

Das Dilemma deutscher Unternehmen mit der Energiewende

Autoren

Dr. Robert Koch

Mustafa Sahin

PROLOG

“ Energie ist weit mehr als ein Kostenfaktor. Sie ist Daseinsvorsorge. Sie ist die Grundlage unseres Wohlstands.

Seit Beginn der Industrialisierung gilt ein einfacher Zusammenhang: Wo Energie jederzeit verlässlich und in ausreichender Menge verfügbar ist, entstehen Wertschöpfung, Innovation und Wachstum. Energie ist deshalb keine gewöhnliche Ware. Sie bildet das Fundament jeder modernen Industrienation.

Noch vor 25 Jahren hätte ich mir nicht vorstellen können, dass wir in Deutschland einmal ernsthaft darüber diskutieren würden, ob sich Unternehmen künftig nach der Verfügbarkeit von Strom richten müssen – statt sich darauf verlassen zu können, dass sich das Energiesystem an den Bedürfnissen von Wirtschaft und Gesellschaft orientiert.

“ Doch genau diese Entwicklung erleben wir heute.

Die Diskussion über die „Flexibilisierung“ des Stromverbrauchs zeigt, wie grundlegend sich die Perspektive verändert hat. Unternehmen sollen ihre Produktion zunehmend an die Verfügbarkeit von Strom anpassen. Gleichzeitig führen wetterabhängige Stromerzeugung und fehlende gesicherte Leistung bereits heute zu erheblichen Preisschwankungen. Für viele Betriebe wird Energie damit nicht nur teurer, sondern vor allem immer schwieriger planbar und kalkulierbar.

Die Tragweite dieser Entwicklung wird in weiten Teilen der Wirtschaft noch unterschätzt. Dabei geht es nicht um eine technische Detailfrage der Energiepolitik, sondern um die Grundsatzfrage, auf welchem Fundament unser Wirtschaftsstandort künftig stehen soll.

Richtet sich das Energiesystem nach den Bedürfnissen von Wirtschaft und Gesellschaft – oder müssen sich Wirtschaft und Gesellschaft künftig nach der Verfügbarkeit von Energie richten?

Bemerkenswert ist auch, dass die politische Debatte über mehr Flexibilität bei Arbeitszeiten seit Jahren kontrovers geführt wird. Gleichzeitig wird als selbstverständlich vorausgesetzt, dass sich industrielle Produktionsprozesse künftig an der Verfügbarkeit von Energie orientieren sollen. Dieser Widerspruch verdient deutlich mehr Aufmerksamkeit.

Dieses Hintergrundpapier soll deshalb zur Aufklärung beitragen. Es erklärt die energiewirtschaftlichen Zusammenhänge hinter dieser Entwicklung und zeigt auf, welche Auswirkungen sie auf Unternehmen haben kann. Genau deshalb wollen wir diese Debatte aus der Fachwelt in die Unternehmenspraxis tragen.

Wir verstehen uns als Übersetzer zwischen politischen Entscheidungen und unternehmerischer Realität. Wir machen sichtbar, welche Auswirkungen politische und regulatorische Entscheidungen in der betrieblichen Praxis tatsächlich entfalten – und tragen die Erfahrungen der Unternehmen zurück in die politische Debatte. Denn nur wenn Theorie und Praxis zusammenfinden, entstehen tragfähige Lösungen.

“ Politische Entscheidungen müssen den Praxistest bestehen.

Denn am Ende entscheidet nicht die Theorie über ihren Erfolg, sondern ihre Bewährung im unternehmerischen Alltag. Wer Deutschland wieder auf einen Wachstumspfad führen will, muss deshalb zuerst die Voraussetzungen für eine sichere, bezahlbare und jederzeit verfügbare Energieversorgung schaffen. Energie ist das Lebenselixier jeder Volkswirtschaft.

Andrea Thoma-Böck · Präsidentin
IZW – Initiative Zukunft Wirtschaft Deutschland e. V.

KAPITEL 1 - EINLEITUNG

Deutschlands Energiewende schreitet voran und der Ausbaustand hat nun eine Größenordnung erreicht, die bisher gewohnte Gegebenheiten einer „langweiligen“ Stromversorgung einer Zwangsanpassung unterzieht. Knapp 60 % des im Netz verbrauchten Stroms stammt aus sogenannten „Erneuerbaren Energien“ (EE), also zuvorderst aus Windenergie, Photovoltaik, Laufwasser, Biomasse und sonstigen Quellen, die als CO₂-arm eingestuft werden. Insbesondere der Zubau von Windenergieanlagen (WEA) und PV-Anlagen lässt die installierte Leistung pro Jahr um mehr als 20 GW steigen. Das klingt beeindruckend, wo wir in Deutschland in der Spitze einen Leistungsbedarf von bis zu 80 GW haben. Allerdings ist der durchschnittliche Erntefaktor bei WEA um die 20 % und bei PV unter 10 %, so dass auf der Ertragsseite die Zuwächse entsprechend geringer ausfallen.

Der starke Zubau volatiler Energiequellen hat zur Folge, dass die Schwankungsbreite an verfügbarem Strom zunimmt. Mehr Schwankungsbreite, mehr Strompreisvariabilität.

“ Zur Strompreisvolatilität:

Nach dem aktuellen Preisfindungssystem (Merit-Order-Prinzip) ist für die Grenzkosten (Strompreis) das „letzte“ Kraftwerk maßgebend, welches kurzfristig (Spotmarkt) für die 100-%-Deckung der prognostizierten Nachfragespitzen erforderlich ist bzw. zugeschaltet werden muss. Nach diesem System kann der Anteil des „letzten“ Kraftwerks sowohl bei 0,1 % als auch bei 100 % liegen, meistens jedoch im niedrigen einstelligen Bereich. Im nächsten Schritt gelten die Grenzkosten des letzten Kraftwerks für alle Erzeugungsarten (sogenannter „Market Clearing Price“), obwohl diese unter diesen Grenzkosten angeboten haben, d. h. Anbieter waren bereit, billiger zu verkaufen. Der Terminmarkt ist stets eine Art Wette auf den zukünftigen Spotmarktpreis und damit spekulativ anfällig. Wenn Marktteilnehmer auf Gas- und Strommangel spekulieren und staatliche Eingriffe oder Notfallmaßnahmen nicht ernst genommen bzw. unzureichend betrachtet werden, können Marktpreise erheblich von den tatsächlichen Grenzkosten abweichen. Seit Langem fordern EU-Länder wie Frankreich und Spanien und seit Kurzem Österreich, das aktuelle Strommarktdesign zu modifizieren. So könnte die Preisfindung je nach Gewichtung des jeweiligen Kraftwerks erfolgen (Kapazitätsmarkt). Eine solche Entkopplung der Preisbildung kann aber angesichts der gekoppelten Strommärkte nur europäisch koordiniert werden.

Welche Auswirkungen hat das schwankende Stromangebot und die Strompreisvolatilität auf deutsche Unternehmen?

Müssen Unternehmen in Deutschland bald einen Stromeinkaufsmanager einstellen?

Im Sommerhalbjahr haben wir an windreicheren Tagen bereits eine Überversorgung. Konventionelle Kraftwerke werden, soweit es geht, zurückgefahren, aber eine völlige Abschaltung ist noch nicht möglich. Das hat hauptsächlich zwei Gründe:

- Viele Kohle- und Gaskraftwerke erzeugen neben Strom auch Wärme und Dampf, die die Industrie benötigen oder in Fernwärmenetze einspeisen, und wofür es (noch) keinen nennenswerten Ersatz gibt. Biogas- und Hackschnitzelkraftwerke, also Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, sind zwar ebenfalls im Einsatz, aber meist nicht in einem Leistungsbereich, den die Industrie benötigt.
- Die rotierenden Massen der Turbinen dienen als Momentanreserve zum Erhalt der Netzstabilität. Bei kleinen Frequenzschwankungen können diese Kraftwerke instantan Energie zuliefern oder Überschussenergie absorbieren. Diese Fähigkeit ist automatisiert, so dass kein Mensch steuernd einschreiten muss.

