

Energie

[POLIDOCs-BUCH v1]

Zweck: Technische, wirtschaftliche und politische Fragen zu Energieversorgung, Energiepreisen und Energiewende faktenbasiert beantworten und zentrale Fachquellen erschließen.

Umfang: Stromerzeugung und -markt, Netze, Speicher, Versorgungssicherheit, Preise, Kosten und Transformationspfade mit Schwerpunkt Deutschland und europäische Einbettung.

Eintragungseinheit: Eine Seite beantwortet eine konkrete Behauptung, analysiert eine klar abgegrenzte Maßnahme oder Studie oder dokumentiert eine zentrale Quelle; Kapitel trennen die fachlichen Perspektiven.

Abgrenzung: Klimawissenschaftliche Fragen ohne Schwerpunkt auf dem Energiesystem gehören in Klimawandel; themenfremde politische Fragen in das jeweils zuständige Fachbuch.

Qualität: Mechanismen, Zeitraum, Bezugsgröße, Systemgrenze, Vergleichsszenario, Datenquellen, Unsicherheiten und mögliche Interessenkonflikte offenlegen sowie starke Gegenargumente berücksichtigen.

Erweiterungsauftrag: Das passende Kapitel bestimmen, das gesamte Buch auf Überschneidungen prüfen und neue Preisfragen, Systemanalysen oder Quellenkarten nach dem jeweiligen Kapitelstandard belegt ergänzen.

- [Kosten und Wirtschaftlichkeit](#)
 - [Ist es billiger, die Energiewende fortzusetzen, als sie aufzuhalten?](#)
- [Strompreise](#)
 - [Bestimmt das teuerste Kraftwerk den Strompreis?](#)
 - [Senken erneuerbare Stromquellen den Strompreis?](#)
- [Studien und Quellen](#)
 - [Wo liegt der wirtschaftliche Sweet Spot aus Erneuerbaren und Batteriespeichern?](#)

Kosten und Wirtschaftlichkeit

[POLIDOCs-KAPITEL v1]

Zweck: Kosten, Einsparungen und volkswirtschaftliche Wirkungen verschiedener Energie- und Transformationspfade vergleichbar machen.

Eintragungseinheit: Eine Seite prüft eine Kostenbehauptung oder analysiert eine klar abgegrenzte Studie beziehungsweise Szenariorechnung.

Aufnahmekriterien: Direkter Bezug zum Energiesystem oder seiner Transformation und eine nachvollziehbare quantitative oder methodische Grundlage.

Pflichtinhalt: Perspektive des Kostenträgers, Zeitraum, Systemgrenze, Preisbasis, Vergleichsszenario, zentrale Annahmen, Ergebnis, Unsicherheiten und Quellen.

Abgrenzung: Kurzfristige Preisbildung gehört in Strompreise; Beiträge mit Schwerpunkt auf der Erschließung einer Quelle in Studien und Quellen.

Erweiterungsauftrag: Offene Kostenfragen und neue belastbare Studien identifizieren, mit vorhandenen Annahmen abgleichen und als vergleichbare Einzelseiten ergänzen.

Ist es billiger, die Energiewende fortzusetzen, als sie aufzuhalten?

Kurzantwort

Als politische Kurzform ist die These plausibel, als allgemeingültige Rechenwahrheit ist sie zu stark. „Aufhalten“ kann einen langsameren Ausbau, das Verfehlen der Klimaziele oder sogar den Rückbau bereits geschaffener Infrastruktur bedeuten. Jede Variante hat andere Kosten. Belastbar ist: Die Transformation verlangt hohe zusätzliche Investitionen; ein Abbruch vermeidet aber nicht alle ohnehin anstehenden Ersatzinvestitionen und erhöht je nach Szenario Brennstoffimporte, CO₂-Kosten, Klimaschäden und spätere Umrüstkosten.

KfW-Schätzung zu Investitionen für Klimaneutralität bis 2045

Eigene Darstellung nach KfW Research/Prognos (2021). Preis- und Modellstand der Studie; Gesamtinvestitionen sind keine jährlichen Staatsausgaben. Rund 3,1 Billionen Euro wären demnach ohnehin fällige Investitionen, die klimaverträglich ausgerichtet werden müssten.

