

STUDIE

Lokale Strompreise

Wie die Integration der Netzrealität in den
Strommarkt gelingt und Kosten senkt

➔ **Bitte zitieren als:**

Agora Energiewende und Fraunhofer IEE (2025): Lokale Strompreise. Wie die Integration der Netzrealität in den Strommarkt gelingt und Kosten senkt.

Studie

Lokale Strompreise. Wie die Integration der Netzrealität in den Strommarkt gelingt und Kosten senkt.

Im Auftrag von

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Erstellt durch

Fraunhofer IEE
Joseph-Beuys-Straße 8 | 34117 Kassel
T +49 (0)561 7294-0
www.iee.fraunhofer.de
web@iee.fraunhofer.de

Projektleitung

Katharina Hartz | katharina.hartz@agora-energiewende.de
Fabian Huneke | fabian.huneke@agora-energiewende.de
Thorsten Lenck | thorsten.lenck@agora-energiewende.de

Autorinnen und Autoren

Kaspar Knorr, Norman Gerhardt, Yannic Harms, Jakob Kopiske, Diana Böttger (alle Fraunhofer IEE);
Fabian Huneke, Katharina Hartz, Thorsten Lenck und Philipp Godron (alle Agora Energiewende,
insbesondere Zusammenfassung)

Danksagung

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen hat diese Studie möglich gemacht:
Dominik Beinert, Axel Braun, Rafael Fritz, Garrett Good, Alina Happ, Philipp Härtel, Alina Herzog, Mareike Jentsch,
Vitalij Kassermann, Lukas Koppenhagen, Raphael Riege, Seweryn Sobik (alle Fraunhofer IEE); Alexander Dusolt,
Patricia Höwisch, Paulina Lange, Susanne Liebsch, Simon Müller, Katrin Schaber, Aaron Schilling, Émeline Spire,
Alexandra Steinhardt, Lena Tropschug und Anja Werner (alle Agora Energiewende).

Vorwort

Lieber Leserin, lieber Leser,

ein zukunftsfähiges Energiesystem braucht ein Strommarktdesign, das Stromerzeugung, -speicherung und -nachfrage von der Küste bis zu den Alpen aufeinander abstimmt. Die aktuelle einheitliche Strompreiszone leistet bis heute gute Dienste; sie führt jedoch absehbar zu Ineffizienzen und macht Strom unnötig teuer.

Der Blick in andere Länder zeigt: Strommärkte werden zunehmend lokal ausgestaltet – besonders dort, wo der Anteil von Wind- und Solarenergie stark zunimmt. Mit Spannung wird vor diesem Hintergrund nun die Empfehlung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zu alternativen Preis-zonenkonfigurationen erwartet.

Unsere Auswertung zeigt, wie lokale Strompreise dazu beitragen können, Netze effizienter zu bewirtschaften, systemische Fehlanreize für Verbraucher zu vermeiden und die Strompreise zu senken. Sie zeigt aber auch, welche Akteure einen Nachteil haben und diskutiert Wege, diese zu adressieren. Gleichzeitig mit der Studie veröffentlichen wir das *Lokale Agorameter*. Das Web-Tool erlaubt, die Effekte lokaler Preise anhand aktueller Marktdaten nachzuvollziehen.

Mit Tool und Studie wollen wir zu einer informierten Debatte über die erfolgreiche Weiterentwicklung des Strommarktes in Deutschland und Europa beitragen.

Ich wünsche eine angenehme Lektüre!

Markus Steigenberger
Direktor Deutschland, Agora Energiewende

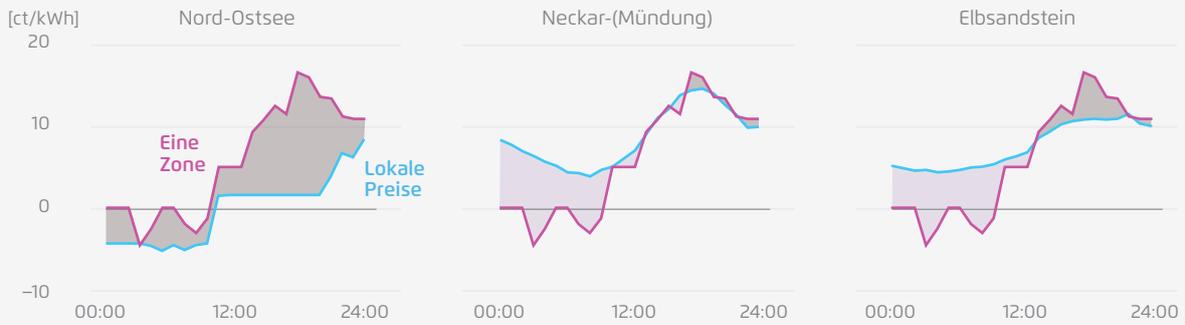
→ Ergebnisse auf einen Blick

- 1 **Der einheitliche Strompreis in Deutschland ist blind für die Auslastung des Übertragungsnetzes und sendet damit zunehmend problematische Fehlanreize an Verbraucher, Speicher und Erzeuger.** Netzbetreiber müssen daraus resultierende Fehlplanungen korrigieren, indem sie etwa kurzfristig Windräder im Norden herunterregeln und Kraftwerke im Süden hochfahren („Redispatch“). Die Kosten sind zwischen 2019 und 2023 von 1,3 auf 3,2 Milliarden Euro gestiegen. Dies verschärft sich, wenn künftig mehr flexible Verbraucher und Speicher ans Netz kommen und auf falsche Preissignale reagieren.
- 2 **Lokale Strompreise können die meisten Eingriffe der Netzbetreiber vermeiden.** Sie geben der Netzauslastung ein Preisschild und setzen damit marktliche Signale für den Kraftwerkseinsatz sowie für Stromverbrauch und Speicherung zu Zeiten, in denen Strom günstig vor Ort verfügbar ist. Erst so ist eine effiziente Einbindung von E-Autos, Batterien, Elektrolyseuren oder Wärmepumpen möglich. Dabei gilt: Erst wirklich granulare Preise setzen auf Dauer verlässlich die richtigen Anreize.
- 3 **Durch die Einführung lokaler Preise würden die Strompreise für den Großteil der Verbraucher sinken; benachteiligte Unternehmen könnten ohne zusätzliche Haushaltsmittel kompensiert werden.** 2023 wäre somit der mittlere Strompreis um 6 Euro pro Megawattstunde (EUR/MWh) niedriger gewesen. Zugleich erlauben Einnahmen der Netzbetreiber – sogenannte Engpassrenten – eine gezielte Kompensation derjenigen Industrieunternehmen im Süden, die von Mehrkosten betroffen sind. Allerdings: Mit sinkenden Strompreisen steigt der Zuschussbedarf für Erneuerbare – getrieben durch die Erzeugung im Norden.
- 4 **Ein lokal organisierter Strommarkt steigert die Kosteneffizienz eines klimaneutralen Stromsystems.** Auch wenn der Koalitionsvertrag ein Festhalten an der einheitlichen Gebotszone vorsieht, sollte die Bundesregierung parallel eine europäisch koordinierte Roadmap entwickeln, wie ein lokal differenziertes Preissystem ausgestaltet werden kann. Ein erster Schritt kann die Ergänzung der Preiszone um lokale Investitionssignale sein. Vor Umstellung der Preisbildung sollten ein liquider Terminhandel für lokale Strommärkte etabliert und flächendeckend die Wirtschaftlichkeit von EE-Investitionen gesichert werden.

Effekte der Wahl des Strommarktdesigns

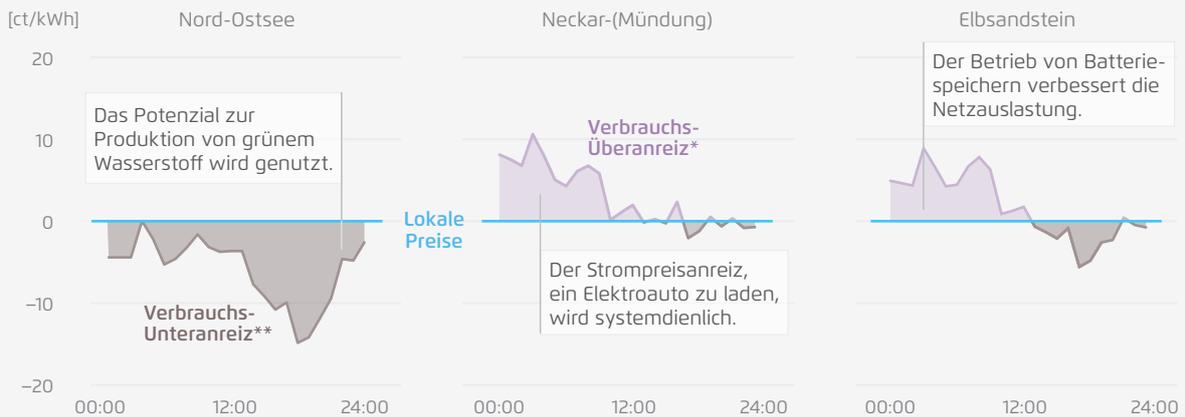
Erst ein Strommarkt mit einer lokalen Ausdifferenzierung anstelle einer einzigen Preiszone gibt das richtige Erzeugungs-, Speicher, und Verbrauchersignal.

Heutige Börsenstrompreise bei einer Preiszone im Vergleich zu lokalen Preisen, 1. Januar 2023



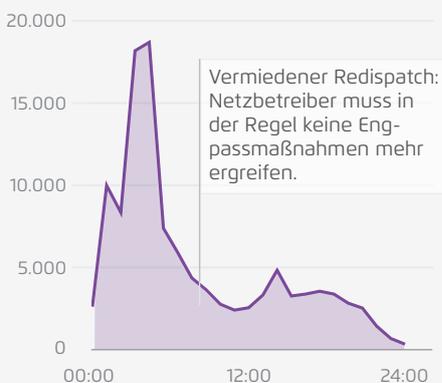
Lokale Strompreise beseitigen Über- und Untereinreize für flexiblen Stromverbrauch und -speicherung.

Preisdifferenz zwischen einer Zone und lokalen Preisen, 1. Januar 2023



Lokale Strompreise vermeiden Redispatch.

Notwendiger Redispatch je Stunde, 1. Januar 2023 [MWh]



Herausforderungen durch die Einführung lokaler Strompreise

- **Verteilungseffekte:** Während der Strompreis im Schnitt und besonders im Norden sinkt, steigt der Strompreis für die Industrie im Süden. Erneuerbaren(Ee)-Anlagenbetreiber im Norden haben substanziiell geringere Strommarkteinnahmen.
Ansatz: Kompensation für EE im Norden über das EEG und für Industrie im Süden über die Engpassrenten
- **Terminmarktliquidität:** Kleinere Preishubs haben geringeres Handelsaufkommen, Preisabsicherungen werden damit teurer.
Ansatz: Systemumstellung mit zeitlichem Vorlauf, neue Terminmarktprodukte (Hub-Preise, EPAD, FTR)
- **Marktmacht:** In kleineren Preis-Hubs können einzelne Kraftwerksbetreiber leichter Marktmacht ausüben, wenn das Übertragungsnetz stark ausgelastet ist.
Ansatz: Erweiterte Kompetenzen zur Marktkontrolle durch Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt.

Agora Energiewende (2025). *Verbrauchs-Überanreiz: Zu starker Anreiz, Stromverbrauch in diese Stunde zu verlagern; wirkt netzengpasserhöhend. **Verbrauchs-Unteranreiz: Zu schwacher Anreiz, Stromverbrauch in dieser Stunde zu erhöhen; wirkt netzengpasserhöhend.

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	6
Zusammenfassung	7
Ausgangslage	7
Gegenstand der Studie	10
Zentrale Ergebnisse	10
Fazit	19
1 Einleitung	21
1.1 Transportbedarf im klimaneutralen System	21
1.2 Kurz- und mittelfristige Herausforderungen beim Netzausbau	22
1.3 Maßnahmen bis heute	24
1.4 Analytierte Indikatoren für Systemeffizienz und Abgrenzung zu anderen Studien	25
2 Datenbasis und Modellierung	27
2.1 Modellansatz	27
2.2 Modellierungsvarianten	28
3 Ergebnisse: Preise, Kosten und Systembetrieb mit einer Preiszone, drei Zonen und lokalen Strompreisen	33
3.1 Räumliche/zeitliche Muster der Börsenstrompreise	33
3.2 Strompreisanreize für Verbraucher, Erzeuger und Flexibilität	42
3.3 Redispatch-Mengen und -kosten und marktlich abgeregelte Strommengen	54
3.4 Strommarktgebietsüberschreitende Stromflüsse	60
3.5 Systemkostenanalyse, Wohlfahrtseffekte der statischen Effizienz	63
3.6 Marktmacht	67
3.7 Dynamische Effizienz durch lokale Investitionsanreize	68
4 Ableitungen/Trends für das zukünftige klimaneutrale Strom- und Energiesystem	71
4.1 Realisierungsmöglichkeiten lokaler Märkte	71
4.2 EU-Perspektive	73
4.3 Notwendigkeit regionaler Steuerung von Investitionsentscheidungen	74
4.4 Weiterer Untersuchungsbedarf	77
Literaturverzeichnis	78
Anhang	81
Modellierungsmethodik	81
Vereinfachungen durch die Modellierungsmethodik	90
Datenanhang: Kernergebnisse	93

Abkürzungsverzeichnis

Begriff	Erläuterung
ACER	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
CfD	Contract for Difference
EE	Erneuerbare Energien
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPAD	Electricity Price Area Differentials
EPEX	European Power Exchange
FBMC	Flow-Based Market Coupling
FLM	Flow Reliability Margin
FL-Monitoring	Flow-Monitoring
Fraunhofer IEE	Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
GSK	Generation Shift Key
GW	Gigawatt
HTL	High Temperature Lines
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
minRAM	Minimum Remaining Available Margin
NTC	Net Transfer Capacity
PLZ	Postleitzahl
PST	Phasenschiebertransformatoren
PTDF	Power Transfer Distribution Factors
SLP	Standardlastprofil
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Zusammenfassung

Viele OECD-Länder suchen derzeit nach einem Strommarktdesign, das die Beschränkungen der Netzinfrastruktur berücksichtigt. Im Kern geht es darum, dass nicht landesweit einheitliche, sondern lokal differenzierte Signale auf den Bau und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen und Speichern sowie auf das Verhalten der Verbraucher wirken. Mehr als die Hälfte der Strommärkte in den OECD-Staaten sind inzwischen in mehreren Preiszonen pro Land oder auf Basis von lokalen Preisen organisiert – Tendenz steigend. In Europa hat die europäische Regulierungsagentur ACER die Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, alternative Preiszonenzuschnitte für die gegenwärtig eine deutsch-luxemburgische Preiszone zu analysieren. Die Agentur bezweifelt, dass diese einheitliche Preiszone aus europäischer Sicht effizient ist. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Analyse warten Politik und Wirtschaft mit Spannung auf die Ergebnisse und Empfehlung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber.

In Deutschland gehen die Meinungen über eine lokale Ausgestaltung des Strommarktdesigns auseinander: Zahlreiche Energieökonominnen und -ökonominnen betonen die Effizienz lokaler Preisanreize, während insbesondere industrielle Großverbraucher vor allem in Süddeutschland und Windenergieanlagenbetreiber in Norddeutschland höhere Stromkosten (dies gilt für erstere) beziehungsweise geringere Einnahmen (dies betrifft letztere) befürchten. Vor diesem Hintergrund hat sich im vergangenen Jahr das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im *Optionenpapier Strommarkt* gegen mehrere Preiszonen ausgesprochen. Andererseits ist unverkennbar, dass die gegenwärtige Konfiguration zahlreiche Nachteile mit sich bringt: Über Redispatch-Maßnahmen müssen Netzbetreiber nachträglich bestimmte Kraftwerke hoch- und andere herunterfahren, da nicht ausreichend Leitungskapazitäten vorhanden sind. In der Folge kommt es zu ungewollten europäischen Ringflüssen aufgrund innerdeutscher Engpässe, und

preisliche Fehlanreize für Verbraucher wachsen. Das erhöht den Druck, Alternativen für ein effizienteres Stromsystem ernsthaft zu prüfen.

Ausgangslage

Das heutige Strommarktdesign mit nur einer Preiszone erzeugt erheblichen Redispatch-Bedarf. Die Betreiber von Kraftwerken und Speichern planen den Anlagenbetrieb im Wesentlichen am Vortag anhand der Preise an der Strombörse. Überall in Deutschland gilt derzeit der gleiche Preis – er enthält also keine Informationen über potenziell auftretende Netzengpässe. Allerdings kann das Übertragungsnetz die Transportaufgaben für Strom von Norden und Osten nach Süden und Westen immer häufiger nicht vollständig erfüllen. Netzbetreiber sind gezwungen, nachträglich in den Kraftwerkeinsatzplan einzugreifen, um diesen an die Netzrestriktionen anzupassen. Die Kosten für diesen sogenannten Redispatch haben sich seit 2019 mehr als verdoppelt und beliefen sich 2023 inklusive der Netzreserve und des Countertradings auf durchschnittlich 6,8 Euro je Megawattstunde Nettostromverbrauch. Zwar verringerten sich im Jahr 2024 Umfang und Kosten für Redispatch-Maßnahmen laut vorläufigen Zahlen; dies ist aber voraussichtlich ein vorübergehender Effekt: Für die kommenden Jahre und mit weiter steigendem Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber erneut steigende Redispatch-Mengen und -Kosten. Für 2027 sollen die Kosten für Netzengpassmaßnahmen auf 4,4 Milliarden Euro steigen, im Vergleich zu 1,3 Milliarden Euro 2019 beziehungsweise 3,2 Milliarden Euro 2023. Für den Übertragungsausbau sind – inklusive der Offshore-Netzanbindungsleitungen – bis 2045 328 Milliarden Euro an Investitionen vorgesehen, um das Ausmaß erforderlicher Netzeingriffe zu reduzieren – eine möglichst effiziente Nutzung dieser wertvollen Infrastruktur ist ein Schlüssel für günstige Endkundenstrompreise.

Angemessene Preisanreize für flexible Verbrauchsreaktionen von Elektroautos, Wärmepumpen, Elektrolyseuren, industrieller Wärmeerzeugung und Stromspeichern sind entscheidend für ein klimaneutrales Energiesystem. Sie erhöhen die effiziente Nutzung der günstigsten Energiequellen Wind und Solarstrahlung. Die einheitliche Preiszone führt aber häufig zum Gegenteil: An Standorten jenseits eines Netzengpasses ergeben sich netzbelastende „Überanreize“ zur Erhöhung des Stromverbrauchs. Darauf reagieren die Verbraucher in steigendem Maße mit zunehmender lastseitiger Flexibilität, was wiederum teure Zusatzmaßnahmen im Bereich des Netzengpassmanagements nach sich zieht. Andererseits führen diesseits eines Engpasses und im Umfeld von Erneuerbare-Energien-Erzeugungszentren preisliche „Unteranreize“ zu einer geringeren Stromabnahme als bei niedrigeren Preisen; EE-Strom bleibt ungenutzt. Das einheitliche Börsenstrompreissignal berücksichtigt nicht, ob Strom lokal verfügbar ist. So entstehen widersprüchliche Konstellationen einerseits durch Überanreize wegen der scheinbar niedrigen Strompreise: Es kommt zum Beispiel vor, dass Pumpspeicher im Süden aufgrund des niedrigen Börsenstrompreises Strom beziehen, während dort gleichzeitig Gaskraftwerke im Zuge des Redispatch hochfahren werden müssen; Elektrofahrzeuge laden Batterien mit vermeintlichem Windstrom, der allerdings wegen eines vorgelagerten Netzengpasses gar nicht bis zum Ladepunkt transportiert werden kann. Im Norden kommt es andererseits zu Unteranreizen, wenn der Strompreis scheinbar hoch ist, obwohl die Netzbetreiber die Kraftwerksbetreiber anweisen, die Stromerzeugung vor einem Netzengpass zu verringern. Ein Batterie-speicherbetreiber entscheidet sich in dieser Phase dagegen, den Strom einzuspeichern – der Anreiz ist zu gering. Mit zunehmender Lastflexibilität – die in einem erneuerbaren Stromsystem wichtig und sinnvoll ist, um auf die Verfügbarkeit von EE-Strom zu reagieren – werden diese Ineffizienzen in der einheitlichen Preiszone problematischer: Denn wenn Elektrofahrzeuge, Elektrolyseure, flexible Industrieprozesse oder Wärmepumpen mit dynamischen Stromtarifen auf ein gesamtdeutsches Strompreissignal reagieren, wird sich in windstarken Stunden der Netzengpass durch den Überanreiz

verschärfen. Gleichzeitig führen Unteranreize auf der Verbrauchsseite dazu, dass Strom vor dem Netzengpass abgeregelt anstatt zum Beispiel durch Speicher oder flexible Verbraucher genutzt wird. Der Werkzeugkasten der Netzbetreiber für den Umgang mit Netzengpässen bestehend aus Redispatch, Countertrading und Netzreservekraftwerken; das als „Nutzen statt Abregeln“ bezeichnete Instrument für zuschaltbaren Stromverbrauch ist jedoch nicht geeignet, um die dezentralen Flexibilitäten zu orchestrieren. Denn dazu müssten die regulativen Einflussmöglichkeiten für Netzbetreiber stark erweitert werden, sodass sie entweder selbst regelmäßig in den Stromverbrauch in Heizungskellern und Garagen eingreifen oder strommarktähnliche Preisanreize rechnerisch nachempfinden und tarifieren dürfen.

Mit großen Strompreiszonen geht die Koordinierungsfunktion des Marktes phasenweise verloren. Dies betrifft die steigende Anzahl an Stunden, in denen die EE-Erzeugung die lokale Nachfrage und Netzkapazität zum Transport übersteigt. Windkraft-, Laufwasserkraft- und Solaranlagen bieten aufgrund ihrer nahezu vernachlässigbaren kurzfristigen Grenzkosten Strom zu einem Wert um null Euro pro Megawattstunde an der Strombörse an.¹ Aus diesen kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung lässt sich keine Rangfolge der Anlagen zur Deckung der Stromnachfrage ableiten. In Situationen, in denen die EE-Erzeugung die lokale Nachfrage übersteigt, gibt der Markt in einer großen Preiszone kein Signal, welche Anlagen abregeln sollten, obwohl die Abregelungen höchst unterschiedlich zur Netzentlastung beitragen. Je kleiner die Preiszonen sind, umso besser spiegelt der lokale Strompreis wider, wie hoch der lokale Wert der Erzeugung ist. Sind genug Verbraucher über das Netz erreichbar, verbleibt der Strompreis positiv; sind mögliche Verbraucher nicht belieferbar, sinkt der Strompreis und die Erzeugung wird lokal reduziert.

¹ Hier wird auf große in der Direktvermarktung befindliche Anlagen Bezug genommen. Kleinere und auch teilweise größere Anlagen werden heute zusätzlich von unterschiedlichen staatlichen Finanzierungsinstrumenten und Vermarktungsverträgen dahingehend beeinflusst, bis zu welchem – im Zweifel sogar negativen Strompreis – eine Anlage noch Strom produziert.

In den nächsten Jahrzehnten wird es weiterhin erhebliche Netzengpässe und damit hohen Redispatch-Bedarf geben. Auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 wird voraussichtlich auch weiterhin der Bedarf, Strom über größere Entfernungen zu transportieren, schneller wachsen als das Übertragungsnetz. Bereits bis 2030 ist eine Verdopplung der Windkraft- und Solaranlagenleistung im Vergleich zu 2024 vorgesehen. Der wachsende Erzeugungsüberhang im Norden und Osten erhöht den Transportbedarf weiter: Die derzeit genehmigte Windkraftleistung an Land von 25 Gigawatt (ProjectTogether, 2025)², die in den kommenden zwei bis drei Jahren ihre Projekte realisieren wollen, konzentrieren sich neben Nordrhein-Westfalen (7 Gigawatt) auf Standorte im Osten und Norden Deutschlands. Windkraftanlagen, für die Genehmigungen beantragt sind, finden sich überproportional in Brandenburg (7 Gigawatt) und Mecklenburg-Vorpommern (5 GW). Gleichzeitig wird die Stromnachfrage durch Elektrifizierung in den kommenden Jahren kontinuierlich zunehmen. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen im Netzentwicklungsplan daher erhebliche Investitionen vor; allerdings lag der tatsächlich realisierte Netzausbau in den vergangenen Jahren rund sieben Jahre hinter den Plänen zurück. Netzengpässe werden daher auch künftig dazu führen, dass bei hoher Windkraft- oder Solarstromerzeugung Teile dieser Stromerzeugung die Verbraucher strukturell nicht erreichen, sodass mithilfe von regelbaren Kraftwerken, Speichern, Im- und Exporten reagiert werden muss und mehr flexible Verbraucher benötigt werden. Hier geht es also um die Frage, wer künftig Netzengpässe effizient und kostengünstig bewirtschaften kann: Wird es der Markt mit lokaleren Strompreisen oder die Übertragungsnetzbetreiber mit einem weiter zu entwickelnden Ordnungsrahmen?

Im derzeitigen Marktdesign findet keine effiziente Bewirtschaftung der grenzüberschreitenden Stromleitungen (Interkonnektoren) und innerdeutschen Engpassleitungen, die eine zentrale Ressource für den europäischen Binnenmarkt darstellen, statt.

Passt das Marktpreissignal eines Landes nicht zur Transportsituation in dessen Netz, verursacht dies Verwerfungen in Nachbarländern, wie zum Beispiel überhöhte Strompreise nahe der norddeutschen Erzeugungszentren (Skandinavien, Polen) oder die Nutzung des Nachbarnetzes über sogenannte Ringflüsse aufgrund national nicht zu realisierender Stromtransporte wegen Netzengpässen. Im europäischen Binnenmarkt für Strom wächst perspektivisch der Handlungsdruck für eine netzengpasskonforme Koordination von Strommärkten. Wenn der jeweils günstigste europäische Kraftwerkeinsatz den Strom für europäische Verbraucher produzieren soll, dürfen nationale Engpässe nicht zu einer Bevorzugung nationaler Kraftwerke führen. Netzbetreiber reservieren daher einen wachsenden Anteil der Netzkapazität für den europäischen Stromaustausch (*Minimum Remaining Available Margin*, minRAM). Diese statische Anforderung ist aber ein grobes Instrument und nicht dazu geeignet, einen europäisch optimalen Dispatch herbeizuführen. Beispielsweise stellt sich bei viel Wind im Norden und auf See und vorhandenem Netzengpass im Süden die systemische Frage, ob es kosteneffizienter ist, Einspeisung in Skandinavien oder in Norddeutschland zu reduzieren. Das minRAM-Kriterium gibt hier bildlich gesprochen kategorisch Vorfahrt für skandinavischen Strom, ohne dieses Kriterium hätte der Strom aus Norddeutschland kategorisch Vorfahrt. Der Strommarkt könnte über lokale Preissignale dynamische Anreize setzen, in dem er den europäischen Dispatch ungeachtet der Staatsgrenzen optimiert.

Das derzeitige Marktdesign mit einer Preiszone führt zusammenfassend zu: einem hohen Redispatch-Volumen mit entsprechend hohen Kosten, Verzerrungen am europäischen Strommarkt, Fehlankreizen gegenüber Verbrauchern, die diese Probleme verschärfen, und einer ineffizienten und damit teuren Auslastung der wertvollen Infrastruktur Übertragungsnetz.

² ProjectTogether (2025): *Windenergie Monitor Deutschland*. Verfügbar unter: <https://goal100.org/monitor> (Stand: 14.02.2025).

Gegenstand der Studie

Diese Studie untersucht die Effekte lokaler Strompreissignale rückblickend auf der Datenbasis der vergangenen fünf Jahre. Basierend auf den realen Strommarktdaten der Jahre 2019 bis 2023 werden die Auswirkungen von lokaleren Marktkonfigurationen ermittelt. Der Fokus liegt auf Strompreisen, Erlösen und Kosten für Marktteilnehmer sowie auf Kosten und Erlöse im Netzbetrieb. Die Wahl des Betrachtungszeitraums hat sowohl einen entscheidenden Vor- als auch Nachteil. Nachteilig ist, dass verbindliche quantifizierte Aussagen zu zukünftigen Systemkonfigurationen nicht unmittelbar ableitbar sind. Der Vorteil ist, dass der Blick in die Vergangenheit – im Gegensatz zu Zukunftsszenarien – auf Basis empirischer Daten erfolgt und damit Unsicherheiten in Bezug auf Preisentwicklungen, Kraftwerks- und Netzausbau eliminiert. Identifizierte Trends sind daher besonders robust. Ein Vergleich mit realen Strommarktergebnissen ist dabei jederzeit möglich, denn im Online-Tool *Lokales Agorameter*, das parallel zur Veröffentlichung dieser Studie auf der Website von Agora Energiewende live geschaltet wird, lassen sich diese Auswirkungen fortlaufend tagesaktuell nachvollziehen.

Drei Marktkonfigurationen werden für Deutschland verglichen: die derzeitige einheitliche Preiszone, eine Aufteilung in drei Preiszonen sowie lokale Preise, welche als 22 weitgehend engpassfreie Gebiete definiert sind (das entspricht kleinen Preiszonen oder den Hubs eines künftigen nodalen Strompreissystems). Für jeden Marktzonenzuschnitt werden zunächst Kraftwerkseinsatz und Strompreise ausgehend von den realen Verfügbarkeits-, Wetter- und Lastdaten im europäischen Verbund mithilfe eines Marktmodells berechnet. Im zweiten Schritt wird das Übertragungsnetz simuliert, um Engpässe und den jeweiligen Redispatch-Bedarf zu quantifizieren. Anhand der Ergebnisse des lokalen Systems wurden weitere Preiszonenkongfigurationen bewertet. Indirekte Effekte wie zum Beispiel Auswirkungen der verschiedenen Konfigurationen auf Terminmarktliquidität und Marktmacht lassen sich mit den verwendeten Stromsystemmodellen hingegen nicht bewerten.

Zentrale Ergebnisse

Lokale Preise werden notwendig, um auch im klimaneutralen Stromsystem eine kosteneffiziente Koordination zwischen Erzeugung und Nachfrage über ein in seinen Kapazitäten zumindest phasenweise beschränktes Übertragungsnetz zu bewerkstelligen – das ist das zentrale Ergebnis der Studie. Anders als oftmals befürchtet, führt ein System lokaler Preise für die Mehrzahl der Verbraucher nicht zu steigenden, sondern zu sinkenden Strompreisen. An den Grenzen verschiedener Preiszonen entstehen sogenannte Engpassrenten auf Seiten der Netzbetreiber, die zur Kompensation einzelner Kundengruppen genutzt werden könnten, die durch die Umstellung mit höheren Strompreisen konfrontiert würden. Allerdings sinken vielerorts die Strommarkterlöse Erneuerbarer Energien durch den niedrigeren Strompreis – hier sind Ausgleichsmechanismen unabdingbar. Der lokal geringe Strompreis ist gleichzeitig ein wichtiges Investitionssignal: So können mit steigender Nachfrage im Norden, zum Beispiel durch Investitionen in Elektrolyseure und Großbatterien im Norden, die EE-Strommarkterlöse erhöht werden. Beim Vergleich der Systemkosten 2019 bis 2023 zeigte sich: Solange Verbraucher noch nicht großskalig auf den Strompreis reagierten, war der kostenbasierte Eingriff in die Kraftwerksfahrpläne durch die Netzbetreiber noch eine volkswirtschaftlich sinnvolle Option. Das gibt die nötige Zeit, die grundsätzliche Lösung des Problems fehlender Markt-Netz-Koordination mit Planungssicherheit für die Marktakteure anzugehen, indem unter Einbeziehung aller Akteure eine Roadmap zur Einführung lokaler Strompreise entwickelt wird.

Die Einführung lokaler Strommärkte kann ein wichtiges Instrument sein, Strompreise in Deutschland zu senken: Wenn der Strommarkt auch in Zukunft auf große Preiszonen beschränkt bleibt, verstärken preisliche Überanreize Netzengpässe durch zusätzlichen Stromverbrauch im Süden, während Unteranreize mit zu schwachen Verbrauchersignalen im Norden die Nutzung erneuerbaren Stroms erschweren. Abbildung A zeigt Modellierungsergebnisse für eine Beispielsituation, die für das Stromsystem der 2030er-Jahre durch hohen Redispatch-Einsatz sehr

teuer wird, wenn der deutsche Strommarkt zu diesem Zeitpunkt noch mit großen Preiszonen betrieben wird. Am 1. Januar 2023 war die Windenergieeinspeisung hoch und die Netzbetreiber lenkten die Stromerzeugung durch Redispatch von Norden (Abregelung, unter anderem Windkraft) nach Süden (Hochfahren, in der Regel fossiler Kraftwerke). Die modellierten lokalen Strompreise berücksichtigen die Netzbelastung und sind damit der Benchmark für einen möglichst systemdienlichen Verbrauchsanreiz. Ein Vergleich mit den Preisen bei einer oder drei Zonen zeigt, wie gut oder schlecht diese den optimalen Anreiz setzen: In der Modellregion Nord-Ostsee waren die lokalen Strompreise deutlich niedriger als die realen Strompreise in einer oder – etwas abgeschwächt – in drei Zonen. Bei einer Strompreiszone war der Strompreis 50 EUR/MWh höher als mit lokalen Strompreisen. Diese hätten systemdienlichen Mehrverbrauch angereizt, entschädigungspflichtige Abregelung von Windkraft- und tagsüber von Solaranlagen sowie teuren Redispatch vermieden und insgesamt die Systemkosten gesenkt. Der Einheitszonenstrompreis wirkte im Norden somit als „Unteranreiz“ im Umfang von 50 EUR/MWh, zusätzlichen, zeitweise lokal im Überfluss vorhandenen Strom zu verbrauchen. Anders war das in der Modellregion Neckarmündung im Süden. Hier war der Strompreis bei einer beziehungsweise drei Preiszonen bis in die Morgenstunden um über 50 EUR/MWh zu niedrig, dadurch fehlte ein Anreiz, den Stromverbrauch zumindest teilweise auf einen späteren Zeitpunkt ohne Netzengpässe zu verschieben.

Diese Effekte treten nicht etwa nur am Beispieltag auf, sondern über das ganze Jahr hinweg. Während der durchschnittliche Strompreis in der Modellregion Nord-Ostsee im Mittel um 23 EUR/MWh günstiger war als in der einheitlichen Strompreiszone, betrug diese Differenz zu Stunden, in denen mehr als 3 Gigawatt Redispatch erforderlich waren – also erhebliche Netzengpässe bestanden –, 57 EUR/MWh (Unteranreiz). In der Region Neckarmündung unterschreitet der einheitliche Strompreis den lokalen Preis über das Jahr hinweg um 7 EUR/MWh, in den Stunden mit mehr als 3 Gigawatt Redispatch hingegen um

24 EUR/MWh (Überanreiz). Die Analyse zeigt also einen signifikanten Zusammenhang zwischen der Höhe der Fehlanreize und dem Redispatch-Bedarf.

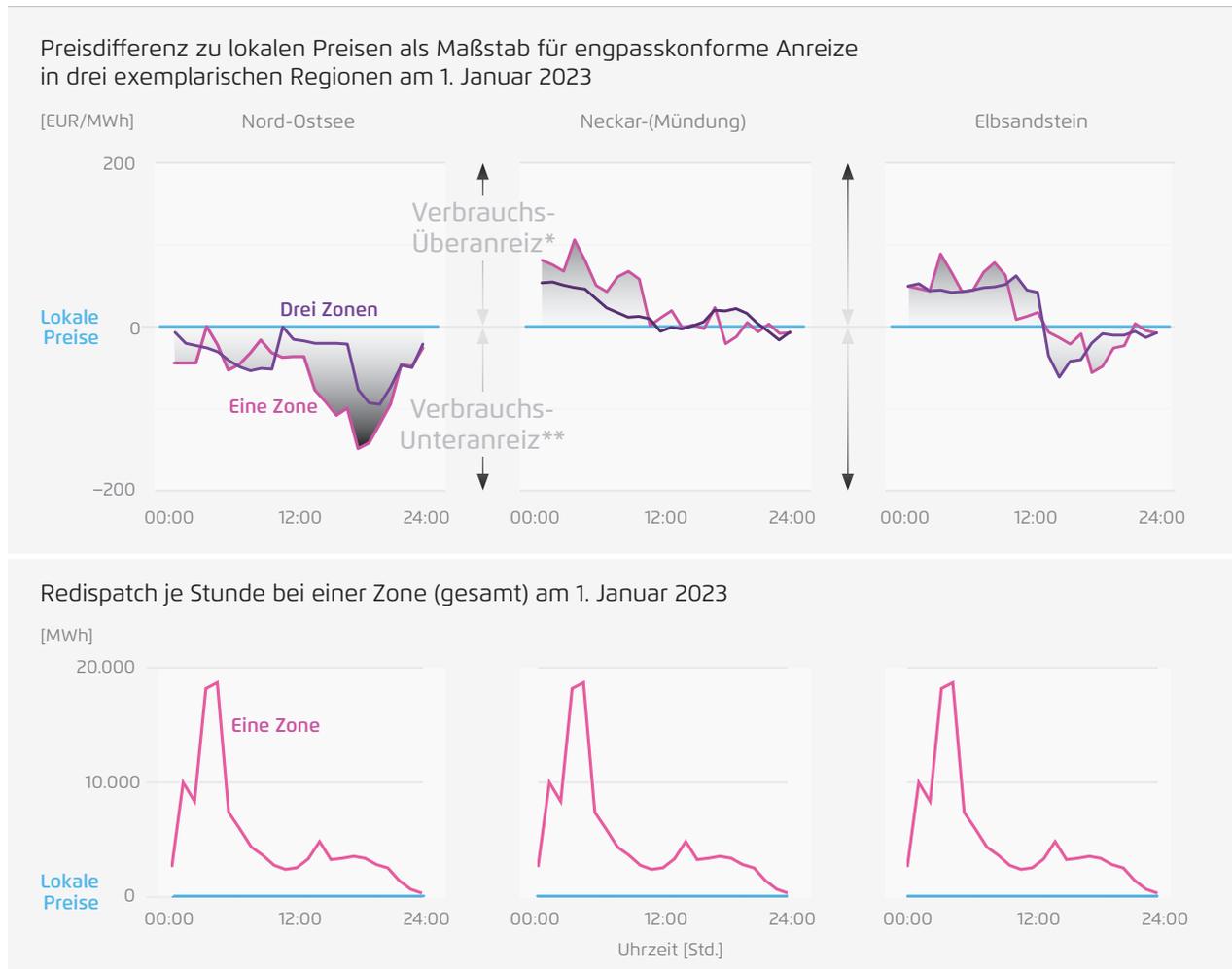
Diese zu hohen und zu niedrigen Preisanreize treffen zukünftig auf eine stetig wachsende Zahl flexibler Stromverbraucher: Im Zielpfadscenario *Klimaneutrales Deutschland* verzehnfacht sich die Leistung großer flexibler Verbraucher (Elektrolyseure, große Wärmepumpen und Heizkessel) bis 2035 auf 38 Gigawatt (Agora Think Tanks 2024), was etwa der Hälfte der heutigen Gesamtlast entspricht. 45 Gigawatt an Großspeichern kommen im gleichen Szenario hinzu, ergänzt durch viele kleine Batteriespeicher, deren Betrieb auch stärker auf Marktpreise reagieren kann. Gleichzeitig laden 23 Millionen Elektroautos teilflexibel und rund acht Millionen Wärmepumpen können ihren Betriebszeitpunkt um einige Stunden verschieben.

Wenn nun zum Beispiel die Ladesysteme der Elektroautos im Süden – wir stellen uns für Abbildung A vor, dass wir nicht am 1. Januar 2023, sondern nach der Silvesterparty 2035 nach Hause führen – die scheinbar günstigen Strompreise der einheitlichen Preiszone nutzen und ihre Batterie laden, müsste der Netzbetreiber aufgrund des Netzengpasses für diese Menge zusätzliche teure Kraftwerke beauftragen einzuspringen. Lokale Strompreise entlasten hier den Netzbetrieb und machen ihn resilienter. Für Stromspeicher und flexiblen Stromverbrauch ergibt sich aus den Analysen zum Szenario *Klimaneutrales Deutschland* und der vorliegenden Analyse zweierlei: Flexibler Stromverbrauch und Stromspeicher sind unverzichtbare Bestandteile eines klimaneutralen Stromsystems mit Wind und Sonne als Hauptenergiequellen. Wenn sie aber mit ihrem flexiblen Betrieb einem häufig netzbelastenden Strompreissignal folgen, erhöht dies den Redispatch-Bedarf beziehungsweise erfordert in der Konsequenz große, selten genutzte Übertragungsnetzkapazitäten.

Die Einführung lokaler Preise hätte in der Summe strompreissenkende Wirkungen für die Verbraucher. Bei lokalen Preisen sinken die Stromkosten in 18 der

Preisliche Über- und Unteranreize für flexiblen Stromverbrauch durch den heutigen Strompreis (Netzengpass-erhöhend)

→ Abb. A



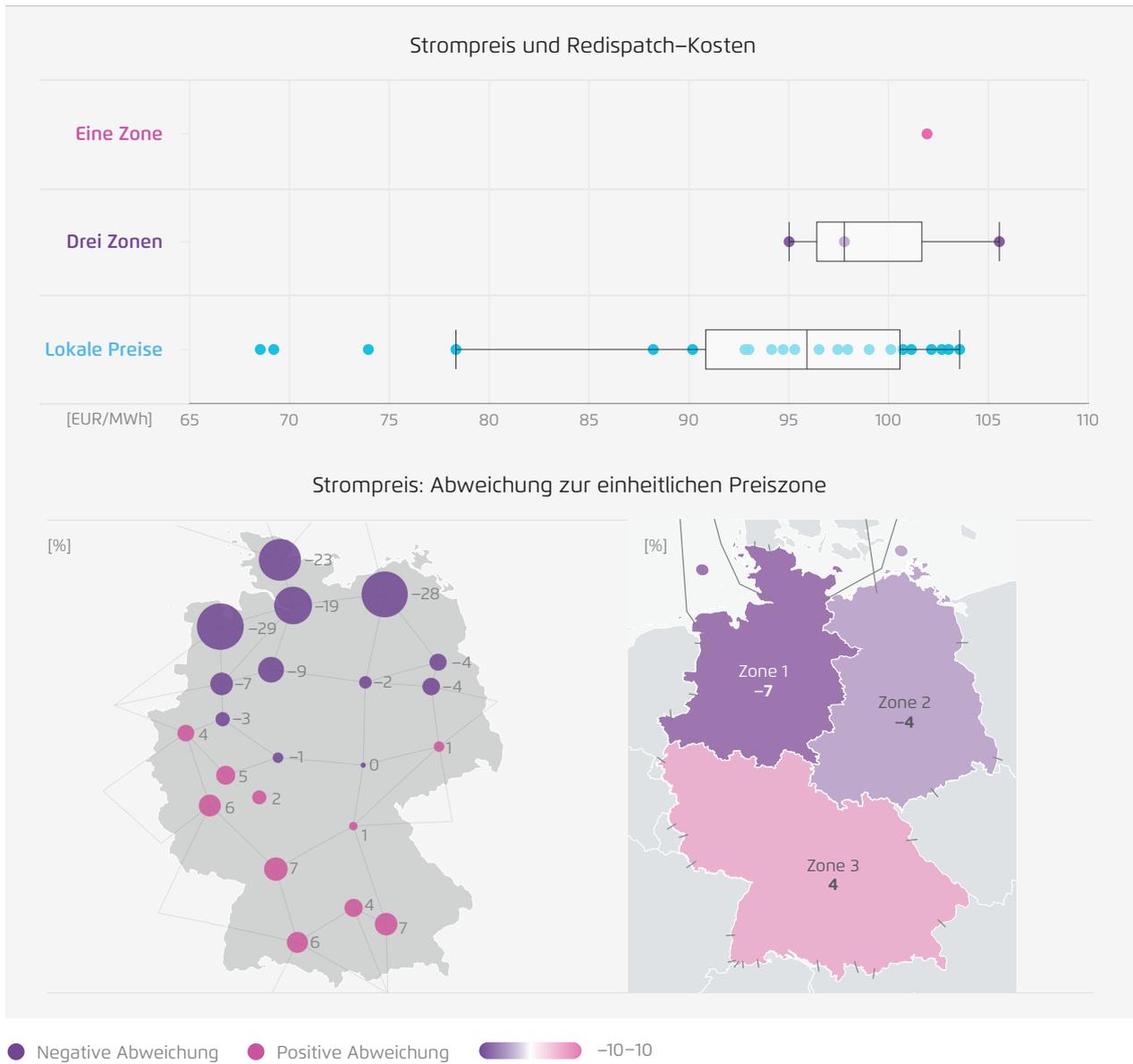
Agora Energiewende (2025). *Verbrauchs-Überanreiz: Zu starker Anreiz, Stromverbrauch in diese Stunde zu verlagern, wirkt netzengpasserhöhend. **Verbrauchs-Unteranreiz: Zu schwacher Anreiz, Stromverbrauch in dieser Stunde zu erhöhen, was Netzengpass vermindern könnte.

22 Hubs und damit für den Großteil der Verbraucher. Als Stromkosten wird hier der Strompreis zuzüglich der im Netzentgelt gewälzten Redispatch-Kosten definiert; also Strombezugskosten, die Markt und Netzengpässe berücksichtigen. Im Jahr 2023 lagen diese Stromkosten bei 102 EUR/MWh, sie fallen bei lokalen Preisen im verbrauchsgewichteten Mittel auf 95 EUR/MWh und im Minimum in der Region Nordsee-West auf 69 EUR/MWh. Im Maximum steigt der Wert bei lokalen Preisen auf 104 EUR/MWh (Neckarmündung). Der Börsenstrompreis selbst wäre 2019 bis 2023 in weiten Teilen der Nordhälfte Deutschlands niedriger, in den vier küstennahen Hubs mit

19 bis 29 Prozent sogar deutlich niedriger als in einer einheitlichen Preiszone ausgefallen. Im Süden treten mit regionaler Differenzierung höhere Preise als in der aktuellen Preiszone auf (Abbildung B). In vielen Fällen wird dieser Anstieg aber durch geringere Redispatch-Kosten und damit geringere Netzentgelte aufgewogen. Davon profitieren allerdings nicht alle: Für Verbraucher im Süden mit einem reduzierten Netzentgelt wie stromintensive Industriebetriebe, Großbatteriespeicher und Elektrolyseure wirkt der Anstieg der Börsenstrompreise in voller Höhe, der Vorteil geringerer Netzentgelte kommt hingegen nur gedämpft an.

Die Summe aus modellierten Strompreis und Redispatch-Kosten liegt 2023 für 18 der 22 lokalen Preis-Hubs unterhalb der Summe der einheitlichen Zone

→ Abb. B



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024). Anmerkung: Die Darstellung als Boxplot zeigt für jeden Strompreis in einem Strompreisgebiet einen Punkt. Die transparenten Boxen zeigen das Hauptfeld der Preise und in der Mitte den Median. Die Linien außerhalb der Box zeigen Extremwerte.

Eine Aufteilung des Marktes in mehrere Preiszonen erzeugt Einnahmen für die Übertragungsnetzbetreiber (Engpassrenten), welche zum Ausgleich von negativen Effekten genutzt werden können. Durch eine Aufteilung der einheitlichen Preiszone fallen

innerhalb Deutschlands zusätzliche Engpassrenten³ an. In jedem der betrachteten Jahre von 2019 bis 2023

³ An den Grenzen zwischen Preisgebieten mit Differenzen kaufen Verbraucher in dem einen Preisgebiet zu einem höheren Preis als Erzeuger im anderen Preisgebiet angeboten haben. Die Preisdifferenz führt zu einem Zahlungsstrom zugunsten des Netzbetreibers, der die beiden Preisgebiete verbindet und den Handel technisch ermöglicht. Diese Einnahmen nennen sich Engpassrenten.

wären diese Einnahmen von im Schnitt 1,2 Milliarden Euro jährlich ausreichend gewesen, um den Effekt höherer Börsenstrompreise für erhebliche Strombezugsmengen zwischen 110 Terawattstunden bis zu 266 Terawattstunden auszugleichen. Als Instrument wäre eine befristete, vergünstigte Zuteilung von finanziellen Übertragungsrechten (*Financial Transmission Rights*, FTR) an die benachteiligten Industriebetriebe im Süden mit Netzentgeltprivilegierungen ein naheliegender Ansatzpunkt. FTRs sind ein Instrument, bei dem Preisdifferenzen zwischen Preisregionen zu einer Zahlung von der Ausgabestelle des FTR (zum Beispiel Netzbetreiber) an den Rechteinhaber des FTR (zum Beispiel Anlagenbetreiber) oder in umgekehrter Zahlungsrichtung führen und damit die Engpassrenten weiterverteilt werden. Finanziell können FTRs die Rechteinhaber so stellen, als hätten sie den Großhandelsstrompreis einer anderen Strompreisregion oder -zone. Inwiefern EU-rechtliche Vorschriften für diese Verwendung der Einnahmen geändert werden müssten, muss geprüft werden.

