

Auswirkungen und Folgendermaßnahmen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone für Baden-Württemberg

Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima
und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

16. SEPTEMBER 2024

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	4
1 Einleitung	11
1.1 Hintergrund und Zielsetzung	11
1.2 Aufbau des Berichts	13
2 Stromgebotszone Deutschland – Ausgangslage	14
2.1 Ausgangslage – EU-Verordnungen und Engpassmanagementkosten	14
2.2 Die von ACER untersuchten und vorgeschlagenen möglichen zukünftigen Zuschnitte der Gebotszonen	16
3 Qualitative Analyse der energiewirtschaftlichen Auswirkungen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone	18
3.1 Statische Effizienz – Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz	20
3.2 Dynamische Effizienz – Standortsignale für Kraftwerksinvestitionen, Nachfrage und Netzausbau	29
3.3 Wettbewerb und Marktkonzentration	38
3.4 Marktliquidität	42
3.5 Verteilungseffekte	53
3.6 Transformationskosten der Gebotszonentrennung	56
4 Quantitative Analyse der energiewirtschaftlichen Auswirkungen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone	61
4.1 Kurzbeschreibung des Energiesystemmodells	61
4.2 Strommarktmodellierung für zwei und vier Gebotszonen im Vergleich zur einheitlichen Gebotszone	64
4.2.1 Der durchschnittliche Großhandelsstrompreis in Deutschland	64
4.2.2 Die Trennung der Gebotszone führt zu einer Änderung der Preisstruktur	67
4.2.3 Auswirkung auf Stromimporte/-exporte und Stromerzeuger	70
4.2.4 Auswirkung auf die Wertigkeit der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien	72
4.2.5 Auswirkung auf Engpassrenten und Netzentgelte	73

4.3	Auswirkungen einer Gebotszonentrennung auf die Industrie und die privaten Haushalte	74
4.3.1	Hintergrund	74
4.3.2	Auswirkungen auf die Industrie	75
4.3.3	Haushalte	83
4.3.4	Schlussfolgerungen	87
5	Diskussion möglicher Folgemaßnahmen nach einer Gebotszonentrennung	90
5.1	Stromnetze - Anpassung der Methodik zur Bestimmung der Übertragungs- und Verteilernetzentgelte	91
5.2	Anpassung der Finanzierung von Erneuerbaren Energien	92
5.3	Strompreis – Kompensation von negativen Auswirkungen bei Strompreisen	93
5.3.1	Anpassung der Berechnungsgrundlage der Strompreiskompensation für bestimmte energieintensive Industriebranchen	93
5.3.2	Strompreiskompensation durch Financial Transmission Rights	94
5.3.3	Eingriff in Strompreise – Regionale Strompreise für Erzeuger bei einheitlichen Strompreisen für Verbraucher	95
6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	98
	Literatur und Quellen	105
	Anhang A – Strommarkt- und Energiesystemmodellierung	109
A.1	Überblick über die Funktionsweise des Modells	109
A.2	Annahmen und Modellierungsansatz	111
A.3	Zusätzliche Ergebnisse: Strompreise	116
A.4	Zusätzliche Ergebnisse: Stromangebot und -nachfrage	118
	Anhang B – Auswirkungen einer Gebotszonentrennung auf die Industrie und die privaten Haushalte	121
B.1	Methodik und Datengrundlagen für die Industrie	121
B.2	Auswirkung einer Gebotszonentrennung für die Industrie	123
B.3	Auswirkung einer Gebotszonentrennung für die Haushalte	128

Executive Summary

Hintergrund und Auftrag

Das deutsche Stromsystem befindet sich auf dem Weg zur Klimaneutralität in einem grundlegenden Wandel. Hierzu zählen der Ausstieg aus der Kernenergie, die Beendigung der Kohleverstromung und die geplante Abkehr von Erdgas, begleitet von einem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien. Diese Veränderungen im Energiesystem und gleichzeitige Verzögerungen beim Netzausbau haben dazu geführt, dass in Deutschland derzeit Netzengpässe im Übertragungsnetz bestehen.

Als ein möglicher Lösungsansatz wird auf europäischer Ebene die Aufteilung von Stromgebotszonen, in denen strukturelle Netzengpässe vorliegen, diskutiert. Die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) untersucht aktuell verschiedene Konfigurationen, ob und wie die einheitliche deutsche Strompreisgebotszone aufgeteilt werden sollte. Das Ergebnis dieser Untersuchung und eine entsprechende Empfehlung bezüglich der deutschen Gebotszone wird für Dezember 2024 erwartet. Vor diesem Hintergrund hat das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg Frontier Economics, gemeinsam mit Energy Trend Research (ETR) und Leitfeld Rechtsanwälte, beauftragt, die potenziellen Auswirkungen und eventuellen Folgemaßnahmen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone in zwei, bzw. vier Gebotszonen zu untersuchen.

Im Folgenden fassen wir die wesentlichen Ergebnisse unserer Analysen zusammen.

Die Aufteilung der Gebotszone kann den Einsatz von Kraftwerken und Speichern verbessern, allerdings ist die Wirkung eingeschränkt

Nach einer Gebotszonentrennung werden die durch die Netzengpässe entstehenden Engpassmanagementkosten teilweise in den Großhandelsmarkt verlagert. Die Marktakteure erhalten auf Angebots- wie auch auf Nachfrageseite hierdurch über Preissignale Informationen zu Engpässen im Stromübertragungsnetz und können innerhalb der Zonen ihre Ein- und Ausspeisungen im Netz kurzfristig „präventiv“ anpassen. Zudem kann das Engpassmanagement im Rahmen des sog. „Flow Based Market Coupling“ über die Gebotszonengrenzen hinweg international weiter optimiert werden und auch die Erzeuger, Speicher und Verbraucher erhalten über die Strompreiseffekte Signale zur (präventiven) Anpassung ihrer Erzeugung und Lasten. In der kurzen Frist ermöglicht eine Gebotszonentrennung die Adressierung von Netzengpässen durch die kurzfristigen Großhandelsmärkte (Day-ahead, Intraday) und erlaubt die feingliedrigere Nutzung von kleineren Speichern und Lasten und die unmittelbare Einbeziehung des Auslands.

Allerdings werden die marktbasieren positiven Wirkungen durch eine Reihe von Faktoren relativiert: Die Marktakteure reagieren auf die Preissignale kurzfristig nur dann, insoweit sie am Großhandelsmarkt direkt oder indirekt aktiv sind – für Erzeugungsanlagen in der EEG-

Förderung oder wärmegeführte Kraftwerke gilt dies nicht ebenso wenig wie für viele Endverbraucher. Weiterhin erfolgt die rein marktbasierende Anpassung von Netzeinspeisungen und -entnahmen ohne Berücksichtigung der physikalischen Gegebenheiten innerhalb der Gebotszonen und damit der Effektivität des physikalischen „Hebels“ der Lastanpassungen auf die bestehenden strukturellen Netzengpässe – hier ist ein von den Netzbetreibern gesteuerter kurativer Redispatch zielgenauer. Darüber hinaus lassen sich marktbasierende Elemente sowie ausländische Erzeugung, bzw. Lasten auch im Rahmen des kurativen Engpassmanagements integrieren, welche die Effizienz des Engpassmanagements erhöhen.

Mittel- bis langfristig kann nur der geplante Netzausbau die durch die Netzengpässe entstehenden Mehrkosten eines suboptimalen Kraftwerks- und Speichereinsatzes im Strommarkt wirksam reduzieren. Eine Verlagerung von Redispatchkosten in den kurzfristigen Großhandelsmarkt hilft hier nur bedingt. Unter dem Strich lässt sich nicht eindeutig bestimmen, in welchem Maße die statische Effizienz des Stromsystems durch eine Gebotszonentrennung erhöht werden würde. Dies hängt u.a. auch von den Annahmen bezüglich der Effizienz des kurativen Engpassmanagements ab.

Die Auswirkungen einer Gebotszonentrennung auf Standortentscheidungen sind nur bedingt relevant und können auch durch alternative Instrumente forciert werden

Eine Gebotszonentrennung kann die Standortwahl von verschiedenen Akteuren wie Gaskraftwerke, Speicher und Elektrolyseure beeinflussen: Im Norden Deutschlands würden die marktgetriebenen Anreize zur Ansiedlung von Erzeugung vermindert, im Süden würden die Anreize durch ein höheres Strompreisniveau erhöht. Für Lasten, Speicher und Stromverbraucher wie z.B. Elektrolyseure würde die Anreizstruktur in umgekehrter Weise wirken. Zudem ändert sich durch eine Gebotszonentrennung die Preisstruktur. So hat eine mögliche Nordzone einen relativ größeren Anteil an dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, was zu einer erhöhten Preisvolatilität in dieser Zone führen würde. Eine erhöhte Preisvolatilität könnte vor allem für Speicher und Elektrolyseure attraktiv sein.

Auch in Bezug auf die Standortentscheidungen ist die grundsätzliche Wirkungsweise der Preissignale allerdings zu relativieren: So wird bei Erneuerbaren Energien die Standortwahl vornehmlich von der Verfügbarkeit von Standorten, dem Dargebot von Wind und Sonne sowie den Regelungen in den Fördersystemen getrieben. Andere Akteure wie Gaskraftwerke oder Speicher würden nur dann auf die Preissignale in Bezug auf ihre Standortwahl reagieren, wenn sie davon ausgehen können, dass die Unterschiede in den Preisniveaus und -strukturen zwischen den Gebotszonen von dauerhafter Natur sind. Vor dem Hintergrund des voranschreitenden Netzausbaus ist dies allerdings nicht gesichert. Weiterhin wäre für die Stromverbraucher wie die Industrie v.a. das allgemeine Preisniveau und nicht die Preisdifferenz zwischen den neuen Gebotszonen für Standortentscheidungen entscheidend.

