



GP+S Expert View

**ENERGIEWENDE ALS
SYSTEMFRAGE**



**TRANSFORMATIONSKOSTEN UND MARKTDESIGN
STATT TECHNISCHER EINZELDEBATTEN**

SUMMARY

Die zentrale Bewertungsfrage der deutschen Energiewende hat sich verlagert. Im Mittelpunkt steht weniger die technische Machbarkeit eines Stromsystems mit hohem Anteil erneuerbarer Energien als die Frage, ob Netze, Speicher, flexible Lasten, gesicherte Leistung und Marktdesign schnell genug zusammenkommen und welche Systemkosten dabei entstehen und wie diese Kosten verteilt werden. Dafür braucht es eine analytisch saubere Trennung zwischen unvermeidbaren Umbaukosten eines neuen Systemdesigns, Nachholkosten aus verzögerten Infrastruktur- und Kapazitätsentscheidungen sowie vermeidbaren Kosten aus Markt- und Regulierungsineffizienzen. Diese Unterscheidung macht sichtbar, welche Belastungen strukturell hinzunehmen sind, welche durch schnellere Umsetzung sinken können und wo besseres institutionelles Design vermeidbare Zusatzkosten reduziert.

Der Übergang zeigt sich auch am Großhandelsmarkt: Die Zahl der Stunden mit sehr niedrigen oder negativen Day-Ahead-Preisen nimmt zu, während zugleich Knappheitsspitzen auftreten. Das ist kein Widerspruch und auch nicht per se ein Zeichen von Marktversagen. Es verweist vielmehr auf ein Stromsystem, in dem zeitliche, räumliche und kapazitative Knappheiten stärker sichtbar werden. Batteriespeicher, Netze, steuerbare Kraftwerke und flexible Lasten erfüllen dabei unterschiedliche, teilweise überlappende Funktionen. Sie sind keine vollständigen Substitute, sondern in vielen Anwendungen komplementäre Bausteine. Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz hängen deshalb weniger an der isolierten Skalierung einzelner Technologien als an ihrem funktionalen Zusammenspiel.

Für Politik und Regulierung bedeutet das: Marktdesign, Infrastrukturausbau, Flexibilitätsintegration und Kapazitätsrahmen müssen stärker zusammen gedacht werden. Isolierte Einzelinstrumente reichen dafür nicht aus, wenn komplementäre Systembausteine gleichzeitig Investitionssicherheit, operative Koordination und passende Preissignale benötigen. Für Unternehmen werden Stromkosten und Flexibilität damit stärker zu strategischen Größen. Das gilt jedoch je nach Verbrauchsprofil, Standort und Steuerungsfähigkeit in unterschiedlichem Ausmaß.

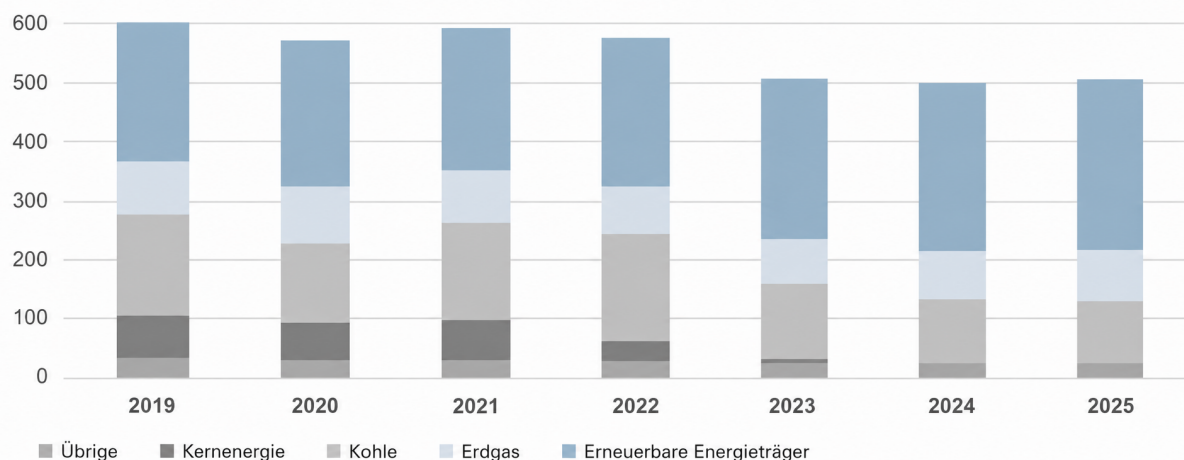
Dieser Beitrag basiert auf dem Diskussions- und Datenstand vom August/September 2026. Marktdesign, Kapazitätsrahmen und Flexibilitätsregulierung sind derzeit Gegenstand laufender gesetzgeberischer Verfahren; einzelne hier skizzierte Überlegungen werden politisch bereits aufgegriffen oder inzwischen weitergeführt. Die Einordnung bleibt insofern eine Momentaufnahme in einem beweglichen regulatorischen Umfeld.

VOM KOSTENSTREIT ZUR SYSTEMFRAGE

Die öffentliche Debatte über die Energiewende wird häufig entlang zugespitzter Gegensätze geführt: Erneuerbare oder Versorgungssicherheit, Klimaschutz oder Wettbewerbsfähigkeit, günstige Erzeugung oder steigende Systemkosten. Ähnlich verkürzt ist die Gegenüberstellung von Batteriespeichern und steuerbaren Kraftwerken. Sie suggeriert, dass unterschiedliche Flexibilitäts- und Absicherungsoptionen dieselbe Systemfunktion erfüllen. Tatsächlich übernehmen sie jedoch unterschiedliche Aufgaben und können sich nur in bestimmten Anwendungen ersetzen. Dieser Beitrag setzt dem eine Systemperspektive entgegen: Der Fokus sollte nicht auf der isolierten Bewertung einzelner Technologien liegen, sondern auf der Frage, ob Infrastruktur, Flexibilität, gesicherte Leistung und Marktdesign so zusammenwirken, dass der Übergang zu einem erneuerbaren Stromsystem kosteneffizient gelingt.

1. Ein Stromsystem im Strukturbruch

Deutschland hat seine Stromerzeugungsstruktur in wenigen Jahren grundlegend verändert. Für 2025 weist Destatis eine Bruttostromerzeugung von 507,5 TWh aus. Davon entfielen 292,2 TWh auf erneuerbare Energieträger, entsprechend 57,6 Prozent. In der engeren Abgrenzung der inländisch erzeugten und ins Netz eingespeisten Strommenge lag der Anteil erneuerbarer Energien 2025 bei 58,6 Prozent. Gleichzeitig ist die Kernenergie mit dem Ausstieg im April 2023 mittlerweile vollständig aus der Erzeugungsstruktur ausgeschieden, Kohle liegt deutlich unter dem Niveau von 2019, während Erdgas zuletzt wieder an Bedeutung gewonnen hat.¹ Diese Verschiebung zeigt, dass die Energiewende nicht mehr nur den Ausbau einzelner Erzeugungskapazitäten betrifft, sondern zunehmend die Logik des gesamten Stromsystems verändert.



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Destatis, Bruttostromerzeugung in Deutschland (März 2026).

¹Statistisches Bundesamt (Destatis), „Bruttostromerzeugung in Deutschland“, März 2026, <https://www.destatis.de/DE/Themen/BranchenUnternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html>; Statistisches Bundesamt (Destatis), „Stromerzeugung aus Photovoltaik und Erdgas erreicht im Jahr 2025 neue Höchststände“, Pressemitteilung Nr. 073 vom 06.03.2026, https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2026/03/PD26_073_43312.html

Im fossil geprägten System lagen die zentralen Knappheitspunkte vor allem bei Brennstoffkosten, Kraftwerksverfügbarkeit und Importabhängigkeit. In einem Stromsystem mit hohem Anteil wetterabhängiger Erzeugung verschieben sich die Engpässe: Wichtiger wird, ob Strom zum richtigen Zeitpunkt, am richtigen Ort und mit ausreichender gesicherter Leistung verfügbar ist.

Der Strukturbruch zeigt sich auch am Großhandelsmarkt. 2025 wurden in Deutschland 573 Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen registriert, nach 457 Stunden im Jahr 2024. Gleichzeitig lag der durchschnittliche Day-Ahead-Großhandelspreis 2025 mit 89,32 Euro/MWh deutlich unter dem Krisenjahr 2022, aber wieder über dem Wert von 2024.² Ein Widerspruch ist das nicht. Viele Stunden mit sehr niedrigen oder negativen Preisen schließen Knappheitsspitzen nicht aus, die vor allem in Phasen geringer Wind- und Solarstromerzeugung auftreten. Solche Knappheitspreise sind nicht per se ein Fehler des Marktdesigns. Entscheidend ist vielmehr, ob sie effiziente Investitions- und Flexibilitätssignale setzen oder vor allem Lücken bei Netz, Flexibilität und gesicherter Leistung sichtbar machen.