Die Erlöse für Windkraftanlagen sinken durch lokale Strompreise deutlich, insbesondere in Regionen hoher Marktdurchdringung. Hier sind Kompensationsmechanismen erforderlich. Die Betreiber von bestehenden Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Norden hätten 2019 bis 2023 bei lokalen Strommärkten und im Drei-Zonen-System deutlich geringere Markterlöse als in einer landesweiten Strompreiszone gehabt. Abbildung C zeigt die Summe der Einnahmen aller Wind- und Solaranlagen sowie Entschädigungszahlungen, die sie in großen Strompreisregionen für die Engpassabregelung erhalten. Betreiber von Solaranlagen im Süden profitieren im System mit lokalen Preisen von höheren Einnahmen, wohingegen Solaranlagen im Norden Erlöseinbußen verzeichnen: Über alle Solaranlagen hinweg bleiben die Erlöse jedoch insgesamt gleich. Anders verhält es sich bei den Windenergieanlagen, die überwiegend in den nördlichen Gebieten mit niedrigeren Strompreisen im System mit lokalen Preisen stehen: Über die gesamte Flotte der Windkraftanlagen hinweg reduzieren sich die Markteinnahmen und dabei insbesondere für die Offshore-Anlagen deutlich. Im Sinne des Bestandschutzes bereits getätigter Investitionen wären für Anlagen mit Erlöseinbußen

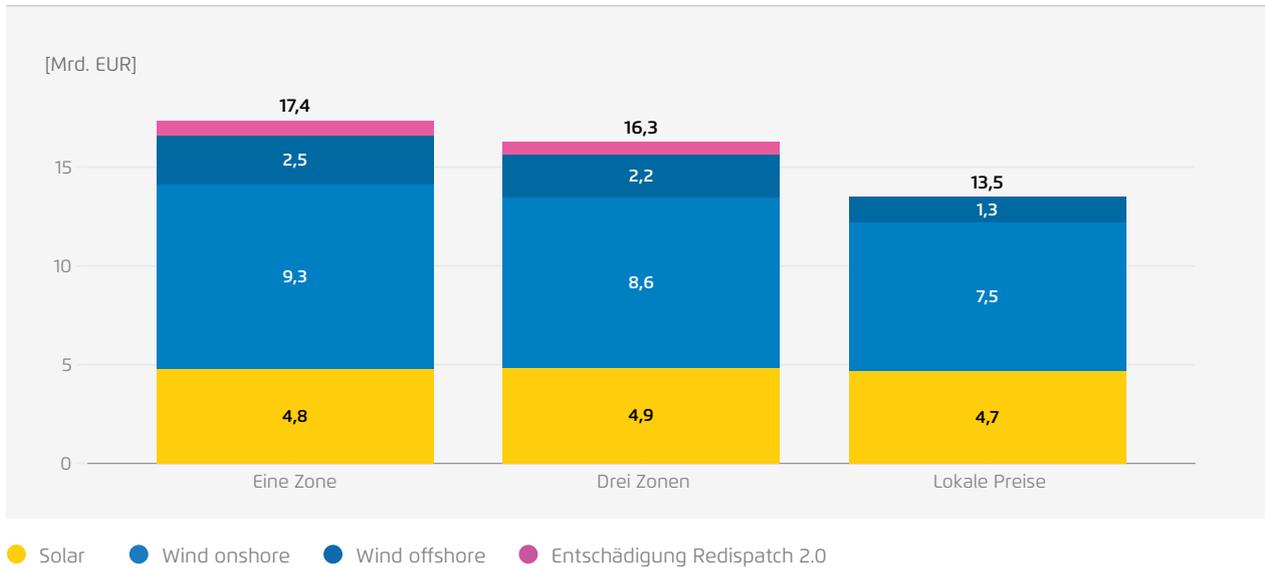
Kompensationszahlungen erforderlich, die als Kosten der Umstellung zu lokalen Preissignalen zu verstehen wären. Für den weiteren Ausbau von Windenergie-Onshore- und Freiflächen-Solaranlagen schaffen lokale Preise in Verbindung mit einem auf das geänderte Strommarktdesign angepassten Investitionsinstrument einen Anreiz zur systemeffizienten Lokalisierung von Neuanlagen. Bei Offshore-Anlagen hingegen ist eine regionale Steuerung über den Preis naturgemäß wenig wirkungsvoll. Eine Umstellung des Marktdesigns auf lokale Preise erfordert daher eine Harmonisierung der Berechnungsweise von Zahlungen zwischen Anlagenbetreibern und Staat an die geänderten lokalen Strommarkterlöse. Die drei Ziele dieser Anpassung sind: erstens, Investitionssicherheit für sehr hohen EE-Ausbau an möglichst vielen Standorten; zweitens, ein Optimierungsanreiz für eine systemeffiziente Standortwahl durch die lokalen Preissignale und; drittens, eine Regelung zum Bestandsschutz.⁴

Je kleiner die Preisregionen sind, desto zielgerichteter kann Redispatch vermieden werden – eine Aufteilung in drei Zonen ist für eine dauerhafte Vermeidung nicht ausreichend. Die Aufteilung in drei Zonen hätte 2019 bis 2023 keinen verlässlich substantiell geringeren Redispatch-Bedarf zur Folge gehabt und führt demnach auch im heutigen System nicht zuverlässig zu einer Reduktion der Netzüberlastung. Das gilt selbst dann nicht, wenn dadurch die europäische Verpflichtung zur Vorhaltung von Grenzleitungs-kapazität für den europäischen Stromhandel politisch abgeschwächt würde.⁵ Alternative, aktuell diskutierte Konfigurationen zwischen zwei und fünf

4 Vgl. hierzu Kapitel in 4.4.3 Agora Energiewende (2025): Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen.
5 Die „70 %-Regel“ (Minimum Remaining Available Margin, min-RAM) ist eine EU-weite Regelung zur Nutzung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten im Stromnetz. Sie wurde mit der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 eingeführt und legt fest, dass ab 2026 mindestens 70 Prozent der technischen Übertragungskapazität (Remaining Available Margin, RAM) an den Grenzen zwischen Übertragungsnetzen für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stehen müssen (vorher jährlich ansteigender Prozentwert).

Modellierte Erlöse Erneuerbarer-Energien-Anlagen aus Markteinnahmen und Entschädigungszahlungen im Jahr 2023

→ Abb. C



Agora Energiewende und Fraunhofer IEE (2024). Anmerkung: Modellierung negativer Strompreise je Strompreisregion berücksichtigt die Höhe negativer Gebote entsprechend der entgangenen Marktprämienzahlung.

Preisregionen⁶ wurden darauf geprüft, ob die lokalen Hub-Preise innerhalb der jeweiligen Zone konvergieren (Abbildung D): Während in der Ein-Zonen-Konfiguration der Strompreis nur in 36 Prozent (2019) oder 17 Prozent (2023) die Netzauslastung gut abbilden konnte,⁷ erhöht sich dieser Wert, je kleiner die Zonen werden. Die unterschiedlichen Zonen im Norden und Westen Deutschlands weisen in der Modellierung im Jahr 2019 Konvergenzwerte oberhalb von zwei Drittel auf. Im Jahr 2023 ist diese Treffsicherheit von Zonenpreisen deutlich geringer, denn zwischen 2019 und 2023 haben infolge des zunehmenden Anteils Erneuerbarer Energien die Preisunterschiede innerhalb großer Zonen zugenommen. Zonenzuschnitte mit einer guten Markt-Netz-Koordination sind also nicht zeitkonstant. Die nordöstliche Preiszone hat durchweg niedrige

Konvergenzwerte von maximal 35 Prozent. Die im Rahmen des Bidding Zone Review diskutierten bis zu fünf Preisregionen sind hier nicht granular genug. Vielmehr ist im Jahresverlauf festzustellen, dass je nach Erzeugungs- und Lastsituation verschiedene Netzengpässe auftreten und sich entsprechend immer wieder andere Gebiete ergeben, in denen die lokalen Preise konvergieren. Mit steigendem Netzausbau können künftig immer wieder größere Gebiete mit Preiskonvergenz entstehen und eine homogene größere Marktpreiszone bilden. Jedoch wächst nicht nur das Übertragungsnetz, auf dem Weg zur Klimaneutralität werden sich Stromerzeugung, Stromnachfrage und Energiespeicher dynamisch entwickeln. Kleinere Preisregionen sind deutlich stabiler: Mit ihnen kann verhindert werden, dass immer wieder neue Preisregionenzuschnitte erforderlich werden.

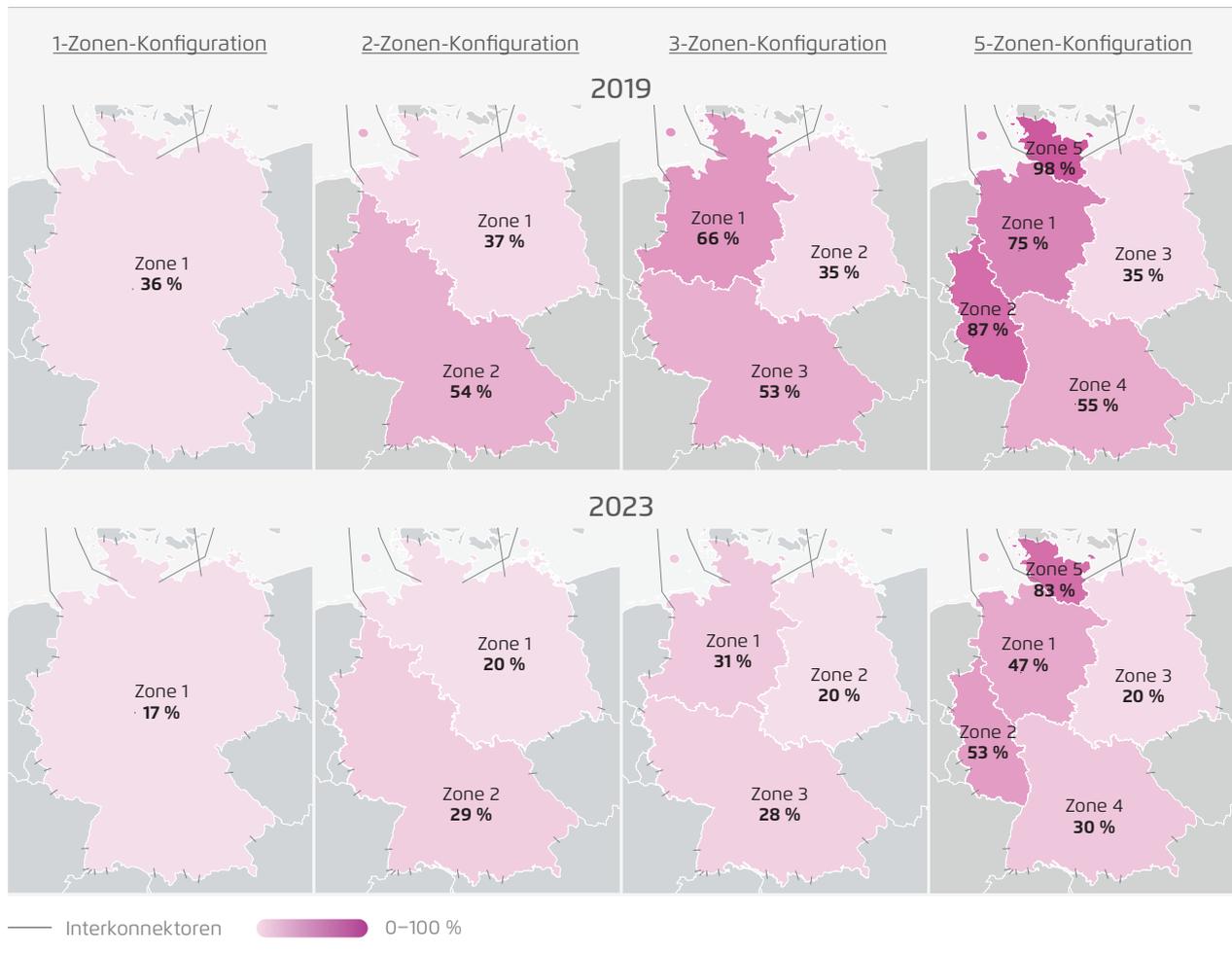
6 ACER (2022): Decision on the alternative bidding zone configurations to be considered in the bidding zone review process. Verfügbar unter: <https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations.pdf>.

7 Das Konvergenzkriterium von +/- 1 EUR/MWh hat einen Einfluss auf die Höhe des Prozentwertes, die hier diskutierten Effekte treten aber weitgehend unabhängig von der genauen Wahl des Kriteriums auf.

Lokale Preise erhöhen die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren in der Nähe von Stromerzeugungszentren im Norden stark und stellen sicher, dass günstiger Grünstrom für die Wasserstoffproduktion genutzt wird. In der Nähe der Nachfragezentren im Süden werden Investitionen in

Strompreiskonvergenz: Anteil der Stunden im Jahr, in denen die Preise der modellierten Hubs innerhalb einer Zone bis auf +/-1 EUR pro MWh übereinstimmen

→ Abb. D



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

Erneuerbare Energien wirtschaftlich, da dort viele flexible Kunden für den Strom engpassfrei erreichbar sind. Lokale Preise bieten auch wirkungsvolle Investitionssignale. Küstennahe Standorte verfügen grundsätzlich über hervorragende Bedingungen für neue flexible Stromverbraucher, werden aber in einer einheitlichen Preiszone im Strompreis nicht sichtbar. Systemdienliche Wasserstoffelektrolyseure, die ihren Betrieb auf Stunden mit niedrigen lokalen Strompreisen beschränken, könnten bereits 2023 an der Küste etwa zehnmal so viele Vollbenutzungsstunden wie im Süden erwirtschaften. Bei einer Auslastung von 3.000 Stunden pro Jahr wäre der durchschnittliche Bezugsstrompreis in den beiden Regionen Nordsee-West (-8 Euro pro Megawattstunde) und

Ostsee (-2 Euro pro Megawattstunde) sogar negativ gewesen. Die regenerative Stromerzeugung überstieg dort den Stromverbrauch um den Faktor zwei. Hohe Anteile erneuerbaren Stroms ermöglichen die einfachste Form der Kennzeichnung des erzeugten Wasserstoffs als grün, denn der delegierte Rechtsakt der EU über erneuerbaren Wasserstoff definiert 90 Prozent Erneuerbare Energien am Strommix in einer Preiszone als ein Kennzeichnungskriterium. Gleichzeitig steigt der wirtschaftliche Anreiz für mehr erneuerbare Stromerzeugung im Süden: Windkraft- und Solaranlagen hatten in den verschiedenen Strompreisregionen zwischen 4 und 14 Prozent höhere Erlöse als unter der Annahme einer einheitlichen Preiszone. Diese optimierte Standortwahl setzt

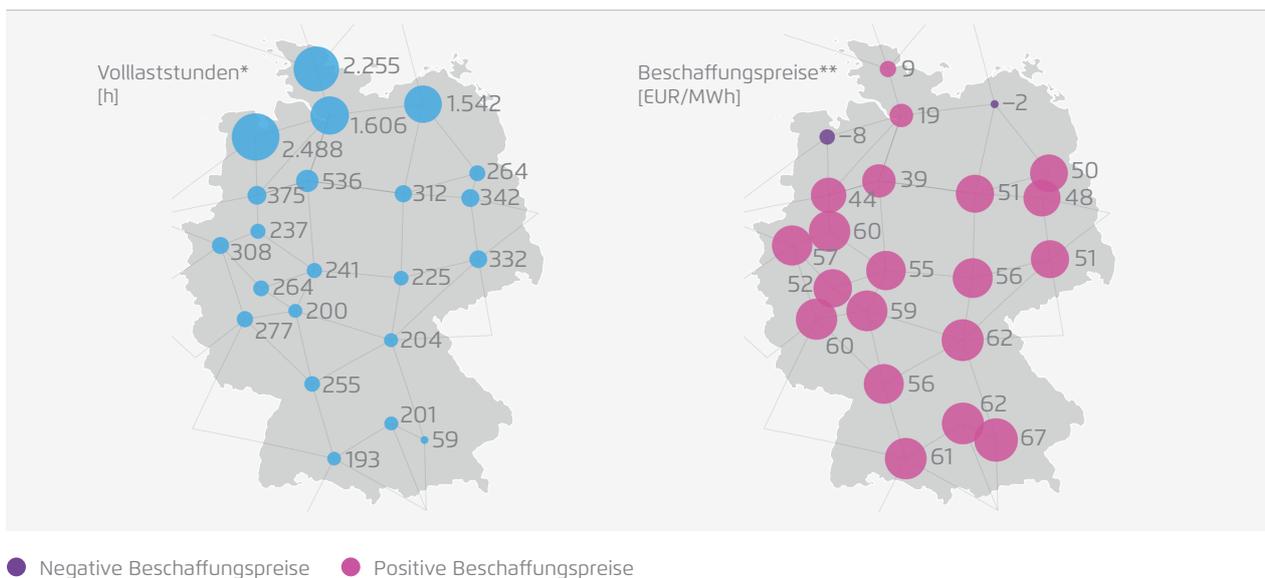
einen funktionierenden Wettbewerb beim Ausbau der EE-Anlagen und eine angemessene Ausweisung geeigneter Flächen für Windkraft- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen im gesamten Bundesgebiet voraus.

Die modellierten Systemkosten der Jahre 2019 bis 2023 zeigen in der Retrospektive: Solange Netzbetreiber wie bisher nur zentrale Kraftwerke steuern und Erneuerbare Energien abregeln, sind die Kosten durch die systemische Ineffizienz von kostenbasiertem Redispatch statt lokaler Strompreise noch verkraftbar. Die modellierten Stromsystemkosten mit lokalen Strompreisen unterschritten im Jahr 2023 den Vergleichswert des derzeitigen Marktdesigns um etwa 1,2 Milliarden Euro. Rund die Hälfte dieses Kostenvorteils resultiert aus dem noch suboptimal organisierten Redispatch 2.0 für Erneuerbare Energien und kann gegebenenfalls auch durch deren Reform eingespart werden. Der verbleibende Kostenvorteil lässt sich auf einen effizienteren europäischen Dispatch durch lokale Preise zurückführen,

denn Netzengpässe können so schon bei der Kraftwerks-, Speicher- und Verbrauchsplanung von vornherein berücksichtigt werden. Das ist effizienter und kostengünstiger, als zunächst eine Fehlplanung anhand eines zu groben Preissignals anzustoßen und diese dann durch Engpassmanagementmaßnahmen zu korrigieren. Die resultierenden Kostenvorteile zwischen 2019 und 2023 stehen jedoch potenziell kostenerhöhenden Effekten entgegen, die nicht Teil der Modellierung waren. Dies betrifft den Effekt auf Terminmarktliquidität und etwaige Marktmacht; sowie den Systemumstellungsaufwand, der jüngst auf etwa 1 bis 2,5 Milliarden Euro (einmalig) beziffert wurde (Compass Lexecon 2024a). Der Effekt der Marktmacht und Terminmarktliquidität kann bisher nur qualitativ bewertet werden: Für die Konfiguration mit vier oder fünf Zonen ist mit einer erhöhten Marktkonzentration auf das Unternehmen mit der größten Kraftwerksflotte zu rechnen, sollte die Kapazität zwischen den Zonen eingeschränkt sein (Compass Lexecon 2024b). Die gleiche Studie kommt auch zu dem Schluss, dass mit der Zonengröße auch

Volllaststunden und mittlere Strompreise für Elektrolyse

→ Abb. E



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024). *Auslastung von Elektrolyseuren bei lokalen Strompreisen in Stunden pro Jahr, wenn nur günstiger Strom verbraucht wird (links) bei Produktion nur unter 20 Euro je Megawattstunde Strompreis; ** Durchschnittlicher Strompreis (rechts) bei mindestens 180 beziehungsweise genau 3.000 Stunden Betrieb monatlich beziehungsweise jährlich, negative Werte bedeuten überwiegend Stromverbrauch zu negativen Strompreisen

die Handelstätigkeiten am Terminmarkt geringer sind⁸ und der Preisunterschied zwischen Kauf- und Verkaufsgebieten tendenziell zunimmt.

Die bisherige statische Bewertung verändert sich grundlegend, wenn zwei weitere Faktoren berücksichtigt werden: erstens, der dynamische Einfluss von Investitionsentscheidungen, die die Entwicklungsmöglichkeiten des Stromnetzes, des Kraftwerksparks und großer Verbraucher einbeziehen; zweitens, die netzbelastenden Verbrauchsanreize für flexible Verbraucher und Speicher, die durch zu große Preiszonen entstehen.

Der statische Vergleich der Systemkosten zeigt, dass das aktuelle System derzeit noch ausreichend effizient ist. Gleichzeitig wird deutlich, dass große Preiszonen künftig zu hohen Zusatzkosten für vermeidbaren Redispatch oder Übertragungsnetzausbau führen. Daher schlagen wir ein dreistufiges Vorgehen vor:

→ **Schritt 1: Investitionen mit lokalen Signalen**

lenken. Im ersten Schritt wird die Investitionsphase des Strommarktes um lokale Preissignale ergänzt. Ziel ist, Elektrolyseure verstärkt an küstennahen Netzknoten anzusiedeln und eine breitere geografische Verteilung von Erneuerbare-Energien-Anlagen preislich anzureizen. Die Ankündigung der zukünftigen Einführung lokaler Preise schafft in Verbindung mit Instrumenten wie Baukostenzuschüssen oder dem Referenzertragsmodell Planungssicherheit für Investitionsentscheidungen.

→ **Schritt 2: Roadmap für lokale Strompreise entwickeln.** Während der Legislaturperiode ab 2025 wird unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die elektrischen Nachbarn eine Roadmap entwickelt, die Analyseücken schließt und darlegt, in welchem Zeitrahmen und wie lokale Strompreise eingeführt werden können. Hierzu gehört die Einführung eines zusätzlichen Szenarios im

Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber, das den Einfluss lokaler Strompreise auf den Übertragungsnetzausbaubedarf ermittelt. Die Festlegung erfolgt dabei für einen Zeitpunkt über den erweiterten Terminmarkthorizont von fünf Jahren hinaus. Erst durch diese Festlegung entsteht die Möglichkeit für Stromerzeuger, Speicher und Nachfrager mit neuen Terminmarktprodukten einen liquiden europäischen Stromhandel – etwa mit Referenz auf regionale, nationale oder grenzüberschreitende europäische Preisindizes und mit lokalen Differenzprodukten – aufzubauen. Gleichzeitig verringert die Ankündigung die Notwendigkeit, Käufer oder Verkäufer von Terminmarktprodukten und *Power Purchase Agreements* (PPA) der einheitlichen Preiszone für Nachteile aufgrund einer abrupten Systemumstellung zu entschädigen. Die Umstellung wird dadurch also kostengünstiger. Die verringerten Markterlöse Erneuerbarer Energien im Norden sowie deren erhöhte Erlöse im Süden erfordern eine Harmonisierung der Berechnungsweise von Zahlungen zwischen Anlagenbetreibern und Staat an die geänderten lokalen Strommarkterlöse. Die drei Ziele dieser Anpassung sind: erstens, Investitionsanreize für den hohen EE-Ausbau an möglichst vielen Standorten zu sichern; zweitens, ein Optimierungsanreiz für eine systemeffiziente Standortwahl durch die lokalen Preissignale und; drittens, eine Regelung zum Bestandsschutz. In diesem Schritt ist außerdem zu definieren, wie die neue Einnahmequelle Netzentgelten verwendet wird – etwa zur vorübergehenden Entlastung von Verbrauchergruppen, die nach der Einführung lokaler Preise höhere Strompreise zahlen.

→ **Schritt 3: Umstellung auf lokale Strompreise.** In einem dritten Schritt kann die Systemumstellung auf lokale Preise erfolgen, die die Ineffizienzen der einheitlichen Strompreiszone behebt. In diesem Zuge erhalten Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt erweiterte Kompetenzen zur Marktüberwachung, um das Gebotsverhalten von Kraftwerksbetreibern jederzeit auf Marktmissbrauch prüfen zu können. Übergangsmechanismen wie „Nutzen statt Abregeln“ oder Baukostenzuschüsse, die zuvor Koordinationsprobleme gemildert haben, können im dritten Schritt wieder entfallen.

⁸ Außerdem weist die Studie darauf hin, dass die Terminmarktprodukte für die einheitliche deutsche Preiszone von Marktteilnehmern der europäischen Nachbarn häufig zur ungefähren Absicherung ihrer Risiken genutzt wird und fraglich sei, welchen Einfluss eine Änderung der Preiszone hierauf habe.

Fazit

Im Interesse günstiger Verbraucherstrompreise sollte der Übergang zu einem Strommarkt mit einer hohen lokalen Differenzierung ernsthaft in Erwägung gezogen werden. Lokale Preisanreize führen zu einer höheren Systemeffizienz, da Kraftwerksbetreiber, Speicherbetreiber und Stromverbraucher die Netzengpässe in der kurzfristigen Einsatzplanung berücksichtigen. So entsteht ein kostengünstigerer Flexibilitäts- und Speichereinsatz als in der einheitlichen Preiszone, die den korrigierenden Redispatch durch die Übertragungsnetzbetreiber erfordert. Mit steigendem Anteil Erneuerbarer Energien, mehr lastseitiger Flexibilität sowie verstärktem Handel mit den europäischen Nachbarn kommt der Kostenvorteil lokaler Preissignale vollumfänglich zum Tragen, da vermehrt Netzengpässe zu erwarten sind. Gleichzeitig ändern sich die idealen Zuschnitte von größeren Preiszonen durch diese hohe Dynamik, eine von vornherein hohe lokale Differenzierung vermeidet fortwährenden Anpassungsbedarf. Die Alternative eines weiterentwickelten Redispatch-Ordnungsrahmens bringt erhebliche Unsicherheiten mit sich. Ein Übertragungsnetz auf ineffiziente Transportspitzen auszulegen, kostet Verbraucher zudem unnötig hohe Entgelte.

Große Strompreiszonen können heute grundsätzlich noch Ähnliches leisten wie lokale Preissignale, da der kostenbasierte Redispatch der Übertragungsnetzbetreiber recht präzise Netzengpässe behebt. Die Abregelung Erneuerbarer Energien findet zielgerichtet statt und wird durch regulatorische Vorgaben auf ein Minimum beschränkt, die Nachsteuerung zentraler Kraftwerke gelingt den Netzbetreibern von 2019 bis 2023 fast so effizient wie die netzkonforme Kraftwerkseinsatzplanung im lokalen Strommarkt. Je weiter sich das deutsche Energiesystem der Klimaneutralität nähert, desto mehr müssten jedoch große Preiszonen um ausdifferenzierte Zusatzinstrumente erweitert werden, die auf dezentrale Erzeugung, Speicher und flexible Verbraucher wirken.⁹ Doch

selbst dann: Herausfordernd bleibt, dass der Zeitpunkt der Korrektur dem Marktergebnis zeitlich nachgelagert¹⁰ und weitgehend auf das nationale Portfolio beschränkt ist.

Eine Umstellung auf lokale Preissignale senkt das durchschnittliche Strompreinsniveau für derzeitige Marktteilnehmer und höhere Preise für industrielle Verbraucher in Süddeutschland könnten durch die Engpassrenten der Übertragungsnetzbetreiber kompensiert werden. Die Gesamtkosten sinken und in 18 der 22 berechneten Hub-Regionen profitieren Verbraucher von geringeren Strombezugskosten. Einige industrielle Verbraucher im Süden haben jedoch monetäre Nachteile, insbesondere wenn sie aufgrund von bestehenden Netzentgeltreduktionen weniger von sinkenden Netzentgelten profitieren, aber dem höheren Börsenstrompreis ausgesetzt sind. Gleichzeitig erzielen die Übertragungsnetzbetreiber durch die Aufteilung der Preiszonen zusätzliche Engpassrenten. In jedem der betrachteten Jahre von 2019 bis 2023 wären diese Einnahmen von im Schnitt 1,2 Milliarden Euro jährlich ausreichend gewesen, um den Effekt höherer Börsenstrompreise für erhebliche Strombezugsmengen zwischen 110 Terawattstunden bis zu 266 Terawattstunden auszugleichen. Politische Lösungen sollten bereits in der Vorbereitungsphase einer Marktdesignanpassung erarbeitet und im EU-Beihilferecht gewürdigt werden, um Planbarkeit sicherzustellen.

Die Markterlöse von erneuerbaren Bestandsanlagen in Norddeutschland sinken bei lokalen Strompreisen deutlich. In einem System mit lokalen Preisen divergieren die Erlöspotenziale für Erneuerbare Energien erheblich. An laststarken Netzknotenpunkten steigen die Erlöse; dort wo es heute schon mehr erneuerbares Erzeugungspotenzial als Verbrauch gibt, sinken sie. Bei Solaranlagen gleichen sich diese beiden Effekte durch die bestehende geografische Verteilung weitgehend aus. Bei Windkraftanlagen, insbesondere auf See, sinken die Markterlöse im Schnitt stark, da sie verstärkt zu niedrigeren Strompreisen im Norden einspeisen. Im derzeitigen System würde das

⁹ Mögliche Ansatzpunkte sind dynamische Übertragungsnetzentgelte und eine Weiterentwicklung des Konzepts „Nutzen statt Abregeln“ bei Vermeidung von Inc-Dec-Gaming und des Redispatch-Prozesses für Erneuerbare Energien

¹⁰ Die zeitlich nachgelagerte Korrektur des Marktergebnisses ergibt sich aus der Beschränkung durch geringere Vorlaufzeiten mancher Prozesse.

bedeuten, dass steigende EEG-Kosten für die Förderung bestehender Windkraftanlagen mit sinkenden Strompreisen einhergehen.

Lokale Preissignale haben eine Lenkungswirkung für eine erlösstabilisierende örtliche Verteilung des Ausbaus Erneuerbarer Energie und reizen bei Elektrolyseuren eine systemeffiziente Standortwahl an küstennahen Standorten stark an. Die neue Preisverteilung lenkt Investitionen an systemdienliche Standorte: Bei neuen Windkraft- und Solaranlagen ist der Anreiz der lastnahen Errichtung höher. Elektrolyseure hingegen lohnen sich in erzeugungsstarken Regionen mit dauerhaft geringeren Preisen und hohen Anteilen Erneuerbarer Energien. Die hohen Anteile helfen bei der Einhaltung der europäischen Vorgaben zur Kennzeichnung grünen Wasserstoffs. Die Strompreisunterschiede zwischen großer Zone und lokalem Preissystem sind für industrielle Verbraucher aufgrund abweichender Lastprofile im Base-Preis geringer als für Elektrolyseure; Studien des skandinavischen Marktes zeigen zudem, dass in der Regel andere Einflussfaktoren als die Strompreise ausschlaggebend sind für die Standortwahl.

Eine Roadmap zur schrittweisen Einführung lokaler Strompreise sollte zunächst ab sofort wichtige Investitionssignale setzen und in der Folge Preisabsicherungssysteme regionenspezifisch (*Hedging*) entwickeln sowie die Netzentwicklungspläne am verbesserten Strommarktdesign optimieren und schließlich durch die Umstellung auf lokale Preise einen engpassarmen Systembetrieb ermöglichen.

Der Strommarkt hat einen zeitlichen Ablauf von Investition (I), Absicherung (II) und tägliche Koordination von Angebot und Nachfrage (III). Dieser Ablauf spiegelt sich sinnvollerweise auch bei der Einführung lokaler Preise wider. Zunächst wird die einheitliche Preiszone um lokale Investitionsanreize für Kraftwerke, Elektrolyseure und EE-Anlagen erweitert (I). Dann baut sich angestoßen durch die Ankündigung der Einführung lokaler Preise ein Absicherungsmarkt auf (II), auch die Absicherung der EE-Investitionen wird anhand der lokalen Preise weiterentwickelt. Die große deutsche Preiszone bietet dank ihrer hohen Liquidität für viele europäische Akteure ein hohes Maß an Planungssicherheit für zukünftige Strompreise. Bei kleineren Preiszonen müssen Instrumente entwickelt werden, um diese hohe *Hedging*-Qualität zu bewahren. Als zukünftige Absicherungsprodukte können sich Preis-Hubs oder der Handel mit Referenz auf regionale, nationale oder grenzüberschreitende Preisindizes eignen. Ergänzen lassen sie sich durch Differenzverträge (EPADs/CfDs) zwischen lokalen Preisen und dem nationalen Referenzpreis oder den Handel mit FTRs, um Preisdifferenzen abzusichern. Schritt III ist die angekündigte Umstellung auf lokale Strompreise, die eine kosteneffiziente hohe Auslastung der sonst teuren Netzinfrastruktur ermöglicht. Die Strommarktregulierung muss dazu weitreichend angepasst werden.

Das alles erfordert weitere Analysen und Erprobung. Mit dem Online-Tool *Lokales Agorameter* stellen wir hierfür transparent und kostenlos tagesaktuelle Daten bereit.

1 Einleitung

Die vorliegende Studie untersucht die Auswirkungen einer Aufteilung der derzeitigen großen deutsch-luxemburgischen Strompreiszone in mehrere kleinere Zonen sowie sogenannte nodale Strompreise. Im Nodalsystem werden Strompreise an den Verknüpfungspunkten des Stromnetzes berechnet, die auch Netzknoten genannt werden (englisch *nodes*). Im Gegensatz zu Zonen werden im Nodalsystem die Kapazitäten des Übertragungsnetzes zum Transport des Stroms beziehungsweise dessen Restriktionen direkt bei der Preisberechnung berücksichtigt. Bei der Preisberechnung im zonalen System wird hingegen zunächst angenommen, dass innerhalb der Zonen keine Netzengpässe auftreten. Das zonale Marktergebnis (Dispatch) wird erst nachträglich anhand der Kapazitäten des Übertragungsnetzes korrigiert (Redispatch). Die Studie soll damit die aktuellen Diskussionen über eine Aufteilung der deutschen Strompreiszone (Strompreiszonensplitting) weiter fundieren, die durch den erheblichen Redispatch-Bedarf innerhalb Deutschlands und die EU-Vorgaben¹¹ ausgelöst wurden. Kernpunkt der Diskussionen ist, strukturelle Engpässe im Stromnetz durch eine Verringerung der Größe der Preiszonen sichtbar und marktwirksam zu machen.

Zur Einleitung in die vielschichtige Thematik des Strompreiszonensplittings und der nodalen Bepreisung werden im Folgenden zunächst die komplexen Wechselwirkungen zwischen Zonenzuschnitten, Strommärkten und Stromflüssen verdeutlicht. Kapitel 2 umreißt dann die Modellierungsmethodik und Kapitel 3 zeigt die Berechnungsergebnisse der vorliegenden Studie. In Kapitel 4 werden Trends für das zukünftige klimaneutrale Energiesystem abgeleitet und weitere Analysebedarf beschrieben. Das Fazit ist der Studie in der Zusammenfassung vorangestellt.

Im Anhang befinden sich eine ausführlichere Beschreibung der Modellierungsmethoden sowie weitergehende Ergebnisse und Detaillierungen.

1.1 Transportbedarf im klimaneutralen System

Für ein klimaneutrales Energiesystem bedarf es bis 2045 näherungsweise einer Verdoppelung der Stromerzeugung im Vergleich zu heute. Bedingt durch die regional unterschiedliche Verteilung von Erneuerbaren Energien (EE) (zum Beispiel Offshore-Windkraft in der Nordsee, Onshore-Windkraft und Solar-Freiflächenanlagen in Ostdeutschland) und der Stromnachfrage (generell Ballungsregionen sowie Industrie-Schwerpunkt in West- und Süd-deutschland) werden die absolute Stromüber- und Stromunterdeckungen in den Regionen größer. Maßnahmen wie das gleichmäßigere Verteilen des EE-Ausbaus durch das Ausweisen von zwei Prozent der Landesfläche für Onshore-Windenergie, die Privilegierung von Solar-Freiflächen entlang von Autobahnen oder die Steigerung des Photovoltaik(PV)-Eigenstromanteils können diese Differenzen nur abschwächen.¹²

Die regionale Verteilung und Wetterabhängigkeit der Stromerzeugung aus Solar- und Windenergieanlagen erzeugen in vielen Stunden des Jahres einen erhöhten Transportbedarf, da regionale Erzeugung und Stromnachfrage häufig nicht zeitgleich auftreten. In Ballungszentren konzentrieren sich etwa Elektromobilität und elektrische Wärmenachfrage, die relativ flexibel Strom nutzen können, während in ländlichen geprägten Gebieten häufig die erneuerbare Stromerzeugung überwiegt.¹³

¹¹ Verordnung der EU-Kommission 2015/1222 vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement

¹² <https://ariadneprojekt.de/publikation/kurzdossier-umsetzbarkeit-der-stromwende-regionale-potenziale-erneuerbarer-energien-und-gesellschaftliche-akzeptanz/>

¹³ <https://maps.iee.fraunhofer.de/trafo-atlas/>

Mit zunehmendem EE-Ausbau steigt europaweit zugleich der Bedarf an einem höheren grenzüberschreitenden Stromaustausch. Das liegt einerseits daran, dass die Potenziale Erneuerbarer Energien in Europa nicht gleich verteilt sind und einzelne Länder somit auf Importe von erneuerbar produziertem Strom angewiesen sein werden. Andererseits ist ein weiträumiger, grenzüberschreitender Stromaustausch eine wesentliche Maßnahme, um mit der Volatilität der EE-Einspeisung umzugehen. Denn die Einspeisung eines großen, geografisch weit verteilten Kollektivs an EE-Erzeugungsanlagen verläuft deutlich gleichmäßiger als die von Einzelanlagen oder kleinen, geografisch eng konzentrierten Anlagen. Die bessere Vernetzung trägt zudem zur Kostensenkung bei, wenn Strom aus anderen, weiter entfernten Regionen günstiger bezogen wird.

Gerade im Bereich des grenzüberschreitenden Netzausbaus hat Deutschland aufgrund seiner Lage im Zentrum Europas eine Schlüsselrolle und *Enabler*-Funktion für die europäische Energiewende.¹⁴

In Zukunft kommt es jedoch darauf an, dass keine falschen Signale durch einen einheitlichen Preis gegeben werden. Dieser kann zum Beispiel zu folgenden Fehlanreizen für Investition und Nachfrage führen:

1. eine industrienaher Platzierung neuer Elektrolyse-Anlagen statt in Regionen hoher Stromerzeugung;
2. zusätzliche Nachfrage im Süden aufgrund niedriger einheitlicher Strompreise, obwohl der günstige Windstrom gar nicht von Nord nach Süd geliefert werden kann;
3. Gas-/Wasserstoffkraftwerke nutzen, um Strom für Elektrolyseure zu produzieren.

Vergleichbar, aber womöglich abgeschwächt, wäre die Nutzung von Niedrigpreisen aufgrund hoher Solarstromeinspeisung in Süddeutschland durch Elektrolyseure in Norddeutschland. Auch mit erheblichem Netzausbau wird es in einem transformierten

klimaneutralen System Netzrestriktionen geben. Wenn die nicht preislich reflektiert werden, kommt es zu den oben genannten Fehlanreizen.

1.2 Kurz- und mittelfristige Herausforderungen beim Netzausbau

Jenseits der grundsätzlichen Frage von Netzausbau und der Bewirtschaftung der Infrastruktur eines zukünftigen klimaneutralen Stromsystems gerät das bisherige System des kostenbasierten Redispatch zunehmend an Grenzen. Treiber sind – neben Grenzen im Hinblick auf die Beschleunigung des Netzausbaus – die verfügbare Kraftwerksleistung, fehlende Flexibilitätsoptionen sowie ansteigende sogenannte minRAM-Vorgaben der europäischen Gesetzgebung. Diese Zusammenhänge sollen im Folgenden veranschaulicht werden.

Im Szenario „Klimaneutrales Deutschland“ (2024) hat Agora Energiewende skizziert, wie Deutschland die Klimaschutzziele 2030 und Klimaneutralität 2045 erreichen kann. Dazu steigt im Stromsektor die Nettostromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik von 199 Terawattstunden im Jahr 2023 auf 500 Terawattstunden im Jahre 2030 an, 2045 sind 1.145 Terawattstunden Strom aus Wind- und Solarenergie erforderlich. Benötigt wird dieser zusätzlich Strom vor allem im Verkehrssektor, in der Industrie und im Gebäudesektor, die damit ihren fossilen Energiebedarf substituieren.¹⁵ Grundsätzliche Herausforderung ist dabei der sehr dynamische Ausbau von EE-Anlagen bei gleichzeitigen Verzögerungen in der Umsetzung von Ausbaumaßnahmen des Übertragungsnetzes. In den vergangenen Jahren hinkte der tatsächliche Übertragungsnetzausbau den Plänen um sieben Jahre hinterher, wie eine Auswertung des Bundesrechnungshofes von 2024 zeigt, die die Netzentwicklungspläne der Vergangenheit mit dem tatsächlichen Netzausbau vergleicht.¹⁶ Die Folgen sind

¹⁴ https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf

¹⁵ https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf

¹⁶ <https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energiewende-volltext.html>

bereits heute ein ansteigendes Redispatch-Volumen und steigende Redispatch-Kosten (zusätzlich verschärft durch die Energiepreiskrise – siehe Abbildung 2).

Zudem sind im kostenbasierten Redispatch 2.0 die Flexibilitätsoptionen beschränkt. Der zukünftige Transportbedarf wird immer stärker vom Ladeverhalten von E-Autos, Betriebsweise der Wärmepumpen und *Power-to-Heat*-Anlagen sowie dem Einsatz von Heim- und Großspeichern abhängen. Auf diese Akteure hat der ÜNB aber im Redispatch keinen oder keinen guten Zugriff beziehungsweise sie erhöhen beim falschem Preissignal sogar den Redispatch-Bedarf. Ein wesentlicher Diskussionspunkt ist dabei, inwiefern große verschiebbare Lasten, dezentrale Flex-Optionen und Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen in den Redispatch integriert werden können. Im heutigen kostenbasierten Redispatch erscheint eine zentrale Steuerung dieser Flexoptionen durch den Netzbetreiber wegen der großen Heterogenität der Kosten und technischen Koordinierungsfunktionen nicht möglich. Für die Einführung eines von der EU geforderten marktbasiereten Redispatch wird insbesondere bei verbleibenden größeren Preiszonen und damit strukturellen Engpässen die Gefahr vom sogenannten *Inc-Dec-Gaming* gesehen, also dem Anreiz für am Strommarkt teilnehmende Anlagen, mit angemeldeten Fahrplänen zunächst zu Engpasswartungen beizutragen, um dann von deren Beseitigung zu profitieren.¹⁷ Dabei wird oft die These formuliert, dass nur *Nodal-Pricing* in der Lage ist, die vielfältigen Flexibilitätsoptionen in einem geschlossenen Markt-Netz-Optimierungsproblem (statische Effizienz) zu koordinieren. Der Handlungsdruck in Deutschland bis 2030/35 sehr hohe EE-Leistungen trotz Verzögerungen im Netzausbau zu integrieren und ein langfristig kosteneffizientes Marktdesign zu erreichen, verstärkt die Rufe nach einer geografischen Segmentierung des Strommarkts. Nodale Preise sind Grenzkostenpreise des Spotmarktes auf Netzknotenebene. Sie stellen damit die höchste Form der Segmentierung dar, um

Engpässe im Übertragungsnetz physikalisch durch den Einsatz von Flexibilitäten über den Markt direkt adressieren zu können.

Im heutigen kostenbasierten Redispatch können zwar EE-Anlagen und KWK-Anlagen abgeschaltet werden (negativer Redispatch), aber immer weniger Kondensationskraftwerke werden noch im Strommarkt eingesetzt und durch den Kohleausstieg fallen Leistungen im Strommarkt und damit für den positiven Redispatch weg. Die fehlenden lokalen Informationen beim marktlichen Kraftwerkseinsatz (*Dispatch*) führen zu steigender Reservekraftwerksleistung und damit zu immer mehr Anlagen im regulierten Netzbereich. Das zeigt sich auch an der zunehmenden Menge an Reservekraftwerken, die von 5,7 Gigawatt im Jahr 2021 auf voraussichtlich 10,2 Gigawatt im Winter 2025/26 steigt.¹⁸ Langfristig sind noch weitere Steigerungen zu erwarten (siehe Abbildung 1). Die Reserveleistungen außerhalb des Marktes liegen vor allem in Süd- und Westdeutschland. Davon sind 1,2 Gigawatt ausgeschriebene Netzstabilitätsanlagen, welche an vier Standorten in Süddeutschland speziell für den Redispatch gebaut werden. Im Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA wurde der notwendige Kraftwerkspark für einen deutschen Kohleausstieg bis 2030 analysiert, mit dem Hinweis auf einen wachsenden relativen Anteil von Gas-KWK-Anlagen. Da KWK-Kraftwerke von lokalen Wärmesenken abhängen, ist hier jedoch eine netzentlastende Steuerung der Anlagenstandorte begrenzt und die Anlagen können im heutigen Redispatch nicht hochgefahren werden.¹⁹

Von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern wurde im Rahmen der Langfristanalyse 2030 ebenfalls ein Kohleausstieg bis 2030 bei zugleich konservativem Fortschritt des Netzausbaus analysiert. Hier zeigt sich mit 9,5 Gigawatt ein weiterhin sehr hoher Netzreservebedarf, wozu auch Steinkohlekraftwerke nach dem Marktaustritt eingesetzt werden. Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2023 wurde

17 https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=1

18 <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/Elektrizitaetund-Gas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html>

19 https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4

dagegen für das Szenariojahr 2045 deutlich, dass aufgrund des langfristig hohen Netzausbaus für EE-Strom und für die Versorgung von E-Mobilität, Wärmepumpen und *Power-to-Heat* die Standorte der Gaskraftwerke aus Netzsicht weniger relevant sind.

Neben der installierten Leistung stellt sich aber zusätzlich die Frage, ob diese thermischen Kraftwerke bei steigendem Redispatch-Bedarf technisch in der Lage sind, kurzfristige Redispatch-Abrufe mit hohem Leistungsbedarf in der erforderlichen Geschwindigkeit bereitzustellen.

Die europäischen Vorgaben zur Vollendung des europäischen Binnenmarktes im wachsenden Gebiet der Länder West-, Mittel- und Osteuropas, die über eine lastflussbasierte Marktkopplung miteinander verbunden sind, tragen ebenfalls zu einer Erhöhung des Redispatch-Bedarfs bei. Ein Problem sind hier bislang die sich netzseitig aufgrund von innerdeutschen Engpässen einstellenden Ring- und Transitflüsse.

Notwendige Reservekraftwerke bei langsamem Fortschritt des Netzausbaus bis 2030* → Abb. 1



- Nicht mehr benötigter Netzreserve Bestand
- Netzreserve aus Kraftwerken, die zukünftig stillgelegt werden
- Netzreserve Bestand
- Kapazitätsreserve Bestand

50Hertz, Tennet, Amprion, TransnetBW (2023). * Gemäß Variante B der Langfristanalyse (V2022) der ÜNBs.

Ziel ist es, dass dem Handel bis zum 31. Dezember 2025 70 Prozent der thermischen grenzüberschreitenden Leitungskapazität zur Verfügung stehen (lineare Steigerung von 11,5 Prozent im Jahr 2020) und damit Ring- und Transitflüsse keine relevanten Restriktionen mehr für den Handel darstellen. Das beinhaltet in der Methodik der ÜNB alle kritischen Netzelemente der bestehenden einheitlichen Zone in ihrer Wirkung auf den grenzüberschreitenden Handel. Kritische Netzelemente sind die Leitungen, die den Handel in einer lastflussbasierten Marktkopplung beschränken – also sowohl inländische Leitungen als auch Leitungen zwischen Deutschland und den Nachbarländern, sogenannte Grenzkuppelstellen. Dieses statische Offenhalten der Handelskapazitäten zum Beispiel durch Phasenschieber erhöht die innerdeutschen Netzengpässe und damit den Redispatch-Bedarf zusätzlich. Die Bidding Zone Review von ACER untersucht deswegen eine Aufteilung der deutsch-luxemburgischen Preiszone in zwei bis fünf Preiszonen.²⁰

Die einzelnen Analysen zur Bidding Zone Review werden in separaten Studien bis November 2024 veröffentlicht. Danach folgt eine Konsultation mit einem Abschlussbericht, der vor Jahresende 2024 angekündigt ist. Auf dieser Basis trifft ACER eine Empfehlung. Die finale Entscheidung wird von den Mitgliedstaaten zusammen mit der EU-Kommission getroffen.

