

Whitepaper

GESTALTUNG EFFEKTIVER LOKALER PREISSIGNALE UNTER DEN RAHMENBEDIN- GUNGEN DER DEUTSCH- LUXEMBURGISCHEN STROM- PREISZONE:

DIE ROLLE VON INDUSTRIE UND VERBRAUCHERN

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt

Gestaltung effektiver lokaler Preissignale unter den Rahmenbedingungen der deutsch-luxemburgischen Einheitsstrompreiszone: Die Rolle von Industrie und Verbrauchern

Executive Summary

Der deutsche Strommarkt steht unter erheblichem Reformdruck. Die deutsch-luxemburgische Einheitsstrompreiszone berücksichtigt keine internen Netzrestriktionen, was zu einer strukturellen Diskrepanz zwischen virtuellem Handel und physikalischem Netzbetrieb führt. Übersteigen Handelsgeschäfte die physikalisch verfügbaren Übertragungskapazitäten, müssen Übertragungsnetzbetreiber durch den Redispatch eingreifen. Die daraus resultierenden Kosten werden für die Jahre 2026 bis 2030 auf kumuliert knapp 15 Milliarden Euro prognostiziert (50Hertz Transmission GmbH et al., 2025). Parallel dazu verzeichnete Deutschland mit durchschnittlich 39,5 ct/kWh (2024) den höchsten Haushaltsstrompreis sowie mit 23,3 ct/kWh (2025) den drittgrößten Industriestrompreis innerhalb der EU, was die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Standorts zunehmend belastet (Eurostat, 2025; Strom Report, 2026).

Dieses Whitepaper untersucht, wie unter der politisch festgeschriebenen Restriktion der Einheitsstrompreiszone wirksame lokale Preissignale gestaltet werden können, die Industrie, Mittelstand und private Verbraucher zur aktiven Partizipation befähigen und dadurch netzdienliche Effizienzgewinne erschließen.

Nodale Preismodelle erzielen zwar die effizienteste Ressourcenallokation und gelten z.B. auch im Bericht der Monopolkommission als ökonomisch erstbeste Lösung, sind aufgrund der politischen Festschreibung der Einheitsstrompreiszone im Koalitionsvertrag der 21. Bundesregierung jedoch kurzfristig nicht umsetzbar (Monopolkommission, 2025). Aufgrund dieses bestehenden politischen Rahmens verfolgt die Bundesnetzagentur örtlich und zeitlich differenzierte dynamische Netzentgelte, deren verpflichtende Einführung ab 2029 vorgesehen ist, obwohl kritisch diskutiert wird, ob sie strukturelle Engpässe im Übertragungsnetz adressieren können. Ein weiterer von SynErgie vorgeschlagener Ansatz sind lokale Flexibilitätsmärkte, die dezentralen Akteuren bereits heute die niedrigschwellige Vermarktung von Flexibilitätspotenzialen auf Verteilnetzebene ermöglichen könnten, aber trotz guter Erfahrungen in anderen Ländern nicht aufgegriffen werden dürften.

Die regulatorische Reformfähigkeit des Strommarktes allein bestimmt jedoch nicht den Erfolg der Energiewende. Entscheidend ist, ob Industrie und Verbraucher lokale Preissignale wahrnehmen und in ihre Entscheidungen integrieren. Für die energieintensive Industrie besitzt Planungssicherheit dabei die höchste Priorität, da lange Investitionszeiträume, hohe versunkene Kosten und irreversible Standortentscheidungen die Wirkung kurzfristiger Preissignale erheblich begrenzen. Private Haushalte und Prosumer zeigen zwar eine grundsätzliche Bereitschaft, am Strommarkt zu partizipieren, knüpfen diese jedoch daran, dass lokale Preissignale als unmittelbarer individueller Vorteil erlebbar sind, insbesondere in Form sinkender Energiekosten und wachsender Energieautarkie. Ökologische Argumente bewirken eine geringere Partizipationsbereitschaft am Strommarkt als ökonomische Anreize.

Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign muss die physikalischen Realitäten des Netzes transparent abbilden und Anreize setzen, die ökonomische Effizienz und gesellschaftliche Akzeptanz gleichermaßen sicherstellen. Ohne die breite Partizipation industrieller und privater Verbraucher bleiben die theoretischen Flexibilitätspotenziale ungehoben und die Energiewende hinter ihren Möglichkeiten zurück.

Inhalt

1	Einleitung.....	3
2	Die Ineffizienzen des aktuellen Strommarktdesigns.....	4
2.1	Diskrepanz zwischen Handelsmarkt und physikalischem Netz.....	4
2.2	Reformoption des Strommarktdesigns zum Heben der Energieflexibilitätspotenziale ...	6
2.2.1	Nodales und zonales Strommarktdesign.....	7
2.2.2	Zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte.....	8
2.2.3	Lokale Flexibilitätsmärkte.....	11
3	Akzeptanzfaktoren und Partizipation von Industrie und Verbrauchern im Strommarkt.....	12
3.1	Industrie.....	13
3.2	Mittelstand und Gewerbe.....	14
3.3	Private Haushalte und Prosumer	14
4	Zusammenfassung.....	16
	Literaturverzeichnis.....	17

1 Einleitung

Die ambitionierten Klimaziele der Europäischen Union erfordern eine substantielle Beschleunigung der Energiewende. Ziel ist es, bis 2030 die Treibhausgasemissionen um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu reduzieren (Europäische Kommission, 2026). Die erfolgreiche Umsetzung und Beschleunigung der Energiewende hängen dabei entscheidend von der gesellschaftlichen Akzeptanz und der aktiven Partizipation sowohl industrieller als auch privater Verbraucher ab. Akzeptanz bildet dabei die notwendige Voraussetzung für die Einführung neuer Marktmechanismen und Technologien, während Partizipation den eigentlichen Hebel zur Systemtransformation darstellt.

Die Klimaziele implizieren eine tiefgreifende Dekarbonisierung des europäischen Energiesystems, bei der dem Strommarktdesign eine zentrale steuerungspolitische Funktion zukommt. Das Strommarktdesign bezeichnet die Gesamtheit der regulatorischen Rahmenbedingungen, Mechanismen und Institutionen, nach denen Strom erzeugt, gehandelt, verteilt und abgerechnet wird. Es bestimmt sowohl den Ausbau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen als auch die Entwicklung komplementärer Energieflexibilitätsoptionen und schafft die Anreizstrukturen für verbraucherseitige Beteiligung.

In Deutschland steigt der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung kontinuierlich, und die installierte Leistung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen verzeichnet ein dynamisches Wachstum. Diese Entwicklungen tragen einerseits zur Substitution konventioneller Energieträger durch kosteneffizientere Erneuerbare-Energien-Anlagen im deutschen Stromsystem bei, andererseits fördern sie jedoch eine zunehmende räumliche Dezentralisierung der Stromerzeugung (Sauer et al., 2022). Trotz des dynamischen Kapazitätsausbaus von Erneuerbaren-Energien-Anlagen bestehen in Deutschland anhaltende Netzengpässe: Der langsame Netzausbau führt zunehmend zu Situationen, in denen verfügbare Erneuerbare Erzeugungskapazitäten nicht vollständig genutzt werden können (Bundesnetzagentur, 2023b). Die resultierenden Abregelungsvolumina und die damit verbundenen, über Netzentgelte finanzierten Redispatchkosten verdeutlichen die Dringlichkeit einer Reformdebatte über das bestehende Strommarktdesign und unterstreichen die Notwendigkeit ökonomischer Anreizmechanismen für eine räumlich effiziente Integration von Erneuerbaren-Energien-Anlagen. Die Integration dezentraler, fluktuierender Erneuerbarer-Energien-Anlagen stellt das bestehende Energiesystem vor systemische Herausforderungen und erfordert grundlegende Anpassungen des Strommarktdesigns, um einen sicheren, emissionsarmen und kosteneffizienten Systembetrieb zu gewährleisten.

Das deutsche Strommarktdesign ist gegenwärtig als deutsch-luxemburgische Einheitsstrompreiszone organisiert, innerhalb derer Strom ohne explizite Berücksichtigung interner Netzrestriktionen gehandelt wird. Dieser Marktmechanismus impliziert, dass Handelsgeschäfte unabhängig von physikalischen Transportkapazitätsbeschränkungen abgeschlossen werden können, was einer Annahme unbegrenzter interner Übertragungskapazität entspricht. Die politische Grundsatzentscheidung zur Beibehaltung dieser Einheitsstrompreiszone, die im geltenden Koalitionsvertrag der Bundesregierung der 21. Legislaturperiode, aus dem Jahr 2025, explizit bekräftigt wurde, limitiert den Handlungsspielraum für kurzfristige systemische Reformen des Strommarktdesigns (CDU, CSU und SPD, 2025).

