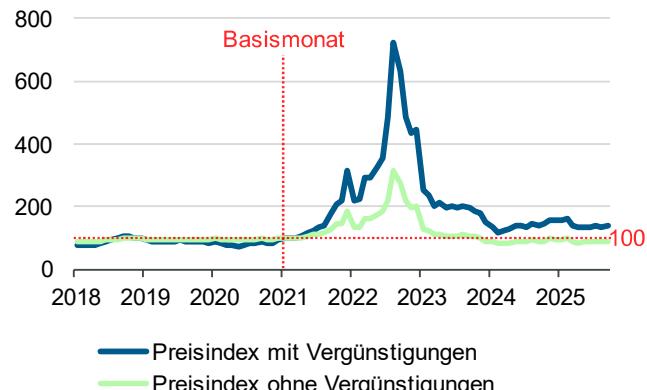
Ausblick: sinkende Börsenstrompreise durch Ausbau erneuerbarer Energien bei steigenden Netzentgelten
 Der Ausbau der erneuerbaren Energien wirkt auf die Börsenstrompreise preisdämpfend. Das zeigt unsere empirische Analyse in Box 13.1, in der Börsenstrompreise sowohl für das Jahr 2024 als auch für den Zeitraum von 2021 bis 2024 untersucht werden. Dieses Ergebnis deckt sich mit weiteren einschlägigen Analysen.⁶ Der markträumende Börsenstrompreis bestimmt sich nach den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken (Merit-Order-Effekt). Dies sind aktuell häufig Erdgaskraftwerke, deren variable Kosten sich durch gestiegene Brennstoffkosten und CO₂-Preise erhöht

⁶ Agora Energiewende (2025) postuliert: Planmäßiger Ausbau von Erneuerbaren Energien senkt Börsenstrompreise bis 2030 um bis zu 23 Prozent, zuletzt besucht am 21.07.2025. Den preisdämpfenden Effekt des Ausbaus erneuerbarer Energien bestätigen auch Liebensteiner et al. (2025) High electricity price despite expansion in renewables: How market trends shape Germany's power market in the coming years, Energy Policy, 198: 114448.

haben. Ein Ausbau erneuerbarer Energien mit variablen Kosten nahe bei null sorgt dafür, dass diese teuren Kraftwerke immer öfter aus dem Markt gedrängt werden. Folglich ist mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien – wie er in Deutschland geplant ist – eine Reduktion der durchschnittlichen Börsenstrompreise zu erwarten. Besonders die energieintensive Industrie würde von einem hohen Tempo beim Ausbau der erneuerbaren Energien profitieren, da deren Strompreis sehr stark vom Börsenstrompreis bestimmt wird.⁷

Grafik 13.1: Industriestrompreisindex im Zeitverlauf

Basismonat Januar 2021.



Quelle: Bundesnetzagentur – Smard.de.

Zu beachten ist allerdings, dass die Stromproduktion durch erneuerbare Energien zeitlich fluktuiert und auch regional variiert. Gleichzeitig wird auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem die Stromnachfrage etwa durch Elektromobilität und die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung deutlich steigen. Beides erfordert erhebliche Investitionen in den Ausbau der Stromnetzinfrastruktur. Der preisdämpfende Effekt des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den Börsenstrompreis würde damit mindestens teilweise durch steigende Netzentgelte und sonstige Umlagen zur Integration der erneuerbaren Energien kompensiert. Entsprechend könnten die Endkundenstrompreise für viele industrielle Verbraucher auch längerfristig über dem Vorkrisenniveau bleiben.⁸ Dies würde insbesondere Stromabnehmer ohne Vergünstigungen bei Netzentgelten und Umlagen betreffen.

Ansatzpunkte für Strompreissenkungen

Um kurzfristig Entlastung bei den Strompreisen und Planungssicherheit zu schaffen, hat die

⁷ Vgl. EPICO KlimaInnovationen, Aurora Energy Research (2025): Zukunfts-sichere Maßnahmen für die Energiewende: 5 Thesen zum Energiewendemonitoring, S. 13. Policy Brief, zuletzt besucht am 25.08.2025.