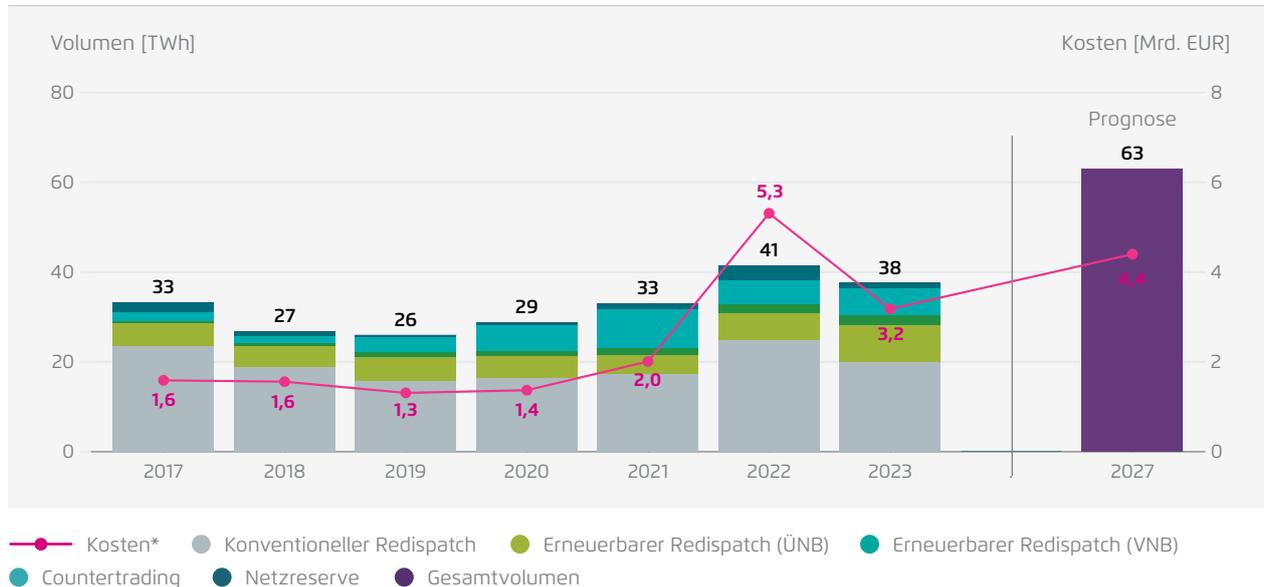
1.3 Maßnahmen bis heute

Die bisherigen Maßnahmen konnten den Trend zu immer mehr Engpassbewirtschaftung nicht stoppen: Am 1. Oktober 2018 erfolgte durch die Trennung der deutsch-österreichisch-luxemburgischen Strompreiszone in eine deutsch-luxemburgische und eine österreichische Strompreiszone eine Problemverschärfung der *Redispatch*-Volumina und -Kosten für eine Dauer von circa zwei Jahren. Als nächster Schritt erfolgte am 1. Oktober 2021 der Beschluss zum *Redispatch 2.0*, wodurch die engpassbasierte Abregelung

²⁰ https://www.entsoe.eu/assets/graphics/bzr/bzr-timeline_december-2023.webp

Volumina und Kosten des Netzengpassmanagements, 2017–2023 und Prognose 2027

→ Abb. 2



Agora Energiewende basierend auf Bundesnetzagentur (2024). *Netzengpassmanagementmengen und -kosten inklusive Countertrading und Netzreserve. Ein Bilanzkreis-Ausgleich für abgeregelte Erneuerbare-Energien durch die ÜNB wurde berücksichtigt.

für EE-Anlagen und KWK erleichtert sowie die Leistungsgrenze für diese Abregelung und die Einbindung von Stromspeichern unter Einbindung des VNB auf alle Anlagen ab 100 Kilowatt gesenkt wurden. Diese Vorgaben sollten bis zum 1. Juni 2022 voll umgesetzt sein, in der Praxis traten jedoch erhebliche Umsetzungsprobleme auf, die eine umfassende Überarbeitung erforderlich machen.²¹

An der Redispatch-Menge macht der Anteil der EE-Abregelung rund 30 Prozent aus (siehe Abbildung 2). Ein Teil der EE-Abregelungen ist aber verteilnetzbedingt und kann auch nicht durch einen Wechsel auf zonale oder lokale Preise vermieden werden. Für die Einordnung des hohen Einflusses des Marktdesigns auf die absoluten Kosten wird hierbei aber auf das Jahr 2021 verwiesen, in dem 73 Prozent der ursächlichen Maßnahmen den Übertragungsnetzen und deren Übergabepunkten zuzurechnen waren.²²

1.4 Analytierte Indikatoren für Systemeffizienz und Abgrenzung zu anderen Studien

Für einen systematischen Vergleich und die Bewertung unterschiedlicher Gebotszonenkombinationen ist eine Vielzahl von Kriterien relevant. Ein genereller Punkt ist die Systemumstellung sowie die Wechselwirkung einer Marktdesignänderung auf den Terminmarkt und die Planungssicherheit. Ein Wechsel in ein zonales oder lokales Preissystem führt zu deutlichen Verteilungseffekten sowohl auf Konsumenten- als auch Produzentenseite im Falle von bereits getätigten Investitionen.

Die Vor- und Nachteile sind dabei komplexer Natur. Grundsätzliches Ziel möglicher Änderungen im Strommarktdesign ist es, die physikalischen Restriktionen des Übertragungsnetzes mit dem Kraftwerkeinsatz im Strommarkt besser abbilden zu können. Den erwarteten Effizienzgewinnen können Liquiditäts- und damit Finanzierungsrisiken und Marktmachtprobleme entgegenstehen, woraus wiederum Regulierungsanforderungen (Datentransparenz, Höchstpreise und andere) und Effizienzeinbußen

²¹ Details siehe https://consentec.de/app/uploads/2024/07/BK6-23-241_gutachten-1.pdf

²² https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/RedispatchBericht2021.pdf?__blob=publicationFile&v=1

erwachsen können. Trotz dieser Komplexität besteht aber Konsens zum grundsätzlichen Handlungsbedarf. So braucht die ambitionierte Energiewende mehr als die bestehenden Steuerungsmechanismen, denn fehlende lokale Signale führen zu steigende Redispatch-Kosten sowie zu Fehlanreizen für Dispatch und Investitionen, wie oben ausgeführt.

In der deutschen Diskussion wird dabei die Wirksamkeit zonaler und lokaler Preise auf die dynamische Effizienz (Investitionsanreize für Verbraucher, Erzeuger, Speicher einerseits und Investitionsanreize in den Netzausbau beziehungsweise die Engpassbeseitigung andererseits) mehrheitlich für gering erachtet. Im Fokus der Diskussion steht vor allem die Auswirkung zonaler und lokaler Preise auf die statische Effizienz des Marktes (Dispatch und Flexibilität/Verbrauchsverschiebung). Ein wesentlicher Diskussionspunkt ist dabei, ob auch ein marktbasierter Redispatch große verschiebbare Lasten, dezentrale Flex-Optionen und KWK-Anlagen integrieren kann oder inwiefern lokale Preise hierfür erhebliche Vorteile bieten.

Anders als in Deutschland wird in den USA der Fokus der Diskussion stärker auf die konkrete Ausnutzung der dynamischen Effizienz gelegt, insbesondere um den Netzanschluss von EE-Anlagen schneller durch lokale Koordination zu ermöglichen. Damit gehen aber auch schlechtere EE-Förderbedingungen beziehungsweise höhere Finanzierungskosten einher, da Investoren dort das Risiko von netzkapazitätsbedingter Abregelung selbst tragen müssen. Aufgrund dieser Erfahrungen sollten auch die Wirkungen einer Marktdesignänderung auf Investitionsanreize in Deutschland analysiert werden.

Nicht alle relevanten Fragen können mit dieser Studie in gleicher Tiefe adressiert werden. Sie konzentriert sich stattdessen auf folgende Aspekte, die wesentliche Aspekte von System- und Kosteneffizienz, Investitionsanreize, Marktsignale und Verteilungsfragen adressiert – auf Basis einer Reanalyse der vergangenen fünf Jahre, das heißt, die Studie basiert auf den empirischen Daten der Jahre 2019 bis 2023. Im Einzelnen werden die Auswirkungen von drei unterschiedlichen Gebotszonenkonfigurationen

(eine Zone, drei Zonen und ein lokales Preissystem, angenähert über die Betrachtung von 22 Hubs) untersucht auf:

- räumliche/zeitliche Muster der Börsenstrompreise und deren Anreize für Verbraucher, Erzeuger und Flexibilität (Kapitel 3.1 bis 3.3);
- Redispatch-Mengen und -kosten und marktlich abgeregelte Strommengen (Kapitel 3.4);
- strommarktgebietsüberschreitende Stromflüsse (Kapitel 3.5);
- Gesamtsystemkosten (Kapitel 3.6);
- Marktmacht (Kapitel 3.7) sowie
- (lokale) Investitionsanreize (Kapitel 3.8).

Die Auswahl der Datengrundlage, Analysemethodik und Schwerpunkte bringt mit sich, dass zu einigen Fragestellungen keine Schlussfolgerungen oder teilweise Schlussfolgerungen mit eingeschränkter Aussagekraft getroffen werden können. So bringt die Methodik der „Reanalyse“ von Daten aus der Vergangenheit mit sich, dass Rückwirkungen auf das Netz und den Kraftwerkspark der Zukunft nicht und auf dynamische Effizienz nur qualitativ untersucht werden konnten. Zugleich können nur eingeschränkte Aussagen abgeleitet werden zu Verteilungsfragen, wie der Wirkung auf Endverbraucherpreise nach Kundengruppe/Region. Die Frage zu Spielräumen für Kompensationsmaßnahmen wird allerdings adressiert. Nicht quantitativ analysiert wurden zudem mögliche Preiseffekte von erhöhter Marktkonzentration in kleineren Zonen oder lokaler Preise, unter Umständen veränderte *Hedging*-Kosten durch veränderte Liquidität im Terminmarkt sowie Transaktionskosten durch Einführung eines neuen Marktdesigns.²³

²³ https://consultations.entsoe.eu/markets/public-consultation-on-bidding-zone-review/user_uploads/240719_entso-e_market_liquidity_and_transaction_cost_report_vf_for_p-consultation.pdf, allerdings nicht mit eindeutigen Schlussfolgerungen.

2 Datenbasis und Modellierung

Ziel der vorliegenden Studie und des Online-Visualisierungstools *Lokales Agorameter* ist der direkte Vergleich verschiedener Strommarktdesigns hinsichtlich ihrer Verbrauchs- und Stromerzeugungssituationen. Die räumlich und zeitlich hochaufgelösten Strommarktdaten (historisch sowie quasi-live) ermöglichen eine hohe Aussagegenauigkeit. Sowohl ein Vergleich der Modell-Inputdaten (Handelskapazitäten, Verfügbarkeiten, Energiepreise) als auch der Modell-Marktergebnisse (Börsenstrompreise, Stromerzeugungsmengen und CO₂-Emissionen, Redispatch-Kosten und -Mengen) mit Ist-Werten ist möglich.

Damit ergänzen die vorliegende Studie und das Tool erstens Studien, die Marktdesignänderungen für zukünftige Szenariojahre analysieren und somit nicht auf empirischen Daten, sondern auf Annahmen basieren; wie etwa die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise oder die Verbreitung von Elektroautos. So gibt es beispielsweise einige Studien^{24, 25, 26}, die die Auswirkungen eines Zonensplits für das Jahr 2030 analysieren. Zweitens ermöglichen Studie und Tool im Gegensatz zu anderen Studien stundenscharfe Analysen des Stromversorgungssystems, das sich von Stunde zu Stunde sehr unterschiedlich gestalten kann und starken Schwankungen unterliegt.

2.1 Modellansatz

Das Modell arbeitet mit realen Daten für Deutschland und Europa in stündlicher Auflösung und räumlicher Regionalisierung aggregiert auf die Übertragungsnetz-knoten für die Jahre 2019 bis 2023, um die Auswirkungen von Marktdesignänderungen analysieren

zu können. In Abbildung 3 ist eine Übersicht über den Datenfluss im *Lokalen Agorameter* dargestellt. Wichtige verwendete Primärdaten werden auf der Transparenzplattform der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E öffentlich bereitgestellt. Die ENTSO-E-Daten umfassen Ist-Werte und kurzfristige Prognosen für Stromerzeugung, Stromnachfrage, Netzübertragungskapazitäten, Kraftwerksverfügbarkeiten, Stromimporte und Stromexporte. Das Fraunhofer IEE erstellt regionale Zeitreihen der Ist-Werte und Prognosen des Stromverbrauchs sowie der Windenergie- und Photovoltaik-Erzeugung in der räumlichen Auflösung von Postleitzahlen. Zur Modellierung der Wärmelast erstellt das Fraunhofer IEE außerdem räumlich hochaufgelöste Zeitreihen zu Temperaturen und Sonneneinstrahlung in Europa. Insgesamt wurden für die Studie und werden stündlich für den Live-Betrieb über 33.000 Zeitreihen als Eingangsdaten aufbereitet.

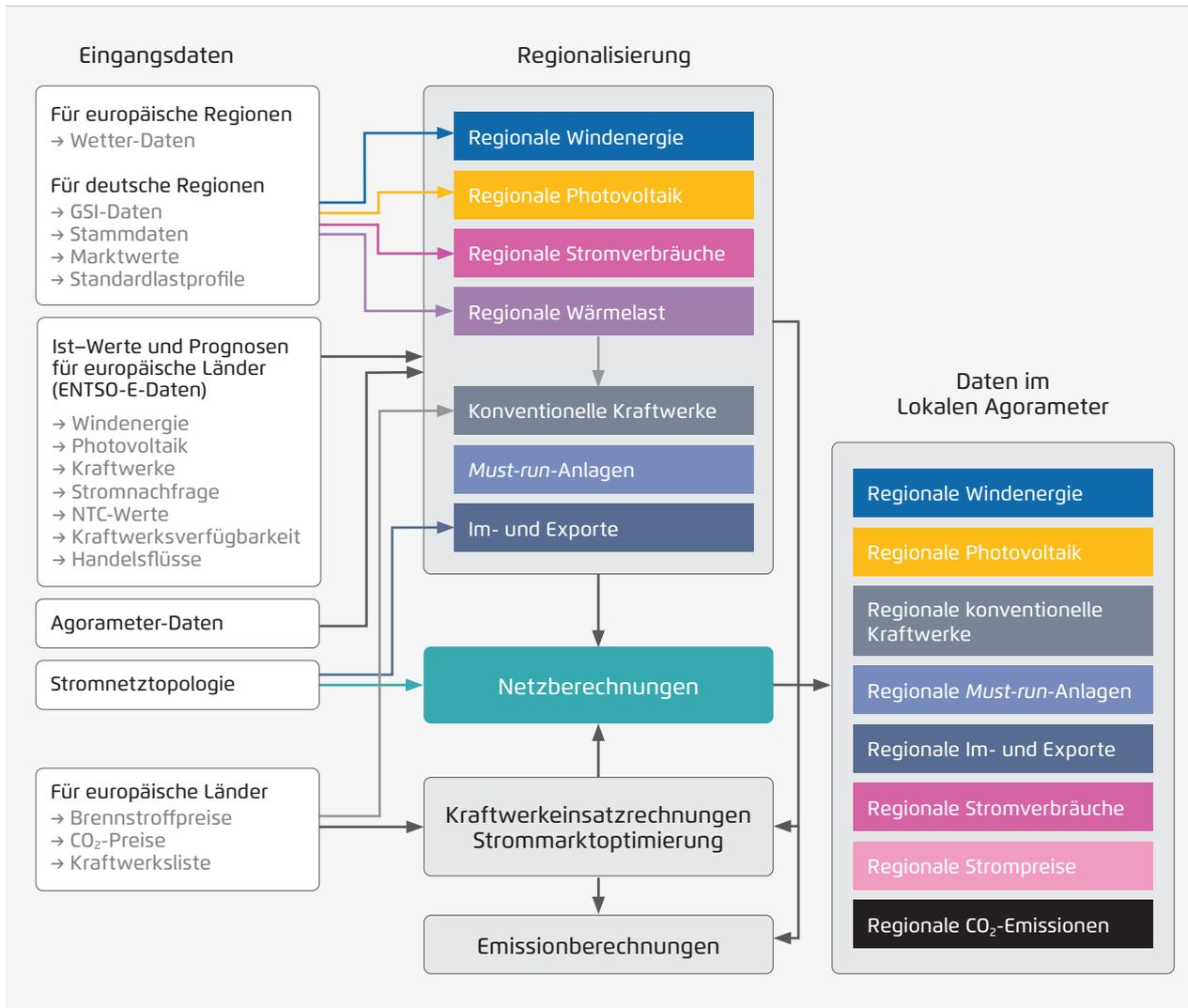
Die sektorübergreifende Einsatzplanung der Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen wird mit dem Strommarktmodell *SCOPE Electricity Market* (SCOPE EM) durchgeführt. Hierbei handelt es sich um ein Fundamentalmmodell zur Bestimmung des kostenminimalen Anlageneinsatzes von Stromerzeugungskapazitäten, flexiblen Lasten und Speichern. Um die Abläufe des Strommarktes zu modellieren, werden die Stunden des Jahres mittels rollierender Planung durchlaufen. Die Diskrepanz zwischen Preisbildung am *Day-Ahead*-Markt (Prognose zum Mittag des Vortrags) und der statistischen Ist-Einspeisung (ein halber bis eineinhalb Tage später) wird hierbei vereinfacht als eine Clearingpreis-Auktion auf Basis der Ist-Werte umgesetzt (in der Praxis als Abfolge von *Day-Ahead* und *Intraday*).

Das Übertragungsnetz-Modell des Fraunhofer IEE wurde auf Basis verfügbarer Netzkarten und Datentabellen der Übertragungsnetzbetreiber erstellt und um die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) verankerten Netzbaumaßnahmen erweitert. Die zunehmenden

24 Aurora 2023, <https://auroraer.com/insight/power-market-impact-of-splitting-the-german-bidding-zone/>
 25 Ariadne 2024, <https://ariadneprojekt.de/publikation/gebotszonteilung-auswirkungen-auf-den-marktwert-der-erneuerbaren-energien-im-jahr-2030/>
 26 Thema 2023, <https://thema.no/nyheter/price-impacts-of-a-german-bidding-zone-split-revealed/>

Datenfluss im Lokalen Agorameter

→ Abb. 3



Fraunhofer IEE (2024)

Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber in den Leistungsfluss, wie durch HTL und PST leitungs-scharf oder *Flow-Monitoring* pauschal, werden gemäß aktueller Verbreitung differenziert abgebildet. Das Netzmodell bestimmt dabei im ersten Schritt die *Flow-Based-Parameter* für das Strommarktmodell. Außerdem wird mit dem Netzmodell nachgelagert zur Strommarktmodellierung der notwendige Redispatch 2.0 für die verschiedenen Modellierungsvarianten ermittelt. Die Modellierung der Netzbetriebsführung erfolgt mit IEE.OPT.

Die Details der Modellierung sind im Anhang dargestellt.

2.2 Modellierungsvarianten

Für die Studie wurden erstens die bestehende, einheitliche deutsche Strompreiszone, zweitens drei Strompreis-zonen in Deutschland und drittens ein lokales Preissystem in Deutschland für die fünf Jahre vom 1. Januar 2019 bis zum 31. Dezember 2023 modelliert. Für das lokale Preissystem wird aus Gründen der Rechenfähigkeit und Darstellbarkeit der Ergebnisse das reale deutsche Übertragungsnetz (380 und 220 Kilovolt) von 456 Netzknoten auf 22 Hubs für den Handel aggregiert (immer unter Berücksichtigung der stündlichen Bilanzen aller Knoten in der Berechnung). Für die Festlegung der

Modellierungsvarianten für alle fünf Jahre von 2019 bis 2023

→ Tabelle 1

Variante	Eine Zone	Drei Zonen	Lokale Preise
Marktdesign: Anzahl an Strompreiszonen/Strom- preis-Hubs in Deutschland	1 Zone ohne Netzrestriktionen zu Luxemburg	3 Zonen ohne Netzrestriktionen zu Luxemburg	22 Hubs (Datenaggregation zur Preistransparenz und zentrale Handelsstelle im lokalen Preis- system für unterlagerte Bildung von Knotenpreise)
<i>Dispatch:</i> Ermittlung des Kraft- werkseinsatzes im europäischen Strommarkt	keine räumliche Steuerung im Dispatch	begrenzte räumliche Steuerung im Dispatch	netzkonformer Dispatch
	Wirkung auf bestehende Anlagen → bestehende (Gaskraftwerke und PSW) → EE-Anlagen → bestehender Verbrauch Wirkung auf neue Flexibilitätsoptionen → E-Pkw und E-WP → Großbatterien und PV-Batteriespeicher → Elektrolyse		
Redispatch: Ermittlung des Netzing- passmanagements in Deutschland	hoher Redispatch- Bedarf	geringerer Redispatch- Bedarf	kein Bedarf bzw. bei 22 + Lux. Hubs vernachlässigbar
	zuschalten/abschalten von Kondensations-KW, Pumpspeicher, große Batteriespeicher		

Fraunhofer IEE (2024)

22 Hubs wurden ein bestehender Entwurf zum Regionmodell der Übertragungsnetzbetreiber²⁷, heutige²⁸ und erwartete²⁹ Engpässe so abgeglichen, dass signifikante Engpässe nur noch zwischen den Hubs auftreten. Tabelle 1 unterscheidet die drei Varianten nach ihren Auswirkungen auf Dispatch und Redispatch. Redispatch ist in Europa fast ausschließlich eine nationale Aufgabe, in geringem Maße wird aber auch grenzüberschreitendes *Countertrading* genutzt (bislang insbesondere zwischen Deutschland und Dänemark). In der Modellierung wird jedoch von perfekter Voraussicht von Engpässen ausgegangen und *Countertrading* damit vernachlässigt. Redispatch-Berechnungen werden in der Modellierung nur für Deutschland und nachgelagert zur Modellierung des europäischen Stromhandels durchgeführt.

Luxemburg nimmt bei der Abbildung der Länder Europas in der Modellierung eine Sonderstellung ein, da Deutschland und Luxemburg derzeit eine Strompreiszone bilden. Deutschland und Luxemburg werden in der Modellierung als zwei Länder ohne

Netzrestriktionen im Handel abgebildet. Die vergleichenden Auswertungen der Modellierungsvarianten in Kapitel 1.2 bis 1.8 bilanzieren immer nur den deutschen Teil.

Die im Modell abgebildeten europäischen Länder werden hinsichtlich der Kraftwerkseinsatzberechnung unterschieden. Für Deutschland und seine direkten Anrainer wird der Kraftwerkseinsatz endogen optimiert, wodurch wesentliche Wechselwirkungen von geänderten deutschen Marktzuschnitten quantifiziert werden können. Die direkten Anrainer sind in Abbildung 4 als „PTDF-gekoppelt“ und „NTC-gekoppelt“³⁰ bezeichnet. Der Rest Europas wird zur Reduzierung des Rechenaufwands vereinfacht über die historischen Export- und Importflüsse der „Satellitenregionen“ (siehe Abbildung 4) modelliert. Dadurch werden Rückkopplungen von Marktdesignänderungen in Deutschland mit den Satellitenregionen vernachlässigt. Die Auswirkungen dieser Vernachlässigung werden jedoch als gering eingeschätzt.

27 „Regionenmodell“ des NEP 2035, Version 2021, 2. Entwurf

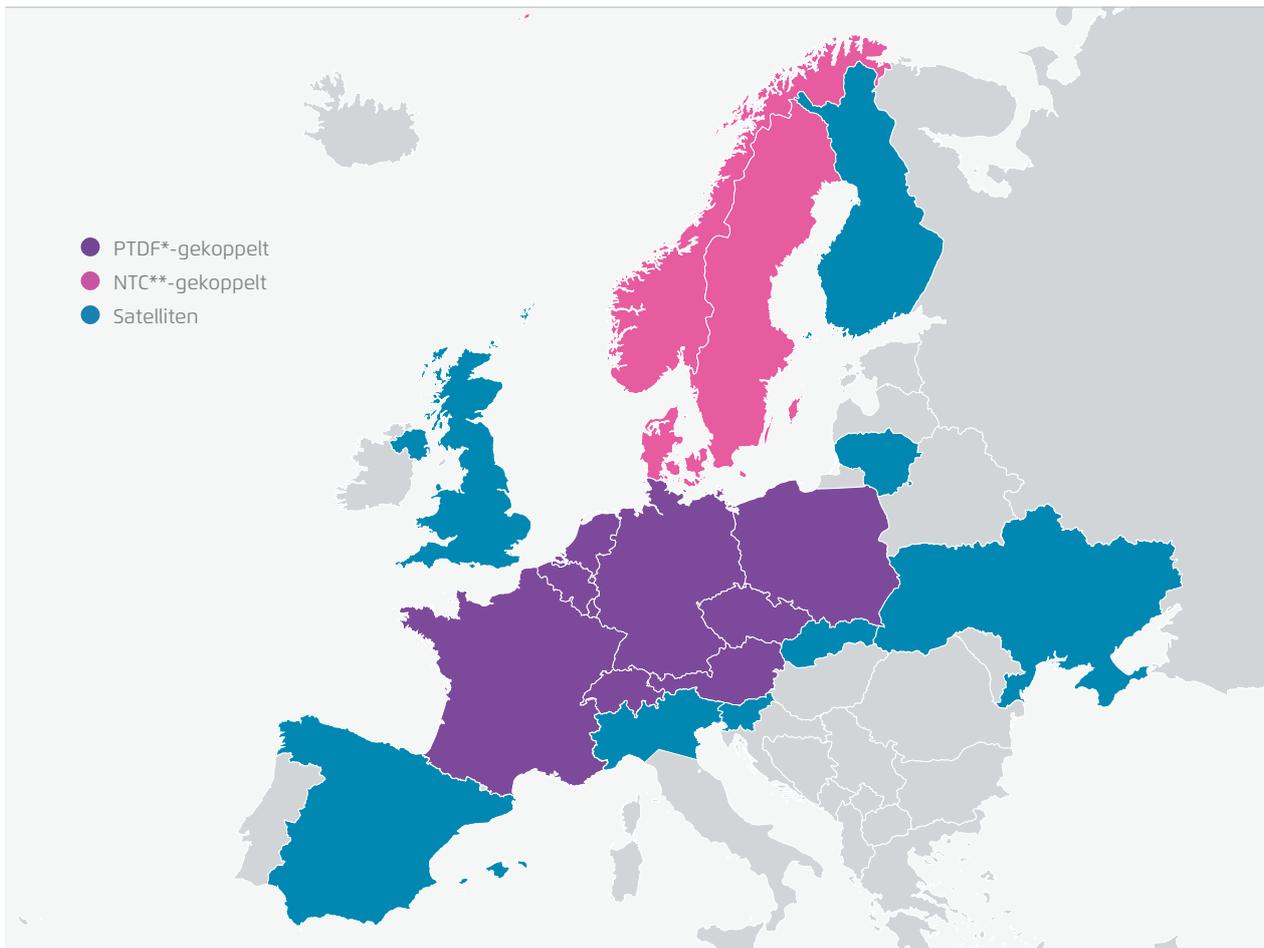
28 Engpässe 2021, BNetzA-Monitoringbericht

29 Ausblick 2025 Fraunhofer IEE 2022, Studie für VGB-Stiftung

30 Aufgrund der Vergleichbarkeit wird sowohl für die Schweiz als auch bereits ab 2019 für Österreich, Tschechien, Polen einheitlich mit PTDF statt NTC gerechnet (siehe Anhang "Modellierungsmethodik")

Berücksichtigung von Nachbarländern in der Modellierung

→ Abb. 4



Fraunhofer IEE (2024). *PTDF = Power Transfer Distribution Factor; **NTC = Net Transfer Capacity

Für die Festlegung der zonalen Variante wird exemplarisch auf die Aufteilung Deutschlands in die drei Strompreiszonen „3: DE3 (*Spectral P1*)“ aus dem *ACER-Bidding-Zone-Review-Prozess*³¹ zurückgegriffen (siehe Abbildung 5). Es ist zu beachten, dass die beiden nördlichen Zonen auch Offshore-Gebiete umfassen.

Die anderen ACER-Varianten zur Aufteilung Deutschlands in zwei, vier oder fünf Strompreiszonen sowie die alternative Aufteilung in drei Strompreiszonen „12: DE3 – Modified version of configuration 3 to align with Amprion's control area borders“

werden nicht berücksichtigt, ohne dass damit eine Wertung im Vergleich zu der ausgewählten Variante verbunden ist.

Die gewählte Drei-Zonen-Variante hat den Vorteil, dass sie gewissermaßen die Mitte der ACER-Vorschläge darstellt. Für die gewählte Drei-Zonen-Variante wird für die Jahre 2019 bis 2023 ein begrenzter Effekt auf den Redispatch-Bedarf erwartet. Dabei ist zu beachten, dass der kostenbasierte Redispatch zukünftig durch den stärkeren Fortschritt beim EE-Ausbau als beim Netzausbau auch in der Drei-Zonen-Variante im Hinblick auf das benötigte Redispatch-Volumen und die benötigte Redispatch-Leistung zunehmend an seine Grenzen stoßen wird (siehe Kapitel 1.2).

³¹ https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations%20-%20Annex%20I.pdf

Die 22 lokalen Preise beziehungsweise „Hubs eines Nodalsystems“ sind in Abbildung 5 gezeigt und von Norden nach Süden und von Westen nach Osten durchnummeriert. Die Hubs repräsentieren keine politisch abgrenzbaren Gebiete, die unter einem Hub zusammengefassten Netzknoten können daher in verschiedenen Städten und Bundesländern liegen. Zwecks intuitiver geografischer Zuordnung in den

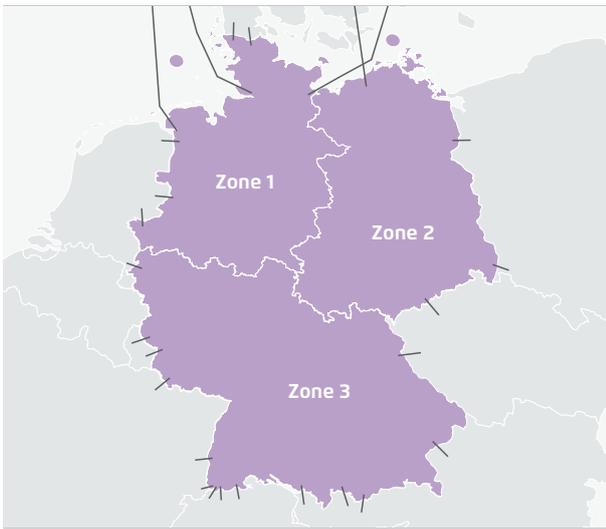
Diagrammen, Tabellen und Auswertungen dieser Studie und des Online-Tools *Lokales Agorameter* erfolgt eine Benennung anhand einer nahe gelegenen Landmarke. Eigenschaften der Hubs, wie zum Beispiel deren EE-Anteile oder mittlere Börsenstrompreise, sind im Anhang in Tabelle 12 angegeben.

Anders als bei einer Aufteilung in bis zu fünf Zonen ist bei einem lokalen Preissystem – und seiner Repräsentation als 22 Hubs in dieser Studie – davon auszugehen, dass Redispatch keine Rolle mehr spielt, da Engpässe bereits im Marktergebnis berücksichtigt sind. Vernachlässigt sind bei dieser Annahme die möglichen Redispatch-Bedarfe, die durch einheitliche Preiszonen in europäischen Nachbarländern entstehen, da diese mit ihren historisch korrekten großen Preiszonen im Modell abgebildet sind.

In allen drei untersuchten Varianten (eine Zone, drei Zonen, lokale Preise) werden die gegebenenfalls auf Verteilnetzebene notwendigen EE-Abregelungen – zum Beispiel wegen Engpässen im 110-Kilovolt-Netz – weder modelliert noch berücksichtigt.

Die drei angesetzten Modellierungsvarianten werden im Folgenden hinsichtlich des Marktergebnisses für Deutschland in den fünf historischen Jahre 2019 bis

Drei-Zonen-Konfiguration → Abb. 5



Fraunhofer IEE (2024). Anmerkung: Zonengrenzen gemäß ACER (2022)

Übersicht der 22 modellierten lokalen Preis-Hubs

→ Abb. 6



- | | |
|--------------------------------|-------------------------------------|
| 1 Nord-Ostsee NOS | 12 Ruhr-Ost RHO |
| 2 Nordsee-West NSW | 13 Hessisches Bergland . . HBG |
| 3 Nordsee-Ost NSO | 14 Thüringer Wald THW |
| 4 Ostsee OSS | 15 Elbsandstein ESS |
| 5 Westfalen WSF | 16 Eifel, Saar, Pfalz ESP |
| 6 Hildesheimer Börde . . . HLD | 17 Rhein-Main-Gebiet RMG |
| 7 (Mittel-)Elbe ELB | 18 Neckar(mündung) NCK |
| 8 Havel HVL | 19 Oberfranken OFN |
| 9 Spree SPR | 20 Bodensee BDS |
| 10 Ruhr-West RHW | 21 Altmühl ALT |
| 11 Sauerland SRL | 22 Chiemsee CHI |

Fraunhofer IEE (2024)

2023 ausgewertet. Dabei repräsentiert das Jahr 2019 die „alte Welt“ mit moderaten CO₂-Preisen, EE-Ausbau und Engpässen. Das Jahr 2023 repräsentiert dagegen eher das „neue Normal“. Das Jahr 2020 stellt ein Extrem mit sehr niedrigen Gaspreisen und niedriger Stromnachfrage dar. Die Jahre 2021 und 2022 sind dagegen extrem in Hinblick auf sehr hohe Gaspreise. Zur Gegenüberstellung der modellierten

Ergebnisse sind in Tabelle 2 wesentliche historische Kennziffern des deutschen Strommarkts aus den Jahren 2019 bis 2023 wiedergegeben.

Im folgenden Kapitel werden Ergebnisse der Modellierung gezeigt, während eine detaillierte Beschreibung der Modellierungsmethoden und insbesondere der Strommarktmodellierung im Anhang gegeben ist.

Auswertung realer historischer Strommarktdaten für Deutschland

→ Tabelle 2

	2019	2020	2021	2022	2023
Mittlerer CO ₂ -Preis [EUR/t]	25	25	53	81	83
Mittlerer Gaspreis [EUR/MWh]	14	9	47	124	41
Jahres-Netto-Stromverbrauch inkl. Netzverluste [TWh]	537	519	531	515	498
Mittlerer EE-Anteil an der Stromerzeugung [%]	41	43	39	44	53
Mittlerer <i>Day-Ahead</i> -Preis [EUR/MWh]	38	30	97	235	95
Mittlerer Emissionsfaktor [gCO ₂ /kWh]	296	265	326	356	275
Mittlerer Preis-Spread 12 h dynamisch täglich [EUR/MWh]*	14	15	39	93	44
EE-Abregelung wegen Engpässen des ÜNB [TWh]	5	5	4	6	8
Redispatch wegen Engpässen des ÜNB ohne <i>Countertrading</i> [TWh]	11	12	13	22	28
Importsaldo [TWh]	-33	-49	-58	-41	1
Jahres-Engpassrente der ÜNB zum Ausland [Mio. EUR]	322	193	612	1.536	644

Fraunhofer IEE (2024). *Mittelwert der zwölf teuersten und zwölf billigsten Stunden eines jeden Tages (Weiterentwicklung der heutigen statischen Peak-/Off-Peak-Terminmarktpreise)

3 Ergebnisse: Preise, Kosten und Systembetrieb mit einer Preiszone, drei Zonen und lokalen Strompreisen

3.1 Räumliche/zeitliche Muster der Börsenstrompreise

In diesem Kapitel werden die modellierten Strompreise des oben beschriebenen zonalen und lokalen Strommarktdesigns ausgewertet und den Strompreisen der heutigen deutsch-luxemburgischen Zone gegenübergestellt. Für die Gegenüberstellung werden grundsätzlich die modellierten und nicht die tatsächlichen historischen Strompreise der bestehenden Gebotszone verwendet, um beim Vergleich die Ungenauigkeiten der Modellierung des Status quo nicht einzubeziehen. Eine Gegenüberstellung der tatsächlichen und modellierten Strompreise der aktuellen deutsch-luxemburgischen Gebotszone erfolgt im Anhang.

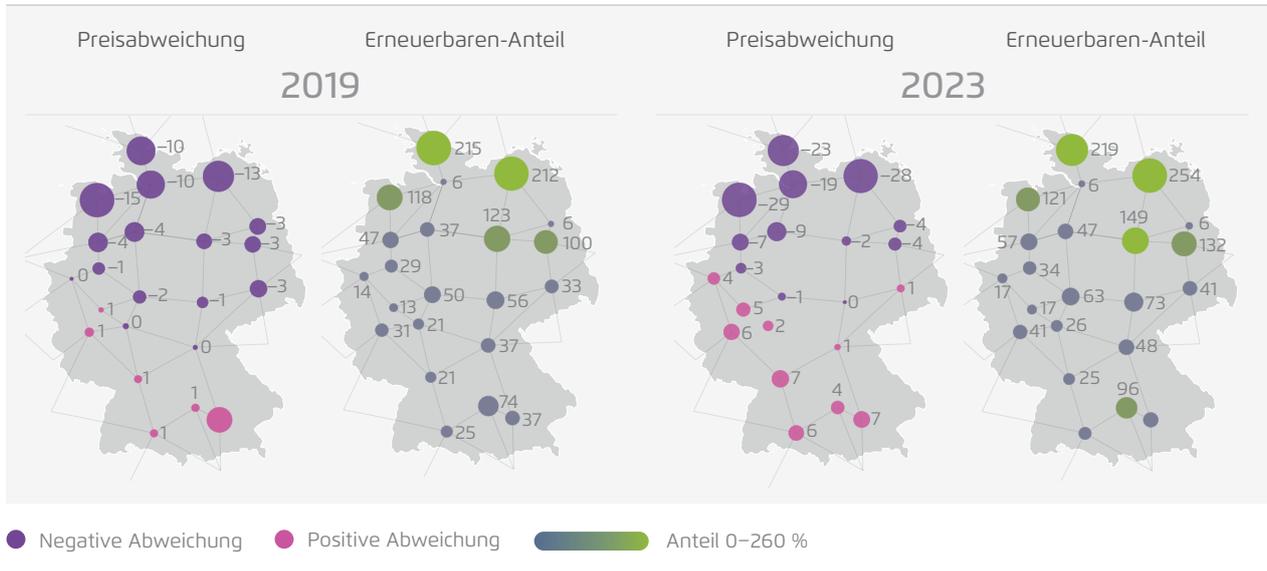
Es werden ausschließlich die Strompreise an den modellierten (*Day-Ahead*-)Strommärkten betrachtet (Börsenstrompreise), welche heute für Endkund:innen in der Regel weniger als ein Drittel des Preises ausmachen. Für Haushalte, Gewerbe- oder Industriebetriebe entfallen in der Regel mehr als zwei Drittel der Stromkosten auf Abgaben, Umlagen, Steuern und Netzentgelte. Diese Komponenten des Verbrauchstrompreises würden sich durch eine Umstellung auf ein zonales oder lokales Strompreissystem nicht oder nur geringfügig ändern. Mögliche Änderungen der Netzentgelte aufgrund veränderter Engpassrenten und Redispatch-Kosten werden in Kapitel 3.4.3 behandelt. Die Methodik zur Modellierung negativer Strompreise ist in Kapitel „Strompreise“ im Anhang zu finden. Die folgenden Auswertungen werden durch weitere Ergebnistabellen und -abbildungen im Anhang ergänzt.

3.1.1 Räumliche Auswertung der Strompreise und Strompreisdifferenzen

Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen den mittleren Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch je Hub beziehungsweise Zone sowie die Abweichungen der mittleren lokalen beziehungsweise zonalen Börsenstrompreise vom mittleren Börsenstrompreis der heutigen deutsch-luxemburgischen Strompreiszone der Jahre 2019 und 2023. Die Abweichungen vom mittleren Börsenstrompreis mit einer Preiszone sind zentrale Kenngrößen für die weitere Bewertung des Strompreiszonenplittings beziehungsweise lokaler Preise. Denn es entstehen unterschiedliche Auswirkungen auf die Akteure im Strommarkt, welche im Folgenden (Kapitel 3.2.) detailliert analysiert werden.

In Abbildung 7 ist ersichtlich, dass sich für Hubs im nördlichen Teil Deutschlands im Mittel geringere Strompreise als in der heutigen einheitlichen Preiszone einstellen, während die Hub-Preise für den südlichen Teil Deutschlands im Mittel etwas höher ausfallen. Diese Preisunterschiede der Jahresmittelwerte liegen bis zu 29 Prozent unter und bis zu 8 Prozent über dem Preisniveau in der einheitlichen Strompreiszone. Es besteht ein – wenn auch nicht eindeutiger – Zusammenhang von mittleren Börsenstrompreisen und mittleren Anteilen Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch: Ist der Erneuerbaren-Anteil hoch, fallen die lokalen Strompreise tendenziell niedriger aus. Der umgekehrte Zusammenhang trifft tendenziell ebenfalls zu. Allerdings ist aus den mittleren Anteilen Erneuerbarer Energien nicht direkt auf die mittleren Strompreise zu schließen; es gibt schlichtweg zu viele Einflussgrößen auf die sich einstellenden Börsenstrompreise. Hierzu zählt insbesondere die Auslastung des Stromnetzes zwischen den Hubs. Insofern stellen die lokalen Abweichungen vom Börsenstrompreis mit einer Strompreiszone auch einen Dringlichkeitsmesser für

Modellierte Preisabweichung in Prozent von der einheitlichen Zone und Erneuerbaren-Anteil am Stromverbrauch in den 22 lokalen Preis-Hubs 2019 und 2023 → Abb. 7

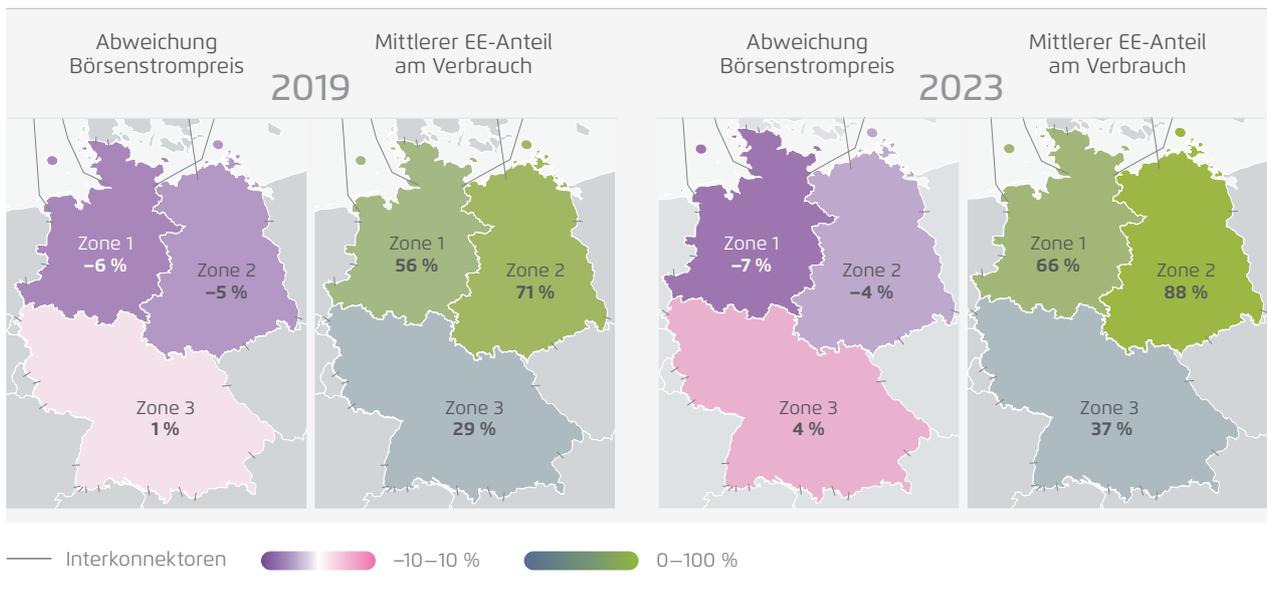


Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

den Netzausbau dar. Hubs mit großen Abweichungen sind überdurchschnittlich oft durch Netzengpässe vom restlichen Stromversorgungssystem Deutschlands „abgetrennt“.

Abbildung 8 zeigt die entsprechenden Ergebnisse für die zonale Variante. Auch hier ergeben sich im Mittel niedrigere Jahresmittelwerte der Börsenstrompreise für die zwei nördlichen Zonen (bis zu 7 Prozent

Preisabweichung von der einheitlichen Zone und Erneuerbaren-Anteil am Stromverbrauch in den drei Zonen → Abb. 8



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

niedriger und 14 Prozent niedriger unter Berücksichtigung von 2022), während die südliche Zone um bis zu 5 Prozent höhere mittlere Börsenstrompreise im Vergleich zu den Preisen bei einer Zone aufweist. Der Zusammenhang zwischen mittlerem Anteil Erneuerbarer Energien je Zone und mittlerem zonalen Börsenstrompreis ist hier weniger eindeutig als für die Hubs. So hat die östliche Zone 2 zwar im Mittel einen höheren Anteil Erneuerbarer Energien als die nördliche Zone 1, ihre Börsenstrompreise fallen im Mittel aber nicht niedriger aus. Auch für die zonale Aufteilung gilt, dass neben den Anteilen Erneuerbarer Energien weitere Faktoren wie die Auslastung des Stromnetzes zwischen den Zonen und der Handel mit dem Ausland sowie die Kosten für den Einsatz von konventionellen Kraftwerken den sich einstellenden zonalen Börsenstrompreis beeinflussen.

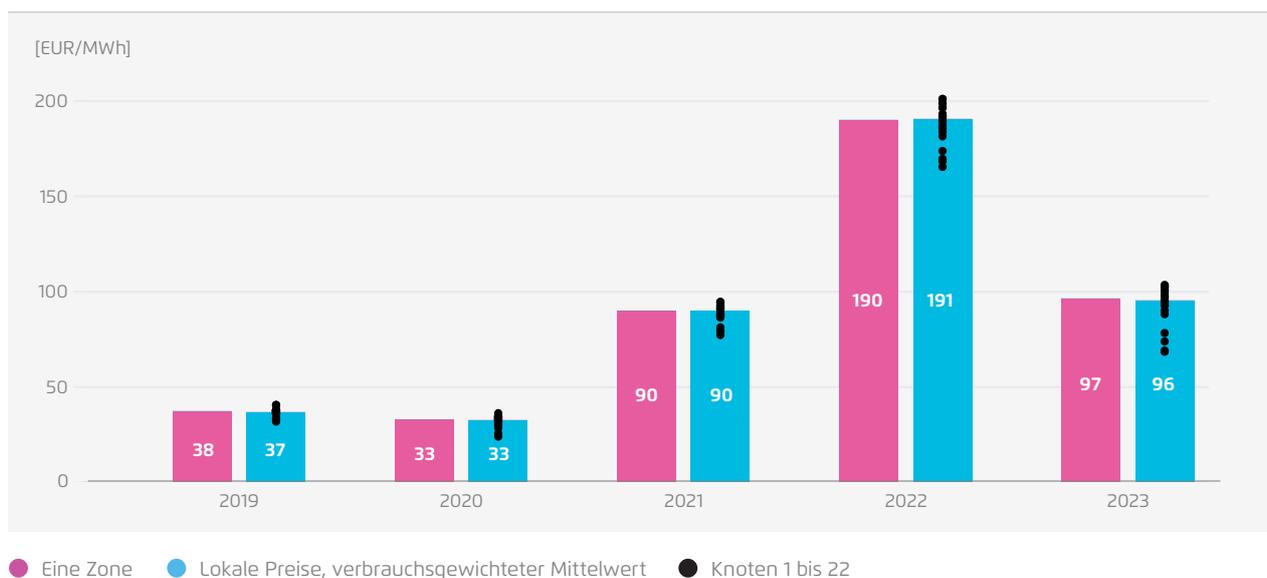
In Ergänzung zu Abbildung 7 werden in Abbildung 9 der verbrauchsgewichtete Mittelwert aller 22 lokalen Börsenstrompreise dem Strompreis in der einheitlichen Zone gegenübergestellt. Dabei werden zusätzlich die Jahresmittelwerte der 22 Hub-Strompreise als Punkte dargestellt.

