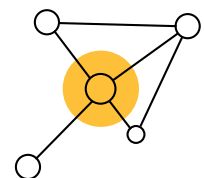
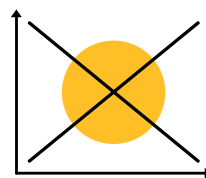
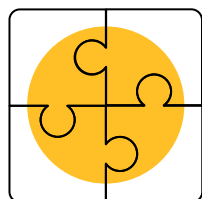
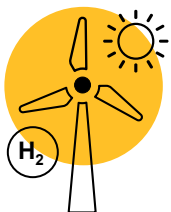


[EWI Policy Brief]

Gebotszonensplit in Deutschland: Worum geht es?

Januar 2025



**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

Merit Dressler

Martin Lange

Dr. Philip Schnaars

Bitte zitieren als

EWI (2025). Gebotszonensplit in Deutschland: Worum geht es? EWI Policy Brief.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge und Annette Becker bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	4
2	Hintergrund und Ausgestaltung eines möglichen deutschen Gebotszonensplits	6
3	Statische Effekte einer Gebotszonenteilung	8
3.1	Theoretische Wohlfahrtseffekte eines Splits	8
3.2	Praktische Herausforderungen bei Umsetzung eines Splits	10
4	Dynamische Effekte einer Gebotszonenteilung	15
4.1	Auswirkungen auf den Übertragungsnetzausbau	15
4.2	Auswirkungen auf Stromerzeuger	16
4.3	Auswirkungen auf Stromverbraucher und Flexibilitäten	19
5	Fazit: Worauf ist bei der Entscheidung zu achten?	21
6	Literaturverzeichnis	25
	Abkürzungsverzeichnis	30
	Abbildungsverzeichnis	31

1 Zusammenfassung

Dieser Policy Brief analysiert mögliche Auswirkungen einer Zweiteilung der deutsch-luxemburgischen Stromgebotszone auf die ökonomische Wohlfahrt. Hierzu werden die wesentlichen statischen und dynamischen Argumente für und wider eines Gebotszonensplits vor dem Hintergrund des aktuellen Forschungsstands zusammengefasst und diskutiert (Abbildung 1).

Im Folgenden werden die zentrale Argumente in der statischen (fixer Kapitalstock) und dynamischen (variabler Kapitalstock) Betrachtung wiedergegeben:

- Redispatchreduktion: Kurzfristig reduziert eine Teilung der Gebotszone voraussichtlich Redispatchmengen und -kosten. Durch die regionalisierten Preissignale erhöht sich die Effizienz der Netzbewirtschaftung an der Gebotszonengrenze tendenziell, jedoch nicht im gleichen Maße, wie Redispatchvolumen zurückgehen, da in diesen auch Verteilungseffekte enthalten sind. Aufgrund weiterhin fehlender Preissignale innerhalb beider Zonen könnte der Redispatchbedarf nicht vollständig reduziert werden. Der verbleibende intrazonale Redispatch würde weiterhin nicht kosteneffizient umgesetzt, solange das Ausland und die Verbraucherseite unzureichend im Redispatch berücksichtigt werden. Während in der theoretischen Betrachtung die Redispatchkosten dynamisch sinken sollten, sind die genaue Effekte auch aufgrund der Komplexität des Netzengpassmanagements schwer einzuschätzen.
- Systemdienliche Investitionsanreize: Die entstehenden Preisunterschiede zwischen den Gebotszonen setzen Anreize für eine systemdienliche Allokation neuer Erzeuger, Verbraucher und Flexibilitäten. Modellbasierte Simulationen zeigen, dass die durchschnittlichen Preisdifferenzen zwischen beiden Gebotszonen statisch bereits vergleichsweise klein wären, nur in wenigen Stunden aufträten. Dynamisch wären die Preisanreize eines Splits aufgrund des Netzausbaus langfristig nicht stabil und reizen auch nicht zu einer systemdienlichen Allokation innerhalb der Zonen an. Zudem besteht weitere Unsicherheit bzgl. der Zonenkonfiguration, da spätere Zonenanpassungen nicht ausgeschlossen werden können. Während bestehende Investitionsunsicherheiten bestehen blieben, könnten neue (u.a. durch eine höhere Preisvolatilität) hinzukommen. Durch diverse praktische Verzerrungen der Preisanreize, wie Standortfaktoren und regulatorische Instrumente, ist zudem die Wirksamkeit der Investitionsanreize fraglich.
- Liquidität und administrative Kosten: Statisch könnte ein Gebotszonensplit die Marktliquidität in beiden Zonen verringern und die Marktkonzentration erhöhen. Inwiefern es hierbei zu dynamischen Anpassungen kommt, ist schwer zu bewerten. Eine geminderte Liquidität könnte sich durch eine komplexere Koordination von Angebot und Nachfrage wohlfahrtsmindernd auswirken, ebenso wie die geschätzten administrativen Umstellungskosten in Milliardenhöhe.
- Netzausbau: In der kurzen Frist macht eine Engpassrente den Wert des Übertragungsnetzausbaus transparent und kann diesen zumindest in Teilen finanzieren. Langfristig könnten die systemdienliche Verortung von Erzeugern, Verbrauchern und Flexibilitäten wiederum Netzausbaubedarf und -kosten reduzieren.

Nicht zu allen dieser Faktoren existieren umfassende wissenschaftliche Erkenntnisse. Daher ist eine abschließende quantitative Bewertung der Wohlfahrtseffekte eines Gebotszonensplits derzeit nicht möglich. Der vorliegende Policy Brief zeigt diese Lücken auf. Nach aktuellem Forschungsstand könnten jedoch Wohlfahrtsgewinne durch die Wohlfahrtsverluste an anderer Stelle ausgeglichen werden, sodass ein wohlfahrtserhöhender Effekt eines Gebotszonensplits derzeit unsicher ist.

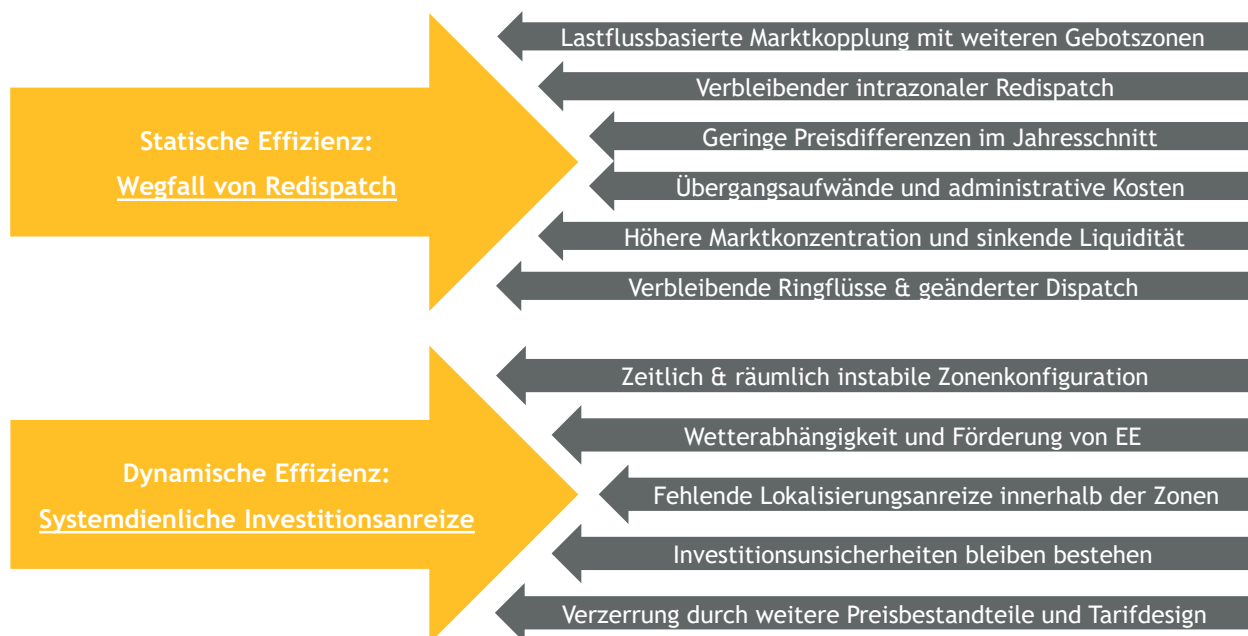


Abbildung 1: Potenzielle Vorteile und Einschränkungen ökonomischer Auswirkungen eines Gebotszonensplits

Quelle: Eigene Abbildung

2 Hintergrund und Ausgestaltung eines möglichen deutschen Gebotszonensplits

Der europäische Strommarkt ist in verschiedene Gebotszonen aufgeteilt. Deutschland bildet gemeinsam mit Luxemburg eine einheitliche Gebotszone. Innerhalb dieser Gebotszonen findet ein unbegrenzter Handel zu einem einheitlichen Strompreis statt. Zwischen den einzelnen Gebotszonen findet ein durch Handelskapazitäten begrenzter Austausch statt. Die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung der EU (Verordnung 2019/943) sieht in Artikel 14 vor, dass die Grenzen zwischen Gebotszonen langfristige, strukturelle Engpässe in den Übertragungsnetzen abbilden sollen. Ziel dieser Regelungen ist es, durch die Gebotszonenkonfiguration eine größtmögliche wirtschaftliche Effizienz sicherzustellen, während zonenübergreifender Handel und Versorgungssicherheit erhalten bleiben. Um zu überprüfen, ob die aktuellen Gebotszonenkonfigurationen die beschriebenen Ziele erreichen, findet regelmäßig ein Bidding Zone Review (BZR) statt (ENTSO-E, 2024). Im Rahmen dieses BZR werden unterschiedliche Kriterien herangezogen, anhand derer die Effizienz im Vergleich zu alternativen Konfigurationen bewertet werden soll. Hierzu zählen u.a. die für den Handel zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten, Redispatchmengen und -kosten, die von den Gebotszonen ausgelösten Ringflüsse sowie die Liquidität in den Zonen.

Netzengpässe innerhalb einer Zone (intrazonale Netzengpässe) sorgen dafür, dass die Marktergebnisse physikalisch nicht umgesetzt werden können und nachträglich durch die Netzbetreiber korrigiert werden müssen. Für diese Korrekturen werden i.d.R. teurere regelbare Kraftwerke hinter dem Engpass hochgefahren und günstigere vor dem Engpass runtergefahren, welche hierfür kompensiert werden. Diese nachträgliche Anpassung (auch Redispatch genannt) verursacht zusätzliche Kosten außerhalb des Strommarktes. Sowohl Redispatchvolumina als auch -kosten sind in Deutschland in den vergangenen Jahren gestiegen (Netztransparenz.de, 2024). Andererseits entstehen durch intrazonale Netzengpässe ungeplante Ringflüsse, bei denen Netze in benachbarten Gebotszonen außerplanmäßig zur Durchleitung von Strommengen beansprucht werden, welche danach wieder zurück in die eigene Gebotszone fließen. Schneider, Barrios & Schettler (2018) beschreiben, wie etwa deutsche Netzengpässe zu ungeplanten Ringflüssen insbesondere über Tschechien führen. Durch ungeplante Ringflüsse reduzieren sich jedoch die handelbaren Übertragungskapazitäten mit den angrenzenden Gebotszonen und somit auch die Markteffizienz in einigen Situationen.