Schließlich lässt sich die Standortwahl von Einspeisern und Verbrauchern durch eine Reihe alternativer Instrumente adressieren, wie z.B. Entgelt differenzierungen bei Kapazitätzahlungen für steuerbare Stromerzeugungskapazitäten (wie sie derzeit z.B. in der deutschen Kraftwerksstrategie vorgesehen ist), durch eine Regionalisierung von Fördersystemen (z.B.

für Erneuerbare oder Elektrolyseure) oder durch eine geografische Differenzierung der Netzentgelte. Vor einer Gebotszontrennung in Deutschland sollten diese alternativen Instrumente zunächst geprüft und mit der Option des Gebotszonensplits abgewogen werden. Diese Alternativen zur Gebotszontrennung werden auch im Strommarktpapier des BMWK vom August 2024 diskutiert und vom BMWK gegenüber einer Trennung der Gebotszonen bevorzugt.

Kleinere Gebotszonen können zu einer Erhöhung der Marktkonzentration führen und könnten Deutschland als Referenzmarkt für Terminprodukte in Europa in Frage stellen

Deutschland ist aktuell der Referenzmarkt für Strommarkt-Terminprodukte in Europa. Von dieser erhöhten Liquidität profitieren die Marktteilnehmer in Deutschland und in Nachbarländern durch die Möglichkeit, ihre Handelsgeschäfte zuverlässig abzusichern und durch niedrige Transaktionskosten für diese Handelsgeschäfte. Sollte die deutsche Gebotszone getrennt werden, birgt dies das Risiko, dass die Liquidität der Langfristmärkte sinkt und Deutschland als europäischer Leitmarkt ausfällt. Eine Reduktion der Marktliquidität betrifft somit nicht nur Marktteilnehmer in Deutschland, sondern in ganz Europa.

Grundsätzlich sind aufgrund der Trennung einer Gebotszone nachteilige Wirkungen auf Wettbewerb und Marktkonzentration zu erwarten. Vor allem im Vertriebsmarkt kann der Wettbewerb negativ beeinflusst werden, wenn Märkte zu klein werden. Im Großhandelsmarkt hat der Wettbewerbsdruck von Importen und die wettbewerbsbehördliche Aufsicht dahingehend eine limitierende Wirkung. In jedem Fall steigen für die Marktakteure gerade in den kleineren Stromgebotszonen die Marktrisiken, was sich in höheren Risikokosten niederschlagen könnte. Diese Kosten werden letztlich von den Endverbrauchern in diesen Zonen zu tragen sein.

Eine Gebotszontrennung ist mit Verteilungseffekten verbunden, die Gewinner und Verlierer zur Folge haben

Die Veränderung der durchschnittlichen Preisniveaus in den neu definierten Gebotszonen wird Gewinner und Verlierer zur Folge haben. Eine Trennung der deutschen Gebotszone würde in Baden-Württemberg zu Mehrbelastungen der Stromkunden, also z.B. der Industrieunternehmen und der privaten Haushalte führen. So zeigt das Ergebnis unserer Strommarktmodellierungen, dass in der nördlichen Zone die durchschnittlichen Strompreise um etwa 10 €/MWh im Jahr 2025 und um 6 €/MWh im Jahr 2030 niedriger sein könnten als in der südlichen Zone. Unsere Strommarktmodellierungen weisen darauf hin, dass die wichtigste Determinante der Strompreisdifferenzen zwischen den modellierten Gebotszonen die Geschwindigkeit des geplanten Ausbaus der Stromübertragungsnetze ist.

Bezüglich der Belastungen der für die wirtschaftliche Entwicklung Baden-Württembergs wichtigen Industrie zeigen die Analysen, dass die Auswirkungen einer Gebotszontrennung in ihrer heutigen Struktur im Großen und Ganzen relativ moderat ausfallen würden. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die in Baden-Württemberg besonders wichtigen

Industriebranchen zur Generierung ihrer Wertschöpfung vergleichsweise wenig Strom benötigen. Dabei ist jedoch zu beachten, dass mit den Klimaneutralitätszielen und der damit verbundenen Dekarbonisierung der Industrie eine umfangreiche Elektrifizierung einhergehen wird. Dies wird die Struktur des Stromverbrauchs, bzw. der Stromintensität in der baden-württembergischen Industrie mittel- bis langfristig stark verändern.

Die direkten und indirekten Verteilungswirkungen erweisen sich als relativ komplex. So werden die Stromkunden und Bürger durch weitere Effekte teils belastet, teils entlastet. So würden die Netzentgelte für die Nutzung der Stromübertragungsnetze für alle Stromkunden in Folge einer Marktzonentrennung sinken, da zum einen die Redispatchkosten, die über Umlagen durch alle Netzkunden refinanziert werden, rückläufig wären, und zum anderen bei den Übertragungsnetzbetreibern zusätzliche Erlöse aus der Bewirtschaftung der Netzengpässe entstehen werden, die über die Netzentgelte an die Netzkunden zurück verteilt, bzw. für die Finanzierung zukünftiger Netzausbauten eingesetzt werden könnten. Von der Minderung der Netzentgelte würden alle Netzkunden im Bundesgebiet profitieren, nicht nur Netzkunden in den Gebotszonen, die mit höheren Strompreisen rechnen müssten, eine asymmetrische Verteilung der Lasten bliebe also bestehen.

Weiterhin zeigt die Modellierung, dass die Wertigkeit des Stroms aus Erneuerbaren Energien, insbesondere der Stromerzeugung aus Wind in der Nordzone, deutlich sinken würde. Die Betreiber von Erzeugungskapazitäten in der Nordzone gehören also zu den „Verlierern“ einer Gebotszonentrennung. Dies würde auch nicht durch eine höhere Wertigkeit des Stroms in der Südzone kompensiert. Diese niedrigere Wertigkeit muss entweder von den Anlagenbetreibern hingenommen werden – dies gilt für jene Anlagenbetreiber, die ihren Strom außerhalb der Fördersysteme am freien Markt platzieren -, oder der geringere Marktwert muss über eine höhere Förderung aus den Fördertöpfen zur Finanzierung der Erneuerbaren Energien ausgeglichen werden, also in Deutschland nach dem derzeitigen System durch den Steuerzahler. Diese Kosten belasten die Bürger im gesamten Bundesgebiet.

Auch außerhalb Deutschlands wird die Veränderung des durchschnittlichen Preisniveaus in den neu definierten deutschen Gebotszonen zu Gewinnern und Verlierern führen. Eine Teilung der deutschen Gebotszone hätte in den direkten Nachbarländern der entstehenden Gebotszonen ähnliche Auswirkungen wie innerhalb der Gebotszonen. So würden z.B. Stromverbraucher in einem Nachbarland, das an die mögliche südliche Zone angrenzt, über Marktpreiseffekte tendenziell zusätzlich belastet. Andererseits könnten Erzeuger in diesen Nachbarländern, die an eine tendenziell hochpreisige deutsche Gebotszone angrenzen, Strom mit höheren Margen dorthin exportieren. Umgekehrte Effekte würden sich in den Nachbarländern ergeben, die an eine tendenziell niedrigpreisige deutsche Gebotszone angrenzen.

Eine Gebotszonentrennung geht mit nicht unerheblichen einmaligen Kosten einher

Die Schätzungen der Transformationskosten für eine Trennung der Gebotszone sind für Deutschland im Vergleich zu anderen europäischen Ländern, wie z.B. Frankreich oder Schweden, als hoch einzuschätzen. Eine von ENTSO-E in Auftrag gegebene Studie schätzt

diese Kosten für Deutschland auf rund 1-2.5 Mrd. €. Diese Werte sind jedoch mit Vorsicht zu betrachten, da die Schätzungen beispielsweise auf nur geringen Rücklaufquoten beruhen. Die Werte könnten somit auch entsprechend höher oder niedriger sein.

Die Transformationskosten könnten durch eine angemessene Vorlaufzeit reduziert werden. Die Vorlaufzeit sollte sich an der zeitlichen Tiefe des Terminmarktes orientieren. Für Deutschland würde dies eine Vorlaufzeit von mindestens 3 Jahren zwischen der Entscheidung zur Trennung der Gebotszone und der tatsächlichen Umsetzung bedeuten, so dass bestehende strukturelle Engpässe im Übertragungsnetz gemindert und damit eine Gebotszonentrennung weniger dringlich würde, zumal die Inbetriebnahme weiterer Stromübertragungsleitungen für die Folgejahre erwartet wird. Dies ist zudem ein Richtwert aus marktlicher Perspektive, es müssen zusätzlich die Prozesse und Vorlaufzeiten für administrative und regulatorische Anpassungen beachtet werden.

Im Falle einer Gebotszonentrennung wären ggf. Maßnahmen zu ergreifen, um negative Verteilungseffekte einer Trennung abzumildern

Sollte es zu einer Trennung der heute einheitlichen deutschen Stromgebotszone kommen, stellt sich insbesondere aus verteilungspolitischer Sicht die Frage, ob und welche Maßnahmen zur Verfügung stehen, um die adversen Effekte einer Gebotszonentrennung abzumildern. Aktuell wird das Erreichen der Ziele der Energiewende und der Defossilisierung als gesamtgesellschaftliche Aufgabe definiert, denen versucht wird solidaritätskonsequent zu begegnen. Durch den Ausstieg aus der Kernenergie und die Abkehr von fossilen Stromerzeugungstechnologien wie Kohlen und Erdgas wird insbesondere die Strombereitstellung in den südlichen Landesteilen kostenintensiver: Kurz- und mittelfristig entstehen durch Transportnetzengpässe signifikante Kosten durch erforderliche Anpassungen insbesondere im Kraftwerks- und Speichereinsatz inklusive Abregelung Erneuerbarer Energien. Langfristig könnten auch nach vollständigem Ausbau der Stromübertragungsnetze die Kosten der Strombereitstellung im Süden des Landes wegen der durchschnittlich höheren Distanzen von den Zentren der Stromerzeugung in die Zentren des Verbrauchs höher sein als im Norden. Dies ist anders als in der Vergangenheit, als bundesweit die Stromerzeugung grundsätzlich ganz überwiegend verbrauchsnahe erfolgte.