Der Mechanismus dahinter ist die Merit Order. Wind- und Photovoltaikanlagen mit sehr niedrigen variablen Kosten verdrängen bei hoher Einspeisung teurere Kraftwerke aus dem Markt und drücken den Börsenpreis. In Extremsituationen entstehen negative Preise. In wind- und sonnenarmen Stunden müssen dagegen häufig steuerbare Kraftwerke, insbesondere Gaskraftwerke, die Residuallast decken. Dann setzen sie als Grenzkraftwerk den Preis. Mit wachsendem EE-Anteil werden solche Stunden zwar seltener, sie können aber preislich stärker ins Gewicht fallen.

Installierte erneuerbare Leistung und durchschnittliche Strompreise sagen darüber wenig aus. Die eigentliche Frage ist, wie das System die wachsende Volatilität verarbeitet, über Netze, Speicher, flexible Lasten, steuerbare Kraftwerke, digitale Steuerung und passende Marktregeln.

2. Transformationskosten und Systemeffizienz

In der Energiewende-Debatte wird der Begriff „Systemkosten“ häufig sehr breit verwendet. Dadurch verschwimmen Kostenarten, die analytisch unterschiedlich zu bewerten sind. Für eine belastbare Einordnung sollten drei Kategorien getrennt werden: notwendige Umbaukosten eines erneuerbaren Stromsystems, Nachholkosten aus verzögerten Infrastruktur- und Kapazitätsentscheidungen sowie vermeidbare Kosten aus Markt- und Regulierungsineffizienzen. Die Kategorien ersetzen keine Kostenrechnung und unterstellen auch keinen eindeutig optimalen Transformationspfad. Sie helfen aber, strukturell notwendige Investitionen, Kosten aus unzureichend synchronisierten Ausbausritten und institutionell vermeidbare Zusatzkosten voneinander zu trennen und damit Ursachen, Verantwortlichkeiten und Handlungsoptionen klarer zuzuordnen.

Die Unterscheidung ist mehr als begriffliche Ordnung. Aus den drei Kostenarten folgen unterschiedliche politische und unternehmerische Antworten. Notwendige Umbaukosten müssen effizient organisiert, aber grundsätzlich akzeptiert werden. Nachholkosten lassen sich durch schnellere Planung, Genehmigung und Umsetzung reduzieren. Designineffizienzen sind kein technischer Zwang, sondern Ergebnis institutioneller Ausgestaltung und damit veränderbar.

² Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2025“, 05.01.2026, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2026/20260105_Smard.html; Bundesnetzagentur/SMARD, „Jahresauswertungen 2020 bis 2025“, <https://www.smard.de>

€	UMBAUKOSTEN	NACHHOLKOSTEN	DESIGNINEFFIZIENZEN
CHARAKTER	Entstehen zwingend beim Aufbau eines erneuerbaren Stromsystems unabhängig von Planungs- und Umsetzungsqualität	Mehrkosten, weil Netze, gesicherte Leistung, Digitalisierung und Prozesse nicht im gleichen Tempo wie Erzeugung und Verbrauch angepasst werden	Kosten aus unvollständigen Anreizstrukturen, institutioneller Komplexität und fehlender Synchronisierung
BEISPIELE	Netzausbau, Reservehaltung, Flexibilitätsinfrastruktur, Systemdienstleistungen, Digitalisierung	Redispatch-Kosten aus verzögertem Leitungsausbau, fehlende steuerbare Kapazitäten, schleppender Rollout intelligenter Messsysteme (IMSys)	Fehlende räumliche Preissignale, unzureichende Flexibilitätsmarktintegration, regulatorische Parallelität
KONSEQUENZ	Effizient begrenzen, aber grundsätzlich akzeptieren und in Standort- und Industriepolitik einpreisen	Durch bessere Synchronisierung, Priorisierung und Umsetzung begrenzen	Unmittelbares Handlungsfeld, kein technischer Zwang, sondern institutionelle Gestaltungsaufgabe

Quelle: Eigene Darstellung

Notwendige Umbaukosten entstehen, weil ein Stromsystem mit hohem Anteil wetterabhängiger Einspeisung andere Infrastruktur benötigt als ein fossil geprägtes System. Es braucht mehr Transportkapazität, mehr Mess- und Steuerungstechnik, mehr Flexibilitätsoptionen und mehr Absicherung für Phasen geringer erneuerbarer Erzeugung. Das bedeutet allerdings nicht zwangsläufig, alle bestehenden Instrumente aufzustocken: Der Bedarf an klassischer Regelleistung etwa ist seit Beginn der Energiewende eher rückläufig. Netzausbau, Digitalisierung, Reservehaltung und Flexibilitätsinfrastruktur gehören zum neuen Systemdesign und sind keine nachgelagerten Ergänzungen. Der Kostentreiber ist deshalb weniger die einzelne Erzeugungstechnologie als der Aufbau eines Stromsystems mit anderer physikalischer, räumlicher und zeitlicher Logik.

Wie groß dieser Block ist, zeigt der Netzinvestitionsbedarf. Der Netzentwicklungsplan 2037/2045 veranschlagt für das Übertragungsnetz je nach Szenario rund 365 bis 392 Mrd. Euro bis 2045. Schätzungen, die zusätzlich die Verteilnetze einbeziehen, kommen auf eine Größenordnung von rund 650 Mrd.³ Euro. Das sind kumulierte Investitionen über zwei Jahrzehnte, die über Netzentgelte refinanziert werden, keine jährliche Belastung. Sie zeigen nicht den exakten Preis der Energiewende, markieren aber die Größenordnung des strukturellen Investitionsbedarfs. Einzuordnen sind diese zudem im Vergleich zur Alternative: Auch Erhalt und Reinvestition eines fossil geprägten Systems hätten erhebliche Mittel gebunden. Ein Teil dieser Investitionen wäre also ohnehin angefallen und ist nicht allein der Energiewende zuzurechnen.

³ Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, Amprion, TenneT Germany und TransnetBW), „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), 2. Entwurf“, veröffentlicht am 16.03.2026, <https://www.netzentwicklungsplan.de/en/node/58076>; sowie Tom Bauermann, Patrick Kaczmarczyk, Tom Krebs, „Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe“, IMK Study 97, Dezember 2024, <https://www.boeckler.de/de/pressemitteilungen-2675-studie-berechnet-investitionsbedarf-in-deutsche-stromnetze-65371.htm>

Ein Teil der aktuellen Mehrkosten lässt sich als Nachholkosten beschreiben. Gemeint sind Kosten, die entstehen, wenn Netze, gesicherte Leistung, Digitalisierung und operative Prozesse nicht ausreichend mit erneuerbarer Erzeugung, neuen Verbrauchsanwendungen und Flexibilitätsbedarfen Schritt halten. Damit ist keine Abweichung von einem perfekten Masterplan gemeint, sondern eine mangelnde Synchronisierung im Systemumbau. Nachholkosten entstehen dort, wo daraus zusätzliche Eingriffe, Reservebedarfe, Anschlussengpässe oder ungenutzte Flexibilität resultieren. Die von der Bundesregierung eingesetzte unabhängige Expertenkommission „Energie der Zukunft“ verweist in ihrem Monitoringbericht 2025 auf den langsam verlaufenden Netz- und Infrastrukturausbau sowie den schleppenden Zubau steuerbarer Kapazitäten als zentrale Belastungsfaktoren.

Besonders sichtbar wird diese Lücke im Netzengpassmanagement: Wenn Erzeugungskapazitäten schneller wachsen als die Transport- und Steuerungsfähigkeit des Netzes, muss Strom aus erneuerbaren Anlagen in Engpasssituationen abgeregelt und die Nachfrage an anderer Stelle durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden.