Vier verschiedene Kostenfragen

In Debatten werden oft Größen miteinander verglichen, die etwas Unterschiedliches messen:

1. **Gesamtinvestitionen:** Was wird bis 2045 insgesamt für Fahrzeuge, Gebäude, Industrie, Energieanlagen und Infrastruktur ausgegeben?
2. **Klimaschutzbedingte Mehrinvestitionen:** Welcher Anteil liegt über den Investitionen, die auch ohne Klimaneutralität für Ersatz und Modernisierung angefallen wären?
3. **Jährliche Systemkosten:** Welche Kapital-, Betriebs-, Brennstoff-, Netz- und Speicherkosten entstehen in einem bestimmten Energieszenario?
4. **Vermiedene Folgekosten:** Welche Ausgaben und Schäden durch fossile Brennstoffimporte, Luftschadstoffe, Klimawandel und spätere Anpassung entfallen?

Eine seriöse Aussage darüber, ob Fortsetzen billiger ist als Stoppen, muss auf beiden Seiten dieselben Sektoren, Jahre, Preise, Finanzierungskosten und Schadenskategorien verwenden.

Was die KfW-Studie tatsächlich sagt

Eine von KfW Research beauftragte Studie von Prognos, Nextra Consulting und NKI bezifferte 2021 die Investitionen für ein klimaneutrales Deutschland bis 2045 auf rund **5 Billionen Euro**. Davon seien rund **1,9 Billionen Euro klimabedingte Mehrinvestitionen**; etwa 3,1 Billionen Euro entfielen auf ohnehin anstehende Investitionen, die anders ausgerichtet werden müssten. Im Jahresdurchschnitt entsprach dies 191 Milliarden Euro Gesamt- und 72 Milliarden Euro Mehrinvestitionen.

Die Studie erwartete leicht positive Wachstumsimpulse und rechnete vermiedene Klimaschäden noch nicht ein. Das stützt das Argument, dass „fünf Billionen Kosten der Energiewende“ irreführend wäre. Es beweist aber nicht allein, dass jedes Fortsetzungsszenario billiger als jedes Stoppszenario ist: Die Zahlen stammen aus einem Modell mit Annahmen von 2021 und umfassen die gesamte Volkswirtschaft, nicht nur das Stromsystem.

Aktueller Modellblick auf das Stromsystem

Die von Hitachi Energy beauftragte „Systemstudie Deutschland 2026“ von Fraunhofer ISE, Fichtner und EY-Parthenon modelliert im Szenario „Prosperität“ bis 2045 einen Wind- und Solarenergieanteil an der Strombereitstellung von rund 85 bis 86 Prozent. Gleichzeitig steigen die jährlichen Stromsystemkosten in Preisen von 2024 von 93 Milliarden Euro im Jahr 2025 auf 197 Milliarden Euro im Jahr 2045. Treiber sind vor allem zusätzliche Erzeugungs-, Netz- und Speicherkapazitäten; sinkende Bestands- und Brennstoffkosten kompensieren sie nur teilweise.

Das ist ein wichtiger Gegenpunkt zu zu einfachen Billigkeitsbehauptungen: Ein erneuerbares Stromsystem ist nicht kostenlos, und niedrige Erzeugungskosten einzelner Anlagen reichen nicht als Gesamtkostenrechnung. Die Studie bildet allerdings auch einen stark wachsenden Strombedarf ab, weil Verkehr, Wärme und Industrie elektrifiziert werden. Ein höherer absoluter Aufwand versorgt dann mehr Anwendungen, die heute fossile Energieträger nutzen. Absolute Stromsystemkosten und volkswirtschaftliche Mehrkosten sind daher wiederum nicht dasselbe.

Die stärkste Gegenposition: fehlende Kostentransparenz

Der Bundesrechnungshof kritisierte 2024, dass die Bundesregierung die Systemkosten der Energiewende nicht vollständig und ausgewogen darstelle. Er verwies auf Investitionsbedarfe von mehr als **460 Milliarden Euro für Stromnetze bis 2045** sowie erwartete Kosten des Netzingpassmanagements von **6,5 Milliarden Euro pro Jahr**. Niedrige Stromgestehungskosten von Wind und Solar allein gewährleisteten keine preisgünstige Stromversorgung.