Die Planer der Energiewende gehen davon aus, dass mit der gesetzlich vorgeschriebenen Abschaltung der Kohlekraftwerke bis 2038 Großwärmepumpen, Batterien und Leistungselektronik die beiden o. a. wichtigen Funktionen ablösen und übernehmen können.

Ist also mehr als benötigt Strom aus PV und WEA verfügbar und alle Speichermöglichkeiten sind ausgeschöpft, muss der Übertragungs- oder der nachgelagerte Anschlussnetzbetreiber entweder einzelne Anlagen lokal stufenweise bis auf Null abregeln oder der Überschussstrom kann ins Ausland geliefert werden, sofern dort Bedarf vorliegt. Diese Stromüberschüsse nehmen jedes Jahr zu und so gab es 573 Stunden [1] im Jahr 2025,

an denen die Strompreise am Spotmarkt negative Werte annahmen. Abnehmer, teils aus dem Ausland, bekommen dann sogar Geld bezahlt, wenn sie diesen überschüssigen Strom abnehmen.

“ Zur Abregelung:

Die Abregelung wird dadurch erreicht, dass Erzeugungsanlagen jeder Art bei einer elektrischen Leistung von über 25 kW (bis Ende Februar 2025: 100 kW) verpflichtet sind, eine Fernwirksteuerung in Zusammenarbeit mit einem Erzeugungsanlagenregler (EZA-Regler) zu installieren und die (Fremd-)Steuerung seitens des Anschlussnetzbetreibers zu dulden. Parallel dazu müssen EE-Anlagen in der Direktvermarktung über eine zweite Fernwirksteuerung verfügen, die durch den Direktvermarkter (DV) meistens marktpreisdienlich gesteuert wird, wobei die Steuerungssignale des Anschlussnetzbetreibers immer Vorrang vor den DV-Steuerungssignalen haben.

Negative oder null betragende Strompreise sind für Verbraucher natürlich wunderbar. Günstiger kann man Energie nicht bekommen. Bisherige Gewissheiten wie „Die günstigste Energie ist die ersparte nicht benötigte Energie“ gelten nicht mehr, stattdessen gilt „Die teuerste Energie ist die fehlende!“. Für Anlagenbetreiber sind allerdings diese niedrigen Marktpreise ein Problem, denn sie haben in die Anlage investiert, um mit dem erzeugten Strom Geld zu verdienen.

Glücklicherweise gibt es den Staat, der das Risiko nicht auskömmlicher Preise seit über 25 Jahren mittels des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auffängt. Dank der auf 20 Jahre (plus die Monate im Inbetriebnahmehjahr) festgeschriebenen Einspeisevergütung bekommen Anlagenbetreiber älterer Anlagen (vor 2016) diese auch ausbezahlt, wenn der Marktpreis unter die Einspeisevergütung fällt. Bei Verträgen ab Januar 2016 gibt es aber Ausnahmeregelungen, so dass bei negativen Strompreisen zunächst durchgängig 6 Stunden und nachher in 4, 3 oder 2 Stunden bzw. 1 Stunde und ab Februar 2025 im Viertelstundentakt keine Kompensation (EEG-Vergütung) durch den Anschlussnetzbetreiber gezahlt wird. Mit anderen Worten, je nach dem Inbetriebnahmedatum und Anlagengröße sowie energieträgerspezifischen Marktwert von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas entfällt die Vergütung in Zeiten negativer Strompreise, in denen durchgängig ein negativer Spotmarktpreis an der Strombörse ist. In bestimmten Fällen wird die Zeit, in der die Vergütung entfallen ist, an den regulären Vergütungszeitraum angehängt (§ 51 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen EEG 2023) [2]. Es gilt jeweils die Fassung des EEG, welches im Jahr der technischen Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage gültig ist. Nachträgliche gesetzliche Anpassungen bei Bestandsanlagen erfolgen kaum!

Das drückt die rechnerische Wirtschaftlichkeit der Anlage, je nachdem, wie hoch der Eigenverbrauchsanteil (hauptsächlich bei PV) bzw. das Einspeisevolumen ist. Die Prognose künftiger negativer Phasen im Viertelstundentakt wird bei den finanzierenden Banken und Investoren mit Argusaugen beobachtet, die eine neue Anlage jeder Art von der Projektierung in die Phase der Realisierung erschwert.

Über das Jahr, hauptsächlich im Winterhalbjahr, tritt auch der umgekehrte Fall auf und die Anlagen mit Erneuerbaren Energien liefern an windarmen und trüben Tagen nur einen kleinen Bruchteil des Strombedarfs.

Eine Auswertung der stundenweisen Stromerzeugung und des stundenweisen Stromverbrauchs für das Jahr 2025 [1] zeigt die Lücken auf.

Anteil von Strom aus Sonne und Wind im Verhältnis zur Netzlast	Anzahl Stunden	Anzahl Stunden in %	Längste Phase in h	Zeitraum
< 15%	1307	14,92	34	03.12.25 0 Uhr – 04.12.25 10 Uhr
< 10%	615	7,02	21	14.02.25 13 Uhr – 15.02.25 10 Uhr
< 5%	133	1,52	17	14.02.25 15 Uhr – 15.02.25 8 Uhr

Tabelle 1: Anteil von Strom aus Wind und Sonne im Verhältnis zur Netzlast im Jahr 2025

KAPITEL 2 - LAGE UND ANALYSE

Der niedrigste Wert mit 1,19 % Anteil von Strom aus Sonne und Wind im Verhältnis zur Netzlast trat am 22.04.25 von 23–24 Uhr auf. Am 03.12.25 von 17–18 Uhr wurde die höchste Residuallast des Jahres mit 68,9 GW benötigt, also die Differenz zwischen der Netzlast und der von allen EE verfügbaren Leistung. Die Residuallast ist die maßgebliche Größe für den Bedarf an regelbarer Erzeugung, Importen oder Speicherentladung und muss von konventionellen Kraftwerken und ggf. aus importierter Leistung gedeckt werden, wobei deren Anteil durch die Kapazitätsgrenze der Grenzkuppelstellen zum Ausland auf etwa 20 GW begrenzt ist.

In Abbildung 1 ist die tageszeitabhängige Verteilung der Residuallast dargestellt. Angezeigt sind der Übersicht wegen nur niedrige Residuallasten unter 20 GW und hohe Residuallasten über 50 GW. Insbesondere in den Morgenstunden von 7–10 Uhr und in den Abendstunden von 18–21 Uhr treten hohe Residuallasten besonders oft auf. In diesen Zeiten sind die PV-Erträge gering und der Stromverbrauch hoch. Umgekehrt ist es um die Mittags-/Nachmittags-Zeit, wo meistens sehr geringe Residuallasten auftreten, weil das PV-Angebot in diesen Zeiten in der Regel hoch ist.

