

Kerim Ben Hamida

Erneuerbare Energien verändern die industrielle Produktion grundlegend

Der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien geht mit einer gestiegenen Volatilität der Strompreise einher. Damit wird das betriebswirtschaftliche Leitbild einer möglichst konstanten industriellen Produktion infrage gestellt. Produktionsstrategien, die den Stromverbrauch gezielt in günstige Zeitfenster verlagern, gewinnen an Bedeutung. Ein flexibles Lastmanagement bietet nicht nur aus Unternehmenssicht Effizienzpotenziale; es kann auch die Netzstabilität erhöhen und eine erfolgreiche Energiewende begünstigen. Gesetzliche Regelungen zum individuellen Netzentgelt konterkarieren die Anreize zur Flexibilisierung allerdings teilweise. Der regulatorische Rahmen sollte an die veränderten Bedingungen am Strommarkt angepasst werden und so die Transformation der industriellen Produktion fördern.

In der industriellen Produktion galt über Jahrzehnte der Grundsatz: Maschinen und Anlagen sollten möglichst konstant im technischen Optimum betrieben werden. Besonders in kontinuierlichen Fertigungsverfahren, etwa in der chemischen Industrie oder bei Schmelzprozessen, erscheint diese Sichtweise weiterhin plausibel. Doch die Gründe für das Streben nach gleichmäßiger Auslastung reichen weit über technische Aspekte hinaus. Viele Unternehmen sind organisatorisch auf Planbarkeit angewiesen, da eine konstante Ausbringung nicht nur die Steuerung von Personal, Materialflüssen und Logistik erleichtert, sondern auch innerbetriebliche Abläufe wie Instandhaltung, Qualitätssicherung und Vertrieb stabilisiert. Hohe Auslastungsgrade gelten in zahlreichen Betrieben zudem noch immer als Effizienzkriterium. Diese Sichtweise ist tief in den Denkstrukturen vieler Entscheidungsträger verankert und spiegelt sich in Zielvereinbarungen, Steuerungssystemen und Investitionsentscheidungen wider. Hinzu treten externe Faktoren wie Lieferverpflichtungen, Abnahmegarantien oder langfristige Kundenverträge, die eine kontinuierliche Produktion begünstigen. Auch regulatorische Anforderungen, etwa im Emissionshandel oder bei der Produkthaftung, fördern indirekt einen gleichmäßigen Betrieb, da Abweichungen dokumentiert, gemeldet und teilweise genehmigt werden müssen. In Summe hat sich so ein über Jahrzehnte gewachsenes System etabliert, das auf Kontinuität ausgelegt ist – technisch, organisatorisch und kulturell.

Durch die Volatilität der Strompreise infolge des Ausbaus erneuerbarer Energien gerät dieses System zunehmend unter Druck (Agora Energiewende, 2024). Es gewinnen Strategien an Bedeutung, die den Stromverbrauch gezielt in günstige Zeitfenster verlagern. Die Verschiebung industrieller Steuerungslogiken hin zu mehr Flexibilität und Marktreaktivität steht aber in einem deutlichen Spannungsverhältnis zur geltenden regulatorischen Praxis. Während sich auf physikalischer und wirtschaftlicher Ebene ein flexibles Lastmanagement als notwendig erweist, sendet der gesetzliche Rahmen Signale, die der erforderlichen Flexibilität entgegenstehen. Ein Beispiel ist die Regelung zum individuellen Netzentgelt gemäß § 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) (Bundesregierung, 2005). Vor diesem Hintergrund geht die folgende Analyse der Frage nach, inwiefern wirtschaftspolitische Fehlanreize einer systemdienlichen Flexibilisierung industrieller Prozesse entgegenwirken und welche ordnungspolitischen Konsequenzen sich daraus für eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens ergeben.

Wandel industrieller Produktionsmuster

Die Volatilität der Strompreise verändert die Rahmenbedingungen industrieller Produktion grundlegend. Während Großhandelsstrompreise früher vergleichsweise stabil und gut planbar waren, zeigen sie heute teils ausgeprägte Schwankungen im Tagesverlauf, die vor allem auf die wetterabhängige Einspeisung erneuerbarer Energien und

© Der/die Autor:in 2025. Open Access: Dieser Artikel wird unter der Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz veröffentlicht (creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de).