Abbildung 9 zeigt, dass im Mittel die Strompreise für die Verbraucher durch Umstellung von einer Zone auf lokale Preise auf gleichem Niveau bleiben würden, auch wenn das lokale Minimum und Maximum deutlich davon abweichen können – mit einer über die Jahre zunehmenden Streuung. Während in Abbildung 7 der Eindruck einer insgesamt preis-senkenden Wirkung des lokalen Strompreissystems entsteht, fließen die verbrauchsstarken Hubs im Süden Deutschlands bei der Gewichtung stärker in die Mittelwertbildung ein. Es ist zu beachten, dass hier zunächst nur die Börsenstrompreise betrachtet werden, also weitere Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit, wie Redispatch-Kosten oder Engpasserlöse, nicht eingeschlossen sind. Eine Betrachtung der Gesamtsystemkosten erfolgt in Kapitel 3.5.

Dass eine Vielzahl von Einflussgrößen den Börsenstrompreis bestimmen, wird in Abbildung 10 deutlich. Hier sind die Anteile Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch und die Börsenstrompreise für drei ausgewählten Stunden des Jahres 2023 für das lokale Preissystem farblich dargestellt. Zudem wird in den

Modellierte Börsenstrompreise in den lokalen Preis-Hubs im Vergleich zur einheitlichen Zone

→ Abb. 9



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

Börsenstrompreis-Darstellungen auch die Auslastung der Transportkapazitäten zwischen den Hubs und zum Ausland angegeben:

- Die erste ausgewählte Stunde zeigt die in vielen Stunden des Jahres vorliegende Situation gleicher lokaler Strompreise in ganz Deutschland. Die Transportkapazitäten zwischen den Hubs sind in diesen Stunden zum Beispiel nicht vollständig ausgelastet und reichen für eine einheitliche Börsenstrompreisbildung in ganz Deutschland aus.
- Das zweite, ebenfalls für eine Vielzahl von Stunden des Jahres repräsentative Beispiel zeigt eine Stunde mit hohen Erneuerbaren-Anteilen in den nördlichen Hubs sowie punktuell stark genutzte und teils voll ausgelasteten Transportkapazitäten. In derartigen Stunden stellen sich im Norden niedrigere Börsenstrompreise als im Süden ein.
- Die dritte dargestellte Situation tritt im Laufe des Jahres seltener auf. Hier stellen sich im Süden niedrigere Börsenstrompreise als im Norden ein, was wiederum auf den Nutzungsgrad der Transportkapazitäten, dem Strombezug aus dem Ausland und die Kosten der Stromerzeugung in den Hubs zurückzuführen ist.

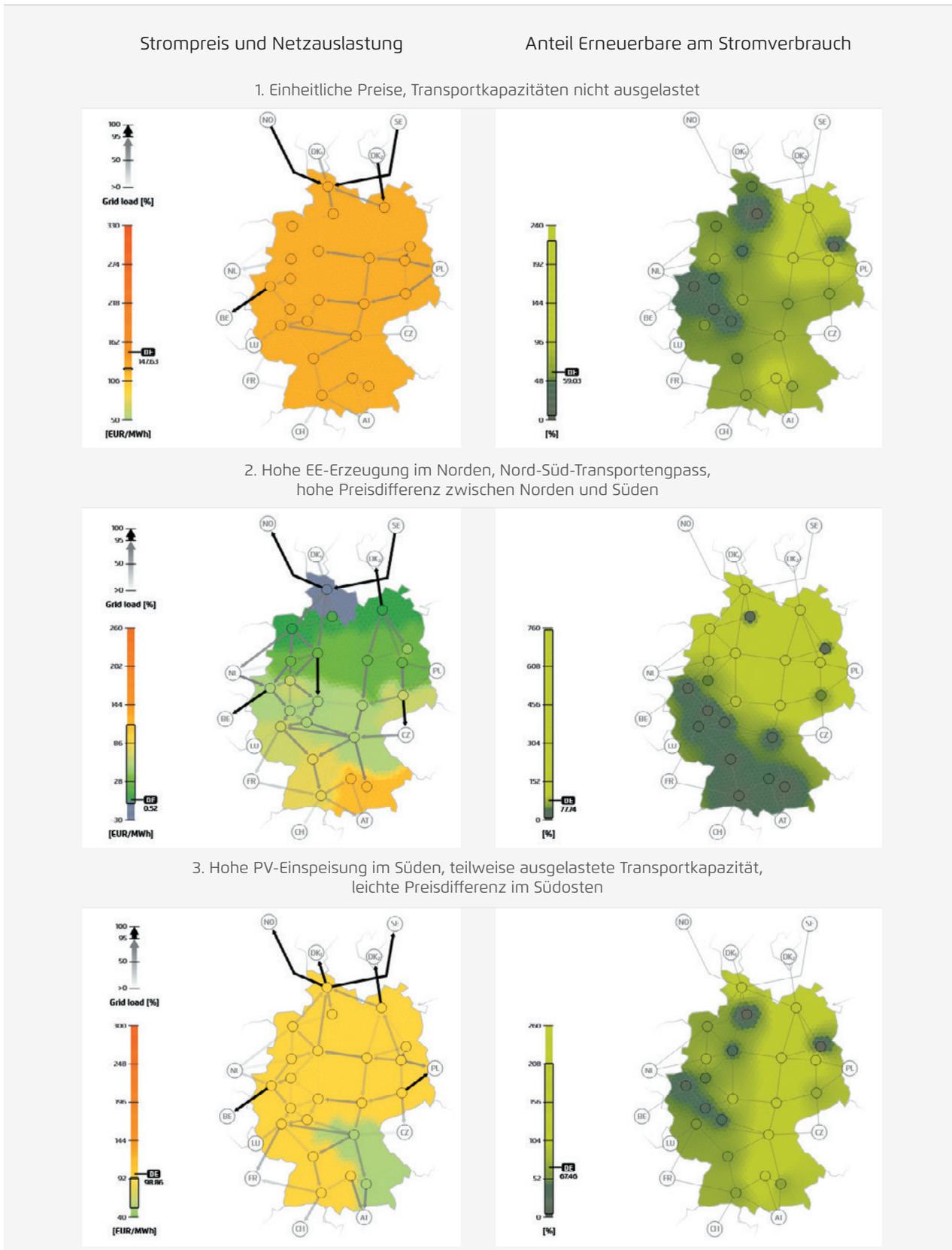
Abbildung 10 zeigt, dass sich je nach Wetter, Erzeugung, Last sowie Im- und Exportsaldo unterschiedliche Zonen gleicher lokaler Hub-Preise ergeben. Wenn die lokalen Hub-Preise in einer Region oft gleich sind, ist das ein Indikator dafür, dass sich diese Region als Preiszone gut eignen würde. Denn die Abwesenheit von Netzengpässen zwischen Hubs spiegelt sich in gleichen Preisen der Hubs wider. Die Ähnlichkeit der Hubpreise liefert daher einen Indikator für die Güte von Preiszonenkongfigurationen. Abbildung 11 zeigt die Ähnlichkeit von lokalen Börsenstrompreisen innerhalb verschiedener Preiszonenzuschnitte. Eine genaue Bewertung und gegebenenfalls auch Erweiterung dieses Indikators wird im Folgenden nicht vorgenommen, er eignet sich aber für weiterführende Analysen. Hintergrund für den angesetzten Indikator ist der oben genannte Zusammenhang zwischen verfügbaren Stromtransportkapazitäten und lokalen Börsenstrompreisen. Falls die Stromtransportkapazitäten zwischen zwei Hubs nicht überlastet sind, stellt sich für beide Hubs

ein ähnlicher oder gleicher Börsenstrompreis ein. Für die Berechnung des Indikators sind die 22 Hubs zu unterschiedlichen Konfigurationen von Preiszonen zusammengefasst. Für diese Zonen wurde berechnet, wie oft die Hub-Preise innerhalb einer Zone konvergieren, das heißt untereinander sehr ähnlich sind. Als Konvergenzkriterium wurde hier eine Abweichung der Hub-Preise von bis zu plus/minus ein Euro pro Megawattstunde vom jeweiligen Mittelwert der Hubs je Zone festgelegt. Die Auswertung erfolgt für jede Stunde. Die in Abbildung 11 gezeigte Prozentzahl gibt an, wie oft die Hubpreise innerhalb einer Preisspanne von plus/minus ein Euro pro Megawattstunde um den Mittelwert der Gruppierung liegen. Für die Gruppierungen wurde auf die ACER-Varianten für eine, zwei, drei und fünf Strompreiszonen Strompreiszonen innerhalb Deutschlands zurückgegriffen. Ein hoher Prozentsatz gibt an, dass sich die lokalen Börsenstrompreise innerhalb der Zone nur selten mehr als die angesetzten zu plus/minus ein Euro pro Megawattstunde voneinander unterscheiden. Dies weist auf einen Zonenzuschnitt hin, der für ein zonales Strompreissystem geeignet ist. Der umgekehrte Fall von niedrigen Prozentsätzen (also wenig Stunden, in denen die Hub-Börsenstrompreise innerhalb der Preisspanne um den Mittelwert der Gruppierung liegen) lässt auf einen zu großen Zonenzuschnitt schließen. Die Hub-Preise innerhalb der Zone weichen hier häufiger voneinander ab, was für eine Verkleinerung des Zonenzuschnitts spricht.

Die Konfiguration mit zwei Preiszonen weist relativ niedrige Prozentsätze von 20 Prozent und 29 Prozent für das Jahr 2023 auf (Abbildung 11 links). Das spricht beispielsweise dafür, dass innerhalb dieser Zonen weiterhin erhebliche Netzengpässe auftreten und die Preise an den Hubs mit unterschiedlichem Erzeugungs- und Verbrauchscharakteristiken sich innerhalb der Zonen nur selten untereinander angleichen. Die auch in Abbildung 11 gezeigten Zonenaufteilungen mit bis zu fünf Gebotszonen zeigen deutlich, dass die Zeitanteile mit konvergierenden Hub-Preisen umso höher ausfallen, je kleiner die Zonen zur Gruppierung der Hubs sind. Die nördlichste Zone in der Fünf-Zonen-Variante zeigt durch die engere Strommarktanbindung an Skandinavien und der Dominanz von Windkraft deutlich homogenere Hub-Preise als

Lokale Strompreise und Auslastung der Transportkapazitäten in drei unterschiedlichen Stunden 2023

→ Abb. 10



Lokales Agorameter (2024). Anmerkung: Situation 1: 04.04.2023, 09:00 Uhr; Situation 2: 06.10.23, 23:00 Uhr; Situation 3: 23.08.23, 13:00 Uhr

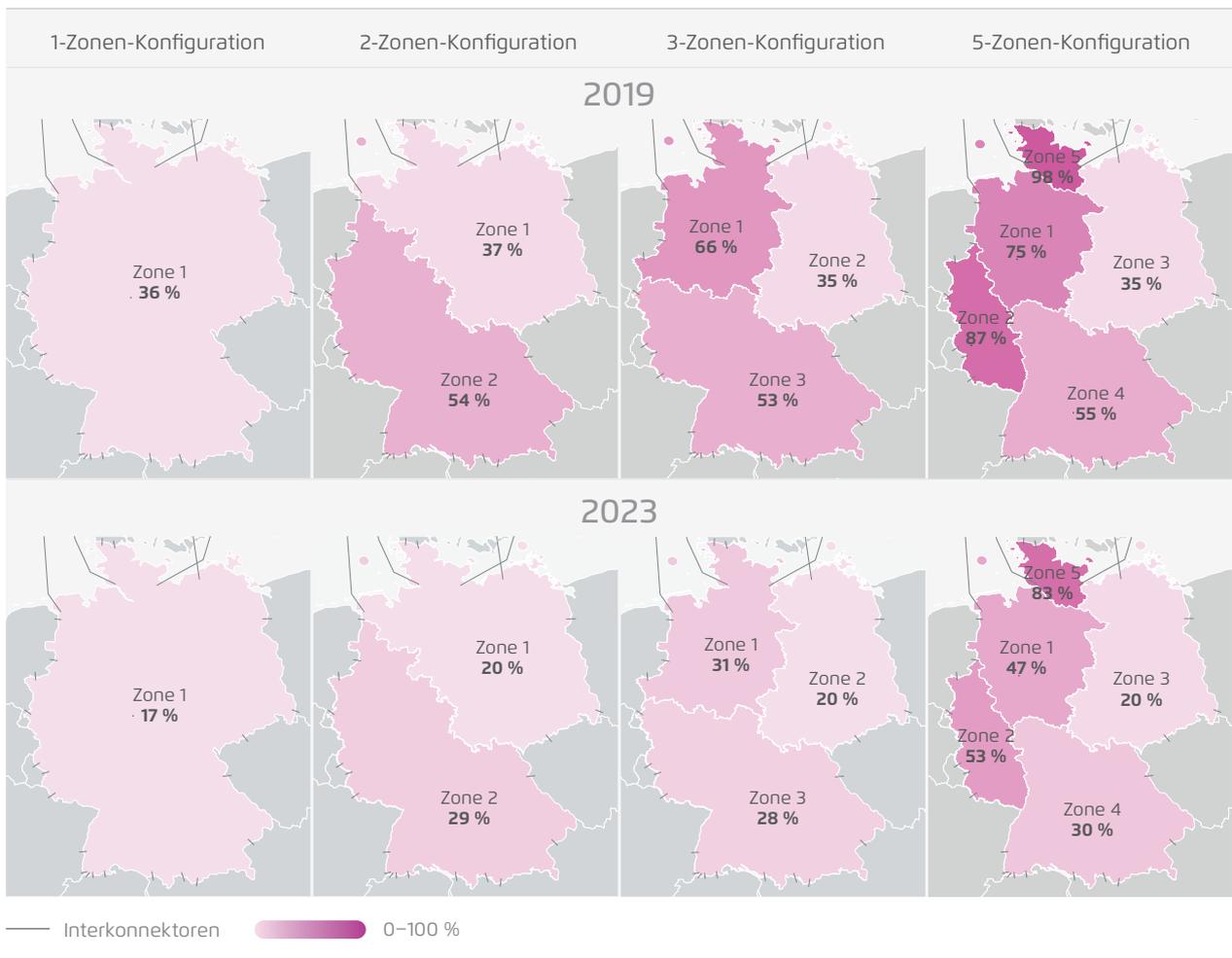
alle anderen Zonen und sticht dadurch heraus. In der Fünf-Zonen-Aufteilung wird zudem deutlich, dass die süddeutsche und die ostdeutsche Zone zu heterogen und damit zu groß bleibt: Die Preise konvergieren 2023 nur in 20 Prozent beziehungsweise 30 Prozent der Zeit, im Rest des Jahres treten Netzengpässe innerhalb dieser Zonen auf. Der Vergleich der unterschiedlichen Jahre zeigt, dass die lokalen Börsenstrompreise im Jahr 2023 deutlich seltener in den definierten Zonen konvergieren als im Jahr

2019. Hier wird der zunehmende EE-Ausbau bei zu langsamem Netzausbau und daraus resultierenden häufigeren Netzengpässen deutlich.

Eine vergleichbare Auswertung der Ähnlichkeit der lokalen Börsenstrompreise ist in Abbildung 35 im Anhang gegeben, allerdings mit dem Unterschied, dass hier alle 22 Hubs miteinander in Matrixform verglichen werden.

Strompreiskonvergenz: Anteil der Stunden im Jahr, in denen die Preise der modellierten Hubs innerhalb einer Zone bis auf +/-1 EUR pro MWh übereinstimmen

→ Abb. 11



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

3.1.2 Zeitliche Auswertung der Strompreise und Strompreisdifferenzen

Die bisher vorgenommenen räumlichen Analysen werden im Folgenden um Auswertungen des zeitlichen Verlaufs der Börsenstrompreise ergänzt.

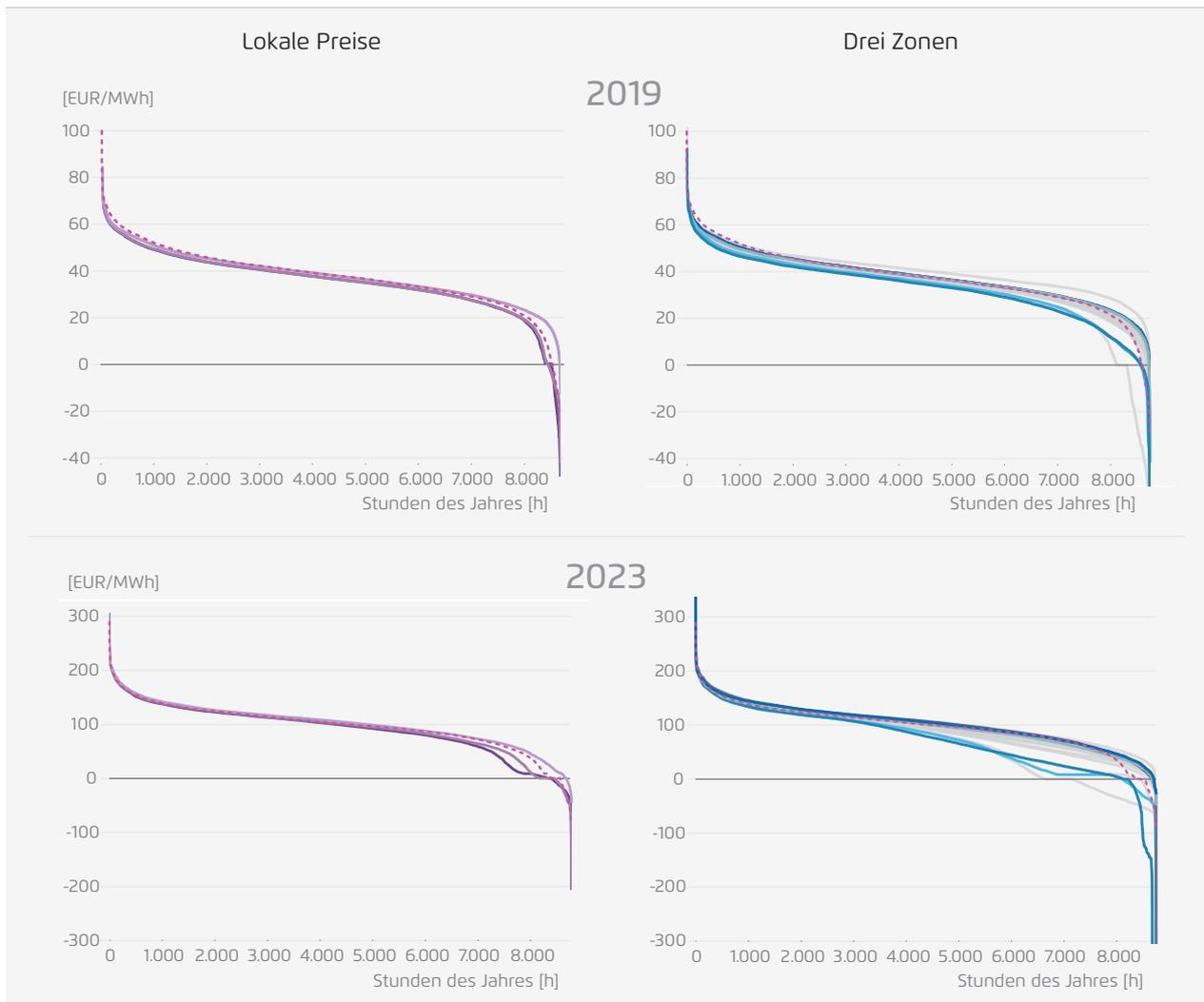
Abbildung 12 zeigt die Jahresdauerlinien der modellierten lokalen und der zonalen Börsenstrompreise. Hervorgehoben sind Hubs, die ein besonders

auffälliges Verhalten mit Fokus auf 2023 haben (siehe Abbildung 6):

- Hub 1 (Nord-Ost-See) und Hub 4 (Ostsee) weisen neben anderen Hubs ein niedriges Preisniveau auf und gleichzeitig häufig niedrige Preis-Spreads innerhalb eines Tages.
- Hub 19 (Oberfranken) dient als Maß für das mittlere Verhalten der übrigen Hubs sowohl hinsichtlich Preisniveau und Preis-Spread.

Jahresdauerlinien der Börsenstrompreise in den drei Zonen und in ausgewählten lokalen Preis-Hubs

→ Abb. 12



- Eine Zone — Zone 1 — Zone 2 — Zone 3
- 20. Bodensee — 16. Eifel, Saar, Pfalz — 19. Oberfranken — 1. Nord-Ost-See — 4. Ostsee

Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

- Hub 16 (Eifel, Saar, Pfalz) weist ein hohes Preisniveau auf und häufig Stunden mit hohen Preis-Spreads.
- Hub 20 (Bodensee) weist ein hohes Preisniveau auf, aber häufig Stunden mit niedrigen Preis-Spreads.

An den Jahresdauerlinien lassen sich die Anzahl an Stunden mit negativen Börsenstrompreisen und der niedrigste Börsenstrompreis des jeweiligen Jahres nur ungefähr ablesen. Die genauen Werte sind Tabelle 13 und 14 im Anhang gegeben.

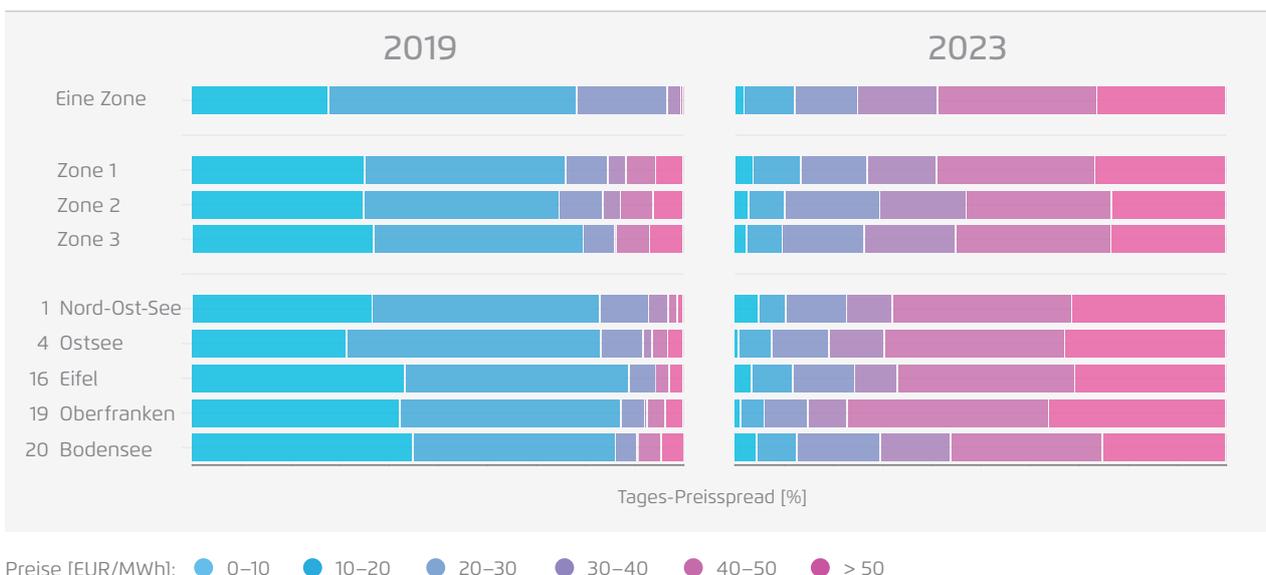
Für beide gezeigten Jahre wird deutlich, dass die Unterschiede zwischen dem Börsenstrompreis mit einer Preiszone und den einzelnen Preisen in drei Zonen im Falle der simulierten ACER-Strompreiszonenteilung gering sind. Im Gegensatz dazu ist die Charakteristik der Strompreise zwischen den einzelnen Hubs im lokalen System deutlich heterogener. Anzumerken ist, dass das Strompreisniveau im Jahr 2023 generell deutlich höher ist, was den direkten Vergleich zwischen den dargestellten Jahren 2019 und 2023 erschwert.

Die Jahresdauerlinien enthalten aufgrund ihrer Sortierung keine Information über die zeitliche Abfolge der Börsenstrompreise. Im Gegensatz hierzu bietet Abbildung 13 eine Übersicht zu den Preisunterschieden im Laufe eines Tages. Dargestellt sind Häufigkeitsverteilungen von Börsenstrompreisspreads, welche als die mittlere Differenz der „billigsten“ und der „teuersten“ zwölf Stunden eines jeden Tages errechnet wurden. Das ermöglicht einerseits eine Einschätzung zum Flexibilitätsbedarf und andererseits zu den Investitionsanreizen aus einer Änderung des Marktdesigns für zukünftig benötigte Flexibilitäten.

Durch den Vergleich der Jahre 2019 und 2023 wird die deutliche Zunahme von Preis-Spreads über 30 Euro pro Megawattstunde und die Abnahme von Preis-Spreads unter 5 Euro pro Megawattstunde im Jahr 2023 deutlich. Dies ist vornehmlich dem im Jahr 2023 deutlich höheren Anteil der Erneuerbaren Energien zuzuschreiben; das absolut im Jahr 2023 höhere Preisniveau aufgrund höherer Brennstoffpreise spielt hier aber auch eine Rolle.

Häufigkeit großer und kleiner Preisspreads 2019 und 2023

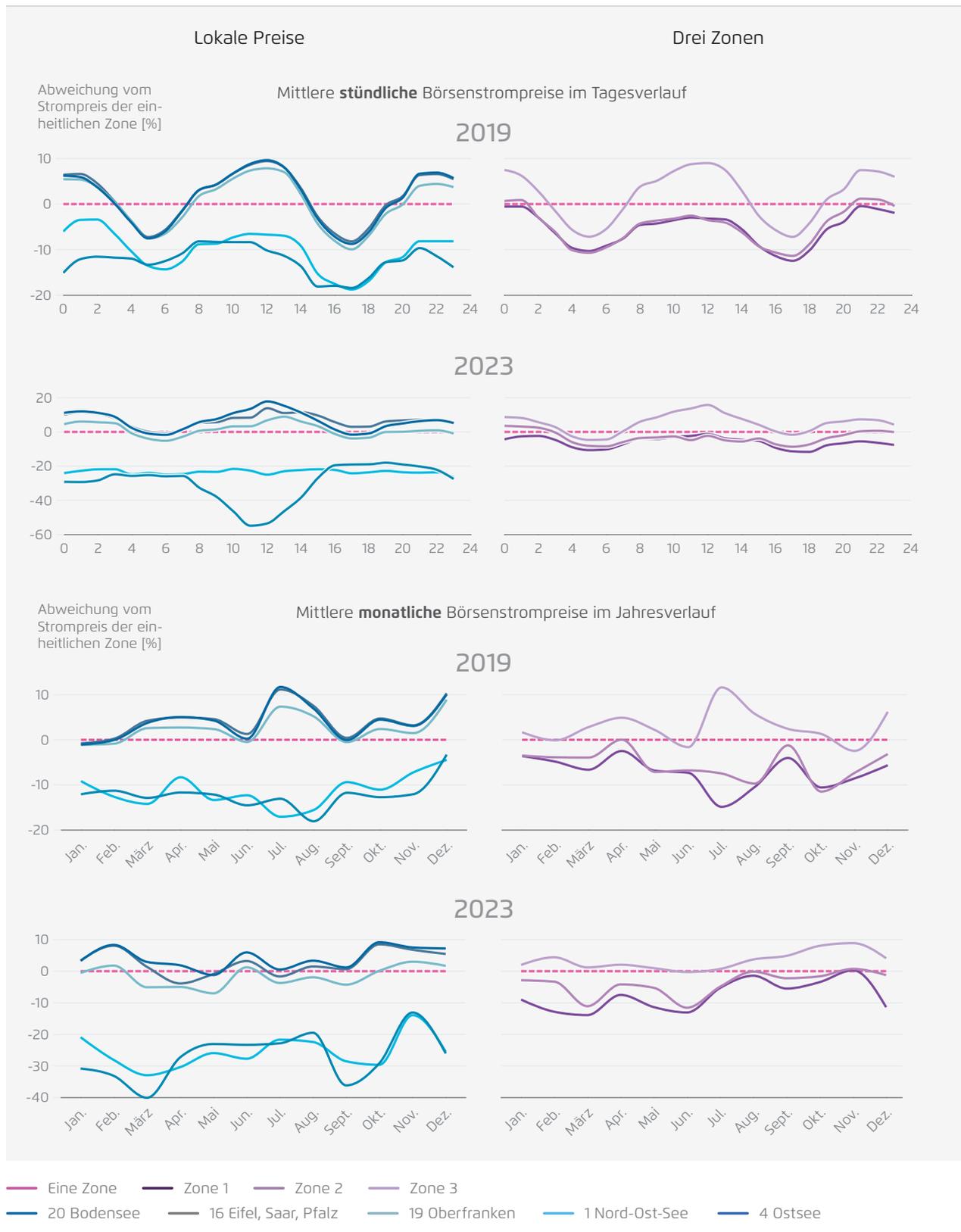
→ Abb. 13



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

Tagesverlauf des durchschnittlichen Börsenstrompreises

→ Abb. 14



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

In Hinblick auf die Preis-Spreads innerhalb eines Tages wird deutlich, dass hohe Preis-Spreads in der einheitlichen Zone besonders häufig auftreten. Eine zonale Aufteilung vermindert die Häufigkeit hoher Preis-Spreads moderat. Lokale Preise wirken lokal sehr unterschiedlich: Teilweise steigen die Preis-Spreads (tendenziell im Norden), teilweise sinken sie (tendenziell im Süden). Festzustellen ist zudem, dass 2023 durch den höheren Anteil der Erneuerbaren bei steigenden Netzengpässen auch lokal öfter hohe Preis-Spreads auftreten.

Dies lässt sich so interpretieren, dass sich die Preis-extreme durch die Abbildung der Netzengpässe im Börsenstrompreis nicht immer auf ganz Deutschland ausbreiten können. Niedrige Börsenstrompreise im Norden durch Windenergie bleiben am Netzengpass hängen und verbreiten sich nicht über ganz Deutschland. Auch hohe Börsenstrompreise bedingt durch den Einsatz von Spitzenlastkraftwerken können teilweise nur lokal auftreten, falls das Netz in dieser Situation keinen Stromtransport und damit Preisangleichung zwischen Hubs ermöglicht. Die Anreize für Flexibilitätsbereitstellung sind in der Konsequenz regional differenzierter (siehe Abschnitt 3.3.2 und 3.3.3).

Zur Überprüfung, wann Preise konvergieren, wann sie unterschiedlich sind und zwischen welchen Hubs in welchem Maße, sind in Abbildung 14 die Abweichungen der Monats- und Tagesmittelwerte einiger ausgewählter lokaler und der zonalen Börsenstrompreise vom mittleren modellierten Börsenstrompreis mit einer Preiszone dargestellt. Die tageszeitlichen Abweichungen zeigen sich als ein Wellenmuster mit zwei Tälern und Spitzen am Tag. Die Täler liegen bei etwa 7 und 18 Uhr, die Spitzen bei circa 1 und 12 Uhr. Hub 20 (Bodensee) und Zone 3 (Süddeutschland) weist in den Nacht- und Mittagsstunden beispielsweise im Mittel höhere Börsenstrompreise als die Einheitsstrompreiszone auf. Die Zone 4 (Ostsee) weist 2023 niedrigere Preise am Mittag auf (bedingt durch den Zubau von Freiflächen-Photovoltaik in den vergangenen Jahren) Die Börsenstrompreise von Zone 1 und 2 liegen im Mittel für (nahezu) alle Stunden des Tages unter denen der Einheitsstrompreiszone, die von Zone 3 darüber.

Hinsichtlich des saisonalen Verlaufs sind keine eindeutigen Muster zu erkennen, insbesondere wenn die Jahre miteinander verglichen werden.

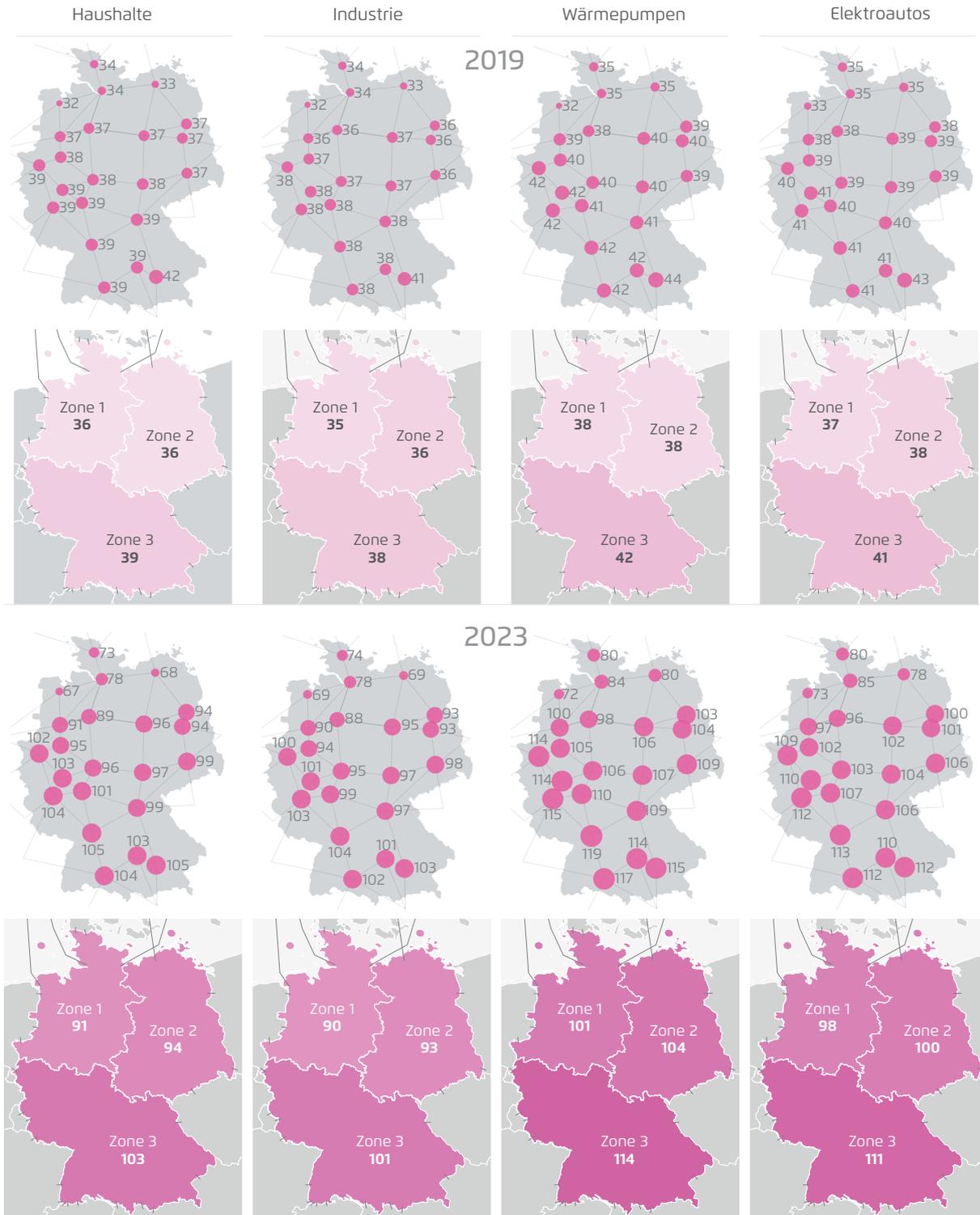
3.2 Strompreisanreize für Verbraucher, Erzeuger und Flexibilität

3.2.1 Strompreisunterschiede für inflexible Verbraucher

Strompreisunterschiede wirken technologie-beziehungsweise sektorbezogen verschieden und werden im Folgenden exemplarisch für repräsentative Verbrauchstypen bewertet werden. Dafür werden die Strompreise für unterschiedliche inflexible Verbraucher (Status heute) an jedem Hub ausgewertet. Wärmepumpen und E-Pkw können dabei sowohl inflexibel als auch flexibel betrieben werden. Für flexible Verbraucher erfolgt die Analyse in Abschnitt 3.3.3. Abbildung 15 zeigt die Beschaffungstrompreise für verschiedene Verbrauchergruppen je Hub (oben) und je Zonen (unten). Redispatch-Kosten, Engpassrenten, *Hedging*-Kosten und Marktmacht werden hierbei nicht berücksichtigt, es handelt sich rein um eine Auswertung des jeweiligen Börsenstrompreises und Lastprofils. Für die hier analysierten inflexiblen Verbraucher wird angenommen, dass diese ihren Strombedarf zeitlich nicht verschieben können und somit den Börsenstrompreis zahlen müssen, der sich für die Verbrauchsstunden eingestellt hat. Daher gibt es deutliche Parallelen zwischen den räumlichen Verteilungsmustern in Abbildung 15 und Abbildung 7 beziehungsweise Abbildung 8. Die inflexiblen Stromverbraucher in den nördlichen Hubs beziehungsweise Zonen profitieren im Jahr 2023 von bis zu 30 Prozent niedrigeren Beschaffungskosten an den Strombörsen im Vergleich zur einheitlichen Preiszone, während inflexible Stromverbraucher in den südlichen Hubs beziehungsweise der südlichen Zone bis zu acht Prozent höhere Preise im Jahr 2023 an den Strombörsen zahlen müssen (Tabelle 3). Die räumlichen Preismuster der betrachteten inflexiblen Stromverbraucher (Haushalte, Gewerbe, Industrie, Wärmepumpen und Elektroautos) ähneln sich sehr.

Beschaffungsstrompreise für inflexible Verbraucher in den drei Zonen und in den 22 lokalen Preis-Hubs

→ Abb. 15



— Interkonnektoren ● Beschaffungsstrompreis [EUR/MWh] 30–120 [EUR/MWh]

Fraunhofer IEE Modellerggebnis (2024)

Tabelle 3 fasst die Strompreisabweichungen in Prozent und Eurocent (ct/kWh) für die Zonen und als Minimum, Mittelwert und Maximum für die Hubs zusammen. Die lokalen Beschaffungsstrompreise liegen 2023 im deutschlandweiten Mittel

(verbrauchsgewichteter Mittelwert) mit minus drei Prozent bis minus vier Prozent für Haushalte, Gewerbe und Industrie um vier bis drei ct/kWh, also geringfügig, unten den Strompreisen mit einer Preiszone. Für Wärmepumpen und Elektroautos sind

Änderung der Börsenstrompreise für inflexible Verbraucher im Vergleich zum Mittelwert der einheitlichen Preiszone → Tabelle 3

	Zone 1	Zonen 2	Zone 3	Lokales Minimum	Verbrauchsgewichteter lokaler Mittelwert	Lokales Maximum
2019						
Mittlere Strompreisänderung Haushalte [%]	-5,8	-4,8	2,8	-17,0	-0,7	9,0
Mittlere Strompreisänderung Gewerbe [%]	-5,9	-5,3	2,1	-15,9	-0,9	8,6
Mittlere Strompreisänderung Industrie [%]	-5,9	-5,3	1,3	-14,9	-1,4	8,3
Mittlere Strompreisänderung Wärmepumpen [%]	-6,9	-5,7	3,1	-20,5	-0,8	7,5
Mittlere Strompreisänderung Elektroautos [%]	-6,8	-5,8	1,9	-18,7	-1,8	7,6
Mittlere Strompreisänderung Haushalte [ct/kWh]	-0,2	-0,2	0,1	-0,6	0,0	0,3
Mittlere Strompreisänderung Gewerbe [ct/kWh]	-0,2	-0,2	0,1	-0,6	-0,1	0,3
Mittlere Strompreisänderung Industrie [ct/kWh]	-0,2	-0,2	0,0	-0,6	-0,1	0,3
Mittlere Strompreisänderung Wärmepumpen [ct/kWh]	-0,3	-0,2	0,1	-0,8	0,0	0,3
Mittlere Strompreisänderung Elektroautos [ct/kWh]	-0,3	-0,2	0,1	-0,7	-0,1	0,3
2023						
Mittlere Strompreisänderung Haushalte [%]	-6,5	-3,3	6,3	-31,2	-3,5	8,2
Mittlere Strompreisänderung Gewerbe [%]	-6,0	-3,4	5,9	-28,4	-3,1	8,5
Mittlere Strompreisänderung Industrie [%]	-6,5	-3,7	4,4	-29,1	-3,9	7,2
Mittlere Strompreisänderung Wärmepumpen [%]	-4,3	-1,4	7,8	-32,2	-1,8	12,7
Mittlere Strompreisänderung Elektroautos [%]	-6,3	-3,7	6,0	-29,6	-3,3	8,3
Mittlere Strompreisänderung Haushalte [ct/kWh]	-0,6	-0,3	0,6	-3,0	-0,3	0,8
Mittlere Strompreisänderung Gewerbe [ct/kWh]	-0,6	-0,3	0,6	-2,8	-0,3	0,8
Mittlere Strompreisänderung Industrie [ct/kWh]	-0,6	-0,4	0,4	-2,8	-0,4	0,7
Mittlere Strompreisänderung Wärmepumpen [ct/kWh]	-0,5	-0,1	0,8	-3,4	-0,2	1,3
Mittlere Strompreisänderung Elektroautos [ct/kWh]	-0,7	-0,4	0,6	-3,1	-0,3	0,9

Fraunhofer IEE (2024). Redispatch-Kosten, Engpassrenten, Hedging-Kosten und Marktmacht werden hier nicht berücksichtigt.

die Effekte vergleichbar, wobei Elektroautos durch ihr Verbrauchsprofil grundsätzlich etwas günstigere Strombezugskosten aufweisen als Wärmepumpen.

3.2.2 Strompreisunterschiede für bestehende Stromerzeuger und Pumpspeicher

Im Folgenden werden die Rückwirkungen zentraler und lokaler Strompreise für bestehende Kraftwerke, Erneuerbare-Energien-Anlagen und Pumpspeicher

analysiert. Für thermische Kraftwerke (Kohlekraftwerke, Gaskraftwerke) werden hierbei nur große Anlagen ohne KWK analysiert.

Denn die Einführung eines lokalen oder zonalen Strommarktdesigns hätte auf die Erlöse der Stromerzeuger und Speicherbetreiber große Auswirkungen. Am Beispiel der Pumpspeicher kann der den lokalen Erlösen und damit auch den Netzengpässen angepasste Betrieb gut veranschaulicht werden. Abbildung 16 zeigt einen exemplarischen Wochenverlauf

Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken in Süddeutschland (Wehr) und Ostdeutschland (Schwarza/Goldisthal) in einer Dezemberwoche 2023

→ Abb. 16



Fraunhofer IEE Modellerggebnis (2024)

des Einsatzes von Pumpspeichern in Süddeutschland (Wehr) und Ostdeutschland (Schwarza/Goldisthal). Im lokalen Strommarktdesign richten Speicher ihren Pumpbetrieb danach aus, ob der günstige Strom aus Erneuerbaren Energien lokal, also vor dem potenziellen Netzengpass, verfügbar ist. Der von einem deutschlandweit einheitlichen Strompreis getriebene Pumpspeichereinsatz berücksichtigt hingegen Netzengpässe nicht und kann diese sogar verstärken. Wie in Abbildung 16 ersichtlich, ergeben sich für das südlich gelegene Pumpspeicherkraftwerk Wehr am zweiten und dritten dargestellten Tag viele Stunden mit Strombezug bzw. Einspeicherung im Strommarkt mit einer Preiszone, während im lokalen System der Speicher nicht genutzt wird oder in einzelnen Stunden sogar Strom in das Netz einspeist: Im lokalen System ist der günstige Strom nicht vor Ort verfügbar, es wird vielmehr Stromerzeugung aus regelbaren Anlagen benötigt. Im System mit einer Preiszone nutzt das Pumpspeicherkraftwerk günstige Preise weiter entfernt liegender Erneuerbare-Energien-Anlagen und der Pumpbetrieb kann möglicherweise Netzengpässe verursachen. Für das östlich gelegene Pumpspeicherkraftwerk Schwarza/Goldisthal fällt am ersten Tag der frühere Einsatzbeginn im Strommarktdesign mit einer Zone auf. Im System mit drei Zonen ist bemerkenswert, dass der für eine verbesserte Netzauslastung zu frühe Einsatzbeginn nicht mehr auftritt. Allerdings ergeben sich in den Folgetagen sehr viele zusätzliche Lastwechsel, die gemäß des lokalen Preissignals in dieser Häufigkeit nicht sinnvoll sind. Für beide Standorte Schwarza/Goldisthal und Wehr gibt es mehrere Stunden, in denen der zonale Pumpspeichereinsatz dem Einsatz in der einheitlichen Strompreiszone, aber auch im lokalen System nicht entspricht. In diesen Phasen können sie bestehende Netzengpässe gar noch vergrößern, weil sie über den Strompreis ein Signal für ein- oder auszuspeichernde Strommengen erhalten, diese Mengen aber in der Realität hinter einem Netzengpass liegen.

Die Stromerzeugung sowohl von Kohle- und Gaskraftwerken als auch von Windkraft- und Solaranlagen wird durch den Wechsel von einer auf mehrere Preiszonen oder auf lokale Strompreise ebenfalls stark beeinflusst. Im lokalen Preissystem erfolgt die Erzeugung nur dort, wo lokal der Preis hoch genug

ist. Für Erneuerbare Energien bedeutet das: Nur wenn der Strom über das Netz auch eine Nachfrage erreicht, wird der Strom aus Erneuerbaren Energien auch eingespeist, andernfalls wird er marktbedingt (bei negativen Preisen) abgeregelt.

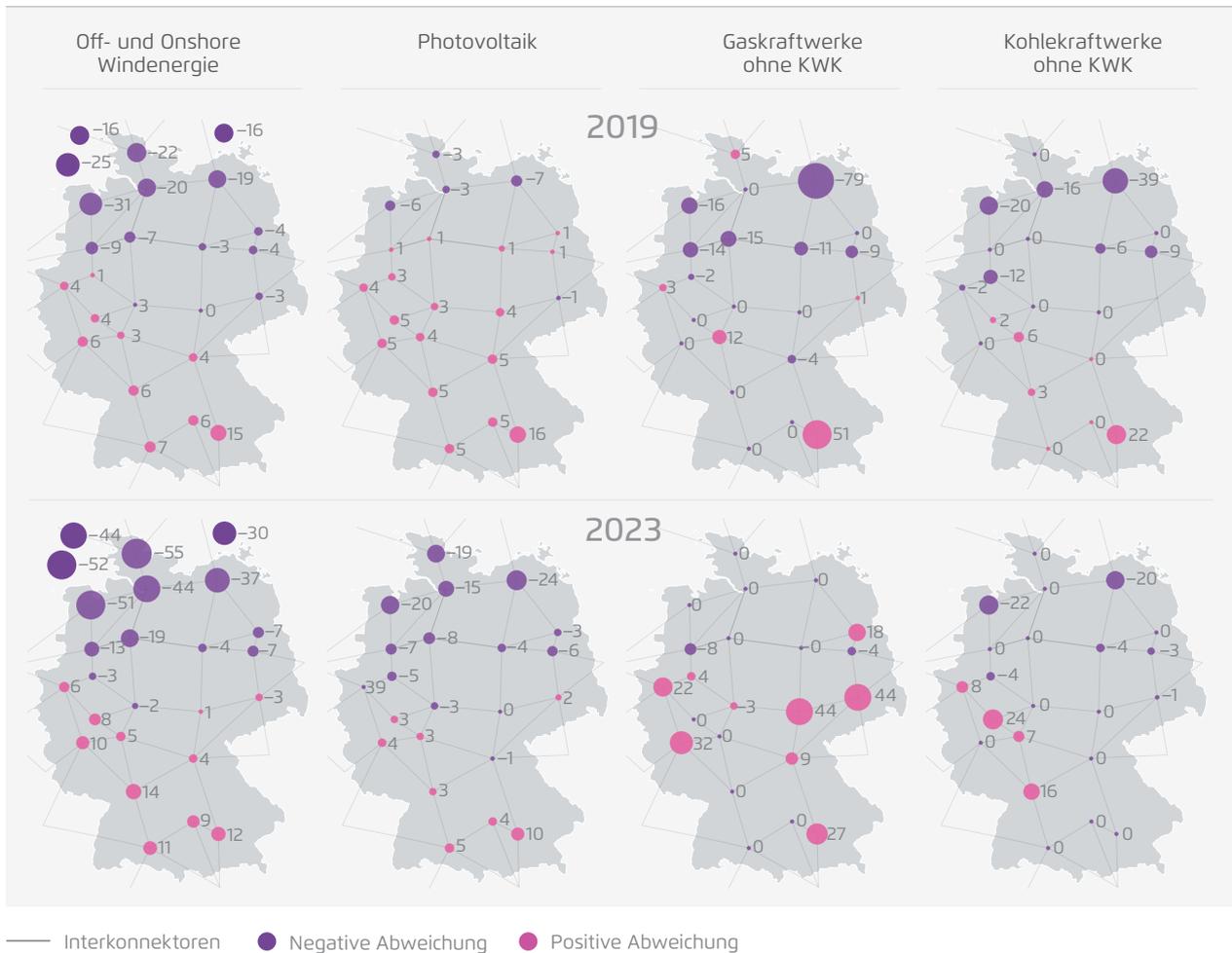
Abbildung 17 zeigt die Änderung der Erlöse an den Strombörsen für Stromerzeuger im Vergleich zur einheitlichen Preiszone. In nördlichen Hubs und Zonen fallen aufgrund der niedrigeren Börsenstrompreise die Erlöse für Stromerzeuger in der Regel niedriger im Vergleich zur einheitlichen Strompreiszone aus. In südlichen Hubs beziehungsweise in der südlichen Zone ist es umgekehrt. Stromerzeuger können hier im Mittel mit höheren Erlösen an den Strombörsen rechnen. Die räumlichen Erlösmuster in Abbildung 17 folgen somit wieder denen der Jahresmittelwerte der Börsenstrompreise aus Abbildung 7 beziehungsweise Abbildung 8, es zeigen sich dennoch erhebliche Unterschiede je Technologie.