Gerade unter der Prämisse einer Einheitsstrompreiszone gewinnen lokale Preissignale an Bedeutung. Lokale Preissignale sind entscheidend für die effiziente Integration dezentraler, fluktuierender Erneuerbarer-Energien-Anlagen sowie für die vollständige Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale. Insbesondere die aktive Partizipation von Industrie und Verbrauchern sowie die

damit verbundene Lastflexibilität energieintensiver Industrieunternehmen können einen substanziellen Beitrag zur Systemintegration von Erneuerbaren-Energien-Anlagen leisten. Durch die zeitliche und prozessuale Flexibilisierung ihrer Produktionsabläufe können diese Akteure sowohl die Nutzungsgrade Erneuerbarer-Energien-Anlagen erhöhen als auch zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität beitragen. Die Realisierung dieser Flexibilitätspotenziale setzt jedoch voraus, dass das Strommarktdesign die veränderten Charakteristika von Erzeugung und Verbrauch adäquat abbildet. Dazu zählen insbesondere die meteorologisch bedingte Volatilität Erneuerbarer-Energien-Anlagen sowie deren räumliche Verteilungsmuster. Darüber hinaus muss das Strommarktdesign entsprechende Anreizstrukturen generieren, die gesellschaftliche Akzeptanz fördern und sowohl industrielle als auch private Verbraucher zur aktiven Partizipation befähigen. Das vorliegende Whitepaper adressiert vor diesem Hintergrund die Fragestellung:

Wie lassen sich unter der Restriktion einer Einheitsstrompreiszone effektive lokale Preissignale implementieren, die sowohl Akzeptanz als auch aktive Partizipation industrieller und privater Verbraucher ermöglichen?

Im folgenden Whitepaper werden in Kapitel 2 die Ineffizienzen des aktuellen deutschen Strommarktdesigns aufgezeigt und erläutert, welche alternativen und ergänzenden Möglichkeiten des Strommarktdesigns zur Hebung der Flexibilitätspotenziale bestehen. Kapitel 3 zeigt die im Kopernikus-Projekt SynErgie erarbeiteten Ergebnisse dazu auf, unter welchen Bedingungen Industrie und Verbraucher bereit sind, aktiv an Flexibilitätsmaßnahmen mitzuwirken, und welche Faktoren ihre Investitions- und Beteiligungsentscheidungen prägen. Abschließend fasst Kapitel 4 die wichtigsten Erkenntnisse zusammen und skizziert einen Ausblick auf notwendige Reformmaßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns hin zu einem konsistenten Zielbild. Die Ergebnisse des Whitepapers sollen das Gesamtziel des Kopernikus-Projekts SynErgie unterstützen, indem sie den Übergang zu einem zukunftsfähigen europäischen Strommarktdesign fördern, Flexibilitätspotenziale aktivieren und damit eine beschleunigte CO₂-Reduktion durch eine effizientere Nutzung Erneuerbarer-Energien-Anlagen ermöglichen.

2 Die Ineffizienzen des aktuellen Strommarktdesigns

Nachfolgend werden die zentralen Herausforderungen des aktuellen deutschen Strommarktdesigns analysiert. Kapitel 2.1 beleuchtet die strukturelle Diskrepanz zwischen der handelsseitigen Annahme unbegrenzter interner Übertragungskapazitäten am Day-Ahead-Markt und den physikalischen Netzrestriktionen. Zur Adressierung der daraus resultierenden Ineffizienzen evaluiert das Whitepaper in Kapitel 2.2 drei Flexibilisierungsmechanismen: alternative Gebotszonenkonfigurationen in Form von nodaler und zonaler Preisbildung (Kapitel 2.2.1), zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte (Kapitel 2.2.2) sowie lokale Flexibilitätsmärkte (Kapitel 2.2.3).

Während alternative Gebotszonen theoretische Effizienzgewinne versprechen, schließt die politische Festschreibung der Einheitsstrompreiszone im Koalitionsvertrag der 21. Bundesregierung fundamentale Strukturreformen in dieser Legislaturperiode aus (CDU, CSU und SPD, 2025). Der Fokus richtet sich daher auf regulatorische Instrumente wie dynamische Netzentgelte und lokale Märkte, die auch innerhalb der Einheitsstrompreiszone Anreize für eine systemdienliche Integration Erneuerbarer-Energien-Anlagen setzen.

2.1 Diskrepanz zwischen Handelsmarkt und physikalischem Netz

In Deutschland wird Strom innerhalb der deutsch-luxemburgischen Einheitsstrompreiszone unter der impliziten Annahme unbegrenzter interner Übertragungskapazitäten gehandelt. Dies bedeutet, dass Handelsgeschäfte unabhängig von physischen Netzrestriktionen abgeschlossen werden

können. Beispiele verdeutlichen diese Problematik: Ein Windpark in Schleswig-Holstein kann seinen Strom zu identischen Konditionen an einen Abnehmer in Bayern verkaufen wie ein Gaskraftwerk in der direkten Nachbarschaft. Dies gilt unabhängig davon, ob die erforderlichen Übertragungskapazitäten verfügbar sind oder nicht. Diese einheitliche Marktpreisbildung suggeriert eine physische Kapazität des Stromnetzes, die in der Praxis häufig nicht vorliegt.

Mit dem massiven Ausbau volatiler Erneuerbarer-Energien-Anlagen, der zunehmenden räumlichen Dezentralisierung der Stromerzeugung sowie der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr verschärft sich diese strukturelle Diskrepanz erheblich. Auf der Angebotsseite entstehen volatile, wetterabhängige Einspeisemuster, auf der Nachfrageseite neue volatile Verbrauchsprofile (z.B. durch Schnellladestationen für Elektrofahrzeuge oder dezentrale Wärmepumpen).

Wenn der Markt Transaktionen zwischen räumlich entfernten Marktteilnehmern abschließt, deren Stromflüsse sich aufgrund von Netzengpässen nicht realisieren lassen, entstehen physikalisch unzulässige Systemzustände. Um Netzengpässe zu vermeiden, müssen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) durch Systemdienstleistungen intervenieren. Sie können die Einspeisung von Kraftwerken auf der Angebotsseite des Engpasses drosseln und die Produktion auf der Nachfrageseite erhöhen. Dieser Prozess wird als Redispatch bezeichnet. Die Folge ist eine Entkopplung zwischen virtuellem Handel und physikalischer Realität: Der Handel erfolgt auf Basis des Einheitsstrompreises, während der tatsächliche Dispatch über kostenbasierten Redispatch an die physikalischen Netzrestriktionen angepasst werden muss. Die resultierenden Redispatchkosten werden über Netzentgelte auf alle Marktteilnehmer umgelegt, unabhängig von ihrer Verursachung. Die Umlage auf alle Marktteilnehmer externalisiert die Kosten der Netzüberlastung auf die Allgemeinheit. Dadurch fehlen sowohl für Erzeuger als auch für Verbraucher Anreize zur räumlich und zeitlich effizienten Koordination ihres Handelsverhaltens. Laut Prognosen der ÜNBs belaufen sich die Redispatchkosten von 2026 bis 2030 addiert auf insgesamt knapp 15 Milliarden Euro (siehe Tabelle 1). Die hohen Kosten quantifizieren den Preis der mangelnden Synchronisation zwischen Markttransaktionen und physikalischen Netzkapazitäten und machen die ökonomischen Verluste der bestehenden Fehlsteuerung deutlich.

	2026	2027	2028	2029	2030
Gesamtkosten [Mio. EUR]	3.129	3.028	2.928	2.926	2.926
davon Vorhaltekosten [Mio. EUR]	925	887	849	847	847
pos. Redispatch [TWh]	16,87	17,89	18,90	18,90	18,90
neg. Redispatch [TWh]	-16,87	-17,89	-18,90	-18,90	-18,90

Tabelle 1: Prognostizierte Kosten und Volumina für Maßnahmen des Engpassmanagements in Deutschland (2026 - 2030) (50Hertz Transmission GmbH et al., 2025) *Die Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber umfasst eigene Berechnungen nur für die Zeiträume t+1 (2026) und t+3 (2028). Die Werte für 2027 resultieren aus einer linearen Interpolation, die Werte für 2029 und 2030 aus einer Fortschreibung der 2028-Werte

Die Redispatchvolumina und -kosten (siehe Tabelle 1) spiegeln nur einen Teil der Systemdienstleistungskosten des Strommarktes wider. Sie verdeutlichen das strukturelle Missverhältnis zwischen Markttransaktionen und physikalischen Netzkapazitäten in der Einheitsstrompreiszone. Trotz prognostizierter leicht sinkender Redispatch-Gesamtkosten bleibt dieses Missverhältnis auf einem hohen Niveau bestehen. Die Trennung von Handel und Physik führt zu Fehlanreizen bei Investitionsentscheidungen (Agora Energiewende & Fraunhofer IEE, 2025; Sauer et al., 2022).

Ein weiterer Ausdruck dieser Ineffizienzen zeigt sich im europäischen Vergleich anhand der überdurchschnittlich hohen Strompreise in Deutschland. Im Jahr 2024 belief sich der durchschnittliche Strompreis für Haushalte auf 39,5 ct/kWh – den höchsten Wert innerhalb der Europäischen Union. Auch im ersten Halbjahr 2025 lag das Preisniveau mit rund 38,35 ct/kWh weiterhin deutlich über dem EU-Durchschnitt von etwa 28,7 ct/kWh. Diese hohen Kosten sind auf die Zusammensetzung

verschiedener Preisbestandteile zurückzuführen und spiegeln neben Energie- und Netzentgelten insbesondere den Einfluss von Steuern und Abgaben wider, die in Deutschland im europäischen Vergleich überdurchschnittlich ausfallen (Eurostat, 2025; Strom Report, 2026). Für Unternehmen ergeben sich daraus zusätzliche Belastungen: Mit durchschnittlich 23,3 ct/kWh wies Deutschland 2025 den dritthöchsten Industriestrompreis in der EU auf und lag damit deutlich über dem europäischen Mittelwert von 18,7 ct/kWh (Strom Report, 2026).