Eine Gebotszonentrennung wäre in Teilen eine Abkehr vom Solidaritätsprinzip bezüglich der Kosten der Energiewende: Die Verbraucher im Süden des Landes müssten über die höheren Strompreise zu einem höheren Anteil die Kosten der Transformation des Stromsystems tragen. Möglich wäre allerdings, die Preiseffekte einer Stromgebotszonentrennung für die Verbraucher auszugleichen. Dies könnte über vielfältige Wege erfolgen. So ist z.B. eine Zuordnung der durch eine Stromgebotszonentrennung induzierten Erhöhung der Engpassrenten der Übertragungsnetzbetreiber, bzw. eine Absenkung der Redispatchkosten der Übertragungsnetzbetreiber zu den Verbrauchern im Süden des Landes denkbar, also eine punktuelle Differenzierung der Übertragungsnetzentgelte. Eine angepasste Refinanzierung der Förderung der Erneuerbaren Energien, von deren Ausbau Verbraucher im Süden temporär wegen einer Marktzentrenentrennung nur eingeschränkt profitieren wäre eine weitere Option. Darüber hinaus wären Anpassungen im Rahmen der Strompreiskompensation bei

Industriekunden im Süden des Landes denkbar, sowie die Einführung (virtuell) einheitlicher Stromgroßhandelspreise auf Verbraucherseite, oder die Zuordnung von finanziellen Netzzugangsrechten (Financial Transmission Rights) zu Verbrauchern im Süden.

Es sei darauf hingewiesen, dass alle diese Folgemaßnahmen mit einer hohen Komplexität einhergehen würden und nicht einfach zu administrieren wären. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Folgemaßnahmen nur so lange Bestand haben müssten, wie signifikante Netzengpässe zwischen dem Norden und Süden des Landes bestehen.

Es ist unklar, ob der Nutzen die Kosten einer Gebotszontrennung übersteigt - die wichtigste Maßnahme bleibt der Netzausbau

Zusammenfassend kann nicht eindeutig festgestellt werden, dass vor dem Hintergrund der mit einer Gebotszontrennung verbundenen Herausforderungen, dem fortschreitenden Netzausbau und den bereits eingeleiteten, bzw. diskutierten alternativen Maßnahmen zur netzdienlichen Steuerung von Erzeugung und Lasten, der Nutzen der Einführung einer Gebotszontrennung in Deutschland die energiewirtschaftlichen und gesamtgesellschaftlichen Kosten übersteigt.

Auf Basis der verfügbaren Informationen und Analysen ist derzeit nicht eindeutig nachweisbar, dass der Nutzen einer Gebotszontrennung die Kosten klar übersteigen würde. Starke Markteingriffe wie eine Gebotszontrennung mit einer Vielzahl von Folgewirkungen sollten jedoch unter Berücksichtigung aller energiewirtschaftlicher und gesellschaftlicher Aspekte nicht durchgeführt werden, wenn sie keinen eindeutigen Nutzengewinn mit sich bringen.

Sollte der Netzausbau in den nächsten Jahren wie geplant voranschreiten, wäre demnach fraglich, ob die Vorteile einer Gebotszontrennung unter Berücksichtigung aller Effekte die Nachteile überwiegen. Andere Maßnahmen, wie z.B. Standortsignale im Rahmen der Kraftwerkstrategie oder Regelungen wie „Nutzen statt Abregeln“ können die Herausforderungen der strukturellen Netzengpässe bereits adressieren und stellen einen wesentlich weniger tiefgreifenden Eingriff in das deutsche Stromsystem dar. Darüber hinaus sollten kurzfristiger umzusetzende Lösungen, wie die Fortentwicklung der Regelungen zum Redispatch (wie dies derzeit von einigen Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des Redispatch 3.0 getestet wird), geprüft werden. Auch ein zunehmend marktbasierter organisierter Redispatch könnte dazu beitragen, Netzengpässe effizienter zu managen. Daneben können weitere regulatorische Instrumente wie regionale Anreizsysteme für die Standortwahl von Kraftwerken und Speichern in Betracht gezogen werden, um Standortsignale an die Marktakteure zu übermitteln.

Sollte allerdings der Netzausbau nicht oder weiterhin mit erheblichen Verzögerungen erfolgen, treten die Vorteile eines marktgesteuerten Einsatzes von Erzeugung, Speichern und Lasten zunehmend in den Vordergrund. Die negativen Verteilungseffekte einer Trennung der Gebotszonen könnten dann durch die Einführung von Kompensationsmaßnahmen insbesondere für den Süden abgemildert werden. Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass in Deutschland derzeit bereits eine umfassende Diskussion zur Anpassung des

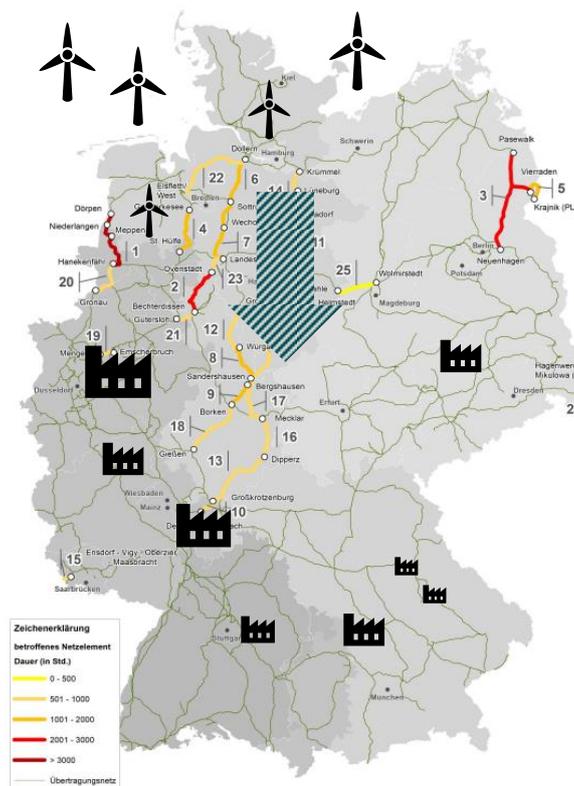
Strommarktdesigns u.a. zur Ausgestaltung von künftigen Kapazitätsmärkten geführt wird. Die Komplexität dieser Diskussion, bzw. der Umsetzung von Maßnahmen würde weiter erhöht werden, wenn parallel eine Gebotszonentrennung organisatorisch umgesetzt werden müsste. Die Fähigkeit und Bereitschaft aller beteiligten Akteure zur Bewältigung von Veränderungsprozessen würden dadurch weiter strapaziert. Zudem könnte durch eine Gebotszonentrennung der Eindruck entstehen,, der Netzausbau sei in der Folge weniger dringlich. Diese Schlussfolgerung wäre irreführend und sollte in jedem Fall vermieden werden.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Das Stromsystem in Deutschland unterliegt auf dem Weg zur Klimaneutralität einem grundlegenden Wandel: Der Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kernenergie ist vollendet, die Beendigung der Kohleverstromung ist beschlossen und befindet sich in der Umsetzung, der Ausstieg aus der Verstromung von Erdgas wird perspektivisch angestrebt. Gleichzeitig wird der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere die Stromerzeugung mit Windkraft an Land und auf See, wie mit Photovoltaik, massiv vorangetrieben. Zudem wird erwartet, dass der Stromeinsatz zur Erzeugung von Wärme und Kälte in den nächsten Jahren und Jahrzehnten v.a. in Wärmepumpen, in Industrieprozessen sowie im Verkehr deutlich zunehmen wird. Hierdurch wird der Stromverbrauch generell erheblich ansteigen. Das Erreichen der Energiewendeziele ist hierbei eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe.

Abbildung 1 Schematischer Lastfluss im deutschen Stromübertragungsnetz und überlastete Netzelemente (2023)



Quelle: BNetzA (2023): Monitoring des Stromnetzausbaus Viertes Quartal 2023

Die veränderte Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur führt bereits heute zu erheblichen Netzengpässen im deutschen Stromübertragungsnetz. Abbildung 1 stellt diesen Umstand dar

und illustriert, dass vor allem die Leitungen zwischen Nord- und Süddeutschland häufig überlastet sind. Aus diesem Grund sind die Kosten für das operative Management dieser Netzengpässe, v.a. durch Anpassungen im Kraftwerkseinsatz (Redispatch), in den letzten Jahren massiv angestiegen, von ca. 1,2 Mrd.€ im Jahr 2019 auf ca. 3 Mrd. € im Jahr 2023. In diesem Zuge ist es gelungen, eine Stromerzeugung aus volatilen Erneuerbaren Energien von ca. 260 TWh (2023) in das deutsche Stromsystem zu integrieren. Nach Schätzungen der Netzbetreiber wird diese Netzengpasssituation, v.a. zwischen dem Norden und Süden Deutschlands, auch in den nächsten Jahren anhalten. Somit wird auch mit weiter steigenden Kosten für das operative Engpassmanagement gerechnet.

