

Whitepaper

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

TRANSFORMATIONSPFADE HIN ZU EINEM LOKAL DIFFERENZIIERTEN STROMMARKTDESIGN

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt

Gestaltung effektiver lokaler Preissignale unter den Rahmenbedingungen der deutsch-luxemburgischen Strompreiszone: Transformationspfade hin zu einem lokal differenzierten Strommarktdesign

Executive Summary

Die deutsche Energiewende hat mit einer installierten Leistung Erneuerbarer Energien von rund 210 GW im Jahr 2025 einen historischen Höchststand erreicht (Bundesnetzagentur, 2026a). Doch dieser Erfolg offenbart zunehmend die Grenzen des bestehenden Strommarktdesigns. Das aktuelle Strommarktdesign, das Deutschland als Einheitsstrompreiszone ohne interne Netzengpässe behandelt, gerät durch die räumliche Trennung von Erzeugung und Verbrauch unter massiven Druck. Dies manifestiert sich in strukturell hohen Kosten für das Netzengpassmanagement, die sich trotz regulatorischer Gegenmaßnahmen auf einem Niveau von knapp 3 Milliarden Euro pro Jahr einpendeln (SMARD, 2025a). Der Koalitionsvertrag der 21. Bundesregierung bekräftigt dennoch explizit die Beibehaltung der Einheitsstrompreiszone, was den Handlungsspielraum für kurzfristige Systemreformen begrenzt (CDU, CSU und SPD, 2025).

Das vorliegende Whitepaper analysiert auf Basis von Erkenntnissen des Kopernikus-Projekts SynErgie drei konkrete Transformationspfade hin zu lokal differenzierten Preissignalen auf dem Strommarkt. Mithilfe eines Fundamentalmodells wurde aufgezeigt, dass ein nodales Preissystem die wohlfahrtsökonomisch effizienteste Lösung darstellt. Im Modellvergleich erzielt das nodale Preissystem gegenüber der Einheitsstrompreiszone die niedrigsten Gesamtkosten, was vor allem auf den Wegfall von Redispatchkosten zurückzuführen ist. Zonale Konfigurationen erzielen dabei keinen wesentlichen Effizienzgewinn gegenüber dem uniformen Marktdesign. Die unmittelbare Einführung eines nodalen Preissystems scheitert jedoch an institutionellen und politischen Hürden, weshalb schrittweise Pfade erforderlich sind.

Der erste Transformationspfad sieht zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte vor, deren Einführung die Bundesnetzagentur infolge des schleppenden Smart-Meter-Rollouts und des hohen Analysebedarfs hat die BNetzA die Einführung dynamischer Netzentgelte inzwischen auf frühestens 2030 verschoben (Bundesnetzagentur, 2026b). Der zweite Pfad etabliert lokale Flexibilitätsmärkte als marktergänzendes Instrument. Als langfristiges Zielbild eines lokal differenzierten Strommarktdesigns skizziert der dritte Pfad den schrittweisen Übergang zur vollwertigen nodalen Preisarchitektur.

Dabei sind die betrachteten Transformationspfade als unterschiedliche Wege zu verstehen, die jeweils auf ihre Weise zu einem lokal differenzierten Strommarktdesign führen können. Sie unterscheiden sich in ihrer regulatorischen Eingriffstiefe, ihrer institutionellen Komplexität und ihrem Zeithorizont – nicht jedoch in ihrem übergeordneten Ziel: der stärkeren Integration von Netzrestriktionen in die ökonomische Koordination von Erzeugung, Flexibilität und Verbrauch. Nur durch eine konsequente Weiterentwicklung des Strommarktdesigns entlang dieser Pfade können ökonomische Effizienz, Versorgungssicherheit und gesellschaftliche Akzeptanz dauerhaft in Einklang gebracht werden.

Abkürzungen

Abkürzung	Bezeichnung
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EPEX Spot	European Power Exchange Spot Market
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FTR	Financial Transmission Right
GW	Gigawatt
ISO	Independent System Operator
kWh	Kilowattstunde
LFM	Lokaler Flexibilitätsmarkt
LMP	Local Marginal Pricing
LSE	Load Serving Entities
MW	Megawatt
NYISO	New York Independent System Operator
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
PJM	Pennsylvania-NewJersey-Maryland Interconnection
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
NE	Netzentgelte

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
2	Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns	6
3	Einblick und Erkenntnisse des Fundamentalmodells	8
4	Transformationspfade	11
4.1	Örtlich und zeitlich differenzierte Netzentgelte.....	12
4.2	Lokale Flexibilitätsmärkte.....	14
4.3	Nodales Preissystem.....	17
5	Exkurs: Absicherungs- und Ausgleichsmechanismen	20
6	Zusammenfassung und Ausblick	24
	Literaturverzeichnis	26

1 Einleitung

Die Transformation des deutschen Stromsystems schreitet mit großen Schritten voran. Im Jahr 2025 stieg die installierte Leistung Erneuerbarer Energieanlagen in Deutschland um rund 21 GW auf insgesamt circa 210 GW, ein Zuwachs von etwa 11 Prozent gegenüber dem Vorjahr (Bundesnetzagentur, 2026a). Der Ausbau Erneuerbarer Energien (EE), die zunehmende Dezentralisierung der Erzeugungsstrukturen sowie der aus dem zunehmenden EE-Anteil wachsende Bedarf an Flexibilität verändern die technischen, ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen grundlegend. Diese Entwicklungen führen dazu, dass Marktmechanismen nicht mehr ausschließlich die Koordination von Erzeugung und Verbrauch übernehmen, sondern zunehmend auch Netzrestriktionen und räumliche Knappheiten berücksichtigen müssen.

Das bestehende Strommarktdesign in Deutschland und Europa basiert im Kern auf einem zonalen System und einem Energy-Only-Markt. Dieses Design ist historisch auf eine zentrale, steuerbare Stromerzeugung und vergleichsweise geringe lokale Netzrestriktionen ausgerichtet. Mit dem wachsenden Anteil fluktuierender EE nimmt jedoch die zeitliche und örtliche Heterogenität von Erzeugung und Verbrauch deutlich zu. In der Folge rücken Fragen der effizienten Nutzung bestehender Netzkapazitäten, der systemdienlichen Aktivierung von Flexibilität sowie der Abbildung lokaler Engpässe zunehmend in den Mittelpunkt der Debatte über das Strommarktdesign.

In der Wissenschaft wird die stärkere Integration lokal differenzierter Netzrestriktionen in die Preisbildung als zentraler Hebel zur Effizienzsteigerung eines Stromsystems mit hohem Anteil EE diskutiert. Die Monopolkommission stuft dabei nodale Preissysteme als ökonomisch erstbeste Lösung ein, zonale Preissysteme als zweitbeste und eine Reform der Netzentgeltsystematik als drittbeste Option (Monopolkommission, 2025). Während nodale und zonale Systeme lokale Knappheitssignale über Marktpreise abbilden, wirken differenzierte Netzentgelte als regulatorisches Instrument außerhalb der eigentlichen Marktpreisbildung – sie können jedoch vergleichbare Lenkungseffekte erzielen, indem sie netzdienliches Verhalten über die Entgeltstruktur gezielt anreizen. Gleichzeitig wird betont, dass wohlfahrtsökonomisch effiziente Zielbilder wie nodale Preissysteme unter den bestehenden institutionellen Rahmenbedingungen und dem derzeit fehlenden politischen Willen derzeit nicht umsetzbar sind. Diese Einschätzung spiegelt sich auch im Koalitionsvertrag der 21. Bundesregierung wider, der die Beibehaltung der deutsch-luxemburgischen Einheitsstrompreiszone explizit fest schreibt und damit den Handlungsspielraum für kurzfristige Systemreformen begrenzt (CDU, CSU und SPD, 2025). Da eine Aufteilung der Einheitsstrompreiszone zudem durch die Erkenntnisse des in Kapitel 3 vorgestellten Fundamentalmodells als wenig zielführend eingestuft wird, konzentriert sich dieses Whitepaper auf die erstbeste und drittbeste Option sowie auf lokale Flexibilitätsmärkte (LFM) als ergänzendes Instrument, das innerhalb der bestehenden Einheitsstrompreiszone marktbasierende lokale Anreize schaffen kann, ohne eine Änderung der Preiszonenkongfiguration vorauszusetzen. Die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns bewegt sich damit im Spannungsfeld zwischen langfristiger Effizienz und kurzfristiger Realisierbarkeit, was die Bedeutung klar definierter Transformationspfade unterstreicht (Ritter et al., 2025).

Vor diesem Hintergrund gewinnen Reformansätze an Bedeutung, die eine schrittweise Einführung zunehmender zeitlich und örtlich differenzierte Preissignale ermöglichen, ohne die bestehende Marktarchitektur abrupt zu verändern. Solche Transformationspfade zielen darauf ab, bestehende Markt- und Netzinstrumente weiterzuentwickeln, Flexibilitätspotentiale gezielt zu aktivieren und Netzrestriktionen stärker in die ökonomische Koordination einzubeziehen. Sie unterscheiden sich hinsichtlich ihres Eingriffs in bestehende Markt- und Regulierungsstrukturen, ihrer institutionellen Komplexität sowie ihrer Wirkungsweise auf Preisbildung und Netzbetrieb.

Somit adressiert das vorliegende Whitepaper die folgende Fragestellung:

Wie können unter den bestehenden politischen und institutionellen Rahmenbedingungen, insbesondere der kurzfristigen Festschreibung der deutsch-luxemburgischen Einheitsstrompreiszone, wirksame Transformationspfade hin zu einem lokal differenzierten Strommarktdesign gestaltet werden?

Zur Beantwortung dieser Frage bündelt das Whitepaper Erkenntnisse aus dem Arbeitspaket „Gestaltung der Transition des Strommarktdesigns“ des Kopernikus-Projekts SynErgie. Kapitel 2 beschreibt die strukturellen Herausforderungen des bestehenden Marktrahmens. Kapitel 3 stellt die Erkenntnisse des Fundamentalmodells vor. Kapitel 4 analysiert drei konkrete Transformationspfade. Kapitel 5 widmet sich den erforderlichen Absicherungs- und Ausgleichsmechanismen. Kapitel 6 schließt mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick.

2 Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns

Die wirtschaftliche Steuerung des Strommarktdesigns basiert auf einem Zusammenspiel aus Marktmechanismen und regulatorischen Vorgaben, welches die Koordination von Erzeugung, Handel, Verteilung und Verbrauch bestimmt. Das Strommarktdesign legt fest, wie Preise gebildet werden, welche Anreize für Investitionen in bestimmte Technologien bestehen, wie die Bereitstellung und der Einsatz von Energieflexibilität honoriert werden und auf welche Weise Versorgungssicherheit gewährleistet werden soll. In Europa basiert das bestehende Strommarktdesign im Kern auf einem sogenannten Energy-Only-Markt, bei dem ausschließlich elektrische Arbeit vergütet wird. Die Vorhaltung von Kapazität wird lediglich im Bereich der Reserven, insbesondere der Regelleistung sowie der Netz- und Kapazitätsreserve, vergütet. Durch die grenzüberschreitende Integration der nationalen Strommärkte ist das Marktdesign weitgehend durch europäische Vorgaben, insbesondere die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und -richtlinie, harmonisiert. Die technischen Ausgestaltungen, wie etwa Auktionsalgorithmen, Produktdefinitionen oder die Interaktionen zwischen Markt und Netz, sind in verschiedenen Regelwerken spezifiziert und werden in Zusammenarbeit zwischen nationalen Regulierungsbehörden, Strombörsen und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) entwickelt (Sauer et al., 2022).

Der Reformbedarf des bestehenden Strommarktdesigns wird sowohl in der wissenschaftlichen Debatte als auch auf politischer Ebene geführt. Im Herbst 2024 veröffentlichte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) ein Optionenpapier unter dem Titel „Strommarktdesign der Zukunft“, das zentrale Handlungsfelder für die Weiterentwicklung des Systems identifiziert (BMWE, 2024). Dazu zählen unter anderem die Schaffung eines Investitionsrahmens für EE, die Etablierung lokaler Preissignale sowie die gezielte Flexibilisierung der Stromnachfrage. Diese Maßnahmen werden als wesentlich erachtet, um ein resilientes, nachhaltiges und zukunftsfähiges Stromsystem zu gestalten. Das Papier weist dabei explizit auf das mangelnde Vertrauen vieler Akteure in die bestehenden Rahmenbedingungen hin, das nicht zuletzt auf jahrelange Versäumnisse bei der Anpassung der Marktmechanismen an die Realitäten eines zunehmend dezentralen Stromsystems zurückzuführen ist (Grimm et al., 2025).