Der Endkundenpreis für Strom in Deutschland setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen, die sich hinsichtlich ihrer Höhe, Dynamik und politischen Steuerbarkeit erheblich unterscheiden. Er umfasst erstens die Strombeschaffung inklusive Vertriebskosten, zweitens die Netzentgelte für Betrieb, Wartung und Ausbau der Infrastruktur einschließlich Systemdienstleistungen, und drittens staatlich veranlasste Steuern, Abgaben und Umlagen (Bundesnetzagentur, 2025c). Für industrielle Stromkunden gelten teilweise abweichende Regelungen, insbesondere hinsichtlich Netzentgeltreduzierungen sowie Ausnahmen bei Steuern und Umlagen.

Da der Endkundenpreis keine zeitlich und örtlich differenzierten Preissignale für die Netzkapazität enthält, orientiert sich das Marktverhalten nicht an den limitierten physikalischen Transportkapazitäten des Netzes. Ein Lösungsansatz besteht darin, zeitlich und örtlich differenzierte Preissignale in die Einheitsstrompreiszone zu integrieren, die die physischen Transportkapazitäten des Netzes abbilden. Diese Preissignale würden Erzeuger, Speicher und Verbraucher dazu incentivieren, ihr Verhalten an lokalen und zeitlichen Engpässen auszurichten und damit flexibel auf Netzrestriktionen zu reagieren. Durch ein netzdienliches Betriebsverhalten, das durch differenzierte Preissignale gefördert wird, werden Netzkosten reduziert, lokale Restriktionen proaktiv abgebaut und zusätzlicher Netzausbaubedarf vermieden.

2.2 Reformoption des Strommarktdesigns zum Heben der Energieflexibilitätspotenziale

Der Erfolg der Energiewende hängt maßgeblich davon ab, ambitionierten Klimaschutz mit wirtschaftlicher Effizienz zu verbinden. Um die Kostenbelastung für Wirtschaft und Gesellschaft auf das notwendige Maß zu begrenzen und zugleich fair zu verteilen, ist eine möglichst kostengünstige Steuerung des Strommarkts als Gesamtsystem unerlässlich. Die hierfür zwingend notwendige Transformation des Strommarktdesigns ist nicht nur eine technische und regulatorische, sondern vor allem eine sozioökonomische Herausforderung. Eine breite Akzeptanz aller relevanten Stakeholder sowie klar definierte Übergangsphasen sind grundlegende Voraussetzungen, da ein verlässlich funktionierender Strommarkt eine zentrale Basis für den wirtschaftlichen Wohlstand und die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland bildet (Grimm & Ockenfels, 2025).

Ein solcher Transformationsprozess erfordert ein Strommarktdesign, das die physikalischen Realitäten des Stromnetzes für dezentrale Akteure transparent macht und dadurch wirksame Anreize für netzdienliches Verhalten setzt (Grimm & Ockenfels, 2025; Monopolkommission, 2025).

Um die Energieflexibilitätspotenziale von Industrie und Verbrauchern durch Preisanreize zu erschließen, werden derzeit verschiedene Reformoptionen des Strommarktdesigns diskutiert, die sich insbesondere hinsichtlich ökonomischer Effizienz, Komplexität und praktischer Umsetzbarkeit unterscheiden. Energieflexibilität bezeichnet dabei die Fähigkeit eines Systems, schnell und effizient auf Veränderungen am Energiemarkt zu reagieren, ohne die eigene Wertschöpfung – etwa in Form von Produktqualität oder Lieferzuverlässigkeit – zu beeinträchtigen (Verein Deutscher Ingenieure, 2020).

Das vom BMWV vorgelegte Optionenpapier zum „Strommarktdesign der Zukunft“ macht deutlich, dass viele Akteure dem bestehenden regulatorischen Rahmen nur begrenzt vertrauen (BMWV, 2024). Dieses Vertrauensdefizit ist nicht zuletzt auf jahrelange Versäumnisse bei der Weiterentwicklung der Marktmechanismen zurückzuführen, die mit der zunehmenden Dezentralität und Volatilität des Stromsystems bislang nicht Schritt gehalten haben (Grimm & Ockenfels, 2025).

2.2.1 Nodales und zonales Strommarktdesign

Die theoretisch effizienteste Methode zur Integration von Netzrestriktionen in den Markt ist die nodale Preisbildung. In diesem System wird für jeden Netzknoten ein individueller Strompreis ermittelt, der lokale Angebots- und Nachfragesituationen sowie Netzengpässe präzise abbildet. Solche regional und zeitlich hochaufgelösten Preissignale spiegeln die physikalische Realität des Netzes wider und setzen Anreize für Investitionen an systemdienlichen Standorten.

Ein alternativer Ansatz, der die Designkomplexität gegenüber dem nodalen System reduziert, ist das zonale Preissystem. Hierbei werden mehrere Netzknoten zu größeren Preiszonen zusammengefasst. Innerhalb dieser Zonen gilt ein einheitlicher Preis, während Engpässe an den Zonengrenzen zu unterschiedlichen Preisen führen. Eine Aufteilung der deutsch-luxemburgischen Einheitsstrompreiszone würde zwar regionale Preissignale generieren und den Redispatchbedarf senken, Engpässe innerhalb der neuen Zonen blieben jedoch bestehen (Bichler et al., 2021).

Im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie sowie des durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) und die Fraunhofer-Gesellschaft geförderten Projekts „Allocation and Pricing in Electricity Markets“ (APEM) wurde die Studie „Zonal vs. Nodal Pricing: An Analysis of Different Pricing Rules in the German Day-Ahead Market“ erarbeitet (Knörr et al., 2025). Ziel der Analyse ist es, die Auswirkungen einer Aufteilung der Gebotszone auf den Day-Ahead-Markt zu untersuchen und verschiedene Preisbildungsmechanismen sowie Marktstrukturen des deutschen Strommarkts systematisch miteinander zu vergleichen. Die Ergebnisse zeigen, dass eine zonale Aufteilung nur geringen Nutzen bringt. Sie führt lediglich zu moderaten Preisunterschieden und minimalen Einsparungen bei Redispatch. Zudem verbleiben Engpässe jenseits von Zonengrenzen. Deutlich überlegen ist das nodale Preismodell mit den niedrigsten Gesamtkosten nach Redispatch aufgrund effizienterer Ressourcenallokation und weniger Eingriffe (Knörr et al., 2025). Die Studie analysiert nodale Preise auf Basis des deutschen Höchst- und Hochspannungsnetzes (1.687 Knoten, 3.232 Leitungen). Nodale Preissignale wirken dabei primär auf der Übertragungsnetzebene. Engpässe in unterlagerten Verteilnetzen werden durch diesen Ansatz nicht adressiert. Hinsichtlich des Kosteneinsparungspotenzials zeigen die Ergebnisse, dass nodale Preisbildung die Gesamtkosten nach Redispatch gegenüber der Einheitspreiszone um rund 7,3 % (kostenminimaler Redispatch) bzw. 15,8 % (volumenminimaler Redispatch) senkt.

Diese Einschränkungen werden durch eine weitere Analyse von (Dobos et al., 2025) bestätigt. Das Papier zeigt, dass die im Rahmen des europäischen Bidding Zone Review vorgeschlagenen Zonenkonfigurationen für Deutschland die Preisstandardabweichungen innerhalb der Zonen nur geringfügig senken und dass sowohl Preisniveaus als auch geeignete Zonengrenzen über die Zeit erheblich variieren. Damit erweist sich die zeitliche und räumliche Stabilität von Preiszonen als zentrale Schwachstelle des zonalen Designs.

Auch im Rahmen des Kopernikus Schwesterprojektes Ariadne wurde eine modellbasierte Analyse der Auswirkungen einer Gebotszonenteilung auf den deutschen Day-Ahead-Markt erstellt (Ariadne, 2026). Die Untersuchung betrachtet Dispatcheffekte und daraus resultierende Kosten und adressiert damit primär die statische Effizienz des Strommarkts. Auswirkungen auf die dynamische Effizienz, insbesondere auf langfristige Investitionsentscheidungen in Erzeugung, Speicher und Netze,

bleiben unberücksichtigt. Für das Jahr 2024 wurden neben der Einheitsstrompreiszone drei alternative Zonenkonfigurationen untersucht, mit Fokus auf die Strompreisentwicklung, den Einsatz von Flexibilität (am Beispiel von Stromspeichern) und den Handel mit Nachbarländern. Die Ergebnisse zeigen ebenfalls, dass feingranulare Zonenaufteilungen (z. B. 22 Zonen) zu stärker differenzierten Preisen führen, netzdienliche Standortwahl von Elektrolyseuren und Batterien fördern sowie Redispatchbedarf und Erneuerbarer-Energien Prognosefehler senken, während grobe Teilungen (z. B. 3 Zonen) zu ungenau sind.