Artikel 16 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung fordert, dass 70% der Übertragungskapazität zwischen Gebotszonen dem Handel bis zum 31.12.2025 zur Verfügung stehen müssen. Eine sofortige Anwendung dieser Regelung zu strukturellen Engpässen in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone geführt (Übertragungsnetzbetreiber, 2019). Als Reaktion auf die europäischen Anforderungen hat die Bundesregierung (2019) einen Aktionsplan zur Minderung der Engpässe und Erhöhung der Handelskapazitäten vorgelegt. Sollten die hierin beschriebenen Maßnahmen nicht zur Erfüllung der 70%-Regelung ausreichen, könnte die EU-Kommission in letzter Instanz eine der vier alternativen deutschen Gebotszonenkonfigurationen durchsetzen, die im aktuellen BZR untersucht werden (ACER, 2022). Der rechte Teil von Abbildung 2 visualisiert anhand der Netzknoten den meistdiskutierten Vorschlag, eine Zweiteilung (DE2) in eine nordostdeutsche (J1 in Blau) und eine südwestdeutsch-luxemburgische (J2 in Orange) Gebotszone.

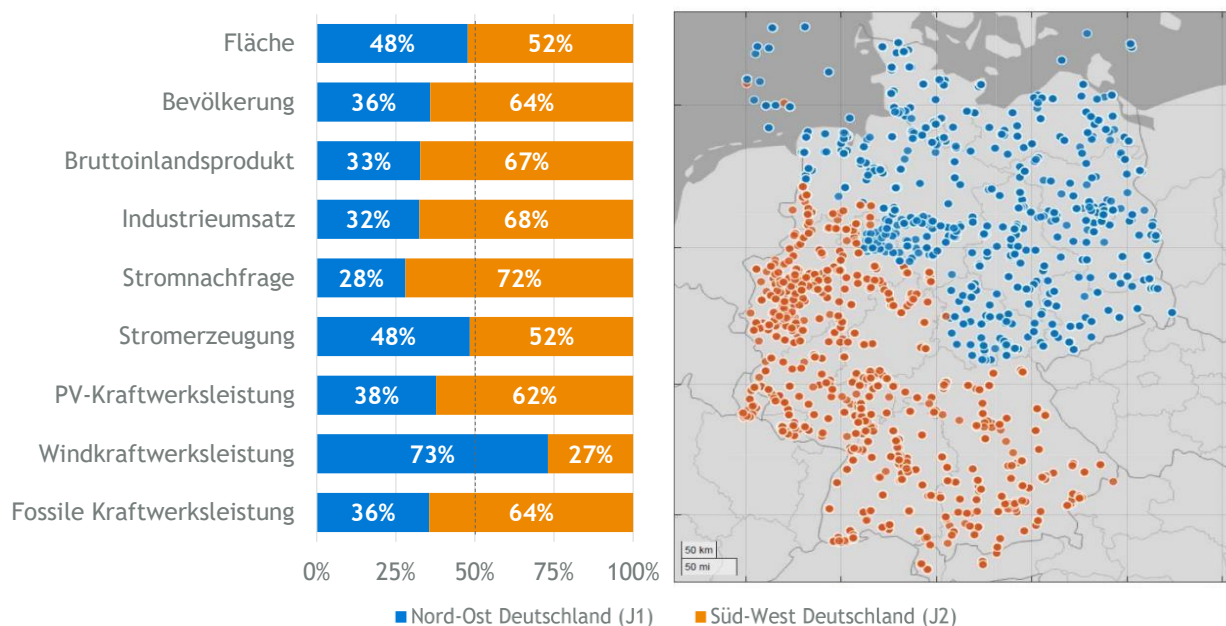


Abbildung 2: Charakteristika des vorgeschlagenen deutsch-luxemburgischen Gebotszonenplits (DE2)

Quelle: ACER (2022), Destatis (2023), Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2023), BDEW (2021), LAK Energiebilanzen (2021), Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2024)¹

Der linke Teil von Abbildung 2 zeigt die Verteilung relevanter Charakteristika auf die potenziellen Gebotszonen. Während die Gebiete eine ähnliche geographische Fläche abdecken, leben nahezu zwei Drittel der Bevölkerung im deutlich dichter besiedelten Südwesten. Ebenso werden dort die Großteile des Bruttoinlandsproduktes sowie der industriellen Wertschöpfung erwirtschaftet. Folglich verbraucht der Südwesten auch mehr als doppelt so viel Strom wie der Nordosten, während beide Zonen ähnlich viel Strom erzeugen. Allerdings unterscheiden sich die Kraftwerksparks deutlich. Während im Südwesten ein Großteil der fossilen und Solarkraftwerkskapazitäten installiert sind, stehen über 70% der Windkraftkapazitäten im Nordosten.

In den Stunden, in denen die Erzeugung zur Lastdeckung nicht ausreicht, wird die Last im Südwesten somit vornehmlich durch im Schnitt günstigeren Strom aus dem Nordosten in der uniformen Zone bedient. Da das Übertragungsnetz auf diese Stromflüsse historisch nicht ausgerichtet wurde, kommt es vermehrt zu den beschriebenen Netzengpässen auf der Nordost-Südwest Achse und Redispatchmaßnahmen bei denen nordostdeutsche Erzeugung runtergefahren und südwestdeutsche Erzeugung hochgefahren werden. Diese Entwicklung wird durch eine voranschreitende europäische Netz- und Marktintegration verstärkt, da auch günstiger skandinavischer Windstrom durch die deutschen Netze in den Südwesten und angrenzende Länder mit einer geringeren Windhöufigkeit (insbesondere Schweiz und Österreich) übertragen wird (SMARD, 2024). Löscher, Grimm, Matthes, & Weidlich (2023) beschreiben Situationen, in denen Nachfrager aus angrenzenden Gebotszonen nordostdeutschen Windstrom am Strommarkt kaufen, praktisch die Nachfrage aufgrund der Netzengpässe über Redispatchmaßnahmen durch räumlich nähere Kraftwerke gedeckt wird. Dies wiederum verzerrt jedoch den Einsatz des zonenübergreifend kostengünstigsten Kraftwerksparks.

¹ Datenstand 2022; für Stromerzeugung, installierte Kapazitäten und Stromverbrauch 2021. Die Zuteilung zur Gebotszonen erfolgt je nach Datenverfügbarkeit auf der kleinstmöglichen Aggregationsebene (NUTS2 oder NUTS3).

3 Statische Effekte einer Gebotszonenteilung

Im folgenden Kapitel wird auf die statischen Effekte einer potenziellen Gebotszonenteilung eingegangen, bei denen die Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchskapazitäten unveränderbar gegeben sind (fixer Kapitalstock). Hierzu werden die ökonomischen Effekte einer Gebotszonenteilung anhand vereinfachter Strommarktmodelle verglichen.

3.1 Theoretische Wohlfahrtseffekte eines Splits

In Abbildung 3 werden die theoretischen Implikationen des Gebotszonensplit auf das Markt- und Systemergebnis sowie die Konsumenten- und Produzentenrenten der Gebotszonen visualisiert.

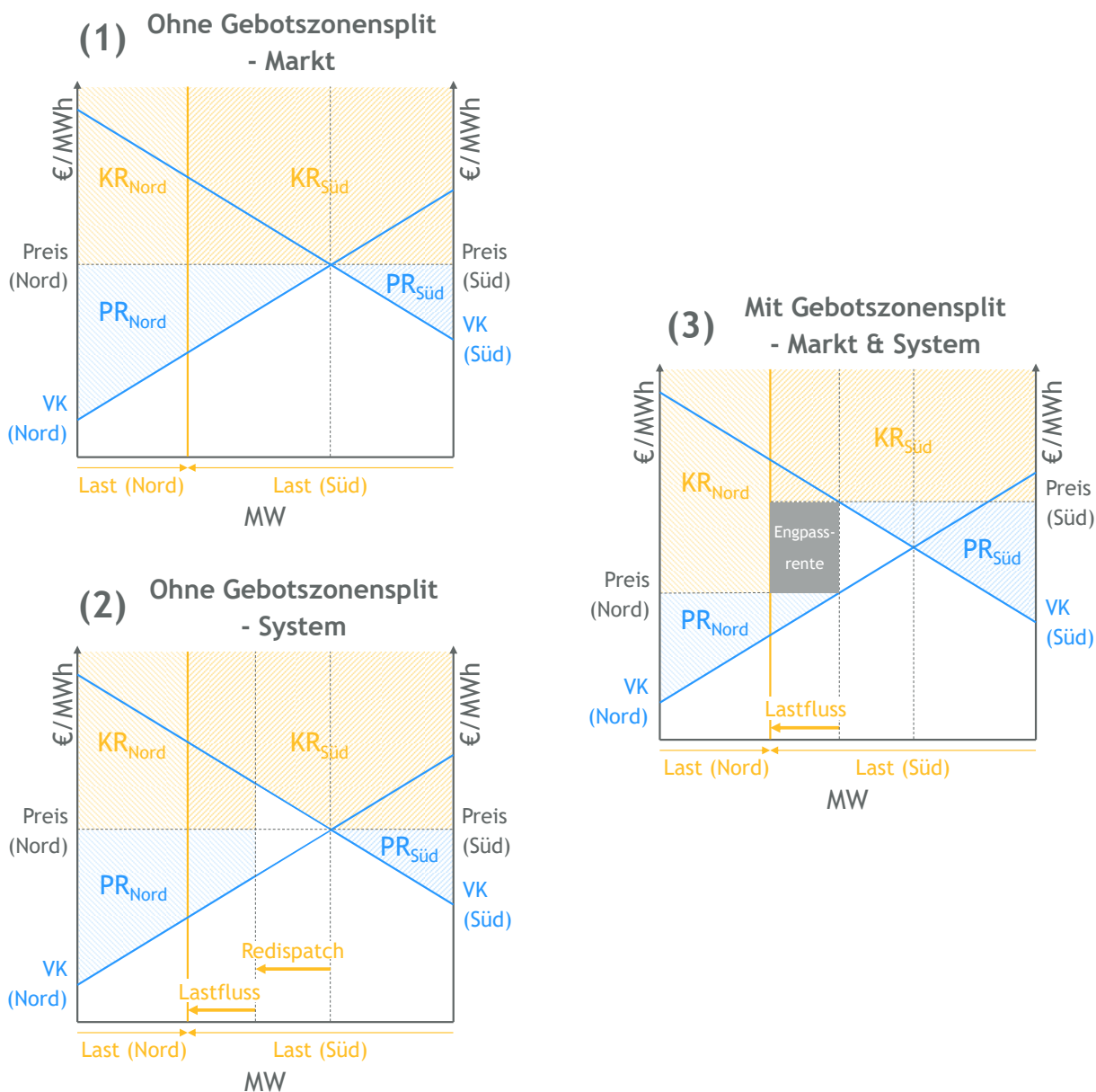


Abbildung 3: Markt- und Systemmodelle uniformer und geteilter Gebotszonen in Netzengpasssituationen

Quelle: eigene Abbildung

Die Abbildung zeigt eine identische Strommarktsituation bei einem Netzengpass: In (1) und (2) sieht man das Markt- und Systemergebnis für eine uniforme Gebotszone, in (3) das Markt- und Systemergebnis für die Teilung in eine Nordost- und eine Südwest-Zone. In beiden Fällen wird eine vollkommen inelastische Last als Stromnachfrage angenommen (gelbe Linie), die im Südwesten höher ist als im Nordosten. Gleichzeitig sind die variablen Stromerzeugungskosten (blaue Linie, VK) im Nordosten niedriger, insbesondere aufgrund der höheren Windstromerzeugung in der betrachteten Situation. Während sich die Produzentenrente (PR) der jeweiligen Stromerzeuger aus den durch den Stromverkauf erzielten Profiten ergibt, erzielen die Verbraucher in Nordost und Südwest eine Konsumentenrente (KR), welche sich aus der Zahlungsbereitschaft oberhalb des gezahlten Strompreises ergibt. In beiden Konfigurationen ist es effizient, dass die nordostdeutschen Erzeuger mehr Strom produzieren als in Nordostdeutschland nachgefragt wird, um diese Mengen nach Südwestdeutschland zu übertragen, da die variablen Kosten der Stromerzeugung dort höher sind. Dies ist so lange marktlich effizient, bis eine günstigere Stromerzeugung in Südwestdeutschland möglich ist.