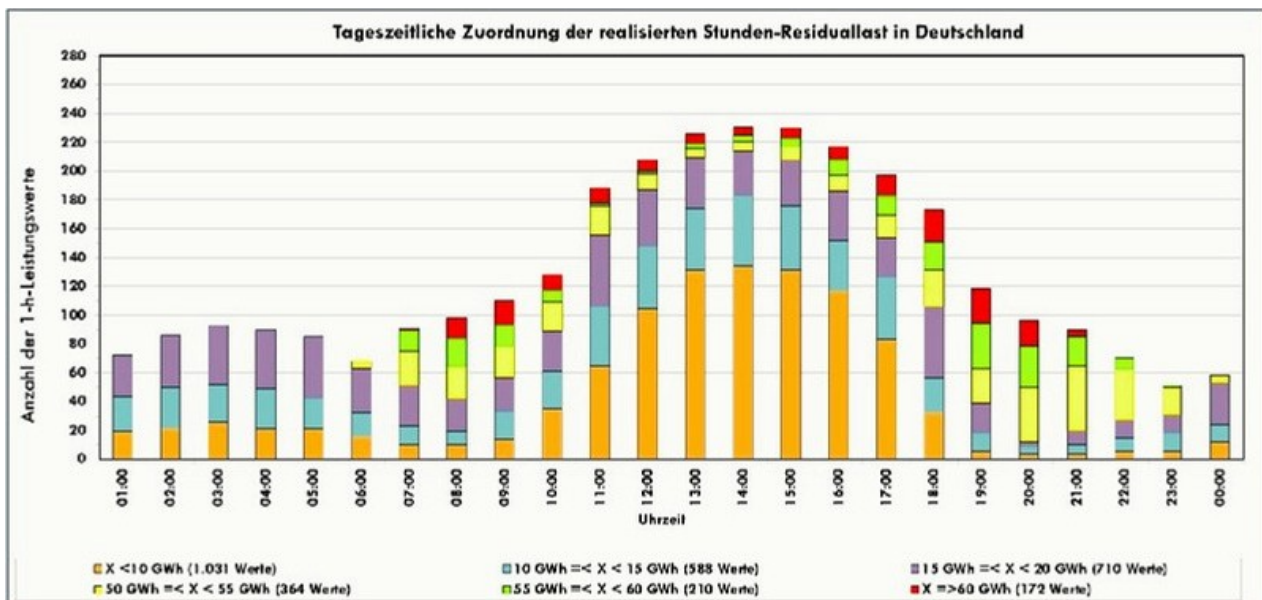


Abbildung 1: Stunden-Residuallast in Deutschland für das Jahr 2025 (ohne 31.12.) [7]. Die betrachteten Schwellenwerte sind > 50 GWh und < 20 GWh

Wird der Strom von einem hohen Teil Kohle- und Gaskraftwerken erzeugt, so steigt der Strompreis an. Deren Stromgestehungskosten sind deutlich höher als bei PV und WEA, da viele der Kohle- und Gaskraftwerke nur sporadisch laufen, aber betriebsbereit sein müssen und somit die vollen Personalkosten anfallen. Preisbestimmend sind zusätzlich verfügbare Importstrommengen. Gibt es ein ausreichendes Angebot zu günstigen Preisen, wird bevorzugt Strom importiert als eigene, meist teurere Kraftwerke hochzufahren. Daher ist der Strompreis nicht automatisch am höchsten, wenn die Residuallast besonders hoch ist, sondern erst bei Stromknappheit im eigenen Land und in vielen angrenzenden Ländern zur gleichen Zeit.

Eine Auswertung der Strom-Großhandelspreise im Jahr 2025 für Deutschland gemäß [1] zeigt folgende Auffälligkeiten:

- Der durchschnittliche Großhandelspreis (Baseload; täglich 0–24 Uhr) betrug 89,32 €/MWh bzw. 8,932 ct/kWh und lag damit etwa 13,8 % höher als im Jahr 2024 (78,51 €/MWh). Die Spitzenlast (Peakload; nur an Werktagen: Mo–Fr zwischen 8 und 20 Uhr) lag bei 92,50 €/MWh, 5,3 % höher als im KJ 2024 mit 87,85 €/MWh). Der Baseload-Preis war der vierthöchste Preis seit 2006.
- An 637 Stunden betrug der Strompreis 150 €/MWh oder mehr mit einer maximalen ununterbrochenen Dauer von 17 Stunden

- An 165 Stunden betrug der Strompreis 200 €/MWh oder mehr mit einer maximalen ununterbrochenen Dauer von 13 Stunden
- An 40 Stunden betrug der Strompreis 300 €/MWh oder mehr mit einer maximalen ununterbrochenen Dauer von 6 Stunden
- Der höchste Strompreis betrug 583,40 €/MWh bzw. 58,34 ct/kWh am 20. Januar 2025 (Montag) von 17–18 Uhr und der niedrigste Strompreis bei -250,32 €/MWh am 11.05.2025 (Sonntag) von 13–14 Uhr.

Ergänzend sind auf den Websites energy-charts.info [3] und des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme [4] folgende Daten angegeben:

- Der durchschnittliche volumengewichtete Day-Ahead Börsenstrompreis lag mit 86,55 €/MWh bzw. 8,65 Cent/kWh etwa 10,9 Prozent höher als 2024 (78,01 €/MWh).
- Der durchschnittliche volumengewichtete Intraday Viertelstundenpreis betrug 89,50 €/MWh bzw. 8,95 Cent/kWh gegenüber 81,46 €/MWh im Jahr 2024.
- An drei Tagen lag der Intraday-Viertelstundenpreis in der Nähe von 1.000 €/MWh: am 6. März 18:15 Uhr mit 1.002,19 €/MWh, am 1. Juli 21:15 Uhr mit 976,93 €/MWh und am 8. September 20:15 Uhr mit 993,77 €/MWh.
- Im kontinuierlichen Intraday-Handel (Intraday Continuous) werden die Preise im "Pay-as-bid"-Verfahren ermittelt. Dabei wird im kontinuierlichen Handel immer exakt der Preis erhoben, der bei der jeweiligen Transaktion bezuschlagt wurde. Die mögliche Preisspanne für eine Megawattstunde beträgt -9.999 Euro bis 9.999 Euro pro 15 Minutentakt. So lag am Samstag, den 31.05.2025, zwischen 16:00 und 16:15 Uhr der günstigste Preis für eine Teilmenge bei -9.998,99 €/MWh und der teuerste am Donnerstag, den 15.05.2025 zwischen 21:00 und 21:15 Uhr bei 9.999 €/MWh.

Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland 2025

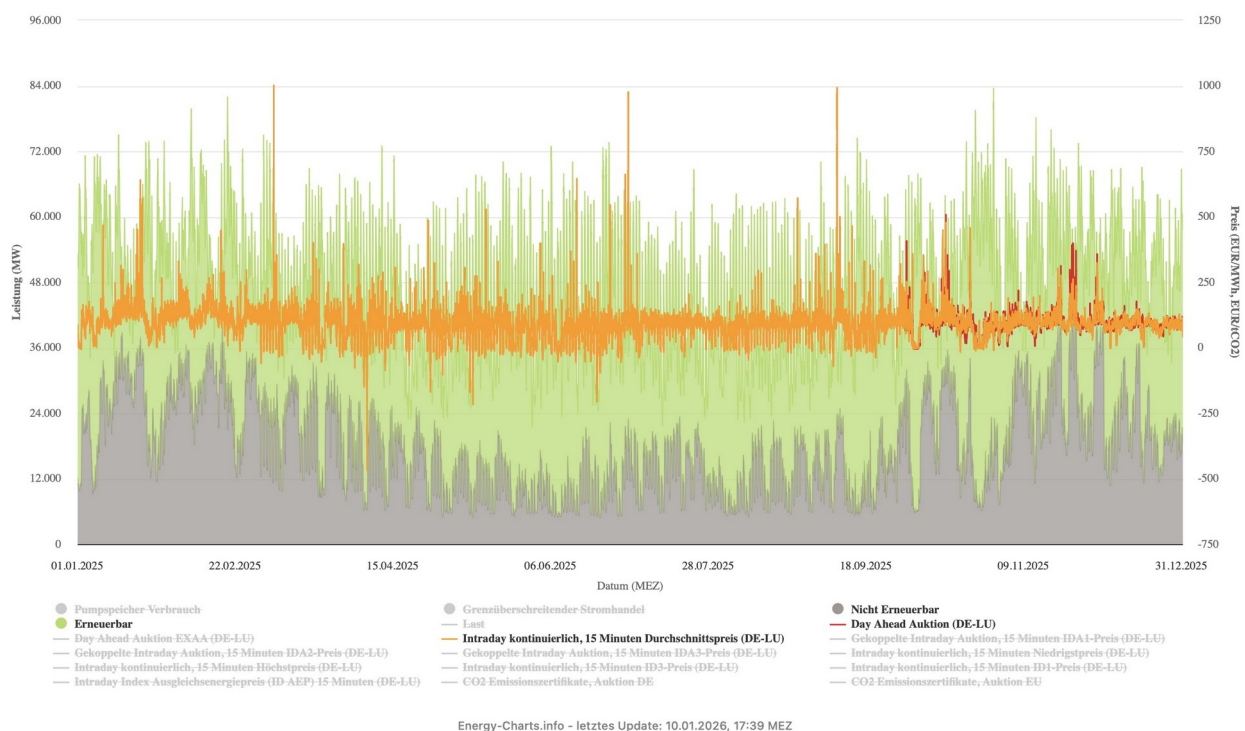


Abbildung 2: Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland 2025 [3]

In Abbildung 2 sind die Börsenstrompreise des gesamten Jahres 2025 graphisch dargestellt.

Auch wenn es zwischen den Datenquellen gewisse Unterschiede gibt, so zeigen sie dennoch eindeutig, dass Hochpreisphasen oft und mit Dauern von einigen Stunden auftreten.

Interessant ist auch die tageszeitabhängige Verteilung der Spotmarkt-Stundenpreise (Day-Ahead), die in Abbildung 3 dargestellt ist. Morgens zwischen 8–10 Uhr und abends von 17–21 Uhr sind tendenziell die Spotmarktpreise am höchsten, da dort gemäß Abbildung 1 auch die höchsten Residuallasten zu verzeichnen sind.

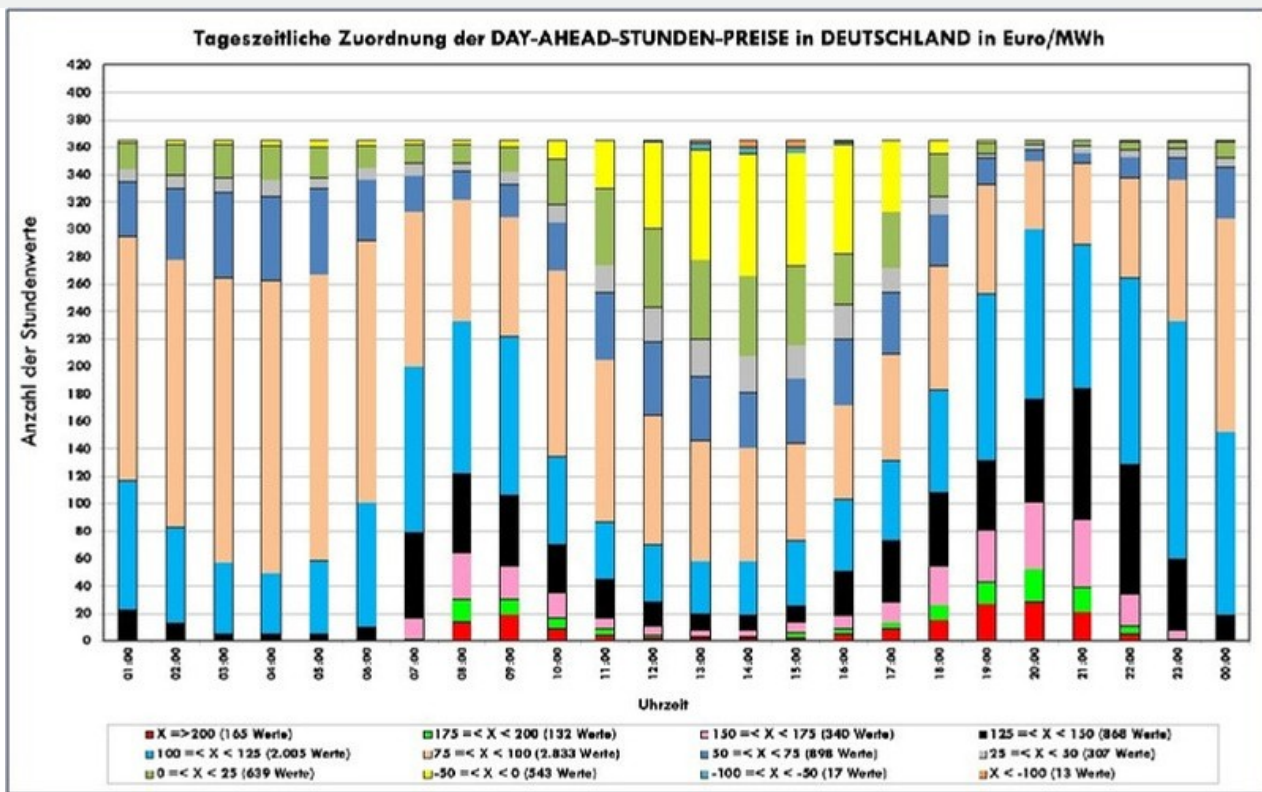


Abbildung 3: Day-Ahead Stundenpreise in Deutschland [7]

Ein effektives Mittel zur Dämpfung längerer Strommangelphasen ist der Einsatz von Batterien, die in Zeiten hoher und billiger Stromverfügbarkeit geladen werden können und bei Strombedarf wieder entladen werden können. Bevor wir vertieft dieses Thema beleuchten hier ein Überblick über verfügbare Batteriespeicher in Deutschland [5]:

Batterietyp	Kapazität (GWh)	Netzdienlich steuerbar	Bemerkungen
Heimspeicher	22,11	$< 1^*$	Voraussetzung für Netzdienlichkeit sind ein dynamischer Tarif mit Smart Meter und privatem Energiemanagementsystem. Bisher nur marginal genutzt.
Gewerbespeicher	1,59	$< 1^*$	Dienen hauptsächlich der Eigenverbrauchsoptimierung
Großspeicher	5,89	alle	Laden und Entladen durch Netzbetreiber steuerbar
Akkus in Elektro-Fahrzeugen	133,67	$< 3^*$	Bidirektionales Laden/Entladen in weniger als 10% aller Elektrofahrzeuge möglich. Gleichzeitig spezielle Wallbox, Smart Meter, dynamischer Tarif und Energiemanagementsystem erforderlich. Bisher nur marginal genutzt.

* geschätzt

Tabelle 2: Verfügbare Batteriespeicher in Deutschland (Stand 30.06.2026)

Daraus kann man sehr verlässlich ableiten, dass gegenwärtig eine netzseitig steuerbare Batteriekapazität von unter 10 GWh verfügbar ist. Diese Speicherkapazität ist vernachlässigbar zu den oben genannten auftretenden

Residuallasten an sehr vielen Stunden im Jahr. Bei einer anliegenden Residuallast von 40 GW wären alle verfügbaren Batterien rechnerisch nach einer Viertelstunde leer. Praktisch können die Batterien aber nur etwa 2-3 GW Leistung bereitstellen und sind daher bei der Bewältigung von großen Residuallasten unbedeutend. Zur weiteren Einordnung: Die in Deutschland verfügbare Pumpspeicherkapazität beträgt etwa 40 GWh im Vergleich [6].