Die Monopolkommission bewertet das nodale Strommarktdesign aus ökonomischer Sicht ebenfalls als die erstbeste Lösung ("First-Best"), da es die Ineffizienzen am konsequentesten auflöst (Monopolkommission, 2025). In der Bewertung der Monopolkommission gilt das zonale Strommarktdesign als zweitbeste Option ("Second-Best"), da es zwar Verbesserungen bringt, aber nicht die volle Effizienz des nodalen Systems erreicht (Monopolkommission, 2025).

2.2.2 Zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte

Der Ansatz, die lokalen Knappheitssignale über die Netzentgelte abzubilden, wird von der Monopolkommission als „Third-Best“-Option eingeordnet, da diese Anreize für netzdienliche Flexibilitäten setzen können, ohne Änderungen an der gegenwärtigen Gebotszonenkonfiguration vorzunehmen (Monopolkommission, 2025).

Netzentgelte sind Gebühren, die Netznutzer für die Inanspruchnahme des Stromversorgungsnetzes an den jeweiligen Netzbetreiber entrichten (Bundesnetzagentur, 2025c). Die Berechnungssystematik der allgemeinen Netzentgelte ist in § 17 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt. In Deutschland setzen sich die Netzentgelte aus einem Arbeitspreis und einem Leistungs- oder Grundpreis zusammen. Der Arbeitspreis orientiert sich an der von einem Letztverbraucher innerhalb eines Abrechnungszeitraums aus dem Netz bezogenen Strommenge. Während der Leistungspreis die von einem Netznutzer tatsächlich in Anspruch genommene maximale Netzkapazität bepreist, stellt der Grundpreis eine verbrauchs- und netznutzungsunabhängige Entgeltkomponente zur Deckung netzseitiger Fixkosten dar. Endverbraucher mit einem geringen netzgebundenen Letztverbrauch zahlen in der Regel einen Grundpreis sowie einen Arbeitspreis. Größere Verbraucher mit registrierender Leistungsmessung, sogenannte RLM-Kunden, entrichten darüber hinaus einen Leistungspreis. Dieser wird ausschließlich auf Basis ihrer individuellen Jahreshöchstlast bemessen. Welche Komponente das Netzentgelt dominiert, hängt von der Benutzungsstundenzahl ab. Sie beschreibt den Quotienten aus jährlichem Stromverbrauch und Jahreslastspitze. Unterhalb von 2.500 Vollbenutzungsstunden überwiegt der Arbeitspreis, oberhalb davon der Leistungspreis. Für (energieintensive) Industrieunternehmen nimmt die Leistungspreiskomponente den größten Anteil im Netzentgeltaufkommen ein. Das hohe Gewicht des Leistungspreises führt gegenwärtig dazu, dass neue Lastspitzen grundsätzlich bestraft werden. Dies gilt auch dann, wenn sie durch Energieflexibilitätsmaßnahmen bei hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien entstehen und damit systemisch erwünscht wären (Buhl et al., 2025; Hanny et al., 2022; Leinauer et al., 2022).

Neben den allgemeinen Netzentgelten sieht § 19 StromNEV Sonderformen der Netznutzung vor. Netznutzer können unter bestimmten Voraussetzungen individuelle Netzentgelte vereinbaren. Dies ist unter zwei Bedingungen möglich. Zum einen können Unternehmen von reduzierten Entgelten profitieren, wenn ihre individuelle Höchstlast vorhersehbar und erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Anschlussnetzebene abweicht. Diese Regelung wird als atypische Netznutzung bezeichnet (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV). Zum anderen gewährt § 19 Abs. 2 Satz 2 bis 4 StromNEV Unternehmen mit einer gleichmäßigen Netznutzung und über 7.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr reduzierte Netzentgelte. Diese Regelung wird als Bandlast-

privileg bezeichnet (Buhl, Eble, Pichlmeier, et al., 2025a, 2025b). Während eine Bandlastprofil historisch zur Planbarkeit und Stabilität des Netzes beitragen, wirken diese Regelungen im heutigen Energiesystem zunehmend kontraproduktiv. Unternehmen werden finanziell dafür belohnt, ihren Verbrauch möglichst konstant zu halten. Die Sonderentgeltregelungen, die einst als Anreiz für netzstabilisierendes Verhalten konzipiert wurden, stehen damit dem Ziel einer systemdienlichen Nachfrageflexibilität heute strukturell entgegen (Förster et al., 2024).¹

Darüber hinaus sind gegenwärtig auch Stromspeicher und Elektrolyseure, die bis August 2029 in Betrieb genommen werden, von Netzentgelten befreit (Bundesnetzagentur, 2025a). Die durch diese Sonderregelungen entfallenden Netzkosten werden über einen Aufschlag für besondere Netznutzung auf alle übrigen Letztverbraucher umgelegt (§ 118 Abs. 6 EnWG; § 118 Abs. 30 EnWG). Die Netzentgeltbefreiungen sind energiepolitisch gewollt, um den Hochlauf von Stromspeichern und Elektrolyseuren zu fördern. Sie differenzieren jedoch nicht danach, ob der Betrieb dieser Anlagen netzdienlich erfolgt oder nicht. Zu beachten ist dabei, dass auch die zugrunde liegende Netzentgeltssystematik selbst keine räumlich oder zeitlich differenzierten Signale für eine systemdienliche Fahrweise setzt. Eine Belastung der Anlagen mit Netzentgelten würde in der heutigen Struktur daher zwar die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verändern, aber ebenfalls keinen zielgerichteten Anreiz für einen netzdienlichen Einsatz schaffen. Das eigentliche regulatorische Defizit liegt somit eine Ebene tiefer, nämlich in der Ausgestaltung der Netzentgelte selbst. Wirksame Anreize für die Hebung der Flexibilitätspotenziale von Stromspeichern und Elektrolyseuren setzen eine grundlegende Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik voraus.

Die bisherige Netzentgeltssystematik ist überwiegend statisch ausgestaltet und berücksichtigt weder zeitliche noch örtliche Knappheitssituationen im Netz. Diese regulatorischen Rahmenbedingungen passen zunehmend weniger zum deutschen Energiesystem mit steigender dezentraler Einspeisung. Auch die Bundesnetzagentur hat diese Fehlanreize erkannt und mehrere Reformprozesse eingeleitet.

Dynamische Netzentgelte können künftig eine flexible Bepreisung der Netznutzung sicherstellen, Netzengpässe reduzieren und Lastverlagerungen fördern. Grundsätzlich lassen sich verschiedene Gestaltungsmöglichkeiten unterscheiden. Bei zeitvariablen Netzentgelten werden die Entgelte im Voraus für bestimmte Zeitfenster festgelegt, etwa für Zeiten mit hoher oder niedriger Netzauslastung. Die Preisstufen sind bekannt und planbar. Bei voll-dynamischen Netzentgelten werden die Entgelte hingegen kurzfristig in Abhängigkeit von der tatsächlichen oder prognostizierten Netzsituation ermittelt. Der Arbeitspreis eignet sich besonders für eine zeitliche Dynamisierung, da er direkt am Verbrauch ansetzt und kurzfristige Lastverschiebungen anreizen kann. Der Leistungspreis könnte örtlich differenziert werden, um regionale Engpässe abbilden zu können. Ein Kapazitätspreis, der die reservierte Anschlusskapazität bepreist, ist in Deutschland bislang kaum verbreitet, wird jedoch im europäischen Ausland bereits eingesetzt. Eine Modellierung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft im Auftrag von Green Planet Energy zeigt, dass ein Kapazitätspreis mit netzzustandsabhängigem Bonus-Malus-System die Netzentgelte für Haushalte mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durchschnittlich um etwa 64 Prozent senken könnte. Das Modell verdeutlicht, dass kapazitätsbasierte Netzentgelte sowohl den Netzausbaubedarf reduzieren als auch Flexibilität auf Haushaltsebene ökonomisch attraktiv machen können (Green Planet Energy, 2025).

¹ Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Whitepapers überarbeitet die BNetzA die Sondernetzentgelte für die Industrie, mit dem Ziel, markt- und netzdienliche Flexibilitätseinsätze zukünftig zu belohnen. Die Festlegung der Neuregelung ist für das Jahr 2027 angekündigt (BNetzA, 2026).

Echte Effizianzanreize für Netznutzer entstehen – sofern hinreichend präzise Prognosen zur Netzauslastung vorliegen – erst durch eine zeitliche sowie räumliche Differenzierung der Entgeltkomponenten (Buhl, Eble, Pichlmeier, et al., 2025b). Zeitlich variable Entgelte machen die aktuelle Netzauslastung für Verbraucher spürbar. Örtlich differenzierte Entgelte ergänzen diese Signale um eine räumliche Dimension und machen regionale Engpasssituationen sichtbar.