Im europäischen Vergleich wird das Ausmaß dieser Ineffizienzen besonders deutlich. Im Jahr 2024 gehörten die Strompreise für Haushaltskunden in Deutschland zu den höchsten in der Europäischen Union: Deutschland verzeichnete im ersten Halbjahr 2024 durchschnittlich etwa 39,5 ct/kWh für Haushaltsstrom, während der EU-Durchschnitt bei rund 28,9 ct/kWh lag. Auch im ersten Halbjahr 2025 blieben die Preise in Deutschland auf einem hohen Niveau bei etwa 38,35 ct/kWh, deutlich über dem EU-Durchschnitt von etwa 28,7 ct/kWh. Diese Preisniveaus setzen sich aus den verschiedenen Kostenkomponenten zusammen und widerspiegeln neben Energie- und Netzpreisen auch die Wirkung von Steuern und Abgaben, die in Deutschland vergleichsweise hoch sind (Strom-Report, o. J.; European Commission (Eurostat), 2025).

Die Ursachen dieser Ineffizienzen liegen tiefer im Marktdesign selbst. Diese manifestieren sich nicht nur im zunehmenden externen Veränderungsdruck, sondern auch im wachsenden internen Handlungsdruck infolge steigender Ineffizienzen der gegenwärtigen Einheitsstrompreiszone. Eine zentrale Ursache dieser Ineffizienzen liegt in den fehlenden Anreizen zur Systemdienlichkeit bei der Standortwahl des Ausbaus dezentraler EE sowie im schleppenden Ausbau des Stromnetzes (Grimm et al., 2025). In der Folge entstehen systematische Abweichungen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten, die durch marktliche Preissignale nur unzureichend abgebildet werden. Das bestehende Marktdesign verstärkt diese Problematik, anstatt ihr entgegenzuwirken.

Zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ist daher in zunehmendem Maße Netzengpassmanagement erforderlich. Dieses umfasst netzstabilisierende Eingriffe auf der Erzeugungs- und auf der Verbrauchsseite. Die daraus resultierenden Ineffizienzen beschränken sich dabei nicht auf die Übertragungsnetzebene innerhalb der deutsch-luxemburgischen Einheitsstrompreiszone, sondern wirken sich auch auf die Verteilnetzebene aus. Die durch Redispatchmaßnahmen entstehenden Kosten sind weiterhin erheblich. Im Jahr 2023 beliefen sich die Kosten des Netzengpassmanagements laut Bundesnetzagentur auf rund 3,1 Milliarden Euro. Für das Jahr 2024 kam es zu einem Rückgang, unter anderem infolge gesunkener Brennstoffpreise und verringerter Redispatchvolumina, sodass die vorläufigen Gesamtkosten auf etwa 2,8 Milliarden Euro sanken. Für das Jahr 2025 lagen die Gesamtkosten des Netzengpassmanagements bei rund 3,07 Milliarden Euro (SMARD, 2026). Im zweiten Quartal 2025 lagen die Gesamtkosten des Netzengpassmanagements bei rund 623 Millionen Euro, während allein im ersten Quartal 2025 die Redispatchkosten konventioneller Anlagen etwa 370 Millionen Euro betrugen. Trotz dieses Rückgangs gegenüber den früheren Spitzenwerten von rund 4,2 Milliarden Euro im Jahr 2022 ist mittelfristig weiterhin mit einem steigenden Bedarf an netzstabilisierenden Eingriffen zu rechnen (Bundesnetzagentur, 2025; SMARD, 2025b; SMARD, 2025c).

Die Auswirkungen des deutschen Strommarktdesigns entfalten sich zudem über die nationalen Grenzen hinaus und beeinflussen im Rahmen des integrierten europäischen Strommarktes auch die Strommärkte der Nachbarstaaten. In Situationen angespannter Versorgungslagen können nationale Preisentwicklungen in Deutschland unmittelbare Effekte auf benachbarte Strommärkte haben und dort politische sowie wirtschaftliche Reaktionen auslösen (Reveman, 2024; Milne, 2024). Die notwendige Transformation des Strommarktdesigns stellt damit nicht nur eine technische und regulatorische, sondern auch eine sozioökonomische Herausforderung dar. Grundlegend für eine erfolgreiche Transformation ist die breite Akzeptanz aller relevanten Stakeholder sowie die Etablierung klar definierter Übergangsphasen. Ein funktionierender Strommarkt bildet eine zentrale Grundlage für den wirtschaftlichen Wohlstand und die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland (Grimm et al., 2025; Heinrich et al., 2026).

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass das bestehende Strommarktdesign den aktuellen und zukünftigen Anforderungen der Energiewende strukturell nicht mehr gerecht wird. Die Frage, welche alternativen Marktausgestaltungen die Effizienz- und Wohlfahrtswirkungen des Systems verbessern können, steht daher im Mittelpunkt der folgenden Analyse.

3 Einblick und Erkenntnisse des Fundamentalmodells

Zur Analyse der ökonomischen, ökologischen und energiesicherheitsrelevanten Effekte eines lokalen Strommarktdesigns wurde im Kopernikus-Projekt SynErgie ein Fundamentalmodell konzipiert und entwickelt. Ziel des Modells ist es, die quantitativen Differenzen zwischen uniformen, zonalen und nodalen Strommarktdesigns zu analysieren und insbesondere die Vor- und Nachteile eines nodalen Strommarktdesigns herauszuarbeiten. Das Modell dient dabei als analytisches Instrument zur quantitativen Abbildung der Wechselwirkungen zwischen Marktgestaltung, Preisbildung, Netzrestriktionen und der Integration von Flexibilitäten, wie in Abbildung 1 schematisch dargestellt.

Das Fundamentalmodell basiert auf mathematischen Optimierungsmodellen, die unterschiedliche Gebotsformate, Allokationsalgorithmen und Pricing-Methoden integrieren. Die Gebote der Stromerzeuger berücksichtigen unter anderem Marginalkosten, minimale und maximale Erzeugung pro Periode sowie Mindestbetriebszeiten. Auf der Nachfrageseite werden sowohl unelastische als auch elastische Nachfrageanteile sowie flexible Nachfrage modelliert. Durch Variation von Stromerzeugungs-, Stromlast- und Netzwerkdaten können unterschiedliche Systemzustände und zeitliche Entwicklungen simuliert werden, einschließlich Netzentwicklungspfaden.

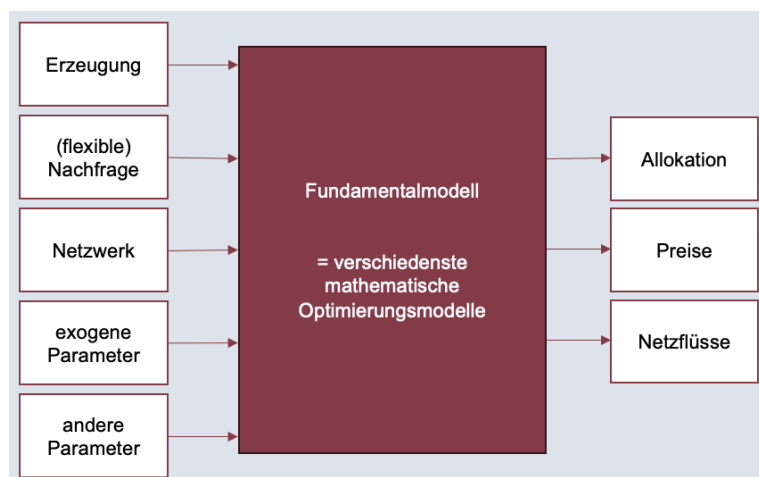


Abbildung 1: Schematische Abbildung des Fundamentalmodells, (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2025)

Im Modell werden drei Strommarktdesigns betrachtet: uniform, zonal und nodal. Beim nodalen Clearing werden lokales Angebot, lokale Nachfrage sowie die physikalischen Beschränkungen des Übertragungsnetzes explizit berücksichtigt. Die resultierende Allokation ist physikalisch zulässig, das heißt mit den technischen Netzrestriktionen vereinbar und ohne Überlastung von Betriebsmitteln unmittelbar umsetzbar. Für jeden Netzknoten wird dabei ein individueller Preis berechnet, der die lokalen Knappheitsverhältnisse widerspiegelt. Das zonale Clearing fasst mehrere Knoten zu Zonen zusammen und berücksichtigt lediglich die Kapazitäten zwischen diesen Zonen. Lokale Netzrestriktionen innerhalb der Zonen bleiben unberücksichtigt, weshalb die Allokation physikalisch nicht zulässig und durch Redispatchmaßnahmen korrigiert werden muss. Eine zonale Konfiguration mit nur einer Zone entspricht dem uniformen Strommarktdesign.

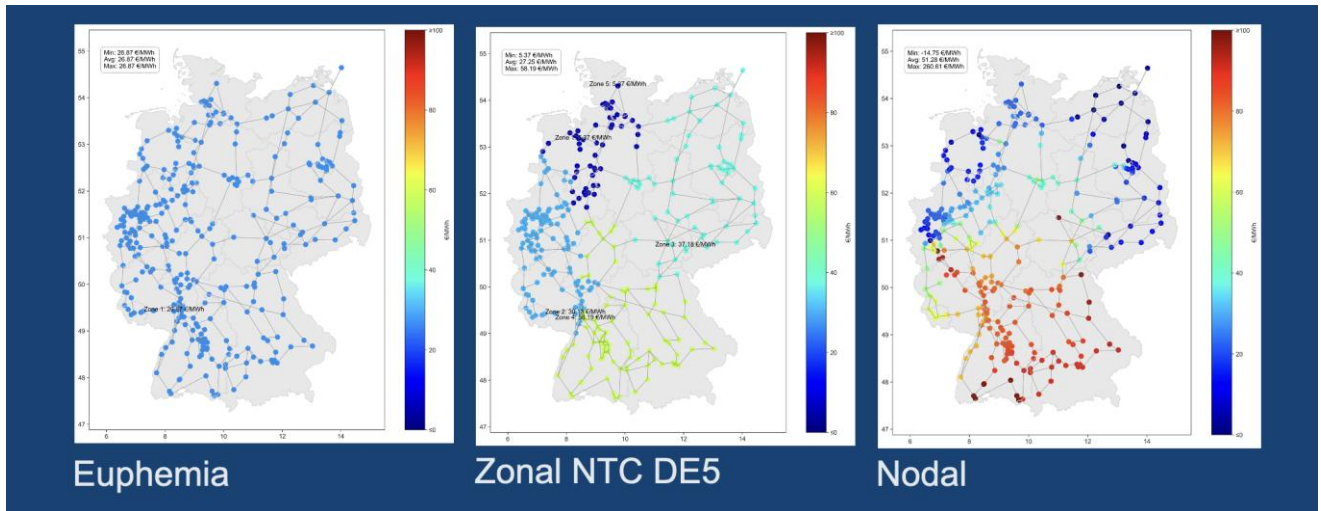


Abbildung 2: Visualisierung des durchschnittlichen Tagespreis bei verschiedenen Konfigurationen mit zunehmender örtlicher Granularität durch den PyPSAEURLarge-Datensatz, (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2025)

Die Preisbildung erfolgt über unterschiedliche Pricing-Methoden. Für ein nodales Preissystem werden Integer Programming (IP) und Extended Locational Marginal Pricing (ELMP) eingesetzt. Für zonale Designs wird der EUPHEMIA-Algorithmus nachgebildet, der als zentraler Preisbildungsalgorithmus des europäischen Day-Ahead-Marktes einen einheitlichen Preis pro Zone berechnet und damit die realen europäischen Marktbedingungen abbildet (ENTSO-E, o. J.). Ergänzend werden IP- und ELMP-basierte Preise auch für zonale Konfigurationen mit mehreren Zonen berechnet, um Unterschiede in der Preisbildung systematisch zu analysieren.

Die Datengrundlage umfasst Datensätze des deutschen Übertragungsnetzes sowie Gebots- und Netzdatensätze aus PyPSA mit unterschiedlicher räumlicher Auflösung. Ergänzend wurden Datensätze für mehrere repräsentative Tage eines Jahres generiert, um saisonale und tageszeitliche Effekte abzubilden. Die quantitative Analyse umfasst Kostenvergleiche von Erzeugungskosten, Redispatch-Kosten und Gesamtkosten, die Untersuchung zeitlicher Kosten- und Wohlfahrtsverläufe sowie detaillierte Preisanalysen. Zur Effizienzbewertung werden verschiedenen Kennzahlen wie Global Lost Opportunity Costs, Local Lost Opportunity Costs und Make-Whole Payments herangezogen.