Diese Kritik widerlegt die Energiewende nicht; sie verlangt eine vollständigere Rechnung. Gerade für einen fairen Vergleich mit einem Stoppszenario müssten allerdings auch dort neue konventionelle Kraftwerke, Netzerhalt, Brennstoffe, CO₂-Zertifikate, Import- und Preisrisiken sowie das Verfehlen gesetzlicher Klimaziele eingerechnet werden.

Vermiedene Klimaschäden sind real, aber kein Haushaltsposten

Das Umweltbundesamt beziffert im 2026 aktualisierten Handbuch Umweltkosten die globalen Schäden der jährlichen deutschen Treibhausgasemissionen auf mehr als **640 Milliarden Euro**. Solche Schadenskostensätze machen Gesundheits-, Ernte-, Material- und Ökosystemschäden vergleichbar. Sie sind jedoch keine sofort verfügbare Einsparung im Bundeshaushalt: Höhe und zeitliche Verteilung hängen stark von Bewertungsmethode, Diskontierung und dem Umgang mit Schäden künftiger Generationen ab.

Klimaschäden einfach wegzulassen unterschätzt die Kosten fossiler Pfade; den gesamten Schadenswert als sichere kurzfristige Rendite der Energiewende auszugeben wäre ebenso falsch.

Wann „Aufhalten“ besonders teuer werden kann

- **Fehlinvestitionen und Doppelumbau:** Bereits gebaute Netze, Anlagen, Fabriken und Lieferketten verlieren bei abrupten Richtungswechseln Wert; späteres Nachholen kann teurer werden.

- **Fossile Preis- und Importrisiken:** Ein größerer Brennstoffbedarf macht laufende Kosten empfindlicher gegenüber Weltmarktpreisen und geopolitischen Krisen.
- **CO₂- und Rechtskosten:** Bei fortbestehenden Klimazielen müssen zusätzliche Emissionen später schneller und oft teurer reduziert oder kompensiert werden.
- **Verpasste Lern- und Skaleneffekte:** Verzögerte Märkte können heimische Produktion, Fachkräfte und Infrastruktur ausbremsen.

Wann eine schlecht umgesetzte Fortsetzung unnötig teuer wird

- Ausbau von Erzeugung, Netzen, Speichern und flexibler Nachfrage ist zeitlich und räumlich schlecht koordiniert.
- Förderregeln belohnen Produktion auch dann, wenn Strom keinen ausreichenden lokalen oder zeitlichen Wert hat.
- Genehmigungen, Wettbewerb und Standardisierung funktionieren zu langsam.
- Verteilungsfragen werden ignoriert und Kosten in intransparenten Zuschüssen versteckt.
- Technologiepfade werden politisch fixiert, obwohl günstigere, gleich wirksame Alternativen verfügbar sind.

Belastbares Fazit

„Deutschland muss in jedem Fall in Fahrzeuge, Gebäude, Industrieanlagen und Energieinfrastruktur investieren. Klimaneutralität macht einen Teil dieser Investitionen teurer, senkt langfristig aber fossile Betriebskosten und vermeidet Klima- und Umweltschäden. Ob „Durchziehen billiger als Aufhalten“ ist, hängt vom genau definierten Gegenpfad und von der Qualität der Umsetzung ab.“

Die beste verteidigbare These lautet deshalb nicht „Die Energiewende spart unter allen Umständen Geld“, sondern:

„Ein geordneter, kostenbewusster Umbau ist voraussichtlich günstiger als ein Stop-and-go-Kurs, der bestehende Investitionen entwertet, fossile Abhängigkeiten verlängert und Klimaschutz später unter größerem Zeitdruck nachholen muss. Dafür müssen sämtliche Systemkosten transparent ausgewiesen werden.“