Mit dem Diskussionspapier zur Rahmenfestlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) und dem Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte werden die Grundsätze der Netzentgeltsystematik neu geregelt und die Dynamisierungsoptionen diskutiert (Bundesnetzagentur, 2024, 2025d, 2025b). Parallel reformiert die Bundesnetzagentur im Prozess „Netze – Effizient – Sicher – Transformiert“ (NEST) die Anreizregulierung für Strom- und Gasverteilnetze (Bundesnetzagentur, 2025e). Mit der Festlegung zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG hat die Behörde zudem bereits einen ersten Schritt hin zu zeitvariablen Netzentgelten umgesetzt (Bundesnetzagentur, 2023a). Der AgNes-Prozess skizziert den Übergang zu einem System, das Flexibilität belohnt statt bestraft (Bundesnetzagentur, 2025a). Industrieunternehmen und andere Netznutzer (wie z. B. Speicher) sollen künftig Anreize erhalten, ihren Netzbezug in Zeiten hoher Einspeisung durch Erneuerbare-Energien-Anlagen oder geringer Netzauslastung zu erhöhen und diesen bei hoher Netzauslastung zu reduzieren. Das im Dezember 2025 veröffentlichte Orientierungspapier der Bundesnetzagentur zur Dynamisierung der Netzentgelte konkretisiert diese Ausgestaltung des AgNes-Prozesses (Bundesnetzagentur, 2025b). Die Beschlusskammer favorisiert eine dynamische Arbeitspreiskomponente, die ortsbezogen und in 15-Minuten-Intervallen am Vortag festgelegt wird und sich an den Grenzkosten des Engpassmanagements orientiert (Bundesnetzagentur, 2025b). Die Komponente soll symmetrisch wirken, also Entnahmen und Einspeisungen je nach Engpassrichtung belasten oder vergüten, und über eine Top-down-Kaskadierung alle Netzebenen erreichen. Als erste Adressaten sind Speicher mit eigenem Netzanschluss vorgesehen, da diese die höchste Preissensibilität und die geringsten Nebenbedingungen aufweisen. Für Engpässe auf den Netzebenen 1-3, also Höchstspannung (380/220 kV), Umspannung Höchst-/Hochspannung und Hochspannung (110 kV), auf die der weitaus größte Teil der bestehenden Engpassmanagementkosten entfällt, strebt die Bundesnetzagentur eine Einführung ab Anfang 2029 an.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie hat sowohl für die allgemeinen Netzentgelte als auch die Sondernetzentgelte Novellierungsvorschläge formuliert (Buhl, Eble, & Pichlmeier, 2025; Buhl, Pichlmeier, et al., 2025). Diese Novellierungsvorschläge sollen sicherstellen, dass die neue Systematik aufkommensneutral gegenüber den bestehenden Rahmenbedingungen gestaltet wird, Energieflexibilität in der Industrie unter Berücksichtigung technischer und organisatorischer Umsetzungshürden breit anreizt sowie die heterogenen Netzrestriktionen abbildet, die aus volatiler Einspeisung und flexibler Stromnachfrage resultieren (Buhl, Eble, Pichlmeier, et al., 2025b; Kopernikus-Projekt SynErgie, 2025).

Auch die Kopernikus-übergreifende Arbeitsgruppe Regulierung plädiert in ihrem Kurzpapier „Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik: Perspektiven für die Energiewende“ für eine Dynamisierung der Netzentgelte (Kopernikus-übergreifende AG Regulierung, 2025). Die Kernaussagen des Papiers umfassen, dass mit dem Ausbau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen die absoluten Netzkosten steigen und dass systemdienliches Verhalten diesen Anstieg dämpfen kann, indem es den Netzausbaubedarf reduziert und Betriebskosten senkt. Eine dynamisierte Netzentgeltsystematik setzt genau diese lokalen Anreize.

Zu beachten ist, dass dynamische Netzentgelte im Gegensatz zu einer Rekonfiguration der Gebotszonen ausschließlich national wirken. Netzengpässe innerhalb Deutschlands, etwa zwischen Nord

und Süd, würden über dynamische Netzentgelte zwar innerhalb der deutsch-luxemburgischen Einheitsstrompreiszone adressiert, indem Verbraucher in engpassnahen Regionen wie Bayern oder Baden-Württemberg höhere Entgelte zahlen. Die Einheitsstrompreiszone selbst bliebe davon jedoch unberührt, sodass benachbarte Länder wie Österreich weiterhin zum Einheitsstrompreis importieren könnten, ohne dass die innerdeutsche Engpassituation im Preissignal reflektiert würde.

In Teilen der Fachdiskussion wird zur Frage, wie weit die Dynamisierung und lokale Differenzierung der Netzentgelte gehen sollte, zur Vorsicht geraten. So wird argumentiert, dass der bereits erreichte Fortschritt bei der Einführung einfacher, international erprobter zeitvariabler Netzentgelte nicht durch einen mehrjährigen Prozess zur Einführung hochkomplexer lokaler dynamischer Netzentgelte gefährdet werden sollte. Analysen von Aurora Energy Research kommen nach dieser Sichtweise zu dem Ergebnis, dass sich selbst bei optimaler Umsetzung nur ein Bruchteil der strukturellen Engpässe im Übertragungsnetz über lokale dynamische Netzentgelte adressieren lasse (Aurora Energy Research, 2026). Aus dieser Perspektive eignen sich lokale dynamische Netzentgelte primär zur Ergänzung, nicht zum Ersatz struktureller Reformen der Gebotszonenkonfiguration (Neuhoff et al., 2025).

2.2.3 Lokale Flexibilitätsmärkte

Da die Einführung zeitlich und örtlich differenzierter Netzentgelte aktuell noch definiert wird, rücken lokale Flexibilitätsmärkte (LFM) als ergänzendes Instrument auf dem Strommarkt zur Abbildung lokaler Preissignale stärker in den Fokus.

LFM sind virtuelle Marktplätze, die es Anbietern von Energieflexibilitäten (z. B. Unternehmen, Netzbetreibern oder Aggregatoren) ermöglichen, ihre Energieflexibilitätspotenziale an Flexibilitätsnachfrager (z. B. Verteilnetzbetreiber) zu vermarkten (Michaelis et al., 2025). Damit können Flexibilitätsanbieter ihren Lastverzicht, ihre Lasterhöhung oder -verschiebung durch die Vermarktung von Flexibilitätsangeboten gewinnbringend einsetzen (Jin et al., 2020). Es gibt verschiedene Konzepte für LFM und deren Integration in das bestehende Strommarktdesign (Jin et al., 2020; Michaelis et al., 2025). Durch gezielte Preissignale auf Verteilnetzebene lassen sich Einspeisung und Verbrauch unmittelbar aufeinander abstimmen, wodurch die lokale Einspeisung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen besser genutzt und lokale Netzengpässe reduziert werden können. Gleichzeitig verringert der Ausgleich von Einspeisung und Verbrauch auf regionaler Ebene den Bedarf an überregionalem Stromtransport und kann Redispatch-Maßnahmen reduzieren. Zudem bieten LFM die Chance, auch kleinteilige Flexibilitätspotenziale zu erschließen. Kleinere Anlagen, für die eine Teilnahme am zentralen Regelenergiemarkt aufgrund komplexer Präqualifikationsprozesse oft ökonomisch nicht darstellbar ist, könnten sich im Rahmen von LFM niederschwellig integrieren. Zu beachten ist dabei, dass Regelenergiemarkt und LFM unterschiedliche Zwecke verfolgen. Während der Regelenergiemarkt der frequenzbezogenen Systemstabilität dient, zielen LFM auf die Auflösung lokaler Netzengpässe ab. Es ist jedoch zu betonen, dass LFM primär für das Engpassmanagement auf Verteilnetzebene konzipiert sind und nicht darauf ausgelegt sind, anhaltende Engpässe im Übertragungsnetz aufzulösen (Ott et al., 2023). Die Stärke von LFM liegt damit in der niedragschwelligen Aktivierung verteilnetzseitiger Flexibilität, während strukturelle Übertragungsnetzengpässe über andere Instrumente wie dynamische Netzentgelte oder Reformen der Gebotszonenkonfiguration adressiert werden müssen. Trotz dieser Chancen finden LFM in Deutschland bislang nur eine geringe Beachtung. Als häufige Begründung wird angeführt, dass Erzeuger und Nachfrager an netztechnisch besonders vorteilhaften Knotenpunkten Marktmacht aufbauen könnten und diese durch das Zurückhalten von Kapazitäten oder überhöhte Gebote missbräuchlich ausnutzen könnten. Erfahrungen aus den europäischen Nachbarstaaten zeigen jedoch, dass diese Herausforderungen durch ein geeignetes Marktdesign sowie gezieltes Monitoring beherrschbar sind (Kopernikus-Projekt SynErgie & EPEX Spot, 2024).

Die Etablierung eines lokal differenzierten Strommarktdesigns mit LFM ist dabei kein neuer Ansatz, sondern wird bereits in Ländern wie den Niederlanden, Neuseeland und dem Vereinigten Königreich erfolgreich praktiziert (Electricity Authority New Zealand, 2025; GOPACS EN, 2026; UK Power Networks, 2026).

Die Europäische Strommarkt-Richtlinie (Art.13 EMD) und die Strommarkt-Verordnung (Art. 13 BMVO) legen fest, dass die marktbasierende Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement den Regelfall für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber darstellen soll (Europäisches Parlament, 2019a; Europäisches Parlament, 2019b). Der europäische Network Code on Demand Response (NC DR) wird künftig den gemeinsamen regulatorischen Rahmen für LFM bilden und die marktorientierte Flexibilitätsbeschaffung in Europa weiter stärken. Obwohl die EU-Regulatorik ausdrücklich vorsieht, Netzengpässe vorrangig durch marktwirtschaftliche Mechanismen zu bewältigen, setzt das deutsche Energierecht bislang nur unzureichende Anreize für deren Umsetzung.