Vor diesem Hintergrund ist (erneut) eine intensive Debatte um die Auftrennung der bisher einheitlichen Stromgebotszone in Deutschland entbrannt. Hierbei zeigen insbesondere Institutionen der EU, wie z.B. ACER, eine Präferenz für einen Gebotszonensplit in Deutschland: So werden im aktuell laufenden „EU Bidding Zone Review“ mögliche Varianten für eine Aufteilung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone analysiert¹. Durch eine solche Gebotszonentrennung entlang struktureller Netzengpässe im deutschen Übertragungsnetz würden sich die Kraftwerkseinsätze sowie Stromverbräuche über unterschiedliche Strompreise in den Gebotszonen an die netzseitige Engpasssituation über Marktpreissignale anpassen. Die Übertragungsnetzbetreiber müssten weniger operatives Netzengpassmanagement über angeordnete Änderungen im Kraftwerkseinsatz vornehmen.

Die mögliche Aufteilung der derzeit einheitlichen deutschen Stromgebotszone würde allerdings - zumindest auf Großhandelsebene sowie kurz- bis mittelfristig - zu einem merklichen Strompreisgefälle in Deutschland führen: Im Norden Deutschlands, der insbesondere im Bereich der Windkraft über ein vergleichsweise hohes Angebot an Erneuerbaren Energien verfügt, dürften wahrnehmbar niedrigere durchschnittliche Stromgroßhandelspreise zu beobachten sein als im Süden des Landes. Dies betrifft auch das Land Baden-Württemberg. Zudem würde sich auch die Struktur der Strompreise verändern: So können sich in Stunden des Jahres mit hoher Stromeinspeisung aus Solaranlagen die Strompreise im Süden temporär auch deutlich unter den Preisen im Norden bewegen. Diese Effekte würden sich so lange in ausgeprägten Größenordnungen einstellen, bis der Stromnetzausbau im Übertragungsnetz den stromwirtschaftlichen Anforderungen an den innerdeutschen Transport nachkommt.

Darüber hinaus birgt der Eingriff in die Funktionsweise des Marktes weitere Risiken für die Marktakteure: Investoren würden verunsichert und es müssten möglicherweise weitere Instrumente der Energiewendepolitik angepasst werden (z.B. Auswirkungen auf EE-Förderinstrumente), um sie auf die Logik einer getrennten Gebotszone abzustellen. Auch ist mit Verteilungseffekten als Folge des Preiseffektes zu rechnen. So würden z.B. die Endverbraucher im Süden Deutschlands einschließlich der Industrie höhere Strompreise zu

¹ Vgl. Annex I in ACER (2022): “Decision on the alternative bidding zone configurations to be considered in the bidding zone review process” ([Link](#)).

tragen haben als diejenigen im Norden, mit entsprechenden Auswirkungen auf die dort vorhandenen industriellen Standorte.

Vor diesem Hintergrund hat das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg eine Studie zur Analyse der Auswirkungen und eventueller Folgemaßnahmen einer möglichen Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone für den Wirtschafts- und Energiestandort Baden-Württemberg in Auftrag gegeben.

Ziel dieser Studie ist, die Auswirkungen einer solchen Trennung auf die Energiewirtschaft, Wirtschaft und Endverbraucher mit besonderem Blick auf Baden-Württemberg zu identifizieren, zu quantifizieren und Handlungsempfehlungen, basierend auf energiewirtschaftlichen, ökonomischen und rechtlichen Analysen, zu entwickeln.

1.2 Aufbau des Berichts

Der Bericht ist wie folgt aufgebaut:

- **Ausgangslage im deutschen Strommarkt** – In Kapitel 2 erörtern wir die Ausgangslage für eine mögliche Gebotszonentrennung in Deutschland und beschreiben den Prozess des EU Bidding Zone Reviews.
- **Qualitative Analysen und Bewertungen** – In Kapitel 3 gehen wir auf die energiewirtschaftlichen und ökonomischen Grundlagen der Bewertung einer möglichen Trennung der deutschen Gebotszone ein. Hierbei analysieren wir die Vor- und Nachteile anhand von sechs Kriterien.
- **Quantitative Analysen** – In Kapitel 4 legen wir die Ergebnisse unserer Strompreismodellierungen mit einem Fokus auf die Preisunterschiede zwischen den möglichen innerdeutschen Strompreisgebotszonen in den Jahren 2025 und 2030 dar. Des Weiteren beschreiben wir die Auswirkungen auf Industrie und Haushaltskunden in Baden-Württemberg.
- **Diskussion möglicher Folgemaßnahmen** – In Kapitel 5 gehen wir auf potenzielle Folgemaßnahmen ein, welche nach einer möglichen Gebotszonentrennung ergriffen werden könnten, insbesondere um den entstehenden Verteilungswirkungen entgegenzuwirken.
- **Zusammenfassung** – Kapitel 6 fasst die wesentlichen Punkte und Schlussfolgerungen zusammen.

2 Stromgebotszone Deutschland – Ausgangslage

2.1 Ausgangslage – EU-Verordnungen und Engpassmanagementkosten

Die Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt² in Verbindung mit der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 [CACM] enthält zentrale Vorgaben zur Gebotszonen-trennung. Danach sind Gebotszonen, die der Verteilung von Stromangebot und -nachfrage Rechnung tragen, ein Eckpfeiler des marktbasierten Stromhandels und eine Voraussetzung dafür, dass das Potenzial der Kapazitätsvergabemethoden, einschließlich dem lastflussgestützten Ansatz, in vollem Umfang ausgeschöpft wird. Gebotszonen sollten gemäß der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) daher so festgelegt werden, dass durch sie die Marktliquidität, ein effizientes Engpassmanagement und ein insgesamt effizienter Markt sichergestellt werden³.

Bei Handelsgeschäften innerhalb dieser Gebotszone wird von unbegrenzten Transportkapazitäten ausgegangen („Kupferplatte“). Dies greift für Deutschland der § 3a StromNZV auf: Danach sind die Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, Handelstransaktionen innerhalb des Gebiets der Bundesrepublik Deutschland ohne Kapazitätsvergabe in der Weise zu ermöglichen, dass das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland eine einheitliche Stromgebotszone bildet. Sie dürfen insbesondere nicht einseitig eine Kapazitätsvergabe einführen, die zu einer einseitigen Aufteilung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone führen würde.

Die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland führen Maßnahmen des Engpass-managements durch, zu denen sie nach Art. 16 der VO 2019/943 verpflichtet sind. Nach Auswertung der Bundesnetzagentur betrug das Maßnahmenvolumen im Jahr 2023 34.297 GWh. Die Kosten hierfür beliefen sich nach vorläufigen Schätzungen auf 3,1 Milliarden Euro⁴. Die Angaben enthalten die Kosten für Redispatch (1,8 Mrd. €), Counter Trading (0,2 Mrd. €), Netzreserve (0,6 Mrd. €) und die Drosselung der Erneuerbaren Energien (0,6 Mrd. €). Zu Beginn des Jahres 2024 waren wir Netzengpassmanagementkosten im Übertragungsnetz weiter rückläufig.⁵

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der Netzengpasskosten und die Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber bis 2028 in Deutschland. Es wird deutlich, dass die Kosten für

² VO 2019/943.

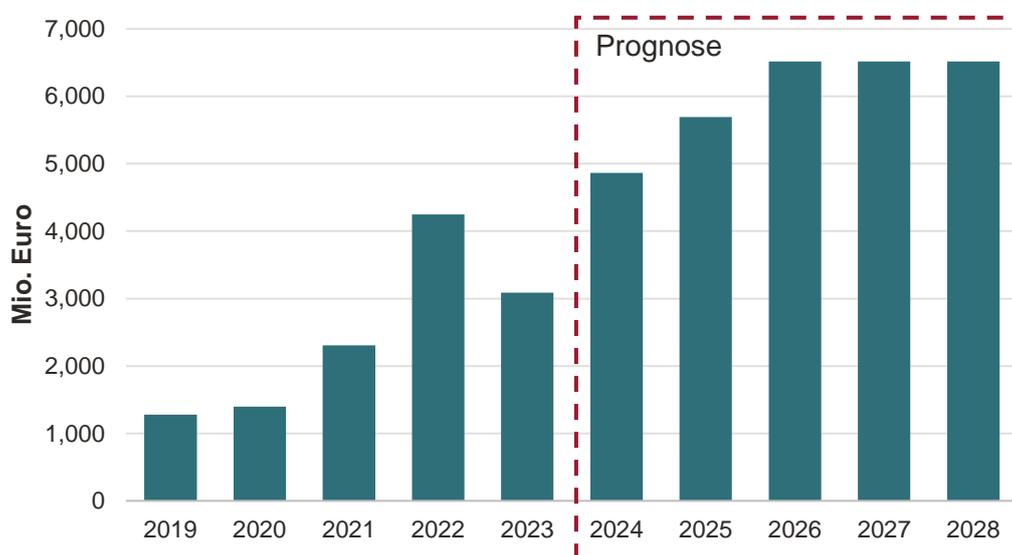
³ Vgl. Erwägungsgrund 19 der VO 2019/943.

⁴ S. Quartalsbericht der BNetzA: Netzengpassmanagement, Viertes Quartal 2023 ([Link](#))

⁵ So beliefen sich die vorläufigen Netzengpasskosten im ersten Quartal 2024 auf rund 555,8 Mio. Euro, in Q1 2023 auf 1.153,80 Mio. Euro, sie sind also um rund 50% niedriger als im Vorjahr (<https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/213808>)

Engpassmanagement in den letzten Jahren gestiegen sind und voraussichtlich zunächst einmal (bis mindestens 2028) auf einem hohen Niveau verbleiben werden.