In EUR	Euphemia	2 Zonen (k)	2 Zonen (s)	3 Zonen	4 Zonen	5 Zonen	Nodal
Generation	5.088.654	4.994.834	4.994.800	4.999.616	5.314.853	5.667.130	7.097.647
Min-Cost							
Redispatch	3.070.432	2.974.124	2.975.347	2.938.632	2.364.824	2.461.132	0
Total Costs	8.159.086	7.968.958	7.970.146	7.938.247	7.679.678	8.128.262	7.097.647

A 3: Gesamtkostenvergleich mithilfe des Fundamentalmodells durch die PyPSA-Datensatz, (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2025)

Die Ergebnisse des Fundamentalmodells zeigen, dass ein nodales Strommarktdesign aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive die niedrigsten Gesamtkosten und die höchste soziale Wohlfahrt ermöglicht.

Die Modellberechnungen verdeutlichen dies anhand eines direkten Kostenvergleichs der betrachteten Konfigurationen: Das nodale Preissystem erzielt gegenüber allen zonalen Konfigurationen und dem Euphemia-Algorithmus die niedrigsten Gesamtkosten. Der entscheidende Unterschied liegt dabei in der Vermeidung von Redispatchkosten, da Netzrestriktionen direkt in die Allokation integriert werden. Bei den zonalen Konfigurationen hingegen macht der Redispatch einen erheblichen Anteil der Gesamtkosten aus. Der Übergang von der Einheitsstrompreiszone zum nodalen Preissystem führt im Modell zu einer Senkung der Gesamtkosten von rund 13 %, was vor allem auf den vollständigen Wegfall der Redispatchkosten zurückzuführen ist. Eine

Erhöhung der Zonenanzahl reduziert die Redispatchkosten hingegen nicht signifikant – die Gesamtkosten unterscheiden sich zwischen den zonalen Konfigurationen nur marginal. Dies deutet darauf hin, dass die zonalen Aufteilungen die tatsächlichen Netzrestriktionen ebenfalls nicht ausreichend abbilden und damit keinen wesentlichen Effizienzgewinn gegenüber dem uniformen Marktdesign erzielen.

Gleichzeitig verdeutlichen die Analysen, dass eine unmittelbare Umsetzung eines nodalen Strommarktdesigns unter realen Rahmenbedingungen mit erheblichen Herausforderungen verbunden ist. Politische Interessen, soziale Akzeptanz, Übergangskosten und institutionelle Pfadabhängigkeiten sprechen in einem Brownfield-Ansatz gegen eine kurzfristige Einführung eines vollständig nodalen Preissystems in Deutschland. Diese Einschätzung wird durch den Koalitionsvertrag der 21. Bundesregierung bestätigt, der die Beibehaltung der Einheitsstrompreiszone explizit festschreibt (CDU, CSU und SPD, 2025; vgl. Kapitel 4).

Das Fundamentalmodell liefert damit die quantitative Grundlage für die in Kapitel 4 diskutierten Transformationspfade. In dem im August 2024 veröffentlichten Optionenpapier zum zukünftigen Strommarktdesign spricht sich das BMWF ausdrücklich für den Erhalt der einheitlichen deutsch-luxemburgischen Strompreiszone aus, betont jedoch zugleich die Notwendigkeit zusätzlicher lokaler Steuerungsmechanismen und lokaler Preissignale zur besseren Abbildung von Netzengpässen und regionalen Knappheiten (BMWF, 2024). Die Ergebnisse des Fundamentalmodells verdeutlichen damit die Spannweite zwischen einem langfristig effizienten Zielbild und den kurzfristig realisierbaren institutionellen Rahmenbedingungen und bilden die analytische Basis für die im Folgenden systematisch eingeordneten Transformationspfade.

4 Transformationspfade

Im Folgenden werden drei Transformationspfade dargestellt, die das bestehende Strommarktdesign schrittweise in Richtung lokal differenzierter Preissignale weiterentwickeln. Ziel dieser Transformationspfade ist es, Netzengpässe gezielter zu adressieren, lokale Knappheitssignale besser abzubilden und systemdienliche Flexibilitätseinsätze zu fördern. Die Transformationspfade unterscheiden sich hinsichtlich ihres Eingriffs in bestehende Markt- und Regulierungsstrukturen, ihrer Komplexität sowie ihrer Wirkungsweise auf Preisbildung und Flexibilitätsanreize. Gemeinsam ist ihnen, dass sie darauf abzielen, die zunehmende räumliche und zeitliche Heterogenität von Erzeugung, Verbrauch und Netzrestriktionen stärker zu berücksichtigen und bestehende Ineffizienzen des aktuellen Strommarktdesigns zu reduzieren.

Während sich mit einer Aufteilung der deutsch-luxemburgischen Einheitsstrompreiszone in mehrere Strompreiszonen Effizienzgewinne erzielen lassen, zeigen die Analysen des Fundamentalmodells zugleich, dass die damit verbundenen Transformations- und Implementierungskosten hoch sind und der resultierende Wohlfahrtsgewinn vergleichsweise gering ausfällt. In Verbindung mit der politischen Ausrichtung der Beibehaltung einer Einheitsstrompreiszone (CDU, CSU und SPD, 2025) wird die zonale Option daher in diesem Whitepaper nicht tiefer betrachtet. Das nodale Preissystem stellt demgegenüber die wohlfahrtsökonomisch effizienteste First-Best-Lösung dar, da Netzrestriktionen in die Marktpreisbildung miteinbezogen werden, zugleich jedoch mit erheblichen institutionellen und politischen Umsetzungsanforderungen verbunden ist (Monopolkommission, 2025). Dies gilt nicht nur für Deutschland, sondern auch auf europäischer Ebene: Analysen des Joint Research Centre der Europäischen Kommission zeigen, dass die Einführung lokaler Preissignale innerhalb des europäischen Strommarktrahmens mit erheblichen regulatorischen und institutionellen Herausforderungen verbunden ist (Thomassen & Fuhrmanek, 2025; Thomassen et al., 2024).

Das Whitepaper fokussiert sich auf folgende Transformationspfade: Erstens können vollständig dynamisierte Netzentgelte – sofern sachgerecht ausgestaltet – das Marktpreissignal um eine räumlich und zeitlich differenzierte Komponente ergänzen und auf diese Weise Netzknappheiten preislich sichtbar machen, die in der Marktpreisbildung bislang unberücksichtigt bleiben. Zweitens sind LFM ein mögliches Instrument für eine marktliche Bereitstellung von Flexibilität auf regionaler und dezentraler Ebene. Drittens kann das gegenwärtige Strommarktdesign zu einem nodalen Preissystem weiterentwickelt werden, um Netzengpässe bereits im Zuge der Ermittlung der Marktpreise zu berücksichtigen.

Die betrachteten Transformationspfade stellen keine parallel verfolgbaren oder kombinierbaren Optionen dar, sondern unterscheiden sich grundlegend hinsichtlich ihrer regulatorischen und institutionellen Umsetzbarkeit, der damit verbundenen Eingriffstiefe in bestehende Marktstrukturen sowie ihrer jeweiligen Wohlfahrtswirkungen. Während regulatorische Ansätze wie zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte (NE) eng an bestehende Strukturen anknüpfen, erfordern marktorientierte Instrumente wie LFM eine Anpassung institutioneller und technischer Rahmenbedingungen. Eine nodale Preisbildung geht schließlich mit einer grundlegenden Reform der Strompreisbildung einher und stellt ein langfristiges Zielbild für eine konsistente Abbildung lokaler Knappheiten dar.

Die folgenden Unterkapitel widmen sich diesen Transformationspfaden im Einzelnen.

4.1 Örtlich und zeitlich differenzierte Netzentgelte

Vor dem Hintergrund der in Kapitel 2 dargestellten strukturell hohen Kosten des Netzengpassmanagements und der zunehmenden Notwendigkeit der Flexibilisierung der Stromnachfrage rücken zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte als vergleichsweise niedrigschwelliger und kurzfristig umsetzbarer Transformationspfad in den Fokus. Dieser Ansatz zielt darauf ab, bestehende Markt- und Netzinstrumente weiterzuentwickeln, indem gezielte Anreize über die Netzentgelte gesetzt werden, ohne die grundlegende Struktur der Strompreiskonfiguration zu verändern. Aufgrund ihrer Anknüpfung an bestehende regulatorische Instrumente sind zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte zugleich der Transformationspfad mit der vermutlich schnellsten praktischen Umsetzbarkeit, was auch von den deutschen ÜNB hervorgehoben wird (50Hertz et al., 2025).

Nach § 17 Abs. 2 StromNEV setzen sich Netzentgelte derzeit aus einem Arbeitspreis und einem Leistungspreis zusammen. Diese Ausgestaltung setzt insbesondere bei industriellen Verbrauchern Anreize zur Minimierung der individuellen Jahreshöchstlast, auch in Situationen, in denen ein höherer Strombezug aus systemischer Perspektive netzdienlich wäre. Besonders ausgeprägt ist dieser Effekt bei Letztverbrauchern mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden pro Jahr, bei denen der leistungsbezogene Anteil bis zu 80 % des zu entrichtenden Netzentgelts ausmachen kann. Die bestehende Netzentgeltsystematik wirkt damit flexibilitäts hemmend und steht einer effizienten Nutzung vorhandener Netzkapazitäten entgegen (Buhl et al., 2025).

Vor diesem Hintergrund wird im AgNes-Verfahren der Bundesnetzagentur eine grundlegende Änderung der Struktur der Netzentgelte intensiv bearbeitet und in diesem Zuge auch die Einführung zeitlich und örtlich differenzierter Netzentgelte als Reformoption diskutiert. Im Unterschied zur bisherigen Praxis soll ein Arbeitspreis dynamisiert werden, das heißt er ist nicht mehr starr für ein Netzgebiet festgelegt, sondern wird zeit- und ortsabhängig ausgestaltet und knüpft gezielt an prognostizierte Netzengpässe an (50Hertz et al., 2025). Grundsätzlich können alle Netzentgeltkomponenten dynamisiert werden; die wissenschaftliche und regulatorische Diskussion konzentriert sich jedoch auf den Arbeitspreis, da zeitvariable Leistungspreise mit erheblich komplexeren Anreizwirkungen verbunden wären. Im AgNes-Verfahren wird zudem diskutiert, den bisherigen leistungspreisbasierten Ansatz, der sich an der individuellen Jahreshöchstlast orientiert, durch einen Kapazitätspreis zu ersetzen, um Fehlanreize gegenüber netzdienlichem Flexibilitätseinsatz abzubauen (Bundesnetzagentur, 2025). Der in diesem Whitepaper skizzierte Transformationspfad orientiert sich dabei an dem von Kopernikus-Projekt SynErgie et al. (2025) entwickelten Reformvorschlag zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik, der auf Basis des bisherigen Systems mit Jahresspitzenlast-basiertem Leistungspreis entwickelt wurde und die konkreten Ausgestaltungsoptionen, regulatorischen Anforderungen und quantitativen Wirkungsanalysen ausführlich darlegt. Die Bundesnetzagentur hat die ursprünglich für 2029 geplante verpflichtende Einführung dynamischer Netzentgelte inzwischen verschoben. Hintergrund sind der schleppende Smart-Meter-Rollout sowie der hohe Analysebedarf hinsichtlich der Rückwirkungen auf den Stromgroßhandelsmarkt und den Redispatch. Ein konkretes Konzept soll erst im Jahr 2027 entwickelt werden. Die Einführung dynamischer Netzentgelte ist frühestens sukzessive ab 2030 für Speicher und ab 2032 für Einspeiser vorgesehen (Bundesnetzagentur, 2026b).

Der Vorschlag zielt darauf ab, durch differenzierte Preissignale ein engpassentlastendes Nutzungsverhalten zu fördern und dadurch die Kosten des Netzengpassmanagements zu reduzieren. Aufgrund ihrer Signalfunktion und der direkten Abbildung netznutzungsbedingter Kostenwirkungen stellen zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte eine wirksame Ergänzung zu marktlichen Preissignalen dar, die allein keine lokalen Netzrestriktionen abbilden (BDEW, 2025).