Eine Kostenanerkennung für die marktliche Beschaffung von Energieflexibilität besteht derzeit ausschließlich im Rahmen von Zwangsmaßnahmen, etwa gemäß § 14a EnWG bei der netzorientierten Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen oder Netzanschlüsse (Energiewirtschaftsgesetz, o. J.). Damit die Kosten der Netzbetreiber für die marktbasierende Beschaffung von Energieflexibilität im Engpassmanagement anerkannt werden können, müssten sie in die Liste der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten aufgenommen werden.

Die Energieflexible Modellregion Augsburg bietet ein geeignetes Testfeld für die Erprobung eines LFM. Im Rahmen einer gemeinsamen Initiative 2024 erklären sich die EPEX SPOT, das Forschungsinstitut für Informationsmanagement (FIM) und der Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT sowie das Kopernikus-Projekt SynErgie bereit, sich intensiv am regulatorischen Lernen im Bereich LFM zu beteiligen und ein Reallabor in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg umzusetzen (Kopernikus-Projekt SynErgie & EPEX Spot, 2024).

3 Akzeptanzfaktoren und Partizipation von Industrie und Verbrauchern im Strommarkt

Die zentrale Frage des Whitepapers ist, wie unter der Rahmenbedingung einer deutsch-luxemburgischen Einheitsstrompreiszone wirksame lokale Preissignale gestaltet werden können, die durch die Akzeptanz und die aktive Partizipation von Industrie, Mittelstand und privaten Verbrauchern netzdienliche Effizienzgewinne heben.

Der Strommarkt befindet sich im Wandel. Statt weniger zentraler Kraftwerke übernehmen heute viele dezentrale und lokale Akteure die Versorgung, wodurch Verbraucher stärker zu einem zentralen Erfolgsfaktor der Energiewende werden. Sie nehmen dabei nicht mehr nur passiv Strom ab, sondern tragen aktiv zur Netzstabilität bei. Unternehmen und Haushalte partizipieren zunehmend am Markt, etwa durch Investitionen in eigene Erneuerbare-Energien-Anlagen, die Vermarktung von Überschüssen oder die zeitliche Anpassung ihres Verbrauchs an die schwankende Erneuerbare Erzeugung. Durch Photovoltaikanlagen, steuerbare Verbrauchsgeräte und Batteriespeicher können sie ihren Stromverbrauch flexibel an das Angebot ausrichten. Da Erneuerbare-Energien-Anlagen wetterabhängig und damit volatil einspeisen, wird genau diese Nachfrageflexibilität zunehmend gebraucht, um Angebot und Nachfrage im Gleichgewicht zu halten. Digitale Technologien sind dabei ein wesentlicher Schlüsselfaktor, da sie Transparenz schaffen, neue Steuerungsoptionen eröffnen und neuartige Interaktionsformen wie dynamische Tarife oder Plattformen zur Flexibilitätsvermarktung ermöglichen (Heinrich et al., 2024).

Die in diesem Kapitel vorgenommene Analyse stützt sich auf die Meilensteine des Arbeitspakets IV.3.1 „Einflussfaktoren auf die erfolgreiche Umsetzung eines lokal differenzierten Strommarktdesigns“ im Kopernikus-Projekt SynErgie und kombiniert qualitative Experteninterviews, modellbasierte Analysen und quantitative Online-Experimente zu Konsumentenpräferenzen und sozialer Akzeptanz.

Im ersten Schritt wurden im Arbeitspaket strukturierende Hypothesen zu den Wirkungszusammenhängen zwischen lokal differenzierten Preissignalen, Investitionsentscheidungen und Systemeffekten entwickelt. Parallel dazu quantifiziert ein auf einem mathematischen Optimierungsmodell basierendes Fundamentalmodell die ökonomischen, ökologischen und versorgungssicherheitsrelevanten Effekte alternativer Marktdesigns (Einheitsstrompreis, zonal, nodal). Das Fundamentalmodell bildet das technisch-ökonomische Rückgrat des Forschungsvorhabens und abstrahiert bewusst von Verhaltens- und Akzeptanzaspekten realer Akteure. Es liefert Referenzszenarien zu Systemkosten, Netzengpässen und Redispatchkosten, trifft jedoch keine Aussagen darüber, ob und in welchem Ausmaß Industrie und Verbraucher die unterstellten Preissignale in der Praxis antizipieren und in ihre Entscheidungen integrieren.

Im zweiten Schritt wurden die theoretischen Annahmen und Modellergebnisse mit verhaltensökonomischen Methoden kombiniert, indem qualitative Stakeholder-Interviews mit energieintensiver Industrie, Erzeugern, Netzbetreibern, Aggregatoren und Verbänden sowie zwei Online-Experimenten zur Konsumentenpräferenz- und Akzeptanzforschung kombiniert werden. Die Interviews beleuchten wahrgenommene Investitionshemmnisse sowie Einschätzungen zu Instrumenten wie Contracts for Difference, Power Purchase Agreements, Trading Hubs und Financial Transmission Rights. Die Online-Experimente quantifizieren auf Basis eines Kano-Ansatzes und eines erweiterten Theory-of-Planned-Behavior-Modells die Bedeutung von Energiepreis, Autarkie, Fairnesswahrnehmungen und wahrgenommenem Nutzen für die Akzeptanz eines lokal differenzierten Preissystems.

Zusammengefasst ermöglichen die Ergebnisse des Arbeitspakets eine systematische Gegenüberstellung der modelltheoretisch erwarteten Effizienzvorteile lokaler Preissignale mit den tatsächlichen Entscheidungslogiken und Restriktionen relevanter Akteursgruppen.

3.1 Industrie

Deutlich gestiegene Energiekosten stellen insbesondere für energieintensive Branchen eine erhebliche Belastung dar und beeinträchtigen die Wirtschaftlichkeit sowie die internationale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Industrieunternehmen (Bundesverband der Deutschen Industrie, 2025). Gleichzeitig verfügen Industrieunternehmen über konkrete Handlungsspielräume, indem sie durch die gezielte Erschließung von Energieflexibilitätpotenzialen ihre Energiekosten senken, ökologische Vorteile realisieren und ihre wirtschaftliche Resilienz stärken können (Heffron et al., 2020).

Für die energieintensive Industrie zeigen die Interviews jedoch eine Spannung zwischen den theoretisch erwarteten Effizienzgewinnen einer Reform des Strommarktdesigns und den realen Transformationspfaden mit langen Investitionszeiträumen, hohen versunkenen Kosten und teils irreversiblen Standortentscheidungen. Die Industrie trifft strategische Investitionsentscheidungen unter Unsicherheit mit langfristigen, oft irreversiblen Konsequenzen. Viele der mit nodalen Preissignalen verbundenen Vorteile werden vor allem im vollständig transformierten Zielzustand gesehen. In der Übergangsphase dominieren hingegen die Risiken: schwer kalkulierbare regionale Preisentwicklungen, mögliche CO₂- und strompreisbedingte Wettbewerbsnachteile sowie die Gefahr einer wirt-

schaftlichen Erosion von Standorten in strukturell benachteiligten Regionen, bevor positive Systemeffekte wirksam werden. Hinzu kommen strukturelle Hürden wie begrenzte physische Energieflexibilität in eng integrierten Wertschöpfungsketten, unzureichende Datenverfügbarkeit und ein Mangel an regulatorischer Verlässlichkeit, die dem rein marktlichen Ansatz lokal differenzierter Preissignale enge Grenzen setzen.

Aus Sicht der Industrie besitzt Planungssicherheit daher Vorrang vor kurzfristigen Preissignalen. Reine Preissignale reichen nicht aus, um Flexibilitätspotenziale zu erschließen, wenn diese durch integrierte Wertschöpfungsketten, technische Restriktionen oder hohe Anforderungen an die Prozessstabilität begrenzt sind. Entsprechend werden Netzausbau, regulatorische Stabilität und geeignete Absicherungsinstrumente als notwendige Voraussetzungen betrachtet, damit lokale Preissignale als strategisch gestaltbarer Parameter wahrgenommen werden können. Viele Stakeholder bewerten dabei den Netzausbau sowie Anpassungen der Netzentgelte als pragmatischere Hebel im Vergleich zu einem Gebotszonensplit. Ein im deutschen Diskurs bislang unzureichend kommunizierter Aspekt ist, dass mit der Einführung nodaler Preise zwangsläufig Engpasserlöse entstehen, die bei allen bisherigen internationalen Einführungen gezielt zur Absicherung lokaler Preisrisiken genutzt wurden, beispielsweise über Financial Transmission Rights nach nordamerikanischem Vorbild (DIW, 2026).

Die Annahme, dass lokale Preissignale für die Industrie vor allem Planungssicherheit und ein konsistentes Transformationsnarrativ erfordern, ist plausibel und muss von einem novellierten wissenschaftlich fundierten Marktdesign adressiert werden.