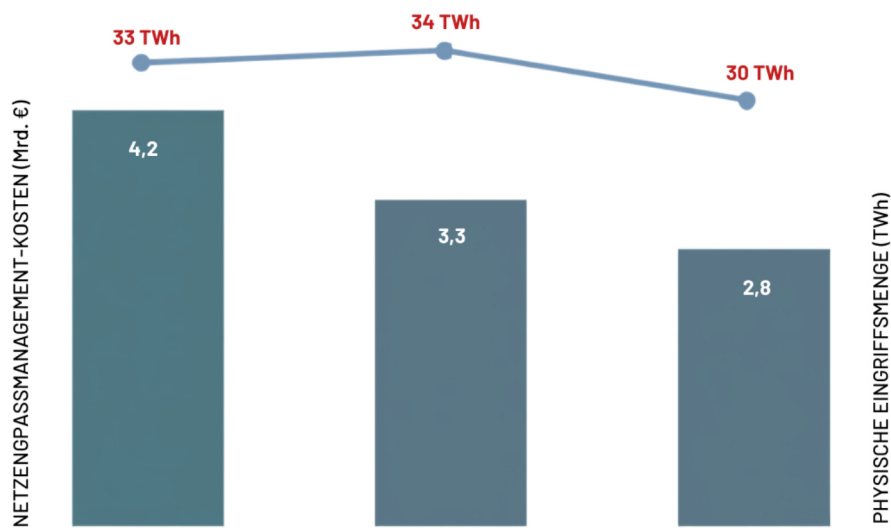
Die Kosten des Netzengpassmanagements müssen allerdings differenziert gelesen werden. Nach dem Höchstwert von rund 4,2 Mrd. Euro im Jahr 2022 sanken sie zunächst auf rund 3,3 Mrd. Euro 2023 und knapp 3,0 Mrd. Euro 2024, bevor sie 2025 wieder leicht auf vorläufig rund 3,1 Mrd. Euro stiegen. Davon entfielen rund 1,2 Mrd. Euro auf Redispatch mit konventionellen Anlagen und rund 0,4 Mrd. Euro auf den finanziellen Ausgleich abgeregelter Erneuerbarer, der Rest verteilt sich auf Netzreserve und Countertrading. Für die strukturelle Netzsituation sollte deshalb neben der Kostenhöhe auch das physische Eingriffsvolumen betrachtet werden: Dieses lag 2022 bei rund 33 TWh, stieg 2023 auf rund 34 TWh und lag 2024 wie 2025 bei rund 30,3 TWh.⁴ Der Kostenhöhepunkt 2022 war damit nicht nur Folge zusätzlicher physischer Eingriffe, sondern zu einem erheblichen Teil ein Preiseffekt: Da Redispatch-Vergütungen marktpreisbasiert berechnet werden, erhöhten die stark gestiegenen Gas- und Kohlepreise die Auszahlungen.

Redispatch- und Abregelungsmengen sind allerdings nicht schon für sich genommen ein eindeutiger Ineffizienzbeleg. Ein gewisses Maß an Abregelung kann Teil einer kosteneffizienten Netzplanung sein, weil ein Netz, das jede seltene Einspeisespitze vollständig aufnehmen kann, volkswirtschaftlich überdimensioniert wäre. Aussagekräftig wird der Befund erst im Verhältnis von Umfang, Kosten und räumlicher Konzentration zu Netzausbaukosten, Gesamtsystemkosten und betroffenen Marktakteuren. Problematisch sind Redispatch und Abregelung vor allem dort, wo Eingriffe dauerhaft regional konzentriert auftreten, Netzan Anschlüsse blockieren oder Flexibilität mangels Daten, Steuerbarkeit oder Anreizen nicht genutzt wird.

Vor diesem Hintergrund spricht weniger die bloße Existenz von Redispatch und Abregelung für einen strukturellen Engpass, sondern deren dauerhaftes und regional konzentriertes Auftreten. 2025 lagen rund 65 Prozent der den EE-Abregelungen zugrunde liegenden Netzengpässe im Übertragungsnetz, nach 74 Prozent im Vorjahr. Der weiterhin überwiegende Anteil der Übertragungsnetzengpässe spricht dafür, den verzögerten Leitungsausbau als wesentlichen Treiber der Nachholkosten einzuordnen. Zugleich zeigt der Anstieg des Anteils der Verteilnetzengpässe von 26 auf 35 Prozent, dass zunehmend auch der Ausbau und die bessere Steuerung der Verteilnetze in den Blick genommen werden müssen.⁵

⁴ und ⁵ Bundesnetzagentur/SMARD, „Netzengpassmanagement im Q4 und Gesamtjahr 2025: Maßnahmenvolumen im Gesamtjahr stabil“, 30.03.2026, <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/219906/massnahmenvolumen-im-gesamtjahr-stabil>.

Wenn Netzentgelte stärker an Kostenverursachung, Kapazitätsinanspruchnahme und netzdienlichem Verhalten ausgerichtet werden, wandelt sich ihre Funktion: Aus einem Instrument zur Refinanzierung bestehender Netze wird so ein Instrument der Systemkoordination. Der Hebel liegt hier bei klareren Anreizen und besserer Abstimmung zwischen Markt, Netz und Investitionsrahmen, nicht bei zusätzlicher Technik. Anders als Umbau- und Nachholkosten lassen sich Designineffizienzen nicht direkt beziffern, weil sie messen, was ein besseres Marktdesign einsparen würde, und sich nur aus Modellrechnungen ergeben. Für die Einordnung genügt deshalb zunächst die Richtung: Die Umbaukosten dominieren die Investitionsvolumina, die Nachholkosten sind über das Engpassmanagement sichtbar und Designineffizienzen bilden den am schnellsten beeinflussbaren Block.



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur/SMARD

Dass Nachholkosten und Designineffizienzen fortbestehen, liegt auch an der Investitionslogik der beteiligten Akteure. Netzausbau, steuerbare Kapazitäten, Speicher und Flexibilitätsinfrastruktur entfalten ihren Wert nicht isoliert, sondern im Zusammenspiel. Wer früh investiert, schafft Vorleistungen, von denen auch andere profitieren können, ohne sich an den Kosten oder Risiken zu beteiligen. Das gilt etwa für vorgezogenen Netzausbau, der spätere Erzeugungs- und Speicherprojekte erleichtert, oder für industrielle Lastflexibilität, die Systemkosten senken kann, ohne dass der Nutzen vollständig beim investierenden Unternehmen anfällt. Das kann zu verzögerten oder unkoordinierten Investitionsentscheidungen führen.

Ökonomisch ist das ein Koordinationsproblem: Die relevanten Investitionen sind komplementär und ihre Nutzen fallen häufig nicht vollständig beim jeweils investierenden Akteur an. Deshalb reicht es nicht, einzelne Technologien zu fördern. Marktdesign und Kapazitätsrahmen müssen Erwartungen, Investitionssignale und operative Schnittstellen so ausrichten, dass Investitionen in Netze, Flexibilität, Speicher und gesicherte Leistung besser zusammenpassen. So fügen sich getrennte Einzelmaßnahmen zu einem konsistenten Übergangspfad mit geringeren vermeidbaren Zusatzkosten zusammen.

3. Versorgungssicherheit durch unterschiedliche Systembausteine

Die Kostenfrage führt damit unmittelbar zur operativen Frage der Versorgungssicherheit in einem stärker wetterabhängigen Stromsystem. Die öffentliche Debatte führt diese Diskussion häufig als Technologievergleich: Batteriespeicher oder steuerbare Kraftwerke, nachfrageseitige Flexibilität oder neue Kraftwerkskapazitäten. Entscheidend ist jedoch, welche Engpässe abgesichert werden müssen und welche Bausteine dafür jeweils geeignet sind.

Diese Zuordnung ist zugleich eine Kostenfrage. Wo Bausteine fehlen oder unkoordiniert nebeneinanderstehen, entstehen genau die Nachholkosten und Designineffizienzen aus Kapitel 2: abgeregelter Strom mangels Netz, Reservevorhaltung mangels gesicherter Leistung, ungenutzte Lastflexibilität mangels Marktzugang.

