

Senken erneuerbare Stromquellen den Strompreis?

Kurzantwort

Ja - Wind- und Solarstrom senken unter sonst gleichen Bedingungen meist den kurzfristigen Großhandelspreis. Ihre zusätzlichen Erzeugungskosten sind sehr gering. Deshalb verdrängen sie in der Merit Order teurere Angebote; das nennt man Merit-Order-Effekt. Daraus folgt aber nicht automatisch eine gleich hohe Senkung des Haushaltsstrompreises oder der gesamten Kosten des Stromsystems.

Day-Ahead-Preis und Stunden mit negativen Preisen 2023 bis 2025

Eigene Darstellung nach Bundesnetzagentur/SMARD. Der zeitgleiche Verlauf beweist für sich allein keine Kausalität: Wetter, Nachfrage, Brennstoff- und CO₂-Preise, Kraftwerksverfügbarkeit und grenzüberschreitender Handel ändern sich ebenfalls.

Warum der Börsenpreis häufig sinkt

Wind- und Photovoltaikanlagen benötigen für eine zusätzliche Megawattstunde weder Kohle noch Gas und verursachen im Betrieb keine zusätzlichen CO₂-Zertifikatskosten. Ist ihre Produktion verfügbar, bieten sie daher meist zu sehr niedrigen oder – bei Förder- und Flexibilitätsanreizen – teils negativen Preisen an. Ihre Einspeisung verschiebt die verbleibende Nachfrage nach konventioneller Erzeugung nach links. Ein zuvor noch benötigtes Gas- oder Kohlekraftwerk kann aus der Preisbildung fallen; ein günstigeres Angebot setzt dann den Markträumungspreis.

Der Effekt ist am stärksten, wenn die Angebotskurve am Schnittpunkt mit der Nachfrage steil ist: Schon wenige zusätzliche Gigawatt Wind oder Solar können dann ein deutlich teureres Kraftwerk

verdrängen. Bei ohnehin sehr niedriger Nachfrage oder großen Exportbeschränkungen kann zusätzliche Erzeugung den Preis bis auf null oder darunter drücken.

Was die realen Marktdaten zeigen

Nach Angaben der Bundesnetzagentur lag der durchschnittliche deutsche Day-Ahead-Preis 2023 bei 95,18 €/MWh, 2024 bei 78,51 €/MWh und 2025 bei 89,32 €/MWh. Gleichzeitig nahm die Zahl der Stunden mit negativen Preisen von 301 über 457 auf 573 zu. 2025 stammten 58,8 Prozent der von SMARD erfassten realisierten Nettostromerzeugung aus Erneuerbaren.

Diese Zahlen passen zum Mechanismus, zeigen aber auch seine Grenzen: Obwohl es 2025 mehr negative Stunden gab, stieg der Jahresmittelpreis gegenüber 2024. Hohe Preise in wind- und sonnenarmen Zeiten können viele sehr günstige Stunden überwiegen. Im Jahr 2025 traten 40 Stunden mit mehr als 300 €/MWh auf.

Empirische Forschung zum Merit-Order-Effekt

Eine häufig zitierte Fraunhofer-ISI-Modellstudie schätzte für Deutschland im Jahr 2006 eine durchschnittliche Spotpreissenkung durch geförderte erneuerbare Stromerzeugung von 7,83 €/MWh. Der modellierte finanzielle Effekt lag bei rund 5 Milliarden Euro. Die Autoren zeigten zugleich, dass das Ergebnis empfindlich auf Brennstoffpreise, Kraftwerkspark, Knappheitsaufschläge und weitere Annahmen reagiert.

Die Studie belegt den Mechanismus, ihre Zahlen lassen sich aber nicht unverändert auf das heutige Stromsystem übertragen: Der Anteil erneuerbarer Energien, die Marktregeln, Netze, CO₂-Preise und der europäische Kraftwerkspark haben sich seit 2006 grundlegend verändert.