3.2 Mittelstand und Gewerbe

Sowohl große energieintensive Industriebetriebe als auch kleine und mittlere Unternehmen des produzierenden Gewerbes sehen sich einem wachsenden Kostendruck ausgesetzt (KfW Bankgruppe, 2024). Der industrielle Mittelstand und gewerbliche Verbraucher verfügen aggregiert über erhebliche, bislang nur begrenzt gehobene Flexibilitätspotenziale, unterscheiden sich jedoch deutlich von der Industrie hinsichtlich Ressourcen, Organisationsgrad und energiewirtschaftlicher Expertise. Viele Unternehmen dieser Gruppe verfügen weder über eigene Energiemanagementabteilungen noch über die Kapazität, hochfrequente und komplexe Preissignale kontinuierlich zu beobachten und in operative Entscheidungen zu überführen. Aus Sicht der Forschungsfrage ist daher zentral, dass lokale Preissignale im Mittelstandssegment primär über standardisierte, einfach verständliche Produkte und möglichst automatisierte Lösungen wirksam werden.

Die SynErgie Ergebnisse deuten darauf hin, dass mittelständische Unternehmen kostensenkenden Flexibilitätsoptionen durchaus offen gegenüberstehen, gleichzeitig regulatorische Komplexität, administrative Belastungen und Investitionsrisiken scheuen. Aggregatoren, Energiedienstleister und Plattformanbieter übernehmen hier eine Schlüsselfunktion, indem sie kleinteilige Flexibilitäten bündeln, Prognose-, Beschaffungs- und Abrechnungsprozesse zentralisieren und lokale Preissignale in einfache betriebswirtschaftliche Entscheidungsregeln (z. B. automatisierte Schaltlogiken bei bestimmten Schwellenwerten) übersetzen. Standardisierte Vertragsmodelle, klar definierte Rollen und transparente, nachvollziehbare Abrechnungsmechanismen sind dabei unverzichtbar, um Vertrauen aufzubauen und Teilnahmhürden zu senken.

3.3 Private Haushalte und Prosumer

Für private Haushalte und prosumierende Endverbraucher zeigen die Online-Experimente, dass die Akzeptanz und aktive Partizipation in einem lokal differenzierten Strommarktdesign vor allem durch den Wunsch nach sinkenden Energiekosten sowie das Streben nach größerer Energieautarkie geprägt werden (Heinrich et al., 2024).

Energiepreisvorteile wirken als zentrales Leistungsmerkmal, während Autarkie und die Möglichkeit, Gewinne aus eigener Stromerzeugung zu erzielen, als Begeisterungsmerkmale eingestuft werden. Systemische Eigenschaften wie Netzstabilität oder gesamtwirtschaftliche Systemkosten werden hingegen von einem Großteil der Befragten als indifferent wahrgenommen.

Die Akzeptanzforschung zeigt zudem, dass Bürgerinnen und Bürger grundsätzlich eher dazu neigen, ein lokal differenziertes Preissystem in Form eines nodalen Systems zu akzeptieren als abzulehnen, sofern der wahrgenommene individuelle Nutzen die wahrgenommenen Kosten überwiegt. Die persönliche Einstellung erweist sich dabei als stärkster Treiber der Akzeptanz, während ökonomische Faktoren einen deutlich stärkeren Einfluss ausüben als ökologische Aspekte wie der lokale Ausbau von Windanlagen oder Leitungen. Überraschenderweise hat die Detailtiefe bereitgestellter Informationen keinen signifikanten Einfluss auf die Akzeptanz, was darauf hindeutet, dass die Kommunikation komplexer Marktmechanismen vereinfacht und konsequent auf den individuellen ökonomischen Nutzen ausgerichtet werden muss.

Daraus folgt für das Marktdesign, dass akzeptanzfähige lokale Preissignale im Haushaltssegment auf freiwillige, als „Belohnung“ erlebbare Teilnahmeformen setzen sollten: dynamische Tarife mit Preisnachlässen oder Netzentgeltreduktionen bei lokal hoher Einspeisung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen, Bonusmodelle für flexible Lastverschiebungen oder niedrigschwellige Beteiligungsoptionen an lokalen Flexibilitätsmärkten. Digitale Infrastrukturen wie Smart-Meter-Gateways, Echtzeit-Feedback und nutzerfreundliche Apps fungieren als Übersetzungsinstanzen, die die Komplexität lokaler Preissignale in intuitive Handlungsoptionen überführen.

4 Zusammenfassung

Der Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen in Deutschland erzeugt durch den verzögerten Netzausbau anhaltende Netzengpässe und regionale Diskrepanzen zwischen Stromerzeugung und -verbrauch. Ohne lokale Steuerungssignale erfolgen Investitionen in Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen an nicht systemdienlichen Standorten, bestehende Engpässe verschärfen sich und neuer Netzausbaubedarf entsteht. Gleichzeitig fehlen Anreize zur Nutzung nachfrageseitiger Flexibilitätpotenziale. Die Verbraucher steuern ihren Strombezug weder in Engpasszeiten noch in Zeiten hoher Verfügbarkeit. Investitionen in energieflexible Technologien bleiben aus, obwohl sie für Stromsysteme mit hohen Anteilen volatiler Erneuerbarer zwingend erforderlich sind. Dies erhöht den Redispatchbedarf, steigert die Systemkosten, mindert die Akzeptanz der Energiewende und gefährdet die Klimaziele auf EU-Ebene (Europäische Kommission, 2019).

Die Projektarbeiten des Kopernikus-Projekts SynErgie zeigen, dass der Erfolg lokaler Preissignale von der aktiven Beteiligung aller Akteursgruppen abhängt. Diese reagieren besonders auf ökonomische Anreize, regulatorisch-institutionelle Verlässlichkeit einschließlich Planungs- und Investitionssicherheit sowie auf wahrgenommene Fairness und Handhabbarkeit. Die Industrie priorisiert insbesondere langfristige Preis- und Regulierungssicherheit sowie geeignete Instrumente zur Risikoabsicherung. Der Mittelstand ist auf standardisierbare und automatisierbare Lösungen angewiesen, die den begrenzten internen Ressourcen Rechnung tragen. Private Haushalte reagieren vor allem auf transparente finanzielle Vorteile und die Perspektive einer steigenden Energieautarkie.

Vor diesem Hintergrund befürworten die Erkenntnisse des Whitepapers ein hybrides Marktdesign, das lokale Preissignale schrittweise in die bestehende deutsch-luxemburgische Einheitsstrompreiszone integriert. Ein Baustein dieses Ansatzes bildet die Reform der Netzentgeltssystematik durch zeitlich und örtlich differenzierte Entgelte, die räumliche Knappheiten sichtbar machen und netzdienliches Verhalten vergüten können. Darüber hinaus bieten lokale Flexibilitätsmärkte einen weiteren Ansatzpunkt, um dezentralen Akteuren eine niedrighschwellige Vermarktung ihrer Flexibilitätpotenziale auf Verteilnetzebene zu ermöglichen. Beide Instrumente adressieren lokale Knappheiten auf unterschiedlichen Wegen. Differenzierte Netzentgelte setzen strukturelle Langzeitanreize für systemdienliche Investitions- und Standortentscheidungen. Lokale Flexibilitätsmärkte ermöglichen hingegen eine kurzfristige, marktbasiertere Reaktion auf Engpasssituationen. Die konkrete Ausgestaltung ihres Zusammenspiels erfordert weitere Forschung und regulatorische Abstimmung.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, & TransnetBW GmbH. (2025, Juni 26). *Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach § 13 Abs. 10 EnWG*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/DL/PrognoseNetzSystemsicherheitskosten2025.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Agora Energiewende & Fraunhofer IEE. (2025). *Lokale Strompreise. Wie die Integration der Netzrealität in den Strommarkt gelingt und Kosten senkt*. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/lokale-strompreise>
- Ariadne. (2026, März 12). *Gebotszonenteilung kann den deutschen Strommarkt flexibler machen*. <https://ariadneprojekt.de/news-de/gebotszonenteilung-kann-den-deutschen-strommarkt-flexibler-machen/>
- Aurora Energy Research. (2026). *Studie zur Auswirkung regionaler dynamischer-Netzentgelte auf das Stromsystem*. <https://go.auroraer.com/Studie-zur-Auswirkung-regionaler-dynamischer-Netzentgelte-auf-das-Stromsystem>
- Bichler, M., Buhl, H. U., & Hanny, L. (2021). *Electricity Spot Market Design 2030-2050*. <https://doi.org/10.24406/FIT-N-621457>
- BMWE. (2024). *Strommarktdesign der Zukunft*. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- Buhl, H. U., Eble, D., & Pichlmeier, M. (2025). *Stellungnahme zur Konsultation des Diskussionspapiers zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)*. https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2025/07/Konsultationsbeitrag_AgNes_Kopernikus-Projekt_SynErgie.pdf
- Buhl, H. U., Eble, D., Pichlmeier, M., Bockhacker, T., & Eiser, N. (2025a). *Vorschläge für eine systemdienliche Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung in der deutschen Stromnetzentgeltsystematik*. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 49(2), 4–33. <https://doi.org/10.1007/s12398-025-1330-8>
- Buhl, H. U., Eble, D., Pichlmeier, M., Bockhacker, T., & Schneider, M. (2025b). *Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte*. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 49(1), 40–71. <https://doi.org/10.1007/s12398-025-1314-8>
- Buhl, H. U., Pichlmeier, M., Schneider, M., Eble, D., & Förster, R. (2025). *Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte*. https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2025/01/Weiterentwicklung-der-Netzentgelte_final.pdf
- Bundesnetzagentur. (2023a). *§14a EnWG Steuerbare Verbrauchseinrichtungen*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/841_SteuVE/BK6_SteuVE_node.html
- Bundesnetzagentur. (2023b). *Nutzen statt Abregeln 2.0*. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/NSA/start.html>
- Bundesnetzagentur. (2024). *Eckpunkte zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2024/BK4-24-0027/BK4-24-0027_Eckpunktepapier_24072024.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Bundesnetzagentur. (2025a). *Diskussionspapier Entgelte für Industrie und Gewerbe*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_Ind_NetzE.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Bundesnetzagentur. (2025b). *Dynamische Netzentgeltkomponente: Orientierungspunkte der BNetzA*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/14.01./AgNes_Orientierungspunkte_Dynamisierung.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- Bundesnetzagentur. (2025c). *Monitoringbericht 2025*. <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>
- Bundesnetzagentur. (2025d). *Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_AgNes.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- Bundesnetzagentur. (2025e). *Stand des NEST Prozesses Dezember 2025*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Kosten_ErloesReg/Stand_DEZ_25/start.html
- Bundesverband der Deutschen Industrie. (2025). *BDI zu den Ergebnissen des Koalitionsausschusses: Industriestrompreis hilft Industrieunternehmen*. <https://bdi.eu/en/articles/presse/bdi-zu-den-ergebnissen-des-koalitionsausschusses-industriestrompreis-hilft-industrieunternehmen>
- CDU, CSU und SPD. (2025). *Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode*. https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf
- DIW. (2026). *Designing Hedging Instruments for Locational Price Risks – Lessons from North American Financial Transmission Rights* [Text]. DIW Berlin. https://www.diw.de/de/diw_01.c.1001259.de/publikationen/diskussionspapiere/2026_2156/designing_hedging_instruments_for_locational_price_risks___lessons_from_north_american_financial_transmission_rights.html
- Dobos, T., Bichler, M., & Knörr, J. (2025). *Challenges in finding stable price zones in European electricity markets: Aiming to square the circle?* *Applied Energy*, 382, 125315. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125315>
- Electricity Authority New Zealand. (2025). *End-to-end flexibility platform pilot*. <https://www.ea.govt.nz/industry/power-innovation-pathway/tranche-1-pathway-initiatives/end-to-end-flexibility-platform-pilot/>
- Energiewirtschaftsgesetz. (o.J.). *§ 14a EnWG - Einzelnorm*. Abgerufen 19. März 2026, von https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14a.html
- Europäische Kommission. (2019). *Der europäische Grüne Deal*. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de
- Europäische Kommission. (2026). *Ziele für 2030*. https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/overall-targets-and-reporting/2030-targets_de
- Europäischen Parlaments, Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast) (Text with EEA relevance.), EP, CONSIL, 158 OJ L (2019). <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>
- Europäischen Parlaments, Legislation No. Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) (Text von Bedeutung für den EWR.), 158 OJ L (2019). <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>
- Eurostat. (2025, Oktober 29). *Household electricity prices in 1st half of 2025: -0.5%*. <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20251029-2>