Im Strommarkt der uniformen Gebotszone (1) ergibt sich ein einheitlicher Preis für beide Regionen, welcher am Schnittpunkt beider Angebotskurven (gestrichelte Linie) liegt. Das Marktergebnis ist effizient, da über beide Zonen hinweg die kostenniedrigsten Erzeugungstechnologien für die Bereitstellung der benötigten Last eingesetzt werden.

Annahmegemäß liegt aus Systemsicht (2) der marktimplizierte Lastfluss von Nordost nach Südwest allerdings über der physikalisch umsetzbaren Übertragungskapazität und es entsteht ein Netzengpass. In der Folge muss der Kraftwerkseinsatz des Marktergebnisses gemäß der Netzrestriktionen, welche am Großhandelsmarkt nicht abgebildet werden, durch Redispatchmaßnahmen angepasst werden. Hierzu werden günstigere nordostdeutsche Erzeugungstechnologien runter- und teurere südwestdeutsche Erzeugungstechnologien hochgefahren, was den Lastfluss von Nord nach Süd verringert und den Engpass entlastet. Die hochgefahrenen Anlagen werden in Deutschland hierfür mit ihren marginalen Betriebskosten kompensiert (kostenbasierter Redispatch). Die heruntergefahrenen Anlagen erhalten wiederum den Marktpreis am Großhandelsmarkt abzüglich der eingesparten variablen Betriebskosten. Durch diese Vergütungsansprüche entstehen Redispatchkosten, welche über die Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt werden. Bei vollkommen effizienten Redispatch werden zur Durchsetzung der Netzrestriktionen die jeweils kosteneffizientesten Kraftwerke ausgetauscht.

Bei einem Gebotszonensplit (3) wäre der Handel zwischen beiden Regionen basierend auf den verfügbaren physikalischen Übertragungskapazitäten marktlich begrenzt. Im Marktergebnis produzieren südwestdeutsche Erzeugungstechnologien mehr und nordostdeutsche weniger Strom als in einer uniformen Zone, weshalb in der Theorie kein Redispatch mehr durchgeführt werden muss. Durch die Unterschiede zwischen den variablen Erzeugungskosten in beiden Zonen variieren die Preise wiederum und liegen im Südwesten über und im Nordosten im Durchschnitt unter dem Marktpreis der uniformen Zone, solange der Netzengpass besteht. Die Übertragungsnetzbetreiber erhalten in der Theorie über die Vermarktung der Übertragungskapazität zwischen den Zonen eine sogenannte Engpassrente, welche sich aus dem Produkt der Preisdifferenz zwischen den Marktpreisen beider Zonen und der transportierten Strommenge ergibt (siehe Abbildung 3). Diese Engpassrente wiederum gibt Aufschluss über die marktlichen Effizienzvorteile des Übertragungskapazitätenausbaus, welcher den Ausbaurkosten gegenübersteht.

Vergleicht man Abbildung (2) und (3) zeigen sich basierend auf der theoretischen Modellbetrachtung keine Wohlfahrtseffekte in der kurzen Frist, da auch bei einem vollkommen effizienten Redispatch dieselben Kraftwerke eingesetzt werden. Grimm, Martin, Weibelzahl, & Zöttl (2016) argumentieren daher modellbasiert, dass eine Gebotszonenteilung bei einem fixen Anlagenbestand nur die Redispatchkosten und nicht die die Wohlfahrt des Strommarktes verändert. Unter vollkommen effizientem Redispatch würde ein Gebotszonensplit daher lediglich Verteilungseffekte zwischen der Gesamtheit der Verbraucher und einzelnen Verbrauchern und Erzeugern implizieren, was sich anhand der Produzenten- und Konsumentenrenten in Abbildung 3 ableiten lässt. Gewinner einer Teilung sind Konsumenten im Nordosten, da sie einen geringeren Preis für Strom zahlen und Produzenten im Südwesten, da sie einen höheren Preis erzielen. Auch die Netzbetreiber gewinnen dadurch, dass sie die Engpassrente erhalten und die Gesamtheit der Verbraucher profitiert davon, dass geringere Redispatchkosten auf sie umgelegt werden. Verlierer der Teilung hingegen sind Produzenten im Nordosten und Konsumenten im Südwesten.

3.2 Praktische Herausforderungen bei Umsetzung eines Splits

In der Realität lassen sich weitere statische Effekte eines Gebotszonensplit beobachten, welche die praktische Wirkung der beschriebenen theoretischen Implikationen einschränken können.

Praktische Einschränkung 1: Verbleibender intrazonaler Redispatch & Komplexität

EWI & THEMA (2023) zeigen szenariobasiert für das Jahr 2024 etwa, dass sich die Redispatchmengen durch einen Gebotszonensplit zwar mehr als halbieren könnten, damit voraussichtlich allerdings nicht in Gänze senken lassen. Dies liegt insbesondere an verbleibenden Netzengpässen innerhalb beider Zonen, auf welche eine Gebotszonenteilung in der kurzen Frist nur indirekt Einfluss hat. Hierbei wäre zu beachten, dass Erzeuger, welche zuvor am Redispatch teilgenommen haben, ihren Strom nun am Markt verkaufen, wodurch sich die resultierenden Redispatchkosten verändern können. Das Systemergebnis und damit die Wohlfahrt bleiben durch diesen Fall unberührt. Die Kosten des verbleibenden intrazonalen Redispatch werden weiterhin auf die Endverbraucher umgelegt und verursachen somit auch weiterhin Umverteilungseffekte.

In der Praxis werden Redispatchmaßnahmen zudem nur nicht rein kostenbasiert, sondern auch im Hinblick auf ihre Wirkung auf den betreffenden Netzengpass vollzogen. Welche Kraftwerke im Redispatch angesteuert werden, hängt neben den marginalen Produktionskosten somit auch von weiteren Kriterien ab. Während die Übertragungsnetzbetreiber in der Realität eine komplexe Kosten-Nutzen-Abwägung durchführen, bilden die meisten modellbasierten Analysen den Redispatch in Teilen vereinfacht ab (Grimm, Rückel, Sölch, & Zöttl, 2021; Zinke, 2023). Dies erschwert wiederum die modellbasierte Analyse der Implikationen eines Splits auf den weiterhin verbleibenden interzonalen Redispatch.

Praktische Einschränkung 2: Übrige Ringflüsse und geänderter Dispatch

Ein Gebotszonensplit löst Marktsignale räumlich genauer auf. Die Güte dieser Marktsignale hängt davon ab, wie gut die Zonenkonfiguration die bestehenden Netzengpässe widerspiegelt. So zeigt

Compass Lexecon (2023) dass in Folge eines Splits die Preise in einer Südwestzone mit benachbarten Gebotszonen öfter gleich sein könnten als in der uniformen Konfiguration, was ein effizienteres Marktergebnis suggeriert. In der Theorie reduziert ein Gebotszonensplit durch die Preisdifferenzierung zwischen den Zonen zudem ungeplante Ringflüsse. Allerdings existiert in Summe lediglich geringe Evidenz darüber, inwiefern ein Gebotszonensplit zur Reduktion ungeplanter Ringflüsse beitragen könnte. Kunz (2018) zeigt, dass ein Gebotszonensplit ungeplante Ringflüsse zwar reduzieren kann, die Wirkung gleichzeitig aber auch von den Annahmen zum innerdeutschen Handel und den Ringflüssen weiterer Gebotszonen abhängt.

Aufgrund der Handelsbegrenzung zwischen der Nordost- und Südwestzone, wird die Nachfrage im Südwesten über andere Erzeugungstechnologien der Südwestzone oder des Auslands gedeckt, wodurch sich der Kraftwerkseinsatz auch in der kurzen Frist ändern kann. In Abhängigkeit des gewählten Wetterjahres zeigt ENTSO-E (2024) weiterhin, dass die erneuerbare Erzeugung in Deutschland als Folge eines Splits um bis zu 5 TWh zurückgehen könnte. Durch den Abfall des Preisniveaus in Nordostdeutschland käme es vermehrt zu Niedrig- bzw. Negativpreissituationen, in denen auch geförderte Windkraftanlagen keinen Anreiz mehr hätten, ihren Strom am Markt zu verkaufen und vermehrt ihre Erzeugung abregeln würden. So würde ein Gebotszonensplit zwar die im Rahmen des Redispatch abgeregelten Windstrommengen verringern, allerdings die aufgrund von Preissignalen abgeregelten Mengen auch potenziell erhöhen.

Neben der nationalen Betrachtung sorgt ein Zonensplit auch für Anpassungen im Handel mit angebundenen Gebotszonen und beeinflusst hierdurch die Preise anderer Zonen z.T. deutlich. Simulationen der ENTSO-E (2024) suggerieren, dass durch einen Split die Preise insbesondere in Dänemark, den Niederlanden, Belgien und Frankreich sinken könnten, während die Preise in Österreich, Tschechien und weiteren osteuropäischen Ländern steigen würden. Die hierdurch implizierten Wohlfahrtseffekte müssten bei einer ganzheitlichen Analyse auch berücksichtigt werden, wobei eine abschließende Quantifizierung der Gesamtwohlfahrtswirkung allerdings noch aussteht.

Praktische Einschränkung 3: Lastflussbasierte Marktkopplung mit weiteren Gebotszonen

Die Implikationen der lastflussbasierten Marktkopplung könnten unter anderem auch ein Grund dafür sein, wieso eine Unterteilung in mehr Gebotszonen nicht zwingend die Gesamtwohlfahrt erhöht (Dobos, Bichler, & Knörr, 2024; Felling, Felten, Osinski, & Weber, 2023). In der Praxis sind Handelskapazitäten zwischen zwei Gebotszonen in den zentraleuropäischen Day-Ahead Märkten nämlich nicht wie im theoretischen Beispiel fix vorgegeben, sondern variieren auf Basis der Stromflüsse aller relevanten Netze. Dieses Marktdesign wird auch lastflussbasierte Marktkopplung (flow-based market coupling, FBMC²) genannt. Gleiches könnte auch für die innerdeutsche Marktkopplung gelten, wodurch die Wohlfahrtseffekte wesentlich von weiteren Handels- und Stromflüssen sowie gewählten Parametern abhängen (Felling, Felten, Osinski, & Weber, 2023; Knörr, Bichler, & Dobos, 2024; Bucksteeg, Trepper, & Weber, 2015; ENTSO-E, 2018).