Ausgehend von Anfragen von Batterieanschlüssen an Netzbetreiber ist davon auszugehen, dass der Zubau an netzseitig steuerbarer Batteriekapazität deutlich zunehmen wird. Bremsend wirken hier verfügbare und ausreichend dimensionierte Netzanschlüsse, die bestehenden Regulierungen sowie lange Genehmigungszeiten der Behörden. Bis zum Jahr 2030 ist nicht absehbar, dass eine netzseitig steuerbare Batteriekapazität von über 100 GWh verfügbar wäre, die aber gemäß den Modellierungen von [4] erforderlich wären. Erst in dieser Größenordnung sind signifikante strompreisdämpfende Effekte zu erwarten.

Wichtig für die künftige Schwankungsbreite des Strompreises ist auch der korrelierte Zubau von Batteriespeichern mit dem Zubau an Photovoltaik und WEA. Der jährliche Zubau an PV bewegt sich im Bereich von 15–20 GWp. Da wir in 2024 und 2025 schon erheblich viele Phasen im Jahr hatten, in denen EE die komplette Netzlast bedienen konnten, würde ein weiterer Zubau in diesen Phasen zusätzliche Überschüsse generieren. Diese Überschüsse müssten gespeichert werden können, um die Volatilität bei den Strompreisen nicht weiter zu erhöhen (Elektrolyseure als alternative Verbraucher zur Herstellung von Wasserstoff stehen 2025 mit weniger als 0,15 GW nicht in nennenswertem Umfang zur Verfügung). Für 1 GW Zubau an PV müsste ein Batteriespeicher von etwa 3 GWh Kapazität ergänzt werden, d. h. bei 15–20 GW jährlichen Zubau an PV entspräche das etwa 45-60 GWh an neu zu installierenden Batteriespeicherkapazität. Davon sind wir weit entfernt. Konsequenterweise werden die Phasen mit hohen Überschüssen und Stunden mit negativen Strompreisen künftig weiter zunehmen.

Besonders eindrückliche Beispiele extremer Schwankungsbreiten des Strompreises traten Ende Juni 2026 in der sogenannten „Hitzeflaute“ auf. Eine etwa zwei Wochen über Europa hängende Hitzeglocke mit maximaler Sonneneinstrahlung (nahezu wolkenloser Himmel), Temperaturen über 40 °C und dadurch bedingt deutlich reduzierter Windstärke führten zu extremen tageszeitlichen Preisunterschieden, weil abends und nachts kaum Erneuerbare Energien im Markt waren bei gleichzeitig hohem Strombedarf zwischen 17–21 Uhr.

Fassen wir als Fazit dieser Diskussion zusammen:

- Konventionelle Kraftwerke laufen in begrenztem Umfang weiter, selbst wenn EE den kompletten Strombedarf decken könnten
- Die Anzahl an Stunden mit negativen oder minimalen Strompreisen wird weiter zunehmen
- Es wird häufig Phasen geben, in denen EE nur ein Bruchteil der anliegenden Netzlast bedienen können und in denen teure Kohle- und Gaskraftwerke zugeschaltet werden müssen, was bei gleichzeitig geringen Stromimportmöglichkeiten zu exorbitant hohen Strompreisen führen kann
- Die zugebaute Batteriekapazität hält nicht Schritt mit dem Zubau an wetterabhängigen PV und WEA, so dass Überschussphasen zunehmen werden
- Die Volatilität der Strompreise wird eher zunehmen als abnehmen

Welchen Einfluss haben diese Gegebenheiten und Entwicklungen am Strommarkt auf Unternehmen (Industrie und Gewerbe)?

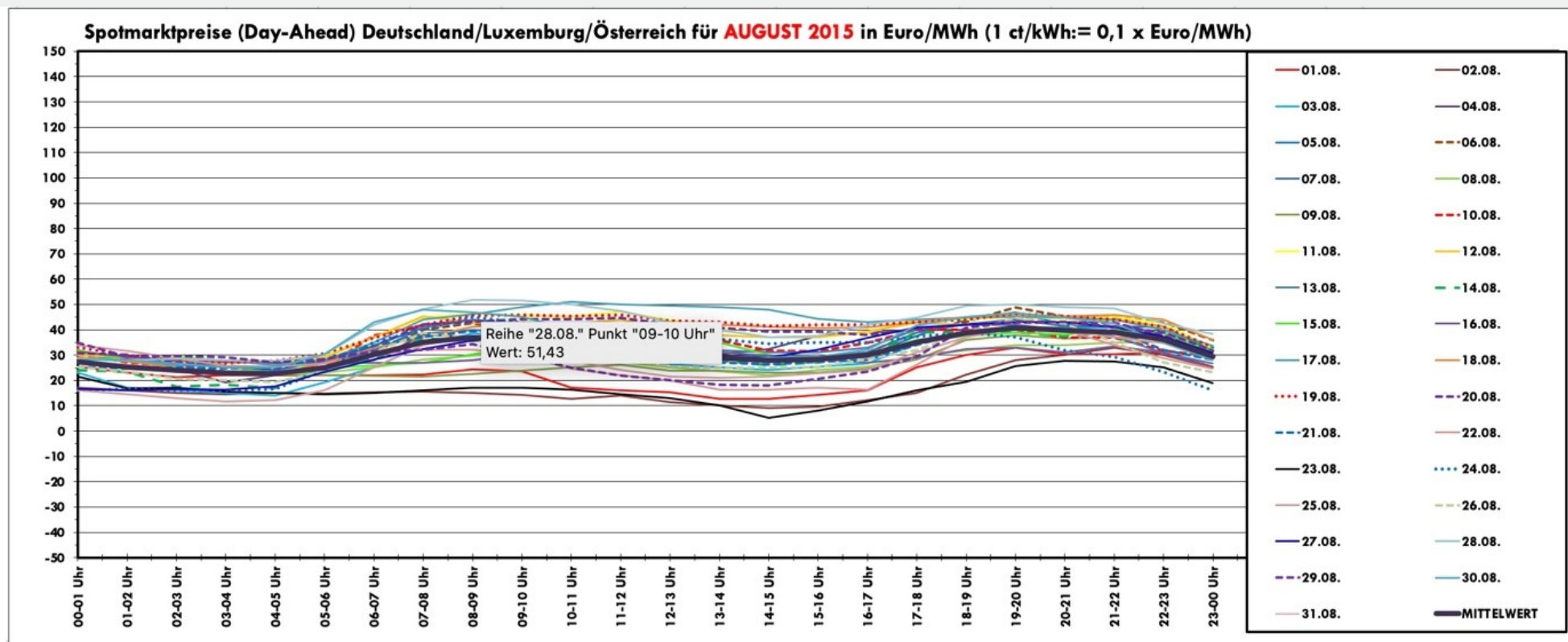
Zunächst ist festzuhalten, dass der Strompreis für Unternehmen in Deutschland stark vom typischen Jahresstromverbrauch (individuelle Abnahmestruktur) abhängt, um daraus eine Beschaffungsstrategie zu entwickeln. Daher stimmt die pauschale Aussage nicht, je höher der Jahresstromverbrauch, umso geringer tendenziell der zu zahlende kWh-Preis. Die absolute Höhe des Stromverbrauches pro Abrechnungsperiode ist hierbei nachrangig. Beispielsweise kann ein Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 10 Mio. kWh einen günstigeren, effektiven Beschaffungspreis realisieren als jemand mit 100 Mio. kWh. Dagegen können verbrauchsbezogen mit steigenden Benutzungsstunden (individueller Jahresverbrauch dividiert durch maximale 15-Minutenlast) die effektiven Netznutzungsentgelte sinken, da bei höheren Anschlussebenen

niedrige Entgelte für Leistungspreis und Arbeitspreis vorliegen und höhere Benutzungsstunden eine bessere Auslastung der Verbrauchsanlagen widerspiegeln. Gleiches gilt für einzelne Umlagen, bei denen beispielsweise der Höchstsatz bis zu 1.000.000 kWh/Jahr Selbstverbrauch gilt und Mehrmengen mit reduzierten Umlagesätzen verrechnet wird.