Ein Stromsystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien muss mehrere Engpässe gleichzeitig beherrschen: kurzfristige Schwankungen im Minuten- und Stundenbereich, räumliche Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch, längere Knappheitsphasen bei geringer Wind- und Solarstromerzeugung sowie lokale Netzengpässe. Batteriespeicher, Netze, steuerbare Kraftwerke und steuerbare Lasten erfüllen dabei unterschiedliche Funktionen. Sie wirken überwiegend komplementär, können sich in einzelnen Anwendungen aber überlappen oder gegenseitig verdrängen. In der Regel ersetzen sie einander daher nicht vollständig, sondern ergänzen sich in unterschiedlichen Systemfunktionen.⁶

SYSTEMBAUSTEIN / SYSTEMFUNKTION	Kurzfristige Flexibilität	Räumlicher Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch	Absicherung längerer Knappheitsphasen	Lokale Netz- und Engpassentlastung
 BATTERIE-SPEICHER	●●●	○○○	●○○	●●●
 NETZINFRA-STRUKTUR	●●○	●●●	○○○	●●●
 STEUERBARE KRAFTWERKE	●●○	●○○	●●●	●○○
 STEUERBARE LASTEN	●●●	●●○	●○○	●●○
Ausprägung ●●● hoch ●● mittel ● begrenzt ○ gering	Bedeutung ●●● erfüllt die Funktion direkt, technisch gut geeignet und systemisch relevant ●● kann beitragen, ist aber nicht der primäre Hebel ● kann in bestimmten Fällen helfen, stößt aber strukturell oder technisch schnell an Grenzen ○ erfüllt die Funktion kaum oder nur indirekt			

Quelle: Eigene Darstellung

⁶Hinzu kommen Europäische Marktkopplung und Interkonnektoren, die ebenfalls zur ausreichenden Verfügbarkeit von Leistung und Energie im System beitragen, indem sie Erzeugung und Last über Grenzen ausgleichen. Sie werden hier nicht vertieft, weil der Fokus auf den inländischen Systembausteinen und den damit verbundenen Kosten- und Marktdesignfragen liegt. Gleiches gilt für Langzeitspeicher jenseits der H₂-Option, deren Systembeitrag derzeit noch begrenzt ist.

Die Bewertung in Abbildung 3 beschreibt typische Systembeiträge im inländischen Stromsystem. In konkreten Netzsituationen können einzelne Bausteine anders wirken: Speicher und steuerbare Kraftwerke sind standortgebunden, steuerbare Lasten hängen vom jeweiligen Prozess ab, und Netzinfrastruktur ermöglicht Flexibilität, stellt sie aber nicht selbst bereit.

Batteriespeicher leisten vor allem kurzfristige Flexibilität. Sie können Strommengen zeitlich verschieben, Preisspitzen dämpfen, Systemdienstleistungen erbringen und lokale Netzsituationen entlasten. Ob sie tatsächlich system- oder netzdienlich wirken, hängt jedoch von Betriebsweise, Preissignalen und Netzanschlussregeln ab. Ihre Stärke liegt in hoher Reaktionsgeschwindigkeit und kurzer Aktivierungsdauer. Damit eignen sie sich besonders für Märkte, in denen schnelle Anpassungen von Erzeugung oder Verbrauch vergütet werden, etwa im Regelenenergiemarkt sowie im Day-Ahead- und Intraday-Handel. Dort beschaffen Übertragungsnetzbetreiber Kapazitäten, die kurzfristig zur Stabilisierung der Netzfrequenz eingesetzt werden können.

Die Marktdynamik bei Batteriespeichern ist hoch, ihre heutige Dimensionierung zeigt aber zugleich die Grenze ihrer aktuellen Systemfunktion. Die Bundesnetzagentur weist für Mitte Oktober 2025 deutschlandweit rund 2,4 GW Großbatteriespeicherleistung mit rund 3,2 GWh nutzbarer Kapazität aus; geplant waren weitere 5,0 GW und 10,4 GWh. Ende 2024 lagen allein bei den Übertragungsnetzbetreibern Anschlussanfragen über rund 226 GW vor.⁷ Diese Werte erfassen nur Großbatteriespeicher, keine in privaten Haushalten installierte Speicherkapazität, und sollten nicht als belastbares Kapazitätssignal gelesen werden. Die Anschlussanfragen zeigen Investitionserwartungen und ungelöste Netzanschlussfragen, keine genehmigungsfähige Systemkapazität.

Steuerbare Kraftwerke decken einen anderen Teil des Problems ab. Sie sichern Leistung in längeren Knappheitsphasen, insbesondere wenn Wind- und Solarstrom über viele Stunden oder mehrere Tage nicht ausreichend verfügbar sind. Genau hier setzt der Kapazitätsmechanismus des Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetzes an, der Langzeitkapazitäten adressiert, die über mindestens zehn aufeinanderfolgende Stunden ihre Leistung bereitstellen können. Gaskraftwerke stehen damit nicht in einem einfachen Entweder-oder-Verhältnis zu Batteriespeichern. Sie adressieren längere Knappheitsphasen, in denen kurzfristige Speicher nicht ausreichen.

Eine Auswertung der offiziellen Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur ergibt für Ende 2025 rund 29,4 GW in Betrieb befindliche Erdgas-Kraftwerksleistung. Parallel verzeichnet der Szenariorahmen Gas/Wasserstoff 2025 neue Gaskraftwerksanfragen mit einer Gasanbindungskapazität von insgesamt rund 46 GW.⁸ Die Pipeline zeigt vor allem, dass Marktakteure mit künftigen Erlös- und Absicherungsmechanismen rechnen und steuerbare Kapazität als relevantes Feld ansehen. Sie ist jedoch nicht mit realisierbarer Kraftwerksleistung oder einem belastbaren Kapazitätsbedarf gleichzusetzen. Ob daraus tatsächlich Kraftwerksprojekte werden, entscheidet sich vor allem an der Refinanzierung. Kraftwerke, die systemisch für seltene Knappheitsphasen benötigt werden, lassen sich im Energy-Only-Markt nur schwer finanzieren, wenn ihre Einsatzstunden sinken und ihre Erlöse stark von wenigen Preisspitzen abhängen.

⁷ Bundesnetzagentur, „Stromspeicher“, Stand 15.10.2025, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Speicher/start.html>; Bundesnetzagentur/SMARD, „Status quo der Batteriespeicheranfragen 2024“, <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/218412/status-quo-der-batteriespeicheranfragen-2024>.

⁸ Bundesnetzagentur, „Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur“, Datenstand 03.11.2025, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>; Bundesnetzagentur, „Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff; Genehmigung Szenariorahmen Gas/Wasserstoff 2025-2037/2045, Anlage 3: Gaskraftwerksliste“, 30.04.2025, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Gas/start.html>

Die regulatorische Aufgabe besteht darin, kurzfristige Flexibilität, gesicherte Leistung und Dekarbonisierungspfad zusammenzuführen. Steuerbare Kraftwerke können Versorgungssicherheit in längeren Knappheitsphasen bereitstellen. Damit sie nicht zu fossilen Lock-ins führen, muss ihr Investitionsrahmen mit klaren Anforderungen an Umrüstbarkeit, Emissionspfade und langfristige Klimakompatibilität verbunden werden. H₂-Readiness bleibt sonst ein Etikett. Belastbar wird sie erst, wenn technische Umrüstbarkeit, Infrastrukturanschluss, Brennstoffverfügbarkeit und zeitliche Umstellungspflichten konkret definiert werden.

Noch nicht systematisch erschlossen ist die nachfrageseitige Flexibilität. Dazu zählen industrielle Großverbraucher, die Produktionsprozesse in Niedrigpreisstunden verlagern, Wärmepumpen mit thermischen Speichern, Elektrofahrzeuge mit gesteuertem oder bidirektionalem Laden sowie perspektivisch kleinere flexible Verbraucher in aggregierten Portfolios. Systemisch wirksam wird diese Flexibilität jedoch erst, wenn sie steuerbar, messbar und vermarktbare ist. Steuerbare Lasten können dann kurzfristige Engpässe entlasten, negative Preisereignisse besser nutzen und den Bedarf an zusätzlicher Erzeugungs- oder Speicherkapazität reduzieren.

Der Vorteil liegt in der Nutzung bestehender Verbrauchsprozesse: Lasten werden zeitlich verschoben, statt zwingend neue Erzeugungs- oder Speicherkapazität aufzubauen. Sie ersetzen weder Batteriespeicher noch steuerbare Kraftwerke. Sie können aber Lastspitzen reduzieren und Verbrauch in Stunden mit hoher erneuerbarer Einspeisung verlagern. In einem Stromsystem mit 573 Stunden negativer Day-Ahead-Preise und zugleich relevanten Knappheitsspitzen ist diese Funktion wirtschaftlich und systemisch bedeutsam.

Bislang bleibt dieses Potenzial jedoch strukturell untererschlossen. Der Engpass liegt weniger in der technischen Machbarkeit als in den operativen, regulatorischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen: dynamische Preissignale, geeignete Bilanzierungsprozesse, digitale Mess- und Steuerungstechnik, aggregationsfähige Vermarktungsmodelle und standardisierte Schnittstellen zwischen Verbrauchern, Lieferanten, Direktvermarktern und Netzbetreibern. Hinzu kommt, dass Informations-, Bewertungs- und Umsetzungskosten für viele Akteure im heutigen Rahmen höher sein können als der erwartete Nutzen. Ohne intelligente Messsysteme (iMSys), steuerbare Prozesse und tragfähige Erlösmodelle bleibt Lastflexibilität weitgehend theoretisch. Mit ihnen kann sie zu einem eigenständigen Flexibilitätsprodukt werden.