² FBMC optimiert den grenzüberschreitenden Stromhandel, indem physikalische Stromflüsse und Netzengpässe berücksichtigt werden, was eine effizientere Netznutzung und Preisbildung ermöglicht. Die Handelskapazität zwischen den Marktgebieten wird nicht pauschal vorgegeben, sondern dynamisch mittels Berechnungen der Netzbelastung festgelegt. So werden interzonale Netzengpässe in das Marktergebnis integriert, um die Umsetzbarkeit zu erhöhen.

Praktische Einschränkung 4: Potenziell unzureichende Preisdifferenzen im Jahresschnitt

Die resultierende Preisdifferenz im Jahresmittel nach einem Split zwischen der Nordost- und der Südwestzone ist ein wesentlicher Indikator für die Kosten der Netzengpässe zwischen den Zonen. Sie wird maßgeblich durch das zugrundeliegende Modell beeinflusst. Beispielsweise nehmen die Konfiguration des Zonensplits, das Betrachtungsjahr, die angenommenen Ausbaupfade und die Allokation von erneuerbaren Energien und Flexibilitäten sowie der unterstellte politische Rahmen großen Einfluss auf die sich ergebenden durchschnittlichen Preisdifferenzen. Zudem ist es entscheidend, ob der interzonale Handel über fixierte verfügbare Austauschkapazitäten oder FBMC modelliert wird. Aufgrund des starken Einflusses der zugrundeliegenden Modellierungs- und Parameterannahmen ist ein Vergleich der mittleren Preisdifferenzen in unterschiedlichen Studien, wie er in Abbildung 4 angestellt wird, nur eingeschränkt zweckmäßig. Hierbei wird das mittlere uniforme Preisniveau durch eine graue Linie und die mittlere Preisdifferenz zwischen der Nordostzone (unteres Ende) und der Südwestzone (oberes Ende) durch eine gelbe Säule jeweils für die Studien und Betrachtungsjahre dargestellt.

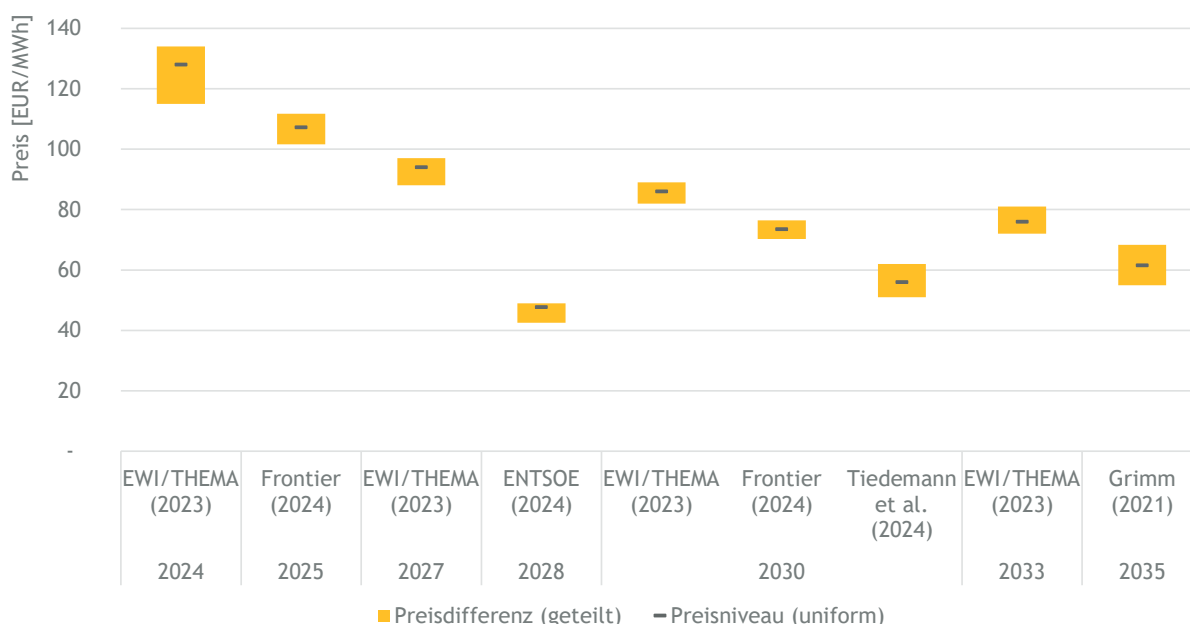


Abbildung 4: Simulierte Preise in einer uniformen und geteilten deutsch-luxemburgischen Gebotszone

Quelle: eigene Abbildung basierend auf EWI & THEMA (2023), Frontier Economics (2024), (ENTSO-E, 2024), Tiedemann & Stiewe (2024), Grimm, Rückel, Sölch, & Zöttl (2021)

Über alle Studien hinweg lässt sich trotzdem erkennen, dass die resultierenden Preisdifferenzen in der Regel unter 25% des Jahresdurchschnittspreises liegen. Während EWI & THEMA (2023) von durchschnittlichen Preisdifferenzen zwischen 9% und 17% ausgehen, schätzt Frontier Economics (2024) Preisdifferenzen von etwa 10%. Die Modelle der ENTSO-E (2024, S. 33) schätzen eine Differenz von rund 14% auf einem bedeutend niedrigeren Preisniveau. Tiedemann & Stiewe (2024) zeigen eine höhere Preisdifferenz von rund 22%.³ In Modellen für das Jahr 2035, die endogen den Kapazitätszubau abbilden, ermitteln Grimm, Rückel, Sölch, & Zöttl (2021) sowie Ambrosius, Grimm, & Kleinert (2020) ebenfalls vergleichsweise hohe Preisdifferenzen. Allerdings zeigen

³ Die Modelle von Tiedemann et al. (2024) und EWI & THEMA (2023) nutzen flow-based market coupling für die Modellierung der Handelskapazitäten. Erstere nutzen FBMC jedoch nur zwischen den beiden deutschen Zonen und nicht für weitere angrenzende Zonen. Frontier Economics (2024) implementiert in ihrem Modell fixierte verfügbare Austauschkapazitäten zwischen den Zonen.

beide Papiere, dass die verfügbare Handelskapazität hierbei einen erheblichen Einfluss auf die entstehende Preisdifferenz hat. So verschwindet bei Grimm, Rückel, Sölch, & Zöttl (2021) der Preisunterschied etwa unter weniger restriktiven Handelskapazitäten in Gänze. Dass die Preiseffekte tendenziell im Zeitverlauf abnehmen, liegt an dynamischen Effekten, welche in Kapitel 4 näher untersucht werden.

Wie eingangs beschrieben ist die mittlere Preisdifferenz ein zentraler Indikator für den Effekt und die Effizienzsteigerung einer Gebotszonenteilung. Ab welcher mittleren Preisdifferenz ein Split gerechtfertigt wäre, ist allerdings streitbar, da dies nur einen Wohlfahrtsaspekt abbildet. Zudem bilden die Preisdifferenzen einen Jahresdurchschnitt ab und lassen daher keine unmittelbaren Rückschlüsse darauf zu, wie häufig ein Engpass zwischen beiden Zonen bestanden hat. Dies erschwert eine Analyse darüber, ob die Preise die auftretenden Netzengpässe ausreichend widerspiegeln.

Praktische Einschränkung 5: Höhere Marktkonzentration und sinkende Liquidität

Ein Gebotszonensplit könnte die Anzahl der Marktteilnehmer in den jeweiligen Zonen reduzieren (Compass Lexecon, 2024). Infolgedessen könnte sich die Marktliquidität, auch der langfristigen Märkte, verringern. Ein solcher Rückgang der Marktliquidität erhöht tendenziell die Preisvolatilität und somit die Preisrisiken für Marktakteure, auch durch Extremereignisse. Neben der Liquidität im börslichen Stromhandel könnte sich die Produktvielfalt auf den Power Purchase Agreement (PPA)-Märkten verringern (Maurer, Zimmer, & Hirth, 2018). Konträr hierzu lässt sich argumentieren, dass eine steigende Preisvolatilität in kleineren Gebotszonen die Liquidität von Terminmärkten aufgrund vermehrter Nachfrage anregt (Eicke & Schittekatte, 2022). Dass ein Teil der möglicherweise wegfallenden Liquidität insbesondere im Norden durch angrenzende Gebotszonen aufgefangen wird, wird allerdings in aktuellen Studien nicht erwartet (Compass Lexecon, 2024).

Durch die Verringerung der Marktteilnehmer könnte sich weiterhin die Marktkonzentration in der Nordost- und Südwestzone im Vergleich zu der uniformen Zone deutlich erhöhen. Compass Lexecon (Compass Lexecon, 2024) schätzt hierzu, dass die Marktkonzentration gebotszonenübergreifend zwischen 10% und 20% durch den Gebotszonensplit steigen könnte. Bereits heute machen die fünf größten Stromerzeuger nahezu zwei Drittel des Marktes aus (BNetzA & BKartA, 2024). Trotz der steigenden Dezentralisierung im Rahmen des Ausbaus von erneuerbaren Energien, könnte sich insbesondere die Marktmacht von Betreibern steuerbarer Kraftwerke erhöhen. Einzelne Erzeuger könnten dann potenziell höhere Knappheitspreise aufrufen. Selbst wenn dies nicht auf den Spotmarkt zutreffen sollte, könnten weitere Märkte (z.B. für Ausgleichsenergie, künftige Kapazitätsmärkte, Terminmärkte) hiervon betroffen sein. So müsste beispielsweise der gesamtdeutsche Regularbeitsmarkt ebenfalls geteilt werden, sodass das Pooling für das Bilanzkreismanagement nur noch innerhalb der jeweiligen Gebotszone möglich wäre, was die entsprechenden Kosten steigern könnte. Weiterhin ist unklar, wie sich eine höhere Marktkonzentration und eine sinkende Liquidität auf die Kosten des verbleibenden intrazonalen Redispatch in der Südwest- und Nordostzone auswirken würde.

Praktische Einschränkung 6: Übergangsaufwände und administrative Kosten

In der Praxis entstehen durch die Teilung der Gebotszone ebenfalls administrative Kosten, welche mit der Umstellung verbunden sind. Einer Studie von Compass Lexecon (2023) zufolge, könnten diese Umstellungskosten einer deutsche Gebotszonenzweiteilung insgesamt zwischen 1 bis 2,5 Milliarden Euro betragen. Hierzu zählen etwa die Umstellung von Geschäftsprozessen und IT-Systemen, Neuverhandlung von Verträgen, Prozessanpassungen von Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden. Der Großteil der Kosten würde für die Umstellung von Geschäftsprozessen anfallen und insbesondere durch die Akteure auf dem Groß- und Einzelhandel getragen werden. Neben den finanziellen Aufwänden könnte eine Umstellung aller Märkte auf geteilte Gebotszonen mindestens drei Jahre dauern und vor dem Hintergrund der dynamischen Effekte, insbesondere durch erwarteten Netzausbau und damit verbunden geringeren Redispatchbedarf, die positiven Wohlfahrtseffekte schmälern (ENTSO-E, 2018).

4 Dynamische Effekte einer Gebotszonenteilung

Abzugrenzen von den statischen Effekten sind die dynamischen Effekte einer Gebotszonenteilung. Langfristig haben die Akteure durch Investitionen die Möglichkeit, auf die Marktbedingungen zu reagieren (dynamischer Kapitalstock). Im Folgenden wird analysiert, wie sich ein Gebotszonensplit auf die Investitionsanreize in Übertragungs-, Erzeugungs- und Verbrauchskapazitäten auswirkt und welche Implikationen sich für das Marktergebnis ergeben.