- Förster, R., Harding, S., & Buhl, H. U. (2024). Unleashing the economic and ecological potential of energy flexibility: Attractiveness of real-time electricity tariffs in energy crises. *Energy Policy*, 185, 113975. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113975>
- GOPACS EN. (2026). *Energy Trading Platform*. <https://www.gopacs.eu/en/glossary/energy-platform/>
- Green Planet Energy. (2025). *Kapazitätsbasierte Netzentgelte: Ein Modell für die zukünftige Energiewelt, Studie zum neuen Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) Prozess der BNetzA*. <https://green-planet-energy.de/presse/artikel/green-planet-energy-legt-modell-fuer-gerechte-netzentgelte-vor>
- Grimm, V., & Ockenfels, A. (2025). *Strommarkt – Balance zwischen Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Bezahlbarkeit*.
- Hanny, L., Wagner, J., Buhl, H. U., Heffron, R., Körner, M.-F., Schöpf, M., & Weibelzahl, M. (2022). On the progress in flexibility and grid charges in light of the energy transition: The case of Germany. *Energy Policy*, 165, 112882. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112882>
- Heffron, R., Körner, M.-F., Wagner, J., Weibelzahl, M., & Fridgen, G. (2020). Industrial demand-side flexibility: A key element of a just energy transition and industrial development. *Applied Energy*, 269, 115026. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115026>
- Heinrich, T. M. S., Wagon, F., & Weibelzahl, M. (2024). A consumer-satisfaction model to foster consumer participation in digital sustainable energy systems. *Energy*, 312, 133569. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133569>
- Jin, X., Wu, Q., & Jia, H. (2020). Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods. *Applied Energy*, 261, 114387. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114387>
- KfW Bankgruppe. (2024). *Mittelstandspanel 2024*.
- Knörr, J., Bichler, M., & Dobos, T. (2025). *Zonal vs. Nodal Pricing: An Analysis of Different Pricing Rules in the German Day-Ahead Market* (arXiv:2403.09265). arXiv. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2403.09265>
- Kopernikus-Projekt SynErgie. (2025). *Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik*. https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2025/01/Weiterentwicklung-der-Netzentgelte_final.pdf
- Kopernikus-Projekt SynErgie, & EPEX Spot. (2024, August 7). „Die Zeit für Flexibilität ist jetzt“ – Erprobung eines lokalen Flexibilitätmarktes in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg. https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/20240806_Pressemeldung_FIM_EPEX_DE_Final.pdf
- Kopernikus-übergreifende AG Regulierung. (2025). *Ausgestaltung Der Netzentgeltsystematik: Perspektiven Für Die Energiewende*. https://ariadneprojekt.de/media/2025/09/Kopernikus-Kurzpapier_Netzentgeltsystematik_September2025.pdf
- Leinauer, C., Schott, P., Fridgen, G., Keller, R., Ollig, P., & Weibelzahl, M. (2022). Obstacles to demand response: Why industrial companies do not adapt their power consumption to volatile power generation. *Energy Policy*, 165, 112876. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112876>
- Michaelis, A., Schneider, M., & Weibelzahl, M. (2025). Designing local flexibility markets: A toolbox for policymakers and market operators. *Energy*, 329, 136051. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136051>
- Monopolkommission. (2025). *Energie 2025: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem*. https://monopolkommission.de/images/PDF/SG/SG%20Energie%202025/10.%20Sektorgutachten%20Energie%202025_Monopolkommission.pdf
- Neuhoff, K., Ott, M., & Niemöller, P. (2025). *Welcher Reformbedarf besteht im Engpassmanagement?*
- Ott, M., Püpplichhuisen, P. H., Schott, P., & Weibelzahl, M. (2023). *How Different Redispatch Mechanisms Perform in Markets with Flexible Loads* (SSRN Scholarly Paper No. 4540636). Social Science Research Network. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4540636>
- Sauer, A., Buhl, H. U., Mitsos, A., & Weigold, M. (2022). *Energieflexibilität in der deutschen Industrie, Band 2: Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken*.
- Strom Report. (2026). *Strompreiszusammensetzung 2025/2026: Strompreis erklärt*. <https://strom-report.com/strompreis-zusammensetzung/>
- UK Power Networks. (2026). *Flexibility Using flexibility services to keep costs down, manage uncertainty and speed up connections*. UKPN DSO. <https://dso.ukpowernetworks.co.uk/flexibility>
- Verein Deutscher Ingenieure. (2020). *VDI 5207 Blatt 1—Energieflexible Fabrik—Grundlagen*. <https://www.vdi.de/mitgliedschaft/vdi-richtlinien/details/vdi-5207-blatt-1-energieflexible-fabrik-grundlagen>

Das Kopernikus-Projekt SynErgie

Dieses Whitepaper wurde im Rahmen der Projektarbeit des Kopernikus-Projekts SynErgie erstellt.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung – wird vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt (BMFTR) von 2016 bis 2026 mit über 100 Millionen Euro gefördert.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie hat zum Ziel, innerhalb von zehn Jahren, im Einklang mit rechtlichen und sozialen Aspekten, alle technischen Voraussetzungen zu schaffen und Handlungsempfehlungen für marktseitige Voraussetzungen abzuleiten, um den Energiebedarf der deutschen Industrie mit dem fluktuierenden Energieangebot zu synchronisieren. SynErgie trägt damit in Deutschland zu einer gesellschaftlich akzeptierten sowie kosteneffizienten Energiewende auf Basis Erneuerbarer Energien bei und unterstützt den Green Industrial Deal der Europäischen Union.

Danksagung

Wir danken dem **Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung e.V.**, der **Siemens AG** und der **UPM GmbH** mit allen beteiligten Projektpartnerinnen und Projektpartnern herzlich für die hervorragende Unterstützung und die sehr gute Zusammenarbeit bei der Erstellung dieses Whitepapers.

Inhaltliche Ansprechpartner

Theresa Magdalena Sophie Heinrich

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: theresa.heinrich@fim-rc.de

Simon Kreiml

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: simon.kreiml@fim-rc.de

Felix Zukunft

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: felix.zukunft@fim-rc.de

Prof. Dr. Dr. h. c. Hans Ulrich Buhl

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: hans-ulrich.buhl@fim-rc.de | Tel. +49 821 480400 10, 12, 13