Für Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von über 10 GWh (= 10.000.000 kWh) und einem möglichst gleichmäßigen Jahresstrombezug von mindestens 7000 Stunden gelten deutlich geringere Netzentgelte – dieser Nachlass wird unter dem Begriff „Bandlastprivileg“ geführt. Alternativ werden auch Unternehmen begünstigt, die ihren eigenen Höchstverbrauch in Zeiten mit allgemein geringerem Verbrauch legen (atypischer Strombezug). Diese Nachlässe sind in der noch bis Ende 2028 geltenden StromNEV §19 Abs. 2 beschrieben. Für danach ist eine Neuregelung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) angekündigt.

Diese bisher gewährten Vergünstigungen resultieren aus einer Zeit, in der die Stromerzeugung im Wesentlichen durch steuerbare Kraftwerke (hauptsächlich Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke) erfolgte. Diese rechneten sich am besten, wenn sie möglichst lange und gleichmäßig durchliefen. Deswegen gab es als einzige „Flexibilität“ neben dem Tagesstromtarif noch einen günstigeren Nachtstromtarif, um Anreize zu schaffen, die steuerbaren Kraftwerke nachts mit möglichst wenig Leistungsabsenkung betreiben zu können. Im Kern wurden also kontinuierliche Bandlast und prognostizierbares Abnahmeverhalten belohnt. Dies hatte für den industriellen Anwender den Vorteil, dass er seine Anlagen ganztägig auslasten kann.

Wie sich die mit den Jahren veränderte Stromerzeugung auf die Spotmarktpreise auswirkt zeigen die beiden nachfolgenden Abbildungen 4 und 5. Man sieht den typischen Einfluss der Photovoltaik-Strom-Netzeinspeisung an einem typischen Sommermonat (hier: August) in den Jahren 2015 (etwa 38,6 GW installierte PV-Leistung) und 2025 (etwa 109 GW installierte PV-Leistung), bei welcher die Strompreise außerhalb der Sonnenscheindauer immer teurer werden und in den Mittagszeiten die Selbst-Kannibalisierung der gleichzeitig einspeisenden PV-Anlagen die Strompreise abstürzen lässt. Die über lange Jahre gültige Gewähr, bei welcher die durchschnittlichen Preise ganztägig (Baseload) immer günstiger sind als die Preise in den Peakzeiten (werktags täglich zwischen 8 und 20 Uhr) gilt PV-bedingt in den Monaten April bis Oktober nicht mehr. Beispielsweise wurden im 1. Quartal 2026 am Terminmarkt für die Großhandelspreise mit Mindestmenge 1 MWh/h im 2. und 3. Quartal 2026 die Peakload-Preise günstiger gehandelt als für Baseload-Belieferung.



Tageszeitliche Zuordnung der DAY-AHEAD-PREISE (Euro/MWh) für AUGUST 2015 (insg. 31 Tage)													Mittelwert Gesamtmonat	
Uhrzeit (Endstempel)	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	Peakzeiten (täglich 08-20 Uhr)	
Mittelwert in Euro/MWh	27,32	25,31	23,92	22,86	22,58	25,08	30,22	35,19	36,91	36,25	34,49	33,60	33,48	
Maximum in Euro/MWh	34,87	31,68	29,54	29,18	27,80	30,56	42,98	48,13	51,78	51,43	51,00	50,00	51,78	
Minimum in Euro/MWh	16,00	14,42	12,84	11,56	12,28	14,41	15,16	15,58	14,93	14,16	12,71	13,89	5,28	
Uhrzeit (Endstempel)	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00	ganztägig	
Mittelwert in Euro/MWh	30,70	28,90	27,84	28,45	29,99	35,06	38,79	40,83	39,73	39,08	36,04	29,39	31,61	
Maximum in Euro/MWh	49,54	48,93	47,94	44,39	43,07	44,92	49,48	49,94	49,00	48,51	44,15	38,46	51,78	
Minimum in Euro/MWh	11,50	10,03	5,28	7,92	11,72	15,05	19,42	25,65	27,60	27,42	23,26	16,15	5,28	

Abbildung 4: Day-Ahead Spotmarktpreise August 2015 und tageszeitliche Zuordnung [7]

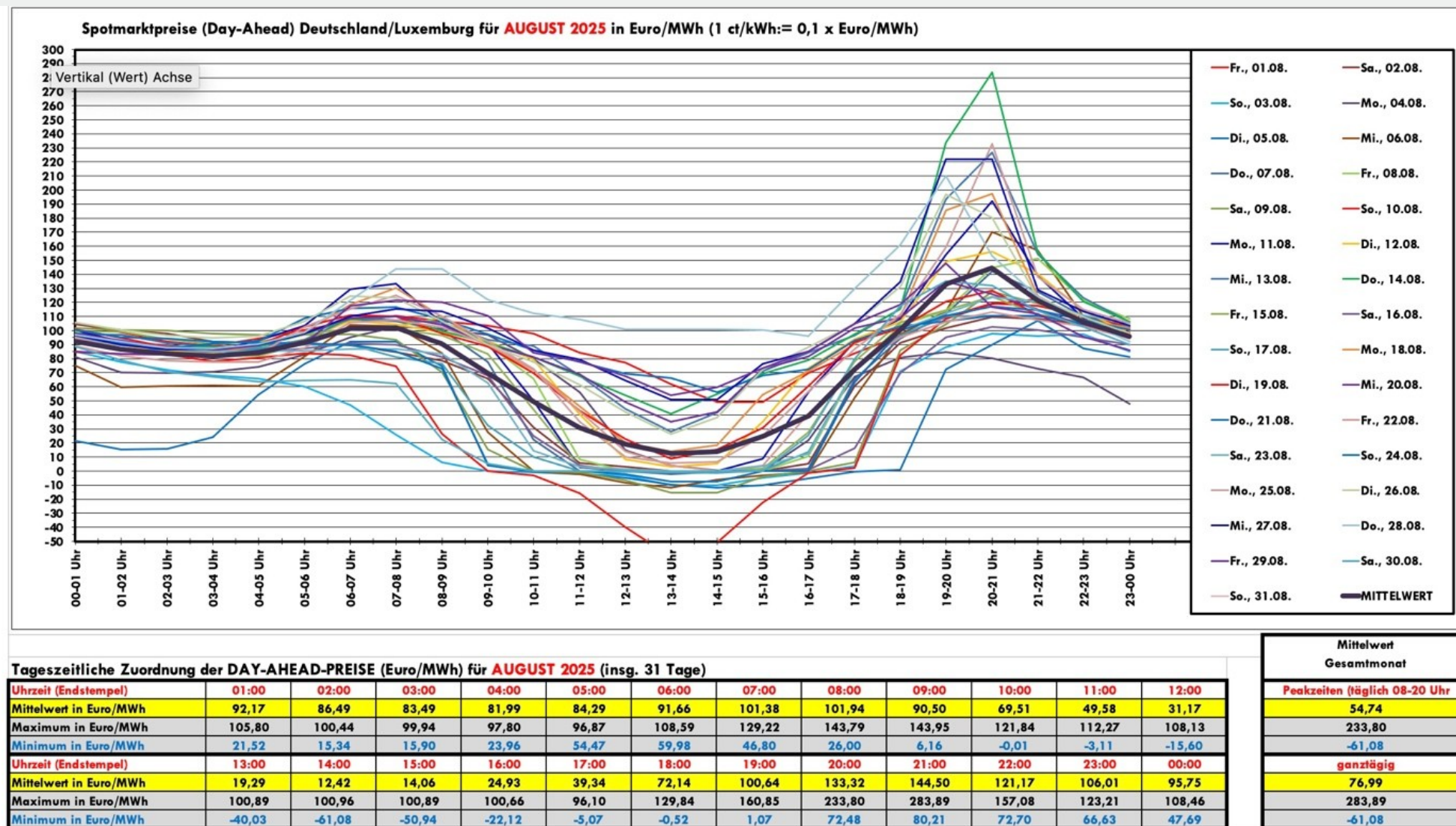


Abbildung 5: Day-Ahead Spotmarktpreise August 2025 und tageszeitliche Zuordnung [7]