4.1 Auswirkungen auf den Übertragungsnetzausbau

Sowohl in einer uniformen als auch in geteilten Gebotszonen ist es langfristig effizient, strukturelle Netzengpässe durch Netzausbau abzubauen, solange die Effizienzvorteile höher als die Ausbaukosten sind (Glynos, Weiskopf, Lorenz, & De la Munita, 2024; Höffler, 2009). Allerdings differenzieren sich die Motive, Finanzierungsquellen und Implikationen dieses Netzausbaus, wie in diesem Kapitel ergründet wird.

Abbildung 5 visualisiert den Effekt eines Netzausbaus in beiden Systemen durch eine Ausweitung der physischen Stromaustauschkapazitäten von Nordost und Südwest.

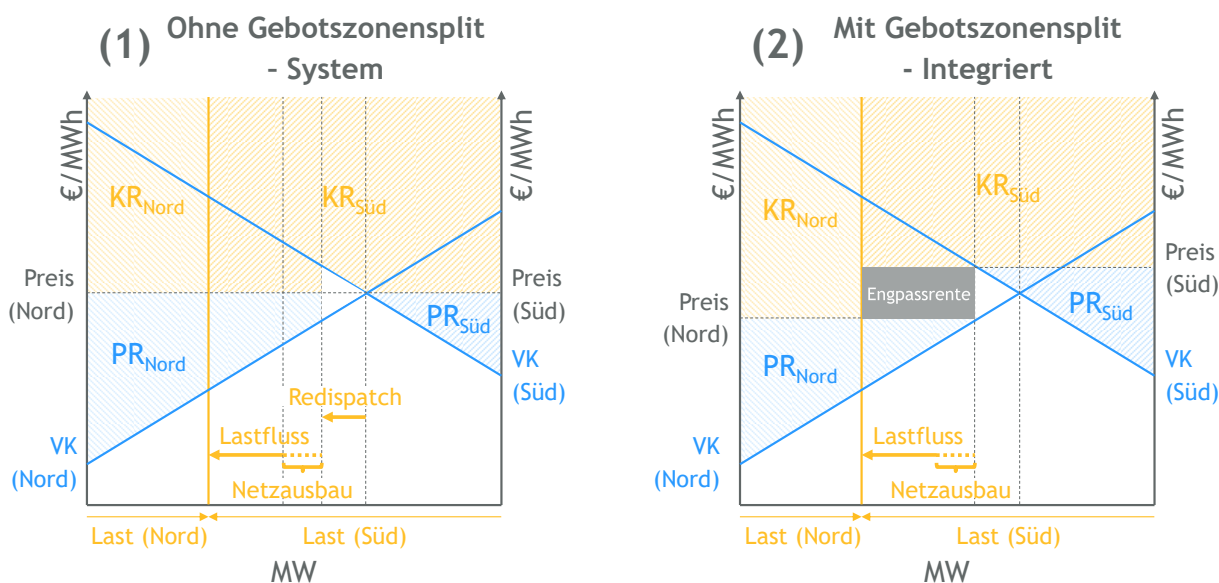


Abbildung 5: Dynamische Effekte eines Netzausbaus auf uniforme und geteilte Gebotszonen

Quelle: eigene Abbildung

In einer uniformen Gebotszone (1) hat der Übertragungsnetzausbau eine Stromerzeugung zu geringeren Kosten zum Ziel, baut strukturelle Netzengpässe ab und reduziert somit auch Redispatchbedarf und -kosten. Da die Netzengpässe nicht im Markt berücksichtigt werden, wird ein identisches Marktergebnis wie im statischen uniformen Modell erreicht. Durch die hinzugewonnen Übertragungskapazitäten kann bei konstanter Erzeugung ein größerer Teil des Marktergebnisses physisch umgesetzt werden, weshalb weniger teurere südwestdeutsche

Kraftwerke im Rahmen des Redispatch eingesetzt werden müssen. In der Systemperspektive steht die Verringerung der Redispatchkosten somit den Kosten des Netzausbaus gegenüber.

Durch den Ausbau der physischen Übertragungskapazitäten würden annahmegemäß in einer geteilten Gebotszone (2) auch die marktlichen Handelskapazitäten zwischen den beiden Zonen steigen. Durch den verstärkten Stromaustausch zwischen Nordost und Südwest dürften sich Effizienzvorteile ergeben, die mit den Netzausbaukosten abgewogen werden müssten. Eine verstärkte Marktkopplung würde sich auch in einer Angleichung der durchschnittlichen Preisniveaus widerspiegeln. EWI & Thema (2023) kommen etwa zu dem Ergebnis, dass der in Deutschland bereits bis 2030 geplante Netzausbau die durchschnittliche Preisdifferenz zwischen Nordost- und Südwest-Zone um mehr als die Hälfte reduzieren könnte. Inwiefern dieser bereits geplante Ausbau bis 2030 in einem geteilten System weiterhin effizient wäre, ist allerdings unsicher. So zeigen Grimm, Rückel, Sölch, & Zöttl (2021), dass ein Gebotszonensplit den Netzausbaubedarf aufgrund eines geringeren Stromaustauschs signifikant verringern könnte, was in der aktuellen Ausbauplanung allerdings nicht berücksichtigt ist.

Die Finanzierung des Netzausbaus erfolgt in der uniformen Zone über die Netznutzungsentgelte der Endverbraucher und den geteilten Zonen zusätzlich aus der Engpassrente, welche von den ÜNB an den innerdeutschen Interkonnektoren abgeschöpft würde und nach Artikel 19 der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie primär zur Netzausbaurefinanzierung eingesetzt werden muss. Studien zeigen, dass eine Finanzierung des Netzausbaus über die Engpassrente von jährlich rund 1,2 Mrd. Euro die Akzeptanz des Ausbaus in der Bevölkerung tendenziell erhöhen könnte, allerdings nur einen kleinen Teil der geschätzten jährlichen Übertragungsnetzausbaukosten von rund 20 Milliarden Euro abdecken kann (Bauermann, Kaczmarczyk, & Krebs, 2024; Frontier Economics, 2024). Ferner würde der Netzausbau in einer geteilten Gebotszone auch direkte Verteilungseffekte zwischen den Zonen implizieren, was die Akzeptanz gerade in der Nordostzone wiederum einschränken könnte (Maurer, Zimmer, & Hirth, 2018). Während die Engpassrenten den Netzbetreibern marktliche Informationen zum Wert von Netzausbauvorhaben zwischen den Zonen bereitstellen, sollte darüber hinaus auch beachtet werden, dass der Netzausbau in Deutschland weitestgehend politisch gesteuert ist und den Netzbetreiber auch im uniformen System weitreichende Informationen zu möglichen Effizienzsteigerungen des Netzausbaus vorliegen.

Zusammenfassend sorgt Netzausbau für einen Abbau der strukturellen Engpässe zwischen den potenziellen Zonen. Folglich ist er auch ein zentrales Vorhaben im Aktionsplan der Bundesregierung (2019) und dem künftigen Strommarktdesign (BMWK, 2024). Jene Engpässe wiederum sind jedoch die Grundlage für eine Definition von Gebotszonen, weshalb die langfristige Gebotszonenkonfiguration nicht stabil wäre, solange das Netz weiterhin ausgebaut würde (Thomassen, Fuhrmanek, Cadenovic, Pozo Camara, & Vitiello, 2024; Brouhard, Hennebel, Petit, & Gisbert, 2023; Zinke, 2023; Fraunholz, Hladik, Keles, Möst, & Fichtner, 2021). Entsprechend könnte ein Split bestehende Unsicherheiten in der langfristigen Netzplanung verstärken.

4.2 Auswirkungen auf Stromerzeuger

In einer dynamischen Perspektive sind weiterhin auch Anpassungen im Hinblick auf die Erzeugung möglich. In den kommenden Jahren wird der Zubau von Erzeugung im Wesentlichen durch

steuerbare Gas- und Wasserstoffkraftwerke (z.B. im ehemaligen Kraftwerkssicherheitsgesetz, KWStG) und erneuerbare Energien (z.B. im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, EEG) vorangetrieben werden. Anhand dieser Unterteilung wird im Folgenden herausgearbeitet, wie sich die systemdienlichen Lokalisierungsanreize auf Erzeuger auswirken.

Theoretische Vorteile

In der Theorie werden die flexiblen Gaskraftwerke bei gleichen Kosten an dem Standort gebaut, an welchem der Betreiber höhere Strompreise am Markt aufrufen kann. Folglich wären Betreiber in einer uniformen Preiszone indifferent, wo sie ihr Kraftwerk bauen und richten sich eher an anderen Standortfaktoren wie Gasnetznähe oder bestehendem Stromnetzanschluss aus. Dies impliziert wiederum, dass kein struktureller Anreiz zu einer systemdienlichen Kraftwerksregionalisierung besteht. Diese Anreize würde wiederum ein Gebotszonensplit mit regional differenzierten Strompreisen setzen. Bei gleichen Kosten wäre der Zubau von Gaskraftwerken in Südwestdeutschland profitabler, sofern diese inframarginal Strom produzieren. In der Folge könnten Netzengpässe abgebaut, Netzausbaukosten reduziert und die Wohlfahrt erhöht werden, solange der Netzausbau nicht bereits fixiert ist. (Grimm, Rückel, Sölch, & Zöttl, 2021).

Praktische Einschränkung 1: Zeitlich und räumlich instabile Zonenkonfiguration & zusätzliche Standortfaktoren

Eine glaubwürdige Stabilität der Konfiguration der Gebotszonen ist wesentlich für die Wirkung der beschriebenen Investitionssignale, da Investitionen häufig über einen längeren Zeitraum refinanziert werden. Langfristige zonale Preissignale sind nicht unbedingt gegeben, da bereits durch kleine Parameterveränderungen wie den voranschreitenden Netzausbau oder den Ausbau erneuerbarer Energien, eine andere Gebotszonenkonfiguration optimal sein kann (Egerer, Weibezahn, & Hermann, 2016; Zinke, 2023; Dobos, Bichler, & Knörr, 2024; Brouhard, Hennebel, Petit, & Gisbert, 2023). Ergänzend zeigen Dobos, Bichler, & Knörr (2024) dass unter Beachtung der Ländergrenzen keine optimale Zonenkonfiguration gefunden werden kann, welche den Anforderungen der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie entspricht. Außerdem betonen die Autoren, dass keine optimale Zonenkonfigurationen zeitlich stabil sein können. So zeigen Ambrosius, Egerer, Grimm, & van der Weijde (2020) etwa, dass eine Zonenanpassung bereits durch die Möglichkeit einer erneuten Rekonfiguration ineffizienter werden kann.

Durch die gesetzten Regionalisierungsanreize könnten sich die Preise entsprechend langfristig wieder angleichen (Maurer, Zimmer, & Hirth, 2018; Dobos, Bichler, & Knörr, 2024). So simulieren EWI & THEMA (2023) etwa, dass eine Verschiebung von 60 TWh jährlicher erneuerbarer Stromerzeugung vom Nordosten in den Südwesten bis 2030 die durchschnittliche jährliche Preisdifferenz zwischen Nordost- und Südwest-Zone um rund 70% verringern könnte. Antizipieren Erzeuger diese Entwicklung bereits heute, könnte dies die Wirksamkeit der regionalen Anreize einschränken. In den konzentrierteren Märkten könnten zudem bereits einzelne Investitionsentscheidungen die Preise beeinflussen, was die Investitionsrisiken potenziell erhöht (Maurer, Zimmer, & Hirth, 2018).