Die Frage der Lastflexibilität verweist zugleich auf einen allgemeineren Punkt: Aktuelle Netzzuverlässigkeit und langfristige Versorgungssicherheit sind nicht dasselbe. Die aktuelle Netzzuverlässigkeit ist in Deutschland weiterhin hoch. Für 2024 meldete die Bundesnetzagentur eine durchschnittliche Stromunterbrechungsdauer je angeschlossenem Letztverbraucher von 11,7 Minuten. 2023 lag dieser sogenannte SAIDI-Wert noch bei 12,8 Minuten.⁹ Der Wert ist ein wichtiger Indikator für die aktuelle Netzzuverlässigkeit, beantwortet aber nicht die Frage, wie langfristige Versorgungssicherheit in einem Stromsystem mit hohem Anteil wetterabhängiger Erzeugung gewährleistet wird. Dafür muss präziser unterschieden werden, welche Bausteine kurzfristige Flexibilität, räumliche Integration, lokale Entlastung und gesicherte Leistung bereitstellen.

⁹ Bundesnetzagentur, „Versorgungsunterbrechungen Strom in 2024 gegenüber Vorjahr gesunken“, 09.10.2025, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20251009_Saidi_Strom.html

Kein einzelner Baustein trägt die Versorgungssicherheit für sich. Sie ergibt sich aus dem Zusammenwirken von Netzen, Speichern, steuerbaren Lasten und gesicherter Leistung, im Betrieb wie im regulatorischen Rahmen. Ob dieses Zusammenwirken gelingt, entscheidet sich weniger an der Technik als an der Koordination. Komplementäre Bausteine entfalten ihren Wert erst, wenn Marktregeln, Netzanschluss und Investitionssignale sie aufeinander ausrichten. Das ist genau die Logik, die in Kapitel 2 die Designineffizienzen erklärt.

4. Preise, Kosten und Wettbewerbsfähigkeit

Die beschriebenen Systemengpässe schlagen sich in Strompreisen und Kostenbelastungen nieder. Fehlen Netze, entstehen Redispatch- und Engpassmanagementkosten, die in die Netzentgelte einfließen. Wird steuerbare Kapazität nicht investitionssicher bereitgestellt, steigen die Kosten für Reserve- und Absicherungsinstrumente. Bleibt Flexibilität unzureichend in Markt- und Netzprozesse integriert, entstehen vermeidbare Systemintegrationskosten. Strompreise spiegeln damit nicht allein die Erzeugungskosten, sondern auch die Lücken im Systemdesign.

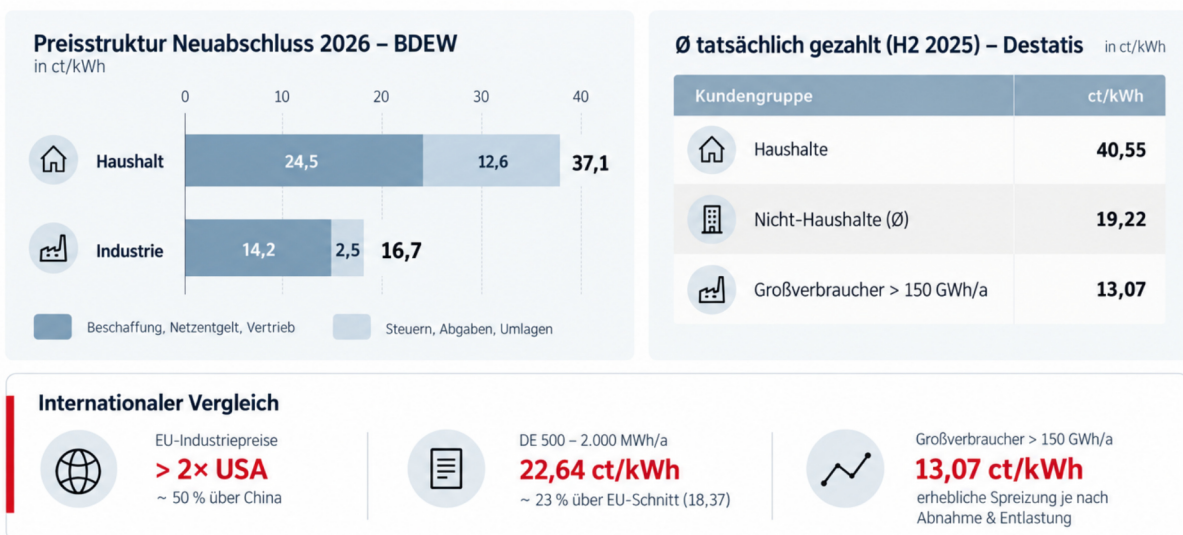
Für die Wettbewerbsdebatte muss zunächst klar sein, welche Preisgröße gemeint ist. Haushaltsstrompreise, Großhandelspreise, Neuvertragsangebote, Bestandskundentarife und effektive Industriepreise beschreiben unterschiedliche Realitäten. Wer sie vermischt, kommt schnell zu falschen Aussagen über die tatsächliche Belastung einzelner Verbrauchergruppen.

Im Haushaltssegment weist die BDEW-Strompreisanalyse für 2026 einen durchschnittlichen Preis für neue und angebotene Tarife von 37,0 ct/kWh aus. Die amtliche Destatis-Erhebung zeigt zugleich, dass der tatsächlich gezahlte durchschnittliche Haushaltsstrompreis im zweiten Halbjahr 2025 bei 40,55 ct/kWh lag. Die Differenz erklärt sich unter anderem durch Bestandsverträge, Grundversorgung und verzögerte Tarifweitergaben. Für Verbraucherinnen und Verbraucher ist der Haushaltsstrompreis die unmittelbar sichtbare Größe und daher auch im politischen Diskurs oft präsent. Für die industrielle Standortfrage ist er jedoch nur begrenzt aussagekräftig.¹⁰

Für Unternehmen zählt die effektive Stromkostenposition. Sie hängt von Verbrauchsmenge, Lastprofil, Standort, Beschaffungsstrategie, Netzentgelten, Entlastungstatbeständen und der zeitlichen Passung von Verbrauch und Erzeugung ab. Entsprechend weit gehen die ausgewiesenen Preisniveaus auseinander. Nach der BDEW-Strompreisanalyse lag der Preis für Industrie-Neuabschlüsse in der betrachteten Abnahmebandbreite 2026 bei 16,7 ct/kWh. Die Destatis-Erhebung weist für Nicht-Haushalte im zweiten Halbjahr 2025 einen durchschnittlichen Strompreis von 19,22 ct/kWh aus. Für Großverbraucher mit mehr als 150.000 MWh Jahresverbrauch lag er dagegen bei 13,07 ct/kWh, etwa auf dem Niveau der zweiten Jahreshälfte 2021.¹¹

¹⁰ und ¹¹ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), „BDEW-Strompreisanalyse April 2026“, April 2026, https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Strompreisanalyse_042026.pdf; Statistisches Bundesamt (Destatis), „Strompreise für Haushalte im 2. Halbjahr 2025 um 1,6 % gestiegen“, Pressemitteilung Nr. 111 vom 31.03.2026, https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2026/03/PD26_111_61243.html

Es gibt also nicht den einen Industriestrompreis. Mittelständische Nicht-Haushaltskunden, energieintensive Großverbraucher, Unternehmen mit langfristiger Beschaffung sowie flexible und weniger flexible Verbraucher stehen vor unterschiedlichen Kostenpositionen. Auch die Zusammensetzung der Preise variiert: Beim Industriepreis 2026 entfallen laut BDEW 14,2 ct/kWh auf Beschaffung, Netzentgelt und Vertrieb sowie 2,5 ct/kWh auf staatlich induzierte Bestandteile, während bei Haushalten Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte den Endpreis deutlich stärker prägen.¹² Für Unternehmen kommt es darauf an, welche Kostenbestandteile beeinflussbar sind und welche aus Standort, Regulierung und Abnahmeprofil folgen. Gerade bei stromintensiven Unternehmen können zudem Entlastungstatbestände, Netzentgeltregelungen und individuell verhandelte Konditionen die effektive Belastung erheblich verändern.