Abbildung 2 Netzenspasskosten in Deutschland, historisch und Prognose⁶



Quelle: *Basiert auf BNetzA (2023): Monitoringbericht 2023, BNetzA (2024): Quartalsbericht Netzenspassmanagement Viertes Quartal 2023 und 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW (2023): Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach § 13 Abs. 10 EnWG.*

Hinweis: *Bei Umsetzung des Netzentwicklungsplans von 2023 wird aufgrund stark sinkender EPM-Mengen eine deutliche Reduktion der EPM-Kosten erwartet (2030: 1,2 Mrd. €).*

Die deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber haben im Netzentwicklungsplan von 2023 erhebliche Netzausbaumaßnahmen vorgesehen, wodurch die innerdeutschen Netzenspässe beseitigt, bzw. limitiert werden sollen. Der identifizierte Netzausbaubedarf beträgt aktuell 13.346 Trassenkilometer.⁷

Darüber hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber die Aufgabe, den Zuschnitt der Gebotszonen in regelmäßigen Abständen in einem sog. Bidding Zone Review (BZR) zu überprüfen⁸. Denn die Rekonfiguration der Gebotszone kann auch eine Maßnahme darstellen, durch die „strukturelle“ Engpässe adressiert werden. Die Grundlagen für das Verfahren eines BZR wurde in Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern und nationalen Regulierungsbehörden mit der Entscheidung der ACER, der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, vom 8. August 2022 geschaffen. Auf dieser Grundlage wurde der aktuell laufende BZR im August 2022 gestartet, der – länger als

⁶ Die Prognose der ÜNB Redispatchkosten basiert allerdings v.a. auf der Erwartung deutlich ansteigender spezifischer Redispatchkosten: So wird für den Zeitraum 2026-2028 von den ÜNB eine Redispatchmenge von 34,9 TWh bei Redispatchkosten von 6,5 Mrd. € erwartet, während für 2023 eine Redispatchmenge von 34 TWh bei Kosten von 3,1 Mrd.€ zu verzeichnen war. Insofern kann davon ausgegangen werden, dass nach Entspannung der Energiekosten in den Jahren 2023 und 2024 die von ÜNB gezeichnete Entwicklung nur unzulänglich die aktuelle Datenlage widerspiegelt und die Redispatchkosten wohl eher deutlich niedriger ausfallen als von den ÜNB erwartet.

⁷ Siehe BNetzA (2023): Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022, Juli 2023.

⁸ Siehe Art. 14 Abs. 2 VO 2019/943.

vorgesehen – erst Ende 2024 abgeschlossen werden soll. Für Deutschland werden im BZR verschiedene Varianten einer Trennung der einheitlichen deutschen Gebotszone analysiert.

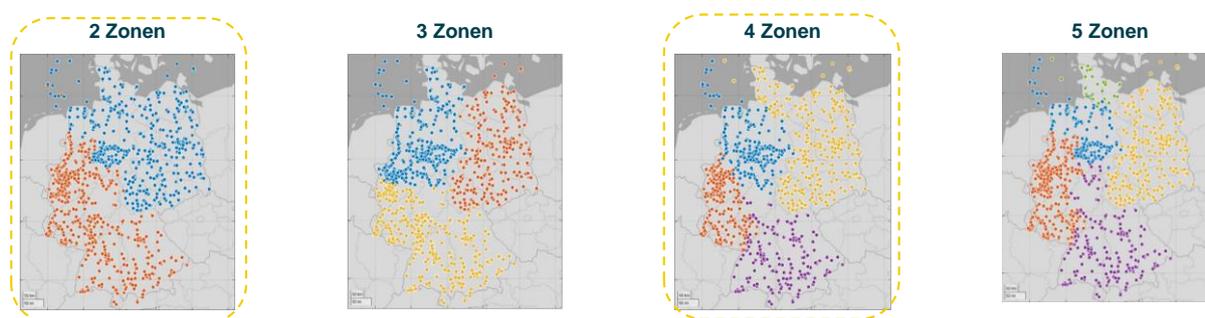
2.2 Die von ACER untersuchten und vorgeschlagenen möglichen zukünftigen Zuschnitte der Gebotszonen

Im laufenden Bidding Zone Review (BZR) werden vier mögliche Gebotszonentrennungen für Deutschland untersucht (s. Abbildung 3). Für die Ermittlung der Konfigurationen wurden zuerst die Netzbereiche identifiziert, zwischen denen der Energieaustausch am häufigsten zu strukturellen Engpässen beiträgt. Innerhalb dieser Netzbereiche wurden alternative Gebotszonenkonfigurationen geprüft. Schließlich wurden diejenigen Konfigurationen vorgeschlagen, die die wirtschaftliche Effizienz und die zonenübergreifenden Handelsmöglichkeiten wahrscheinlich am meisten verbessern.⁹

In unseren Analysen fokussieren wir auf die Zuschnitte mit zwei und vier Gebotszonen. Dies hat zwei wesentliche Gründe:

- Wir wollen die mögliche Spannbreite der Gebotszonenkonfigurationen berücksichtigen und dabei für die politische Diskussion relevante Ergebnisse herausarbeiten. ACER betrachtet in erster Instanz die Konfigurationen mit zwei, drei und vier Gebotszonen – die Variante mit fünf Gebotszonen wird als „Fallback Konfiguration“ betrachtet. Dieser Ansatz spiegelt sich auch in vergleichbaren Studien wider, die Strompreisentwicklungen in zwei und vier Gebotszonen untersuchen.¹⁰
- Der Fokus unserer Analysen bezieht sich auf die Auswirkungen einer Gebotszonen-trennung auf das Land Baden-Württemberg. Die Existenz einer fünften Gebotszone in Schleswig-Holstein spielt nur eine geringe Rolle für die Preise und die Preisstruktur in Baden-Württemberg.

Abbildung 3 Die von ACER ermittelten Gebotszonenzuschnitte für Deutschland



Quelle: Frontier Economics, basierend auf Annex I in ACER (2022)

⁹ Es ist dabei anzumerken, dass der gewählte Analysehorizont des BZR für das Jahr 2025 den weiter fortschreitenden Netzausbau in Deutschland nicht, bzw. nur sehr unvollständig, berücksichtigt

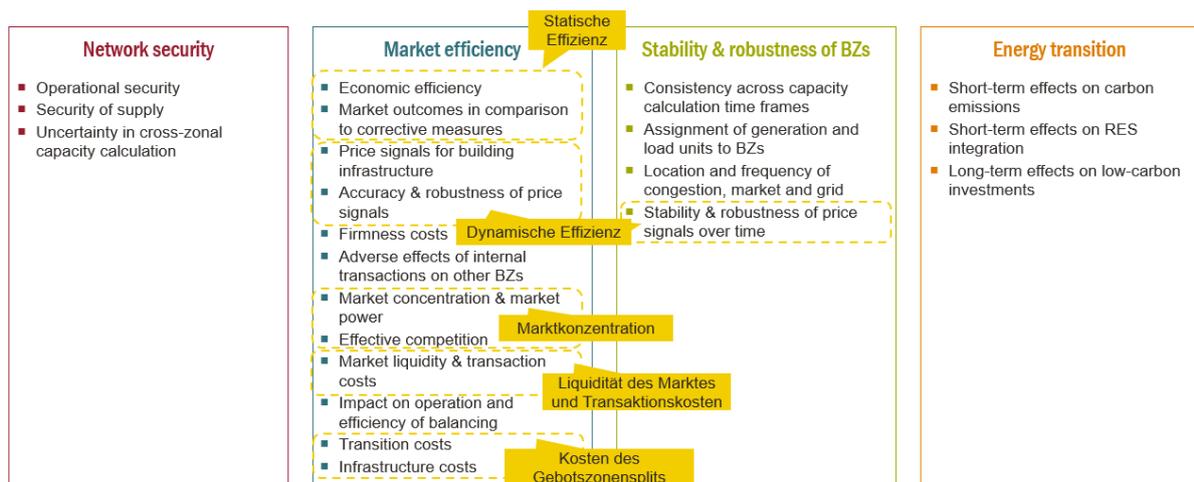
¹⁰ Thema (2023) betrachtet zwei und vier Zonen, Ariadne (2024) untersucht zwei, drei und vier Zonen und Aurora (2023) analysiert zwei und fünf Zonen.

Dementsprechend untersuchen wir im Folgenden die qualitativen und quantitativen Auswirkungen eines Gebotszonenzuschnitts für zwei und vier Zonen.

3 Qualitative Analyse der energiewirtschaftlichen Auswirkungen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone

Im Prozess des Bidding Zone Review (BZR) evaluieren die europäischen Übertragungsnetzbetreiber die verschiedenen möglichen Zuschnitte der Gebotszonen anhand von 22 Kriterien.¹¹ Abbildung 4 zeigt die Liste dieser von den Übertragungsnetzbetreibern zusammengestellten Indikatoren. Wir fokussieren bei unserer Bewertung auf etwas weiter gefasste Bewertungskategorien, welche die wesentlichen Kosten-Nutzen Aspekte einer Gebotszonentrennung erfassen und die in der politischen Debatte am intensivsten diskutierten Argumente für und wider die Trennung der einheitlichen deutschen Gebotszone widerspiegeln.

Abbildung 4 Die 22 Indikatoren, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber die Gebotszonenzuschnitte bewerten sollen



Quelle: Frontier Economics, basierend auf ACER (2019)

Für die qualitative Analyse der Vor-/Nachteile einer Trennung der derzeit einheitlichen deutschen Gebotszone gehen wir auf die folgenden sechs Aspekte ein:

- **Statische Effizienz:** Das Stromsystem soll unter Maßgabe der existierenden Stromerzeugungsanlagen, Netze, Speicher und weiterer Infrastruktur kostenminimal betrieben werden. So sollten z.B. bestehende Kraftwerke derart eingesetzt werden, dass die Nachfrage kostenminimal bedient wird. Der bestehende Anlagenpark wird hierbei als fix betrachtet. Die kosteneffiziente Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in das Stromsystem ist hierbei Teil der Analyse.

¹¹ Siehe Article 15 aus ACERs "Methodology and assumptions that are to be used in the bidding zone review process."