Open Access wird durch die ZBW – Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft gefördert.

Dr. Kerim Ben Hamida ist Wirtschafts-
wissenschaftler und selbständiger Energieökonom.

eine nur begrenzt steuerbare Angebotsstruktur zurückzuführen sind (Umweltbundesamt, 2021). In dieser neuen Realität wird das klassische Paradigma eines dauerhaften Betriebs im technischen Optimum zunehmend infrage gestellt, denn es basiert auf stabilen äußeren Voraussetzungen, insbesondere auf gleichmäßiger Energieverfügbarkeit zu kalkulierbaren Kosten. Wo jedoch die Strompreise stündlich variieren, kann eine kontinuierliche Produktion rasch zur wirtschaftlichen Belastung werden. In Unternehmen mit technisch flexiblen Prozessen eröffnet sich durch die gezielte Verlagerung des Stromverbrauchs auf günstige Zeitfenster ein neues Effizienzpotenzial. Gleichzeitig bleibt diese Option bestimmten Industriezweigen verwehrt: In der Glas-, Stahl- oder Kupferproduktion sowie bei großtechnischen Elektrolysen schließen physikalische, prozesstechnische und sicherheitsrelevante Anforderungen eine flexible Steuerung weitgehend aus. Für diese Betriebe stellt sich die Herausforderung nicht in der aktiven Marktteilnahme, sondern in der Absicherung gegen Risiken und in der langfristigen Gestaltung von Energiepreismodellen. Unabhängig von der jeweiligen Branche zeichnet sich jedoch ein struktureller Wandel ab: Produktionsplanung vollzieht sich nicht länger allein im Spannungsfeld von Technologie und Kapazität, sondern zunehmend im Kontext ökonomischer Anpassungsfähigkeit. Damit entsteht ein neues Verständnis industrieller Logik, das nicht auf Beständigkeit, sondern auf Reaktionsfähigkeit beruht.

Energiesystem im Umbruch

Der Umbau der deutschen Energiewirtschaft schreitet in großen Schritten voran. Der forcierte Ausbau erneuerbarer Energiequellen einerseits und der gleichzeitige Rückbau konventioneller, grundlastfähiger Kraftwerke andererseits verändern die Struktur des Stromsystems grundlegend. Besonders eindrücklich zeigt sich dies an sogenannten Hellbrisetagen, also Wetterlagen mit starkem Wind und intensiver Sonneneinstrahlung, die typischerweise im Frühjahr auftreten. In diesen Phasen kommt es zu einer hohen simultanen Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen, was die Börsenpreise am Spotmarkt massiv unter Druck setzt. Treffen solche Einspeiseschübe zudem auf Tage mit geringer industrieller Nachfrage, etwa Wochenenden oder Feiertage, entstehen regelmäßig mehrstündige Negativpreise. Unternehmen, die flexibel auf solche Signale reagieren können, haben in dieser Zeit die Möglichkeit, für ihren Strombezug vergütet zu werden. Dies verdeutlicht, dass Preissignale heute weniger Ausdruck physischer Knappheit sind, sondern vielmehr Ergebnis von Angebotsspitzen wetterabhängiger Erzeugung.

Derartige Preissignale stellen eine fundamentale Abkehr von den stabilen Preisniveaus vergangener Jahre dar. In diesem volatilen Marktumfeld werden Unternehmen belohnt, die ih-

re Stromnachfrage dynamisch an die Preisschwankungen des Spotmarktes anpassen können. Der politische Rahmen wirkt dabei als zusätzlicher Katalysator. Mit dem novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 und den langfristigen Klimazielen bis 2045 wird die Transformation des Stromsystems weiter beschleunigt (BMWK, 2023).