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BDEW Strompreisanalyse April 2026, Destatis Strompreise für Haushalte 2.HJ 2025, IEA Electricity 2026 und Eurostat Energy in Europe 2026.

Im internationalen Vergleich bleibt die Stromkostenposition energieintensiver Industrie angespannt, wobei solche Vergleiche Standortindikatoren beschreiben und keine einzelbetriebliche Kostenposition. Die Internationale Energieagentur weist für 2025 aus, dass Strompreise für energieintensive Industrien in der EU weiterhin mehr als doppelt so hoch lagen wie in den USA und rund 50 Prozent höher als in China. Innerhalb Europas liegt Deutschland nicht nur über dem Durchschnitt, sondern für bestimmte Kundengruppen am oberen Rand: Für mittelgroße Nicht-Haushaltskunden mit 500 bis 2.000 MWh Jahresverbrauch weist Eurostat im zweiten Halbjahr 2025 einen Wert von 22,64 ct/kWh aus, rund 23 Prozent über dem EU-Durchschnitt von 18,37 ct/kWh. Bei großen industriellen Abnehmern fällt die Einordnung anders aus, wie der genannte Destatis-Wert von 13,07 ct/kWh für die oberste Verbrauchsklasse zeigt.¹³

¹² Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), „BDEW-Strompreisanalyse April 2026“, April 2026, https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Strompreisanalyse_042026.pdf

¹³ International Energy Agency (IEA), „Electricity 2026“, Kapitel „Prices“, 2026, <https://www.iea.org/reports/electricity-2026/prices>; Eurostat, „Energy in Europe – 2026 edition“, Kapitel „Electricity and gas prices“, 2026, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/interactive-publications/energy-2026>.

Der Grund liegt in der Erhebungslogik. Eurostat, Destatis und BDEW erfassen unterschiedliche Kundengruppen, Vertragsstände und Abnahmeprofile: Eurostat bildet stärker das breite Nicht-Haushaltssegment ab, BDEW-Neuabschlüsse zeigen aktuelle Vertragsangebote, Destatis differenziert zusätzlich nach Verbrauchsgrößen. Für großindustrielle Standortentscheidungen geben deshalb vor allem die verhandelten Konditionen großer Abnehmer den Ausschlag, ihre Netzentgeltposition, das Entlastungsregime, die Beschaffungsstrategie und die Flexibilitätspotenziale. Gerade hier kann die Kostenposition erheblich vom Durchschnittswert abweichen.

Die zugespitzte These, Deutschland habe pauschal die höchsten Strompreise in der EU und werde durch die Energiewende deindustrialisiert, greift damit zu kurz, weil sie unterschiedliche Preisgrößen und Kostenarten vermischt. Ebenso verkürzt wäre es allerdings, die Stromkostenfrage zu relativieren: Für energieintensive Unternehmen bleibt Strom ein wesentlicher Standortfaktor, und für bestimmte Kundengruppen ist die Kostenposition im europäischen Vergleich tatsächlich angespannt. Weiter führt deshalb nicht die pauschale Frage, ob die Energiewende Strom teuer macht, sondern die Trennung, welcher Teil der Kosten strukturell unvermeidbar ist, welcher aus verzögerter Infrastruktur entsteht und welcher durch besseres Markt- und Regulierungsdesign sinken kann.

Überträgt man die Kategorisierung aus Kapitel 2 auf industrielle Stromkosten, wird die Frage konkret. Ein Teil der Belastung gehört zu den strukturellen Umbaukosten eines erneuerbaren Stromsystems, denn Netzausbau, Systemdienstleistungen, Reservehaltung und die Absicherung gesicherter Leistung müssen finanziert werden. Ein zweiter Teil sind Nachholkosten aus verzögertem Netzausbau und unzureichender Systemanpassung, sichtbar etwa in Redispatch- und Engpassmanagementkosten. Hinzu kommen Designineffizienzen: unvollständige Flexibilitätsmärkte, regulatorische Parallelität, fehlende zeitliche und räumliche Preissignale sowie die begrenzte Integration steuerbarer Lasten. Die deutsche Stromkostenposition lässt sich deshalb nicht allein mit europäischen Klima- und Umweltzielen erklären. Unterschiedliche Kostenentwicklungen entstehen auch aus nationalen Infrastrukturfaden, Netzentgelt- und Abgabenstrukturen, Entlastungsregimen, Umsetzungsgeschwindigkeit und Marktdesign. Über die reine Menge hinaus zählt für Unternehmen damit zunehmend, wann, wo und mit welcher Leistungsspitze Strom verbraucht wird.

Wirtschaftspolitisch ordnet das die Prioritäten neu. Strukturelle Umbaukosten müssen effizient begrenzt, aber grundsätzlich in die Standort- und Industriepolitik eingepreist werden. Nachholkosten sinken mit schnellerem Infrastruktur- und Kapazitätsaufbau. Designineffizienzen sind das unmittelbarste Handlungsfeld, weil sie keine technische Notwendigkeit darstellen, sondern aus institutioneller Ausgestaltung folgen. Für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zählt daher nicht nur die absolute Höhe des Strompreises, sondern die Fähigkeit, vermeidbare Kostenbestandteile abzubauen und beeinflussbare Positionen aktiv zu steuern.

¹³ International Energy Agency (IEA), „Electricity 2026“, Kapitel „Prices“, 2026, <https://www.iea.org/reports/electricity-2026/prices>; Eurostat, „Energy in Europe – 2026 edition“, Kapitel „Electricity and gas prices“, 2026, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/interactive-publications/energy-2026>.

5. Vier Handlungsfelder für die nächste Phase der Energiewende

Aus der Analyse folgt vor allem ein Koordinations- und Umsetzungsproblem. Die nächste Phase der Energiewende entscheidet sich daran, ob Marktregeln, Infrastrukturplanung, Kapazitätsabsicherung und Unternehmensstrategien auf dieselbe Systemlogik ausgerichtet werden.

Vier Handlungsfelder stehen dabei im Vordergrund. Erstens muss das Marktdesign zeitliche und räumliche Knappheiten präziser sichtbar machen. Zweitens müssen Netzausbau, Messwesen, Digitalisierung und netzdienliche Prozesse konsequenter parallelisiert werden. Drittens braucht gesicherte Leistung einen verlässlichen Investitionsrahmen, der Verfügbarkeit in Knappheitsphasen honoriert und zugleich mit dem Dekarbonisierungspfad kompatibel bleibt. Viertens müssen Unternehmen ihre Stromkostenposition aktiver steuern, indem sie Beschaffung, Lastprofil, Eigenerzeugung, Speicher und Flexibilität integriert betrachten.

Diese vier Handlungsfelder adressieren unterschiedliche Kostenarten und unterschiedliche Akteure. Marktdesign und Unternehmensstrategien reduzieren vor allem vermeidbare Design- und Steuerungseffizienzen. Infrastruktur und Digitalisierung senken Nachholkosten aus verzögerter Umsetzung. Ein tragfähiger Rahmen für gesicherte Leistung begrenzt Investitionsunsicherheit im Übergang zu einem erneuerbaren Stromsystem. Sie entfalten ihre Wirkung aber nur gemeinsam: Marktdesign ohne Infrastruktur bleibt abstrakt, Infrastruktur ohne Flexibilität teuer, Kapazitätsabsicherung ohne Dekarbonisierungspfad riskant, Unternehmensstrategie ohne Preissignale begrenzt wirksam. Kurzfristig bieten dabei die Design- und Steuerungseffizienzen den größten Hebel bei geringstem Mitteleinsatz, weil sie ohne zusätzliche Infrastruktur allein durch einen besseren regulatorischen Rahmen sinken.