Für **Windenergie an Land** ergeben sich deutliche Erlöseinbußen in den nördlichen Zonen und Hubs. 2019 wären im lokalen System bis zu 31 Prozent geringere Erlöse, 2023 bis zu 55 Prozent geringere Erlöse an der Strombörse angefallen. Der lokal sehr hohe Anteil der Windenergie führt zu einem starken Merit-Order-Effekt, also starker Reduktion des Börsenpreises bei Windstromerzeugung: Aufgrund fehlender Transportkapazität steht der Windstromerzeugung eine zu geringe lokale Nachfrage gegenüber und der Wert (Marktwert) des Windstroms ist demnach hier gering. Im Gegenzug dazu gäbe es im lokalen System in südlichen Hubs bis zu 15 Prozent mehr Erlösmöglichkeiten für Onshore-Windenergie an der Strombörse. Das verhält sich naturgemäß anders für **Offshore-Windenergie**. Da es Offshore-Windenergie nur im Norden gibt, wo die Börsenstrompreise durch ein Strompreiszonenplitting im Mittel sinken, erfährt Offshore-Windenergie im Gegensatz zu den übrigen Erzeugungstechnologien im Mittel ausschließlich Erlöseinbußen.

Für **Photovoltaikanlagen** ergeben sich Erlöseinbußen in den nördlichen Zonen und Hubs, die geringer als die für **Onshore-Windenergie** ausfallen. Die Erlöszunahmen in der südlichen Zone beziehungsweise

Veränderung der Erlöse je Anlage gegenüber der einheitlichen Zone 2023 [%]

→ Abb. 17



Fraunhofer IEE Modellerggebnis (2024)

den südlichen Hubs liegen in einer mit der Onshore-Windenergie vergleichbaren Größenordnung. Werden die Jahre 2019 und 2023 verglichen, zeigt sich, dass die Anzahl von Hubs mit PV-Erlöseinbußen von Norden nach Süden zunimmt. Für den Zubau von Photovoltaik und Onshore-Windenergieanlagen könnten die lokal oder zonal unterschiedlichen Erlöspotenziale Anreize für die Standortwahl darstellen.

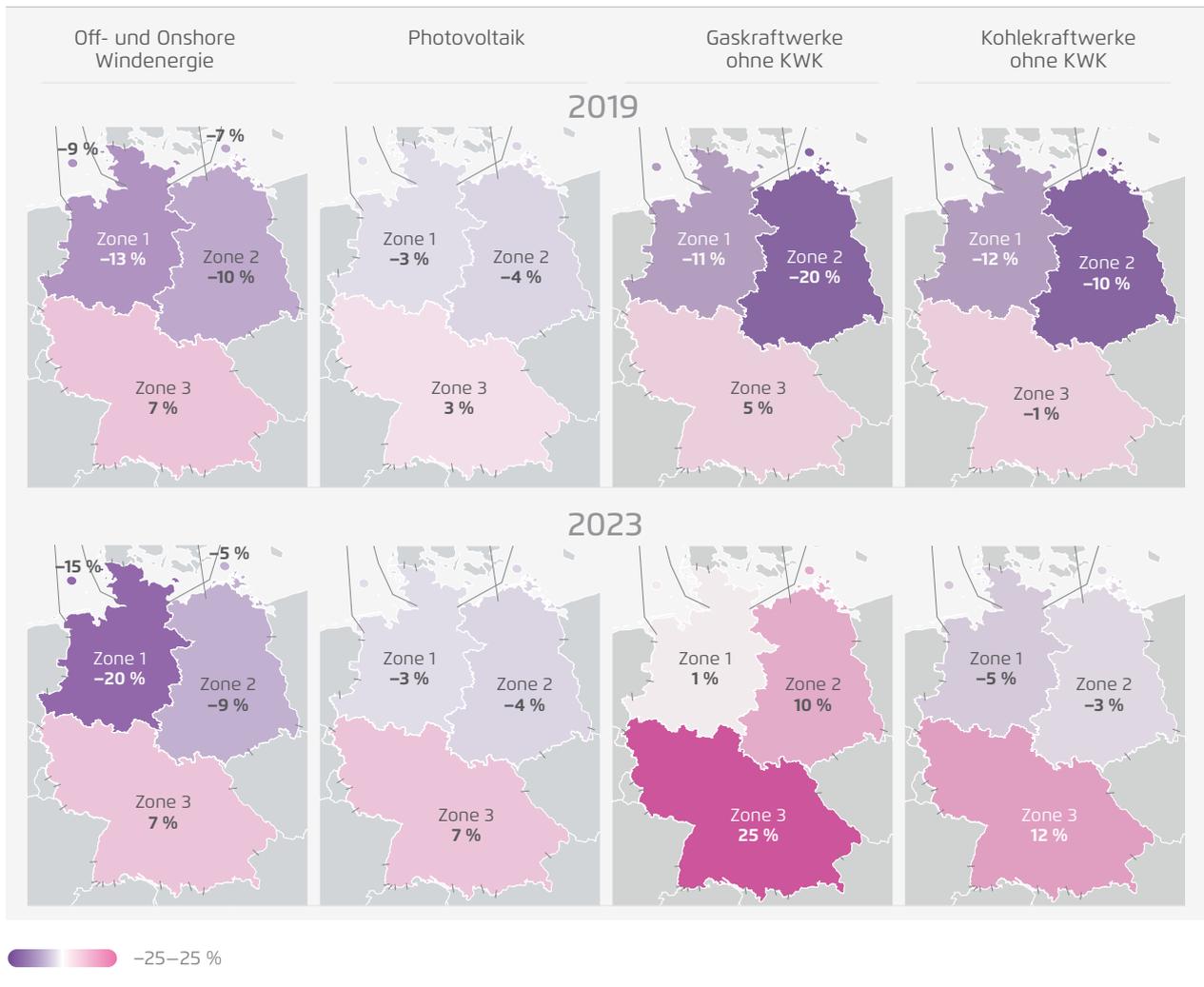
Für **Gaskraftwerke** ohne KWK ergibt sich ein heterogenes Bild. Insbesondere fallen deutliche Unterschiede beim Vergleich des Jahres 2019 mit 2023 auf, die sich auf zum Teil geringe Nutzungsstunden sowie sehr unterschiedliche Gaspreisniveaus in den beiden Jahren zurückführen lassen. Das lokale System bietet für die untersuchten Jahre somit kein eindeutiges

Signal für eine netzdienliche Standortwahl von neuen Gaskraftwerken. Die Tendenz von höheren Erlöspotenzialen im Südosten (Bayern) und geringeren Erlösmöglichkeiten im Norden lässt sich jedoch anhand der Ergebnisse feststellen.

Die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von **Kohlekraftwerken** verringert sich ebenfalls im Norden. Mit drei Preiszonen wäre der Erlös im Jahr 2023 den beiden nördlichen Zonen um fünf Prozent beziehungsweise drei Prozent gesunken, im lokalen System sind hiervon insbesondere der Knoten „Nordsee-West“ mit circa 22 Prozent und der Knoten „Ostsee“ mit circa 20 Prozent Erlöseinbußen am Strommarkt betroffen. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass nur für Kohlekraftwerke in Norddeutschland ein Anreiz zur

Änderung der Erlöse der Stromerzeuger an den Strombörsen bei drei Zonen im Vergleich zur einheitlichen Zone

→ Abb. 17a



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

vorzeitigen Stilllegung bei Einführung eines zonalen oder lokalen Strompreissystems besteht. Für Braunkohlekraftwerke im Mitteldeutschen Revier, Rheinischen Revier und Lausitzer Revier liegen die Erlösänderungen bei Einführung eines lokalen Strompreissystems zwischen minus neun (Lausitzer Revier 2019) bis plus acht Prozent (Rheinischer Revier 2023).

Tabelle 4 fasst die Erlösänderungen im zonalen und lokalen System für die Stromerzeuger sowie für zwei ausgewählte Pumpspeicherkraftwerke (PSW) im Vergleich zusammen. Dabei sind das Minimum, der erzeugungsgewichtete Mittelwert und das Maximum

für die lokalen Hub-Preise angegeben. Bei den ausgewählten Pumpspeicherkraftwerken handelt es sich um die beiden oben beschriebenen Pumpspeicherkraftwerke Schwarza/Goldisthal in Zone 2 (Nord-Ost) beziehungsweise Hub 14 (Thüringer Wald) sowie um Wehr in Zone 3 (Süd) beziehungsweise Hub 20 (Bodensee). Beide Speicher weisen eine große Leistungsklasse und ein relativ hohes Verhältnis von Speichergroße und Turbinenleistung von circa 8,1 beziehungsweise 6,7 Stunden auf und lassen sich damit von Batteriespeichern in ihrem Einsatzgebiet unterscheiden, die eine geringe Leistung je Anlage sowie geringe Speichertiefe aufweisen. Bei Pumpspeichern ist zudem anzumerken, dass die

Erlösänderung für Stromerzeuger in drei Zonen und lokalen Preis-Hubs
im Vergleich zur einheitlichen Zone 2019

→ Tabelle 4.1

2019	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Lokales Minimum	Verbrauchsgewichteter lokaler Mittelwert	Lokales Maximum
Mittlere Erlösänderung für Erzeuger in [%] und [Mio. EUR] in Klammern dahinter						
Kohlekraftwerke ohne KWK	-11,7 (-106,5)	-10,2 (-227,2)	-0,7 (-17,1)	-38,9 (-74,7)	-1,6 (-12,3)	21,5 (14,1)
Gaskraftwerke ohne KWK	-11,3 (-35,3)	-20 (-7,4)	5,4 (19,1)	-78,7 (-6,6)	0,1 (1,1)	51,1 (10,0)
Onshore-Windkraft	-12,9 (-210,7)	-10,4 (-107,1)	6,9 (50,9)	-30,9 (-156,5)	-0,4 (-10,5)	14,8 (16,5)
Offshore-Windkraft	-8,9 (-69,9)	-7,4 (-8,4)	0 (0)	-25,1 (-120,4)	-1,9 (-7,6)	-15,9 (0,0)
PV	-3,1 (-10,8)	-4,4 (-16,8)	3,1 (26,1)	-6,8 (-4,1)	3,3 (3,8)	16 (25,1)
PSW Wehr	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	-40,3 (-3,2)	-46,8 (-3,8)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
PSW Schwarza/Goldisthal	0,0 (0,0)	15,0 (1,4)	0,0 (0,0)	-29,1 (-2,7)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Mittlere Änderung der Börsenstrompreise für Erzeuger in [EUR/MWh]						
Kohlekraftwerke ohne KWK	-5,4	-4,4	-0,3	-27,7	-1,0	8,2
Gaskraftwerke ohne KWK	-5,0	-10,3	2,1	-166,7	-2,1	15,5
Onshore-Windkraft	-4,2	-3,4	2,3	-10,4	-0,1	5,0
Offshore-Windkraft	-3,1	-2,7		-8,8	-0,7	-5,6
PV	-1,1	-1,6	1,1	-2,4	1,1	5,6
PSW Wehr [EUR/MW]	0,0	0,0	-8.158,1	-9.470,3	0,0	0,0
PSW Schwarza/Goldisthal [EUR/MW]	0,0	3.343,2	0,0	-6.302,8	0,0	0,0

Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024). Lokale PSW-Werte referenzieren Hub-Preis des jeweiligen Standortes.

vereinfachte Betrachtung der Spotmarkterlöse die realen Erlöspotenziale insbesondere am *Intraday*- und Regelleistungsmarkt unterschätzt.

In Tabelle 4 ist erneut ersichtlich, dass die Stromerzeuger in Zonen beziehungsweise Hubs mit höheren mittleren Strompreisen tendenziell höhere Profite an den Börsen erzielen als in der heutigen deutsch-luxemburgischen Preiszone.

Für die **Pumpspeicherkraftwerke** fällt auf, dass sie im lokalen System im Vergleich zur einheitlichen Zone mit Erlöseinbußen zu rechnen haben. Das ist vor dem Hintergrund der tendenziell selteneren

Börsenstrompreis-Spreads über 15 Euro pro Megawattstunde (2019) beziehungsweise über 30 Euro pro Megawattstunde (2023) in ihren Hubs erklärbar (siehe Hub 20, Bodensee, in Abbildung 13). Für das zonale System ergeben sich zumindest für das Pumpspeicherwerk Schwarza/Goldisthal Erlösgewinne. Der Grund hierfür liegt im Vorteil der kontinuierlichen Optimierung von acht Stunden Speicherbecken gegenüber den abstrakt ermittelten täglichen Zwölf-Stunden-Preis-Spread (siehe Zone 2, Nord-Ost, in Abbildung 13). Für den südlicheren Pumpspeicher verschlechtern sich aber auch hier die Erlöspotenziale. Die Änderungen der mittleren Börsenstrompreise für Erzeuger in Euro pro Megawattstunde

Erlösänderung für Stromerzeuger in drei Zonen und lokalen Preis-Hubs
im Vergleich zur einheitlichen Zone 2023

→ Tabelle 4.2

2023	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Lokales Minimum	Verbrauchsgewichteter lokaler Mittelwert	Lokales Maximum
Mittlere Erlösänderung für Erzeuger in [%] und [Mio. EUR] in Klammern dahinter						
Kohlekraftwerke ohne KWK	-5,2 (-88,2)	-2,8 (-138,1)	11,7 (487,3)	-22,2 (-86,8)	0,2 (12,4)	24,0 (225,8)
Gaskraftwerke ohne KWK	1,3 (11,3)	96,0 (26,6)	25,3 (273,7)	-8,2 (-34,3)	17,2 (9,7)	43,8 (81,6)
Onshore Wind	-20,0 (-870,0)	-9,2 (-267,3)	6,6 (153,1)	-55,5 (-728,1)	-7,3 (-72,6)	14,2 (76,9)
Offshore Wind	-15,0 (-316,2)	-5,4 (-21,2)	0,0 (0,0)	-52,0 (-691,6)	-41,9 (-50,3)	-30,0 (0,0)
PV	-3,1 (-30,5)	-4,1 (-53,7)	7,1 (177,3)	-24,3 (-56,2)	-3,7 (-4,1)	9,5 (42,8)
PSW Wehr	0,0 (0)	0,0 (0,0)	-24,8 (-8,1)	-29,8 (-9,7)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
PSW Schwarza/Goldisthal	0,0 (0)	24,0 (9,0)	0,0 (0,0)	-6 (-2,2)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Mittlere Änderung der Börsenstrompreise für Erzeuger in [EUR/MWh]						
Kohlekraftwerke ohne KWK	-6,0	-3,2	12,0	-33,5	-2,1	24,7
Gaskraftwerke ohne KWK	1,5	9,6	23,5	-10,4	15,1	36,2
Onshore Wind	-15,9	-7,7	5,6	-46,2	-6,1	12,2
Offshore Wind	-12,9	-4,9		-46,9	-37,7	-28,0
PV	-2,5	-3,3	5,6	-20,7	-3,0	7,6
PSW Wehr [EUR/MW]	0,0	0,0	-20.380,0	-24.338,1	0,0	0,0
PSW Schwarza/Goldisthal [EUR/MW]	0,0	21.120,7	0,0	-3.564,4	0,0	0,0

Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024). Lokale PSW-Werte referenzieren Hub-Preis des jeweiligen Standortes.

(unterer Teil von Tabelle 4) sind im Gegensatz zu den Börsenstrompreis-Spreads für die Pumpspeicherkraftwerke wenig aussagekräftig, da diese gezielt auf Preisschwankungen innerhalb eines Tages reagieren. Trotz der im Mittel niedrigeren absoluten Preise in Zone 2 (Süd-Ost) erzielt das Pumpspeicherkraftwerk Schwarza/Goldisthal im zonalen System höhere Gewinne. Pumpspeicherkraftwerke sind insofern auch als flexible Stromerzeuger aufzufassen, die im nächsten Kapitel (3.3.3) untersucht werden.

Tabelle 4 ist zudem zu entnehmen, dass die Gesamterlöse für Erneuerbare Energien bei einem Übergang zu zonalen und lokalen Preisen stark abnehmen – insbesondere für Windenergie. 2023 beträgt der Erlösrückgang für Wind- und Solaranlagen inklusive Entschädigung für Abregelungen insgesamt 1,1 Milliarden Euro in der Drei-Zonen-Variante und 4,2 Milliarden Euro im lokalen Preissystem. In Abschnitt 3.6.2 erfolgt eine gemeinsame Betrachtung dieses Effekts im Zusammenhang mit den anderen Verteilungseffekten in Form einer Diskussion der Gesamtsystemkosten.

3.2.3 Flexibilitätsanreize aus regionalen Börsenstrompreisen

Grundsätzliche Einordnung und methodische Hinweise

Vergleichbar mit den Pumpspeicherkraftwerken können flexible Stromerzeuger, -verbraucher und -speicher auf Börsenstrompreisschwankungen reagieren. Als derartige Flexibilitätsanbieter oder Flexibilitätsoptionen werden im Folgenden

Elektrolyseure, Luftwärmepumpen und Elektroautos³² als flexible Verbraucher und Großbatterien sowie PV-Heimspeichersysteme als Speicher betrachtet.

Zur Ermittlung der Auswirkung von zonalem und lokalem Preissystem werden Wirtschaftlichkeitsberechnungen für diese flexiblen Verbraucher

³² Elektroautos werden als Teilnehmer am Lastmanagement, nicht jedoch an der Netzeinspeisung (*Vehicle to grid*) aufgefasst.

Mittlere Strommarkterlöse bzw. Stromverbrauchskosten für Flexibilitätsoptionen → Tab. 5

	Eine Zone	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Lokales Minimum	Verbrauchsgewichteter lokaler Mittelwert	Lokales Maximum
2019							
Elektrolyse 3.000 h/a [%]	0	71	39	-97	-206	-53	733
Luft-WP flexibel [%]	0	18	51	-94	-44	-12	50
BEV flexibel [%]	0	9	8	-13	-35	-7	33
Großbatteriespeicher [%]	0	-20	-18	-33	-54	-34	-4
PV-Heimspeicher [%]	0	4	-11	-26	-43	-17	53
Elektrolyse 3.000 h/a [EUR/MW]	1.466	2.511	2.038	46	-1.550	695	12.203
Luft-WP flexibel [EUR/MW]	-18.520	-15.214	-8.989	-35.927	-26.660	-20.662	-9.205
BEV flexibel [EUR/MW]	-34.703	-31.451	-32.099	-39.163	-46.699	-37.245	-23.190
Großbatteriespeicher [EUR/MW]	18.100	14.395	14.807	12.195	8.358	12.034	17.460
PV-Heimspeicher [EUR/MW]	4.416	4.613	3.944	3.271	2.508	3.668	6.742
2023							
Elektrolyse 3.000 h/a [%]	0	-165	45	-244	-878	-353	860
Luft-WP flexibel [%]	0	13	49	-16	-52	-16	69
BEV flexibel [%]	0	18	11	-21	-38	3	96
Großbatteriespeicher [%]	0	-10	-11	-22	-31	-15	40
PV-Heimspeicher [%]	0	4	7	-24	-41	-13	64
Elektrolyse 3.000 h/a [EUR/MW]	4.099	-2.667	5.934	-5.883	-31.880	-10.386	39.367
Luft-WP flexibel [EUR/MW]	-42.705	-37.253	-21.776	-49.658	-65.012	-49.683	-13.137
BEV flexibel [EUR/MW]	-75.265	-6.1734	-67.239	-91.286	-10.3643	-73.224	-3.067
Großbatteriespeicher [EUR/MW]	61.989	55.841	55.470	48.165	42.630	52.906	86.824
PV-Heimspeicher [EUR/MW]	14.108	14.678	15.105	10.729	8.310	12.341	23.092

Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

und die Batteriespeicher vorgenommen. In der Interpretation ist zu beachten, dass diese auf den *Day-Ahead*-Markt beschränkt sind. In der Realität werden Speicher- und Flexibilitätserlöse vermutlich auch mittelfristig zu einem erheblichen Teil aus dem *Intraday*- und Regelleistungsmarkt erzielt werden. Nichtsdestotrotz besteht eine grundsätzliche Korrelation des Preisniveaus und der Preisverläufe zwischen *Intraday*- und *Day-Ahead*-Marktpreisen. Entsprechend kann aus den folgenden Analysen nicht die absolute Höhe der Erlöse für Speicher ermittelt werden, sondern nur der relative Einfluss einer Marktdesignänderung auf diese Erlöse. Großbatteriespeicher und Heimspeicher werden in der Modellierung mit einem Kapazitäts-/Leistungsverhältnis von zwei Stunden berücksichtigt. Gegenwärtige Großbatterieprojekte hatten in den vergangenen Jahren in der Regel eine geringere Speicherkapazität und orientierten sich dabei eher an den Anforderungen des Regelleistungsmarktes. Der Fokus in dieser Studie liegt allerdings auf dem *Day-Ahead*-Markt und hier ist eine höhere Speicherkapazität sinnvoll. Aufgrund der steigenden Attraktivität des *Intraday*-Marktes werden derzeit tatsächlich auch größere Kapazitäten häufiger. Auch für Heimspeicher ist in den letzten Jahren ein Anstieg auf ein Verhältnis von zwei Stunden festzustellen. Die modellierte Vermarktung freier PV-Heimspeicher-Kapazitäten an der Strombörse erfolgt nachrangig zum Eigenstrombetrieb. Der Unterschied zu den Großbatterien im Modell liegt also an der saisonalen Verfügbarkeit für den Strommarkt: PV-Heimspeicher sind vornehmlich an Tagen mit wenig Solarstromerzeugung und damit insbesondere im Herbst und Winter für die Vermarktung am Strommarkt verfügbar.

Wirtschaftlichkeit von flexiblen Verbrauchern, Batteriespeichern und Elektrolyseuren

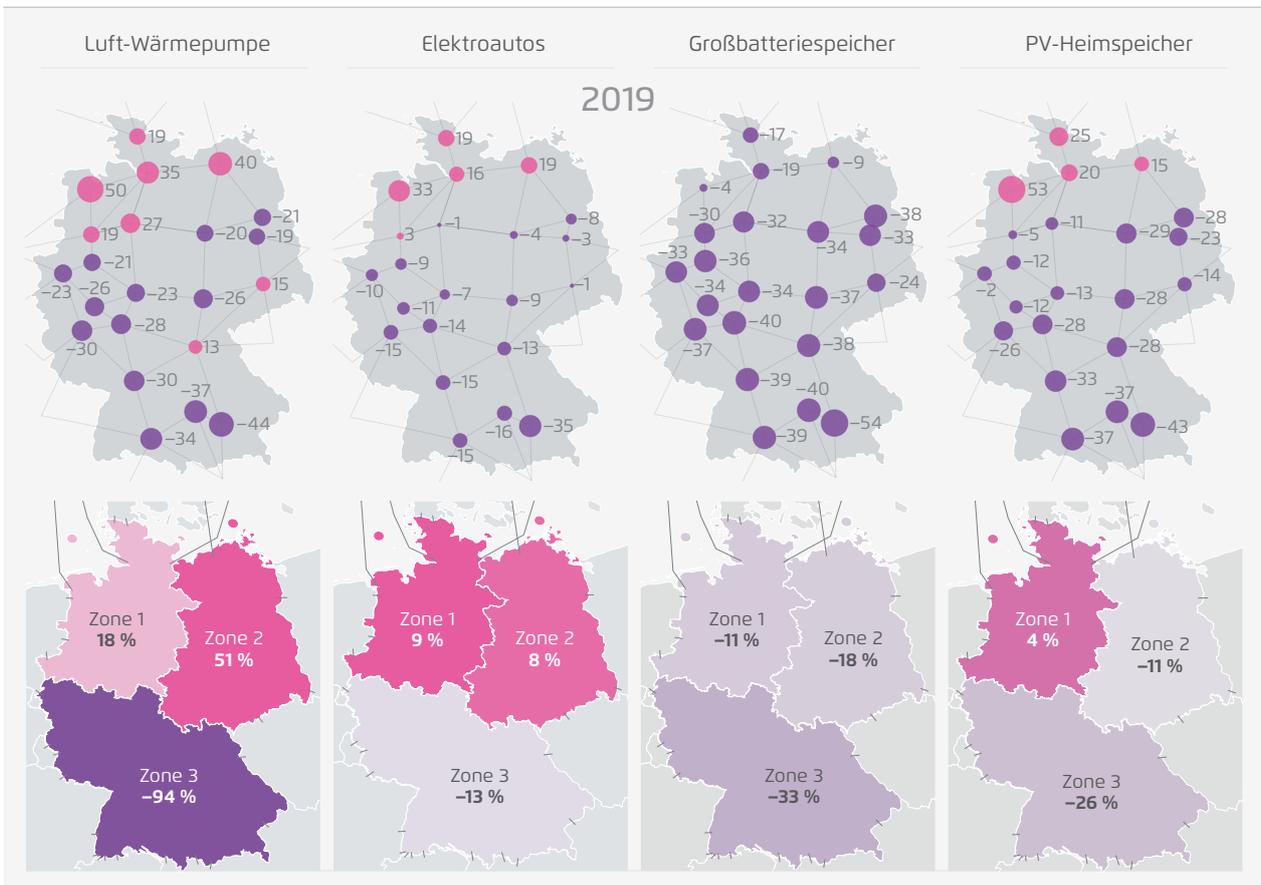
Abbildung 18 und Tabelle 5 zeigen die Änderung der mittleren lokalen und zonalen Strompreise für Flexibilitäten im Vergleich zum Strompreis in der einheitlichen Preiszone. Die verwendeten Vorzeichen der Prozentwerte in Abbildung 18 und im oberen Teil der Tabelle 5 geben an, ob sich die Erlöse oder Kosten für die Flexibilitäten durch die Marktdesignänderung

verbessert oder verschlechtert. Ein positives Vorzeichen bedeutet demnach für flexible Verbraucher im Mittel geringere Börsenstrompreise und für Batteriespeicher insgesamt höhere Erlöse durch höhere Entladestromerlöse und/oder geringere Ladekosten.

In Abbildung 18 wird deutlich, dass sich die Erlössituation aus dem hier betrachteten *Day-Ahead*-Markt 2023 für **Großbatterien** im zonalen System für alle Zonen verschlechtert. Auch bei einem lokalen System zeigt sich nur in wenigen Hubs ein höheres Erlöspotenzial gegenüber der einheitlichen Strompreiszone für das Jahr 2023. Für **PV-Heimspeicher** sind grundsätzlich etwas geringere Erlöseinbußen als für die Großbatterien zu verzeichnen. Flexible **Luftwärmepumpen** und **Elektrofahrzeuge** profitieren etwas stärker von der Einführung des lokalen beziehungsweise zonalen Strommarktdesigns: Während inflexible Elektroautos und Wärmepumpen (vgl. Abb. 15) im Norden bereits grundsätzlich vom lokal niedrigeren Strompreisniveau mit einem gut 20 Prozent geringerem Strombezugspreis profitieren, erhöht sich der Effekt bei flexiblem Verbraucherverhalten auf circa 60 beziehungsweise rund 34 Prozent Reduktion der Strombezugskosten. Im Süden müssen Verbraucher bei einer Umstellung zu zonalen oder lokalen Preisen grundsätzlich höhere Börsenstrompreise zahlen und zudem werden die Einsparungsmöglichkeiten durch flexiblen Verbrauch aufgrund der leicht reduzierten Preis-Spreads reduziert. Insgesamt zeigt sich für Batteriespeicher und flexible Verbraucher ein höherer Wert ihrer Flexibilität an nördlichen Standorten. Hier liegen oft sehr günstige oder negative Strompreise vor. Die Nutzung dieser Strompreistäler durch Batterien und flexible Verbraucher glättet die Erzeugung und kann so zu einer besseren Nutzung von lokalen Überschüssen sowie einer besseren Ausnutzung der Netzinfrastruktur führen. Als weitere Flexibilität werden **Elektrolyseure** betrachtet. Elektrolyseure sind ebenfalls Stromverbraucher, können ihren Verbrauch jedoch im Rahmen ihrer Betriebsstrategie gezielt zu Stunden mit negativen Börsenstrompreisen einsetzen und somit zum Teil Gewinn erwirtschaften. Zur Untersuchung des Betriebs von Elektrolyseuren zeigt Abbildung 19 zum einen, mit wie vielen Volllaststunden diese laufen würden, falls sie nur bei einem lokalen

Änderung der Erlöse von Flexibilitätsoptionen im Vergleich zur einheitlichen Preiszone 2019 [%]

→ Abb. 18



Fraunhofer IEE Modellerggebnis (2024). Anmerkung: Positive Werte: Erlös- beziehungsweise Kostenerhöhung. Negative Werte: Erlös- beziehungsweise Kostenminderung. Erlösberechnung für Heimspeicher nur für marktliche Nutzung in Wintermonaten, damit Heimspeicher im Sommer für Prosuming zur Verfügung stehen.

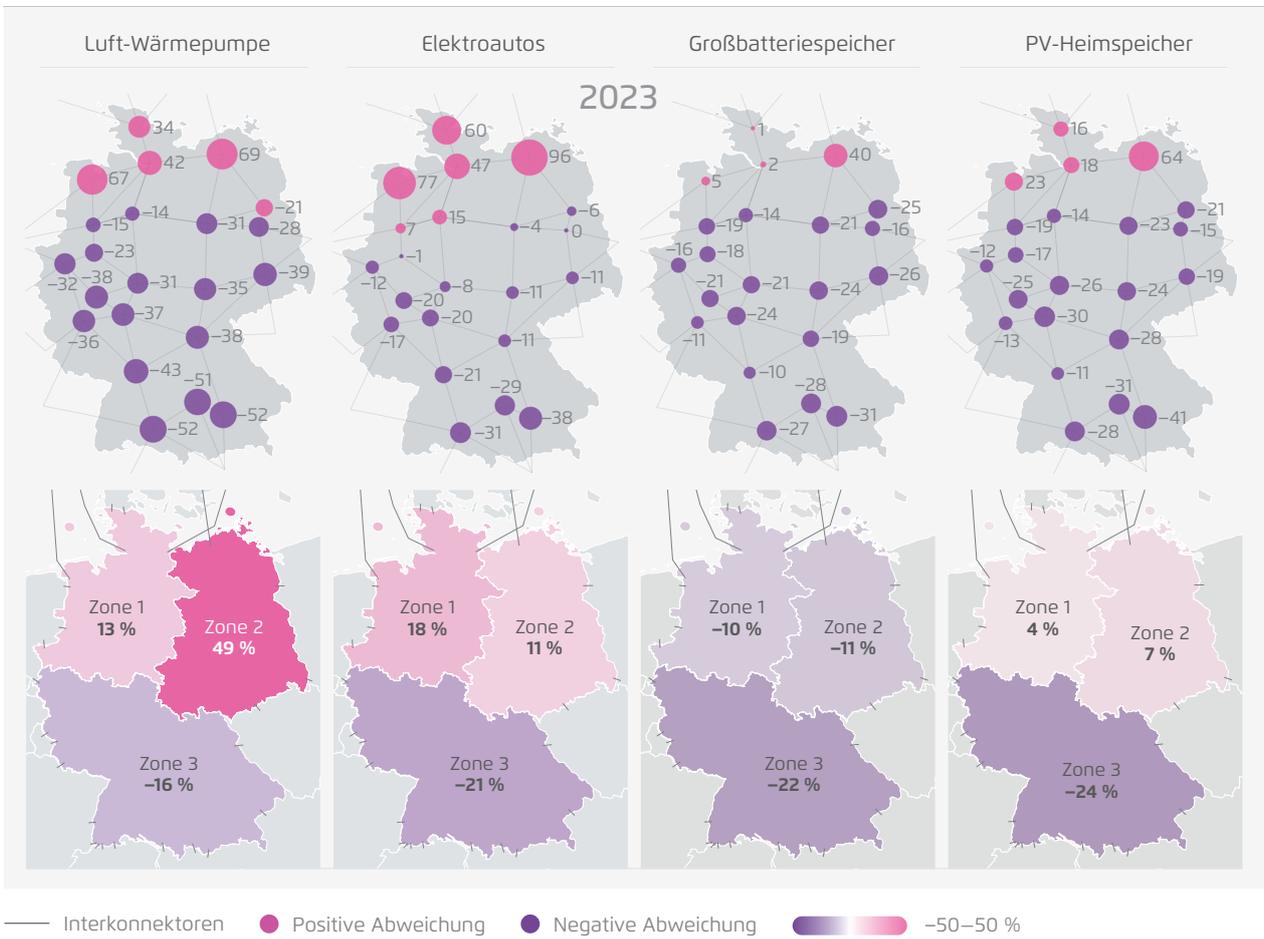
Börsenstrompreis von unter 20 Euro pro Megawattstunde in Betrieb gehen, und zum anderen, welche mittleren Börsenstrompreise Elektrolyseure erfahren, wenn sie in 3.000³³ Stunden des Jahres und mindestens 180 Stunden in jedem Monat in Betrieb gehen. Es ergeben sich höhere Volllaststunden bei Betrieb unter 20 Euro pro Megawattstunde für die nördlichen Hubs und Zonen im Vergleich zu den südlichen.

Dieser Effekt ist für das Jahr 2023 wesentlich ausgeprägter als für das Jahr 2019. Die mittleren Strompreise bei einem Betrieb von 3.000 Volllaststunden jährlich und mindestens 180 Volllaststunden monatlich fallen für das Jahr 2023 in südlichen Hubs und Zonen geringfügig höher als im Norden aus; für das Jahr 2023 tritt dieses Süd-Nord-Gefälle wesentlich deutlicher zutage.

³³ Angenommen ist ein H₂-Produzent, der einerseits eine monatliche und jährliche Mindestliefermenge produzieren muss und die Kapitalkosten des Elektrolyseurs auf viele Betriebsstunden verteilen möchte. Andererseits dimensioniert der H₂-Produzent die Elektrolyseurleistung so, dass er im Mittel nur etwa jede dritte Stunde produziert und damit günstige Preisstunden mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien nutzt.

Änderung der Erlöse von Flexibilitätsoptionen im Vergleich zur einheitlichen Preiszone 2023 in Prozent

→ Abb. 18a



Fraunhofer IEE Modellerggebnis (2024). Anmerkung: Positive Werte: Erlös- beziehungsweise Kostenerhöhung, Negative Werte: Erlös- beziehungsweise Kostenminderung. Erlösberechnung für Heimspeicher nur für marktliche Nutzung in Wintermonaten, damit Heimspeicher im Sommer für Prosuming zur Verfügung stehen.

3.3 Redispatch-Mengen und -kosten und marktlich abgeregelte Strommengen

Ziel eines Marktdesigns für ein klimaneutrales Stromsystem ist eine weitgehende Systemintegration Erneuerbarer Energien. Die hohe gleichzeitige erneuerbare Erzeugung führt zunehmend zu Situationen, in denen ein lokaler Stromüberschuss über das in seiner Transportfähigkeit situativ ausgereizte Stromnetz keine Verbraucher mehr erreichen kann. In diesen Situationen werden Erneuerbare Energien abgeregelt. Hier soll nun untersucht werden, wie die Wahl des Marktdesigns diese EE-Abregelung bedingt.

3.3.1 Grundsätzliche Einordnung

Erneuerbare Energien können aus zwei Gründen abgeregelt werden:

- aus marktlichen Gründen durch die Direktvermarkter, etwa bei negativen Strompreisen, weil die Einspeisung dann Kosten verursacht;
- aus Gründen von Netzengpässen beziehungsweise zur Netzentlastung durch die Netzbetreiber im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen.

Die Wahl des Marktdesigns beeinflusst, welcher dieser beiden Gründe und damit welcher Akteur dabei

Europa im *Flow-Based Market Coupling*, FMBC). Die Modellierungsergebnisse für die einheitliche Zone in Tabelle 6 bestätigen jedoch die Einschätzung, dass die marktliche EE-Abregelung in den vergangenen Jahren nur einen einstelligen Prozentteil der EE-Abregelungsmenge aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz ausmacht (siehe Abbildung 2). Ein Ziel eines Strompreiszonensplittings ist es unter anderem, eben diese netzengpassbedingten Abregelungen zu reduzieren. Allerdings ist durch die Einführung eines Strompreiszonensplittings wiederum mit einer Erhöhung der marktlich bedingten EE-Abregelungen zu rechnen, wie die Ergebnisse in Tabelle 6 verdeutlichen. Dieser Zusammenhang bedeutet, dass mit der Einführung eines Strompreiszonensplittings eine Verantwortungsverschiebung von EE-Abregelungen von Netzbetreiber zum Strommarkt einhergeht – und damit weitergehende Fragen zu Erlösrisiken für Neuanlagen und Verteilungsfragen für Bestandsanlagen.

Neben den marktlichen Abregelungen verbleiben aber auch in einem lokalen Strompreissystem weiterhin EE-Abregelungen aufgrund von nicht

ausreichender Verteilnetzinfrastruktur, die in dieser Studie jedoch nicht adressiert wird. Diese sind jedoch vermutlich weitgehend unabhängig von der Wahl des Marktdesigns.

Grundsätzlich ist EE-Abregelung per se kein Selbstzweck, sondern gehört in einem erneuerbaren Stromversorgungssystem dazu wie in konventionellen Stromversorgungssystemen die zeitweise Nicht-Nutzung von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken. Mit einer marktlichen Abregelung gehen aber eine fehlende EEG-Förderung und damit Finanzierungsrisiken einher. Flexibilitätsoptionen wie Stromspeicher eröffnen jedoch die Möglichkeit, diese EE-Abregelung zu begrenzen und EE-Überschüsse energetisch zu nutzen.

Im heutigen Redispatch 2.0 der einheitliche Zone wird aufgrund der umweltpolitischen Vorrangigkeit von EE-Strom ein Kostenfaktor von zehn bezogen auf ohnehin sehr hohe konventionelle Redispatch-Kosten angesetzt. Dies bedeutet, dass viel konventionelle Kraftwerksleistung gesteuert wird, ehe man

EE-Abregelung im Markt und Redispatch

→ Tabelle 6

	Jahr	Markt: abgeregelte Energie [GWh]	Markt: Maximum [GW]	Markt: Anzahl der Stunden [h]	Redispatch: abgeregelte Energie [GWh]
Summe lokale Preise	2019	1.322	16	682	-
	2020	2.465	26	1.418	-
	2021	2.167	26	1.039	-
	2022	3.051	19	1.413	-
	2023	7.941	27	2.823	-
Summe 3 Zonen	2019	966	32	2.34	4.281
	2020	2.588	33	529	2.448–4.000
	2021	962	29	274	2.737
	2022	2.013	14	556	4.020
	2023	2.080	22	459	6.760–7.895
3 Zonen, ohne minRAM	2023	2.392	k.A.	k.A.	6.497–7.588
Einheitliche Zone	2019	84	17	30	5.349
	2020	181	16	58	4.855
	2021	28	5	18	4.230
	2022	1	1	1	6.150
	2023	490	16	116	8.350

eine nahe am Engpass gelegene EE-Anlage abregelt, auch wenn die Anlage räumlich weiter entfernt von einem Netzengpass liegt. Dagegen wird unter der Prämisse der effizienten Marktintegration die EEG-Förderung von Neuanlagen bei negativen Preisen sukzessive zurückgedrängt (von sechs aufeinander folgenden Stunden für Anlagen seit dem EEG 2014 auf vier Stunden im Jahr 2023 und ab eine Stunde im Jahr 2027). In der Modellierung wird hierbei vereinfacht bereits eine pauschale Abregelung beginnend ab null Cent pro Kilowattstunde berücksichtigt, vergleichbar mit den Vermarktungsanreizen in der sonstigen Direktvermarktung. Die Höhe negativer Strompreise ermittelt das Strommarktmodell nachgelagert anhand der notwendigen Menge abzuregelnden Stroms und den möglichen Förderbeträgen der Anlagenparks, also der negativen *Merit-Order*.

Im Drei-Zonen-Split stellt sich zusätzlich die Frage, ob eine Aufteilung Deutschlands in Strompreiszonen dazu führen würde, die politischen minRAM-Vorgaben zu reduzieren. Diese Vorgaben führen dazu, den Handel auch in Stunden mit Netzengpässen offen zu halten, woraus sowohl ein un-schärferes regionales Marktpreissignal als auch höhere Redispatch-Bedarfe resultieren. Gegenüber der Praxis überschätzt die gewählte Methodik (Abregelung ab null Cent pro Kilowattstunde und Beibehaltung der minRAM-Vorgaben trotz Zonensplits) für den Untersuchungszeitraum 2019 bis 2023 eher die marktliche EE-Abregelung in der einheitlichen Zone oder im Drei-Zonen-Split und überschätzt den Redispatch-Bedarf im Drei-Zonen-Split. Dennoch spiegelt das Vorgehen den grundsätzlichen Widerspruch der verschiedenen Anreizsysteme wider. Den Unsicherheiten wird durch Bandbreiten Rechnung getragen (Obergrenze wie beschrieben, Untergrenze der Abregelungen bzw. des Redispatch auf Basis eines Vergleichs des Modellredispaches mit statistischen Werten der einheitlichen Zone). Beim Vergleich der modellierten und statistischen Redispatch-Mengen ist zu beachten, dass der abgeregelte statistische EE-Strom derzeit noch nicht wie ursprünglich mit dem Redispatch 2.0 geplant auch zu einem hochregeln durch die Netzbetreiber an anderer Stelle führt. Die abgeregelten Strommengen sind also höher als die hochgeregelten Mengen. Die modellierten

Redispatchmengen wurden hingegen unter der Annahme des Zielsystems errechnet, liegen damit also höher. Die folgenden Auswertungen beruhen auf dem Vergleich von Modellwerten mit Modellwerten, auch für die einheitliche Preiszone.

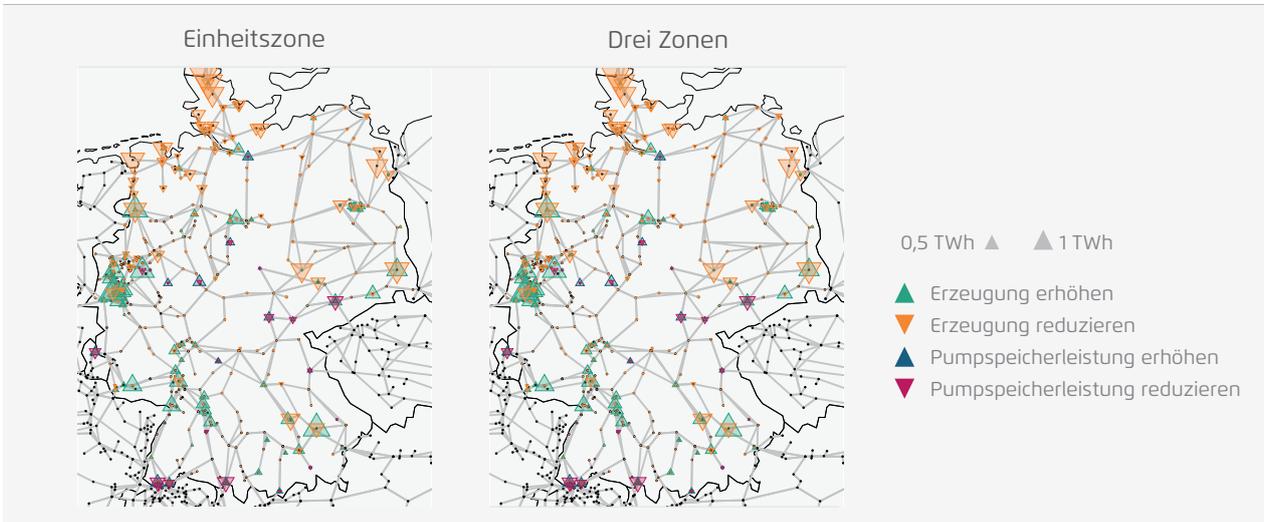
Tabelle 6 und Abbildung 18 zeigen die Modellierungsergebnisse der marktlich abgeregelten EE-Strommengen für das Stromsystem der einheitlichen Zone, der drei Zonen und lokalen Preise. Es ist eine deutliche Zunahme der abgeregelten EE-Energiemengen vom Jahr 2019 zum Jahr 2023 zu erkennen. Die Ergebnisse für 2020, 2021, 2022 sind aufgrund der energiepreisbedingten starken Abweichungen der *Merit-Order* thermischer Kraftwerke und regionalen Kraftwerkseinsätze in ihrer Wirkung auf Markt-designänderungen heterogen. Für das Jahr 2023 liegt die Summe der EE-Abregelungen der Hubs deutlich über denen der Zonen. In den Hubs mit hohen EE-Anteilen treten häufiger negative Preise auf.

3.3.2 Vergleich marktlich abgeregelte EE-Strommengen (Soll-Ist-Vergleich) vs. im Redispatch

Im zonalen System mit drei Preiszonen verbleibt trotz der Zunahme an marktbedingter Abregelung noch ein hoher Redispatch-Bedarf. Hintergrund ist, dass das Marktsignal und die Zunahme an marktbedingter EE-Abregelung nicht ausreichend zielgenau sind, um konkrete regionale Netzengpässe zu entlasten. Für die fünf Jahre ist dieser Effekt unterschiedlich stark ausgeprägt. In den Jahren 2023 und 2020 kann die Summe aus EE-Abregelung im Markt und im Redispatch bei drei Zonen sogar größer sein als in der einheitlichen Zone. Für die Jahre 2019, 2021 und 2022 war die marktbedingte EE-Abregelung bei drei Zonen entweder geringer oder regional effektiver. Die Gründe hierfür können zum Beispiel die geänderte *Merit-Order* im Zuge der Gaspreiskrise und der spezifische Umgang mit einzelnen überlasteten Leitungen in der Praxis sein (siehe oberen Abschnitt zur grundsätzlichen Einordnung). Die Datenverfügbarkeit und Kenntnis von Prozessschritten des Redispatch ist nicht ausreichend, um als Dritter die Netzsituation und tatsächliche Redispatch-Entscheidungen ex post

Regionale Verteilung des Redispatch in der einheitlichen Zone und in den drei Zonen 2023

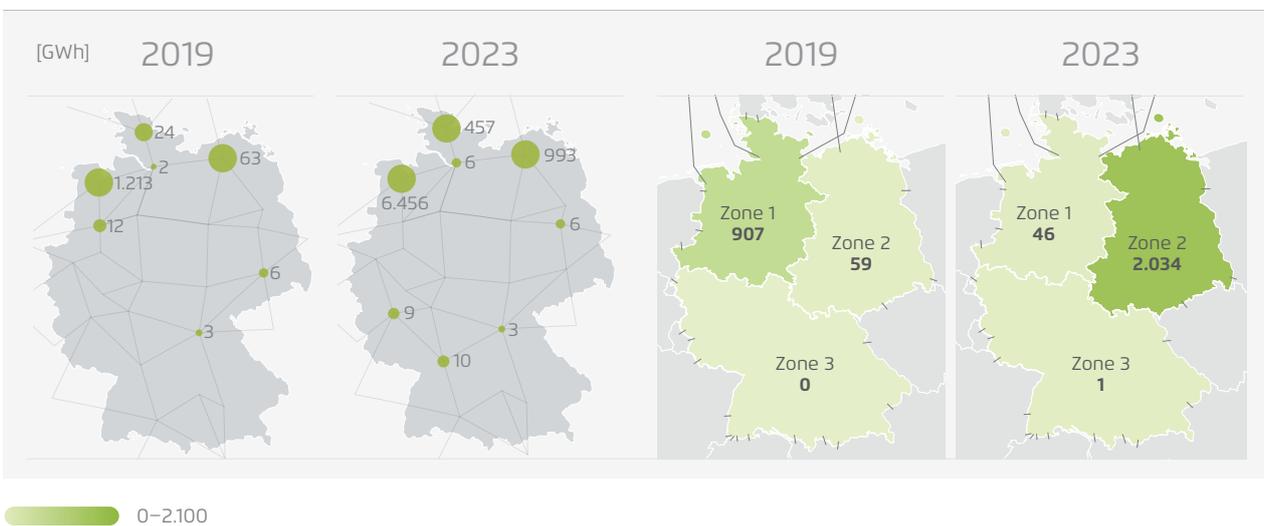
→ Abb. 20



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

Modellierte marktliche Erneuerbaren-Abregelung in den lokalen Preis-Hubs und in den drei Zonen 2019 und 2023

→ Abb. 21



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

zweifelsfrei zu modellieren. Aus diesen Unsicherheitsgründen wird für die Jahre 2023 und 2020 zusätzlich eine Untergrenze abgeleitet, indem die EE-Abregelung aus Markt und Redispatch der drei Zonen in Summe nicht den notwendigen Redispatch der einheitlichen Zone übertrifft.