Neben den Preisen ergeben sich weitere allokativen Verzerrungen im Marktpreissignal durch zusätzliche Standortfaktoren. Diese umfassen in der Regel aber die Brennstoff- und Infrastrukturverfügbarkeit (u.a. das Wasserstoffkernnetz) oder regulatorische Instrumente wie Vorgaben zur Regionalisierung von Kraftwerken innerhalb eines Kapazitätsmechanismus.

Praktische Einschränkung 2: Fehlende Lokalisationskeitsanreize innerhalb der Zonen

Eine Gebotszonenzweiteilung kann lediglich grobe regionale Preissignale in Nordost und Südwest setzen. Innerhalb dieser Zonen existiert weiterhin ein einheitlicher Preis, weshalb innerhalb der Zonen keine Anreize für eine systemdienliche Kraftwerksregionalisierung gesetzt werden. Grimm, Martin, Weibelzahl, & Zöttl (2016) betonen, dass die fehlende Berücksichtigung der Netzrestriktionen innerhalb der zwei Zonen zu Überinvestitionen⁴ in Erzeugungskapazitäten an systemundienlichen Standorten in der Zone mit höherem Durchschnittspreis führen könnte. In Summe könnten sich bedeutende Wohlfahrtsverluste ergeben. Durch die fehlenden Lokalisationsanreize für neue Kraftwerke innerhalb der Zonen würde somit eine Teilung die verbleibenden intrazonalen Netzengpässe beider Zonen nicht zwangsläufig verringern (Lete, Smeers, & Papavasiliou, 2022). Auch langfristig ließen sich marktliche vollständig netzdienliche Investitionssignale nur über eine nodale Preissignale setzen.

Praktische Einschränkung 3: Derzeitige Investitionsrisiken bleiben bestehen

Neben den bereits bestehenden Investitionsrisiken am Markt, wie Mengen- und Preisrisiko, kommen nach einem Gebotszonensplit Unsicherheiten über die räumliche Ansiedlung innerhalb einer Zone hinzu, die so zuvor in der uniformen Zone nicht bestanden haben. Derzeit sind am Strommarkt verschiedenen Fördermechanismen etabliert, die einzelnen Investitionsunsicherheiten adressieren. Diese Mechanismen müssten gemäß der neuen Zonenkonfiguration angepasst werden.

Praktische Einschränkung 4: Wetterabhängigkeit und Förderung erneuerbarer Energien

Im Vergleich zu steuerbaren Erzeugungstechnologien bestehen bei erneuerbaren Energien wesentliche Friktionen für die Wirksamkeit der Preissignale für die räumliche Steuerung von Neuinvestitionen. So können einerseits die Wetterfaktoren (und die hiermit verbundene höhere Anlagenauslastung im Nordosten) die marktlichen Investitionsanreize verzerren, sodass Investitionen in südwestdeutsche erneuerbare Energien (EE)-Anlagen auch bei höheren Strompreisen unwirtschaftlich blieben. Andererseits verzerrt die staatliche Förderung von EE-Anlagen im Rahmen des EEG die entstehenden Investitionsanreize. So garantieren die Einspeisevergütung und die geförderte Direktvermarktung den Erzeugern feste Erlöse, unabhängig vom Preisniveau. Dadurch wird das Preissignal verzerrt. Anpassungen der Fördersystematik könnten mittelfristig allerdings diese Anreize setzen (Tiedemann, et al., 2024).

⁴ Überinvestitionen beschreiben Investitionen in Erzeugungstechnologien, die über dem marktlichen Optimum liegen. Analog zur uniformen Zone werden so Erzeuger gebaut, die unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen nicht effizient wären.

Insgesamt würden durch eine Gebotszonenteilung zunächst die EEG-Förderkosten voraussichtlich insbesondere aufgrund fallender Marktwerte bestehender nordostdeutscher Windkraftwerke deutlich steigen (Tiedemann, et al., 2024; EWI & THEMA, 2023). In der Folge wachsen in beiden Studien das Gesamtfördervolumen und somit auch der Refinanzierungsbedarf deutlich an. Dieser zusätzliche Finanzierungsbedarf würde wiederum Verteilungseffekte an anderer Stelle implizieren.

4.3 Auswirkungen auf Stromverbraucher und Flexibilitäten

Neben den Erzeugungsstrukturen ist auch der Kapitalstock der Verbrauchsseite langfristig variabel. So setzen Preise am Markt etwa Anreize für Investitionen in Verbrauchsstrukturen sowie Nachfrage- und Speicherflexibilität.

Theoretische Vorteile

Analog zu den Erzeugern, setzt ein uniformes Preissystem keine Preisanreize, um die Verbrauchs- und Speicherstruktur netzdienlich zu regionalisieren (Czock, Sitzmann, & Zinke, 2023). Da der Markt keine regionalen Anreize setzt, sind Verbraucher und Speicherbetreiber somit indifferent, wo sie ihre Investitionen tätigen.

In einer geteilten Gebotszone wiederum werden durch die Strompreisdifferenzierung regionale Anreize geschaffen, wodurch Strom im Nordosten günstiger wird als im Südwesten. In der Folge ist eine Lastverschiebung von Südwesten nach Nordosten denkbar. Durch die günstigeren Strompreise könnten elektrifizierte Verbrauchsstrukturen, beispielsweise in Form von E-Mobilität, Wärmepumpen oder elektrischen Industrieanlagen in der Nordostzone eher wirtschaftlich werden.

Ferner könnte ein Gebotszonensplit auch systemdienliche Investitionen in Flexibilitäten anregen. Insbesondere Investitionen in Speichertechnologien könnten durch regional differenzierte Strompreise profitabler werden (Günner, 2024). Einerseits könnten Batteriespeicher im Nordosten durch eine Häufung von Niedrig- und Negativpreisphasen profitabler eingesetzt werden. Andererseits könnte im Südwesten durch den Wegfall des glättenden nordostdeutschen Windstromangebots die Preisvolatilität steigen. In der Folge könnten Batteriespeicher eine höhere Arbitrage erwirtschaften, wenn sie Strom bei einer hohen PV-Verfügbarkeit günstig einkaufen und ihn verkaufen, wenn teurere konventionelle Kraftwerke am Markt preissetzend sind. Eine ähnliche Logik gilt für weitere Speichertechnologien auch im Hinblick auf saisonale Preisschwankungen, die ein Gebotszonensplit verstärken könnte. In der Theorie setzt ein Split somit Anreize für eine netzdienliche Lokalisierung von Verbrauchs- und Speichertechnologien, was ein wesentlicher Faktor zur Hebung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt beispielsweise durch einen verringerten Netzausbaubedarf ist (Amprion GmbH, 2023).

Praktische Einschränkung 1: Zeitlich und räumlich instabile Zonenkonfiguration & zusätzliche Standortfaktoren

Aufgrund einer sich verändernden Laststruktur gleichen sich langfristig die Strompreise der beiden Zonen an, wodurch sich für die Endverbraucher keine zeitlich stabilen Lokalisierungsanreize ergeben würden. Durch eine Lastverschiebung von der höherpreisigen südwestlichen in die günstigere nordöstliche Zone würden sich die Preise im Zeitverlauf entsprechend wieder angleichen. EWI & THEMA (2023) zeigen etwa, dass die durchschnittliche Preisdifferenz zwischen beiden Zonen durch den Zubau nordostdeutscher Elektrolysekapazitäten bis 2030 signifikant sinken könnte. Ein vermehrter Zubau von Batteriespeichern im Nordosten hingegen reduziert die Preisdifferenzen zwischen den Zonen nicht zwangsläufig (Weibelzahl & März, 2018; EWI & THEMA, 2023). Ungeachtet dessen wäre es insbesondere für langfristige Investitionen fraglich, inwiefern die auf der instabilen Gebotszonenkonfiguration basierenden Preisanreize ausschlaggebend für die Lokalisierung von Verbrauchsstrukturen sein können.

Auch hängen Investitionen in Verbrauchsstrukturen von verschiedenen Standortfaktoren ab. Neben der Anbindung an Infrastruktur und der Verfügbarkeit von Kapital und Arbeit zählen hierzu auch lokale Wertschöpfungsketten, beispielsweise in der Industrieproduktion.

Praktische Einschränkung 2: Verzerrung durch weitere Preisbestandteile und Tarifdesign

Darüber hinaus ist auch hervorzuheben, dass der Großhandelsstrompreis nur eine Komponente des Verbraucherstrompreises neben staatlichen Abgaben und den Netzentgelten darstellt. Entsprechend würde die Reduktion des Großhandelsstrompreises keine unmittelbare Stromkostenreduktion um den gleichen Faktor auf Verbraucherebene darstellen, wobei die Effekte stärker auf industrielle Abnehmer als Haushaltskunden wirken (Eicke & Schittekatte, 2022). Entsprechend prognostiziert Frontier Economics (2024), dass sich die Endkundenpreise um weniger als einen Cent pro Kilowattstunde verändern würden. Aufgrund der geringen Preiswirkung wird nicht davon ausgegangen, dass der Gebotszonensplit einen wesentlichen Einfluss auf die Lokalisierung von Verbrauchern hat (Frontier Economics, 2024, S. 87ff; Günner, 2024). Die genauen Effekte eines Gebotszonensplit auf die Endkundenpreise sind unter anderem aufgrund der Interdependenzen zu den Netzentgelten (durch Reduktion von Redispatch- und Netzausbaukosten) sowie den staatlichen Bestandteilen (u.a. durch ggf. regionalisierte Abgaben) nur schwer abschätzbar. Dies wiederum erschwert die Analyse langfristiger Wohlfahrtseffekte.

Die Wirkung der Großhandelspreise wird darüber hinaus durch weitestgehend statische Tarifstrukturen für viele Endverbraucher eingeschränkt, welche die zeitlichen Knappheitssignale des Marktes nicht unmittelbar auf den Endkunden übertragen. Hierdurch hat ein Großteil der Haushalte nur beschränkte Anreize auf die aktuelle Netzsituation zu reagieren. Zwar ist in Zukunft mit einer stärkeren Dynamisierung von Endkundertarifen zu rechnen, allerdings könnten sich die stündlich variierende Gesamtpreise im Hinblick auf das starke erwartete Wachstum der Netzentgelte in Zukunft ferner verringern (Probst, et al., 2024).

5 Fazit: Worauf ist bei der Entscheidung zu achten?

In diesem Policy Brief wurden mögliche statische und dynamische Auswirkungen einer Gebotszonenteilung auf die Wohlfahrt im deutschen Stromsystem diskutiert. Tabelle 1 stellt den aktuellen Erkenntnisstand zu den wesentlichen ökonomischen Argumenten hierzu anhand der verwendeten Literatur zusammen. Die Einschätzung der Studien- und Forschungsergebnisse erfolgt anhand der subjektiven Einschätzung der Autoren basierend auf einer systematischen Literaturlauswertung. Eine Entscheidung für oder wider einer Gebotszonenteilung ist darüber hinaus auch mit technologischen, rechtlichen, politischen, ökologischen und sozialen Fragestellungen verbunden, welche in diesem Policy Brief nicht betrachtet werden. Zudem könnte eine Zonenteilung auch Einfluss auf andere gekoppelte Sektoren wie den Wasserstoffsektor nehmen, was an dieser Stelle nicht betrachtet wurde.