⁸ Vgl. BCG / IW / BDI (2024): Transformationspfade für das Industrieland Deutschland, S.19, zuletzt besucht am 21.07.2025.

Bundesregierung beschlossen, die bereits vorgenommene Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß für das produzierende Gewerbe zu entfristen. Zudem hat sie entschieden, ab 1. Januar 2026 einen Teil der Stromübertragungsnetzentgelte aus dem Bundeshaushalt zu übernehmen. Hierfür wurde ein Bundeszuschuss von 6,5 Mrd. EUR für das Jahr 2026 eingeplant. Um speziell die energieintensive Industrie zu entlasten, erarbeitet die Bundesregierung zudem aktuell ein Konzept für einen staatlich subventionierten Industriestrompreis. Gemäß EU-Beihilferecht darf dieser allerdings nur für maximal drei Jahre ausgelegt werden.

Vor diesem Hintergrund sollten auch strukturelle Maßnahmen für eine kosteneffizientere Umsetzung der Energiewende im Stromsektor angegangen werden, um die Kosten für den Stromnetzausbau und sonstige Stromsystemkosten zu verringern. Mögliche Ansatzpunkte sind:

- Die EEG-Reform anstoßen, mit dem Ziel einer besseren Systemintegration der erneuerbaren Energien durch eine bedarfsgerechtere Einspeisung und netzdienlicheren Steuerung der Anlagen.
- Anreize für die Flexibilisierung der Stromnachfrage entsprechend des Angebots an erneuerbare Energien schaffen (z. B. durch zeitlich oder geographisch differenzierte Preissignale).
- Stromspeicher ausbauen und netzdienlich ausrichten.
- Zubau steuerbarer Reservekraftwerke für die Residuallast anreizen, um Strompreisspitzen bei Dunkelblauten zu vermeiden.
- Freileitungen den Vorrang vor kostenintensiven Erdkabeln einräumen.
- Europäischen Stromhandel ausbauen, um wetterbedingte Schwankungen von Wind- und Solarstrom auszugleichen (z. B. Nutzung norwegischer Wasserkraft bei Windflaute in Deutschland) sowie um von günstigen Stromgestehungskosten bei erneuerbaren Energien in europäischen Nachbarländern zu profitieren.
- Elektrifizierung in allen Verbrauchssektoren vorantreiben, damit Infrastrukturkosten auf mehr Schultern umgelegt werden können.
- Förderung von langfristigen direkten Stromlieferverträgen zwischen Produzenten von erneuerbarem Strom und industriellen Stromabnehmern (Power

Purchase Agreements) mit dem Ziel, den Strompreis stärker vom Erdgaspreis zu entkoppeln.

Netzentgelte gehören perspektivisch zu den größten Preistreibern für Strom. Dadurch entsteht eine hohe Kostenbelastung für die aktuellen Stromnutzer. Deshalb sollten neben den geplanten Bundeszuschüssen zu den Netzentgelten auch weitere Möglichkeiten für eine stärkere staatliche Beteiligung an den hohen Infrastrukturkosten für den Umbau des Stromsystems geprüft werden. Eine Option könnten Eigenkapitalbeteiligungen des Bundes an Übertragungsnetzbetreibern sein, um Finanzierungskosten zu senken. Eine andere wäre die Refinanzierung des Netzausbau über ein Amortisationskonto, um die Kosten zeitlich zu strecken (analog zur Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes).

