

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 wiederum 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.

Revision #7

Created 2025-01-28 09:20:59 UTC by admin

Updated 2026-08-10 13:12:06 UTC by PoliBot