Tabelle 1: Übersicht des Forschungsstandes zu den Auswirkungen eines Gebotszonensplits

	Argument	Studien- und Forschungsergebnisse	Quellen
Pro Gebotszonensplit	Reduktion der Redispatchkosten	Statisch signifikante Redispatchminderung, dynamische Wirkung hängt vom Ausmaß des Netzausbaus und der Allokation der Erzeugungstechnologien innerhalb der Zone ab	EWI & THEMA (2023); ENTSO-E (2024); Fraunholz, Hladik, Keles, Möst, & Fichtner (2021)
	Reduktion ungeplanter Ringflüsse durch angrenzende Gebotszonen	Leichte Indizien für eine Reduktion der Ringflüsse, Auswirkungen auf weitere Zonen insgesamt unzureichend erforscht	Fraunholz, Hladik, Keles, Möst & Fichtner (2021); Graefe (2023); Kunz (2018)
	Anreizung systemdienlicher Erzeugung	Eher geringere Allokationsanreize zwischen den Zonen aufgrund niedriger Preisdifferenzen, keine Allokationsanreize innerhalb der Zonen, weitere Standortfaktoren unzureichend modelliert	Grimm, Rückel, Sölch, & Zöttl (2021); Fraunholz, Hladik, Keles, Möst, & Fichtner (2021)
	Anreizung systemdienlicher Last und Flexibilitäten	Schwache Preisanreize für Endverbraucher, keine Evidenz für glättende Preiseffekte durch Speichertechnologien, Flexibilitätsanreize durch das untertägige Preisprofil sind nicht ausreichend erforscht	Weibelzahl & März (2018); Günner (2024); Frontier Economics (2024)

	<p>Bessere Integration erneuerbarer Energien</p>	<p>Konträre Effekte, z.B. niedrigere Redispatchabregelung zum Teil durch höhere marktliche Abregelung kompensiert, insbesondere Marktwert von Wind sinkt deutlich im Norden</p>	<p>Ambrosius, Grimm, & Kleinert (2020); ENTSO-E (2024); Tiedemann et al. (2024) (2024)</p>
<p>Contra Gebotszonensplit</p>	<p>Dynamische Instabilität der netzoptimalen Zonenkonfiguration</p>	<p>Evidenz für langfristige Instabilität der optimalen Zonenkonfiguration, kontinuierliche Anpassung der Zonenkonfiguration nötig, optimale Zonenkonfiguration innerhalb der Ländergrenzen in den untersuchten Fällen nicht möglich</p>	<p>Dobos, Bichler, & Knörr (2024); Fraunholz, Hladik, Keles, Möst, & Fichtner (2021); Brouhard, Hennebel, Petit, & Gisbert (2023) (2023); Zinke (2023)</p>
	<p>Zusätzliche räumliche Investitionsunsicherheit aufgrund instabiler Zonenkonfiguration</p>	<p>Zonenkonfiguration nicht langfristig stabil, sodass dynamische Investitionsanreize für Zonen möglicherweise unzureichend sind, nach Teilung zusätzliches Investitionsrisiko für Investoren durch räumliche Unsicherheit</p>	<p>Zinke (2023); Dobos, Bichler, & Knörr (2024) (2024); Ambrosius, Egerer, Grimm, & van der Weijde (2020)</p>
	<p>Bisherige Investitionsunsicherheit bleibt bestehen</p>	<p>Bisherige Investitionsrisiken der uniformen Zone bleiben bestehen</p>	
	<p>Steigende Marktkonzentration und sinkende Marktliquidität</p>	<p>Differenzierte Wirkung zwischen Zonen und Märkten, tendenziell konzentrations-fördernd und liquiditätsmindernd</p>	<p>Compass Lexecon (2024); Frontier Economics (2024)</p>
	<p>Steigender Förderbedarf erneuerbarer Energien</p>	<p>Deutliche Erhöhung des Förderbedarfs aufgrund fallender Marktwerte, Höhe ist abhängig von Systemausgestaltung</p>	<p>Tiedemann et al. (2024); Frontier Economics (2024)</p>
	<p>Administrative Mehrkosten</p>	<p>Deutliche Mehrkosten bspw. für Netzbetreiber, Marktteilnehmer und Bilanzkreisverantwortliche durch Anpassungen geschätzt, weitere Differenzierung wünschenswert</p>	<p>Compass Lexecon (2023); Frontier Economics (2024)</p>
	<p>Administrative Mehrkosten</p>		

	Verteilungseffekte	Tendenziell deutliche Verteilungseffekte, deren Ausmaß modell- und kontextabhängig, Produzenten im Nordosten und Konsumenten im Südwesten verlieren, zusätzlich finden Verteilungseffekte über Redispatchkosten und EEG-Förderung statt	Fraunholz, Hladik, Keles, Möst, & Fichtner (2021); Egerer, Weibezahn & Herrmann (2016); Frontier Economics (2024)
--	---------------------------	---	---

Zusammenfassend lässt sich folgendes Spannungsfeld bezüglich der Durchführung eines Gebotszonensplits aufmachen: Insbesondere in der kurzen Frist gehen mit einem Split weitreichende Verteilungseffekte einher. Die Produzenten im Nordosten und die Konsumenten im Südwesten verlieren in Folge eines Splits, während die Konsumenten im Nordosten und die Produzenten im Südwesten gewinnen. Abgesehen davon tragen die Konsumenten in den Zonen weiterhin die Kosten des intrazonalen Redispatch und die erhöhte Finanzierung der EE-Fördermechanismen wird auf den Bundeshaushalt umgelegt. Neben den marktlich implizierten Verteilungseffekten treten somit auch Verteilungseffekte an anderer Stelle auf, die mitgedacht werden sollten.

Hinzu kommt die fehlende Stabilität der Zonen über die Zeit sowie eine noch immer nicht optimale Zonenkonfiguration. Beides beeinträchtigt die Effektivität des Gebotszonensplits und verursacht eine zusätzliche Investitionsunsicherheit für Investoren. Zudem geht eine Gebotszonensplit mit signifikanten administrativen Kosten für die Umstellung einher und benötigt einige Jahre an Umstellungszeit. Zuletzt setzt ein Gebotszonensplit nur eingeschränkt räumliche Investitionssignale für die jeweilige Zone, die über die Zeit hinweg aufgrund der sich angleichenden Preisdifferenzen schwächer werden. Innerhalb der Zonen fehlen zudem weiterhin notwendige räumliche Investitionssignale, da ein Split keine Anreize für eine netzdienliche Positionierung innerhalb einer Zone setzen kann. Infolgedessen könnten intrazonale Redispatchbedarfe bei nicht netzdienlicher Platzierung in den beiden Zonen ansteigen und die Wirksamkeit des Splits einschränken. Basierend auf diesem Spannungsfeld ist die Wohlfahrtswirkung eines Gebotszonensplits umstritten und basierend auf existierender Literatur als tendenziell negativ einzuschätzen.

Eine Zonenteilung zieht zwar theoretische Vorteile sowohl statisch als auch dynamisch nach sich, jedoch scheint die vollumfängliche Realisierung dieser Vorteile in der Wirklichkeit nicht möglich. Einerseits ließen sich statisch die Redispatchkosten in einem gewissen Maße reduzieren und damit die Systemeffizienz steigern, andererseits würde diese durch dynamisch unvollständige lokale Investitionsanreize innerhalb der Zonen sowie der Instabilität der Zonenkonfiguration sinken. Demgegenüber ließe sich die Effizienz der Stromerzeugung und -verteilung in der uniformen Zone durch verschiedene alternative Maßnahmen steigern, welche auf die Etablierung räumlicher Investitions- und Dispatchanreize setzten. Darunter fallen der vermehrte Einsatz technologischer Lösungen (u.a. Phasenschieber, Digitalisierung), die Beschleunigung des Netzausbaus sowie die Einführung lokaler Signale mittels Regulatorik (BMWK, 2024). Lokale Signale umfassen beispielsweise zeitlich und regional differenzierte Netzentgelte, eine regionale Steuerung von

Investitionen in Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien mittels Förderprogrammen sowie flexible Lasten im Engpassmanagement.

Ein aktuelles Beispiel für regional differenzierte Netzentgelte ist etwa das Vorhaben der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2024), wonach die Baukostenzuschüsse, also Einmalleistungen von Verbrauchern für Netzanschluss bzw. -verstärkung, regional variieren sollen. Sowohl bei regionalen Komponenten in den Netzentgelten als auch Förderprogrammen ist zu beachten, dass die Anreize nicht marktlich sondern politisch festgelegt werden, was grundsätzlich eine hohe Informationsgüte zu den lokalen Gegebenheiten und langfristigen Auswirkungen auf Markt, Netz, und Investitionen erfordert.

Eine regionale Steuerung von Investitionen mittels Förderprogramme kann durchgesetzt werden, indem Anreize für die Ansiedlung von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchskapazitäten in bestimmten Regionen gefördert werden. Neben der Vorrangregionen, Quoten und Bonus/Malus-Systemen für die EEG-Ausschreibungen könnten Regionalisierungsanreize auch im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus geschaffen werden.

Eine verstärkte Einbindung regionaler Flexibilitäten im Engpassmanagement hingegen hat das Ziel, neben Erzeugungsanlagen auch vermehrt Verbrauchsanlagen in den Redispatch einzubeziehen. Hierdurch könnte man die Last in Südwestdeutschland verringern bzw. verschieben, um den Druck auf das Netz zu mindern. Eine wesentliche Unwägbarkeit hierbei ist eine akkurate Vergütung, welche nur schwer anhand des entgangenen Nutzens geschätzt werden könnte (BMWK, 2024). Weiterhin würde der Koordinationsbedarf der Netzbetreiber deutlich steigen. Eine Erweiterung der verfügbaren Redispatchkapazitäten ist auch durch eine vermehrte Einbeziehung des Auslands möglich, kann vor dem Hintergrund der 70%-Regel für den grenzüberschreitenden Stromhandel allerdings nur partiell Netzengpässe beheben.

Es ist fraglich, wie hoch der Mehrwert eines Splits gegenüber der direkten regionalen Steuerung über die genannten regulatorischen Instrumente ist. So zeigen Czock, Sitzmann, & Zinke (2023) etwa, dass eine aus Netzsicht nahezu optimale Batteriespeicherallokation auch über regulatorische Maßnahmen erreicht werden könnte. Eine abschließende Bewertung der Auswirkungen eines Gebotszonensplits erfordert daher auch die weitreichendere Erforschung unterschiedlicher regulatorischer Regionalisierungsmaßnahmen auf die statische und dynamische Effizienz der geteilten und der uniformen Zone.