Die Folge ist eine steigende Frequenz extremer Preissignale. Sie treten sowohl als kurzfristige Preisrallyes bei geringer Einspeisung als auch als anhaltende Preisverfälle bei simultanem Überangebot auf. Diese veränderte Systemlogik stellt das bisherige Versorgungskonzept vor neue Herausforderungen. Da Wind- und Solarenergie nicht steuerbar einspeisen, muss das Gesamtsystem durch sogenannte Schattenkraftwerke ergänzt werden. Diese Erzeugungskapazitäten gehen nur dann ans Netz, wenn die wetterabhängigen Quellen nicht ausreichen.

Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien plant die Bundesregierung deshalb eine neue Kraftwerksstrategie. Sie setzt auf wasserstofffähige Gaskraftwerke, die nicht der Grundversorgung dienen, sondern gezielt Versorgungslücken während sogenannter Dunkelflauten schließen (tageschau.de, 2025). Parallel dazu werden Investitionen in Speichertechnologien und Demand-Side-Management gefördert, um das System durch flexible Lasten zu stabilisieren. Diese Strategie ist technologisch nachvollziehbar, stellt aber erhebliche wirtschaftspolitische Anforderungen an Effizienz, Investitionsbereitschaft und Steuerungskapazitäten. Sie basiert auf einem komplexen Zusammenspiel vieler einzelner Akteure. Deren Verhalten muss nicht mehr nur physikalisch-technisch, sondern auch marktwirtschaftlich gesteuert werden. Damit rückt die betriebswirtschaftliche Entscheidungsebene in der Industrie stärker als je zuvor in den Mittelpunkt der energiewirtschaftlichen Systemverantwortung.

Fehlanreize im regulatorischen Umfeld

Während sich die Preisbildung zunehmend an fluktuierender Einspeisung orientiert, bleibt die gesetzliche Regulierung in zentralen Bereichen dem Paradigma der Grundlastversorgung verpflichtet (AEE, 2013; Umweltbundesamt, 2015; VDMA Power Systems, 2021). Noch immer spiegeln zentrale Elemente des regulatorischen Rahmens ein Verständnis von Stromverbrauch wider, das auf gleichmäßige Lastverläufe und kontinuierliche Abnahme setzt. Besonders deutlich wird dieser Widerspruch am Beispiel der Netzentgeltbefreiung nach § 19 (2) StromNEV.

Innerhalb dieses Paragraphen sind zwei unterschiedliche Entlastungsmechanismen geregelt. Beide sollen stromintensiven Unternehmen eine deutliche Reduktion der Netzentgelte ermöglichen. Der erste Mechanismus ist das sogenannte Hochlastzeitfenster. Dabei müssen Unterneh-

men ihre Lastspitzen gezielt während festgelegter Zeiträume reduzieren. Der zweite Mechanismus ist die netzdienliche Privilegierung. Sie gewährt eine Entlastung, wenn Unternehmen über das Jahr hinweg eine konstant hohe Stromabnahme nachweisen können. Beide Regelungen verfolgen dasselbe Ziel: Sie sollen ein netzdienliches Verhalten fördern. Allerdings beruhen sie auf unterschiedlichen operativen Voraussetzungen und Nachweisverfahren.

Hochlastzeitfenster als Flexibilitätsanreiz

Unternehmen, die besonders viel Strom verbrauchen, zahlen nicht nur für jede Kilowattstunde, sondern auch für die höchste elektrische Leistung, die sie innerhalb eines Jahres aus dem Netz beziehen. Diese Komponente wird als Leistungspreis bezeichnet. Um das Stromnetz in Spitzenzeiten zu entlasten, können Unternehmen ihre Kosten senken, wenn sie zu bestimmten, im Voraus festgelegten Stunden des Jahres besonders wenig Strom abnehmen. Diese Zeiträume werden als Hochlastzeitfenster bezeichnet (Bundesnetzagentur, 2013). Unternehmen, die in diesen kritischen Phasen ihren Verbrauch deutlich zu reduzieren, profitieren von einer geringeren Berechnungsgrundlage für den Leistungspreis und zahlen dadurch im gesamten Jahr niedrigere Netzentgelte. Diese Entlastung ist unabhängig vom Strompreis, der zu diesen Zeitpunkten am Markt erzielt wird.