Für die Obergrenze an Markt- und Netzabregelung ist für das Jahr 2023 das Ergebnis der Redispatch-Optimierung dargestellt. Dabei wird deutlich, wie gering die Unterschiede auch regional trotz einer vorgelagerten marktbedingten EE-Abregelung von circa 2,1 Terawattstunden sein können. So verbleibt in der Obergrenze noch ein Redispatch-Bedarf von circa 28,4 Terawattstunden für konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicher sowie von circa 7,9 Terawattstunden netzbedingter EE-Abregelung, was fast der gleichen Höhe wie in der einheitlichen Zone (8,4 Terawattstunden) entspricht. Die marktbedingte EE-Abregelung verringert bei drei Zonen nicht zu-verlässlich die EE-Abregelung über Redispatch; ein zusätzlicher Modelllauf mit einer Wegnahme der minRAM-Beschränkung zeigte eine leichte Verringerung des EE-Redispatch bei Erhöhung der Abregelung am Markt.

Für die Szenariojahre sind die Ergebnisse für die Obergrenze (für alle Jahre) und die Abschätzungen für die Untergrenze (2020/2023) in folgender Tabelle dargestellt.

Grundsätzlich verbleibt bei einem Wechsel auf drei Zonen in den historischen Jahren nur eine begrenzte Entlastung im Redispatch gegenüber einer einheitlichen Zone. Die langfristige Effizienz eines dreizonalen Systems ist daher von Begleitmaßnahmen zur Problemlösung abhängig, wie zum Beispiel:

→ Im Markt

- Eine Möglichkeit, um die Abregelung im Markt bei negativen Preisen netzentlastend zu steuern, wäre eine dynamische, aber niedrige G-Komponente (Netzentgelte für Erzeuger wie zum Beispiel in Österreich). Wenn ÜNB diese untertätig netzknotenscharf festlegen, könnte theoretisch eine regionale *Merit-Order* der EE-Abregelung für neue(re) EE-Anlagen beeinflusst werden und im *Intraday*-Markt eine regional gesteuerte Abregelung erfolgen.
- Generell würde der Anreiz von Flexibilitäten (zum Beispiel Reform von Steuern/Abgaben/Umlagen auf beispielsweise Elektrodenkesseln oder Rückspeisung von E-Fahrzeugen und PV-Speichern) helfen, die EE-Abregelung in den Preiszonen zu reduzieren.

→ Im Redispatch

- Das Konzept Nutzen statt Abregeln wäre auch bei einer geringen Anzahl von Preiszonen notwendig (zum Beispiel durch Elektrolyse und Großwärmepumpen oder in Abhängigkeit der Stromkostenbestandteile auch von Elektrodenkesseln).

Redispatch

→ Tabelle 7

GWh	2019	2020	2021	2022	2023	2023, kein minRAM
Eine Zone: EE-Abregelung	5.349	4.855	4.230	6.150	8.350	k.A.
Eine Zone: konv. KW und Speicher	15.892	16.380	17.365	24.811	19.930	k.A.
Drei Zonen: EE-Abregelung Bandbreite von – bis	4.281	2.448-4.000	2.737	4.020	6.760-7.895	6.497–7.558
Drei Zonen: konv. KW und Speicher Bandbreite von – bis	17.181	14.117–15.668	12.159	13.186	18.886–20.021	17.314–18.354

Fraunhofer IEE (2024)

- Ein marktbasierter Redispatch würde die direkte Integration von Lastflexibilität und KWK-Anlagen ermöglichen und damit mehr Freiheitsgrade für eine effiziente EE-Integration schaffen.

3.4 Strommarktgebietsüberschreitende Stromflüsse

Die europäischen Strommärkte sind aneinandergekoppelt, da durch die gemeinsame Nutzung der Ressourcen wie Kraftwerke, Speicher und Netze die Systemkosten zum Wohle der Verbraucher minimiert werden. An den aneinandergrenzenden Preiszonen – heute in der Regel ganze Länder – entstehen durch die begrenzten Übertragungskapazitäten in vielen Stunden unterschiedliche Preise. Wird Strom aus der einen in die andere Zone übertragen, zahlt der Käufer in der teureren Zone einen höheren Strompreis als der Verkäufer in der günstigeren Zone erhält. Diese Differenz bildet die sogenannte Engpassrente und wird den Übertragungsnetzbetreibern zugeschrieben. Die Wahl des Marktdesigns verändert Stromflüsse wie Engpassrenten zu den Nachbarländern, schafft aber auch innerhalb Deutschlands mit den neuen zonalen Preisgrenzen neue Engpassrenten. Engpassrenten sind einerseits ein Signal für den Netzausbau, andererseits Einnahmequellen. Dieses Kapitel analysiert, wie sich die Stromflüsse und Engpassrenten je nach Marktdesign entwickeln.

3.4.1 Generelle Einordnung

Aus den Handelsflüssen über die Marktgebietsgrenzen und den Differenzen der Börsenstrompreise auf beiden Seiten der Grenzen ergeben sich die Engpassrenten. Diese fallen nur in Stunden mit Strompreisunterschieden und damit auch mit in diesen Stunden den Handel begrenzenden Netzkapazitäten zwischen zwei benachbarten Preisregionen an. In dieser Studie werden die Engpassrenten wie folgt bewertet: Für den transportierten Strom zwischen zwei Preisregionen erhalten die beteiligten Netzbetreiber den Preisunterschied. Die Teilung der Erlöse zwischen den beteiligten Netzbetreibern ist in der Praxis ein individuelles

Übereinkommen. Vereinfacht wird hier pauschal von einer 50/50-Aufteilung ausgegangen. Entsprechend ergeben sich durch den Wechsel auf ein lokales Preissystem zwei Effekte – A) Änderungen der Stromflüsse und der spezifischen Preisunterschiede mit dem Ausland. B) Außerdem ergeben sich zusätzliche innerdeutsche Engpassrenten im lokalen Preissystem, welche vorher nicht erfasst wurden. Auch bei einer Aufteilung in drei Preiszonen kommt es zu diesen beiden Effekten.

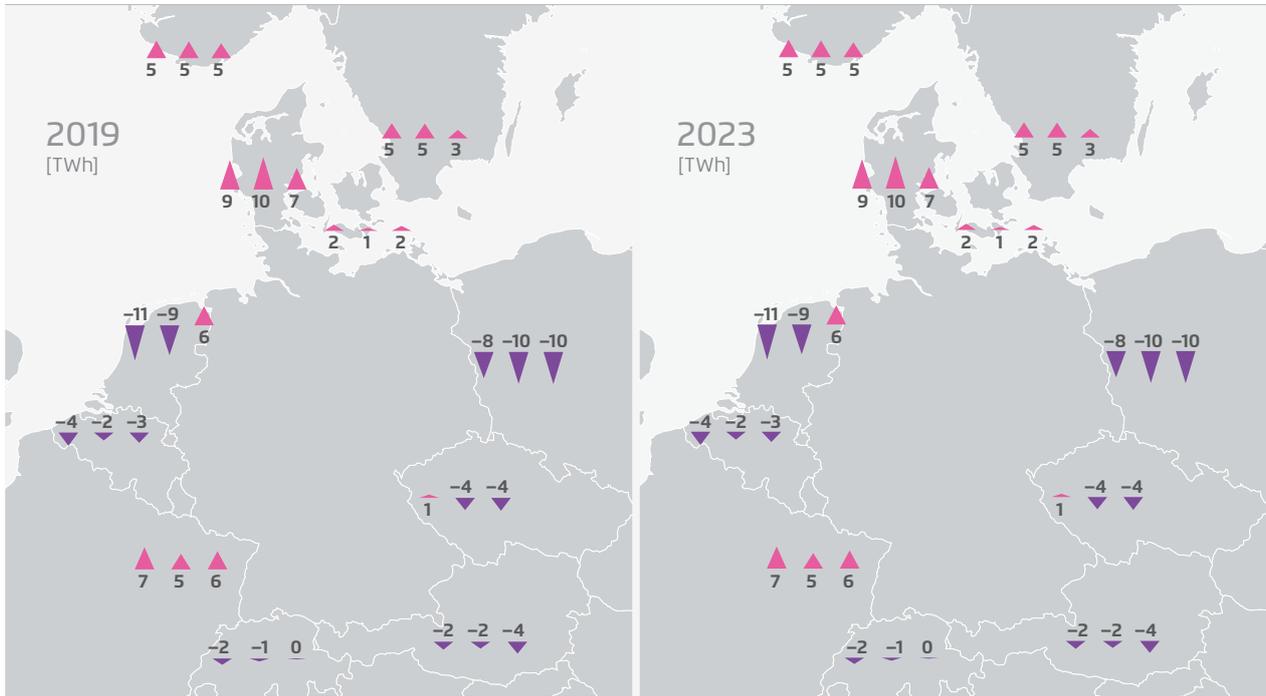
Im Folgenden werden die Auswirkungen einer Marktdesignänderung nur in Deutschland auf Stromflüsse und Engpassrenten quantifiziert. Generell optimiert ein lokales Preissystem den physikalischen Stromfluss, aber physikalische und Handelsstromflüsse fallen eng zusammen. Durch den Verbleib der europäischen Anrainer in einheitlichen Zonen bestehen im Ausland jedoch weiter minRAM-Vorgaben, weshalb in Engpassstunden der Stromfluss auch einen abweichenden Handelslastfluss darstellen kann. Ein eindeutiger direkter Bezug auf Handelsflüsse für die Berechnung von Engpassrenten ist nur näherungsweise möglich. Aufgrund der gewählten Vereinfachungen für die modellierten Nachbarländer werden für Frankreich (Markt im lokalen Preissystem modellendogen optimiert) und Norditalien (exogene Übernahme der Im- und Exporte des heutigen realen Marktes) die Reduktion der heutigen *Loop-Flows* in einem zonalen System unterschätzt (siehe Anhang Methodik). Es wäre zu erwarten, dass sich in einem vollständig modellierten europäischen Markt tendenziell geringe Importe für Italien und tendenziell gedämpfte Preise im Hub 20 ergeben könnten.

3.4.2 Stromflüsse und Engpassrenten mit dem Ausland

Abbildung 19 zeigt die Stromflüsse von Deutschland zu seinen Anrainern für die modellierte Einheitsstrompreiszone, den modellierten zonalen und den modellierten lokalen Strompreiszonenzuschnitt. Es wird deutlich, dass der Strompreiszonenzuschnitt Auswirkungen auf die Stromflüsse hat. Aus diesem Grund ergeben sich für das Ausland sich überlagernde Effekte. Das Handelsvolumen ändert sich,

Modellierte Stromimporte und -exporte

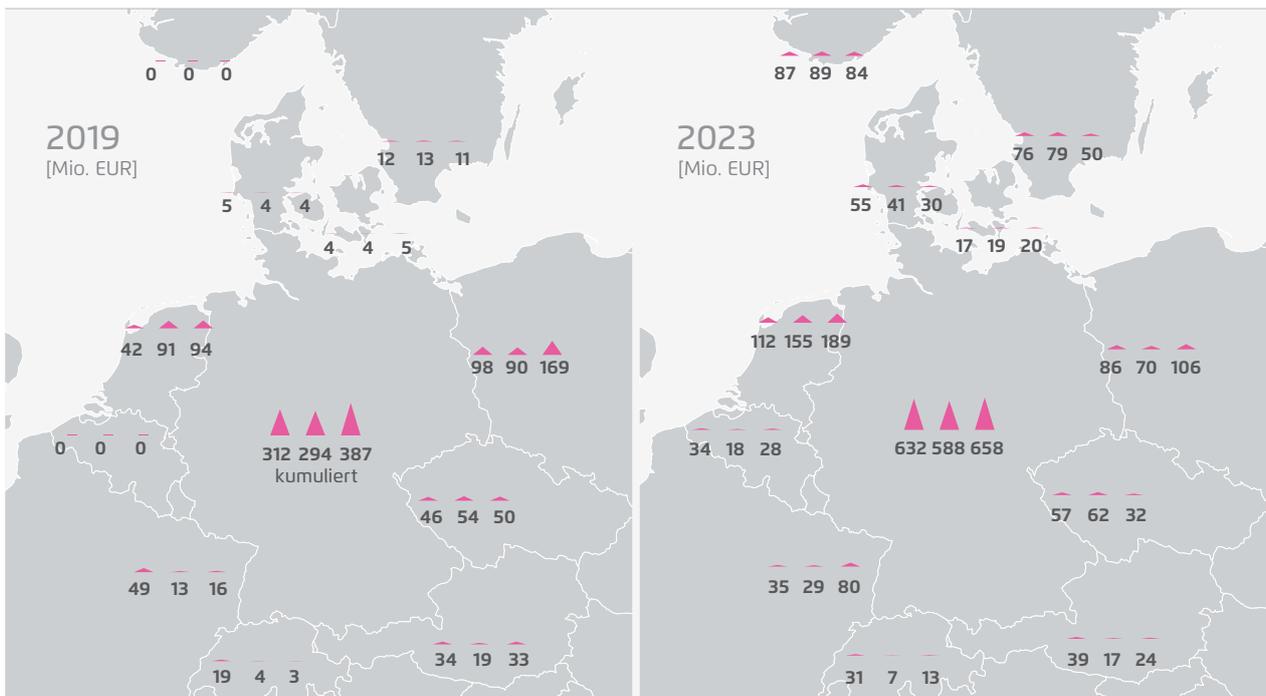
→ Abb. 22



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

Modellierte Engpassrenten an Grenzkuppelstellen

→ Abb. 23



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

jedoch zeigt sich hier keine klare Tendenz durch einen Wechsel auf ein lokales Preissystem. Teilweise wird sichtbar, dass es durch ein lokales Preissystem zu einem Rückgang von Ringflüssen (derzeit von Norddeutschland über Niederlande/Frankreich sowie Polen/Tschechien) und damit tendenziell höheren Engpassrenten (Handelsvolumen und Preisunterschiede) in Nordwesten und Nordosten und geringeren Engpassrenten im Süden kommt.

In Summe über alle Grenzen reduzieren sich Deutschlands Stromexporte durch ein zonales oder lokales System (Ausnahme: zonales System 2023). Dieser Effekt wird aber mit den spezifischen Preisdifferenzen für dieses Handelsvolumen überlagert. Für die untersuchten historischen Jahre hätten sich deswegen durch den Wechsel auf ein zonales oder lokales System teilweise leicht ansteigende, teilweise leicht abfallende Engpassrenten mit dem Ausland ergeben.

3.4.3 Engpassrenten im Inland

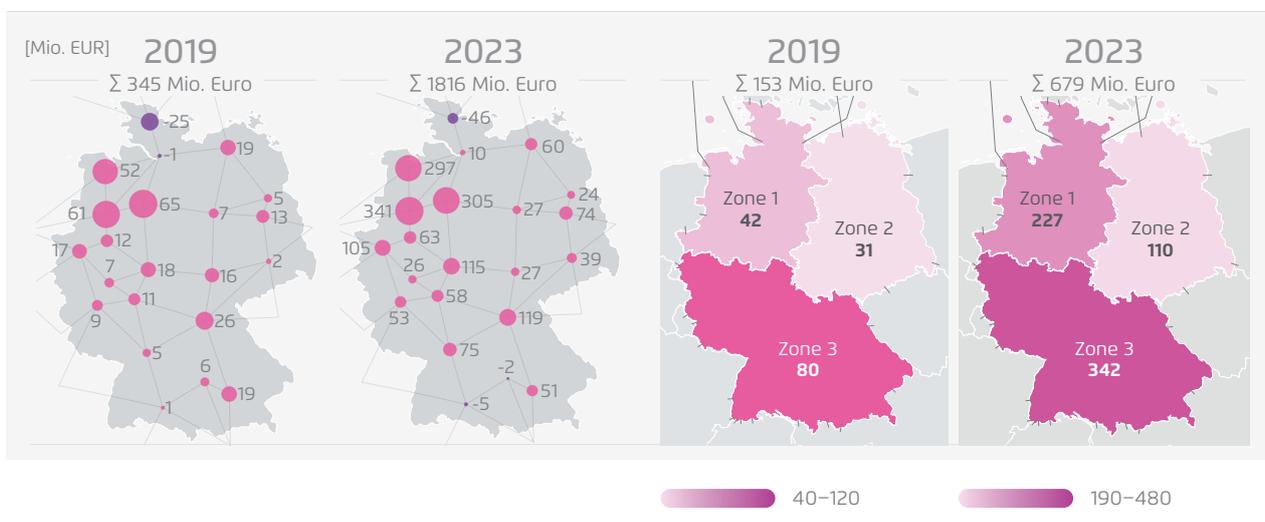
Die in vorangegangenen Abschnitt vorgenommenen Auswertungen zu den Engpassrenten mit dem Ausland lassen sich auch auf die Hubs und Zonen innerhalb Deutschlands übertragen. Aus Gründen

der Übersichtlichkeit sind in Abbildung 21 im Gegensatz zu Abbildung 20 die Engpassrenten grafisch nicht den Grenzen, sondern den Hubs (links beziehungsweise den Zonen (rechts) zugeordnet.

Generell fallen durch einen Wechsel in ein zonales oder lokales System zusätzliche Engpassrenten an, welche vorher nicht sichtbar waren. Bei lokalen Strommärkten betragen sie von 2019 bis 2023 im Schnitt 1,2 Milliarden Euro im Jahr, im dreizonalen Modell sind es 0,7 Milliarden Euro. 2022 und 2023 waren die Renten überdurchschnittlich hoch, 2019 und 2020 waren sie sehr niedrig. Wer diese Renten effektiv im Vergleich zur einheitlichen Zone bezahlt, ergibt sich aus einem Zusammenspiel mehrerer Akteure (zum Beispiel reduzierte Erzeugerrenten für EE-Anlagen in Hubs mit niedrigen Preisen, höhere Verbraucherpreise in Hubs mit höheren Preisen). Für ganz Deutschland ergibt sich durch diese zusätzlichen Erlöse deswegen die niedrigste Engpassrente in der einheitlichen Preiszone, die höchste im lokalen Strommarktdesign. Engpassrenten werden im *Flow-Based Market Coupling* zwischen einzelnen Knoten oder Zonen auch negativ, wenn sie dadurch eine in Summe positiven Effekt über eine Kette mehrerer Knoten hinweg ermöglichen. Würden Engpassrenten für die Reduzierung der Netzentgelte eingesetzt

Modellierte inländische Engpassrenten in den lokalen Preis-Hubs und in den drei Zonen 2019 und 2023

→ Abb. 24



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

werden, so ergäben sich (zusätzlich zu den verringerten Redispatch-Kosten) im zonalen und lokalen System entsprechend verringerte Übertragungs- und Netzentgelte für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Engpassrenten können jedoch auch für den Ausgleich von Verteilungseffekten zwischen verschiedentlich von Marktdesignänderungen betroffenen Akteuren verwendet werden.

Engpassrenten können ein transparentes Signal darstellen, an welchen Stellen Netzausbau einen volkswirtschaftlich besonders hohen Nutzen hat. Netznutzer, die in einer Strompreisregion deutlich höhere Strompreise zahlen als in einer benachbarten Region, hätten eine hohe Motivation für eine erfolgreiche, zügige Netzerweiterung.

3.5 Systemkostenanalyse, Wohlfahrts- effekte der statischen Effizienz

3.5.1 Qualitative Einordnung

Systemische Vorteile und Erlöse

Engpassrenten können zur Reduzierung ungewünschter Verteilungseffekte oder zur Senkung der Netzentgelte verwendet werden.

Die mengengewichteten Stromkosten für Verbraucher sinken leicht durch zonale und lokale Strompreise, mit den geringeren Redispatch-Kosten ist der Effekt noch größer. Im Norden und Osten Deutschlands ergeben sich für die Verbraucher deutlich geringere Strompreise.

Durch die Einführung eines lokalen Preissystems könnten die Redispatch-Kosten vollständig eingespart und damit Netzentgelte gesenkt werden. Der Redispatch 2.0 mit erneuerbaren Energien verursacht derzeit vermeidbare Ausgleichskosten bei der Vermarktung der kurzfristig abgeregelten Mengen. Diese entfallen bei einer marktgetriebenen Abregelung, die bei lokalen Preisen an die Stelle des Redispatch treten.

Bei einer Aufteilung in drei Zonen werden diese Kosten lediglich um circa 25 Prozent reduziert (mit einer Bandbreite von 50 Prozent bis 0 Prozent unter Berücksichtigung der genannten Unsicherheiten).

Für thermische Kraftwerke und Speicher ergeben sich zwei Effekte – die Änderung auf die absolute Erzeugung durch geänderten Stromhandel mit dem Ausland und die Änderung der spezifischen Erlöse durch den Strompreis. Generell nimmt beim Wechsel auf ein lokales Preissystem der Nettoexport ins Ausland etwas ab. Bezogen auf die Gesamterzeugung ist dieser Effekt aber gering. Durch den Wechsel steigen jedoch die Strompreiserlöse der Kraftwerke und Speicher im Mittel leicht an und überkompensieren den Effekt reduzierter Exporte.

Generell führt der regionale Marktpreis zu einer höheren dynamischen Effizienz und Funktionsfähigkeit des Systems, setzt also lokale Signale für den Bau von Elektrolyseuren und Kraftwerken, insbesondere EE-Anlagen. Bei Einbindung von flexiblen Stromverbrauchern beispielsweise über dynamische Tarife können diese zudem die Systemdienlichkeit der Flexibilität erhöhen.

Systemische Nachteile und Kosten

Markterlöse für Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen sowie Photovoltaikanlagen im Norden sinken durch ein Wechsel des Marktdesigns (siehe Abbildung 15), ein Anstieg der Finanzierungskosten ist zu erwarten. Einerseits sinken im Norden die Marktwerte, andererseits steigen die marktbedingten – und damit im gegenwärtigen System nicht-kompensierten – EE-Abregelungen.

Für die einzelnen Anlagenbetreiber bedeutet das eine fehlende EEG-Vergütung im Redispatch und die entschädigungslose Abregelung bei negativen Preisen nach § 51 EEG zu Finanzierungsrisiken von Anlagenprojekten. Aus Systemsicht macht aber die Abregelung nur einen kleineren Anteil der EE-Gesamterzeugung aus (mit regionalen Unterschieden). Hier ist der Einfluss der geänderten Strompreise

auf die Marktwerte von Windenergie- und Solaranlagen deutlich stärker. In Summe sind hier verminderte Erlöse von 12 bis 20 Prozent zu erwarten. Hier stellen sich über die Auswirkungen auf die EEG-Finanzierung ebenfalls Verteilungsfragen.

Der oft in der Literatur erwartete Anstieg der Kosten für die Verbraucher und Verbraucherinnen durch einen Strompreisanstieg ist dagegen im Mittel relativ gesehen gering. Für einzelne Hubs zeigen sich jedoch relevante Preissteigerungen. Sondervertragskunden mit reduzierten Netzentgelten ziehen aus den niedrigeren Netzentgelten, die Folge des verringerten Redispatch bei lokalen Preisen sind, nur einen ebenso reduzierten Vorteil. Zusätzliche mögliche negative Einflüsse durch Marktmacht (siehe nächstes Kapitel) und höherer Absicherungskosten auf den voraussichtlich illiquiden Terminmärkten sind an dieser Stelle vernachlässigt, können die Stromkosten jedoch erhöhen.

Erweiterte Effekte eines Loslösens von der einheitlich Preiszone

In Summe übersteigt das Einsparpotenzial von geringeren Stromkosten, Redispatch-Kosten, Engpassrenten und regelbaren Kraftwerke von 2019 bis 2023 die steigenden Kosten für EE-Förderung und einige Verbraucher in Süddeutschland. Rückblickend betrachtet für 2019 bis 2023 hätte ein Wechsel auf ein lokales System für die deutsche Volkswirtschaft einen leichten Effizienzgewinn bedeutet. Die Ergebnisse für die Modellierung dreier Zonen sind hingegen uneindeutig. Das heißt, je nach Betrachtungsjahr und durch die Bandbreiten der Kostenabschätzungen lassen die Modellergebnisse teils auf leichte statische Systemkostenvorteile und -nachteile schließen. Nicht betrachtet sind hierbei vor allem die Effekte auf Marktmacht und steigende Terminmarktkosten sowie die Auswirkungen einer höheren dynamischen Effizienz lokalerer Märkte. Diese Wirkungen sind zudem je nach Marktsegment und Region verschieden, weshalb sich weitergehende regulatorische Fragen der Verteilungsgerechtigkeit stellen, um dieses Einsparpotenzial in der Breite zu heben.

Wie ersichtlich, sind in höherem Maße insgesamt vor allem die Erlöse für Windkraft- und Solaranlagen durch ein lokales Preissystem betroffen (mit regionalen Unterschieden). Je nach Höhe der EEG-Vergütung ergeben sich daraus indirekt Förderbedarfe, was damit einen Einfluss auf das EEG-Konto durch die geänderten regionalen Erlöse hat. Zur ersten Abschätzung treffen wir die vereinfachte Annahme, dass geänderte Erlöse von thermischen Kraftwerken und Speichern privat sind, während Kosten von EE-Anlagen eher sozialisiert und von Verbrauchern getragen werden.

In der Kombination mit den anderen Kosteneinflüssen auf die Verbraucher im Bereich Strompreis und Netzentgelte (Engpassrenten, Redispatch-Kosten) ergibt sich in Summe eine reduzierte, aber positive Einsparung bei einem Wechsel auf ein lokales Preissystem.

Durch Marktmacht können aber höhere Erzeugerrenten und Stromkosten entstehen und die Einsparpotenziale begrenzen. Die Betroffenheit der einzelnen Verbrauchergruppen ist dabei jedoch heterogen und bedarf weitergehender Diskussion der Kostenwälzung und Sozialisierung.

Während für Haushalte und Gewerbe der unteren Spannungsebenen die Kosteneinflüsse aufgrund der höheren Steuern, Abgaben und Umlagen relativ gering sind, sind die Einflüsse für die energieintensive Industrie dagegen hoch. Aus diesem Grund stellen sich weitergehende Fragen der direkten Entlastung zum Beispiel durch den Rückgang von Übertragungsnetzentgelten auf gestiegene Engpassrenten oder indirekt über eine Kompensation für gestiegene Strompreise.

Weitere nicht berücksichtigte Effekte sind höhere Kosten wie Risikoprämien im Vertrieb wegen Preisunsicherheiten im Terminhandel (welche sich beim Endverbraucherpreis niederschlagen würden) und für Risikoprämien für Investitionen etc. (welche zu höheren Förderungsausgaben für den Staat führen können).

3.5.2 Quantitative Auswertung der Gesamtsystemkosten

Im Folgenden sind die Kosten und Erlöse für die verschiedenen Marktdesignoptionen und Jahre im Vergleich dargestellt, berücksichtigt werden dabei die Effekte geänderter Engpassrenten im Ausland, neue Engpassrenten im Inland, Redispatch-Kosten für Kraftwerke und Speicher, Redispatch-Kosten für EE-Abregelung, Stromkosten für Verbraucher, Erlöse für Erzeuger-Kraftwerke und -Speicher, Erlöse für Erzeuger aus Windkraft und Photovoltaik sowie Entschädigungen für die EE-Abregelung und die Differenz der Einkommen von EE-Anlagen im Vergleich zur einheitlichen Zone für die Jahre 2019 bis 2023. Nicht berücksichtigt sind jedoch die Effekte Marktmacht, Hedging-Kosten, Transformationskosten sowie zukünftige Systemzustände.

Für die diskutierten Effekte zeigt sich in Summe eine positive Einsparung für die deutsche Volkswirtschaft in der Bandbreite von 0,9 bis 1,2 Milliarden Euro pro Jahr bei einem Wechsel auf ein lokales System. Ein

Teil dieses Vorteils resultiert aus den Bilanzkreis-Ausgleichskosten durch den EE-Redispatch, für 2023 beträgt dieser Kostenblock etwa 0,6 Milliarden Euro. Bei einem Wechsel auf ein zonales System ergeben sich teils Einsparungen von 0,3 aber teils auch Mehrausgaben von bis zu 0,6 Milliarden Euro.

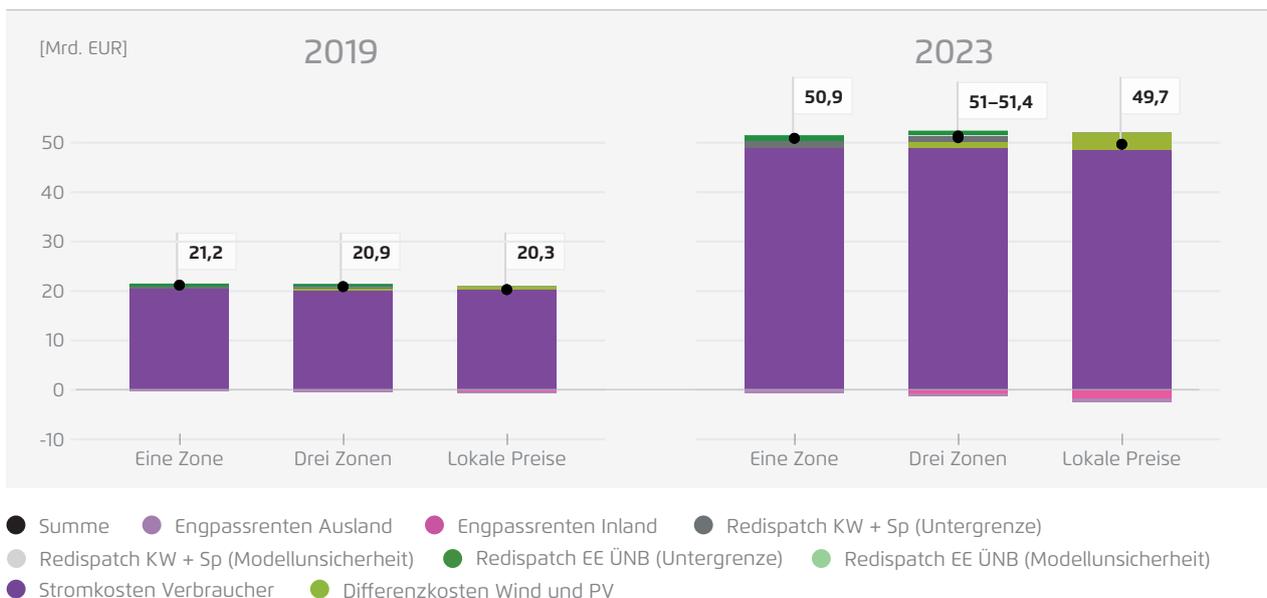
Vergleicht man die Erlöse der deutschen thermischen Kraftwerke und Speicher im europäischen Strommarkt und durch die Zahlungen für den Einsatz im Redispatch ergeben sich, ergeben sich durch einen Wechsel des Marktdesigns teilweise Gewinne und teilweise Verluste. Die Bandbreite erstreckt sich von Verlusten in Höhe von 0,7 Milliarden Euro (lokal 2019) bis zu Erlösen von 0,8 Milliarden Euro (zonal 2023).

Die genannten methodischen Unsicherheiten bestehen für die Höhe der Engpassrentenberechnung

Deutschlands, sowie der Berechnung der Ausgleichskosten für den Redispatch Erneuerbarer Energien. Zum Abgleich der Robustheit der Ergebnisse wurde

Analyisierte Gesamtsystemkosten, die vom Marktdesign abhängen (2019 und 2023)

→ Abb. 25



Agora Energiewende basierend auf Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024). Anmerkung: EE = Erneuerbare Energien; ÜNB = Übertragungsnetzbetreiber; KW + SP = Kraftwerke (exkl. Wind und PV) und Speicher

deshalb zusätzlich eine europäische Nettokostenbilanz im FBMC-System inklusive Engpassrenten mit dem per NTC-Verfahren gekoppelten Skandinavien berechnet. Die Einsparungen im gesamten europäischen System könnten hier im Mittel um 20 Prozent (zonal) bis 50 Prozent (lokal) geringer ausfallen als die berechneten deutschen Engpassrenten. Dies würde jedoch nichts an der grundsätzlich positiven Kostenbilanz eines Marktdesignwechsels ändern.

Auf Basis der Gesamtbilanz kann zwar festgestellt werden, dass sich unter den Prämissen (keine Bewertung von Transaktionskosten, Marktmacht und Risikokosten/*Hedging*) für die deutsche Volkswirtschaft eine grundsätzliche Kosteneinsparung ergibt. Für die einzelnen betroffenen Akteure zeigen sich jedoch höchst unterschiedliche Verteilungseffekte, welche hier generell und nicht räumlich differenziert ausgewertet werden.

Die wichtigsten drei Verteilungseffekte werden im Folgenden einzeln im Wechsel von der einheitlichen

Zone auf drei Zonen und ein lokales Preissystem exemplarisch für das Jahr 2023 dargestellt.

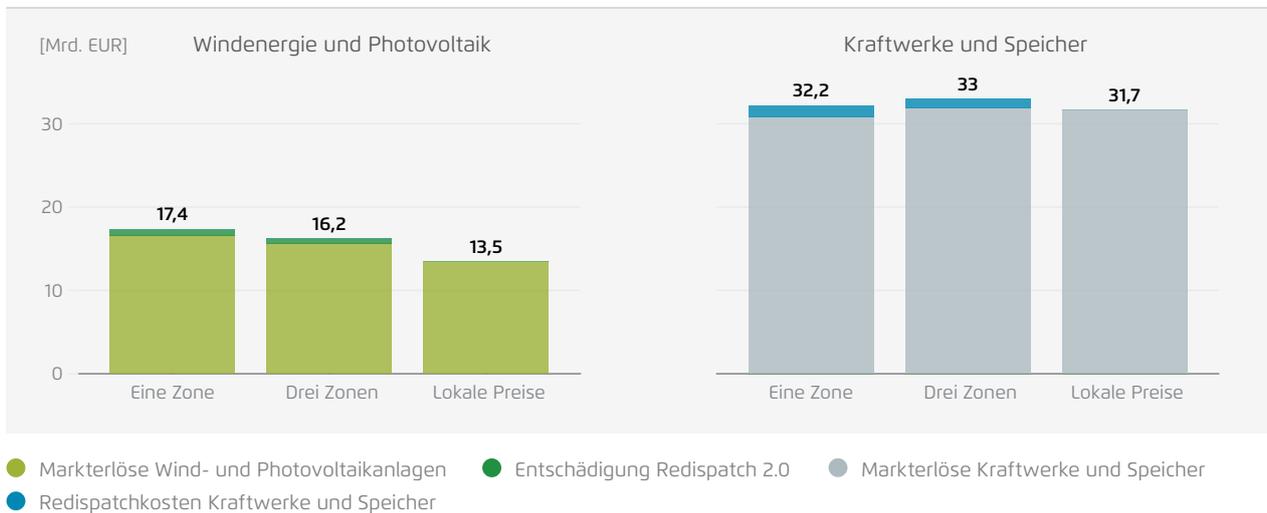
In folgender Abbildung sind die stabilen bis steigenden Erlösentwicklungen thermischer Kraftwerke nebst sinkender EE-Erlöse dargestellt. Diese würden als Differenzkosten im EEG-Konto landen und damit zusätzliche Kosten für den Staat verursachen, wenn eine Kompensation erfolgen soll.

Für thermische Kraftwerke und Speicher würden sich private Gewinne sowohl inländisch als auch gegenüber dem Ausland (Import/Export) ergeben.

Die Kombination aus wegfallenden Redispatch-Kosten, höheren Engpassrenten sowie leicht fallenden verbrauchsgewichteten Börsenstrompreisen führt zu einer Entlastung der Übertragungsnetzentgelte und Stromkosten, lokale Strompreise bedeuten in Summe eine Entlastung für (Groß-) Verbraucher, wie Abbildung 27 aufzeigt.

Modellierte Kosteneffekte für Stromerzeuger 2023

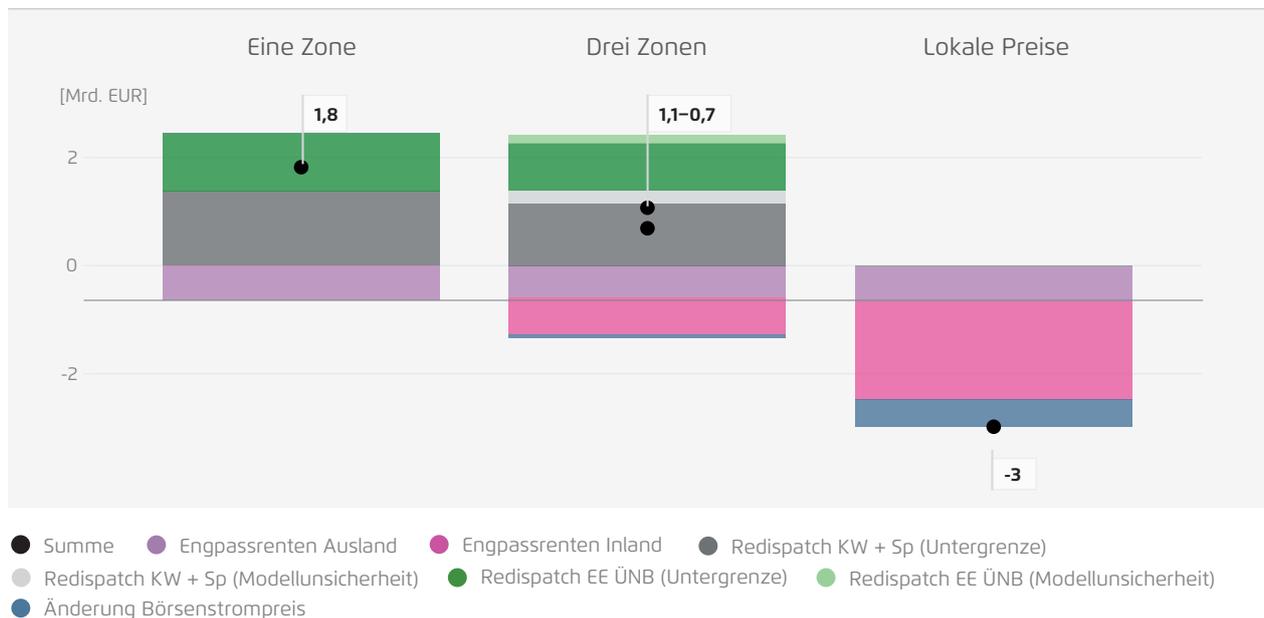
→ Abb. 26



Agora Energiewende basierend auf Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024). Anmerkung: Die Erlöse für Windenergie- und Solaranlagen einerseits und alle anderen Kraftwerke und Speicher andererseits sind getrennt ausgewiesen. Dabei ist die stündliche Stromerzeugung (Pumpstrom-Verbrauch als Kosten berücksichtigt) multipliziert mit dem Strompreis Bewertungsgrundlage. Bei Windenergie- und Solaranlagen kommen die Erlöse aus der Entschädigung für netzbedingte Abregelung hinzu, marktgetriebene EE-Abregelung reduziert hingegen die verkaufte Strommenge ohne Kompensation.

Modellierte Kosteneffekte für Verbraucher 2023

→ Abb. 27



Agora Energiewende basierend auf Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024). Anmerkungen: EE = Erneuerbare Energien, ÜNB = Übertragungsnetzbetreiber, KW + Sp = Kraftwerke (exkl. Wind und PV) und Speicher

3.6 Marktmacht

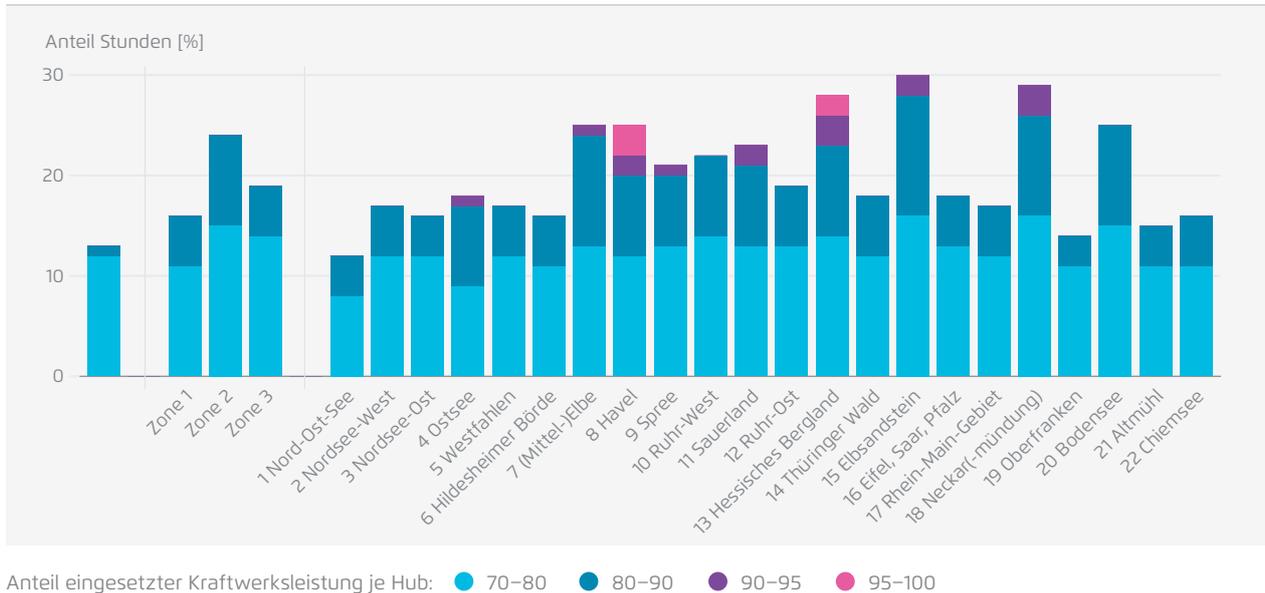
Die im vorangegangenen Kapitel analysierten Einsparpotenziale für die deutsche Volkswirtschaft durch einen Marktdesignwechsel lassen sich nur realisieren, wenn es nicht zu relevanten Mark-ups aufgrund von Marktmacht in einem stärker segmentierten Strommarkt kommt. Wenn in einem Strommarkt die Nachfrage nur noch durch den Betrieb der Kraftwerke eines Betreibers gedeckt werden kann, so kann dieser Betreiber höhere Preise an der Strombörse anbieten. Diese Situation ist bei kleinen Preisregionen und vielen Netzengpässen wahrscheinlicher als bei der einheitlichen Preiszone. Zu große Marktmacht ist jedoch regulatorisch vermeidbar, sowohl das Design von Geboten an Strombörsen als auch die Ertüchtigung der Marktaufsicht und Systemtransparenz können hier Werkzeuge sein.

Grundlage der Analyse in der vorliegenden Studie ist das Verhältnis von verfügbarer Kraftwerksleistung (unter Berücksichtigung von gemeldeten Ausfällen und Wartung) und der tatsächlich in einem Marktgebiet in der jeweiligen Stunde eingesetzten Leistung thermischen konventionellen Kraftwerke.

In Verbindung mit dem begrenzten Lastabwurfspotenzial in Stunden hoher Strompreise, setzen thermische Kraftwerke im Gegensatz zu Pumpspeichern den Strompreis. Grundsätzlich werden Mark-ups (also das Bieten oberhalb der eigenen Grenzkosten) als Funktionsweise des *Energy-Only*-Marktes zur Vollkostendeckung von Spitzenlastkraftwerken in gewissem Ausmaß toleriert oder sind für die Refinanzierung von Kapazitäten notwendig. Dieses Bieterverhalten ist jedoch nur in Phasen mit Leistungsknappheit möglich. In der simulierten Einheitspreiszone betragen die vom Markt abgerufenen Leistungen in den Einsatzzeiten mit der höchsten Leistungsauslastung aller Kraftwerke circa 90 bis 92 Prozent der maximal verfügbaren thermischen Kapazität in Deutschland über die fünf betrachteten Jahre. Im vom Wettbewerb geprägten europäischen Strommarkt sind dabei in diesen Stunden noch keine relevanten Mark-ups durch das Strommarkt-Fundamentalmodell nachzuweisen. Für eine Trennung der deutschen Strompreiszone und den Wechsel auf ein lokales System sind im Folgenden für jede Stunde für die sich durch *Market-Split* dynamisch jeweils bildenden Marktgebiete die verfügbaren und eingesetzten Kraftwerke ausgewertet (hier für das

Modellierter Anteil an Stunden im Jahr mit über 70 Prozent eingesetzter Kraftwerksleistung je lokalem Hub 2023

→ Abb. 28



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

Jahr 2023). Dabei wird deutlich, dass sich im lokalen Preissystem die Anzahl der Stunden mit einem Markteinsatz von mehr als 90 Prozent der verfügbaren Leistung in der Hälfte der Hubs deutlich erhöht auf ein bis vier Prozent der Stunden des Jahres. Nicht berücksichtigt wurden bei dieser Auswertung mögliche Verstärkungen der Abhängigkeiten, wenn sich mehrere Kraftwerke im Besitz derselben Marktakteure befinden und die Wahrscheinlichkeit von Oligopolen weniger relevanter Akteure und damit verbundener Gleichgewichtspreisbildung steigt. Entsprechend stellt Marktmarkt einen relevanten Faktor dar, der bei Einführung eines lokalen Systems regulatorisch eingeschränkt werden sollte.

3.7 Dynamische Effizienz durch lokale Investitionsanreize

3.7.1 Qualitative Einordnung der Ergebnisse

Grundsätzlich ist die Erwartung lokal divergierender Kraftwerkserlöse und Strombezugspreise in der Lage, lokal differenzierte Investitionsimpulse zu setzen. Bei unterschiedlichen Verbrauchern und Erzeugern

würden diese aber unterschiedlich stark ins Gewicht fallen. Die Bedeutung energiepolitischen Handelns auf regionaler Ebene (Länder, Kommunen) hätte für die künftige Entwicklung der lokalen Strompreishöhe ein zunehmendes Gewicht, nationale Entscheidungen hingegen ein geringeres.

Starke Lokalisierungssignale durch lokale Preise und abgeschwächt auch für zonale Preise sind auf Basis der modellierten Strompreisentwicklungen zu erwarten für den Bau von Elektrolyseuren im Norden, Kohlekraftwerksschließungen im Norden, Neuan-siedlungen von stromkostenintensiven Industrie-prozessen im Norden sowie neue EE-Kraftwerke und Gaskraftwerke im Süden.

Schwache Lokalisierungssignale sind für die meisten sonstigen Verbrauchergruppen zu erwarten. So ist zum Beispiel für neue Stromverbraucher wie Wärmepumpen und E-Mobilität der Anteil möglicher Marktdesignänderungen an den Strombezugskosten zu gering, um Investitionsentscheidungen zu beeinflussen. Gegebenenfalls sind aber Aggregatoren für deren flexible Vermarktung in der Lage, Regionen zu priorisieren.

Für die Neuansiedlung energieintensiver Industrie sind im Norden Börsenstrompreisersparnisse von im Vergleich zum Durchschnitt circa 20 Prozent ein Standortfaktor, der aber womöglich nicht entscheidend ist. Eindeutige Hinweise darauf, dass neue verbrauchsintensive Industrieanlagen insbesondere in Preiszonen mit potenziell niedrigen Strompreisen errichtet werden, hat eine entsprechende Analyse aus dem Jahr 2023³⁴ für skandinavische Preiszonen nicht ergeben. Als Standortfaktor sind die zonalen Strompreise in Nordeuropa für diese Investitionen offensichtlich nicht entscheidend. Zudem zeigen die heute bereits lokal differenzierenden Netzentgelte eine tendenziell entgegengesetzte Anreizstruktur, sie sind im Norden höher.

Anders ist das bei Elektrolyseuren, die extrem von Strompreisen und nachweisbar grünem Strom abhängen sowie keine Netznutzungsentgelte zahlen.

Windenergieanlagen im Süden haben einen erhöhten Marktwert von circa zehn Prozent. Für sie müssen bei der Standortwahl jedoch die geringeren Vollaststunden, gegebenenfalls höheren Investitionskosten für Schwachwindanlagen und die in Summe höheren Stromgestehungskosten (LCOE) berücksichtigt werden. Zudem gilt generell für die Investition in EE-Anlagen eine enge Wechselwirkung mit den Förderbedingungen und möglichen Weiterentwicklungen zum Beispiel in Hinblick auf die regionale Häufigkeit von negativen Preisen bei Änderungen des Marktdesigns.