Geografische Vorteile in anderen Ländern bei erneuerbaren Energien

Wie schon bei fossilen Energien ist Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität im Vergleich zu anderen Industrieländern mit Kostennachteilen bei Strom aus erneuerbaren Energien konfrontiert. Das begrenzte Flächenpotenzial für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland sowie bessere Standortbedingungen für die Erzeugung von Wind- und Sonnenstrom in anderen Ländern sind die wesentlichen Gründe hierfür. Die USA oder Australien, aber auch europäische Länder, haben geografische Vorteile. In Spanien sind die Stromgestehungskosten durch Windkraft und Photovoltaik absehbar niedrig. In Norwegen sorgen Windkraftanlagen und Wasserkraft für Kostenvorteile.⁹

Vor diesem Hintergrund erscheinen Veränderungen in den Wertschöpfungsketten in der deutschen energieintensiven Industrie wahrscheinlich. Eine Möglichkeit, um Energiekosten-Nachteile auszugleichen, könnte der Import energieintensiver Vorprodukte wie Roheisen, Ammoniak oder Methanol von sich zukünftig entwickelnden grünen Weltmärkten sein. Damit wäre die Hoffnung verbunden, dass bestehende hochwertige Wertschöpfungsketten in der nachgelagerten Produktion erhalten bleiben.¹⁰

⁹ Vgl. Ariadne (2024) Report: Transformation der energieintensiven Industrie – Wettbewerbsfähigkeit durch strukturelle Anpassung und grüne Importe , S. 59, zuletzt besucht am 23.07.2025.

¹⁰ Vgl. Ariadne (2024) Report: Transformation der energieintensiven Industrie – Wettbewerbsfähigkeit durch strukturelle Anpassung und grüne Importe , S. 1, zuletzt besucht am 23.07.2025.

Box 13.1: Der Börsenstrompreis und erneuerbare Energien in der Rückschau

Für die nächsten Jahre ist in Deutschland ein massiver Ausbau von erneuerbaren Energien vorgesehen. Wie sich dieser auf den Börsenstrompreis auswirken könnte, ist deshalb von besonderem Interesse. Aufschluss darüber kann der Zusammenhang zwischen Börsenstrompreis und realisierter Erzeugung nach Kraftwerkstyp in der jüngeren Vergangenheit geben. Im Folgenden wird dieser ökonometrisch in einer linearen Regression untersucht. Ausgewertet werden dazu viertelstündliche Informationen zunächst für das Jahr 2024 der Bundesnetzagentur für die Strompreiszone Deutschland/Luxemburg.¹¹

Basis-Spezifikation: In Tabelle 13.1 ist der Börsenstrompreis die abhängige Variable. Über das Jahr 2024 hinweg schwankte der Börsenstrompreis zwischen -135 und 936 EUR/MWh, siehe Spalte (6). In Spalte (1) werden die realisierte Erzeugung aus on- und offshore Windkraft sowie aus Photovoltaik als unabhängige Variablen berücksichtigt.

Weitere Einflüsse: Der Literatur folgend, kontrolliert Spalte (2) für zusätzliche Einflussfaktoren:¹² die realisierte Erzeugung von Erdgas-Kraftwerken, den Nettoexport und den Strombedarf. Durchschnittlich ist es im Winter zudem windiger, vor allem nachts. Die Sonne scheint dagegen tagsüber, im Sommer jedoch länger und intensiver. Weiterhin ist der durchschnittliche Stromverbrauch an Wochentagen höher als am Wochenende. Deshalb werden in Spalte (3) zusätzlich fixe Effekte für Monate, Wochentag und die Stunde eines Tages in die Regression einbezogen. Sie kontrollieren für die beschriebene systematische Variation. In allen Spezifikationen ergibt sich für die realisierte Erzeugung aus onshore Wind-, offshore Wind- und Photovoltaikanlagen ein negativer Schätzkoeffizient für den Preiseffekt, jeweils statistisch signifikant zum 1 %-Level.¹³