Für die Ausgestaltung dieses Transformationspfads lassen sich zentrale Gestaltungsprinzipien identifizieren, wie sie von den deutschen ÜNB vorgeschlagen und empfohlen werden (50Hertz et al., 2025). Voraussetzung für die Wirksamkeit dynamischer Netzentgelte ist eine breite Durchdringung auf der Nachfrageseite, weshalb

das von den ÜNB erzeugte NE-Signal über die Verteilnetzbetreiber an möglichst viele Letztverbraucher weiterzugeben ist. Hierzu wird ein Top-down-Ansatz präferiert, der organisatorisch und regulatorisch einfacher umsetzbar ist als eine Aggregation von Signalen aus den Verteilnetzen und zugleich eine konsistente Berücksichtigung übergeordneter Netzrestriktionen ermöglicht.

Eine effektive Lenkungswirkung erfordert zudem eine räumliche Differenzierung der Signale, etwa über Netzentgeltregionen, die sich an strukturellen Engpasslagen orientieren. Dabei erscheint ein schrittweiser Einstieg mit begrenzter Granularität sinnvoll, um Komplexitäten zu reduzieren und erste praktische Erfahrungen zu sammeln. Zeitlich wird eine ex-ante-Veröffentlichung der dynamischen NE-Signale präferiert, vorzugsweise vor Handelsschluss des Day-Ahead-Markts, um die Netzsignale bei der Gebotsabgabe zu berücksichtigen und ein potenzielles Gaming zu verhindern. Ein pragmatischer Einstieg könnte zunächst eine einfache und planbare Ausgestaltung vorsehen, etwa mit stündlicher Auflösung und wenigen diskreten Preisstufen, bevor in weiteren Stufen die Granularität und Preisdifferenzierung sukzessive erhöht werden (50Hertz et al., 2025). Abbildung 4 veranschaulicht diesen mittelfristigen Umsetzungspfad mit den entsprechenden Ausbaustufen.

Ein zentraler Bestandteil dieses Ansatzes ist die schrittweise Dynamisierung des Arbeitspreises. Ziel ist es, den bisher starren, einheitlichen Arbeitspreis mit einer Anreizfunktion zu versehen, das heißt ihn so auszugestalten, dass er netzdienliches Verhalten gezielt belohnt und engpassverschärfendes Verhalten verteuert – ohne dabei die Finanzierungsfunktion des Netzentgelts zu beeinträchtigen (Buhl et al., 2025). Der dynamisierte Arbeitspreis wird abhängig von der jeweils prognostizierten Netzauslastung zeitvariabel ausgestaltet und nur dort ausgewiesen, wo Netzengpässe bereits bestehen oder absehbar sind. Hoch-, Standard- und Niedriglastsituationen werden auf Basis von Prognosen zur lokalen Einspeisung, zum lokalen Verbrauch und zu bestehenden Netzrestriktionen in Abhängigkeit von Zeit, Ort und Netzebene berücksichtigt.

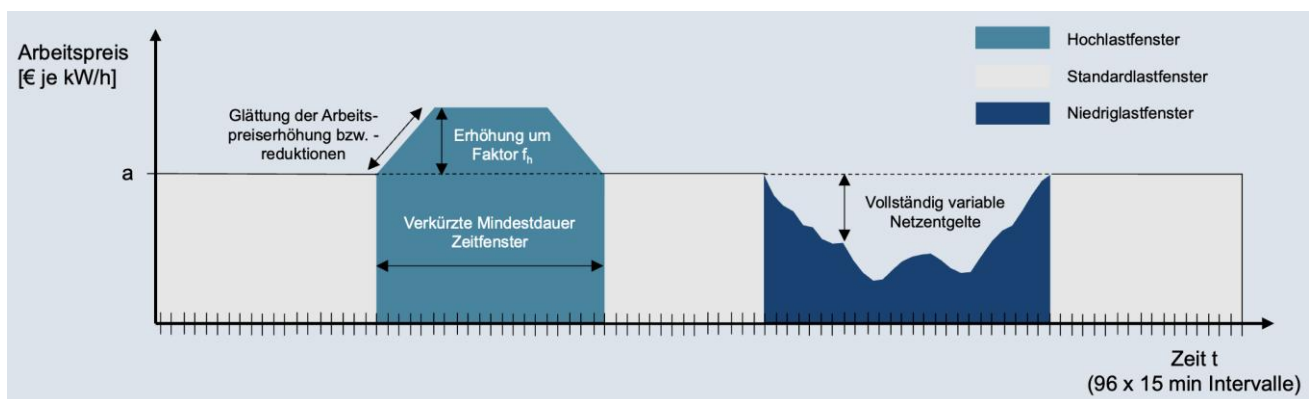


Abbildung 4: Zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte – mittel- bis langfristige Umsetzung des Transformationspfads, (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2025)

Zur Vermeidung plötzlicher Preissprünge erfolgt die Einführung des dynamisierten Arbeitspreises stufenweise. In einem ersten Schritt kann eine begrenzte Spreizung der Preissignale vorgesehen werden, die im Zeitverlauf sukzessive ausgeweitet wird. Ergänzend werden zeitliche Glättungsmechanismen eingesetzt, um graduelle Anpassungen zu ermöglichen und kurzfristige Überreaktionen zu vermeiden. Parallel dazu kann die zeitliche Granularität schrittweise erhöht werden: Während zu Beginn gröbere Zeitraster zur Anwendung kommen, ist im Zielbild eine viertelstündliche Auflösung vorgesehen, die sich an der Granularität des kurzfristigen Stromhandels orientiert.

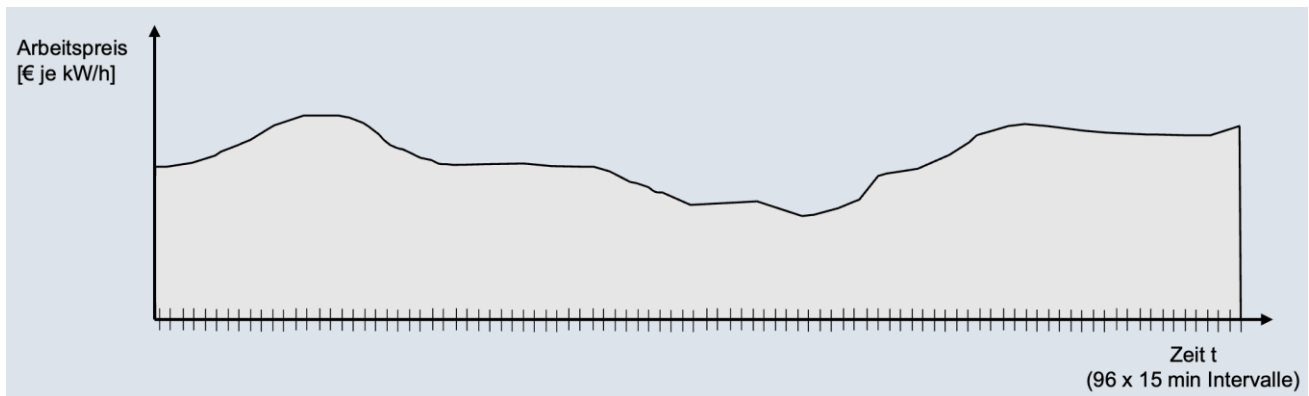


Abbildung 5: Zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte – langfristige Umsetzung des Transformationspfades, (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2025)

Zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte ermöglichen es damit, systemdienliches Verbrauchsverhalten schrittweise zu aktivieren und bestehende Netzrestriktionen stärker in die ökonomische Koordination einzubeziehen, ohne die Grundstruktur des Strommarktdesigns unmittelbar zu verändern. Das langfristige Zielbild dieses Transformationspfades, das eine vollständig dynamisierte und räumlich feingranulare Netzentgeltstruktur umfasst, ist in Abbildung 5 dargestellt. Sie stellen eine pragmatische und regulatorisch anschlussfähige Weiterentwicklung des bestehenden Systems dar, deren Wirkungsweise auf die engpassentlastende Steuerung des Strombezugs fokussiert bleibt und die bestehenden Instrumente des Netzbetriebs, insbesondere den Redispatch, anreizbasiert ergänzt.

4.2 Lokale Flexibilitätsmärkte (LFM)

Als ergänzendes Instrument zur bestehenden Einheitsstrompreiszone ermöglichen LFM die Vermarktung von Energieflexibilität über dedizierte Marktplattformen und schaffen dabei für teilnehmende Akteure lokal differenzierte Preissignale. Sie erweitern damit das bestehende Strommarktdesign um eine zusätzliche Ebene, auf der räumliche Netzrestriktionen abgebildet werden, ohne die Einheitsstrompreiszone unmittelbar zu verändern. Dabei sind LFM primär als Instrument für das Engpassmanagement auf Verteilnetzebene konzipiert und nicht darauf ausgelegt, strukturelle Engpässe im Übertragungsnetz dauerhaft aufzulösen. LFM eröffnen vielversprechende Möglichkeiten, den zunehmenden Anteil volatiler EE effizient zu integrieren. Auf LFM können Netzbetreiber Flexibilität marktbasiert beschaffen, um regionale Netzengpässe gezielt zu beheben. Dabei schaffen lokal differenzierte Preissignale Anreize, Ausgleichsmaßnahmen zu volatiler EE-Einspeisung lokal differenziert anzubieten. Dadurch kann die lokale Einspeisung erneuerbarer Erzeugung besser genutzt und die ökologisch fragwürdige Abregelung von EE-Anlagen reduziert werden.

Mit steigendem EE-Anteil und wachsenden regionalen Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch werden lokale Preissignale zunehmend notwendig – LFM stellen dabei eine vielversprechende Option dar, dezentrale Flexibilitäten systemdienlich abzurufen. Die Kosten für das Netzengpassmanagement haben sich von rund 0,4 Milliarden Euro im Jahr 2015 auf rund 3,07 Milliarden Euro im Jahr 2025 mehr als versiebenfacht (SMARD, 2026). Im Hinblick auf die gesetzlich festgehaltenen EE-Ausbauziele ist davon auszugehen, dass Netzengpässe zunehmen und stärker mit wetterbedingten Erzeugungsschwankungen variieren werden (Thomassen et al., 2024). LFM bieten in diesem Kontext eine marktbasierte Option zur Beschaffung von dezentraler Flexibilität, bei der Netzbetreiber gezielt auf lastseitige und kleinere Flexibilitätspotenziale zurückgreifen können (Heilmann et al., 2022). Für eine direkte Nutzung von LFM zur Redispatch-Aktivierung ist jedoch eine konsistente Ausgestaltung der Kostenallokation und Abrechnungslogik erforderlich, da Engpassmanagementkosten im Status quo über Netzentgelte auf die Allgemeinheit umgelegt werden und marktbasierten Abrufen ohne Anpassung der Finanzierungsstruktur Fehlanreize gegenüberstehen können (smartEn, 2022).

Auf LFM greifen Netzbetreiber auf Flexibilitätsangebote zu, um Netzengpässe marktbasiert zu lösen. Die Flexibilitätsnachfrage kann dabei sowohl von ÜNB als auch von VNB ausgehen. Voraussetzung für eine wirksame Nutzung von LFM ist, dass geeignete regulatorische Rahmenbedingungen zur Incentivierung markt- und netzdienlicher Flexibilitätserbringung auf den LFM von Seiten der ÜNB und VNB bestehen. Gleichzeitig müssen klare Abgrenzungen zu bestehenden Markt- und Netzmechanismen gewährleistet sein. Eine Vielzahl unterschiedlicher Akteure kann auf LFM ihre Flexibilitätspotenziale wirtschaftlich nutzbar machen. Dazu zählen Industrie- und Gewerbeunternehmen, Speicher, EE-Anlagen sowie Aggregatoren und virtuelle Kraftwerke. Diese Akteure bieten Flexibilität in unterschiedlichen zeitlichen und technischen Ausprägungen an, wodurch sowohl kurzfristige Energieaktivierungen als auch längerfristige Kapazitätsbereitstellungen ermöglicht werden.

In Europa sind bereits verschiedene LFM im Einsatz, darunter in Großbritannien, den Niederlanden und Skandinavien (NODES). Ein Beispiel stellt die EPEX SPOT Localflex-Handelsplattform dar, die den End-to-End-Prozess der Flexibilitätsbeschaffung abbildet und in europäischen Anwendungen anschlussfähig ist (smartEn, 2022). In den Niederlanden führt die ÜNB–VNB-Plattform GOPACS Flexibilitätsgebote aus Handelsplattformen zur netzseitigen Engpasslösung zusammen (smartEn, 2022; EPEX SPOT, 2024). Die Beschaffung erfolgt über einen auktionsbasierten Marktmechanismus und erfordert eine enge Koordination zwischen ÜNB und VNB.

