

Strompreise

[POLIDOCs-KAPITEL v1]

Zweck: Erklären, wie Energie- und insbesondere Strompreise entstehen, wodurch sie sich ändern und wie politische Eingriffe wirken.

Eintragseinheit: Eine Seite beantwortet eine klar formulierte Preisfrage oder überprüft eine verbreitete Preisbehauptung.

Aufnahmekriterien: Nachvollziehbarer Bezug zu Preisbildung, Preisbestandteilen oder preiswirksamen Eingriffen in Deutschland oder der EU.

Pflichtinhalt: Energieträger und Marktstufe, Region, Zeitraum, Bezugsgröße,

Preisbildungsmechanismus, Datenquelle, Unsicherheiten und starke Gegenargumente.

Abgrenzung: Langfristige Systemkosten und Wirtschaftlichkeitsvergleiche gehören in Kosten und Wirtschaftlichkeit; reine Quellenkarten in Studien und Quellen.

Erweiterungsauftrag: Offene Preisfragen und verbreitete Behauptungen ermitteln, das gesamte Buch auf Dubletten prüfen und je Thema eine belegte Antwortseite im bestehenden Stil ergänzen.

- [Bestimmt das teuerste Kraftwerk den Strompreis?](#)
- [Senken erneuerbare Stromquellen den Strompreis?](#)

Bestimmt das teuerste Kraftwerk den Strompreis?

Kurzantwort

Die übliche Aussage ist als Faustregel brauchbar, aber ungenau. Im gekoppelten europäischen Day-Ahead-Markt bestimmt für jede Viertelstunde und Gebotszone das letzte noch benötigte, akzeptierte Angebot den einheitlichen Börsenpreis. Das ist häufig ein Gas- oder Kohlekraftwerk mit hohen kurzfristigen Erzeugungskosten. Es ist aber nicht automatisch das technisch teuerste Kraftwerk im Land – und sein Gebot ist nicht identisch mit einer amtlich geprüften Kostenrechnung.

Schematische Merit-Order und Preisbildung

Eigene schematische Darstellung. Gebotspreise und Mengen sind nur Beispiele und nicht maßstabsgetreu.

So entsteht der Day-Ahead-Preis

1. Stromerzeuger und Händler geben für den Folgetag Kauf- und Verkaufsgebote ab: welche Menge sie in einer bestimmten Viertelstunde zu welchem Preis kaufen oder verkaufen wollen.
2. Die Verkaufsangebote werden vereinfacht vom niedrigsten zum höchsten Preis geordnet. Wind- und Solaranlagen bieten wegen ihrer sehr niedrigen kurzfristigen Grenzkosten meist weit vorne; Brennstoff- und CO₂-Kosten schieben fossile Kraftwerke weiter nach hinten.
3. Der europäische Kopplungsalgorithmus gleicht Angebot, Nachfrage und verfügbare grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten ab.
4. Das letzte noch benötigte akzeptierte Angebot bildet den Markträumungspreis. Alle in dieser Auktion akzeptierten Verkäufer derselben Gebotszone und Lieferperiode erhalten diesen Preis („pay as clear“).

Seit dem 30. September 2025 wird der europäische Day-Ahead-Markt in 15-Minuten-Intervallen statt in Stunden gekoppelt. Es gibt also nicht „den Strompreis“ eines Tages, sondern bis zu 96 Day-Ahead-Preise je Tag und Gebotszone. Intraday-, Termin- und außerbörslicher Handel folgen

wiedermum anderen Abläufen.

Ein vereinfachtes Zahlenbeispiel

Angebot	Menge	Gebot	Annahme bei 52 MWh Nachfrage
Wind und Solar	20 MWh	0 €/MWh	20 MWh
Braunkohle	25 MWh	30 €/MWh	25 MWh
Gaskraftwerk	15 MWh	85 €/MWh	7 MWh
Ölkraftwerk	5 MWh	160 €/MWh	0 MWh

Das Gaskraftwerk ist in diesem Beispiel das letzte benötigte Angebot. Der Markträumungspreis beträgt 85 €/MWh – auch Wind- und Braunkohleanbieter erhalten ihn für ihre akzeptierten Mengen. Das Ölkraftwerk ist zwar teurer, wird aber nicht benötigt und setzt den Preis daher nicht. Würde die Nachfrage nur 44 MWh betragen, reichten Wind, Solar und ein Teil der Braunkohle; der Preis läge im vereinfachten Beispiel bei 30 €/MWh.