- **Dynamische Effizienz:** Dynamische Effizienz umfasst die kostenoptimale Nutzung von Strom sowie kostenoptimale Bedienung der Stromnachfrage unter Berücksichtigung effizienter langfristiger Investitionsentscheidungen für Kraftwerke (einschließlich erneuerbarer Energien), Netze, Speicher etc. Der bestehende Anlagenpark wird hierbei also nicht als fix betrachtet und die Perspektive ist langfristig ausgerichtet.
- **Wettbewerb und Marktkonzentration:** Eine Trennung der Gebotszonen kann einen Effekt auf die Wettbewerbsprozesse haben, wenn die angebotsseitige Konzentration im Strommarkt ansteigt und somit die Möglichkeit zum Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung entsteht. Dies kann sich sowohl auf den Großhandels- als auch den Vertriebsmarkt beziehen.
- **Marktliquidität:** Eine Trennung der Gebotszone kann einen Effekt auf die Marktliquidität haben, wenn dadurch die Anzahl der Marktteilnehmer und die gehandelten Volumina abnehmen. Die Marktliquidität kann sich sowohl auf Kurzfristmärkten wie auch bei Terminmärkten verändern.
- **Verteilungseffekte:** Eine Trennung der Gebotszone geht mit Verteilungseffekten einher, das heißt eine Marktzonentrennung erzeugt unter den Marktteilnehmern Gewinner und Verlierer. Durch das Entstehen von Hochpreis- und Tiefpreis-Gebotszonen werden Verteilungseffekte zwischen Produzenten und/oder Verbrauchern in den jeweiligen Zonen ausgelöst, die die politische Akzeptanz der Maßnahme beeinflussen und Widerstand unter den Betroffenen hervorrufen können.
- **Kosten der Gebotszonentrennung:** Eine Trennung der Gebotszone hat eine Reihe von einmaligen Kosten zur Folge, sogenannte Übergangskosten. Durch die Trennung müssen u.a. Geschäftsprozesse und IT-Systeme und bestehende, langfristig ausgelegte Stromlieferverträge angepasst werden.

Technische Aspekte der Betriebsführung der Netze bzgl. Netzstabilität und -sicherheit (s. „Network security“) betrachten wir an dieser Stelle nicht. Zudem gehen wir nur am Rande auf generelle Fragen der Versorgungs- und Systemsicherheit im deutschen Stromsystem ein, also insbesondere nicht auf die Frage, ob generell ausreichend Investitionsanreize im deutschen Stromsystem zur Schaffung steuerbarer (und redispatchfähiger) Erzeugungskapazitäten und Lasten bestehen. Diese Diskussionen werden derzeit rund um die deutsche Kraftwerksstrategie und die mögliche Einführung eines deutschen Kapazitätsmarktes geführt und sind von den Vor- und Nachteilen einer Gebotszonentrennung im Grundsatz zu trennen. An den Stellen, wo Zusammenhänge zwischen diesen Thematiken bestehen, z.B. bezüglich Investitionssignalen, werden wir diese in der Bewertung aufzeigen.

Die Effekte auf die Energietransformation in unserer Analyse sind über die genannten Kriterien bereits erfasst: Die Effekte auf die operativen Einsatzentscheidungen von Erneuerbaren Energien und die Anreize für die Standortwahl von neuen erneuerbaren Energieanlagen werden unter den Kriterien statische und dynamische Effizienz mitgedacht und diskutiert. Gleiches gilt für die Effekte auf CO₂-Emissionen, die über das EU ETS erfasst werden.

Im Folgenden untersuchen wir anhand der genannten ausgewählten Kriterien die Auswirkungen einer möglichen Gebotszontrennung für Deutschland konzeptionell, bzw. qualitativ.

3.1 Statische Effizienz – Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz

Kuratives vs. präventives Engpassmanagement können konzeptionell zu ähnlichen Kosten führen

Statische Effizienz bezeichnet den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz zur Erreichung eines gegebenen Strombedarfs bei gegebener Infrastruktur, insbesondere Kraftwerkspark und Speicher sowie bestehenden Netzrestriktionen. Die Netzrestriktionen können dabei operativ durch zwei Methoden des Engpassmanagements gelöst werden:

- **Kuratives Engpassmanagement (z.B. Redispatch/Countertrading):** In diesem Fall wird der Engpass durch die vom Übertragungsnetzbetreiber angeordneten Änderungen des Kraftwerksdispatches beseitigt, **nachdem** der Spotmarkt gecleart wurde. Dies entspricht dem aktuellen Ansatz in Deutschland. In Deutschland werden zudem Kraftwerke aus der Netzreserve für den Redispatch eingesetzt.
- **Präventives Engpassmanagement (z.B. Trennung von Gebotszonen¹²):** In diesem Fall wird der Engpass **im** Spotmarkt durch die Änderung des Kraftwerksdispatch in mindestens zwei unterschiedlichen Gebotszonen aufgelöst.

Präventives wie kuratives Engpassmanagement können bezüglich des Kraftwerkseinsatzes zu ähnlichen Ergebnissen führen. So erfolgt im Falle einer Gebotszontrennung eine Anpassung des Kraftwerksdispatchs auf Basis der jeweiligen Strompreise in den Gebotszonen, d.h. die Marktprozesse bewirken, dass die Kraftwerke mit den höchsten kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung in den Stromüberschusszonen heruntergefahren werden. Gleichzeitig werden in den Zonen mit Stromknappheit die Kraftwerke mit den günstigsten Stromerzeugungskosten zugeschaltet. Analoge Überlegungen gelten in den jeweiligen Stromgebotszonen für Speicher und flexible Lasten, bzw. Verbraucher, bei letzteren allerdings mit „umgekehrten“ Vorzeichen. Auch wenn durch eine Gebotszonteilung Redispatch/Counter Trading-Mengen reduziert werden, wird ein Redispatch/Counter Trading¹³-Bedarf verbleiben, der weiterhin durch Instrumente mit Zugriff auf planbare und steuerbare Potenziale durch die Netzbetreiber gelöst werden muss.

Ähnliche Lösungen bei Netzengpässen im Übertragungsnetz werden erreicht, wenn die Übertragungsnetzbetreiber als Systemverantwortliche einen effizienten Redispatch nach Schließung des Großhandelsmarktes (day-ahead) durchführen. Voraussetzung hierfür ist, dass die Systemverantwortlichen die Kraftwerkskosten („Grenzkosten“ des Hoch- und

¹² Im Extremfall fällt hierunter auch das Nodal Pricing.

¹³ Im Folgenden verwenden wir in der Terminologie i.d.R. den Begriff Redispatch, die Schlussfolgerungen lassen sich aber auf Counter Trading und die Dimensionierung der Netzreserve ausweiten.

Herunterfahrens der Kraftwerke),, bzw. Kosten der Abregelung von flexiblen Lasten und Speichern kennen und bei den Entscheidungen zum Redispatch berücksichtigen.

Das bestehende kostenbasierte Redispatch-Modell in Deutschland umfasst sowohl Erzeugungsanlagen als auch Speicher. Um auf die steigenden Redispatchkosten und die zukünftigen Herausforderungen des Redispatch zu reagieren, wurde das Modell zuletzt im Rahmen des Redispatch 2.0 weiter optimiert. Im Zuge dieser Reform wurden folgende Anpassungen vorgenommen:

- **Integration von Redispatch und Einspeisemanagement:** Im Rahmen des Redispatch 2.0 wurde das Einspeisemanagement (EinsMan) für Erneuerbare Energien und KWK-Anlagen in das Redispatch-Modell integriert. Dazu wurden Mindestfaktoren für Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen eingeführt, um deren bevorzugte Einspeisung zu gewährleisten.
- **Vereinfachung der Prozesse:** Prozesstechnisch hat das Redispatch 2.0 vor allem die Abwicklung des Redispatch vereinfacht. Verteilernetzbetreiber sind nun dafür verantwortlich, die Daten dezentraler Anlagen (Netz- und Planungsdaten) für die Übertragungsnetzbetreiber zu sammeln. Zudem übernehmen die Verteilernetzbetreiber den finanziellen und bilanziellen Ausgleich betroffener dezentraler Anlagen.
- **Hebung zusätzlicher Potenziale:** Der Geltungsbereich des Redispatch wurde von Anlagen mit einer Kapazität von >10 MW auf solche mit einer Kapazität von >100 kW erweitert. Ferner können fernsteuerbare Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Kapazität von <100 kW ebenfalls für den Redispatch genutzt werden.¹⁴

Die bisherigen Erfahrungen mit dem Redispatch 2.0 zeigen, dass der Redispatch von erneuerbaren Energien sich hauptsächlich darauf konzentriert, Einspeisungen zu reduzieren. Potenziale zur Steigerung der Leistung, beispielsweise aus Biogas-Anlagen, aber auch Potenziale aus Batteriespeichern werden bisher kaum genutzt. Trotz der Erweiterung des Anbieterkreises verbleiben deshalb weitere Optimierungspotenziale.

Wesentlicher Unterschied zwischen kurativen und präventiven Engpassmanagementansätzen ist demnach, ob die netzengpassbedingten Anpassungen des Kraftwerkseinsatzes, Speicher und Lasten dezentral über marktliche Mechanismen (Gebotszontrennung) oder zentral durch die Übertragungsnetzbetreiber „per Anordnung“ und Kompensation der Kosten der betroffenen Marktteilnehmer durchgeführt werden. Im Folgenden gehen wir auf Vor- und Nachteile ein, die mit diesem Unterschied verbunden sind.

¹⁴ § 13a EnWG, BNetzA-Festlegungen nach § 13j Abs. 1 EnWG. Ausgenommen sind hiervon nur an das Bahnstromnetz angeschlossene Anlagen (vgl. BK6-20-059).