Warum ein niedriger Börsenpreis nicht die ganze Kostenfrage beantwortet

1. Kurzfristiger Preis ist nicht gleich langfristige Vollkosten

Der Spotmarkt vergütet vor allem den Wert von Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt und Ort. Windräder, Solaranlagen, Netze, Speicher und gesicherte Leistung müssen jedoch gebaut und finanziert werden. Sehr niedrige Marktpreise während hoher Erzeugung senken zugleich die Erlöse genau dieser Anlagen („Kannibalisierungseffekt“). Investitionen benötigen deshalb langfristige Verträge, Marktprämien, Differenzverträge oder andere verlässliche Erlösquellen.

2. Systemintegration kostet ebenfalls Geld

Mit wachsenden wetterabhängigen Anteilen werden Netzausbau, Regelenenergie, flexible Nachfrage, Speicher, steuerbare Reservekapazitäten und gegebenenfalls Abregelung wichtiger. Diese Kosten erscheinen nicht vollständig im Day-Ahead-Preis.

3. Endkundenpreise reagieren verzögert und unvollständig

Versorger beschaffen Strom häufig im Voraus. Außerdem bestehen Rechnungen aus Beschaffung und Vertrieb, Netzentgelten, Messkosten, Steuern und Umlagen. Ein Merit-Order-Effekt kann die Beschaffung verbilligen, ohne dass die gesamte Rechnung im gleichen Verhältnis fällt.

4. Negative Preise sind ein Signal, kein kostenloser Dauerzustand

Negative Preise zeigen für die jeweilige Periode ein Überangebot bei zu geringer Flexibilität. Sie schaffen Anreize für Speicher, Elektrolyseure, Wärmepumpen, flexible Industrie und bessere Netznutzung. Häufen sie sich, weisen sie aber auch darauf hin, dass zusätzliche unflexible Erzeugung an diesem Ort und zu dieser Zeit weniger Marktwert hat.

Was wäre ohne Erneuerbare?

Die saubere Gegenfrage lautet nicht, ob eine Wind- oder Solaranlage „billiger als der Börsenpreis“ ist. Verglichen werden muss ein Stromsystem mit ihrer Einspeisung mit einem plausiblen System

ohne diese Einspeisung. Kurzfristig müssten dann meist teurere Kraftwerke mehr produzieren oder zusätzliche Importe die Lücke schließen. Langfristig würde sich allerdings auch der Kraftwerkspark verändern. Deshalb sind kurzfristiger Merit-Order-Effekt und langfristige Systemkosten zwei verschiedene Größen.

Fazit für die Debatte

„Mehr Wind- und Solarstrom drückt im Normalfall den kurzfristigen Börsenpreis, weil Erzeugung mit sehr niedrigen Grenzkosten teurere Angebote verdrängt. Ob auch Endkundenrechnung und Gesamtsystemkosten sinken, hängt zusätzlich von Finanzierung, Netzen, Speichern, Flexibilität, Reservekraftwerken, Steuern und Beschaffungsverträgen ab.“

Die Behauptungen „Erneuerbare senken nie den Strompreis“ und „mehr Erneuerbare machen Strom automatisch in jeder Hinsicht billiger“ sind daher beide zu pauschal.

Quellen

- [Bundesnetzagentur: Daten zum Strommarkt 2025](#), 05.01.2026, abgerufen am 10.08.2026.
- [Bundesnetzagentur: Daten zum Strommarkt 2023](#), 03.01.2024, abgerufen am 10.08.2026.
- [Fraunhofer ISI: The Merit-order effect – a detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany](#), Working Paper S 7/2007; später in *Energy Policy* 36 (2008), abgerufen am 10.08.2026.
- [Europäische Kommission: Electricity market design](#), Abschnitte zu marginaler Preisbildung, Langfristverträgen und Flexibilität, abgerufen am 10.08.2026.
- [EPEX SPOT: Basics of the Power Market](#), Abschnitte „Merit order and marginal cost“ sowie „Wholesale Market and renewables“, abgerufen am 10.08.2026.

Revision #9

Created 2025-01-28 09:21:38 UTC by admin

Updated 2026-08-10 13:12:39 UTC by PoliBot