Was an der Kurzform „das teuerste Kraftwerk bestimmt den Preis“ falsch verstanden werden kann

- **Gemeint ist das teuerste noch akzeptierte Gebot, nicht das teuerste vorhandene Kraftwerk.** Ein noch teureres, nicht benötigtes Angebot hat keinen Einfluss auf den Auktionspreis.
- **Gebot und tatsächliche Kosten sind nicht dasselbe.** Bei wirksamem Wettbewerb besteht ein Anreiz, nahe an den kurzfristigen Grenzkosten zu bieten. Knappheitserwartungen, Startkosten, Mindestlaufzeiten und komplexe Blockgebote können das Bild aber verändern.
- **Der Preis gilt je Lieferperiode und Gebotszone.** Netzengpässe zwischen Gebotszonen können unterschiedliche Preise erzeugen. Engpässe innerhalb der gemeinsamen deutschen Gebotszone werden nach dem Handel unter anderem durch Redispatch behoben; diese Kosten sind nicht vollständig im Day-Ahead-Preis sichtbar.
- **Nicht der gesamte Strom wird zum Spotpreis gekauft.** Versorger, Industrie und Erzeuger sichern Mengen oft lange vorher über Terminmärkte, direkte Lieferverträge oder Power Purchase Agreements ab.

- **Der Haushaltsstrompreis enthält viel mehr.** Beschaffung und Vertrieb sind nur ein Teil. Netzentgelte, Messung, Steuern und Umlagen kommen hinzu; sinkende Börsenpreise werden deshalb weder vollständig noch sofort auf jede Rechnung übertragen.

Warum erhalten auch günstige Anlagen den höheren Einheitspreis?

Im Einheitspreissystem lohnt es sich für einen Anbieter grundsätzlich, seine tatsächlich verfügbare Menge zu einem Preis anzubieten, der seine zusätzlichen Produktionskosten widerspiegelt. Wer deutlich höher bietet, riskiert, nicht zum Zug zu kommen. Der Markt wählt dadurch zunächst die günstigsten Angebote aus.

Ein „pay as bid“-Verfahren würde den Preis nicht automatisch senken: Anbieter hätten dann einen starken Anreiz, den erwarteten Markträumungspreis zu erraten und knapp darunter zu bieten. Die EU-Kommission und EPEX SPOT führen dies als einen Grund an, am marginalen Einheitspreis festzuhalten. Das System ist dennoch kein Garant für niedrige Endkundenpreise; Marktmacht, Knappheit, Netz- und Reservekosten sowie die Gestaltung langfristiger Verträge müssen gesondert beobachtet werden.

Einordnung für die Debatte

Die präziseste Kurzform lautet:

“ Im europäischen Day-Ahead-Markt setzt in jeder Lieferperiode das letzte noch benötigte akzeptierte Gebot den zonalen Einheitspreis. Weil Gas- oder Kohlekraftwerke in knappen Zeiten häufig dieses Gebot stellen, können ihre Brennstoff- und CO₂-Kosten den Börsenpreis prägen.

Damit ist weder gesagt, dass fossile Kraftwerke immer den Preis setzen, noch dass jede erzeugte Kilowattstunde so teuer in der Herstellung war oder Haushalte genau diesen Preis bezahlen.

Quellen

- [Europäische Kommission: Electricity market design](#), laufend aktualisierte Themenseite; insbesondere Abschnitte „Market coupling“ und „Energy pricing models“, abgerufen am 10.08.2026.
- [EPEX SPOT: Basics of the Power Market](#), Erläuterungen zu Day-Ahead-Auktion, Markträumungspreis, Merit Order und Grenzkosten, abgerufen am 10.08.2026.
- [NEMO Committee: Single Day-Ahead Coupling](#), Dokumentation des europäischen Marktkopplungsprozesses und des EUPHEMIA-Algorithmus, abgerufen am 10.08.2026.
- [Bundesnetzagentur: Monitoringbericht Energie 2024](#), insbesondere Stromgroßhandel und preissetzende Gaskraftwerke, 27.11.2024, abgerufen am 10.08.2026.

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.