Quellen

- [KfW Research: Klimaneutralität bis Mitte des Jahrhunderts erfordert Investitionen von 5 Billionen Euro](#), Pressemitteilung und Studienzusammenfassung, 07.10.2021, abgerufen am 10.08.2026.
- [KfW/Prognos et al.: Beitrag von Green Finance zum Erreichen von Klimaneutralität in Deutschland](#), 2021, abgerufen am 10.08.2026.
- [Fraunhofer ISE, Fichtner und EY-Parthenon: Systemstudie Deutschland 2026](#), Revision vom 08.07.2026; Auftraggeber Hitachi Energy, abgerufen am 10.08.2026.
- [Bundesrechnungshof: Bericht zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung](#), Bericht nach § 99 BHO, 2024, abgerufen am 10.08.2026.
- [Umweltbundesamt: Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen](#), zuletzt aktualisiert am 06.07.2026, abgerufen am 10.08.2026.

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?

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.

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.

Studien und Quellen

[POLIDOCs-KAPITEL v1]

Zweck: Zentrale Datensätze, Studien und Fachquellen zu Energiefragen so erschließen, dass andere Beiträge sie belastbar nutzen können.

Eintragseinheit: Eine Seite dokumentiert eine Quelle oder eine eng zusammengehörige Quellengruppe samt Aussagekraft.

Aufnahmekriterien: Belastbare Primärdaten, offizielle Berichte, peer-reviewte Forschung oder methodisch relevante Analysen mit Bezug zu einer Wissenslücke im Energiebuch.

Pflichtinhalt: Vollzitat, Herausgeber, Datum, Link, Methodik, zentrale Ergebnisse, Grenzen, Verwendungszweck und mögliche Interessenkonflikte.

Abgrenzung: Eigenständige Debattenantworten ohne Schwerpunkt auf Quellenkritik gehören in Strompreise oder Kosten und Wirtschaftlichkeit.

Erweiterungsauftrag: Für bestehende Wissenslücken geeignete Quellen suchen, das gesamte Buch auf Dubletten prüfen und je Quelle eine nachvollziehbare Quellenkarte ergänzen.

Wo liegt der wirtschaftliche Sweet Spot aus Erneuerbaren und Batteriespeichern?

Kurzantwort

Es gibt keine dauerhaft optimale feste Quote „x Prozent Erneuerbare plus y Gigawattstunden Batterien“. Der wirtschaftliche Sweet Spot ist der Punkt, an dem der zusätzliche Nutzen der nächsten Einheit Wind, Solar, Speicher, Netz oder flexibler Nachfrage gerade noch ihre zusätzlichen Systemkosten deckt. Er verschiebt sich mit Technikpreisen, Wetterjahren, Stromverbrauch, Netzausbau, europäischem Handel, Wasserstoffpreisen und den verfügbaren Reservekraftwerken.

Flexibilitätsoptionen nach benötigter Dauer

Eigene qualitative Darstellung. Die Übergänge sind fließend; technische Eignung bedeutet nicht automatisch Wirtschaftlichkeit an jedem Standort.

Warum Erneuerbare und Batteriespeicher gut zusammenpassen

Wind- und Solaranlagen erzeugen ohne laufende Brennstoff- und CO₂-Kosten, aber wetterabhängig. Batterien können Überschüsse aufnehmen und zeitversetzt abgeben. Dadurch können sie

- Solarstrom vom Mittag in den Abend verschieben,
- kurzfristige Prognosefehler ausgleichen,
- Regelenenergie und andere Netzdienstleistungen bereitstellen,
- Abregelung reduzieren und Preisspitzen glätten,
- bestehende Netzanschlüsse besser ausnutzen.

Der erste Batteriespeicher an einem geeigneten Engpass oder Solarstandort kann deshalb sehr wertvoll sein. Mit jeder weiteren Einheit nimmt der zusätzliche Nutzen häufig ab: Sind die günstigen Überschussstunden bereits genutzt, wartet ein weiterer Speicher länger auf profitable Preisunterschiede. Genau dieser abnehmende Grenznutzen erzeugt einen ökonomischen Sweet Spot – aber keinen universellen Zahlenwert.