Ausweitung des Betrachtungszeitraums: Der negative Zusammenhang könnte eine Besonderheit des Jahres 2024 sein. Deshalb betrachten die Spalten (4) und (5) die Jahre 2021 bis 2024 gemeinsam. Dabei werden neben den fixen Effekten aus Spalte (3) auch solche für die unterschiedlichen Jahre in die Schätzung aufgenommen. Hierdurch werden Sondereffekte der Jahre herausgefiltert, etwa ein allgemeiner Gaspreisanstieg oder der Zubau von erneuerbaren Energieanlagen. Somit wird nur die relative Veränderung des Börsenstrompreises zwischen den Jahren als Einflussfaktor zugelassen. Spalte (4) vernachlässigt die in Spalte (2) ergänzten weiteren Einflussfaktoren, da deren Korrelation mit der realisierten Erzeugung aus Erneuerbaren die Schätzung beeinflussen könnte. Spalte (5) berücksichtigt die weiteren Einflussfaktoren dagegen. In beiden Spalten bestätigt sich der negative Zusammenhang zwischen den drei genannten erneuerbaren Energieformen und dem Börsenstrompreis.

Größenordnung des Effekts: Mehr Strom durch Erneuerbare korreliert demnach mit einem niedrigen Börsenstrompreis im letzten Jahr und im Durchschnitt der Jahre 2021 bis 2024. Die Spalten (1) bis (3) stellen hier besonders interessante Spezifikationen dar, weil sie sich auf den höchsten Ausbaustand an erneuerbaren Energien beziehen und somit dem zukünftigen Stromsystem am nächsten kommen. Spalte (3) ist die methodisch strengste Spezifikation. Legt man sie zugrunde, so ist ein Anstieg der realisierten Erzeugung durch onshore Windkraftanlagen um 500 MWh mit einer Reduktion des Börsenstrompreises um 4 EUR/MWh assoziiert.¹⁴ Bezogen auf den Mittelwert des Börsenstrompreises entspricht das einer Abnahme um 5 %.¹⁵ 500 MWh entsprechen, bezogen auf den Mittelwert, etwa 16 % zusätzlicher realisierter onshore Erzeugung.¹⁶ Für offshore Windkraft ergibt sich die gleiche Beispielrechnung, wobei 500 MWh zusätzliche Erzeugung bezogen auf den Mittelwert einem

¹¹ Hierzu wurden von der Bundesnetzagentur verfügbar gemachte viertelstündliche Informationen zu Großhandelspreisen, zum kommerziellen Außenhandel, zur realisierten Erzeugung und zum realisierten Stromverbrauch von der Webseite [SMARD | Marktdaten](#) am 22.04.2025 heruntergeladen und zusammengeführt.

¹² Vgl. Liebensteiner et al. (2025) [High electricity price despite expansion in renewables: How market trends shape Germany's power market in the coming years](#), Energy Policy, 198: 114448.

¹³ Potenzielle nicht-lineare Effekte lassen sich untersuchen, indem die erklärenden Variablen zusätzlich in quadrierter Form berücksichtigt werden. Dabei bestätigen sich die hier präsentierten Ergebnisse qualitativ, wobei der preisdämpfende Effekt jeweils mit steigender erneuerbarer Erzeugung abnimmt. Das macht auch intuitiv Sinn, weil zunächst die teuersten Kraftwerke durch erneuerbare Erzeugung aus dem Markt gedrängt werden.

¹⁴ Multiplikation des Schätzkoeffizient von -0,008 mit 500 MWh zusätzlicher realisierter Erzeugung durch onshore Windkraftanlagen (eine Erhöhung um ein Fünftel der Standardabweichung) liefert: $(-0,008 \times 500) \approx -4$.

¹⁵ Eine Reduktion des Börsenstrompreis um 4 EUR/MWh ist – bezogen auf den Mittelwert des Börsenstrompreis von 79 EUR/MWh – etwa ein Zwanzigstel: $-4/79 \approx -5\%$.

¹⁶ $500/3.217 \approx 16\%$.