Bezieht ein mittelständisches Industrieunternehmen mit einer Stromleistungsspitze von beispielsweise 5.000 kW (elektrische Leistung) seinen Strom über einen normalen Stromliefervertrag und beträgt der Jahresleistungspreis in diesem Fall 100 € pro Kilowatt (kW) und Jahr, ergibt sich daraus eine jährliche Leistungspreiskomponente von:

$$5.000 \text{ kW} \times 100 \text{ €/kW} = 500.000 \text{ € pro Jahr}$$

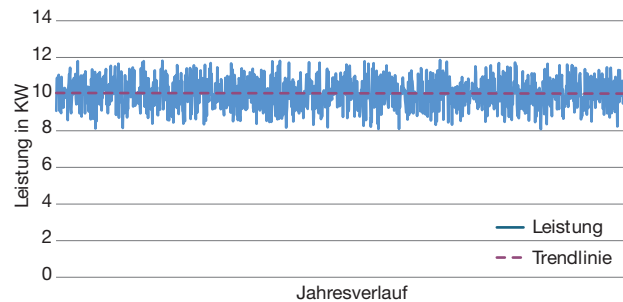
Im Rahmen der Hochlastzeitfenster nach § 19 (2) StromNEV legt der Verteilnetzbetreiber für das folgende Jahr bestimmte Stunden fest, in denen eine besonders hohe Netzlast zu erwarten ist. Reduziert das Unternehmen in diesen Zeiträumen seine maximale Leistungsaufnahme von 5.000 Kilowatt auf 500 Kilowatt, sinkt die Berechnungsgrundlage für den Leistungspreis auf 10 % der ursprünglichen Kosten:

$$10\% \text{ von } 500.000 \text{ €} = 50.000 \text{ €}$$

Diese Einsparung ergibt sich unabhängig vom tatsächlichen Strompreis am Spotmarkt und ist somit auch bei niedrigen Marktpreisen wirtschaftlich attraktiv. Gleichzeitig entstehen durch die Reduktion in den Hochlaststunden möglicherweise Produktionsverschiebungen, Ramp-up-Kosten oder Effizienzverluste. Diese sind gegenüberzustellen, um eine betriebswirtschaftlich sinnvolle Entscheidung zu treffen. Der Anreiz zur Reduzierung der maximalen Leis-

Abbildung 1

Typischer Lastverlauf eines Unternehmens mit individuellem Netzentgelt über das Jahr



Quelle: eigene Darstellung.

tungsaufnahme in Hochlastzeitfenstern wirkt allerdings einseitig. Während das System darauf abzielt, Stromverbräuche aus potenziell überlasteten Stunden zu verlagern, entfaltet es keinerlei Wirkung in Zeiten mit Stromüberangebot. Diese Regelung bleibt blind gegenüber den wachsenden Zeitfenstern mit sehr niedrigen oder negativen Börsenstrompreisen, in denen flexible Nachfrage aus systemischer Sicht besonders wertvoll wäre. In der Folge verschärft sich der Zielkonflikt zwischen Versorgungssicherheit und Marktintegration erneuerbarer Energien.

Entlastung durch konstante Stromabnahme

Stromintensive Unternehmen können dauerhaft Netzkosten senken, wenn sie ihren Stromverbrauch möglichst gleichmäßig über das Jahr hinweg verteilen (siehe schematische Darstellung in Abbildung 1). Grundlage dafür ist die sogenannte netzdienliche Privilegierung nach § 19 (2) StromNEV. Sie wird anhand der sogenannten Vollbenutzungsstunden berechnet, also dem Quotienten aus dem jährlichen Stromverbrauch in Kilowattstunden und der höchsten abgerufenen Leistung in Kilowatt:

$$\begin{aligned} &\text{Verbrauch in kWh/Leistungsspitze in kW} \\ &= \text{Vollbenutzungsstunden} \end{aligned}$$

Je höher dieser Wert, desto stärker wird das Unternehmen entlastet. Die Annahme dahinter ist, dass ein konstanter Stromverbrauch das Netz planbar und gleichmäßig belastet. Deshalb sehen die regulatorischen Vorgaben für Unternehmen mit hoher Vollbenutzungsstundenzahl deutlich reduzierte Netzentgelte vor (Tabelle 1). Diese Entlastung erfolgt unabhängig von Börsenstrompreisen oder der tatsächlichen Netzbelastung.