Leistung und Energie nicht verwechseln

Speicher werden mit zwei Größen beschrieben:

- **Leistung in GW:** Wie viel Strom kann gleichzeitig aufgenommen oder abgegeben werden?
- **Energieinhalt in GWh:** Wie lange kann diese Leistung gehalten werden?

Ein Speicher mit 1 GW Leistung und 2 GWh Kapazität kann zwei Stunden mit voller Leistung liefern. Für eine kurze Abendspitze kann das wertvoll sein; eine mehrtägige Dunkelflaute lässt sich damit nicht überbrücken. Aussagen wie „Deutschland braucht 100 GW Speicher“ sind ohne Speicherdauer daher unvollständig.

Was aktuelle Systemmodelle zeigen

Die „Systemstudie Deutschland 2026“ von Fraunhofer ISE, Fichtner und EY-Parthenon modelliert im Szenario „Prosperität“ für 2045 einen Anteil von rund **85 bis 86 Prozent Wind- und Solarenergie an der Strombereitstellung**. Speicher sind darin ein zentraler Teil der Flexibilität, aber nicht die einzige Lösung.

Für eine modellierte wind- und sonnenarme Phase in der Nacht vom 5. auf den 6. Januar beschreibt die Studie eine etwa **17-stündige** Lücke. Batterien werden zunächst entladen; zusätzlich sind begrenzte Importe und steuerbare Back-up-Kraftwerke notwendig. Für längere Dunkelflauten hält die Studie kurzfristige Instrumente wie Regelenenergie, Lastverschiebung und Batterieentladung

allein ausdrücklich nicht für ausreichend.

Das Modell nimmt außerdem an, dass ab 2026 ein Anteil von 20 Prozent der Elektrofahrzeuge bidirektional laden kann. Dadurch stehen bereits bezahlte Fahrzeugbatterien zeitweise dem Stromsystem zur Verfügung und verringern den Bedarf an ausschließlich für das Netz gebauten stationären Speichern. Diese Annahme ist keine Prognose: Ob sie eintritt, hängt von Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur, Vergütung, Garantien und Nutzerverhalten ab.

Der Sweet Spot ist ein Portfolio

Sekunden bis Minuten

Batterien reagieren sehr schnell und eignen sich gut für Frequenzhaltung, Regelernergie und das Glätten abrupter Änderungen. Hier zählt vor allem Leistung; große Energiemengen sind oft nicht erforderlich.

Stunden bis etwa ein Tag

Für den Solar-Mittag-Abend-Ausgleich konkurrieren Batterien mit flexiblen Wärmepumpen, Elektroautos, Industrieprozessen, Pumpspeichern und grenzüberschreitendem Handel. Kurzdauerspeicher sind besonders attraktiv, wenn sie mehrere Erlösquellen kombinieren können.

Mehrere Tage

Bei einer Dunkelflaute wächst der Energiebedarf so stark, dass ausschließlich dafür gebaute Kurzzeitbatterien schnell teuer werden. Netze, Importe, flexible Nachfrage und selten laufende steuerbare Kraftwerke können wirtschaftlicher sein. Deren langfristiger Brennstoff muss mit den Klimazielen vereinbar sein.

Wochen und Jahreszeiten

Saisonale Verschiebung verlangt andere Optionen: Wärme- und Wasserstoffspeicher, speicherbare erneuerbare Brennstoffe, Wasserkraft, europäische Ausgleichseffekte oder bewusst vorgehaltene gesicherte Leistung. Batterien können Teil des Systems bleiben, lösen das saisonale Problem aber nicht allein.

Wie ein belastbarer Optimierungsvergleich aussieht

Für jede zusätzliche Option werden über viele Wetterjahre mindestens folgende Wirkungen verglichen:

Zusätzlicher Nutzen

- vermiedene Brennstoff- und CO₂-Kosten,
- vermiedene Abregelung,
- vermiedener oder verzögerter Netzausbau,
- vermiedene Spitzen- und Reservekapazität,
- zusätzliche Versorgungssicherheit und Netzdienstleistungen.