Neben der Flexibilitätsaktivierung spielt auch die Kapazitätsreservierung eine zentrale Rolle. Langfristige Verträge zur Kapazitätsreservierung stellen eine mögliche Lösung dar, um Netzengpässe abzufedern. Dabei schließen Netzbetreiber Verträge mit Flexibilitätsanbietern, die sich verpflichten, während Engpasssituationen ihren Leistungsbezug über das Stromnetz zu reduzieren und damit netzseitig entlastend zu wirken. Vor dem Hintergrund sehr hoher prognostizierter Kosten für den Netzausbau von 440 Mrd. Euro bis 2045 für Übertragungs- und Verteilnetze bieten solche vertragliche Lösungen eine ergänzende Alternative zum rein infrastrukturellen Ausbau (Bundesnetzagentur, 2023).

Trotz dieser Potenziale sind LFM mit spezifischen Herausforderungen verbunden. Ein zentrales Risiko besteht in der möglichen Entstehung von Gaming-Anreizen und Marktmacht. Letztere kann insbesondere dann auftreten, wenn einzelne große Marktteilnehmer aufgrund ihres hohen Flexibilitätsvolumens oder ihrer dominanten Nachfrageposition die Gebots- und Preisbildung maßgeblich beeinflussen und kleinere Akteure dadurch faktisch verdrängen. Nachfrager und Erzeuger an netztechnisch besonders vorteilhaft gelegenen Netzknoten können in solchen Konstellationen erhebliche Marktmacht erlangen, was das Risiko von Missbrauch birgt. Dieser äußert sich unter anderem in einer eingeschränkten Angebotsabgabe sowie in überhöhten Preisen. Neben direkten Preiseffekten können daraus auch strategische Anreize im Zusammenspiel zwischen lokalen Märkten und Redispatchmechanismen entstehen. In diesem Kontext besteht die Gefahr von Inc-Dec-Gaming, also strategischem Bieterverhalten: Erzeuger in Engpassregionen antizipieren, durch strategische Angebotsanpassungen — etwa eine reduzierte Vermarktung verfügbarer Kapazitäten im vorgelagerten Markt — im Rahmen redispatchbezogener Aktivierungen höhere Erlöse erzielen zu können. Aus Systemperspektive ist ein solches Verhalten gefährlich, da es die Integrität des Marktmechanismus untergräbt und die gesellschaftlichen Kosten des Engpassmanagements erhöht. Um diesen Risiken zu begegnen, sind gezielte Maßnahmen erforderlich. Dazu zählen die Diversifikation von Flexibilitätsmodellen, die Kombination von kurz- und langfristiger Flexibilitätsbeschaffung, die Sanktionierung von Gaming durch Marktregeln sowie Verifikationsverfahren zur Prüfung der Einhaltung von Marktregeln.

Da die Wirksamkeit dieser Maßnahmen wesentlich von ihrer konkreten Umsetzung und praktischen Durchsetzbarkeit abhängt, kommt der Erprobung entsprechender Marktmechanismen im Rahmen von Reallaboren eine besondere Bedeutung zu. Reallabore werden hierfür politisch ausdrücklich angestrebt und gezielt

unterstützt. In der Energieflexiblen Modellregion Augsburg soll untersucht werden, welche Potenziale bestehen, das erneuerbare Stromangebot unter Beachtung bestehender Netzknappheiten durch Energieflexibilität deutlich besser als bisher zu nutzen. Im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie wird gemeinsam mit der EPEX SPOT daran gearbeitet, regulatorisches Lernen in diesem Kontext zu ermöglichen. Ziel ist es, bestehende Vorbehalte zu adressieren sowie gezielte Maßnahmen zum Monitoring von Marktmacht und strategischem Verhalten zu entwickeln, zu erproben und für eine spätere Übertragung auf andere Regionen transferierbar zu machen.

Die Übertragbarkeit der in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg gewonnenen Erkenntnisse ist eine zentrale Voraussetzung für die Übertragung von LFM auf weitere Regionen in Deutschland. In technischer Hinsicht sind insbesondere Typregionen mit einer hohen fluktuierenden Stromerzeugung, einem hohen industriellen Stromverbrauch sowie einer gleichzeitig hohen Dynamik der Residuallast potenziell geeignet. Die Bewertung relevanter Regionen zeigt, dass auf diese Gebiete rund 50 % des industriellen Stromverbrauchs in Deutschland entfallen.

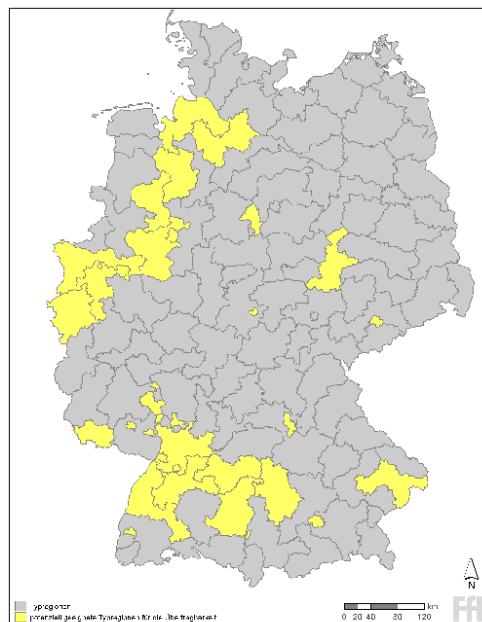


Abbildung 6: Typregionen zur Übertragbarkeit in technischer Hinsicht, (Bauer, 2021)

Die Energieflexible Modellregion Augsburg weist hohe Flexibilitätspotenziale auf. In der Modellregion können Flexibilitäten in einer Größenordnung von bis zu 323 MW Lastverzicht und 93 MW Lasterhöhung aktiviert werden, die je nach Anwendung täglich bis wöchentlich für mindestens eine Viertelstunde zur Verfügung stehen (Bauer, 2021). Damit bietet die Modellregion ein realistisches Umfeld, um sowohl kurzfristige Energieaktivierungen als auch längerfristige Flexibilitätsbereitstellungen unter Berücksichtigung bestehender Netzknappheiten zu untersuchen.

Reallabore ermöglichen dabei nicht nur die Überprüfung technischer Funktionalität und operativer Prozesse, sondern auch die Erprobung gesellschaftlicher und institutioneller Voraussetzungen für eine spätere Skalierung. Relevante Kriterien sind insbesondere Hebelpunkte in Politik, Industrie und Energiemärkten, Schlüsselakteure in erfolgreichen Modellregionen als Multiplikatoren sowie eine ausreichende geografische Vielfalt zur Identifikation kultureller Unterschiede.

LFM stellen damit einen marktergänzenden Transformationspfad dar, der über rein regulatorische Preissignale hinausgeht und eine gezielte, bedarfsorientierte Aktivierung von Flexibilität ermöglicht. Zugleich verbleiben sie innerhalb der Struktur der Einheitsstrompreiszone — und behalten diesen Vorteil auch bei einer etwaigen künftigen Trennung der Gebotszone, wie das Beispiel NODES in zonalen Systemen zeigt. Da sie lokale Knappheiten primär über zusätzliche Marktmechanismen adressieren, bleibt ihre Wirkung räumlich begrenzt und strukturelle Engpässe können nicht vollständig aufgelöst werden.

4.3 Nodales Preissystem

Als marktreformierender Ansatz für den Umbau zu einem zukunftsfähigen Energiesystem gilt das nodale Preissystem, das von der Monopolkommission als First-Best-Option für ein Energiesystem mit angemessener Bepreisung von Netzengpässen eingeordnet wird (Monopolkommission, 2025). Im Kern bildet es sowohl den wirtschaftlichen Wert der Stromerzeugung als auch die physikalischen Netzengpässe im Marktpreis ab und setzt damit für jeden Standort individuelle Preissignale, die Marktteilnehmer zu einem systemdienlichen Verhalten anreizen.

Ein nodales Preissystem setzt eine digitale Repräsentation des Netzes sowie die konsequente Integration physikalischer Netzrestriktionen in den Preisbildungsprozess voraus, um die Preise standortgerecht abbilden zu können (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2021). Dabei wird für jeden Einspeise- und Entnahmepunkt im Netz ein individueller Preis berechnet, der sich analytisch aus zwei Komponenten zusammensetzt: einer Stromkomponente, die den wirtschaftlichen Wert der zusätzlichen Stromerzeugung widerspiegelt, und einer Netzkomponente, die bestehende Engpässe im Übertragungsnetz abbildet. Existieren keine Netzengpässe, gleichen sich die nodalen Preise dem Einheitsstrompreis an. Bei auftretenden Engpässen hingegen sinken die Preise in exportbeschränkten Regionen, in denen das Angebot die Nachfrage übersteigt, während sie in importbeschränkten Regionen steigen, in denen die Nachfrage das Angebot übersteigt. Im Gegensatz zum gegenwärtigen uniformen Marktdesign sind die Marktergebnisse eines nodalen Preissystems physikalisch realisierbar, da Netzrestriktionen direkt in die Preisbildung integriert werden. Die resultierenden lokal differenzierten Preissignale steuern Erzeugung und Verbrauch räumlich effizienter und fördern eine systemdienliche Nutzung der Netzinfrastuktur, wodurch die Notwendigkeit kostspieliger Redispatchmaßnahmen signifikant und systematisch verringert wird (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2021; Knörr et al., 2024).

Obwohl die nodale Bepreisung in der Fachliteratur als ökonomischer Maßstab für Effizienz gilt, ist ihre Umsetzung aufgrund regulatorischer Komplexität und Verteilungswirkungen politisch umstritten (Monopolkommission, 2025). Nach den Forschungsarbeiten im Kopernikus-Projekt SynErgie (2021), die im Rahmen der dritten Förderphase im Arbeitspaket zur Gestaltung der Transition des Strommarktdesigns entstanden sind, sowie weiterführenden Analysen wie Neuhoﬀ et al. (2025) lassen sich konkrete Implementierungsschritte ableiten.

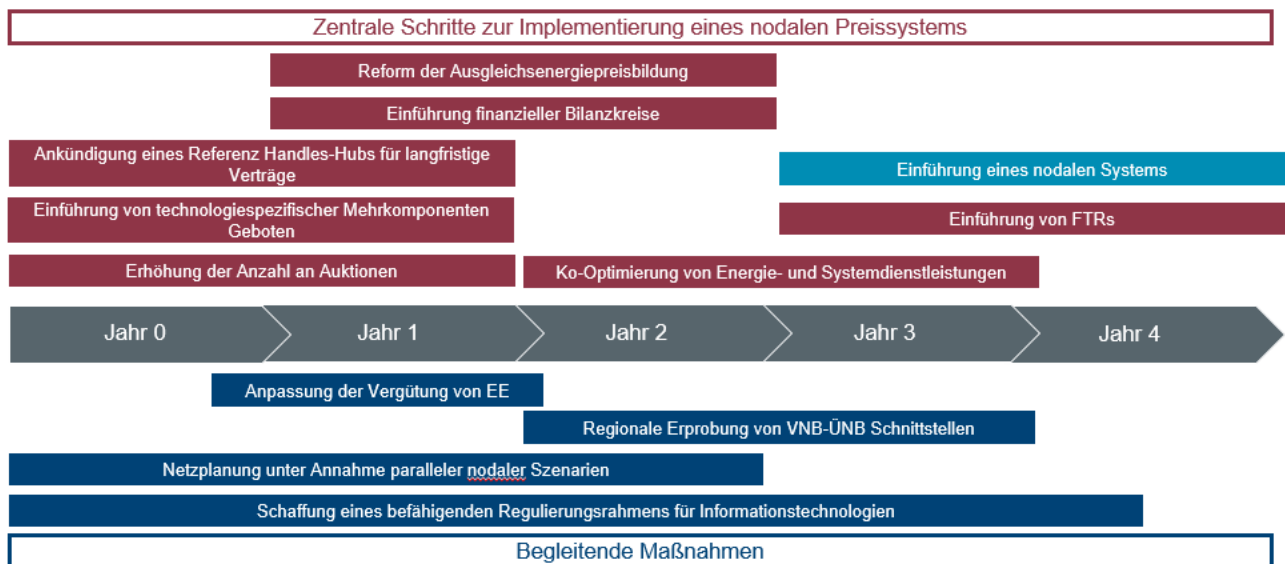


Abbildung 7: Implementierungspfad für ein nodales Preissystem (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2021)

Dieser Transformationspfad beginnt in einer initialen Phase der Marktvorbereitung, in Abbildung 7 mit „Jahr 0“ gekennzeichnet, in der die wesentlichen technischen und organisatorischen Grundlagen für eine Preisbildung auf Knotenebene geschaffen werden. Ein zentrales Element dieser Phase ist der Ausbau der Marktmechanismen durch die Erhöhung der Auktionsfrequenz bis hin zur Einführung von Echtzeitmärkten. Dies steigert nicht nur die Markttransparenz und Liquidität, sondern festigt auch die Widerstandsfähigkeit gegenüber Marktmacht und verbessert die effiziente Nutzung grenzüberschreitender Kapazitäten.