3.7.2 Inhärente Risiken

Die Effektivität dieser lokalen Investitionsanreize geht mit der Bewertbarkeit und Absicherungsqualität gegen Risiken durch die Investoren einher. Im Mittelpunkt stehen dabei die energiepolitischen Unsicherheiten, wie sich Netzausbau, minRAM-Faktoren für den Stromhandel, lokaler EE-Ausbau und Kraftwerksbau sowie Nachfrage entwickeln.

Die Abhängigkeiten und Korrelationen eines lokalen Strompreises von einem Durchschnittspreis oder größeren Indexpreis sind schwerer analysierbar und absicherbar. Die Abkehr von einer großen Preiszone und damit von einer sehr hohen Terminmarktliquidität vermindert aber die Absicherungsqualität und erhöht die Absicherungskosten für ein bestimmtes Strompreinsniveau in einem bestimmten Knoten.

Bisher teilt sich die Analyse- und Absicherungsaufgabe für Investoren auf in eine Strommarkt Betrachtung unter weitgehender Vernachlässigung der Netzrestriktionen und unbekannte, regulierte künftige Redispatch-Kosten. Bei Abkehr von einer großen Preiszone wären die künftigen Netzrestriktionen mit all ihren Herausforderungen Teil der Analyse- und Absicherungsaufgabe.

Die lastflussbasierte Marktkopplung mit einer deutsch-luxemburgischen einheitlichen Zone oder einer Aufteilung in wenige Strompreiszonen weist weniger kritische Netzelemente auf, welche zusätzlich mittels der minRAM-Vorgaben (im Jahr 2024 zum Beispiel 50,5 Prozent der thermischen Netzkapazität) für den Handel offengehalten werden. Die Folge sind weniger Stunden mit Strompreisunterschieden, aber einem höheren nachgelagerten Redispatch-Bedarf. Die Modellierungserfahrung im Wechsel auf ein lokales System (hier 22 Hubs plus Luxemburg) zeigt aber, wie sensitiv Engpässe in weniger kritischen Netzelementen zu Strompreisunterschieden in der ganzen Marktregion führen. Da sowohl physikalisch als auch in der lastflussbasierten Marktkopplung alles miteinander zusammenhängt, sind auch Grenzen zwischen weiter entfernten Marktgebieten davon betroffen, obwohl sie in den meisten Stunden des Jahres keine Engpässe aufweisen. Das bedeutet aber auch, dass erfolgreiche Maßnahmen an wenigen kritischen Netzelementen (Hochtemperaturleiterseile, Netzbooster, Phasenschiebern) oder der Abschluss des Baus einer neuen Trasse die Häufigkeit von Preisunterschieden stark ändern können. Vergleichbar wäre hier auch die Stilllegung großer Kohlekraftwerksblöcke oder der Wechsel der *Merit-Order* zwischen Gas und Kohle aufgrund externer Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen, während ein weiterer EE-Ausbau

³⁴ <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/auswirkungen-subnationaler-preisgebotszonen-am-beispiel-nordeuropas>

dies eher sukzessive ändert. Das wiederum führt zu höheren Risiken bei Investitionsentscheidungen und einem viel höheren Modellierungsaufwand, solche Einflüsse überhaupt in ihrer Wahrscheinlichkeit ökonomisch bewerten zu können. Das Preissignal würde also zwar räumlich besser steuernd wirken.

In der absoluten Höhe der Erlöspotenziale einer Technologie müsste aber die grundsätzliche Preis-erwartung der Region Deutschland im europäischen Markt gegebenenfalls stärker gewichtet werden als die historische lokale Preisentwicklung.

4 Ableitungen/Trends für das zukünftige klimaneutrale Strom- und Energiesystem

Auf Basis der Auswertung der vergangenen Jahre im vorangegangenen Kapitel werden im Folgenden Schlussfolgerungen für die zukünftige Entwicklung im energiepolitischen Kontext gezogen.

4.1 Realisierungsmöglichkeiten lokaler Märkte

In Deutschland werden lokale oder nodale Strommärkte bisher eher mit einem Realisierungsvorbehalt und als wissenschaftlich interessantes Gedanken-spiel diskutiert. Hier hilft ein internationaler Blick, um den realen Lösungsraum zu erweitern. Gleichzeitig ist der Regulierungskontext internationaler nodaler Märkte nicht unter allen Umständen auf europäische Märkte übertragbar. Für lokale Märkte europäischer Prägung könnten Elemente und Rollen der etablierten Strommärkte mit dem Ziel weiterentwickelt werden, Stärken des gegenwärtigen Systems mit den Stärken lokaler Märkte zu verbinden.

Grundsätzlich erscheint die Umsetzung einer global dezentral getriebenen Energiewende nur über die Koordinierungsfunktion des liberalisierten Strommarktes energetisch- und kosteneffizient möglich. Weltweit nimmt in liberalisierten Strommärkten der Anteil von zonalen und nodalen Märkten gegenüber nationalen Märkten kontinuierlich zu (siehe Abbildung 24). Nodale Preise werden in vielen nordamerikanischen Systemen verwendet, wie zum Beispiel in Texas (ERCOT), Kalifornien (CAISO) sowie in der Mitte und dem Nordosten der USA (PJM, MISO, New York, New England). Weitere Länder mit nodalen Strommarktsystemen sind Teile Kanadas und Australiens sowie Chile, Mexiko, Russland, Neuseeland und Singapur.

Mehrere Preiszonen innerhalb von Nationalstaaten gibt es in Europa in Dänemark, Norwegen und Schweden sowie in Italien.³⁵

Die Übergänge zwischen einer Aufteilung in kleinere Zonen mit relativ geringer Nachfrage und nodalen Märkten sind dabei fließend, wie das Beispiel Skandinavien zeigt. So werden in Skandinavien das Problem der Liquidität und die fehlenden *Hedging*-Möglichkeiten über ergänzende Absicherungen der Preisunterschiede zu einem übergeordneten Systempreis für ganz Skandinavien ergänzt. In nodalen Märkten werden vergleichbar dazu Hubs aus aggregierten Knoten gebildet und Preisdifferenzen zu den einzelnen Knoten durch finanzielle Übertragungsrechte abgesichert.

Weitergehende Fragen sind, mit welchen Umsetzungszeiten für eine Aufteilung in kleine Zonen oder nodale Märkte zu rechnen ist und inwiefern die Entscheidung zur Einführung nodaler Märkte eine gesamteuropäische Frage oder eine Frage der einzelnen Länder ist. Dabei ist klar, dass dies einer sehr komplexen und individuellen Bewertung bedarf.

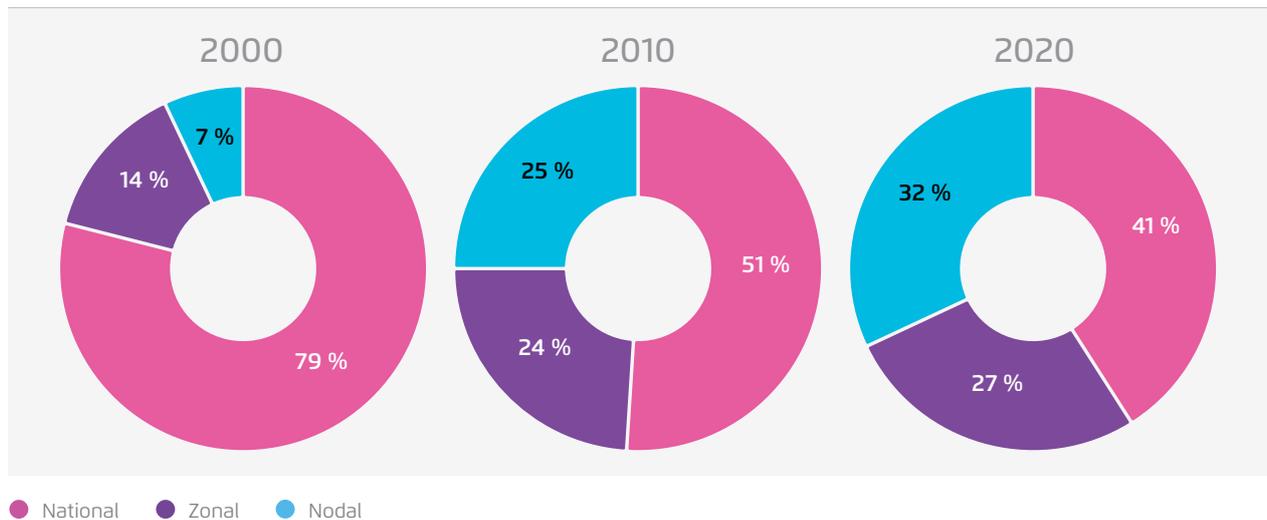
Zur Dauer der Trennung von nationalen Märkten in Preiszonen kann das Beispiels Schweden eine erste Orientierung geben. Die Aufteilung Schwedens erfolgte aufgrund einer Klage Dänemarks sehr schnell innerhalb von eineinhalb Jahren. Angeordnet wurde die Aufteilung von der EU-Kommission am 14. April 2010.³⁶ Die Umsetzung erfolgte schon zum 1. November 2011.

³⁵ <https://www.agora-energiewende.de/aktuelles/strompreiszonen-fuer-deutschland-vorbild-skandinavien>

³⁶ European Commission: Commission Decision of 14.4.2010 Relating to a Proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement.

Strommarktdesigns in OECD-Ländern entwickeln sich zunehmend hin zu nodalen Preissystemen

→ Abb. 29



FTI Consulting (2023). Anmerkungen: Das Schaubild umfasst die OECD-Mitgliedsländer (Stand: 2000) mit Ausnahme Islands. Quellen: IRENA, CAISO, NYISO, ERCOT, MBIE NZ, Potomac Economics, IESO, DUKES, FERC, SPP, ISO-NE

Der US-Bundesstaat Texas stellte im Zeitraum 1999 bis 2001 eine Einheitsstrompreiszone dar, wurde dann in vier bis fünf Zonen aufgeteilt, bevor im Jahr 2010 *Nodal Pricing* eingeführt wurde. Hintergründe des Wechsels auf ein nodales System in Texas waren hohe Ineffizienzen im zonalen Markt, da strukturelle Engpässe weiterhin vorhanden waren. Damit einher gingen die Möglichkeit der Marktmacht und Manipulation sowie hohe Redispatch-Kosten.³⁷

In Großbritannien läuft derzeit ein Konsultationsverfahren zur konkreten Einführung von zonalen oder nodalen Märkten. Die Ursache ist vergleichbar zum deutschen Fall. Schottische Windparks produzieren billigen Strom, der Großteil der Nachfrage liegt jedoch in Südengland und es gibt nicht genügend Übertragungsleitungen, um den gesamten Windstrom abzutransportieren. England ist durch DC-Seekabel mit dem europäischen Binnenmarkt nur begrenzt über NTC-Kapazitäten verbunden, was eine Neukonfiguration und eine Kopplung unterschiedlicher Preisbildungsmodelle leichter macht.

³⁷ [https://www.strommarkttreffen.org/07_Andreas%20Jahn%20\(RAP\)_%20Texas_%20U%CC%88bergang%20von%20einheitlicher%20Gebotszone%20zu%20zonalen%20bidding%20und%20dann%20LMP.pptx](https://www.strommarkttreffen.org/07_Andreas%20Jahn%20(RAP)_%20Texas_%20U%CC%88bergang%20von%20einheitlicher%20Gebotszone%20zu%20zonalen%20bidding%20und%20dann%20LMP.pptx)

Der deutsche Strommarkt ist auf Basis einer lastflussbasierten Marktkopplung (*Flow-Based Market Coupling*, FBMC) eng mit einem Großteil der Länder West- und Mitteleuropas verflochten.³⁸ Mit dem FBMC gehen sowohl Wohlfahrtsgewinne als auch eine Steigerung der Versorgungssicherheit einher. Aufgrund dieser engen Einbindung stellt sich die Frage, ob ein deutscher Alleingang (also eine Entscheidung für ein nodales System nur in Deutschland) technisch und regulatorisch möglich wäre. Mit einem selektiven Herauslösen wären jedenfalls voraussichtlich Effizienzeinbußen verbunden. Auf EU-Ebene wird auch unabhängig vom Fall Deutschland diskutiert, ob einzelne Länder ein Nodalsystem³⁹ einführen können, so zum Beispiel in Bezug auf Irland, Polen, zu einem früheren Zeitpunkt Italien oder in Bezug auf ein zukünftiges Nordsee-Offshore-Netz. Eine Umsetzung ist aber nicht ohne Änderungen der EU-Regularien möglich. Dagegen wäre eine

³⁸ Mai 2015 CWE-Staaten Zentralwesteuropa an den Innengrenzen D-NL, D-F, F-B, NL-B mit Erweiterung im Juni 2022 zur Core-Region aus 13 Ländern aus Zentralwest- und Ost-Europa: Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowenien, Slowakei, Tschechien und Ungarn.

³⁹ <https://www.econstor.eu/handle/10419/295216>

Aufteilung in beliebig viele Zonen nach EU-Recht möglich und damit regulatorisch der leichtere Weg, um Netzengpässe im Strommarkt zu berücksichtigen.

Technische Begrenzungen bestehen in der Rechenfähigkeit der Systeme. So wäre ein Parallelbetrieb zwischen dem heutigen Euphemia-Algorithmus zur lastflussbasierten, grenzüberschreitenden *Day-Ahead*-Marktkopplung in Europa und dem *Clearing* in einem Nodalsystem sehr herausfordernd. Ein wesentlicher Punkt wäre hierbei die Berücksichtigung von Ringflüssen. Eine zusätzlich Herausforderung ist es, die vielfältigen Prozesse der Marktteilnehmer im heutigen System umzustellen. Zentral im Nodalsystem sind Preisgebote je Netzknoten und damit Knoten-Bilanzkreise sowie ein Echtzeitmarkt. Damit einher gehen Einschränkungen beim *Pooling* (EE-Prognosefehler, Aggregation dezentraler Flexibilität) und damit höhere Risiken. Weitere Herausforderungen stellen die Weiterentwicklung des Wettbewerbs verschiedener europäischer Strombörsen und des OTC-Handels dar sowie die Frage, ob ein nodales System die Etablierung eines ISO (*Independent System Operator*) analog zur US-amerikanischen Praxis erfordern würde – unabhängig vom Übertragungsnetzbetreiber.

Nichtsdestotrotz scheinen diese Herausforderungen keine grundsätzlich unüberwindbaren Hürden für einen zukünftigen Wechsel auf ein nodales System in Europa darzustellen. Vermutlich müsste ein nodales System zunächst in Pilotregionen eingeführt werden, um auf Basis der Erfahrungen Anpassungen vorzunehmen und dann ein schrittweises Herauslösen von Preiszonen aus dem heutigen Euphemia-Preisbildungs-Algorithmus umzusetzen. Grundsätzlich könnten beide Systeme in Europa regional parallel betrieben und gekoppelt werden.⁴⁰

4.2 EU-Perspektive

Eine wesentliche Vorgabe der EU ist die Vervollständigung des europäischen Binnenmarktes für Strom. Im Rahmen des „Clean Energy Package“ (CEP) soll der Stromhandel maximiert werden. Je mehr Übertragungskapazität dafür zur Verfügung steht, desto stärker ist der grenzüberschreitende Wettbewerb und die Integration erneuerbarer Energiequellen wird grundsätzlich verbessert. Zentral ist hierfür die EU-Vorgabe, bis 2026 schrittweise auf allen für den europäischen Binnenhandel relevanten Leitungen mindestens 70 Prozent der Kapazität für Handelsgeschäfte zur Verfügung zu stellen (70 Prozent minRAM-Vorgabe). Sollte wie erwartet der Netzausbau weiterhin Verzögerungen unterworfen sein, wird dies den Redispatch-Bedarf weiter erhöhen. Grundsätzlich sollen strukturelle Netzengpässe durch Preiszonenzuschnitte adressiert werden. Sowohl durch Maßnahmen zur Ermöglichung der minRAM-Vorgaben (zum Beispiel Phasenschieber) als auch durch eine Zonenteilung ist eine Reduktion von Ringflüssen möglich.

Die Strombinnenmarkt-Verordnung fordert grundsätzlich eine marktbasiertere Ausgestaltung des Redispatch, also die freiwillige Teilnahme aller Flexibilitäten an Ausschreibungen. Die bisherige Beibehaltung des kostenbasierten Redispatch in Deutschland, also die verpflichtende Teilnahme konventioneller Kondensationskraftwerke und Speicher mit mehr als 100 Kilowatt Leistung stellt eine durch Deutschland beantragte Ausnahme dar. Mit dieser Erlaubnis einher geht jedoch die Verpflichtung, strategische Netzengpässe abzubauen, sei es durch Gebotszonenteilung oder eine Beseitigung von Netzengpässen. Als marktferne Ausnahme stellt der kostenbasierte Redispatch keine dauerhafte Option dar.

Weiterentwicklungen des Europäischen Binnenmarktes der letzten Jahre hatten den Fokus, die Wohlfahrt weiter zu erhöhen und die Versorgungssicherheit europaweit zu steigern. Dies zeigt sich in der Erweiterung der lastflussbasierten Marktkopplung auf mittel- und osteuropäische Länder und der untertägigen Nutzung von freien Kuppelkapazitäten für *Intraday*-Markt und Regelleistung.

⁴⁰ https://www.econstor.eu/bitstream/10419/184675/1/Report_13th_FPM_2018_published.pdf und / https://www.econstor.eu/bitstream/10419/295216/1/FPM_Summary_Report_16_05_2024.pdf

Der aktuelle Bidding Zone Review der europäischen Regulierungsagentur ACER adressiert eine mögliche Zonenaufteilung Deutschlands sowie der Niederlande und Frankreichs. Des Weiteren werden in Nord-Italien und Schweden neue Aufteilungen in bestehende zonale Systeme untersucht. Italien weist zwar bereits Strompreiszonen auf, erlaubt aber über den nationalen Einheitspreis PUN bis auf Pumpspeichern keine Nachfrageflexibilität, welche in Hinblick auf den Ausbau der Photovoltaik schneller notwendig werden kann.

Aber auch in anderen europäischen Ländern zeigen sich die zunehmenden Herausforderungen durch die Dynamik des Ausbaus von EE-Anlagen und der Stilllegung von Kohlekraftwerken. Weitere Anknüpfungspunkte bestehen in der Integration der Offshore-Windenergie der Nordsee-Anrainer. Hier zeigen sich Kostenvorteile durch die länderübergreifende Vermaschung oder Offshore-Hubs untereinander, zudem würden Elektrolyseure von günstigen Strompreisen nahe der Offshore-Windparks profitieren. Diese Hubs würden dabei zukünftig eigene europäische Marktgebiete darstellen.

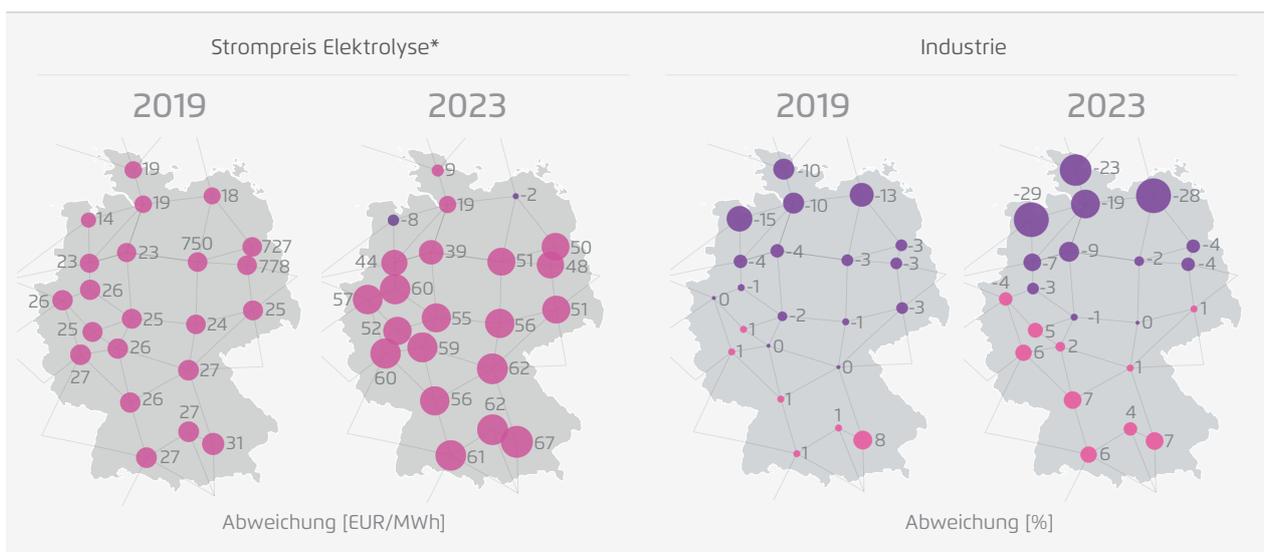
Wie im vorangegangenen Kapitel darstellt, ist dabei die Einführung von einem nodalen System in einzelnen Ländern beziehungsweise ein sukzessiver Übergang eine technisch realistische Option, während regulatorisch derzeit nur eine Einführung von beliebig kleinen Zonen zulässig ist. In diesem Rahmen sind auf der Zeitskala je nach nationaler Dynamik des EE-Ausbaus und der Erschließbarkeit von Lastflexibilitätpotenzialen unterschiedliche Vertiefungen des Marktdesigns in den verschiedenen Mitgliedsländern möglich.

4.3 Notwendigkeit regionaler Steuerung von Investitionsentscheidungen

Wie in den Analysen in Kapitel 3 dargestellt, besteht eine wichtige Funktion regionaler beziehungsweise lokaler Strompreise darin, einen effizienten Anlageneinsatz zu ermöglichen, der Netzrestriktionen berücksichtigt. So zeigt zum Beispiel die Analyse der Preiswirkungen auf den Einsatz von Pumpspeichern, dass gerade in Süddeutschland die Optimierung auf

Modellierte Abweichung der Strombeschaffungspreise für Elektrolyseure und Industrie in den 22 lokalen Preis-Hubs im Vergleich zur einheitlichen Zone

→ Abb. 30



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024). * Mittlerer Strompreis bei einem Betrieb von 3.000 Volllaststunden jährlich und mindestens 188 Volllaststunden monatlich

einen einheitlichen Strompreis zu hohen Ineffizienzen führt. Der aktuelle sehr dynamische Markthochlauf von Batteriespeichern und ihr Einsatz in den *Intraday*- und Regelleistungsmärkten wird dieses Problem verschärfen.

Im Folgenden wird die Frage adressiert, inwieweit geografisch differenzierte Preissignale geeignet sind, neben Dispatch- auch Investitionsentscheidungen regional zu steuern. Hierbei ist zu differenzieren zwischen Technologien, die grundsätzlich Freiheitsgrade haben in ihrer Standortwahl, wie Elektrolyseure, Industrie-Neuansiedlungen, große Speicher, (H₂-)Kondensationskraftwerke und EE-Anlagen, sowie Technologien mit festem Ortsbezug, wie dezentralen Flexibilitäts-Optionen oder H₂-KWK-Kraftwerken.

Dabei stehen insbesondere Elektrolyse (Fokussierung auf bestimmte Netzknoten) und Industrie-Ansiedlungen (breitere Verteilung im Norden) im Fokus der Diskussion. Abbildung 30 zeigt die Abweichungen der Strombeschaffungspreise für Elektrolyseure und Industrieanlagen zwischen einer großen Zone und der Konfiguration mit 22 lokalen Hubs.

4.3.1 Elektrolyse und große Speicher

Insbesondere für Elektrolyseure stellt sich die Frage, inwiefern eine Standortwahl netzknotenscharf gesteuert werden kann, um Netzanbindungskosten (Stromnetz, H₂-Netz) zu minimieren und Abregelung von EE-Anlagen zu vermindern. Dies könnte sowohl über regional differenzierte Netzentgelte (Baukostenzuschüsse) als auch über lokale Preise erfolgen. Hierbei muss jedoch das in Abschnitt 3.6.2 erläuterte hohe Risiko von lokalen Strompreisänderungen aufgrund der Abhängigkeit von wenigen kritischen Netzelementen berücksichtigt werden. Vergleichbar ist die Einschätzung für große Speicher. Für beide könnte gegebenenfalls eine direkte Verbindung zu Standorten mit sehr großen Windenergie-Onshore- und PV-Freiflächen-Parks eine dritte Alternative

sein. Durch die Überbauung von Netzanschlusspunkten durch EE-Anlagen kann es hier begrenzte zusätzliche Anreize geben.⁴¹

4.3.2 Standortentscheidungen für Industrieansiedlungen

Wie bereits in den Ergebnisauswertungen erläutert, kann der geringere Börsenpreis in Verbindungen mit einem höheren EE-Stromanteil in der Region für Standortentscheidungen der energieintensiven Industrie einen wichtigen Faktor darstellen. Dabei würde sowohl ein lokales als auch ein zonales System standorteffektive Anreize für Nord- und Ostdeutschland bieten. Für die energieintensive Industrie ist dabei der Börsenstrompreis aufgrund der erheblichen Netzentgeltrabatte und der Stromsteuerbefreiung ein sehr hoher relativer Kostenanteil. Entsprechend wäre ein regionaler Strompreis hier zielführend – mit abnahme- und branchenspezifischen Unterschieden. Auf politischer Ebene wird wesentlich sein, einen Interessensausgleich zu finden, zum Beispiel über die Kompensation von Strompreissteigerungen in den betroffenen Regionen in weiten Teilen im Süden und einigen Regionen im Westen Deutschlands beziehungsweise von verringerten Marktwerten insbesondere für EE-Anlagen in Nord- und Ostdeutschland. Ein derartiger Ausgleich könnte andererseits die dynamische Effizienz regionaler Preisen begrenzen.

4.3.3 (H₂-)Kondensationskraftwerke

Kondensationskraftwerke sollten aus Gründen der Systemresilienz beziehungsweise -stabilität grundsätzlich geografisch verteilt gebaut werden. Da aber – wegen ihrer Wärmefunktion – standortgebundene KWK-Anlagen hierzu einen großen Beitrag leisten werden, bestehen aus technischer Sicht Freiheitsgrade, um den Zubau von Kondensationskraftwerken zu steuern. Das kann effizient über lokale Preise

41 <https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/2024/ungenutzte-kapazitaeten-fuer-netzanschluss-von-erneuerbaren.html>

geschehen, über netzbezogene Anreize, grundsätzlich aber auch durch eine entsprechende Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen.

4.3.4 Erneuerbare-Energien-Anlagen

Für große Erneuerbare-Energien-Anlagen stellt sich im Hinblick auf begrenzte Flächenverfügbarkeit und immer noch lange Genehmigungsdauern grundsätzlich die Frage, inwiefern es für eine effektive regionale Marktsteuerung aus systemischer Perspektive zum Erreichen der Windkraft- und PV-Zubauziele Spielraum gibt. Weitere Faktoren, die die Standortwahl für Windenergie- und PV-Anlagen beeinflussen, sind die Ausgestaltung des Investitionsrahmens, Akzeptanzfragen, Bürgerbeteiligungsmöglichkeiten und Wechselwirkungen zur Agrarpolitik. Regionale Steuerungseffekte könnten zudem über sogenannte „tiefe Netzanschlussentgelte“ beziehungsweise regional differenzierte Baukostenzuschüsse erreicht werden.⁴²

Für Offshore-Windkraft ist aufgrund der Abhängigkeit von der Infrastruktur der Netzanbindung und der langen Planungs- und Umsetzungsprozesse grundsätzlich ein über Projektausschreibungen regulierter Markt notwendig. Preissignale beeinflussen hierbei nicht die Standortentscheidung, sondern die Frage, ob Anlagen umgesetzt werden können. Nach den Negativ-Geboten der Vergangenheit in Erwartung hoher Erlöspotenziale einer Einheitsstrompreiszone ist zuletzt eine gewisse Trendumkehr sichtbar geworden. Dies kann Auswirkungen auf den Investitionsrahmen beziehungsweise die Absicherungserwartung der Investoren haben. Das Ausmaß, in dem Investoren in Erneuerbare Energien sich an der Finanzierung der Netzinfrastruktur für die Offshore-Anbindung beteiligen, wird perspektivisch eher geringer werden, insbesondere in einem zonalen oder lokalen System. Andererseits ist durch Elektrolyseanlagen langfristig eine Stabilisierung der regionalen Stromerlöse in Höhe der Grenzkosten für eine wettbewerbsfähige Wasserstoffherzeugung zu erwarten.

4.3.5 Diskussion weiterer Investitionen

Lokale Preise können dazu beitragen, günstigen Strom zu Zeiten hoher lokaler EE-Einspeisung in *Power-to-Heat*-Anlagen vor Ort zu nutzen. Gerade im Markthochlauf können so Standortanreize für Investitionen in Elektrokessel vermittelt werden, um die strombasierte Wärme für Fernwärmenetze oder Industrieprozesswärme zu nutzen.

Für dezentrale Flex-Optionen (zum Beispiel E-Pkw, Wärmepumpen, PV-Speicher) sind die Investitionsanreize gering. Eventuell kann sich über regionale Strompreise eine Priorisierung des Aufbaus von Portfolien durch Aggregatoren zur Vermarktung von Flexibilitäten im Norden ergeben. Regional differenzierte Strompreise würden voraussichtlich zu einer höheren zeitlichen Kongruenz mit zeitvariablen Netzentgelten im Verteilnetz führen und dadurch die Effizienz der Auslastungssteuerung der Netzinfrastruktur erhöhen.⁴³

4.3.6 Beweislastumkehr

Zuletzt sei noch ein Gedankenexperiment gewagt – man könnte die „Suchfrage“ auch umdrehen, sich also lösen von der Frage, welche Konsequenzen eine Umstellung der Preiszonenkonfiguration mit sich brächte, hin zu der Frage nach den Konsequenzen für das Stromsystem, sollten Investitionen an den falschen – aus Perspektive des Stromsystems „falschen“ Standorten getätigt werden, also: Wie beeinflussen „falsche“ Standortentscheidungen die Energiewende? Wer zahlt die Mehrkosten der damit einhergehenden Ineffizienzen? Grundsätzlich ist mit Effizienzeinbußen und damit – gerade auch vor dem Hintergrund beschränkter Ressourcen wie Rohstoffen oder Personal – mit einer Verlangsamung der Transformationsgeschwindigkeit, höheren Energiekosten und zusätzlichen Emissionen zu rechnen. Die resultierenden Mehrkosten treffen Endverbraucherinnen und Endverbraucher über höhere

⁴² https://ariadneprojekt.de/media/2022/06/Ariadne-Analyse-Regionale-Steuerungsinstrumente_Juni2022.pdf

⁴³ https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf

Netzausbau-, Redispatch-Kosten und Strompreise. Für die Erzeuger entstehen Erlöseinbußen beziehungsweise zusätzliche Einnahmen in Abhängigkeit vom konkreten Marktdesign und dem Umgang mit Bestandanlagen.

4.4 Weiterer Untersuchungsbedarf

Die Analyse der Auswirkungen, die alternative Preiszonenkonfigurationen bis hin zu lokalen Preisen auf das deutsche Stromsystem in den Jahren 2019 bis 2023 gehabt hätten, zeigt: Ein Loslösen von der einheitlichen Preiszone ist aus energiewirtschaftlicher Sicht sinnvoll. Lokale Preisanreize haben eine höhere Systemeffizienz, da Kraftwerksbetreiber, Speicherbetreiber und Stromverbraucher die Netzengpässe in der kurzfristigen Einsatzplanung berücksichtigen. So entsteht ein kostengünstigerer Kraftwerkseinsatz als in der einheitlichen Preiszone inklusive nachträglichem Redispatch durch die Übertragungsnetzbetreiber. Mit steigendem Anteil Erneuerbarer Energien, mehr lastseitiger Flexibilität sowie verstärktem Handel mit den europäischen Nachbarn wird der Kostenvorteil lokaler Preissignale weiter steigen, da vermehrt Netzengpässe zu erwarten sind.

Für eine umfassende Bewertung der Vor- und Nachteile dieser Alternativen sowie für die Entwicklung einer möglichen, langfristigen Roadmap für eine

Änderung des Strommarktdesigns hin zu lokalen Preissignalen stellen sich aus unserer Sicht noch weitere Fragen, die dringend adressiert werden sollten:

Wie wären die Auswirkungen auf die Marktkonzentration, gegebenenfalls marktbeherrschende Stellung in einzelnen Zonen, und wie ließe sich diese regulatorisch vermeiden?

Welcher effektive Stromkostennachteil ergibt sich durch verringerte Terminmarktliquidität und/oder Absicherungsqualität am Ort der Netzverknüpfung und wie lassen sich diese etwaigen Nachteile begrenzen?

Welchen Effekt hat ein im Zuge eines Zonensplits abgeschwächtes minRAM-Kriterium auf Importe und Redispatch?

Wie entwickeln sich Redispatch und Preiseffekte in Zonen-Konfigurationen mit mehr als drei Zonen?

Betrachtet man künftige Stromsysteme: Welche Effekte haben zunehmend flexiblere Nachfrager und Speicher auf die systemische Effizienz eines bestimmten Marktdesigns? In welchem Maße können lokale Preise, die Investition in und den Betrieb von Flexoptionen bedingen, die Integrationsfähigkeit für EE-Strom erhöhen?

Literaturverzeichnis

ACER (2022): *ACER's Decision on the alternative bidding zone configurations to be considered in the bidding zone review process ANNEX I List of alternative bidding zone configurations to be considered for the bidding zone review 8 August ACER Decision 11-2022 on alternative BZ configurations.*

URL: https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations%20-%20Annex%20I.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Agora Energiewende (2023): *Agorameter.*

URL: <https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter> – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Agora Energiewende (2023): *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen – Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können.*

URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Agora Energiewende (2023): *Strompreiszonen für Deutschland: Vorbild Skandinavien.*

URL: <https://www.agora-energiewende.de/aktuelles/strompreiszonen-fuer-deutschland-vorbild-skandinavien> – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): *Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann.* URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Aurora (2023): *Power Market Impact of Splitting the German Bidding Zone.* URL: <https://auroraer.com/insight/power-market-impact-of-splitting-the-german-bidding-zone/> – zuletzt geprüft am 5.11.2024

BNetzA (2021): *Monitoringbericht 2021.*

URL: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht_energie2021.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

BNetzA (2021): *REDISPATCH NACH ARTIKEL 13 VERORDNUNG (EU) 2019/943 Bericht Entwicklungsstand, Maßnahmen und nächste Schritte.*

URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/RedispatchBericht2021.pdf?__blob=publicationFile&v=1 – zuletzt geprüft am 5.11.2024

BNetzA (2022): *VERSORGUNGSSICHERHEIT STROM Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität.*

URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4 – zuletzt geprüft am 5.11.2024

BNetzA (2023): *Netzreserve.*

URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html> – zuletzt geprüft am 5.11.2024

BNetzA (2024a): *Netzengpassmanagement.*

URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/artikel.html?nn=669820> – zuletzt geprüft am 5.11.2024

BNetzA (2024b): *Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach § 13 Abs. 10 EnWG (2024).* URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/PrognoseNetz-Systemssicherheitskosten2024.pdf – zuletzt geprüft am 12.02.2025.

Bundesrechnungshof (2024): *Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung.* URL: <https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energiewende-volltext.html> – zuletzt geprüft am 5.11.2024

COMPASS LEXECON (2024): *The Impact of Bidding Zone Changes on Liquidity & Transaction Costs - A Study for ENTSO-E.* URL: https://consultations.entsoe.eu/markets/public-consultation-on-bidding-zone-review/user_uploads/240719_entso-e_market_liquidity_and_transaction_cost_report_vf_for_p-consultation.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Consentec (2024): *Sachverständigen Gutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241 - Weiterentwicklung von Redispatch 2.0.* URL: https://consentec.de/app/uploads/2024/07/BK6-23-241_gutachten-1.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

ENTSO-E (2023): *BZR Timeline December 2023.* URL: https://www.entsoe.eu/assets/graphics/bzr/bzr-timeline_december-2023.webp – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Europäische Kommission (2010): *Commission Decision of 14.4.2010 Relating to a Proceeding under Article 102.* URL: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1211_8.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Europäische Kommission (2015): *Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on Capacity Allocation and Congestion Management.* URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222> – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Fraunhofer IEE (2023): *Trafo-Atlas.* URL: <https://maps.iee.fraunhofer.de/trafo-atlas/> – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Fraunhofer IEE und Becker Büttner Held, herausgegeben durch Bundesverband Erneuerbare Energien (2024): *Netzverknüpfungspunkte - Studie - Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch Erneuerbare Energien, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung.* URL: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240310_BEE_Studie_NVP.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Gerhardt et al. (2023): *Umsetzbarkeit der Stromwende - Regionale Potenziale Erneuerbarer Energien und gesellschaftliche Akzeptanz.* URL: <https://doi.org/10.48485/pik.2023.013>, URL: <https://ariadne-projekt.de/publikation/kurzdossier-umsetzbarkeit-der-stromwende-regionale-potenziale-erneuerbarer-energien-und-gesellschaftliche-akzeptanz/> – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Löschel, Grimm, Matthes, Weidlich 2023: *Strommarktdesign und Weiterentwicklungsmöglichkeiten*

Neon, Consentec (2019): *Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland - Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“.* URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=1 – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Neuhoff et al. (2024): *EU power market reform toward locational pricing: Rewarding flexible consumers for resolving transmission constraints, ZBW - Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg.* URL: https://www.econstor.eu/bitstream/10419/295216/1/FPM_Summary_Report_16_05_2024.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (2022): *Regionale Steuerungsinstrumente im Stromsektor. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.* URL: https://ariadneprojekt.de/media/2022/06/Ariadne-Analyse_Regionale-Steuerungsinstrumente_Juni2022.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (2022):

Regionale Steuerungsinstrumente im Stromsektor.
 Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.
 URL: https://ariadneprojekt.de/media/2022/06/Ariadne-Analyse_Regionale-Steuerungsinstrumente_Juni2022.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (2024):

Auswirkung einer Gebotszonenteilung auf den Marktwert der erneuerbaren Energien im Jahr 2030.
 Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.
 URL: <https://ariadneprojekt.de/publikation/gebotszonenteilung-auswirkungen-auf-den-marktwert-der-erneuerbaren-energien-im-jahr-2030/> – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Regulatory Assistant Project (2024): ERCOT Pathway to Locational Marginal Pricing.

URL: [https://www.strommarkttreffen.org/07_Andreas%20Jahn%20\(RAP\)_%20Texas_%20U%CC%88bergang%20von%20einheitlicher%20Gebotszone%20zu%20zonalen%20bidding%20und%20dann%20LMP.pptx](https://www.strommarkttreffen.org/07_Andreas%20Jahn%20(RAP)_%20Texas_%20U%CC%88bergang%20von%20einheitlicher%20Gebotszone%20zu%20zonalen%20bidding%20und%20dann%20LMP.pptx) – zuletzt geprüft am 5.11.2024

THEMA (2023): Auswirkungen subnationaler Preisgebotszonen am Beispiel Nordeuropas.

URL: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/auswirkungen-subnationaler-preisgebotszonen-am-beispiel-nordeuropas> – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Thema (2023): *Price Impacts of a German Bidding Zone Split Revealed.* URL: <https://thema.no/nyheter/price-impacts-of-a-german-bidding-zone-split-revealed/> – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Übertragungsnetzbetreiber (2021): *Bewertung der Systemstabilität - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf.* URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Systemstabilitaet.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Übertragungsnetzbetreiber (2021b): *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren Gebotszonenüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2020 gemäss Artikel 15 Absatz 4 Strommarktverordnung (EU) 2019/943.*

URL: https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/strommarkt-design/clean-energy-package/compliance_bericht_de.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Übertragungsnetzbetreiber (2022): *Langfristanalyse 2030 (V2022) Executive Summary.*

URL: https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/teilkpaket_2_exemplarische_quantitative_langfristanalyse_2030.pdf – zuletzt geprüft am 5.11.2024

Anhang

Modellierungsmethodik

Abgrenzung der historischen Analyse dieser Studie (2019 bis 2023) vom Live-System (ab 2024)

Für die Berechnung der historischen Jahre 2019 bis einschließlich 2023 wird ein Datenfluss aus verschiedenen Inputdaten (insbesondere von der ENTSO-E-Transparenzplattform und dem *Agorameter*⁴⁴) zusammen mit Simulationsmodellen des Fraunhofer IEE zur regionalen EE-Erzeugung und Last mit dem Strommarktmodell (SCOPE EM) und dem Netzmodell (IEE OPT) des Fraunhofer IEE kombiniert.

Der Datenfluss in der Modellierung der historischen Jahre für die Studie stimmt bis auf wenige Ausnahmen mit dem Datenfluss des *Lokalen Agorameters* überein, weshalb im Folgenden an verschiedenen Stellen auf dessen Hintergrunddokumentation verwiesen wird. Die Unterschiede zwischen den Daten der Studie und dem *Lokalen Agoramer* im Live-Betrieb sind:

- Betrachtungszeitraum: Die Studiendaten umfassen die Jahre 2019 bis 2023; Betriebsbeginn des *Lokalen Agorameters* ist 2024. Die historischen Daten im *Lokalen Agoramer* stammen demnach aus den Studienergebnissen.
- Verwendung von Ist-Werte in der Studie, Verwendung von Ist- und Prognosewerten im *Lokalen Agoramer*.
- Keine Berechnung von drei Zonen, sondern nur der lokalen Preis-Hubs im *Lokalen Agoramer*. Deshalb auch keine Redispatch-Rechnung im *Lokalem Agoramer*.
- stündliche Reoptimierung im *Lokale Agoramer* statt 24 Stunden in der historischen Auswertung
- Berechnung der Wärmelast im *Lokalen Agoramer*.

→ Wasserkraft

- vergangenes Kalenderjahr für saisonale Speicherfüllstandserwartung im *Lokalen Agoramer* → keine Flexibilitätsüberschätzung
- repräsentatives Jahr für Wasserzufluss im *Lokalen Agoramer* → Abweichungen gegenüber ENTSO-E Stromerzeugungsdaten/Energiebilanzen

Datenaufbereitung

Abgesehen von statischen Eingangsgrößen (GIS-Daten, Stammdaten, Marktwerten, Stromnetzkenntnissen, Kraftwerkslisten) werden Zeitreihen in stündlicher Auflösung aufbereitet. Diese Zeitreihen beziehen sich auf die Ist-Werte von:

- Windenergie
- Photovoltaik
- Stromnachfrage
- Must-run-Kraftwerken (Biomasse, Erdgas-BHKW, Müll, Geothermie)
- NTC-Werte
- Handelsflüssen
- Brennstoffpreisen
- CO₂-Preisen
- Kraftwerksverfügbarkeiten
- Lufttemperatur
- Sonneneinstrahlung

Hinsichtlich der räumlichen Auflösung dieser Zeitreihen wird zwischen Deutschland und den europäischen Nachbarländern unterschieden.

Als europäische Nachbarländer werden die Länder betrachtet, die in Abbildung 4 als NTC- und PTDF-gekoppelt bezeichnet werden. Die Zeitreihen dieser Länder werden von der ENTSO-E-Transparency-Plattform und für Deutschland auch vom *Agoramer* bezogen. Hinsichtlich der räumlichen Auflösung werden die europäischen Länder durch jeweils eine Zeitreihe abgebildet.

⁴⁴ <https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter>

Für Deutschland hingegen werden Windenergie-, Photovoltaik-, und Stromverbrauchszeitreihen speziell behandelt und in einer räumlichen Auflösung von Postleitzahlen (PLZ) aufbereitet. Hierfür erfolgt eine Hochrechnung von lokalen Referenzparks auf Flächen bekannter installierter Kapazität. Dabei werden physikalische Modelle und *Machine Learning* für die Wetterabhängigkeit der Referenzparkprognosen unter Nutzung von Wetter- und Satellitendaten sowie Stammdaten von den Übertragungsnetzbetreibern und des Marktstammdatenregisters eingesetzt. Die Berechnungsergebnisse stellen ein Erzeugungspotenzial vor markt- oder netzbedingter Abregelung dar.

Für die Stromverbrauchszeitreihen in Deutschland wird methodisch eine Kombination aus Standardlastprofil(SLP)-basiertem *Bottom-up*- und ENTSO-E-Last-basiertem *Top-down*-Ansatz angewendet. Dabei wird eine deutschlandweite Modellierung basierend auf umfangreichen Geodaten, die unter anderem Landesämter auf Gemeindeebene verwenden, weiter lokal differenziert. Für die zeitliche Auflösung der regionalen Industrieverbräuche wird ein synthetisches Lastprofil aus der residualen ENTSO-E-Zeitreihe gebildet.

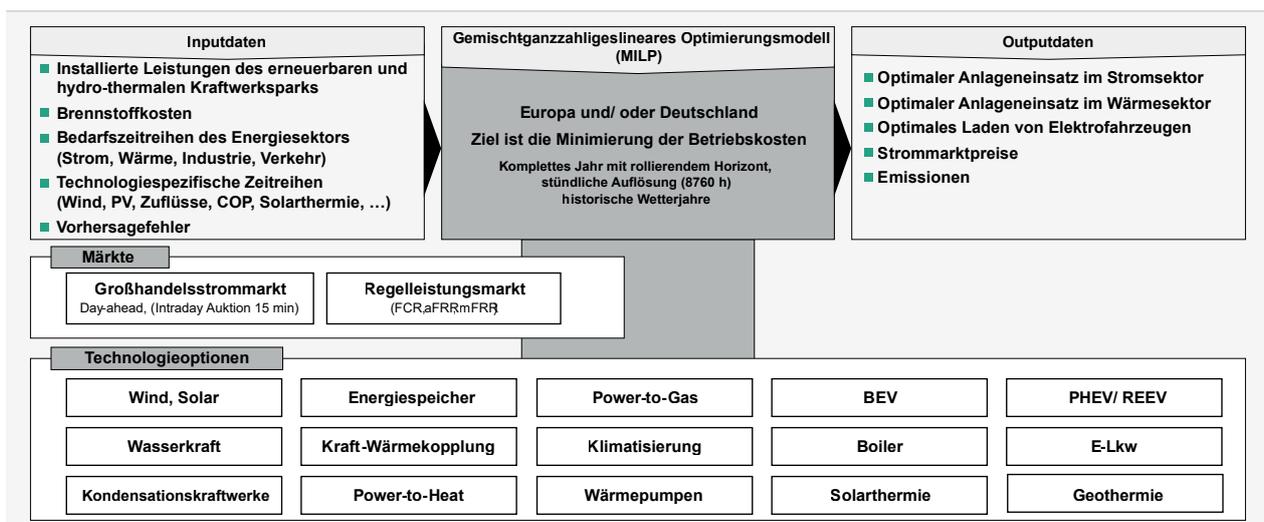
Die räumlich unterschiedlich genau aufgelösten Windenergie-, PV- und Stromverbrauchsdaten werden in Postleitzahlen-scharfe Berechnungen von Erzeugung und Verbrauch aggregiert und flexibel auf die räumlichen Aggregationen (eine Zone, drei Zonen, 22 Hubs) bezogen. Die Ergebnisse der Strommarktmodellierung werden auf die 450 Netzknoten für die nachgelagerte Redispatch-Berechnung aggregiert. Für Europa wird für die Netzknoten-Regionalisierung ein vergleichbarer, aber deutlich gröberer Ansatz gewählt.

Die regionalen EE- und Stromverbrauchszeitreihen werden nachträglich einer Skalierung unterzogen, um sie an die entsprechende Deutschland-Zeitreihe des *Agorameters* und an gemeldete EE-Abregelungsmengen anzupassen.

Die Deutschland-Zeitreihen der *Must-run*-Kraftwerke, Brennstoffpreise, CO₂-Preise und Kraftwerksverfügbarkeiten werden mit Verteilungsschlüsseln oder Kraftwerkslisten räumlich höher aufgelöst beziehungsweise zugeordnet.

Schematische Darstellung der Anlageneinsatzplanung mit SCOPE EM des Fraunhofer IEE

→ Abb. 31



Die Zeitreihen der Lufttemperatur und der Einstrahlung liegen in hoher räumlicher Auflösung für alle Länder vor, die in Abbildung 3 als NTC- und PTFD-gekoppelt bezeichnet werden, und werden für die Modellierung von Wärmelasten verwendet.