Ein Unternehmen der energieintensiven Industrie, etwa aus der Metallverarbeitung, betreibt beispielsweise eine Produktionsanlage mit einer konstanten Anschlussleistung von

Tabelle 1

Netzentgeltreduzierung für Unternehmen durch netzdienliche Privilegierung

Vollbenutzungsstundenzahl (h)	Netzentgeltreduzierung
< 7.000	0
7.000 – 7.500	80 %
7.500 – 8.000	85 %
8000 <	90 %

Quelle: Bundesregierung (2005), eigene Darstellung.

10.000 kW. Der reguläre Leistungspreis des zuständigen Netzbetreibers beträgt 100 €/kW und Jahr, woraus sich folgende jährliche Netzentgeltbelastung ergibt:

$$10.000 \text{ kW} \times 100 \text{ €/kW} = 1.000.000 \text{ € pro Jahr}$$

Im vorliegenden Beispiel erreicht das Unternehmen eine gleichmäßige Auslastung von 8.000 Stunden, was einem Jahresstromverbrauch von 80.000.000 kWh entspricht. Damit fällt es in die höchste Reduktionsstufe, und das Netzentgelt sinkt auf:

$$1.000.000 \text{ €} \times (100 \% - 90 \%) = 100.000 \text{ €}$$

Eine Jährliche Ersparnis von 900.000 €.

Für Unternehmen ergibt sich daraus ein deutlicher Zielkonflikt. Sie können entweder versuchen, von kurzfristig niedrigen oder sogar negativen Börsenstrompreisen zu profitieren, oder sich strategisch auf die Erfüllung der Voraussetzungen für die Netzentgeltreduktion konzentrieren. Der flexible Ansatz ist bei idealer Umsetzung wirtschaftlich attraktiv. In der Praxis ist er jedoch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Strompreise lassen sich auf Stundenbasis kaum zuverlässig prognostizieren. Spontane Produktionsanpassungen sind organisatorisch und technisch anspruchsvoll. Außerdem lassen sich nicht alle Prozesse ohne Weiteres bedarfsgerecht verschieben. Die Regelung zur Vollbenutzungsstundenzahl hingegen schafft Sicherheit. Die Kriterien sind ex ante bekannt und ermöglichen eine langfristige Produktionsplanung. Bereits im Januar wissen Unternehmen, welche Auslastung sie bis Dezember erreichen müssen, um einen klar definierten finanziellen Vorteil zu realisieren. Diese Planbarkeit macht das Modell gerade für risikoaverse oder strukturell wenig flexible Unternehmen attraktiv.

Dieser Ansatz verliert in einer zunehmend fluktuierenden Energiewelt aber an Aktualität. Mit dem wachsenden Anteil wetterabhängiger Erzeugung liegt die zentrale Herausforderung des Systems nicht mehr in der Glättung der Nachfrage, sondern in der Fähigkeit, kurzfristig auf ein schwankendes Stromangebot zu reagieren. Zunehmende Redispatch-Maß-

nahmen verdeutlichen diese Entwicklung. Dabei müssen Netzbetreiber Kraftwerke hoch- oder herunterfahren, um Netzeengpässe auszugleichen und die Stabilität des Gesamtsystems zu sichern. Diese Eingriffe führen unweigerlich zu höheren Kosten für Ausgleichsenergie, die letztlich von den Verbrauchern getragen werden (Bundesnetzagentur, 2024; Consentec GmbH & Neon Neue Energieökonomie, 2019). Sie zeigen, dass Nachfrage und Erzeugung bislang nicht ausreichend flexibel aufeinander abgestimmt sind. In dieser Situation setzt der Gesetzgeber mit dem individuellen Netzentgelt jedoch weiterhin einen klaren Anreiz zur Produktionskontinuität und wirkt damit einer flexiblen Betriebsweise direkt entgegen. Die daraus entstehende Schieflage ist strukturell. Während marktwirtschaftliche Prinzipien eine dynamische, preisorientierte Produktionssteuerung nahelegen, belohnen zentrale Regelungsmechanismen weiterhin ein statisches Verbrauchsverhalten. Die entstehenden Opportunitätskosten sind erheblich, nicht nur durch entgangene wirtschaftliche Vorteile, sondern auch durch die erschwerte Integration erneuerbarer Energien. Die geltende Regulierung verfestigt damit ein überholtes Netzverständnis und verhindert die konsequente Nutzung jener Preissignale, die durch die Liberalisierung des Strommarkts gezielt eingeführt wurden.