HANDLUNGSFELD	KOSTENKATEGORIE	SCHLÜSSELINSTRUMENTE
MARKTDESIGN WEITERENTWICKELN	Designineffizienzen	• Zeitlich, netzbezogen und räumlich differenzierte Knappheitssignale • Kapazitäts- und Anschlusslogiken für knappe Netzkapazität • Systemdienliche Vergütungslogiken für Speicher und flexible Verbraucher • Zonale oder nodale Preise als weitergehende Marktdesignnotation
INFRASTRUKTUR PARALLELISIEREN	Nachfolkosten	• iMSys-Rollout beschleunigen • Semaphore-Prozesse und Datenschnittstellen stabilisieren • flexible Netzanschlussverträge einführen
INVESTITIONSRAHMEN FÜR GESICHERTE LEISTUNG SCHAFFEN	Umbaukosten	• Kapazitätsrahmen für gesicherte Leistung konkretisieren • Verfügbarkeit, flexible Nachfrage und Speicher einbeziehen • Anforderungen an H₂-Fähigkeit, Emissionsminderung, Standortwirkung und Kostenverteilung festlegen • Refinanzierung seltener systemrelevanter Einsätze ermöglichen
STROMKOSTEN STRATEGISCH STEUERN	Designineffizienzen & Nachfolkosten	• Lastflexibilität erschließen und vermarkten • PPAs strukturieren, Eigenerzeugung, Speicher und Lastmanagement integrieren • Regelle Energiemarkt für steuerbare Lasten nutzen

Quelle: Eigene Darstellung

Marktdesign weiterentwickeln

Das Marktdesign sollte zeitliche und räumliche Knappheiten stärker sichtbar machen. Die heutige Struktur des deutschen Strommarkts erzeugt ein einheitliches Preissignal für das gesamte Marktgebiet. Lokale Netzengpässe werden dadurch nur begrenzt sichtbar. Dadurch können Fehlallokationen entstehen: Speicher entstehen nicht zwingend dort, wo sie Redispatch-Kosten am stärksten reduzieren würden, industrielle Lastflexibilität wird nicht systematisch erschlossen, und Netzanschlüsse werden zum Engpass, weil lokale Netzsituationen kaum in Investitionsentscheidungen einfließen.

Konkret heißt das: Netzentgelte sollten stärker zeitlich und netzbezogen differenziert werden, knappe Anschluss- und Netzkapazitäten müssen besser in Investitionsentscheidungen sichtbar werden, und systemdienliches Verhalten sollte verlässlicher vergütet werden. Das gilt für Speicher ebenso wie für flexible Verbraucher und Erzeuger. Die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik zeigt, dass es hier nicht um technische Detailkorrekturen geht, sondern um Anreizstrukturen des künftigen Stromsystems. Solche Signale müssen nicht zwingend über eine Aufteilung der Strompreiszone erfolgen; auch Netzentgelte, Anschlussbedingungen oder netzdienliche Vergütungsmechanismen können räumliche Knappheiten abbilden. Das im Juli 2026 vom Kabinett als Gesetzentwurf beschlossene Netzanschlusspaket geht in diese Richtung: Stark ausgelastete Netzgebiete sollen als kapazitätslimitiert ausgewiesen werden können, verbunden mit abgestuften Konsequenzen für Abregelung und Anschluss. Wie stark solche Instrumente wirken, hängt allerdings von ihrer konkreten Ausgestaltung, ihrer Vereinbarkeit mit dem europäischen Entschädigungsanspruch bei netzbedingter Abregelung und den Auswirkungen auf die Investitionssicherheit der Erneuerbaren ab. Räumlich und zeitlich differenzierte Signale verändern aber auch die Verteilung zwischen Regionen, Verbrauchergruppen und Geschäftsmodellen. Umso wichtiger ist eine Ausgestaltung, die Effizienzgewinne, Standortwirkungen und Übergangsfristen gemeinsam berücksichtigt.

Ein abrupter Systemwechsel ist dafür nicht zwingend erforderlich. Auch innerhalb des bestehenden Rahmens lassen sich Knappheiten besser sichtbar machen und in ökonomische Anreize übersetzen: über dynamischere Netzentgelte, netzdienliche Anschlusskonzepte, bessere Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilität sowie Preissignale, die zeitliche Knappheit, lokale Netzrestriktionen und Systemnutzen differenzierter abbilden. Marktakteure brauchen Signale, die nicht nur Durchschnittspreise abbilden, sondern tatsächliche Engpässe: Zeit, Ort, Netzkapazität und gesicherte Verfügbarkeit. Gleichzeitig müssen diese Signale so ausgestaltet sein, dass sie Investitionsentscheidungen nicht durch zusätzliche Unsicherheit erschweren.

Infrastruktur parallelisieren

Netzausbau bleibt zentral, reicht allein aber nicht aus. Ein erneuerbares, dezentrales und stärker elektrifiziertes Stromsystem braucht physische Transportkapazität, digitale Mess- und Steuerungsfähigkeit sowie funktionierende netzdienliche Prozesse. Diese Elemente müssen zusammen geplant und umgesetzt werden. Andernfalls entstehen neue Engpässe: dynamische Tarife bleiben ohne intelligente Messsysteme begrenzt wirksam, steuerbare Verbraucher können ohne digitale Schnittstellen kaum systematisch eingebunden werden, und Redispatch-Prozesse bleiben fehleranfällig, wenn Datenflüsse zwischen Netzbetreibern, Anlagenbetreibern und Marktakteuren nicht stabil funktionieren.

Der Engpass liegt deshalb nicht allein im physischen Netzausbau. Er liegt auch in der operativen Umsetzung. Digitalisierung, Messwesen und Marktkommunikation sind dafür keine Randthemen, sondern Voraussetzung dafür, dass neue Marktmodelle und Flexibilitätsoptionen tatsächlich nutzbar werden. Das zeigt sich etwa bei Energy Sharing: Der regulatorische Rahmen ist geschaffen und Energy Sharing seit Juni 2026 im bestehenden Lieferanten- und Bilanzkreismodell grundsätzlich umsetzbar. Die breitere Skalierung bleibt jedoch anspruchsvoll, weil geeignete Dienstleistungsangebote sowie Mess-, Daten- und Abrechnungsprozesse noch nicht flächendeckend etabliert sind. Im Kleinen zeigt Energy Sharing, was generell gilt: Ein Gesetz schafft die Möglichkeit, breit nutzbar wird die Funktion erst durch operative Prozessfähigkeit.

Ein weiterer Hebel in der Übergangsphase sind kapazitätsbasierte, flexible Netzanschlussverträge. Ursprünglich aus der Branche eingebracht, greift das Netzanschlusspaket die Grundlogik auf: neue Erneuerbare-Anlagen auch bei begrenzter Netzkapazität schneller anzuschließen, wenn das Abregelungsrisiko vorab definiert und zugeordnet wird. Der Mechanismus ist allerdings umstritten, weil er den Anschluss in kapazitätslimitierten Gebieten an einen teilweisen Verzicht auf Abregelungsentschädigung knüpft und damit Risiken vom Netz auf die Anlagenbetreiber verschiebt. Ergänzend soll die Anschlussvergabe vom reinen Windhundprinzip stärker auf den Projektreifegrad umgestellt werden. Das ersetzt keinen Netzausbau, kann aber Anschlussgeschwindigkeit, Investitionsplanbarkeit und Netzrestriktionen besser austarieren. Knappe Netzkapazität würde damit über administrative Verwaltung hinaus in transparente Anschluss- und Investitionsentscheidungen überführt.

Infrastrukturpolitik ist damit mehr als Leitungsbau. Netze, Messsysteme, Datenprozesse, Anschlusslogiken und Flexibilitätmechanismen müssen nicht nur parallel entstehen, sondern in Planung, Regulierung und Umsetzung zusammenlaufen. Sonst werden einzelne Fortschritte an anderer Stelle wieder durch Engpässe begrenzt.

Investitionsrahmen für gesicherte Leistung schaffen

Gesicherte Leistung braucht einen tragfähigen Investitionsrahmen. Steuerbare Kraftwerke werden in einem Stromsystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien vor allem für seltene, aber systemkritische Knappheitsphasen benötigt. Das entspricht ökonomisch der Grundlogik des Peak-Load Pricing: Kapazitäten, die nur in wenigen Spitzenlaststunden gebraucht werden, müssen in diesen Stunden nicht nur ihre variablen Kosten, sondern auch einen Teil ihrer Fixkosten decken. Je seltener diese Einsatzstunden werden und je unsicherer die künftigen Preisspitzen sind, desto schwieriger wird eine Refinanzierung allein über den Stromverkauf.

Mit dem im Juli 2026 in Kraft getretenen Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz ist die Frage aus der Debatte in die konkrete Ausgestaltung übergegangen. Es ergänzt den Energy-Only-Markt um einen Kapazitätsmechanismus und sieht ein stufenweises Ausschreibungsverfahren für zunächst rund 11 GW steuerbarer Kapazität vor, die über 15 Jahre verfügbar gehalten werden muss; davon sind rund 9 GW als Langzeitkapazität für längere Knappheitsphasen wie Dunkelflauten vorgesehen, verteilt auf zwei Gebotstermine im Jahr 2026. Damit verschiebt sich die entscheidende Frage von der grundsätzlichen Notwendigkeit auf die Ausgestaltung: Verfügbarkeitsanforderungen, Standortsignale, die Einbindung flexibler Nachfrage und vor allem die Finanzierung und Verteilung der Kosten.