Strommarktmodellierung

Die sektorübergreifende Einsatzplanung der Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen wird mit dem Strommarktmodell *SCOPE Electricity Market* (SCOPE EM) durchgeführt. Hierbei handelt es sich um ein Fundamentalmittel zur Bestimmung des kostenminimalen Anlageneinsatzes von Stromerzeugungskapazitäten, flexiblen Lasten und Speichern. Um eine Modellierung in Anlehnung an die Abläufe des Strommarktes durchzuführen, werden die Stunden des Jahres mittels rollierender Planung durchlaufen. Die Diskrepanz zwischen Preisbildung am *Day-Ahead*-Markt (Prognose zum Mittag des Vortrags) und der statistischen Ist-Einspeisung (ein halber bis eineinhalb Tage später) wird hierbei vereinfacht als eine Clearingpreis-Auktion auf Basis der Ist-Werte umgesetzt (in der Praxis als Abfolge von *Day-Ahead* und *Intraday*).

Das bedeutet, dass jeweils ein Zeitraum von zum Beispiel 48 Stunden optimiert wird, der für den nächsten Optimierungsschritt 24 Stunden zeitlich nach vorn geschoben wird (im Falle des Live-System erfolgt diese rollierende Reoptimierung jedoch stündlich). Speicherfüllstände sowie Stillstands- und Anfahrzeiten von Kraftwerken werden dabei in den jeweils nächsten Optimierungsschritt übertragen. Aufgestellt wird ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem, welches durch den kommerziellen Solver Gurobi gelöst wird. Das Modell *SCOPE EM* selbst ist in *Matlab* implementiert.

Da der Fokus der Analysen auf Deutschland liegt, wird der fossile Kraftwerkspark inklusive Verfügbarkeitsdaten (Kondensationskraftwerke und KWK) in Deutschland blockscharf (alle Anlagen mit mehr als zehn Megawatt Leistung) abgebildet, während

die Kraftwerke im europäischen Ausland je Typ und Brennstoff aggregiert werden, damit die Rechenzeit handhabbar bleibt.

Die Regelleistungsvorhaltung ist zwar grundsätzlich eine Funktionalität der Modellierung; aber auch sie wurde aufgrund der begrenzten Rechenzeit vernachlässigt (unter Berücksichtigung von Leistungsabläufen von Batteriespeichern und Pumpspeichern für Primär- und Sekundärregelleistung). Die Knotenpreise werden mit nachgelagerter Opportunitätskostenberechnung auf Basis der dualen Variable sowie Anfahrkosten, vermiedenen Anfahrkosten und vermiedenen Erlösen sowie einer Abschalt-*Merit-Order* für EE-Anlagen in der Marktprämie bei negativen Preisen bestimmt.

Bei einem Wechsel auf das lokale Preissystem werden die Übertragungskapazitäten zwischen den neuen innerdeutschen Netzgebieten dabei mittels *Flow-Based Market Coupling* (FBMC) abgebildet. Für europäische Nachbarländer beziehungsweise Deutschland mit einer einheitlichen Zone oder drei Zonen wird die Methodik im Folgenden beschrieben.

Die Stromimporte und -exporte der in Abbildung 4 als „Satelliten“ bezeichneten Länder werden über die Handelsflüsse abgebildet, die auf der ENTSO-E-Transparenzplattform als *scheduled commercial exchanges* bezeichnet werden.

Für die übrigen Ländern und Regionen aus Abbildung 4 wird der Stromaustausch für die Anrainer entweder mittels *Net Transfer Capacities* (NTC) oder *Flow-Based Market Coupling* (FBMC) beschränkt. Für das NTC-Potenzial können die zeitlich aufgelösten Handelskapazitäten der ENTSO-E je Kuppelstelle verwendet werden. Im Fall von Belgien-Deutschland handelt es sich um eine einzelne HGÜ-Verbindung. Im Falle von FBMC muss auf den detaillierten Netzdatensatz des Fraunhofer IEE zurückgegriffen werden. Zusätzlich muss dabei die zeitliche Entwicklung der minRAM-Vorgaben der Core-Region für die jeweiligen Szenariojahre berücksichtigt werden (siehe Tabelle 9).

minRAM-Vorgaben in [%] der Kapazität pro kritischem Netzelement der Core-Region (Core Capacity Calculation Region)

→ Tabelle 9

2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Ab 31.12.2025
<i>Vereinfacht wie 2020</i>	11,5	21,3	31,0	40,8	50,5	60,3	70,0

Für 2019 bis 2023 entspricht dies den Vorgaben in den Varianten Einheitsstrompreiszone und Drei-Zonen-Aufteilung
 Quelle: https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/strommarktdesign/clean-energy-package/compliance_bericht_de.pdf

FBMC wurde dabei in der Realität für die Jahre 2019, 2020, 2021 nur für die CWE-Staaten (*Market Coupling Western Europe*) angewandt und in den Jahren 2022 und 2023 für die Core-Region erweitert. Aus Gründen der direkten Vergleichbarkeit wurde dies jedoch vereinfacht über alle Jahre als FBMC abgebildet. Für ein lokales System sind minRAM-Vorgaben sowohl innerhalb Deutschlands als auch an den direkten Kuppelstellen Deutschlands zu den Anrainern nicht mehr notwendig, da der Markt die Engpässe bereits abbilden würde. Im Model wird der verbleibende Redispatch aufgrund der Aggregation auf 22 Hubs deshalb vernachlässigt. Der künstliche Einfluss einer Marktdesignänderung im Referenzfall der einheitlichen Zone (NTC statt FBMC zu Österreich, Tschechien und Polen sowie zur Schweiz) soll hierbei in der Auswertung der Anfangsjahre vermieden werden. Von Frankreich über Deutschland und die Schweiz finden derzeit hohe Transitflüsse nach Italien statt. Durch den Wechsel auf lokale Preise bildet der Handel die Physik des Netzes direkt ab und verfügbare Leitungskapazitäten können tendenziell besser ausgenutzt werden. Durch den reduzierten Modelansatz auf Anrainerstaaten beziehen sich die ENTSO-E-Daten zur Stromnachfrage aus Italien jedoch weiterhin auf die reale Marktsituation der einheitlichen Preiszone. Deswegen ist der Einfluss auf den Handel im Model abgeschwächt.

Für die Variante der drei Zonen könnten gegebenenfalls geringere minRAM-Vorgaben diskutiert werden. Eine genaue Festlegung bedarf aber tiefer gehender Untersuchungen der volkswirtschaftlichen Vorteile geringerer Strompreise bei höheren Redispatch-Kosten, wenn dem Handel höhere Mindestleistungen zur Verfügung gestellt werden. Im Rahmen der Studie wird hier vereinfacht und analog zur einheitlichen

Preiszone nur die einheitliche EU-Vorgabe sowohl innerhalb Deutschlands als auch zu den Anrainern berücksichtigt. Abbildung 33 gibt einen Überblick, welche Leitungen als kritische Netzelemente (*Critical Network Elements (CNE)*) dabei je nach modelliertem Marktdesign explizit berücksichtigt werden.

Für saisonale Speicher-Wasserkraft insbesondere im Alpenraum und Skandinavien wird für das hydrologische Jahr der Speicherfüllstand als zusätzliche Nebenbedingung in der rollierenden täglichen Planung abgebildet. Innerhalb Deutschlands wird dies zwar ebenfalls berücksichtigt, hat aber aufgrund des sehr geringen Anteils an Saisonalspeichern nur geringe Rückwirkungen auf den Strommarkt. Dabei wird für jedes der fünf Jahre das jeweilige historische hydrologische Jahr verwendet. Damit einher geht eine Überschätzung der Flexibilität der Wasserkraft durch perfekte Voraussicht.

Für den Live-Betrieb des *Lokalen Agorometers* stellt sich die Situation dagegen anders dar. Über die ENTSO-E-Transparency-Plattform sind keine Prognosewerte für Wasserzufluss und Markterwartung für das laufende Jahr verfügbar. Damit einher geht auch im Live-System eine Abweichung der Ist-Stromerzeugungsmengen gegenüber der modellierten Wasserkraft in Europa. In Anbetracht dieser Spannweite der Flexibilität erfolgt eingangs ein Vergleich der fünf modellierten historischen Jahre 2019 bis 2023 hinsichtlich Zufluss und Wasserwert (saisonale Füllstandsrandbedingung) für Österreich, Schweiz und Frankreich. Im Vergleich stellt das Jahr 2023 am ehesten ein mittleres Jahr dar. Eine weitere Frage ist, inwiefern sich durch einen Wechsel des Marktdesigns in Deutschland die saisonale Planung im Alpenraum ändern würde. Dazu wurde für das

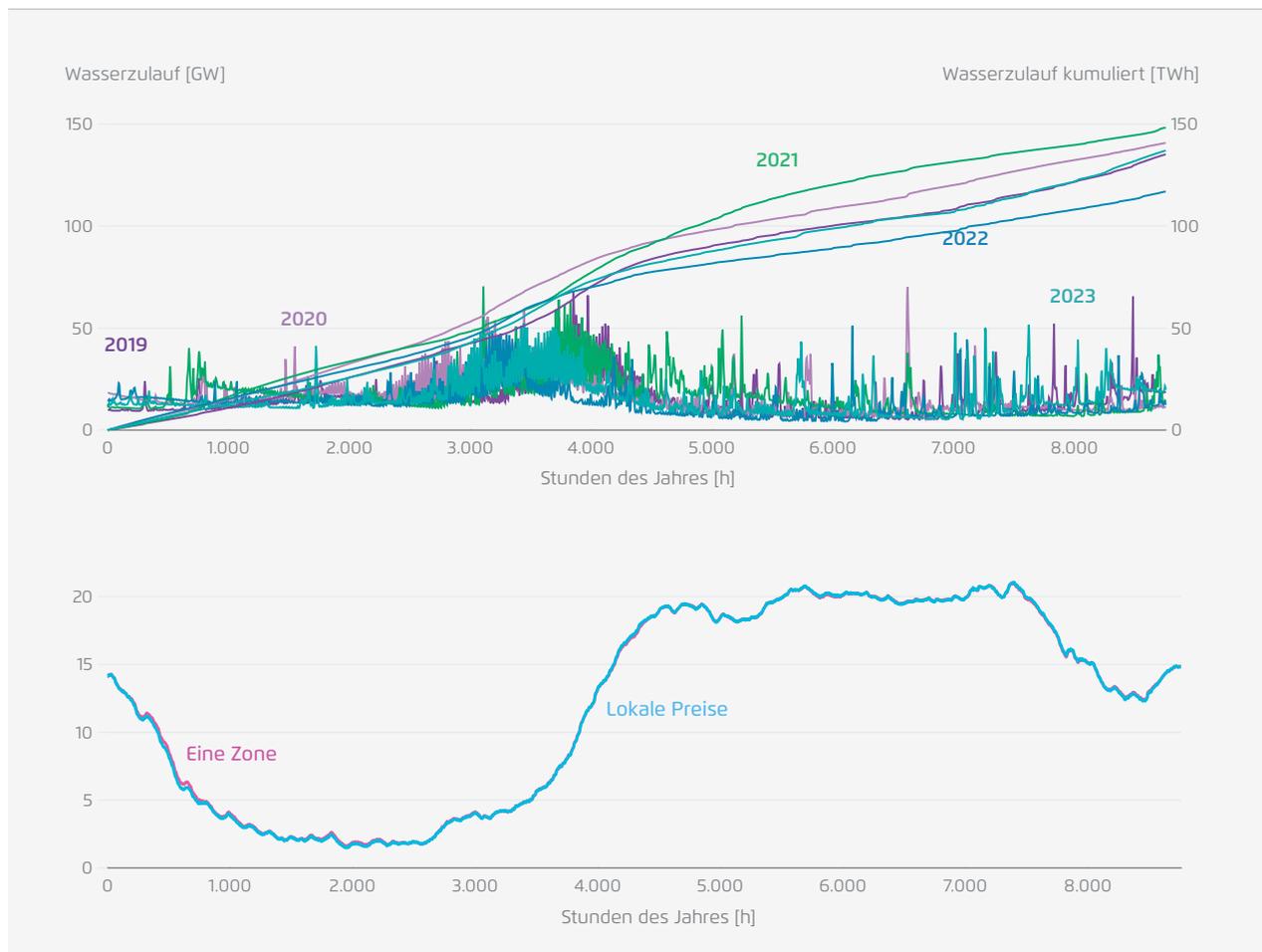
Jahr 2019 eine vereinfachte Jahreseinsatzplanung mit 22 Knoten auf Basis von NTC statt FBMC durchgeführt. Im Ergebnis zeigt sich ein vernachlässigbarer Einfluss auf den Speicherwasserfüllstand in den Nachbarländern Deutschlands (siehe Abbildung 32).

Die Wärmelastzeitreihen werden auf Grundlage von flächendeckenden Temperatur- und Einstrahlungsprognosen berechnet, die mit Einwohnerzahlen gewichtet werden.

Die Berechnung der CO₂-Emissionen erfolgt über brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren [g/kWh]. Folgende Brennstoffe werden berücksichtigt: Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, schweres Heizöl und leichtes Heizöl. Die absoluten Emissionen ergeben sich aus der Multiplikation der Emissionsfaktoren mit der jeweiligen stündlichen Stromerzeugung von Braunkohle-, Steinkohle-, Erdgas- und Ölkraftwerken.

Saisonaler Wasserzulauf und Speicherfüllstand von Wasserkraftwerken für Deutschland und dessen Anrainern im Alpenraum

→ Abb. 32



Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

Netzberechnungen

Datenbasis und Methodik Redispatch 2.0

Das Übertragungsnetz wird auf Basis verfügbarer Netzkarten und Datentabellen der Übertragungsbetreiber erstellt. Zusätzlich wird das Netzmodell um die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) verankerten Netzbaumaßnahmen erweitert. Die zunehmenden Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber in den Leistungsfluss – wie HTL und PST leitungsscharf und *Flow-Monitoring* pauschal – werden gemäß aktueller Verbreitung differenziert abgebildet. Die Modellierung der Netzbetriebsführung erfolgt mit IEE.OPT.

Grundsätzlich wird zwischen kurativem und präventivem Redispatch unterschieden, um die Versorgungssicherheit im (n-1)-Fall jederzeit gewährleisten zu können. In der Praxis bestehen jedoch Herausforderungen in der Prognostizierbarkeit von Engpässen und der Verfügbarkeit von Messdaten. Des Weiteren ist Redispatch zwar bislang eine nationale Aufgabe im europäischen Strommarkt, in geringem Maße wird aber auch grenzüberschreitendes *Countertrading* genutzt (bislang insbesondere zwischen Deutschland und Dänemark), auch weil sich manche Netzengpässe nur mit grenzüberschreitenden Entlastungsmaßnahmen lösen lassen. In der Modellierung wird jedoch von perfekter Voraussicht von Engpässen ausgegangen und *Countertrading* damit vernachlässigt.

Der Redispatch 2.0 wird dabei mittels technologie-spezifischen Kostenannahmen kostenminimal optimiert. Grundsätzlich sind die Aufwandsentschädigungen für thermische Kraftwerke nicht veröffentlicht. Der Einfluss der Brennstoffkosten und des Kraftwerkstyps ist dabei im Vergleich zur Höhe der Startkosten (absolut und in Abhängigkeit der Stillstandszeit) oder zur Preisdifferenz zwischen *Day-Ahead*- und *Intraday*-Handel begrenzt. Entscheidend ist insbesondere, wie effektiv sich eine Leistungsänderung am Kraftwerksstandort über den Leistungsfluss auf einen konkreten Netzengpass

auswirkt. Aus diesem Grund wird vereinfacht von gleichen Redispatch-Kosten der Kondensationskraftwerke ausgegangen und die Mindestfaktoren werden für die nachrangige Abregelung von KWK- und EE-Anlagen mit relativ dazu fünffach beziehungsweise zehnfach so hohen Kosten in der Optimierung berücksichtigt. Die durch das Modell ermittelten Redispatch-Mengen und EE-Abregelungen werden dann auf die veröffentlichten relativen Kosten bezogen. Die EE-Abregelungen im Verteilnetz werden dabei nicht durch Marktdesign-Änderungen adressiert und sind auch in der Modellierung der lokalen Preise ein verbleibender Kostenfaktor. Aus diesem Grund werden die Redispatch-Kosten zwischen den Marktdesignvarianten als Differenzkosten ausgewiesen. Zur grundsätzlichen Einordnung des hohen Einflusses des Marktdesigns auf die absoluten Kosten wird hierbei auf das Jahr 2021 verwiesen, in dem 73 Prozent der ursächlichen Maßnahmen in den Übertragungsnetzen und deren Übergabepunkten zuzurechnen sind.

Erzeugungsanlagen, die klar den jeweiligen Netzknoten zugeordnet werden können, erhalten eine entsprechende feste Zuordnung. Dies betrifft beispielsweise Offshore-Windkraftanlagen, bei denen die Anlandungspunkte der HGÜ-Übertragung bekannt sind, oder Kraftwerke, die in der Kraftwerkliste der BNetzA aufgeführt sind. Für den Stromverbrauch sowie für Erzeugeranlagen, die nicht klar zuzuordnen sind, wird ein Ansatz basierend auf geografischer Nähe angewandt. Hierbei werden die regionalisierten Ergebnisse der Strommarktsimulation dem Netzknoten mit der geringsten geografischen Entfernung zugeordnet. Mithilfe dieser Zuordnung werden die Netznutzungsfälle (NNF) für die Netzbetriebsführung erstellt.

Zur Bestimmung der Engpässe im Netz werden die Leistungsflüsse der NNF ausgewertet. Dabei gilt eine Leitung als überlastet, wenn die Auslastung den Grenzwert von 70 Prozent überschreitet. Die Obergrenze für die maximale Auslastung der Leitung ergibt sich aus der vereinfachten Abbildung des (n-1)-Kriteriums als Planungsrichtlinie.

Input für die Marktberechnung

Zur Berücksichtigung begrenzter Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten wird zunächst der stündliche Leistungsfluss benötigt, welcher sich aus der jedem Netzknoten zugeordneten Einspeisung und Last ergibt. Der Leistungsfluss wird hier als lineare Näherung über die vollständige *Power-Transfer-Distribution-Faktor* (PTDF)-Matrix des Übertragungsnetzes abgebildet, das heißt, alle Leitungen und Knoten des betrachteten Ausschnitts des Übertragungsnetzes sind enthalten. Zusätzlich wird für den *Base Case* der notwendige Redispatch zur Sicherstellung eines gültigen Leistungsflusses berechnet. Der Leistungsfluss des *Base Case* sowie die knoten- und leitungscharfe PTDF-Matrix bilden die Grundlage zur Berechnung der *Flow-Based-Parameter* für Europa, für die Berechnung der drei Zonen und lokalen Preise.

Die Basis für die Auswahl der kritischen Netzelemente ist das Leistungsflussergebnis einer NTC-Marktberechnung für das jeweilige historische Kalenderjahr, die vor der Redispatch-Berechnung erfolgt. Für die Auswahl der kritischen Netzelemente im Live-System werden immer die ermittelten Daten

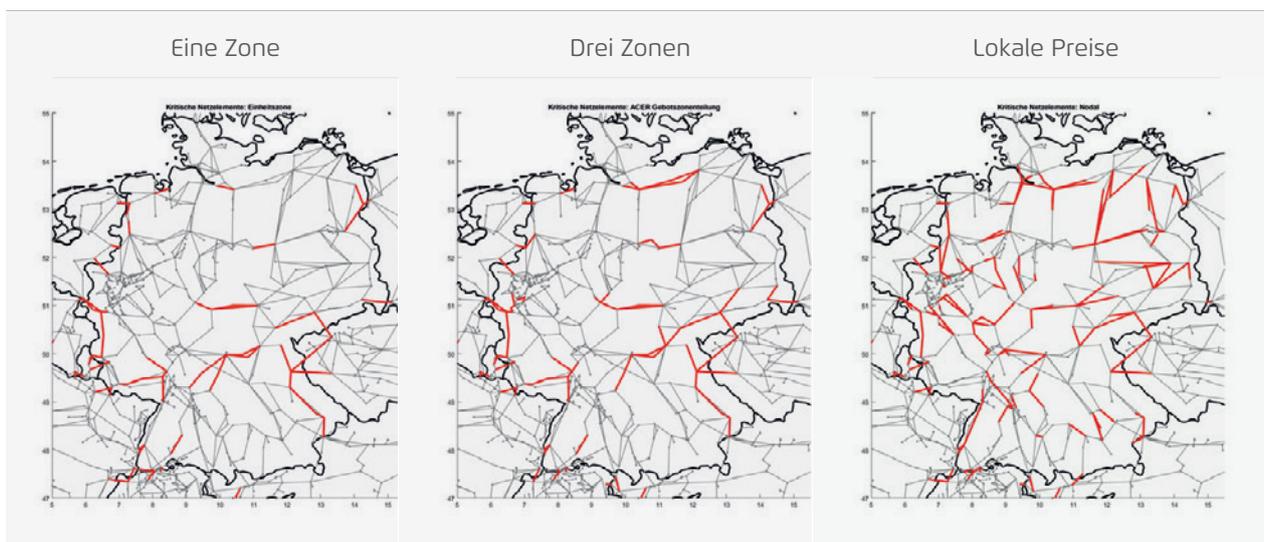
des Vorjahres als nächstgelegenen Zeitpunkt verwendet. Die Festlegung der kritischen Netzelemente gilt also immer für ein Kalenderjahr. Die Gewichtung der Wirkung der einzelnen Netzknoten des berücksichtigten deutsch-europäischen Netzes auf die kritischen Netzelemente erfolgt dabei für jede Stunde individuell über die *Generation Shift Keys* (GSK).

Zur Anpassung des FBMC an alle drei modellierten Strommarktdesigns (eine Zone, drei Zonen, lokale Preise) wird auf Grundlage der Marktsimulation in der einheitlichen Zone die Erzeugungs- beziehungsweise Verbrauchsbilanz sowie die Netzposition (NP) aller im FBMC berücksichtigten Marktgebiete für jeden Zeitschritt berechnet. Außerdem wird die vollständige PTDF-Matrix zu einer lokalen PTDF-Matrix zusammengefasst, sodass alle Stromeinspeisungen und -entnahmen in jeweils einem Hub je Marktgebiet zusammengefasst werden. Zusätzlich wird die Anzahl der zu berücksichtigenden Leitungen auf ausgewählte kritische Netzelemente reduziert.

Die Reduzierung der PTDF-Matrix findet über die Festlegung von *Generation Shift Keys* (GSK) statt. Diese geben an, auf welche Netzknoten eine Änderung der Netzposition einer Zone beziehungsweise

Schematische Darstellung der Anlageneinsatzplanung kritischer Netzelemente am Beispiel des Jahres 2023

→ Abb. 33



Fraunhofer IEE (2024)

eines Hubs zurückzuführen ist. In der Literatur werden verschiedene Ansätze diskutiert. So wird beispielsweise die installierte regelbare Kraftwerksleistung je Netzknoten zugrunde gelegt. In der hier vorliegenden Untersuchung werden die GSK zeitabhängig über die Differenz aus Erzeugung und Verbrauch eines Netzknotens gebildet. Dabei werden in jedem Zeitschritt nur die Netzknoten mit positiver Erzeugung-Last-Bilanz berücksichtigt.

Durch Multiplikation der knotenscharfen PTDF mit der Matrix der GSK ergibt sich die zonale beziehungsweise lokale PTDF-Matrix. Da zeitabhängige GSK gewählt wurden, ergibt sich auch für jeden Zeitschritt eine eigene zonale beziehungsweise lokale PTDF-Matrix. Die zonalen PTDF-Matrizes werden zur Verwendung im FBMC anschließend auf kritische Netzelemente reduziert. In diesem Fall werden alle Leitungen, die über die Gebotszonengrenze verlaufen und deren Leistungsfluss bei einem Stromaustausch zwischen zwei Zonen beziehungsweise Hubs mindestens fünf Prozent Veränderung aufweist, als kritische Netzelemente berücksichtigt.

In den Berechnungen der drei Zonen werden zusätzlich Leitungen innerhalb der Zonen als kritische Netzelemente eingestuft, wenn sie von einem Stromaustausch zwischen zwei Zonen innerhalb der neuen Zonengrenzen mindestens zu zehn Prozent beeinflusst sind. Im Falle der 22 Hubs werden nur noch grenzüberschreitende Leitungen mit fünf Prozent (Deutschland dann auch wie Europa) berücksichtigt. Hierdurch ergeben sich die in Abbildung 28 dargestellten Leitungen als kritische Netzelemente in den jeweiligen Marktdesigns.

Für die ausgewählten kritischen Netzelemente wird weiterhin die verfügbare Leitungskapazität (*Remaining Available Margin*, RAM) berechnet. Sie ergibt sich aus der Übertragungskapazität der jeweiligen Leitung abzüglich eines Sicherheitsabschlages sowie abzüglich der Leitungsbelastung aus dem *Base Case*. Für die hier durchgeführten Berechnungen wird mit einem typischen Sicherheitsabschlag (*Flow Reliability Margin*, FRM) von zehn Prozent gerechnet. Mit diesen Parametern wird das FBMC innerhalb von SCOPE-EM abgebildet.

Für die Festlegung der Zuschnitte des lokalen Preissystems erfolgt ein Abgleich bestehender Entwürfe zum Regionenmodell, heutiger und erwarteter Engpässe.

Strompreise

Gegenüberstellung der tatsächlichen und modellierten Börsenstrompreise der einheitlichen Preiszone

Die Strompreise für die PTDF- und NTC-gekoppelten Ländern aus Abbildung 4 sowie für die Hubs innerhalb Deutschlands ergeben sich aus der Strommarktmodellierung aus der dualen Variable der Lastdeckung. Auch bei einer gemischt-ganzzahligen Optimierung (blockscharfer Kraftwerkspark mit Teillastbegrenzung) werden diese Systemgrenzkosten unter der Randbedingung der optimierten 0/1-Zustände als ein linearer Preis ermittelt. Deswegen wird nachgelagert der Strompreis durch die Allokation der Anfahrkosten, vermiedenen Anfahrkosten und vermiedenen Erlöse auf die höchsten beziehungsweise niedrigsten Stunden bestimmt – vergleichbar zum EPEX-Solver (*European Power Exchange*, EPEX) der verschiedenen Blockgebote. Dadurch ergibt sich eine höhere und realistischere Preisspreizung. Aufgrund der vermiedenen Kosten und Erlöse ergeben sich teils auch negative Strompreise.

Tabelle 10 stellt die tatsächlichen Börsenstrompreise der einheitlichen Preiszone den modellierten Börsenstrompreisen gegenüber. Die Validierung des Strommarktmodells erfolgte anhand eines Vergleichs der Berechnungen der einheitlichen Preiszone und historischer Daten für das Jahr 2019. Der Fokus der Validierung lag dabei sowohl auf dem Preis und regionalem Dispatch als auch auf einer Übereinstimmung der Strombilanz und Handelsflüsse in Europa sowie dem Redispatch-Bedarf und der Stromspeichererlöse beziehungsweise Tagesspreads in Deutschland. Gegenüber anderen Strommarktmodellen, die nur den Börsenpreis validieren, ist die Abweichung zum Börsenstrompreis deswegen etwas größer. Das derart validierte Modell wurde für die anderen Jahre ohne

Vergleich der tatsächlichen und modellierten Börsenstrompreise der einheitlichen Zone

→ Tabelle 10

	2019	2020	2021	2022	2023
Historischer Mittelwert [EUR/MWh]	37,7	30,4	96,8	235,4	95,2
Modellierter Mittelwert [EUR/MWh]	37,5	33,1	90,0	190,1	96,6
RMSE [EUR/MWh]	10,4	10,4	32,5	87,5	29,6
RMSE, bezogen auf historischen Base-Preis [%]	27,7	34,0	33,6	37,1	31,1

Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024). RMSE = Root Mean Squared Error

weitergehende Anpassungen angewendet. Gerade die Jahre 2021 und 2022 (extrem hohe Gas- und CO₂-Preise), aber teilweise auch 2020 (sehr niedrige Gas- und CO₂-Preise), stellen Extremsituationen am Strommarkt dar, die durch Fundamentalmodelle ohne weitergehende Anpassungen gegenüber Fundamentaldaten schlechter zu treffen sind. Für 2019 und 2023 ist dagegen die relative Abweichung vergleichbar, wobei das absolute Strompreisniveau 2023 höher ist.

Modellierung der Gebotspreise von EE-Anlagen bei negativen Strompreisen

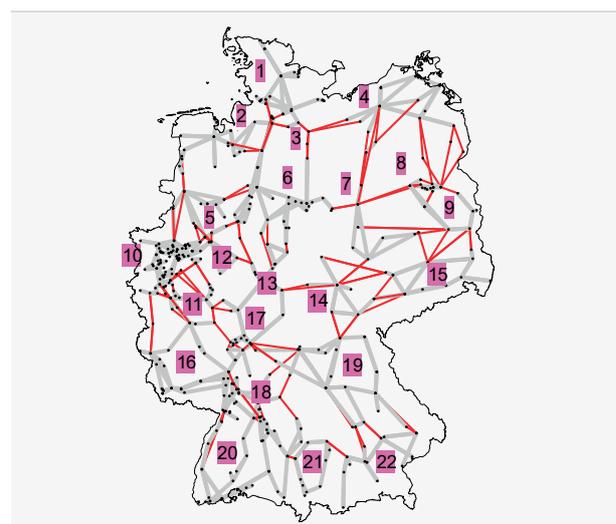
Zur Modellierung der Gebotspreise von EE-Anlagen bei negativen Strompreisen werden zum einen jährlich drei *Merit-Order*-Listen des anzulegenden Wertes (eine für Windenergie, eine für Photovoltaik und eine für sonstige EE) für jeden Hub auf Grundlage des Marktstammdatenregisters erstellt. Zum anderen wird für jede Stunde und jeden Hub folgendermaßen vorgegangen:

- Überprüfung, ob ein Strompreis von null oder kleiner und eine abzuregelnde EE-Leistung gegeben sind.
- Ist dies der Fall, wird der Mittelwert des Strompreises des zurückliegenden Monats bestimmt (Monatsmarktwert).
- Die drei *Merit-Order*-Listen des betrachteten Hubs werden auf die zur betrachteten Stunde herrschenden Einspeisewerte von Windenergie, Photovoltaik beziehungsweise der anderen Erneuerbaren Energien gestaucht.

- Die drei *Merit-Order*-Listen werden zusammengefügt und nach ihren Preisen aufsteigend sortiert.
- Der anzulegende Wert für die abzuregelnde EE-Leistung wird aus der zusammengefügten *Merit-Order*-Liste abgelesen.
- Anhand der drei gestauchten *Merit-Order*-Listen sowie der zusammengefügten *Merit-Order*-Liste wird bestimmt, welche Anteile der abzuregelnden EE-Leistung auf Windenergie, Photovoltaik und andere Erneuerbare entfallen.

Schematische Darstellung des Übertragungsnetzes für die lokalen Preis-Hubs

→ Abb. 34



— Unkritische Netzelemente — Kritische Netzelemente
 ■ Hub-Nummer

Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

- Der EE-Gebotspreis der betrachteten Stunde ergibt sich aus dem Monatsmarktwert minus dem anzulegenden Wert (plus dem HKN-Preis minus OPEX).
- Das Minimum des gegebenen Strompreises und des EE-Gebotspreises wird als Strompreis für die betrachtete Stunde angesetzt.

Vereinfachungen durch die Modellierungsmethodik

Vereinfachungen des Modells gegenüber der realen einheitlichen Preiszone

Genereller Fokus des Modells ist die Genauigkeit der Ergebnisse für Deutschland. Rückwirkungen des geänderten Dispatch in Deutschland auf „Satelliten“ und den Rest Europas werden vernachlässigt. Die praxisnahe der Methodik im Fall der Simulation der einheitlichen Preiszone gegenüber der Realität, aber auch die Abstriche sind in Tabelle 11 aufgezeigt.

Vereinfachungen in den Varianten drei Zonen und 22 Hubs

Im Vergleich zur Simulation der einheitlichen Preiszone ergeben sich durch den Simulationsansatz der drei Zonen und 22 Hubs zwei wesentliche Einschränkungen:

Die Rückwirkung der deutschen Marktgebiete auf übernächste Nachbarn sind nicht erfasst. Ein Beispiel ist hier die Einbindung der Schweiz und Norditalien. Über die Schweiz und dem südwestlichen Baden-Württemberg finden die größten europäischen Ring- und Transitflüsse im Stromhandel zwischen Frankreich und Italien statt. Die Schweiz ist im europäischen Stromhandel per NTC und nicht per FBMC eingebunden. In der Modellierung wird jedoch aus zur Ermöglichung eines direkten Vergleichs der einheitlichen Preiszone mit den Zonen und Hubs die Schweiz in allen Jahren per FBMC abgebildet. Bei der Modellierung der lokalen Preise werden durch die

Vereinfachungen des Modells gegenüber der realen einheitlichen Preiszone → Tabelle 11

Praxisnahe Modellierung	Vereinfachungen in der Modellierung	Vernachlässigt in der Modellierung
Handelskapazität FBMC und ATC inkl. minRAM und Ring- bzw. Transitflüsse	Restriktionen der Strompreiszonen in Norwegen und Schweden indirekt im Handel durch Einschränkungen in realen NTC-Werten nach Deutschland abgebildet.	Regelleistung (bewusst vernachlässigt aufgrund von Rechenzeit)
reale ENTSOE-Daten der Nebennachbarländer über Import/Export	kontinuierliche Abfolge von <i>Day-Ahead</i> und <i>Intraday</i> inkl. Prognosefehler statt separater Auktionen → Preis nicht direkt mit <i>Day-Ahead</i> vergleichbar	Preiselastizität der industriellen Nachfrage vernachlässigt bzw. nur indirekt in ENTSO-E-Lastdaten enthalten
blockscharfer Kraftwerkspark ab 10 MW inkl. Verfügbarkeit (kleinere Anlagen als <i>Must-run</i>)	Industrie-Eigenerzeugung über variable pauschale Gutschrift ohne Lastgangberücksichtigung	
EE-Prognose und EE-Hochrechnung exkl. Abregelung	Abregelung EE bei negativen Preisen generell und nicht 4 h oder 6 h (Prognoseerwartung); negative Preise nur aus den vermiedenen Kraftwerkskosten inkl. Industrie-Eigenerzeugung → nachträgliche Preiskorrektur für Marktprämie	
indirekte Wasserwerte (vorgelagerte Jahresplanung) für Speicherwasser Europa	<i>Flow-Based Market Coupling (FMBC)</i> einheitlich ab 2019 mit Österreich, Tschechien, Polen und generell inkl. Schweiz	
Preisbildung inkl. Anfahrkosten, vermiedenen Anfahrkosten und vermiedenen Erlösen und Abschalt- <i>Merit-Order</i> der EE bei negativen Preisen		

Fixierung der italienischen Import-Export-Flüsse (als Nachbar von Anrainerstaaten) im Modell mögliche Wechselwirkungen unterschätzt.

Der Fahrplan saisonaler Wasserspeicherkraftwerke ist eine Randbedingung für die Optimierung im 48-Stunden-Bereich, der allerdings nicht an über Knotenpreise sichtbare Engpässe angepasst wird. Für Deutschland selbst ist dies jedoch weniger

relevant. Speicherwasser-Kaskaden (saisonal) betragen in Deutschland nur 0,5 Gigawatt und in Vorarlberg 1,3 Gigawatt. Für den Import und Export nach Deutschland ist der Einfluss durch Speicherwasser in Skandinavien aufgrund der Einschränkungen im NTC-Handel geringer. Für den Alpenraum wurde dieser Einfluss im Rahmen einer Vergleichsrechnung überprüft und als vernachlässigbar eingestuft.

Kennziffern der 22 lokalen Preis-Hubs 2023

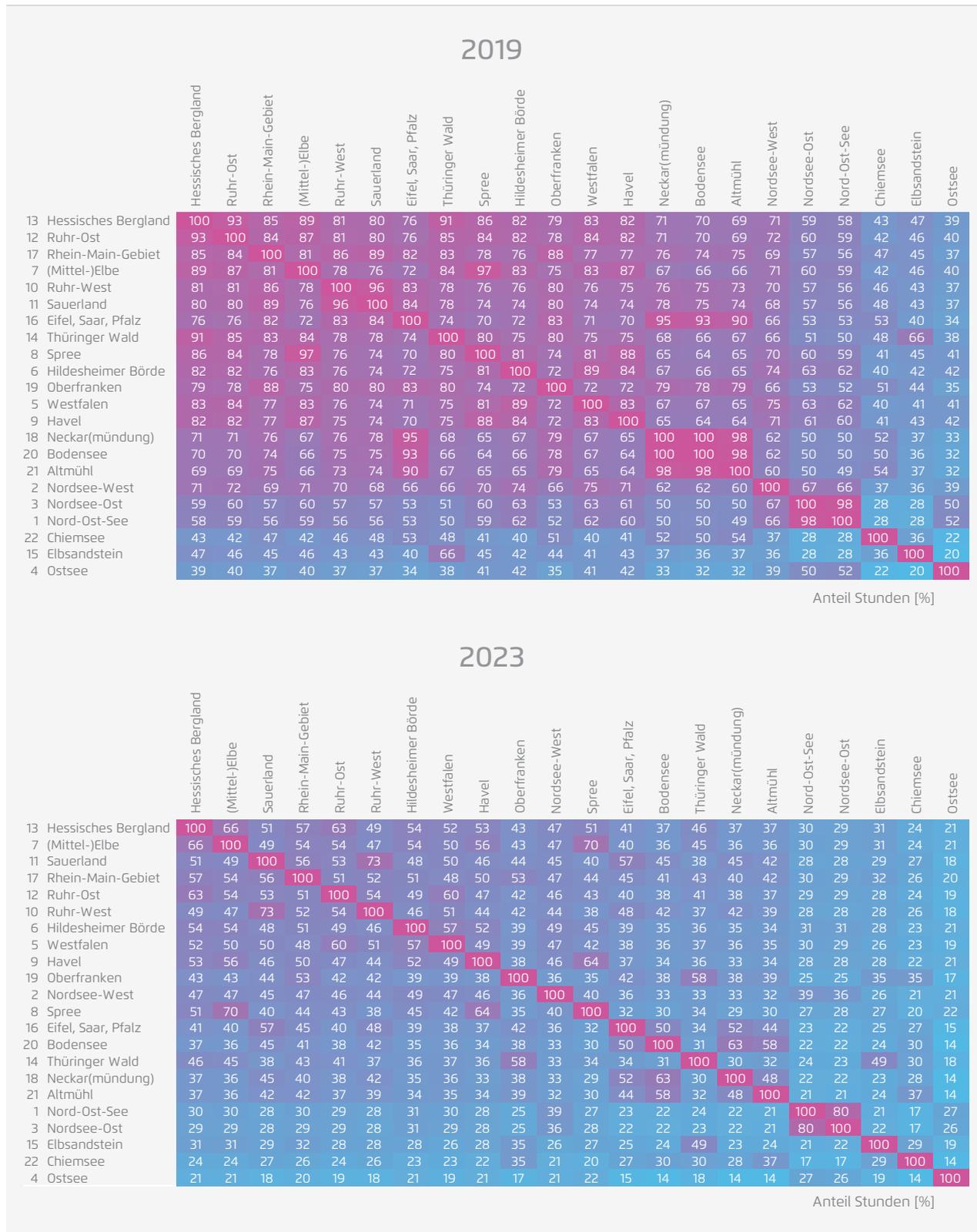
→ Tabelle 12

Hub-Nummer	Bezeichnung	Abkürzung	Mittlerer Strompreis [EUR/MWh]	Mittlerer EE-Anteil an der Stromerzeugung [%]	Mittlerer EE-Anteil am Stromverbrauch [%]	Mittlerer Emissionsfaktor des Strommixes [gCO ₂ /kWh]	Jahresstromverbrauch [TWh]	Installierte Leistung [MW]	Freie Kapazität Mittelwert [MW]	Volllaststunden Kapazität in Betrieb [h]	Engpassrente [Mio. Euro]
1	Nord-Ost-See	NOS	74	84	219	61	12	861	722	1.600	-46
2	Nordsee-West	NSW	69	76	121	109	26	2.116	1.624	2.344	297
3	Nordsee-Ost	NSO	78	51	6	54	13	315	285	916	10
4	Ostsee	OSS	69	84	254	58	6	821	687	1.558	60
5	Westfahlen	WSF	90	56	57	95	16	3.546	2.789	2.070	341
6	Hildesheimer Börde	HLD	88	59	47	232	28	3.038	2.330	2.118	305
7	(Mittel-)Elbe	ELB	95	54	149	306	11	2.269	1.058	4.761	27
8	Havel	HVL	93	49	132	446	18	5.496	3205	3.994	74
9	Spree	SPR	93	29	6	86	13	1.940	1831	647	24
10	Ruhr-West	RHW	100	19	17	530	69	14.746	8.944	3.610	105
11	Sauerland	SRL	101	45	17	361	24	2.112	1.477	2.763	26
12	Ruhr-Ost	RHO	94	35	34	357	20	4.028	2.784	3.340	63
13	Hessisches Bergland	HBG	95	66	63	71	10	438	227	4.162	115
14	Thüringer Wald	THW	97	79	73	38	11	495	398	1.845	27
15	Elbsandstein	ESS	98	29	41	624	20	5.437	2.947	4.278	39
16	Eifel, Saar, Pfalz	ESP	103	55	41	122	43	4.043	2.866	2.554	53
17	Rhein-Main-Gebiet	RMG	99	42	26	221	16	1.415	1.003	2.580	58
18	Neckar(-mündung)	NCK	104	29	25	473	20	5.242	3.729	2.623	75
19	Oberfranken	OFB	97	58	48	106	33	3.486	2.646	2.264	119
20	Bodensee	BDS	102	70	31	96	45	1.002	597	3.275	-5
21	Altmühl	ALT	101	91	96	10	13	178	128	2.426	-2
22	Chiemsee	CHI	103	63	46	99	31	3.425	2.737	1.756	51

Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

Paarweise Gegenüberstellung aller 22 lokalen Preis-Hubs: Verglichen wird der Zeitanteil mit gleichen Börsenstrompreisen (+/- 1 EUR pro MWh)

→ Abb. 35



Fraunhofer IEE Modellergbnis (2024)

Datenanhang: Kernergebnisse

Für die Abbildung 35 wurden die Börsenstrompreise aller 22 Hubs miteinander verglichen. Angegeben ist der Zeitanteil mit Preisen in zwei verschiedenen Hubs, die weniger als plus/minus ein Euro pro Megawattstunde voneinander abweichen. Für das Jahr 2019 wird so ersichtlich, dass die als „Nordsee-Ost“ und „Nord Ost-See“ bezeichneten Hubs nur in circa zwei Prozent der Zeit Börsenstrompreise aufweisen,

die mehr als zwei Euro pro Megawattstunde voneinander abweichen. Diese hohe Preishomogenität spricht für eine Zusammenlegung dieser Hubs. Im Gegensatz hierzu unterscheiden sich beispielsweise die Börsenstrompreise in den als „Elbsandstein“ und „Ostsee“ bezeichneten Hubs meistens um mehr als zwei Euro pro Megawattstunde voneinander. Nur in etwa 20 Prozent der Zeit weichen sie nicht mehr als zwei Euro pro Megawattstunde voneinander ab.

Anzahl der Stunden mit negativen Preisen

→ Tabelle 13

	2019	2020	2021	2022	2023
Hub 1	194	366	215	227	651
Hub 2	623	782	345	337	1.598
Hub 3	158	242	179	250	302
Hub 4	169	639	201	149	540
Hub 5	111	212	92	47	97
Hub 6	50	327	128	95	181
Hub 7	41	183	116	59	100
Hub 8	41	184	115	59	100
Hub 9	18	146	84	43	55
Hub 10	23	154	86	46	82
Hub 11	26	149	72	48	63
Hub 12	20	150	66	48	97
Hub 13	32	144	73	32	77
Hub 14	31	129	96	21	69
Hub 15	44	136	93	46	63
Hub 16	16	107	77	23	78
Hub 17	15	137	67	32	58
Hub 18	16	101	73	126	61
Hub 19	26	88	35	33	71
Hub 20	16	99	37	30	44
Hub 21	12	78	30	18	45
Hub 22	8	17	18	10	15
Zone 1	183	499	208	199	397
Zone 2	244	484	173	214	329
Zone 3	12	90	47	76	107
eine Zone	151	297	148	167	215

Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

Niedrigster Preis des Jahres [EUR/MWh]

→ Tabelle 14

	2019	2020	2021	2022	2023
Hub 1	-56,3	-109,6	-59	-152	-485
Hub 2	-92,2	-85,7	-63	-98	-114
Hub 3	-54,4	-85,7	-38	-153	-485
Hub 4	-153,2	-507,7	-477	-418	-482
Hub 5	-41,9	-22,9	-36	-58	-29
Hub 6	-26	-42,8	-38	-98	-34
Hub 7	-25,1	-48,6	-53	-59	-47
Hub 8	-25,1	-48,6	-53	-56	-45
Hub 9	-25,6	-57,9	-53	-91	-45
Hub 10	-24,1	-16,4	-55	-66	-30
Hub 11	-24,2	-16,4	-36	-98	-29
Hub 12	-24,7	-16,4	-36	-79	-33
Hub 13	-25,1	-16,4	-36	-98	-33
Hub 14	-24	-43,2	-53	-41	-42
Hub 15	-91	-121,3	-41	-82	-53
Hub 16	-24,2	-21,2	-48	-59	-459
Hub 17	-24,6	-16,4	-36	-98	-60
Hub 18	-24,3	-20,3	-478	-423	-483
Hub 19	-41,3	-34,4	-72	-58	-47
Hub 20	-24,3	-19,7	-36	-63	-26
Hub 21	-24,4	-16,4	-36	-57	-29
Hub 22	-18,2	-23,6	-31	-47	-32
Zone 1	-53,2	-67,6	-88	-80	-66
Zone 2	-42,1	-67,6	-68	-94	-472
Zone 3	-12,8	-15,1	-44	-71	-44
Eine Zone	-29	-55,9	-71	-107	-85

Fraunhofer IEE Modellergebnis (2024)

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Deutsch

Kurs auf Zielerreichung

Weichenstellungen für die Klima- und Energiepolitik der 21. Legislaturperiode

Factsheet Grüngasquote

Einordnung für die 21. Legislaturperiode

Factsheets Klima und Energie

Einordnung für die 21. Legislaturperiode

Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen

Wie marktliche Anreize und staatliche Absicherung den Weg in ein klimaneutrales Stromsystem ebnen können

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025

Klimaneutrales Deutschland

Von der Zielsetzung zur Umsetzung – Vertiefung der Szenariopfade

Investitionen für ein Klimaneutrales Deutschland

Finanzbedarfe und Politikoptionen

Klimaneutrales Deutschland

Von der Zielsetzung zur Umsetzung

Wärmenetze: klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar

Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?

Meer-Wind für Klimaneutralität

Herausforderungen und notwendige Maßnahmen beim Ausbau der Windenergie auf See in Deutschland und Europa

Serielle Sanierung

Effektiver Klimaschutz in Gebäuden und neue Potenziale für die Bauwirtschaft

Wasserstoffimporte Deutschlands

Welchen Beitrag können Pipelineimporte in den 2030er Jahren leisten?

Der Sanierungssprint

Potenzial und Politikinstrumente für einen innovativen Ansatz zur Gebäudesanierung

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Englisch

Climate-neutral Germany

From target-setting to implementation

The carbon price for buildings and road transport

A concept for the transition from national to EU emissions trading

Boosting the clean heat market

A policy for guiding the transition of the EU heating industry

Climate-neutral Germany (Executive Summary)

From target-setting to implementation

Enabling a just coal transition in Kazakhstan

Opportunities, challenges and strategic pathways

Investing in the Green Deal

How to increase the impact and ensure continuity of EU climate funding

EU climate policy between economic opportunities and fiscal risks

Assessing the macroeconomic impacts of Europe's transition to climate neutrality

Low-carbon hydrogen in the EU

Towards a robust EU definition in view of costs, trade and climate protection

9 Insights on Hydrogen – Southeast Asia Edition

12 Insights on Hydrogen – Brazil Edition

The benefits of energy flexibility at home

Leveraging the use of electric vehicles, heat pumps and other forms of demand-side response at the household level

EU policies for climate neutrality in the decisive decade

20 Initiatives to advance solidarity, competitiveness and sovereignty

Modernising Kazakhstan's coal-dependent power sector through renewables

Challenges, solutions and scenarios up to 2030 and beyond

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.org

Publikationsdetails

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabrik agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Energiewende

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000

www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Korrekturat/Lektorat: Andreas Kaizik | Infotext GbR

Satz: Urs Karcher, Anja Werner

Titelfoto: shyrokova | Adobe Stock

355/01-S-2025/DE

Version 1.0, April 2025



Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.



Dieses Werk ist lizenziert unter CC-BY-NC-SA 4.0.