Anstieg um 68 % entspricht.¹⁷ Denn der Ausbaustand von offshore Windkraft ist deutlich niedriger als von onshore Windkraft. Ein Anstieg der realisierten Erzeugung durch Photovoltaikanlagen um 500 MWh ist mit einer Reduktion des Börsenstrompreises um 5,5 EUR/MWh assoziiert.¹⁸ In Relation zum Mittelwert des Börsenstrompreises entspricht dies einer Abnahme um 7 %.¹⁹ Auch hier zur Einordnung: Ein Anstieg der realisierten Erzeugung durch Photovoltaik um 500 MWh entspricht, bezogen auf den Mittelwert, etwa 28 % zusätzlich.²⁰

In dieser Analyse wird außer Acht gelassen, dass es vor allem im Herbst und im Winter Zeiten geben kann, in denen kein Strom aus Solar- und Windkraftanlagen bereitgestellt wird. Für diese müssen andere Kapazitäten vorgehalten werden. Auch deshalb ist zu erwarten, dass der preisdämpfende Effekt von erneuerbaren Energien auf den Börsenstrompreis mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien am Strom-Mix abnimmt. Sehr wahrscheinlich wird der preisdämpfende Effekt erneuerbarer Energien mit ihrem steigenden Ausbau abnehmen, weil die Auslastung der Anlagen zurückgehen wird, sodass sich ihre Investitionskosten langsamer amortisieren. Auf der anderen Seite können technologische Sprünge den preisdämpfenden Effekt verstärken. In den letzten Jahren sind Batteriespeicher erheblich günstiger geworden, sodass sich Strom kurzfristig speichern und zu späteren Zeitpunkten verbrauchen lässt. Auch die Flexibilisierung der Nachfrage nach Strom kann ähnlich wirken. Dazu müsste die Nachfrage in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung ebenfalls hoch sein.

Tabelle 13.1: Zusammenhang zwischen Börsenstrompreis und realisierter Erzeugung nach Kraftwerkstyp.

abhängige Variable	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)				
	Börsenstrompreis [EUR/MWh]					Deskriptive Statistiken				
betrachtete Jahre	2024		2021-2024			Wind Onshore	2024			
							Mittelw.	Std.	Min.	Max.
Wind Onshore	-0,008*** (0,000)	-0,010*** (0,000)	-0,008*** (0,000)	-0,015*** (0,000)	-0,033*** (0,000)	Wind Onshore	3.217	2.526	11	11.651
Wind Offshore	-0,012*** (0,001)	-0,015*** (0,001)	-0,008*** (0,001)	-0,013*** (0,000)	-0,033*** (0,000)	Wind Offshore	731	472	0	1.868
Photovoltaik	-0,010*** (0,000)	-0,013*** (0,000)	-0,011*** (0,000)	-0,016*** (0,000)	-0,034*** (0,000)	Photovoltaik	1.806	2.765	0,5	11.833
						Börsenstrompr.	79	53	-135	936
Monat, Wochentag, Tagesstunde FE	Nein	Nein	Ja	Ja	Ja	Börsenstrompreis in EUR/MWh, alle übrigen Angaben oben in MWh.				
Zusätzliche Einflussfaktoren	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja					
Jahr FE	-	-	-	Ja	Ja					
Adj. R ²	0,37	0,61	0,68	0,62	0,68					
N	35.132	35.122	35.122	140.240	140.175					
35.132										

Spalten (1)-(5) stehen jeweils für eine lineare Regression in viertelstündlicher Auflösung. Robuste Standardfehler in Klammern. * p<0,05, ** p<0,01, *** p<0,001

¹⁷ 500/731≈68 %.

¹⁸ Multiplikation des Schätzkoeffizient von -0,011 mit 500 MWh zusätzlicher realisierter Erzeugung durch Photovoltaikanlagen (eine Erhöhung um etwas weniger als ein Fünftel der Standardabweichung) liefert: (-0,011x500)≈-5,5.

¹⁹ Eine Reduktion des Börsenstrompreis um 5,5 EUR/MWh entspricht – bezogen auf den Mittelwert des Börsenstrompreis von 79 EUR/MWh – etwa 7 %: -5,5/79=-7 %.

²⁰ 500/1.806≈28 %.