Marktbasierte Lösungen weisen größere Flexibilität und geringeren zentralen Informationsbedarf auf

Der Vorteil marktbasierter Lösungen liegt v.a. in einer hohen Flexibilität: Märkte und Marktteilnehmer können sehr schnell und effizient auf sich fortlaufend verändernde Rahmenbedingungen reagieren und ihre Entscheidungen anpassen. Beispielsweise können sich Einspeisebedingungen bei Erneuerbaren Energien, technische Beschränkungen von Kraftwerken oder Kosten des Kraftwerkseinsatzes (Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Zertifikate) sehr kurzfristig (z.T. stündlich) verändern. Auf Strommärkten passen sich die Akteure an diese geänderten Rahmenbedingungen unverzüglich an, dagegen können unvollständige Informationen der Übertragungsnetzbetreiber dazu führen, dass bei einem zentral gesteuerten Redispatch nicht die effizientesten Anlagen für den Redispatch genutzt werden. Gründe hierfür können sein:

- **Technische Beschränkungen von Kraftwerken:** Im Zeitraum zwischen dem „Gate closure“ der Großhandelsmärkte bis zur physischen Erfüllung muss der Übertragungsnetzbetreiber die von den einzelnen Akteuren gemeldeten, aber nicht realisierbaren Fahrpläne über Redispatch mit den technischen Beschränkungen des Netzes vereinbaren. Es könnte der Fall sein, dass der Zeitraum nicht ausreicht, ein eigentlich effizientes Kraftwerk für den Redispatch kurzfristig hochzufahren und deshalb ein anderes weniger effizientes Kraftwerk verwendet werden muss; oder
- **Keine vollständigen Informationen zu Kraftwerkseinsatzkosten:** Statische Ineffizienzen können dann entstehen, wenn der Übertragungsnetzbetreiber bspw. keine vollständigen Informationen zu den tatsächlichen, tagesaktuellen Brennstoff- und CO₂-Kosten der einzelnen Kraftwerke hat und somit ggf. ein „zu teures“ Kraftwerk für den Redispatch verwendet.

Die Kompensation der für im präventiven Engpassmanagement eingesetzten Kraftwerke und Lasten ist unstrittig: Die Kompensation richtet sich nach den aufgerufenen Preisen, die sich über Marktmechanismen bilden. Im Falle des durch die Übertragungsnetzbetreiber gesteuerten kurativen kostenorientierten Redispatch erfolgt die Kompensation auf Basis abgeschätzter Kosten, also auf regulatorisch-administrierter Basis. Diese Kompensation wird nur in seltenen Fällen den tatsächlich anfallenden Kosten entsprechen und war deshalb auch Gegenstand intensiver Auseinandersetzungen zwischen der Bundesnetzagentur (BNetzA) und den Kraftwerksbetreibern.¹⁵

¹⁵ 2012 hat ein Kraftwerksbetreiber vor dem OLG Düsseldorf gegen die von der BNetzA festgelegten Kriterien für die Vergütung bei strom- und spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen Beschwerde eingelegt (Verfahren VI-3 Kart 332/12). Die Bundesnetzagentur hatte festgelegt, dass nur tatsächliche Aufwendungen und keine Gewinnzuschläge oder Opportunitäten erstattet werden sollen. Das Gericht hob diesen Beschluss 2015 teilweise auf und stellte fest, dass die Kriterien nicht ausreichend klar und diskriminierungsfrei sind.

Marktbasierte Lösungen binden alle am Großhandelsmarkt aktiven Marktteilnehmer sowie das Ausland in das präventive Engpassmanagement ein

In den letzten 10 Jahren haben eine Reihe großer Kraftwerke (hauptsächlich Kohle und Nuklear), die teilweise in örtlicher Nähe zu Netzengpässen liegen, den Markt verlassen und stehen dem Engpassmanagement nicht mehr zur Verfügung. Dieser Trend wird sich weiter fortsetzen. Der Zugriff auf Erneuerbare Energien (EE) ist in Deutschland beschränkt, da diese erst heruntergeregelt werden, wenn der Redispatch über konventionelle Anlagen deutlich teurer als über EE-Anlagen ist.¹⁶

Vor diesem Hintergrund stellt im aktuellen „kostenorientierten“ Engpassmanagement der Zugriff auf kleinere Erzeugungsanlagen, Speicher und verbrauchsseitige Flexibilitäten (wie z.B. Batterien) eine weitere Herausforderung dar. Sowohl für Lasten als auch Batterien gibt es keine unmittelbaren „Kosten“ in Form von Primärenergieträgern. Vielmehr ergeben sich die Kosten aus entgangenen Opportunitäten, die durch den Übertragungsnetzbetreiber nur schwer zu bewerten sind. Analoges gilt perspektivisch auch für dezentrale aggregierte Flexibilitäten, wie z.B. Wärmepumpen und Wallboxen.

Beim präventiven Engpassmanagement ist dies anders: Alle Flexibilitäten, die am Großhandelsmarkt aktiv sind oder die sich an den Großhandelsmarktpreisen orientieren, nehmen über den Preismechanismus am präventiven Engpassmanagement teil. Dies gilt allerdings nur für jene Akteure, die ihre Erzeugung, bzw. Last direkt oder indirekt an den Preisen des Großhandelsmarkts orientieren. Dies gilt z.B. **nicht** für

- Erzeuger, die z.B. über fixe Einspeisetarife vergütet werden oder die Strom in wärmegeführten KWK -Anlagen herstellen; oder für
- Verbraucher, die nicht nach zeitvariablen Tarifen abgerechnet werden (dies gilt z.B. für die meisten Haushalte) oder die mit ihrer Erzeugungsanlage Eigenverbrauchsmaximierung betreiben (z.B. Prosumer mit dezentralem Speicher).

Darüber hinaus kann die Gebotszonentrennung zu einer Effizienzsteigerung im grenzüberschreitenden Kraftwerkseinsatz führen. Beispielsweise ist es im Flow-based market coupling von Vorteil, bestehende Netzengpässe frühzeitig im Day-ahead Markt (präventiv) zu adressieren, was den Kraftwerkseinsatz in angrenzenden Gebotszonen optimieren kann. Dadurch erfolgt im Ergebnis ein „grenzüberschreitendes“ Engpassmanagement schon im Day-ahead Markt. Es sei aber darauf hingewiesen, dass Stromübertragungsnetzbetreiber bereits heute ein grenzüberschreitendes (kuratives) Engpassmanagement anwenden, um Effizienzsteigerungen durch eine Ansteuerung von Kraftwerken außerhalb der eigenen Gebotszone zu realisieren.

¹⁶ Vgl. § 13 EnWG: EE-Anlagen sollen erst runtergeregelt werden, wenn es über konventionelle Kraftwerke 5-15x so teuer wäre.

Marktorientierte Elemente ließen sich auch bei kurativem Engpassmanagement einführen

Die Nachteile des kurativen Engpassmanagements bezüglich Informationsasymmetrien, Flexibilität und Teilnahme eines breiten Spektrums von Marktakteuren ließen sich durch die Einführung von Märkten für Redispatch mindern, bzw. beseitigen. Gebote für Redispatch können beispielsweise zusammen mit anderen Systemdienstleistungen (für gesamte Gebotszonen) organisiert werden. Beispiele für eine solche Organisation des Redispatch sind unter anderem die Redispatchmärkte in Großbritannien und Norwegen. Im Ergebnis würde eine einheitliche deutsche Gebotszone für den Großteil des Stromhandels erhalten bleiben, die Märkte für Redispatch würden allerdings regionale Informationen beinhalten und danach differenzieren.

In Deutschland konnte man sich bisher noch nicht zur Einführung von Redispatchmärkten oder dezentralen Flexibilitätsmärkten durchringen. Allerdings schlagen Übertragungsnetzbetreiber (TenneT, TransnetBW) eine Weiterentwicklung des aktuellen Redispatch 2.0 hin zu Redispatch 3.0 vor, was auch auf die Einbindungen von lastseitigen Kapazitäten kleiner 100 kW abzielt. Hierbei ist ein generell hybrides Redispatch-Modell angedacht. Ein zentrales Element dieses Konzepts ist die Erweiterung des bestehenden kostenbasierten Engpassmanagements um marktbasiertere Elemente. Dies soll die Integration dezentraler Flexibilitäten mit komplexen Kostenstrukturen in die Redispatchprozesse ermöglichen.¹⁷

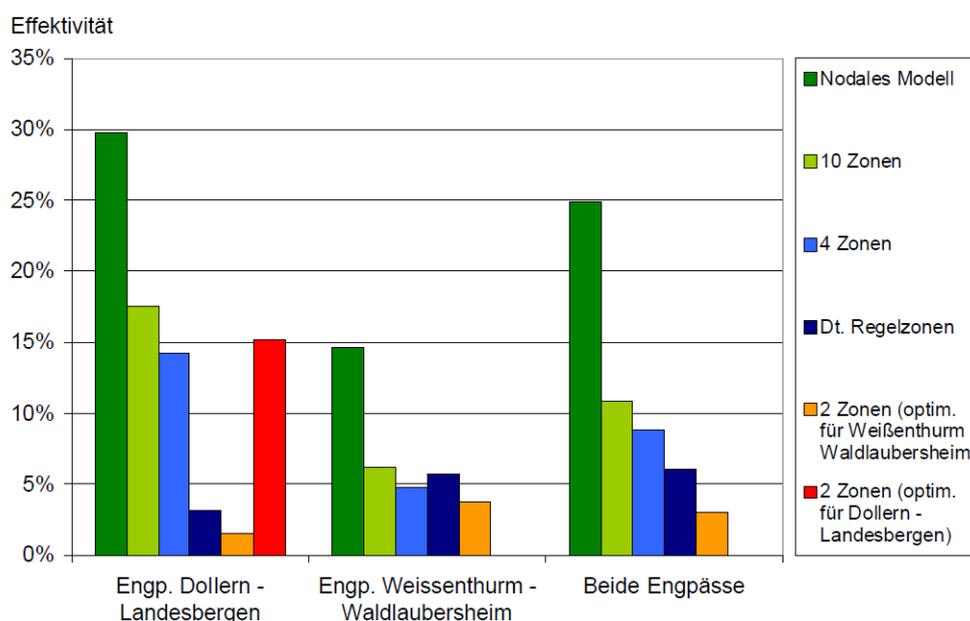
Stromübertragungsnetzbetreiber können die netztechnische Wirkung des Redispatches auf den Engpass, die Knotensensitivität, mitberücksichtigen