Parallel dazu ermöglichen technologiespezifische Mehrkomponenten-Gebote den Marktteilnehmern durch mehrere kosten- und restriktionsbezogene Komponenten, bestimmte Eigenschaften einzelner Anlagen vollständig in den Geboten und damit im Markt abzubilden. Dies führt zu einer effizienten, integrierten Arbitrage über mehrere Zeiträume hinweg, was die Markteffizienz bei Unsicherheit erhöht und gleichzeitig die Teilnahmebeschränkungen für flexible Akteure senkt. Begleitet wird diese initiale Phase durch die Ankündigung eines Referenz-Handelshubs für langfristige Verträge sowie die Vorbereitung regulatorischer Anpassungen, um Preissicherheit in einem künftig differenzierten System zu gewährleisten und lokale Preisrisiken rechtssicher abzusichern (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2021).

Bereits in dieser Phase zeigen sich zentrale Herausforderungen. Der Übergang zu Mehrkomponenten-Geboten erfordert fundamentale Systemumstellungen bei Marktteilnehmern und birgt operationelle Risiken im GW-Bereich, insbesondere durch plötzliche Leistungsanpassungen großer Erzeuger. Hinzu kommt, dass das Konzept nur eingeschränkt kompatibel mit dem europäischen Energiepaket von 2019 ist, dem Clean Energy for all Europeans Package, das Engpassmanagement und Balancing als nachgelagerte Prozesse gegenüber dem Energiehandel strukturiert und damit eine Ex-ante Ko-Optimierung von Netz und Markt nicht vorsieht. Jegliche Anpassungen der Markt- und Netzcodes erfordern mehrstufige EU-Konsultationen mit hohen Verzögerungsrisiken, da die bestehende Regulierung auf zonale Preise ausgelegt ist. Parallel binden laufende Reformen politische und administrative Kapazitäten, was strukturelle Änderungen erschwert (Neuhoff et al., 2025).

Darauf aufbauend folgen im „Jahr 1“ tiefgreifende strukturelle Markt- und Systemreformen, die die institutionellen Weichen für eine marktorientierte und nodale Preisbildung stellen. Hierbei steht die Umstellung von physischen auf finanzielle Bilanzkreise im Vordergrund, die mit einer Anpassung der Ausgleichsenergieregeln verbunden sind, um die Systemstabilität zu erhöhen, ohne dabei Bilanzkreisverantwortliche zu benachteiligen oder größere Portfolios zu bevorzugen. Gleichzeitig müssen in diesem Zeitraum die Vergütungsmechanismen für EE im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) so transformiert werden, dass die Einspeisung

mit den lokalen Preissignalen kompatibel wird und keine Fehlanreize bei Netzengpässen entstehen (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2021). Parallel zu diesen Strukturreformen müssen die mit nodalen Preisen einhergehenden Verteilungswirkungen aktiv adressiert werden. Nodale Preise führen zu standortabhängigen Kostenstrukturen, wodurch Regionen mit strukturellen Engpässen oder geringer lokaler Erzeugung tendenziell höhere Preise aufweisen können. Dies macht politische Ausgleichsmechanismen wie Hedging oder Transfers erforderlich (siehe Kapitel 5). Gleichzeitig ist mit Widerstand bei Marktakteuren zu rechnen, da deren implizite Renten, etwas durch Redispatch-Kompensationen in zonalen Systemen, entfallen (Neuhoff et al., 2025).

In der anschließenden Phase „Jahr 2“ der Systemintegration und Pilotierung wird das neue Design technisch integriert und unter Realbedingungen validiert. Ein wesentlicher Baustein ist die Ko-Optimierung von Energie- und Systemdienstleistungen, wobei dauerhafte Mehrkomponenten-Gebotsformate zum Einsatz kommen, um die Beschaffung von Regelleistung effizient mit den Energiemärkten zu koppeln und Transaktionskosten zu minimieren. Zur praktischen Erprobung werden regionale Testfelder an den Schnittstellen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern etabliert, die ein virtuelles Großhandelsmarktdesign abbilden und so die langfristigen Effizienzgewinne prüfen. Als operatives Fundament für die Umsetzbarkeit dienen dabei die fortschreitende Digitalisierung sowie die Schaffung einer umfassenden IT-Infrastruktur zur Echtzeitdatenverarbeitung und Datentransparenz (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2021).

Allerdings erfordert die Kopplung mit bestehenden Zonenmärkten komplexe Übergangslösungen. Physische Stromflüsse, die aufgrund von Netzrestriktionen ungeplant durch Nachbarregionen und Nachbarländer fließen, sogenannte Loop Flows, können Engpässe verschärfen, während das aktuelle Market Coupling für die Abbildung linearer Preisstrukturen ungeeignet ist. Lösungsansätze wie Pre-Screening von Geboten oder Ex-post-Bepreisung sind mit Effizienzverlusten beziehungsweise Risiken behaftet (Neuhoff et al., 2025).

Der eigentliche Übergang zur vollwertigen nodalen Preisarchitektur erfolgt schließlich schrittweise im Zeitraum von „Jahr 3“ und „Jahr 4“, in dem das nodale Preissystem die bisherige Einheitsstrompreiszone als neuen Standard des Strommarktdesigns vollständig ablöst. In dieser Phase der Skalierung werden Financial Transmission Rights implementiert, die als Instrument zur Absicherung gegen regionale Preisdifferenzen dienen und somit die notwendige Investitionssicherheit für alle Marktteilnehmer fördern (siehe Kapitel 5). Die technische Umsetzung bleibt dabei kapital- und wissensbasiert: Das Echtzeit-Market-Clearing alle fünf bis zehn Minuten unter voller Netzmodellierung verlangt leistungsfähige Optimierungssoftware und hohe Datenqualität, während die Marktüberwachung neue Anforderungen an die Transparenz stellt (Neuhoff et al., 2025).

Dieser gesamte Transformationsprozess wird über alle Phasen hinweg durch kontinuierliche begleitende Maßnahmen gestützt. Dazu gehören eine vorausschauende Netzplanung, die künftige nodale Preisstrukturen bereits heute bestmöglich antizipiert, die Schaffung eines regulatorischen Rahmens für Informationstechnologien zur Echtzeitdatenverarbeitung sowie die stetige Anpassung des politischen und institutionellen Umfelds zur Sicherstellung der gesellschaftlichen Akzeptanz (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2021). Die zentrale Hürde liegt dabei weniger in den technischen oder institutionellen Anforderungen als im fehlenden politischen Willen: Solange die Beibehaltung der Einheitsstrompreiszone politisch festgeschrieben ist, hängt die Einführung eines nodalen Preissystems von freiwilligen, regional verankerten Schritten ab, die Widerstände schrittweise abfedern und fragmentierte Zuständigkeiten in der EU überwinden müssen (Neuhoff et al., 2025).

Zusammenfassend erfordert die mehrjährige Transition hin zu einem nodalen Preissystem technische Infrastruktur, regulatorische Anpassungen und vor allem politische Unterstützung. Als langfristiges Zielbild eines lokal differenzierten Strommarktdesigns bietet es das größte Effizienzpotenzial. Seine Realisierung setzt jedoch voraus, dass die im Rahmen der beiden anderen Transformationspfade gewonnenen regulatorischen Erfahrungen und institutionellen Voraussetzungen schrittweise den Weg dafür ebnen.

5 Exkurs: Absicherungs- und Ausgleichsmechanismen

Bei den diskutierten Transformationspfaden rückt die Frage in den Mittelpunkt, wie ein zukünftiger Markt sowohl effiziente Preissignale setzen als auch flexible Ressourcen und Investitionen angemessen steuern kann. Nodale Preise gelten dabei als zentrale Option, erfordern jedoch Mechanismen, die Preisrisiken begrenzen und regionale Verteilungseffekte ausgleichen.

Für die Ausgestaltung solcher Mechanismen bietet die nordamerikanische Erfahrung mit nodalen Märkten wichtige empirische Orientierung. Dort zeigt sich, dass effiziente Strommärkte mit lokalen Preisen zwingend flankierende Absicherungs- und Ausgleichsinstrumente benötigen. Auch wenn diese Modelle nicht direkt auf Europa übertragbar sind, erlauben sie eine fundierte Einschätzung möglicher Anforderungen, Wirkungsweisen und Herausforderungen.

Die Einführung eines nodalen Preissystems – wie sie in Nordamerika ab 1998 im Rahmen des Local Marginal Pricing (LMP) schrittweise etabliert wurde – stellt ein wirksames Mittel dar, um Engpässe im Übertragungsnetz effizient abzubilden und die zunehmende Volatilität der EE systematisch in das Marktdesign zu integrieren. Analog zum nodalen Preissystem ist es Ziel des LMP, knappheits- und netzorientierte Preissignale zu liefern, sodass Erzeugung, Verbrauch und Netzplanung effizienter gesteuert werden können und Engpässe im System ökonomisch sichtbar werden (Pollitt, 2023). Gleichzeitig gehen LMPs mit lokalen Preisrisiken einher, die adressiert werden müssen, um Marktteilnehmer vor volatilen oder stark divergierenden Preisen zu schützen. In Nordamerika erfolgt dies vor allem durch zwei Mechanismen: Verbraucher zahlen zonale Durchschnittspreise, während Erzeuger und Händler auf Financial Transmission Rights (FTRs) zurückgreifen können.

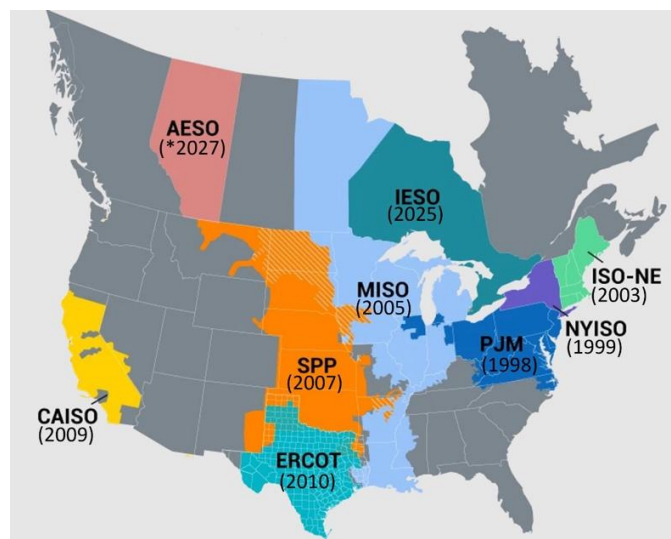


Abbildung 8: Nordamerikanische ISO und das jeweilige Jahr der LMP-Implementierung, (IRC, 2025)

FTRs sind Finanzinstrumente, die Preisunterschiede zwischen Netzstandorten absichern und damit die Funktion physischer Übertragungsrechte übernehmen. Sie dienen als ökonomische Absicherung gegen lokale Preisunterschiede, die durch Engpässe im Stromnetz entstehen (Hogan, 2012). Die Finanzierung dieser Absicherung erfolgt über die im Strommarkt anfallenden Engpasserlöse, die aus den Preisunterschieden zwischen Netzknoten im Day-Ahead- und Echtzeitmarkt resultieren und von den Netzbetreibern vereinnahmt werden. Darüber hinaus ermöglichen FTRs eine wertneutrale Überführung bestehender Übertragungsverträge in ein nodales Marktdesign und gewährleisten, dass Engpasserlöse an Netz- und Marktkunden zurückgeführt werden. Durch die Bereitstellung eines wirksamen Risikomanagementinstruments tragen sie entscheidend zur institutionellen und marktlichen Akzeptanz nodaler Preissysteme bei, da sie die mit LMPs einhergehenden Preisrisiken für Marktteilnehmer substantiell reduzieren (Hogan, 2012).

Die Effektivität von FTRs ist jedoch eng an die jeweiligen institutionellen Rahmenbedingungen gekoppelt. Dies zeigt sich besonders im Vergleich zwischen Nordamerika, wo LMP-basierte Strommarktmodelle weitgehend etabliert sind, und Europa, das überwiegend zonale Marktstrukturen nutzt. Die strukturellen Unterschiede zwischen beiden Systemen – einschließlich eines stärker ausgeprägten Endkundenwettbewerbs, einer anderen Rollenverteilung zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren sowie unterschiedlicher Erzeugungs- und Lastprofile – beeinflussen die jeweiligen Anforderungen an das Design und die Leistungsfähigkeit von FTR-Systemen erheblich.