Auch in anderen Bereichen zeigt sich, dass der regulatorische Rahmen nach wie vor auf statische Betriebsmodelle ausgerichtet ist. Neue Instrumente wie Industriestrompreis-Vorschläge oder Strompreiskompensationen adressieren vorwiegend kurzfristige Entlastungen, setzen jedoch kaum Impulse für strukturelle Anpassungen in Richtung Flexibilität. Zudem herrscht in der Praxis große Unsicherheit darüber, ob und wie flexibel produzierende Unternehmen bestehende Vergünstigungen mit innovativen Steuerungsansätzen kombinieren dürfen. Die netzdienliche Privilegierung wirkt hier besonders stark, da sie langfristige Planungssicherheit verspricht und Produktionsverlagerungen aus definierten Hochlastzeiten finanziell attraktiv macht.

Schlussfolgerungen für Politik und Praxis

Die vorliegende Analyse macht deutlich, wie stark die industrielle Energieverwendung im Spannungsfeld zwischen technischer Notwendigkeit, ökonomischer Rationalität und politischer Steuerungsabsicht steht. Die Strommärkte verändern sich durch den Ausbau erneuerbarer Energien grundlegend und führen immer häufiger zu stark schwankenden Preisen. Die Netzentgeltregulierung bleibt in zentralen Punkten jedoch einem statischen Systemverständnis verpflichtet. Besonders die individuellen Netzentgelte zeigen, dass regulatorische Anreizsysteme derzeit vor allem gut planbare Lastverläufe begünstigen. Flexible und marktreaktive Unternehmen stehen hingegen vor Unsicherheiten und potenziellen Nachteilen, obwohl sie systemisch betrachtet einen wertvollen Beitrag zur Stabilisierung des Stromsystems leisten könnten.

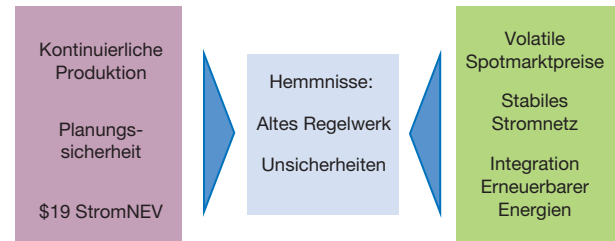
Diese Asymmetrie führt zu einer Schieflage: Einerseits wird von der Industrie erwartet, dass sie ihre Prozesse zunehmend an ein volatiles Energiesystem anpasst. Andererseits fehlt es an verlässlichen, wirtschaftlich attraktiven Rahmenbedingungen, die diese Anpassung tatsächlich ermöglichen und belohnen. Stattdessen fördern bestehende Mechanismen ein Verhalten, das auf starre Auslastung und maximale Gleichförmigkeit abzielt. So bleiben wirtschaftliche Effizienzpotenziale durch flexible Lastverlagerung ungenutzt, während die Integration erneuerbarer Energien ausgebremst wird. Die Industrie verharrt in einem aus der Vergangenheit stammenden Steuerungskorsett, obwohl technische Lösungen für flexible Lastverschiebung, Speicherintegration oder digitale Produktionssteuerung längst vorhanden sind. Diese Diskrepanz ist keineswegs ein Randthema. Sie betrifft zentrale Weichenstellungen für den industriellen Standort Deutschland. Unternehmen müssen sich zunehmend zwischen Sicherheit durch regulative Begünstigungen und Chancen durch marktgetriebene Flexibilität entscheiden. Diese Wahl ist nicht neutral, sondern wird durch die heutige Gesetzeslage systematisch zugunsten planbarer Prozesse begünstigt. Eine verlässliche Reduktion der Netzentgelte durch gleichmäßige Stromabnahme erscheint für viele Akteure als wirtschaftlich attraktiver als die spekulative Hoffnung auf Strompreissignale, die kurzfristig nutzbar sind. Wer hingegen auf Flexibilität setzt, trägt die Last der Unsicherheit, regulatorischer Intransparenz und oft auch höherer Betriebskosten (Abbildung 2).