In einem Stromerzeugungssystem mehrheitlich bestehend aus den wetterabhängigen Quellen Photovoltaik und Windenergieanlagen wird, wie beschrieben, das Stromdargebot unregelmäßiger. Quantitativ planbar hängt es von der Genauigkeit der Wettervorhersage ab mit entsprechend kurzen Vorlaufzeiten. Es ist eine klar kommunizierte und von allen bisherigen Regierungen abgesegnete Forderung an die Verbraucher, dass künftig Flexibilität im Stromverbrauch benötigt wird, sich darauf einzustellen ist und entsprechendes Verhalten belohnt werden soll. Das bisher belohnte Verhalten einer möglichst konstanten Abnahme wird damit gewissermaßen „auf den Kopf gestellt“, wenn künftig nur die Unternehmen Vorteile erhalten, die ihre Last flexibel an ein schwankendes Angebot anpassen können.

Nach Einschätzung der BNetzA bildet das derzeitige Bandlastprivileg und der atypische Strombezug die energiewirtschaftlichen Realitäten nicht mehr sachgerecht ab. Ein unflexibles Abnahmeverhalten stromintensiver Kunden sei gesamtwirtschaftlich nachteilig und erschwere die Integration erneuerbarer Energien. Die BNetzA hält deshalb an ihrem Ziel fest, das Bandlastprivileg und den atypischen Strombezug zum Jahresende 2028 abzuschaffen.

Auf Druck der betroffenen Kunden liegt seitens der BNetzA mittlerweile auch die Aussage vor, dass sich die BNetzA für bereits bestehende Vereinbarungen im Bereich des Bandlastprivilegs eine Übergangsregelung bis zum 31.12.2031 vorstellen kann.

Die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 24.09.2025 ein „Diskussionspapier zu den Entgelten für Industrie und Gewerbe“ veröffentlicht und zur Konsultation gestellt und fordert Unternehmen weiterhin auf, sich auf das verfügbare Stromdargebot anzupassen [8]:

- Spotmarktorientierte Flexibilisierung: Unternehmen sollen ihren Verbrauch kurzfristig an Preisentwicklungen am Strommarkt anpassen. Sie sollen ihr Abnahmeverhalten tagesaktuell an Day-Ahead- oder Intraday-Preisen ausrichten und etwa 3 bis 5 % Flexibilität pro Tag nachweisen.
- Netzdienliche Flexibilisierung: Der Verbrauch soll sich an den Bedürfnissen des Netzes orientieren. Netzbetreiber definieren Hoch- und Niedriglastfenster, innerhalb derer der Strombezug flexibel erfolgen muss. Vorgesehen ist ein schrittweises Flexibilisierungsband bis 4,5 % bis 2033.
- Eingriffsrechte durch Netzbetreiber: In kritischen Netzsituationen soll der Netzbetreiber unmittelbar in den Stromverbrauch eingreifen dürfen. Eine Reduzierung der Netzentgelte erfolgt, wenn Unternehmen solche Eingriffsrechte vertraglich einräumen, etwa mit Reaktionszeiten von 24 bis 36 Stunden.

Die im Diskussionspapier beschriebenen Modelle „Spotmarktorientierte Flexibilität“ und Modell „Netzdienliche Flexibilisierung“ sollen nun in Pilotprojekten mit Industrie auf ihre Praxistauglichkeit hin erprobt werden. Ein erster Austausch zwischen teilnehmenden Unternehmen, Bundesnetzagentur sowie dem BDI und dem DIHK hat am 19.02.2026 stattgefunden.

Diese neuen Bedingungen für Netzentgeltreduzierungen sind ein klassisches Beispiel dafür, Kundenorientierung durch Verkäuferorientierung zu ersetzen. Nicht die Bedürfnisse des Stromkunden beeinflussen das Angebot, sondern Stromkunden müssen sich dem Angebot anpassen. Aus Sicht vieler Unternehmen bedeutet dies eine einseitige Risikoverlagerung vom Stromlieferanten auf den Abnehmer: Preis- und Mengenschwankungen werden nicht mehr überwiegend auf der Erzeugungsseite, sondern zunehmend auf Unternehmensseite in den Produktionsprozessen abgedeckt. Schwierig dürfte bei diesen Flexibilitätsforderungen sein, tatsächliche gezeigte Unternehmensflexibilität nachzuweisen. Gegen welchen hypothetischen Normverbrauch sollen denn die Flexibilitäten bemessen werden? Solange diese Referenz nicht klar definiert ist, drohen Streit über Messmethoden und eine erhebliche Bürokratiebelastung.

Man darf getrost davon ausgehen, dass Unternehmen ihren täglichen Stromverbrauch so optimiert haben, dass Arbeits- und Produktionskosten minimiert sind. Das wurde ermöglicht durch eine gute und langfristige Planbarkeit der Stromkosten. Insbesondere stromintensive Unternehmen werden durch die angekündigte Zukunft des Strommarkts aus ihrem bisherigen Optimum verdrängt. Eine Flexibilisierung der Arbeitskräfte und damit variablere Arbeitszeiten wird von Gewerkschaften heftig bekämpft. Wenn Produktionszeiten aufgrund des Stromdargebots gestreckt werden müssen, werden die Produktionskosten zwangsläufig steigen. Es wird tiefgreifende Eingriffe in die Produktionsprozesse auslösen. Die Auswirkungen auf Arbeits- und Produktionskosten/-prozesse werden als Folge die Wettbewerbsfähigkeit verschlechtern, insbesondere im internationalen Vergleich. Es ist daher nicht überraschend, dass das künftig geforderte Stromverhaltensverhalten bei sehr vielen Unternehmen schlecht aufgenommen wird. In vielen Fällen führt es

zur Abwanderung ins Ausland, weil Standorte mit niedrigen, planbaren Strompreisen und ohne verpflichtende Flexibilitätsnachweise hier einen klaren Wettbewerbsvorteil bieten.

Das künftig immer mehr wetterabhängige Stromdargebot führt dazu, dass Stromhändler bzw. Stromversorger die weit in der Zukunft liegenden, unvorhersehbaren Schwankungen als neues Risiko behandeln.

Stromverträge mit Unternehmen mit Laufzeiten von mehreren Jahren rechnen dieses Risiko ein, was zu einer Erhöhung des Stromfestpreises führen würde. Oder Stromhändler/Stromversorger bieten Unternehmen gar keine Verträge mit längerfristiger Strompreisbindung mehr an.