In Strommärkten mit einem hohen EE-Anteil, wie sie sich in Europa zunehmend etablieren, müssen Absicherungsinstrumente so ausgestaltet werden, dass ihre zeitliche und räumliche Granularität den typischen Volatilitätsmustern der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie sowie den technischen Eigenschaften von Speichern entspricht. Eine solche Anpassung ermöglicht eine zielgenauere Risikoabsicherung und erhöht damit die Effektivität der Absicherung. Gleichzeitig kann eine stärkere Differenzierung der Absicherungsinstrumente dazu führen, dass sich die Liquidität in den jeweiligen Marktsegmenten verringert (Matsumoto & Yamada, 2025).

Auch die Organisation des Endkundenmarktes unterscheidet Europa von US-Märkten mit nodalen Preissystemen. Während in Märkten wie NYISO oder ERCOT (siehe Abbildung 8) zahlreiche wettbewerbliche Versorger FTR-Auktionen zur Absicherung nutzen, erfolgt die Zuteilung solcher Rechte in anderen US-Regionen an sogenannte Load Serving Entities (LSE). Dies sind Organisationen, die gesetzlich oder regulatorisch verpflichtet sind, die Stromversorgung eines definierten Endverbraucherportfolios sicherzustellen, und die dafür elektrische Energie sowie Übertragungskapazität beschaffen (Pollitt & Anaya, 2016).

Von besonderer Relevanz für Europa ist die Frage, wie bestehende Verträge und Rechte in ein zukünftiges nodales Preissystem überführt werden könnten. In den USA spielten FTRs eine Schlüsselrolle bei der Abbildung historischer bilateraler Übertragungsrechte. Auch in Europa existieren langfristige Kapazitätszusagen und Netznutzungsrechte, deren Überführung zu klären wäre. Die Allokation von FTRs ist zudem administrativ aufwändig und häufig durch historische Ansprüche eingeschränkt. Einfachere Systeme reduzieren zwar die Komplexität, verringern jedoch die Präzision und damit die Absicherungswirkung. Zudem würde das operative Problem der Revenue Inadequacy, also die Unterdeckung von FTR-Zahlungen gegenüber den erzielten Engpasserlösen, in einem europäischen System mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien vermutlich häufiger auftreten als in den USA.

Für die Transformationspfade des deutschen Strommarktdesigns folgt daraus, dass ein funktionsfähiges lokales Preissystem ein schlüssiges und europataugliches Absicherungsinstrumentarium benötigt. Erfahrungen aus Nordamerika legen nahe, dass ein koordinierter Einführungsansatz – also die gleichzeitige Einführung eines nodalen Day-Ahead-Marktes, eines nodalen Echtzeitmarktes und eines Absicherungsinstruments – Übergangskonflikte minimiert. Entscheidend ist, dass Verteilungsfragen rund um Engpasserlöse frühzeitig geklärt werden, da sie die Funktionsfähigkeit eines europäischen LMP-Systems maßgeblich beeinflussen. Insgesamt bieten nordamerikanische Modelle wertvolle Orientierung, müssen jedoch an die europäischen Marktcharakteristika und politischen Rahmenbedingungen angepasst werden.

Ausgleichsmechanismen sind parallel zur Absicherung lokaler Preisrisiken erforderlich, um die Einführung nodaler Preise sozial und regional tragfähig auszugestalten (vgl. Kapitel 4.3). Quantitative Auswertungen des Fundamentalmodells zeigen, dass das bestehende Einheitspreissystem aufgrund des erforderlichen Engpassmanagements mit strukturellen Effizienzverlusten verbunden ist. Marktbasiertes Engpassmanagement kann

dabei je nach Ausgestaltung der Baseline-Logik und der Abrechnungsregeln Anreize zu strategischem Bieterverhalten eröffnen, etwa durch Inc-Dec-Gaming, Baselineverschiebungen oder die gezielte Verstärkung von Engpässen. Dies kann Beschaffungskosten erhöhen und zu ineffizienten Allokationen führen (Ehrhart et al., 2025, 2026).

Mit der Einführung eines nodalen Preissystems entstehen zwangsläufig regionale Gewinner und Verlierer. Verbraucher in importbeschränkten Regionen und Erzeuger, die bisher von ineffizienten Marktregimen profitierten, würden Nachteile erfahren, während andere Gruppen unmittelbar profitieren. Politischer Widerstand konzentriert sich heute vor allem auf die potenziellen Verlierer in Hochpreisregionen. Ausgleichsmechanismen müssen daher darauf ausgerichtet sein, die sozialen und regionalen Auswirkungen abzufedern, ohne die Wirkung lokaler Preissignale zu neutralisieren.

Kurzfristige Ausgleichsmaßnahmen können Übergangshärten lindern. Pauschalzahlungen bieten eine manipulationssichere Möglichkeit zur temporären finanziellen Kompensation von Verlierern, sofern Bemessungsgrundlagen wie historische Verbrauchsprofile verwendet werden. Engpasserlöse stellen eine naheliegende Finanzierungsquelle dar und können – gegebenenfalls ergänzt durch kostenfrei zugeteilte FTRs, wie sie im PJM-Markt eingesetzt werden (PJM, 2025) – zur finanziellen Kompensation herangezogen werden. Zusätzlich können gezielte Anpassungen fixer Preisbestandteile, etwa einzelner Komponenten der Netzentgelte, zur Entlastung beitragen.

Langfristige Ausgleichsmechanismen zielen dagegen auf strukturelle Preisangleichungen. Dazu zählen der regulatorisch gesteuerte Ausbau von Kapazitäten in Hochpreisregionen oder der gezielt am Nachteilsausgleich orientierte Netzausbau. Die empirischen Analysen nach Brown et al. (2020) zeigen, dass Investitionssignale nodaler Preise nicht in allen Fällen ausreichen oder zu langsam wirken können. In solchen Fällen kann eine zusätzliche regulatorische Steuerung wirksam sein. Der Netzausbau kann zudem lokale Preisdifferenzen verringern, sofern er an den identifizierten Engpassstrukturen ausgerichtet wird und den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes entspricht (§ 12 EnWG). Mechanismen, die Ausgleichszahlungen an Netzausbaumaßnahmen koppeln, verknüpfen kurzfristige finanzielle Bedarfe mit langfristigen Effizienzgewinnen.

Die vorliegenden Erkenntnisse aus den nordamerikanischen Erfahrungen mit nodalen Preissystemen sowie aus den Analysen zu Ausgleichsmechanismen zeigen, dass Ausgleichsmechanismen eine notwendige Voraussetzung für die erfolgreiche Einführung lokaler Preise darstellen. Lokale Preise ermöglichen eine effiziente Koordination von Angebot, Nachfrage und Netz, reduzieren Redispatchvolumina und erhöhen die EE-Systemintegration (Thomassen & Fuhrmanek, 2025). Das bestehende Einheitspreissystem erzeugt dagegen strukturelle Ineffizienzen, die selbst durch optimierte Redispatchformate nicht vollständig kompensiert werden können (Ehrhart et al., 2025).

Für die Transformationspfade des deutschen Strommarktdesigns ergeben sich zwei zentrale Befunde: Erstens sind Absicherungsmechanismen essenziell, um lokale Preisrisiken beherrschbar zu machen und die Funktionsfähigkeit eines nodalen Marktdesigns sicherzustellen. Zweitens sind Ausgleichsmechanismen unverzichtbar, um die Verteilungswirkungen lokaler Preise politisch tragfähig auszugestalten. Beide Mechanismengruppen müssen komplementär gedacht werden. Nur durch ein Zusammenspiel aus wirksamem Hedging, zielgerichteten Ausgleichszahlungen und langfristigem Kapazitäts- und Netzausbau können die Effizienzpotenziale lokaler Preise realisiert und zugleich soziale sowie regionale Härten abgefedert werden. So entsteht ein Marktdesign, das ökonomische Effizienz mit gesellschaftlicher Akzeptanz verbindet und den Anforderungen eines zunehmend erneuerbaren und flexibilitätsorientierten Energiesystems gerecht wird.

Unabhängig vom Zielbild eines nodalen Preissystems sind Absicherungs- und Ausgleichsmechanismen nicht ausschließlich auf diesen Transformationspfad beschränkt. Auch bei der Einführung zeitlich und örtlich differenzierter Netzentgelte sowie lokaler Flexibilitätsmärkte führen stärker differenzierte Preissignale zu neuen Preis- und Verteilungswirkungen. Geeignete Absicherungs- und Ausgleichsinstrumente sind daher für alle drei Transformationspfade erforderlich, um Investitionssicherheit, Akzeptanz und politische Tragfähigkeit sicherzustellen.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die Transformation des deutschen Stromsystems hat eine Phase erreicht, in der kleine, inkrementelle Anpassungen des bestehenden Marktrahmens nicht mehr ausreichen, um die wachsenden Herausforderungen des Systems zu bewältigen. Steigende Redispatchkosten, wachsende Netzengpässe und eine zunehmende räumliche und zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch machen deutlich, dass das heutige Strommarktdesign strukturell nicht mehr auf ein System mit hohem Anteil fluktuierender EE ausgerichtet ist. Gleichzeitig begrenzen politische, regulatorische und institutionelle Pfadabhängigkeiten die kurzfristige Umsetzbarkeit wohlfahrtsökonomisch idealer Zielbilder. Die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns vollzieht sich damit in einem Spannungsfeld zwischen ökonomischer Effizienz, Umsetzbarkeit und politisch-gesellschaftlicher Akzeptanz.

Die zentrale Erkenntnis aus den vorangegangenen Analysen ist, dass eine effizientere Integration von EE und Flexibilität eine stärkere Verzahnung von Markt- und Netzlogik erfordert. Die betrachteten Transformationspfade lassen sich dabei als unterschiedliche Wege einer schrittweisen Internalisierung von Netzrestriktionen in die ökonomische Koordination verstehen – nicht als aufeinander aufbauende Stufen, sondern als alternative Ansätze unterschiedlicher Eingriffstiefe. Zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte adressieren dieses Ziel innerhalb des bestehenden Regulierungsrahmens, indem sie gezielte Anreize für netzdienliches Verbraucherverhalten setzen und prognostizierbare Engpasssituationen berücksichtigen. Durch ihre Veröffentlichung am Vortag können sie auch kurzfristige Verlagerungsanreize setzen und in den Intraday-Handel einfließen. Sie ersetzen jedoch keine operativen Eingriffe wie Redispatch und ermöglichen keine strukturellen Anpassungen der Marktpreisbildung.

LFM erweitern das bestehende Instrumentarium um eine marktorientierte Beschaffungsebene für Flexibilität. Sie ermöglichen es, dezentrale Flexibilitätspotenziale gezielt dort zu aktivieren, wo sie systemisch benötigt werden, und ergänzen damit den kostenbasierten Redispatch um marktliche Elemente. Gleichzeitig zeigt die Analyse in Kapitel 4.2, dass ihre Effizienz maßgeblich von einer konsistenten Kostenallokation, klaren Abgrenzungen zu bestehenden Marktmechanismen sowie wirksamen Vorkehrungen gegen Marktmacht und strategisches Bieterverhalten abhängt. LFM sind daher primär als ergänzendes Instrument zur regionalen Engpassbewirtschaftung zu verstehen, nicht als Ersatz für eine konsistente Abbildung lokaler Knappheiten auf einer übergeordneten Marktebene.

Die Verschiebung der verpflichtenden Einführung dynamischer Netzentgelte durch die Bundesnetzagentur auf frühestens 2030 verdeutlicht die praktischen Grenzen dieses Transformationspfads. Neben dem schleppenden Smart-Meter-Rollout zeigt sich, dass Netzbetreiber dem Instrument der dynamischen Netzentgelte skeptisch gegenüberstehen, da sie erhebliche Rückwirkungen auf den Stromgroßhandelsmarkt und den Redispatch befürchten (Bundesnetzagentur, 2026b). Sollten dynamische Netzentgelte an diesem Widerstand scheitern oder dauerhaft verzögert werden, eröffnet sich ein strategisches Window of Opportunity für lokale Flexibilitätsmärkte als alternatives Instrument zur Schaffung lokaler Preissignale. LFM können innerhalb der bestehenden Einheitsstrompreiszone marktbasierende lokale Anreize setzen, ohne die regulatorische Komplexität dynamischer Netzentgelte vorauszusetzen. Ihre Erprobung in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg bietet dabei die Möglichkeit, die praktische Umsetzbarkeit unter realen Bedingungen zu demonstrieren und regulatorisches Lernen zu ermöglichen – mit dem Ziel, LFM als fundierte Alternative bei der Bundesnetzagentur und gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern zu positionieren.