Zusätzliche Kosten

- annualisierte Investition und Finanzierung,
- Wirkungsgradverluste,
- Betrieb, Alterung und Ersatz,
- Netzanschluss und Flächen,
- Rohstoff-, Lieferketten- und Recyclingrisiken.

Der ökonomische Ausbaupunkt ist erreicht, wenn der erwartete zusätzliche Systemnutzen einer weiteren Einheit nicht mehr höher ist als ihre zusätzlichen Kosten. Ein reiner Vergleich von Stromgestehungskosten reicht dafür ebenso wenig wie ein einzelnes historisches Preisjahr.

Faktoren, die den optimalen Speicherbedarf senken

- ein ausgewogener Mix aus Wind an Land, Wind auf See und Photovoltaik,
- stärkere Netze innerhalb Deutschlands und zu Nachbarländern,
- zeitvariable Stromtarife und flexible Industrie,
- intelligentes Laden und Vehicle-to-Grid,
- Wärme- und Kältespeicher,
- räumlich sinnvolle Ansiedlung neuer Verbraucher,
- steuerbare klimaneutrale oder emissionsarme Reserve für seltene lange Engpässe.

Diese Optionen sind keine Gegner der Batterie. Sie verhindern, dass teure Batteriekapazität für Aufgaben gebaut wird, die eine andere Technik günstiger erfüllt.

Risiken zu großer oder zu kleiner Speicherflotten

Zu wenig Speicher und Flexibilität	Zu viel gleichartiger Speicher
mehr Abregelung und negative Preise	sinkende Preisspreizung und Erlöse
stärkere kurzfristige Preisspitzen	geringe Auslastung vieler Anlagen
mehr Starts fossiler Kraftwerke	unnötige Kapital- und Rohstoffbindung
schlechtere Nutzung von Solar- und Windspitzen	Speicher löst saisonale Lücken trotzdem nicht

Einordnung der IEA

Die Internationale Energieagentur bezeichnet Batteriespeicher als die am schnellsten wachsende saubere Energietechnologie im Stromsektor und betont ihre zentrale Rolle für eine sichere Energiewende. Zugleich betrachtet sie Batterien als Teil eines größeren Systems aus Erzeugung, Netzen, Nachfrageflexibilität, Lieferketten und Recycling. Auch daraus folgt kein fester deutscher Zielwert, sondern die Notwendigkeit einer regelmäßig aktualisierten Systemplanung.

Fazit für die Debatte

“ Der wirtschaftliche Sweet Spot ist kein einzelnes Mischungsverhältnis. Kurzzeitbatterien ergänzen Wind und Solar besonders gut im Bereich von Sekunden bis Stunden. Mit zunehmender Speichermenge sinkt ihr zusätzlicher Nutzen; für mehrtägige und saisonale Lücken werden Netze, flexible Nachfrage, europäischer Handel und steuerbare klimaverträgliche Leistung benötigt.

Eine robuste Strategie baut Wind, Solar, Netze, digitale Steuerung, flexible Verbraucher und Speicher gemeinsam aus und überprüft den jeweils nächsten Ausbau anhand seines Grenznutzens. „Nur Erneuerbare plus möglichst viele Batterien“ ist ebenso wenig kostenoptimal wie „Speicher sind überflüssig“.

Quellen

- [Fraunhofer ISE, Fichtner und EY-Parthenon: Systemstudie Deutschland 2026](#), Revision vom 08.07.2026; Auftraggeber Hitachi Energy, insbesondere Kapitel 4.3, 4.4 und 5, abgerufen am 10.08.2026.
- [Fraunhofer ISE: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Bundesländer im Transformationsprozess](#), Beschreibung des REMod-Systemansatzes und der Szenarien, abgerufen am 10.08.2026.
- [Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland](#), vom Bundeswirtschaftsministerium beauftragter Szenario- und Datenspeicher, abgerufen am 10.08.2026.
- [International Energy Agency: Batteries and Secure Energy Transitions](#), 25.04.2024, abgerufen am 10.08.2026.
- [Europäische Kommission: Electricity market design](#), Abschnitte zu Energiespeichern, flexibler Nachfrage und Marktkopplung, abgerufen am 10.08.2026.