Damit kommen wir auf die Eingangsfrage zurück. Sehr viele Unternehmen, die ihre Stromversorgung langfristig gesichert hatten, werden nun gezwungen, das zuvor einfach eingekaufte Produkt Strom aktiv zu managen. Die Handlungsoptionen der Unternehmen sind:

1. Unternehmen beschaffen sich selbst eigene Erzeugungs- und Batteriespeicherkapazitäten inkl. Energiemanagementsystem, um Preisspitzen oder teure Strompreisphasen möglichst zu umgehen. Diese Investitionen konkurrieren zwangsläufig mit Investitionen für das eigene Geschäft – das Geld ist begrenzt, so dass die kurz- und mittelfristige Zukunftsfähigkeit des Unternehmens mit mehr Risiko behaftet ist. Ob die Investitionen in die eigene Strominfrastruktur sich rechnen, hängt stark von der künftigen Strompreisentwicklung ab, die wiederum schwer voraussagbar ist. Je schneller die Strompreise steigen würden, umso eher würde der ROI, der „Return on investment“ erreicht. Würden die Strompreise eher konstant bleiben oder sogar sinken (was bis heute ein forsches Narrativ der Energiewende ist), dann würde sich das Investment wenig oder gar nicht mehr rentieren. Hinzu kommen technologische Risiken (z. B. Preisverfall bei Speichertechnologien) und regulatorische Risiken (Änderungen bei Netzentgelten, Abgaben, Marktdesign).
2. Viele Unternehmen werden versuchen, einen wohl größeren Teil des prognostizierten Strombedarfs am Terminmarkt preislich abzusichern und am kurzfristigen (Spot-)Markt die Abweichungen zwischen dem preislich gebuchten Stromverbrauch und dem tatsächlichen Stromverbrauch im Viertelstundentakt auszugleichen. Diese Aufgabe kann je nach Größe des Unternehmens selbst durch einen angestellten Energiemanager erfolgen oder outgesourct werden. Auf jeden Fall erzeugt diese Maßnahme Zusatzkosten, die es früher nicht gab und Unsicherheiten durch die Abhängigkeit vom kurzfristigen Marktgeschehen mit erheblichem Einfluss auf die Wettbewerbs- und Ertragssituation. Ob in Zukunft diese Zusatzkosten durch Einsparungen bei den durchschnittlichen Strompreisen kompensiert werden können, ist völlig ungewiss und stellt ein kaufmännisches Risiko dar. Andere Unternehmen, die u. a. auf sinkende Preise wetten, bei denen Stromkosten einen geringen Stellenwert an der Bruttowertschöpfung innehaben, die ihre Mehrkosten 1:1 an Endkunden weiterverrechnen können oder auf Strompreissignale in Viertelstundentakt flexibel bis auf Produktionsstillstand reagieren können, werden eher kurzfristig eindecken!
3. Unternehmen suchen sich günstigere Bedingungen im Ausland, wenn es das Geschäftsmodell zulässt und die Wettbewerbsfähigkeit nicht anders erhalten werden kann.

“ Zum Termin- und Spotmarkt:

Am Spotmarkt der Strombörse werden kurzfristige Stromkontingente gehandelt (selbiger Tag: Handel innerhalb des Liefertages bis zu 5 Minuten vor Lieferbeginn = Intraday Continuous; für den nächsten Tag = Day-Ahead). Am Terminmarkt werden dagegen längerfristige Stromeinkäufe getätigt. Stromhändler und Großabnehmer können dort Strom zur Lieferung in den nächsten Tagen, Monaten, Quartalen und Jahren einkaufen.

KAPITEL 3 - BEWERTUNG UND AUSBLICK

Werden viele Unternehmen die unter 1) genannten Maßnahmen ergreifen, dann entsteht ein neues Risiko für die Stabilität der Netze, für das es keine Erfahrungen gibt. Wenn automatisierte Energiemanagementsysteme gleiche Reaktionen auf Preis- oder Netzsignale auslösen, könnte das Stromnetz in einen chaotischen oder zumindest schwer regelbaren Zustand geraten. Dieses Risiko muss von der BNetzA unbedingt adressiert werden.

Der Ausblick auf die Stromversorgung aus Sicht der Unternehmen ist mit großen und wachsenden Unsicherheiten behaftet. Ein vergleichbares Bild zeigt sich bei der künftigen Bereitstellung von Prozesswärme. Wird es in 10–15 Jahren Wasserstoff in ausreichender Menge und zu bezahlbaren Preisen lieferbar geben

oder bleibt Erdgasnutzung die erste Wahl? Durch den angekündigten Rückbau des Erdgasnetzes ist vielerorts ebenso unklar, ob Erdgas noch verfügbar sein wird und zu welchen Preisen. Viele jetzt nötige Investitionen in den eigenen Maschinenpark können alleine deshalb nicht getätigt werden, weil die Kommunen keine Antworten darauf haben. Bis 2028 wird es vereinzelt dauern, bis eine kommunale Wärmeplanung vorliegt. Doch selbst damit ist nicht verbindlich belastbar, ob 2035 oder 2040 die Planung auch umgesetzt sein wird.

Der erst im KJ 2027 rückwirkend ab 1.1.2026 einzuführende Industriestrompreis ist für die große Mehrheit der Unternehmen nicht nutzbar, weil u. a. die Ist-Kosten weiterhin bestehen und kapitalhemmend vorfinanziert werden. Für diejenigen Unternehmen, die davon profitieren könnten, ist es im Wesentlichen eine Investitionshilfe in eigene klimaneutrale Stromsicherungsinfrastruktur, deren Rendite hochgradig unsicher ist.

Die gegenwärtigen Zukunftstechnologien wie z. B. Künstliche Intelligenz, Robotik, Quantencomputing, Batterietechnik, Recycling u. v. m. sind energieintensiv. Gerade das stark wachsende Segment der Rechenzentren ist auf eine stabile, sichere und günstige 365/24/7-Stromversorgung angewiesen. Ausgerechnet das Energieeffizienzgesetz (EnEfG) bremst „effizient“ solche Innovationen auf deutschem Boden aus, da es absolute Zahlen zum künftigen Endenergieverbrauch vorgibt und keinen Raum für zusätzliche Energieverbräuche lässt.

Auf einen Satz zusammengefasst: Das aktuell geplante Energiesystem wird dem Anspruch der drittgrößten Volkswirtschaft der Welt und eines nach wie vor herausragenden Industriestandorts nicht gerecht!

Es darf deshalb nicht verwundern, wenn zahlreiche Unternehmen in Deutschland keine langfristige Zukunft (mehr) sehen. Wenn Klimaschutzpolitik über Wirtschaftspolitik und gesellschaftliches Wohl gestellt wird, wird Wertschöpfung in Deutschland schrittweise vernichtet und ins Ausland verlagert sowie die Attraktivität des Standortes Deutschland für Investitionen beschädigt. Je länger diese Energiepolitik fortgeführt wird, desto gravierender die Folgen für Staat und Bevölkerung. Es ist deshalb höchste Zeit, gravierende Korrekturen zu wagen und die Energiepolitik neu auszurichten.

REFERENZEN

- [1] Datenportal www.smard.de der Bundesnetzagentur
- [2] Wird die Vergütung meiner Anlage wegen negativen Preisen reduziert?
<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/264>
- [3] Website www.energy-charts.info mit den Datenquellen ENTSO-E, Netztransparenz und EPEX Spot
- [4] <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presseundmedien/presseinformationen/2026/oeffentliche-stromerzeugung-2025-wind-und-solar-erstmals-als-doppelspitze.html>
- [5] www.battery-charts.de der RWTH Aachen
- [6] <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/>
- [7] Auswertung der Ayyo Energy GmbH & Co. KG mit Daten von Bundesnetzagentur | smard.de
- [8] Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1_Rahmen/AgNes/start.html

AUTOREN

Dr. Robert Koch

Dipl. Physiker, Höchststadt a. d. Aisch, im Ruhestand und zuletzt leitender Angestellter bei Framatome GmbH

Mustafa Sahin

Dipl. Ingenieur, Duisburg, Geschäftsführer Ayyo Energie GmbH & Co. KG