Die hier Analyse zeigt, dass eine grundlegende Neuausrichtung regulatorischer Mechanismen notwendig ist. Es bedarf eines Ordnungsrahmens, der nicht rückwärtsgerichtet ist, sondern die tatsächlichen Herausforderungen eines dezentralen, fluktuierenden Energiesystems abbildet. Ziel muss es sein, technologische Innovationsbereitschaft und systemdienliches Verhalten nicht zu bestrafen, sondern gezielt zu fördern. Dazu gehört insbesondere, dass flexible Lasten, Speicher und digitale Steuerungstechnologien nicht länger benachteiligt, sondern aktiv in das Netzentgeltsystem eingebunden werden.

Wer heute regulatorische Weichen stellt, sollte die strukturellen Zielkonflikte zwischen Planbarkeit und Flexibilität er-

Abbildung 2

Zielkonflikt von Kontinuität vs. Flexibilität



Quelle: eigene Darstellung.

kennen und auflösen. Nur wenn die ökonomischen Anreize mit den politischen Zielen in Einklang gebracht werden, kann die Transformation der Industrie gelingen. Die Technologien sind verfügbar, die Bereitschaft vieler Unternehmen ist vorhanden. Nun braucht es ein Regulierungsdesign, das diesen Wandel nicht behindert, sondern konsequent ermöglicht. Eine nächste Stufe der Regulierung sollte daher nicht nur Fehlanreize abbauen, sondern aktiv den Weg für ein industrielles Lastmanagement im Einklang mit volatilen Erzeugungsprofilen ebnen.

Literatur

- AEE – Agentur für Erneuerbare Energien. (2013). Erneuerbare Energien im Strommarkt. *Renews Kompakt*, Nr. 53.
- Agora Energiewende. (2024). *Die Energiewende in Deutschland – Stand der Dinge 2024*.
- BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2023). *Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung*.
- Bundesnetzagentur. (2013). BK4-13-739 – Festlegung zur Ermittlung sachgerechter Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV, S. 28–29 (Methodik und Begriff „Hochlastzeitfenster“).
- Bundesnetzagentur. (2024). *Redispatch*.
- Bundesregierung. (2005). *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV)*.
- Consentec GmbH & Neon Neue Energieökonomie. (2019). *Kosten- oder marktbasierter? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland*.
- tagesschau.de. (2025, 14. November). *Kraftwerksstrategie: Bundesregierung einigt sich auf neue Gas- und Reservekraftwerke*.
- Umweltbundesamt. (2015). *Strommarktdesign der Zukunft*.
- Umweltbundesamt. (2021). *Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien*.
- VDMA Power Systems. (2021). *Klima- und Energiepolitik für mehr Innovationen*. In Forum für Zukunftsenergien (Hrsg.), *Energie macht Zukunft – Was die Energiewirtschaft von der kommenden Bundesregierung erwartet* (S. 152–155).

Title: Renewable energies are fundamentally changing industrial production

Abstract: This article examines how volatile electricity prices driven by renewable energy integration challenge traditional industrial production logics in Germany. It highlights the conflict between flexible, market-oriented production strategies and regulatory incentives that still favour constant load profiles, particularly through individual network charges under §19 (2) StromNEV. By analysing the resulting economic trade-offs for energy-intensive firms, the paper reveals structural barriers to system-friendly demand flexibility. It concludes that realigning regulatory frameworks with the dynamics of renewable-based power systems is essential to unlock efficiency potentials and support the energy transition without undermining industrial competitiveness.