Ein Kapazitätsmechanismus sollte deshalb nicht Erzeugungskapazität als Selbstzweck vergüten, sondern verlässliche Leistung in Knappheitsphasen honorieren. Gleichzeitig muss sein Design Mitnahmeeffekte, Überdimensionierung und dauerhafte Zusatzkosten begrenzen. Maßgeblich ist, welche Verfügbarkeit, Emissionsanforderungen und Systembeiträge kontrahiert werden. Ausgeschrieben wird nicht „Gas“, sondern gesicherte Verfügbarkeit. H₂-Fähigkeit, Umrüstbarkeit und klare Emissionspfade sind die Voraussetzung dafür, dass Versorgungssicherheit nicht zu fossilen Lock-ins führt.

So lässt sich auch die Gaskraftwerksdebatte präziser führen. Neue steuerbare Kraftwerke erfüllen eine andere Systemfunktion als Speicher, Lastflexibilität oder Netzausbau: die Absicherung längerer Knappheitsphasen. Der Investitionsrahmen muss deshalb gesicherte Leistung ermöglichen, ohne kurzfristige Flexibilität zu verdrängen oder langfristige Dekarbonisierungspfade zu blockieren.

Stromkosten strategisch steuern

Für Unternehmen wird Strom stärker zur strategischen Steuerungsgröße. Klassische Beschaffungsoptimierung reicht in einem volatileren Stromsystem nur noch begrenzt aus. Wichtiger wird, wie Unternehmen Beschaffung, Lastprofil, Eigenerzeugung, Speicher, Flexibilität und Standortentscheidungen miteinander verbinden. Die Handlungsspielräume unterscheiden sich dabei deutlich nach Verbrauchsprofil, Prozessflexibilität, Standort und Anschlussleistung. Wer Stromverbrauch in Stunden mit hoher erneuerbarer Einspeisung und niedrigen Preisen verlagern kann, reduziert Beschaffungskosten. Wer steuerbare Lasten am Regellenergemarkt oder über Flexibilitätsprodukte vermarktet, kann zusätzliche Erlösmöglichkeiten erschließen. Wer Eigenerzeugung, Speicher und Lastmanagement integriert, verändert zugleich sein Netzanschluss- und Risikoprofil. Entscheidend ist dabei weniger der Zugriff auf alle Optionen als die realistische Einordnung der eigenen Steuerungsfähigkeit: Ein Unternehmen mit verschiebbaren Prozessen und eigener Anschlussleistung hat andere Hebel als ein durchlaufender Grundlastverbraucher, und die falsche Selbsteinschätzung ist teurer als der verzögerte Einstieg.

Strom wird damit für einen größeren Kreis von Unternehmen zu einem Teil von Produktionsstrategie, Investitionsplanung und Geschäftsmodell. Für energieintensive Unternehmen ist diese Perspektive nicht neu. Sie erweitert sich aber um zusätzliche Dimensionen wie Flexibilität, Eigenerzeugung, Speicherintegration und Netzanschlussstrategie. Zunehmend relevant wird sie auch für gewerbliche Verbraucher, Immobilienportfolios und Flottenbetreiber sowie für Akteure, die über Eigenerzeugung selbst zu Prosumern werden können.

Operativ heißt das: Energiekompetenz muss näher an Produktion, Einkauf, Regulierung und Unternehmensentwicklung rücken. Nicht jedes Unternehmen kann daraus im gleichen Umfang Handlungsspielräume ableiten. Aber wer diese Perspektive früh entwickelt, kann Kostenrisiken besser einordnen und zusätzliche Erlöschancen erschließen.

SCHLUSSFOLGERUNG

Die deutsche Energiewende ist in eine neue Phase eingetreten. Die Grundsatzfrage lautet nicht mehr, ob ein Stromsystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien technisch möglich ist. Die offene Frage ist, ob seine komplementären Bausteine schnell und konsistent genug zusammengeführt werden und zu welchen Systemkosten dies gelingt: erneuerbare Erzeugung, Netze, Speicher, steuerbare Lasten, gesicherte Leistung, Digitalisierung und Marktdesign.

Damit zählt vor allem die Effizienz des Übergangspfads. Ein Teil der Kosten ist unvermeidbarer Umbauaufwand, ein Teil Nachholkosten aus verzögerten Entscheidungen, ein Teil vermeidbare Markt- und Regulierungsineffizienz. Für Politik, Regulierung und Unternehmen ist diese Trennung zentral. Sie zeigt, welche Kosten strukturell hinzunehmen sind, welche durch schnellere Umsetzung sinken können und wo besseres Markt- und Regulierungsdesign vermeidbare Zusatzkosten reduziert.

Die zentrale Herausforderung liegt in der Synchronisierung. Netze, Speicher, Flexibilität und steuerbare Leistung entfalten ihren vollen Systemwert erst im Zusammenspiel. Wer früh investiert, übernimmt Risiken, von denen auch andere profitieren. Wer wartet, hofft auf Vorleistungen anderer. Wenn Investitionssignale unsicher bleiben, können Entscheidungen verzögert oder unkoordiniert ausfallen. Ohne verlässliche Investitionssignale, schnellere Infrastrukturumsetzung und klare Marktregeln bleiben Lücken bei Netzdurchleitung, Flexibilitätsnutzung und gesicherter Leistung bestehen.

Die Debatte sollte sich deshalb weniger an Scheinalternativen abarbeiten: Erneuerbare oder Versorgungssicherheit, Batteriespeicher oder Gaskraftwerke, Klimaschutz oder Wettbewerbsfähigkeit. Vorrangig ist ein Stromsystem, das unterschiedliche Knappheiten gezielt abdeckt: kurzfristige Flexibilität, räumliche Integration, lokale Engpassentlastung und gesicherte Leistung in längeren Knappheitsphasen. Dafür braucht es ein Marktdesign, das zeitliche und räumliche Knappheiten besser sichtbar macht. Hinzu kommt eine Infrastrukturpolitik, die Netze, Messwesen und Digitalisierung zusammenführt. Außerdem braucht es einen Kapazitätsrahmen, der verlässliche Leistung investierbar macht, ohne Flexibilität zu verdrängen.

Auch für Unternehmen verändert sich die Rolle von Energie. Für einen wachsenden Kreis von Unternehmen werden Stromkosten von einer weitgehend exogenen Belastung zur strategischen Steuerungsgröße für Produktion, Standort, Investitionsplanung und Geschäftsmodell. Wer die eigene Steuerungsfähigkeit kennt und Beschaffung, Lastprofil, Eigenerzeugung, Speicher und Flexibilität integriert betrachtet, kann Risiken begrenzen und neue Handlungsspielräume erschließen. Wird Energie dagegen als reiner Kostenfaktor verstanden, steigt die Abhängigkeit von den Friktionen eines noch nicht vollständig synchronisierten Stromsystems.

Die Energiewende hängt damit nicht an einer einzelnen Technologie. Ausschlaggebend ist, ob bekannte technische Optionen in ein konsistentes Markt-, Infrastruktur- und Investitionssystem übersetzt werden. Über ihren Erfolg entscheidet nicht die Technologie allein, sondern ob sie in Geschäftsmodelle, Regulierung, Organisation und Umsetzung wirksam eingebettet wird.

GP+S CONSULTING: EXPERTISE FÜR DIE ENERGIEBRANCHE

Wir bei GP+S Consulting bringen langjähriges Fachwissen in der Energiebranche mit und verstehen es, komplexe Aufgabenstellungen klar zu strukturieren. Wir übernehmen Rollen, beraten und unterstützen mit unserer Erfahrung in der Strukturierung und im Management von Großprojekten und Programmen. Das macht uns zu einem effektiven Partner für Energieversorgungsunternehmen, die sich den Herausforderungen des Marktes stellen und erfolgreich Programme managen möchten. Gestalten Sie mit uns aktiv die Zukunft, wir unterstützen Sie gerne!



MANAGEMENTBERATUNG UND FREELANCE PROVIDER FÜR WACHSTUM UND TRANSFORMATION

GP+S CONSULTING GMBH

Schaberweg 28 a
61348 Bad Homburg v. d. H.

Tel.: +49 6172 / 49556-0

info@gps-consulting.com
www.gps-consulting.com



Dr. Christian Bender
Manager



christian.bender@gps-consulting.com
Mobil: +49 151 / 634 915 55