6 Literaturverzeichnis

- ACER. (2022). *ANNEX 1: List of alternative bidding zone configurations to be considered for the bidding zone review*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20CACM/BZR/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations%20-%20Annex%201%20-%20rectified.pdf>
- Ambrosius, J., Egerer, J., Grimm, V., & van der Weijde, A. (2020). Uncertain bidding zone configurations: The role of expectations for transmission and generation capacity expansion. *European Journal of Operational Research*, 1(285), 343-359. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ejor.2020.01.024>
- Ambrosius, M., Grimm, V., & Kleinert, T. (2020). Endogenous price zones and investment incentives in electricity markets: An application of multilevel optimization with graph partitioning. *Energy Economics*, 2020(92). doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104879>
- Amprion GmbH. (2023). *Vorteile lokaler Kapazitätsanreize im Systemmarkt*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2023/amprion_fallstudie___lokale_kapazitaetsanreize.pdf
- Bauermann, T., Kaczmarczyk, P., & Krebs, T. (2024). Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe. *IMK Study*(97). Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://www.imk-boeckler.de/fpdf/HBS-009011/p_imk_study_97_2024.pdf
- BDEW. (2021). *Stromverbrauch pro Kopf nach Bundesland*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von <https://www.bdew.de/energie/karten-der-energiewirtschaft/deutschland/#Stromverbrauch>
- BMWi. (2019). *Aktionsplan Gebotszone*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- BMWK. (2024). *Strommarktdesign der Zukunft - Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=18
- BNetzA & BKartA. (2024). *Monitoringbericht 2024*. Bonn: Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. Abgerufen am 14. Januar 2025 von <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>
- BNetzA. (2024). *Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen*. Bonn: Bundesnetzagentur. Abgerufen am 14. Januar 2025 von

- https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_04_InfoRundschr/43_Leitfaeden/Downloads/Positionspapier_DL.pdf?__blob=publicationFile&v=7
- Brouhard, T., Hennebel, M., Petit, M., & Gisbert, C. (2023). A clustering approach to the definition of robust, operational and market efficient delineations for European bidding zones. *12(17)*. doi:<https://doi.org/10.1049/gtd2.12810>
- Bucksteeg, M., Trepper, K., & Weber, C. (2015). Impacts of renewables generation and demand patterns on net transfer capacity: implications for effectiveness of market splitting in Germany. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9(12), 1510-1518. Abgerufen am 14. Januar 2025 von <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.1063>
- Compass Lexecon. (2023). *Transition costs of bidding zone reconfigurations*. ENTSO-E. Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://consultations.entsoe.eu/markets/public-consultation-on-bidding-zone-review/user_uploads/240719_entso-e_transition_costs_report_vf_for_p-consultation.pdf
- Compass Lexecon. (2024). *The Impact of bidding zone changes on liquidity & transaction costs*. ENTSO-E. Abgerufen am 14. Januar 2025 von 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
- Czock, B. H., Sitzmann, A., & Zinke, J. (2023). The place beyond the lines - efficient storage allocation in a spatially unbalanced power system with a high share of renewables. *EWI Working Paper*, 23(01). Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2023/03/EWI_WP_23-01_The_place_beyond_the_lines_efficient_storage_allocation_Czock_Sitzmann_Zinke.pdf
- DESTATIS. (2023). *Publikation Kreisfreie Städte und Landkreise nach Fläche, Bevölkerung und Bevölkerungsdichte am 31.12.2022*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von <https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/04-kreise.html>
- Dobos, T., Bichler, M., & Knörr, J. (2024). Finding Stable Price Zones in European Electricity Markets: Aiming to Square the Circle? *arXiv preprint*, 2024(2404.06489). doi:<https://doi.org/10.48550/arXiv.2404.06489>
- Egerer, J., Weibezahn, J., & Hermann, H. (2016). Two price zones for the German electricity market – Market implications and distributional effects. *Energy Economics*(59), 365-381. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.08.002>
- Eicke, A., & Schittekatte, T. (2022). Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate. *Energy Policy*, 2022(170), 113220. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113220>
- ENTSO-E. (2018). *First Edition of the Bidding Zone Review*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/news/bz-review/2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review.pdf

- ENTSO-E. (2024). *Bidding Zone Review Consultative Group - 5 November 2024 - online conference*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/2024/241105_BZR_CG_ENTSO-E_slides.pdf
- Europäische Union. (2019). *Richtlinie (EU) 2019/944 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>
- EWI & THEMA. (2023). *Price impact of a German bidding zone split: Implications for Germany and neighbouring markets*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln | THEMA Consulting Group. Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2023/10/THEMA_EWI-Bidding-zone-study-Germany-Executive-Summary.pdf
- Felling, T., Felten, B., Osinski, P., & Weber, C. (2023). Assessing Improved Price Zones in Europe: Flow-Based Market Coupling in Central Western Europe in Focus. *The Energy Journal*, 6(44), 71-112. doi:<https://doi.org/10.5547/01956574.44.6.tfel>
- Fraunholz, C., Hladik, D., Keles, D., Möst, D., & Fichtner, W. (2021). On the long-term efficiency of market splitting in Germany. *Energy Policy*(149), 111833. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111833>
- Frontier Economics. (2024). *Auswirkungen und Folgemaßnahmen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone für Baden-Württemberg*. Stuttgart: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/mum/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Stromgebotszone-fuer-Baden-Wuerttemberg-Studie.pdf
- Glynos, D., Weiskopf, T., Lorenz, L., & De la Munita, L. (2024). Strategic bidding zone configuration for enhanced grid efficiency: A case study of Germany's Electricity Market. *2024 20th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, (S. 1-6). Istanbul. doi:<https://doi.org/10.1109/EEM60825.2024.10608844>
- Graefe, T. (2023). The effect of the Austrian-German bidding zone split on unplanned cross-border flows. *arXiv*(2303.14182). doi:<https://doi.org/10.48550/arXiv.2303.14182>
- Grimm, V., Martin, A., Weibelzahl, M., & Zöttl, G. (2016). On the long run effects of market splitting: Why more price zones might decrease welfare. *Energy Policy*, 2016(94), 453-467. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.11.010>
- Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., & Zöttl, G. (2021). The impact of market design on transmission and generation investment in electricity markets. *Energy Economics*, 2021(93). doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104934>
- Günner, L. (2024). Implications of potential bidding zone split for the demand allocation in Germany. *Enerday 2024 - Exploring Energy Demand Dynamics*. Köln: Aurora Energy Research. Abgerufen am 14. Januar 2025 von <https://tu->

- dresden.de/bu/wirtschaft/bwl/ee2/ressourcen/dateien/tagungen/enerday/enerday-2024/presentationen/301_1_1-Guenner.pdf?lang=de
- Höffler, F. (2009). *Engpassmanagement und Anreize zum Netzausbau im leistungsgebundenen Energiesektor*. Baden-Baden: Nomos.
- Knörr, J., Bichler, M., & Dobos, T. (2024). Zonal vs. Nodal Pricing: An Analysis of Different Pricing Rules in the German Day-Ahead Market. *arXiv(2403.09265)*. doi:<https://doi.org/10.48550/arXiv.2403.09265>
- Kunz, F. (2018). Quo Vadis? (Un)scheduled electricity flows under market splitting and network extension in central Europe. *Energy Policy*, 2018(116), 198-209. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.051>
- LAK Energiebilanzen. (2021). *Bruttostromerzeugung nach Energieträgern*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von <https://www.lak-energiebilanzen.de/eingabe-statisch/?a=e350>
- Lete, Q., Smeers, Y., & Papavasiliou, A. (2022). An analysis of zonal electricity pricing from a long-term perspective. *Energy Economics(107)*, 105853. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.105853>
- Löschel, A., Grimm, V., Matthes, F., & Weidlich, A. (2023). *Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von <https://www2.wiwi.rub.de/wp-content/uploads/2023/02/Stellungnahme-zum-Strommarktdesign-und-dessen-Weiterentwicklungsmoeglichkeiten.pdf>
- Maurer, C., Zimmer, C., & Hirth, L. (2018). *Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/nodale-und-zonale-strompreissysteme-im-vergleich.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- Netztransparenz.de. (2024). *Redispatch*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Redispatch>
- Probst, F., Wagner, C., Greve, M., Ashour Novirdourst, A., Willers, P., Reinecke, A., . . . Artur, P. (2024). *Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045*. ef. Ruhr GmbH & EWI gGmbH. Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf
- Schneider, M., Barrios, H., & Schnettler, A. (2018). *Evaluation of unscheduled power flows in the European transmission system*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von <https://ieeexplore.ieee.org/document/8398820>
- SMARD. (2024). *Markt - Physikalischer Stromfluss*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von [https://www.smard.de/home/marktdaten?marketDataAttributes=%7B%22resolution%22:%22year%22,%22from%22:1666130400000,%22to%22:1729288799999,%22moduleIds%22:%5B31004963,31004883,31004739,31004736,31004880,31004737,31004881,31004740,31004884,31004992,31004994,](https://www.smard.de/home/marktdaten?marketDataAttributes=%7B%22resolution%22:%22year%22,%22from%22:1666130400000,%22to%22:1729288799999,%22moduleIds%22:%5B31004963,31004883,31004739,31004736,31004880,31004737,31004881,31004740,31004884,31004992,31004994,%22%7D)

- Statistische Ämter des Bundes und der Länder. (2023). *Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung (Kreise)*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von Statistische Ämter des Bundes und der Länder: <https://www.statistikportal.de/de/vgrdl/ergebnisse-kreisebene/bruttoinlandsprodukt-bruttowertschoepfung-kreise>
- Statistische Ämter des Bundes und der Länder. (2024). *Energieverbrauch - Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte*. Abgerufen am 14. Januar 2025 von Regionaldatenbank Deutschland: <https://www.regionalstatistik.de/genesis//online?operation=table&code=43531-01-02-4&bypass=true&levelindex=1&levelid=1736847333632#abreadcrumb>
- Thomassen, G., Fuhrmanek, A., Cadenovic, R., Pozo Camara, D., & Vitiello, S. (2024). *Redispatch and congestion management*. Joint Research Centre. Europäische Kommission. doi:<https://dx.doi.org/10.2760/853898>
- Tiedemann, S., Stiewe, C., Kratzke, C., Hirth, L., Jentsch, M., Damm, N., . . . Pape, C. (2024). *Gebotszonenteilung: Auswirkungen auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien im Jahr 2030*. Potsdam: Kopernikus-Projekt Ariadne. doi:<https://doi.org/10.48485/pik.2024.002>
- Übertragungsnetzbetreiber. (2019). *Engpassbericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemäß Artikel 14 Absatz 7 Strommarkt Verordnung (EU) 2019/943*. (Bundesnetzagentur, Hrsg.) Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_91>Weiteres/Engpassbericht/190704_4_UENB_Engpassbericht_final_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- Weibelzahl, M., & März, A. (2018). On the effects of storage facilities on optimal zonal pricing in electricity markets. *Energy Policy*(113), 778-794. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.018>
- Zinke, J. (2023). Two prices fix all? On the Robustness of a German Bidding Zone Split. *EWI Working Paper*, 23(07). Abgerufen am 14. Januar 2025 von https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/01/EWI_WP_23-07_Two_prices_fix_all__Jonas-Zinke.pdf

Abkürzungsverzeichnis

BZR	Bidding Zone Review
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FBMC	flow-based market coupling (lastflussbasierte Marktkopplung)
KR	Konsumentenrente
PPA	Power Purchase Agreement
PR	Produzentenrente
VK	Variable Stromerzeugungskosten

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Potenzielle Vorteile und Einschränkungen ökonomischer Auswirkungen eines Gebotszonensplits ..	5
Abbildung 2: Charakteristika des vorgeschlagenen deutsch-luxemburgischen Gebotszonensplits (DE2)	7
Abbildung 3: Markt- und Systemmodelle uniformer und geteilter Gebotszonen in Netzengpassituationen	8
Abbildung 4: Simulierte Preise in einer uniformen und geteilten deutsch-luxemburgischen Gebotszone	12
Abbildung 5: Dynamische Effekte eines Netzausbaus auf uniforme und geteilte Gebotszonen.....	15

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht des Forschungsstandes zu den Auswirkungen eines Gebotszonensplits	21
--	----