Als langfristiges Zielbild rückt das nodale Preissystem in den Fokus. Das nodale Preissystem stellt – wie in Kapitel 3 und 4 dargelegt – die wohlfahrtsökonomisch effizienteste Option dar, da es Netzrestriktionen vollständig in die Preisbildung integriert (Monopolkommission, 2025). Zugleich zeigen theoretische und empirische Arbeiten, dass lokale Preise ohne flankierende Absicherungs- und Ausgleichsmechanismen erhebliche regionale und soziale Verteilungswirkungen erzeugen können (Knörr et al., 2024). Effizienzgewinne sind daher untrennbar mit Fragen der Risikoabsicherung, Investitionssicherheit und Akzeptanz verknüpft.

Die konkrete Ausgestaltung der Transformationspfade erfordert eine schrittweise Implementierung, die kurzfristig realisierbare Maßnahmen mit der systematischen Vorbereitung weitergehender Reformen verbindet. Kurz- bis mittelfristig stehen Reformen im Vordergrund, die bestehende Instrumente weiterentwickeln, regulatorische Erfahrungen sammeln und damit die institutionellen Voraussetzungen für weitergehende Schritte schaffen. Dazu zählen dynamische Netzentgelte mit begrenzter Granularität, marktbasiertes Engpassmanagement über LFM sowie der beschleunigte Ausbau digitaler Mess-, Kommunikations- und Prognosestrukturen. Parallel dazu sind institutionelle Voraussetzungen zu schaffen, um komplexere Marktmechanismen vorzubereiten, etwa durch neue Gebotsformate, eine stärkere Integration von Markt- und Netzprozessen und die Entwicklung geeigneter Absicherungsinstrumente. Langfristig eröffnet dieser Ansatz die Möglichkeit, ein nodales Preissystem kontrolliert und schrittweise einzuführen. Die zentrale Herausforderung liegt dabei weniger in der technischen Umsetzung als im politischen Willen und der gesellschaftlichen Tragfähigkeit lokaler Preissignale. Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign wird sich daher nicht allein an seiner statischen Effizienz messen lassen, sondern an seiner Fähigkeit, ökonomische Effizienz, Versorgungssicherheit und soziale Ausgewogenheit dauerhaft in Einklang zu bringen.

Literaturverzeichnis

- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.)** (2025): *Überlegungen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom. Diskussionspapier*. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/2025-05-05_BDEW-Diskussionspapier_%C3%9Cberlegungen_zur_Weiterentwicklung_der_Netze_rxrYwt9.pdf
- BMWE** (2024): *Strommarktdesign der Zukunft*. Verfügbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=18
- Bauer, D.** (2021): Erkenntnisse aus der Modellregion Augsburg weitgehend auf Deutschland übertragbar. Verfügbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/synergie_erkennnisse_modellregion_weitgehend_uebertragbar [Zugriff am: 20.05.2026].
- Brown, D., Zarnikau, J. & Woo, C.-K.** (2020): *Does locational marginal pricing impact generation investment location decisions?* *Journal of Regulatory Economics*, 58, 99–140.
- Buhl, H. U., Pichlmeier, M., Schneider, M., Eble, D., Bockhacker, T. & Kaymakci, C.** (2025): Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 49(Suppl 1), 40–71. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1007/s12398-025-1314-8>
- Bundesnetzagentur** (2023): *Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 – Entwurf*. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de>
- Bundesnetzagentur** (2025): *Dynamische Netzentgeltkomponente: Orientierungspunkte der BNetzA. Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3), Beschluss vom 17. Dezember 2025*.
- Bundesnetzagentur** (2026a): *Pressemitteilung „Ausbau Erneuerbarer Energien 2025“*. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2026/20260108_EEG.html
- Bundesnetzagentur** (2026b): *Vorstellung Zwischenstand AgNes. Präsentation der Großen Beschlusskammer Energie*. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/05_2026/1_Bundesnetzagentur.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- Bundesrepublik Deutschland** (2005): *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) § 12*. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_12.html
- CDU, CSU und SPD.** (2025). Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode. Verfügbar unter: https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf
- Ehrhart, K.-M., Eicke, A., Hirth, L., Ocker, F., Ott, M., Schlecht, I. & Wang, R.** (2025): *Analysis of a capacity-based redispatch mechanism*. *Energy Economics*, 149, 108751. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2025.108751>
- Ehrhart, K.-M., Eicke, A., Hirth, L., Ocker, F., Ott, M., Schlecht, I. & Wang, R.** (2026): Congestion Management Games in Electricity Markets. *The Energy Journal*, 47(1), 77–108. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1177/01956574251365606>
- ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)** (o. J.): *Bidding Zone Review (BZR)*. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/
- EPEX SPOT** (2024): *„Die Zeit für Flexibilität ist jetzt“ – Erprobung eines lokalen Flexibilitätsmarktes in der energieflexiblen Modellregion Augsburg*. Kopernikus-Projekt SynErgie. Verfügbar unter: https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/20240806_Pressemitteilung_FIM_EPEX_DE_Final.pdf
- European Commission (Eurostat)** (2025): Household electricity prices in the first half of 2025: –0.5 %. *Eurostat News*, 29 October 2025. Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20251029-2>
- Grimm, V., Ockenfels, A., Hirth, L., Müller, K., Weidlich, A., Arlt, M.-L., Maurer, C., Andreae, K., Matzen, M., Weissbart, C., Mier, M. & Fladung, T.** (2025): *Strommarkt – Balance zwischen Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Bezahlbarkeit*. *ifo Schnelldienst*, 78(3), 3–35.
- Heilmann, M. et al.** (2022): *Market-based redispatch in Germany – A review and outlook*. *Energy Policy*, 167, 113007.
- Heinrich, T. M. S., Kreiml, S., Zukunft, F. & Buhl, H. U.** (2026): Gestaltung effektiver lokaler Preissignale unter den Rahmenbedingungen der deutsch-luxemburgischen Einheitsstrompreiszone: Die Rolle von Industrie und Verbrauchern. Kopernikus-Projekt SynErgie. Verfügbar unter: <https://synergie-projekt.de/aus-synergie/downloads>
- Hogan, W. W.** (2012): *Financial transmission rights: Point-to-point formulations*. In: *Financial Transmission Rights: Analysis, Experiences and Prospects*, pp. 1–48. Springer London.
- ISO/RTO Council (IRC)** (2025): ISO/RTO Council. Verfügbar unter: <https://isorto.org> [Zugriff am: 06.10.2025].
- Knörr, J., Bichler, M. & Dobos, T.** (2024): *Zonal vs. Nodal Pricing: An Analysis of Different Pricing Rules in the German Day-Ahead Market*. arXiv. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2403.09265>
- Kopernikus-Projekt SynErgie, Bichler, M., Buhl, H. U., Weibezahl, M., Ashour Novirdoust, A., Bhuiyan, R., Fridgen, G., Fugger, C., et al.** (2021). *Electricity Market Design 2030-2050: Moving Towards Implementation*. SynErgie Projekt. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/08/SynErgie_Whitepaper_Electricity-Market-Design-2030-2050-Moving-Towards-Implementation.pdf
- Kopernikus-Projekt SynErgie, Buhl, H. U., Pichlmeier, M., Schneider, M., Eble, D. & Förster, R.** (2025). *Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte*. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2025/01/Weiterentwicklung-der-Netzentgelte_final.pdf
- Matsumoto, T. & Yamada, Y.** (2025): *Advancing financial instruments and market trading framework for local solar power hedging with principal component derivatives*. *Energy Economics*, 149, 108821. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/eneco.2025.108821>

- Milne, R.** (2024): *Strompreise: Norwegen will Stromlink zu Europa wegen hoher Preise kappen*. *WirtschaftsWoche*, 13. Dezember 2024. Verfügbar unter: <https://www.wiwo.de/politik/europa/strompreise-norwegen-will-stromlink-zu-europa-wegen-hoher-preise-kappen/30131190.html>
- Monopolkommission** (2025): *10. Sektorgutachten der Monopolkommission: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem* (Drucksache 21/2810). Deutscher Bundestag. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/21/028/2102810.pdf>
- Neuhoff, K., Barquin, J., Bialek, J. W., Boyd, R., Dent, C. J., Echavarren, F., Grau, T., von Hirschhausen, C., Hobbs, B. F., Kunz, F., Nabe, C., Papaefthymiou, G., Weber, C. & Weigt, H.** (2013): Renewable electric energy integration: Quantifying the value of design of markets for international transmission capacity. *Energy Economics*, 40, 760–772.
- Neuhoff, K., Klaucke, F., Olmos, L., Ryan, L., Vitiello, S., Papavasiliou, A., Staschus, K.** (2025). *EU power market reform toward locational pricing: Rewarding flexible consumers for resolving transmission constraints*. *Energy Policy*, 207, 114808. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2025.114808>
- PJM** (2025): *PJM Manual 06: Financial Transmission Rights*. Verfügbar unter: <https://www.pjm.com>
- Pollitt, M. G.** (2023): *Locational Marginal Prices (LMPs) for Electricity in Europe? The Untold Story*. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.17863/CAM.105488>
- Pollitt, M. G. & Anaya, K. L.** (2016): *Can Current Electricity Markets Cope with High Shares of Renewables?* *Energy Policy*, 92, 460–470.
- Reveman, S.** (2024): *Deutsche Energiepolitik – ideologisch, egoistisch und rücksichtslos*. *Cicero*, 13. Dezember 2024. Verfügbar unter: <https://www.cicero.de/wirtschaft/deutsche-energiepolitik-schweden-norwegen-strompreise-atomausstieg>
- Ritter, D., Grafmüller, D., Bauknecht, D., Wingenbach, M. & Dünzen, K.** (2025): *Electricity market design for 100% renewable energy in Germany – Challenges and solutions*. *Energy Reports*, 14, 634–647. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.06.006>
- 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*. SynErgie-Projekt. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/08/SynErgie_Band_2.pdf
- SMARD** (2024): *Netzengpassmanagement im Jahr 2023*. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/213590/netzengpassmanagement-im-jahr-2023>
- SMARD** (2025a): *Netzengpassmanagement 2024: Volumen und Kosten gesunken*. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/216636>
- SMARD** (2025b): *Niedrigere Kosten und Maßnahmenvolumen im zweiten Quartal 2025*. *SMARD – Strommarktdaten der Bundesnetzagentur*. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/217926/niedrigere-kosten-und-massnahmen-volumen>
- SMARD** (2025c): *Uneinheitliche Entwicklungen der Redispatch- und Netzengpasskosten im ersten Quartal 2025*. *SMARD – Strommarktdaten der Bundesnetzagentur*. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/217642/uneinheitliche-entwicklungen>
- SMARD** (2026): *Maßnahmenvolumen im Gesamtjahr stabil*. *SMARD – Strommarktdaten der Bundesnetzagentur*. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/219906/massnahmenvolumen-im-gesamtjahr-stabil>
- smartEn** (2022): *Local Flexibility Markets – Smart Energy Europe (Spotlight)*. Brüssel: smartEn. Verfügbar unter: <https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/07/Spotlight-Local-Flexibility-Markets.pdf>
- Strom-Report** (o. J.): *Strompreise Europa: Was Strom in der EU kostet*. Verfügbar unter: <https://strom-report.com/strompreise-europa/>
- Thomassen, G., Fuhrmanek, A., Cadenovic, R., Pozo Camara, D. & Vitiello, S.** (2024): *Redispatch and congestion management: Future-proofing the European power market*. European Commission, Joint Research Centre, EUR 31924 EN. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.2760/853898>
- Thomassen, G. & Fuhrmanek, A.** (2025): *Locational Price Signals in Europe – Future-proofing the European power market*. Publications Office of the European Union. Verfügbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/7466842>
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH** (2025): *Dynamische Netzentgelte – Diskussionspapier der vier Übertragungsnetzbetreiber*. Stand: November 2025.

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.

Inhaltliche Ansprechpartner

Simon Kreiml

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: simon.kreiml@fim-rc.de

Theresa Magdalena Sophie Heinrich

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: theresa.heinrich@fim-rc.de

Nicolas Moder

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: nicolas.moder@fim-rc.de

Rebekka Kuhn

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: rebekka.kuhn@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