Beim zentral gesteuerten kurativen Engpassmanagement durch die Übertragungsnetzbetreiber haben die Netzbetreiber, anders als bei einer Trennung der Gebotszone, die Möglichkeit, den Hebel des veränderten Kraftwerkseinsatzes, bzw. der Lasten auf die Netzengpässe („Knotensensitivität“) bei ihren Entscheidungen zum Redispatch zu berücksichtigen. So hat die Anpassung von Erzeugung und Lasten i.d.R. sehr unterschiedliche Wirkungen auf die Netzengpässe, je nachdem an welchem Netzknoten die Erzeugung und Lasten im Netz genau lokalisiert sind. Diese Hebelwirkung, auch „Knotensensitivität“ genannt, kann von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des kurativen Engpassmanagements mitberücksichtigt werden. Bei einem präventiven Netzengpassmanagement durch eine Gebotszonentrennung ist dies nicht der Fall: Es kann und wird regelmäßig der Fall eintreten, dass auch Erzeugung und Lasten abgeregelt/hochgeregelt werden, die relativ weit vom Engpass entfernt sind und damit nur gering zur Engpassbeseitigung beitragen. Hierdurch werden die einzusetzenden Redispatchmengen insgesamt erhöht und es entstehen Ineffizienzen.

¹⁷ Frontier Economics, Hybrides Redispatch-Modell : Integration von Kleinanlagen und Optionen für den Umgang mit Marktmacht und Inc-dec- Gaming, Studie im Auftrag von TransnetBW und TenneT, April 2024, <https://www.transnetbw.de/Resources/Persistent/2/1/4/4/2144f33f644f0e00fb772377109561c30dce3b0e/2024-Frontier-Marktbasierter%20Redispatch.pdf>

Consentec/Frontier Economics (2008)¹⁸ hat als Bewertungsmaßstab für die Knotensensitivität die Effektivität als Verhältnis aus der Flussveränderung auf der oder den Engpassstelle(n) und der hierfür benötigten Änderung des Kraftwerkseinsatzes bestimmt. Wenn beispielsweise eine Änderung des Kraftwerkseinsatzes um 1000 MW eine Flussänderung von 150 MW bewirkt, entspricht dies einer Effektivität von 15 %. Die Effektivität ist damit ein Indikator für den technischen Aufwand und wesentlicher Treiber der Kosten, die zur Behebung eines Engpasses bei Einsatz einer Erzeugungsanlage eingesetzt werden müssen. In Consentec/Frontier Economics (2008) wurden für unterschiedliche Gebotszonenzuschnitte die Effektivitätswerte bezüglich der Entlastung von Engpassstellen ermittelt (Abbildung 5).

Abbildung 5 Effektivität unterschiedlicher Zonenzuschnitte bezüglich der Entlastung zweier exemplarischer Engpassstellen



Quelle: Consentec/Frontier (2008)

Die jeweils linke Säule in Abbildung 5 zeigt, dass die maximal erreichbare Effektivität bei knotengenauem Eingriff in den Kraftwerkseinsatz je nach Engpass bei 15 bis 30 % liegt. Eine relativ kleinräumige Einteilung Deutschlands in 10 Zonen führt in etwa zur Halbierung der Effektivität gegenüber dem nodalen Referenzfall, der auch als effizienter Redispatch interpretiert werden kann. Ein knotenbezogener Redispatch ist demnach in Bezug auf die Behebung von Netzengpässen effektiver als eine Marktzonentrennung, selbst wenn beispielsweise 10 Zonen eingeführt würden. Fasst man die 10 Zonen zu vier, auf die beiden Engpässe zugeschnittenen, Zonen zusammen, sinkt die Effektivität demgegenüber nur noch unwesentlich. Eine Einteilung in nur 2 Zonen kann dagegen bei optimalem Zuschnitt für einzelne Engpässe (in Abbildung 5: Dollern-Landesbergen) eine Effektivität in annähernd

¹⁸ Consentec/Frontier Economics, Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie), Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2008.

gleicher Höhe wie 10 Zonen erreichen. Allerdings kann der für einen bestimmten Engpass optimale Zonenzuschnitt für einen anderen Engpass völlig ineffektiv sein.

In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass bei einer sehr kleinteiligen Auftrennung der Gebotszone, im Extremfall nach einzelnen Netzknoten (Nodal Pricing - jeder Knotenpunkt wird als eine Gebotszone definiert), auch in einem marktbasierten System die Knotensensitivität des Redispatch auf die Netzengpässe berücksichtigt werden kann. So werden beim Nodal Pricing die technischen Aspekte des Betriebes des Übertragungssystems beim Dispatch der Kraftwerke vollständig berücksichtigt. Dies führt in der Theorie (insbesondere unter Annahme eines vollständigen Wettbewerbs und fehlender Marktmacht) zu einem kostenminimalen Kraftwerkseinsatz unter der Nebenbedingung der Netzengpässe zwischen allen miteinander verbundenen Knotenpunkten. Eine Aufteilung Deutschlands in zwei bis fünf Gebotszonen, wie sie von ACER diskutiert und in diesem Gutachten untersucht wird, kann diese Problematik allerdings nicht beheben und geht damit inhärent mit den genannten Ineffizienzen einher.

Stromübertragungsnetzbetreiber können im Rahmen des kurativen Engpassmanagements unmittelbar auf wandernde Netzengpässe reagieren

Im Zeitverlauf können Netzengpässe „wandern“, d.h. sie treten nicht zwingend dauerhaft bei bestimmten Leitungen im Übertragungsnetz auf. Im Rahmen des kurativen Engpassmanagements kann unmittelbar auf derartig veränderte Netzkonstellation reagiert werden.

Im Falle Trennung der Gebotszone kann es dagegen zu suboptimalen Gebotszonenkonfigurationen kommen. Erforderlich sind dann Anpassungen bezüglich der Gebotszonenkonfigurationen, wie dies z.B. im norwegischen Stromsystem regelmäßig der Fall ist. Wenn zu Zwecken der Planungssicherheit der Marktteilnehmer die Gebotszonenkonfiguration über einen mehrjährigen Zeitraum beibehalten bleiben soll, sind derartige Neukonfigurationen nicht oder nur schwerer möglich, es kommt zu Ineffizienzen. Da sowohl der EE-Ausbau als auch der Netzausbau die nächsten Jahre sehr dynamisch weitergeht, kann mit einem knotenbezogenen Redispatch somit besser auf wandernde Netzengpässe reagiert werden, als dies bei einer relativ starren Gebotszonenteilung der Fall wäre. Zudem führen Gebotszonenanpassungen zu Unsicherheiten und Risiken auf Seiten der Marktteilnehmer, d.h. insbesondere der Kraftwerksbetreiber, Speicher und Verbraucher, die relativ nahe an den Gebotszonengrenzen lokalisiert sind und damit gerade aus netztechnischer Sicht aufgrund ihrer Nähe zu den überlasteten Leitungen für die Behebung von Netzengpässen besonders „wertvoll“ sein können.

Zusammenfassende Beurteilung der statischen Effizienz einer Gebotszonentrennung

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass eine Trennung der Gebotszone („präventives Engpassmanagement“) in Bezug auf die statische Effizienz einige Vorteile bietet:

- Netzengpässe werden (teilweise) über Marktmechanismen adressiert, die Anpassung von Erzeugung und Lasten wird durch Preissignale gelenkt. Die Dispatch Entscheidungen werden dezentral getroffen, Marktakteure können sehr flexibel auf sich ändernde Rahmenbedingungen und die entsprechenden Preissignale reagieren. Zudem stehen den entscheidenden Akteuren, anders als den Übertragungsnetzbetreibern, zeitnah die entsprechenden Informationen zur Verfügung.
- Durch die Lenkung über den kurzfristigen Großhandelsmarkt (Day-ahead, Intraday) können auch kleinere Speicher und Lasten sowie das Ausland unmittelbar in das Engpassmanagement einbezogen werden, soweit diese direkt oder indirekt (z.B. über zeitvariable Tarife) am Großhandelsmarkt teilnehmen. Die Stromnachfrage wird künftig mehr und mehr auf Preise reagieren müssen. Dadurch ausgelöste feingliedrige Anpassungen des Verhaltens von Marktteilnehmer können über ein kuratives Engpassmanagement nur schwer erfasst werden. Allerdings fällt dieser Vorteil des präventiven Engpassmanagements kleiner aus, wenn auch kleinere, dezentrale Akteure im Rahmen der Bemühungen um das „Redispatch 3.0“-Vorhaben in den Redispatch integriert werden, und im Falle des Auslands der Redispatch grenzüberschreitend optimiert wird.

Allerdings gibt es auch Nachteile bei der Gebotszontrennung:

- Die Knotensensitivität auf den Netzengpass des veränderten Kraftwerkseinsatzes, bzw. der geänderten Lasten wird bei einer Trennung der Gebotszone nicht berücksichtigt, wodurch die Menge der über den Großhandelsmarkt infolge der Netzengpässe anzupassenden Strommengen größer ist als im Falle eines administrierten Redispatches. Dieser Effekt relativiert die Vorteile einer marktlichen Anpassung von Kraftwerkseinsatzentscheidungen und kann diese zumindest teilweise kompensieren;
- Wandernde Netzengpässe lassen sich nicht unmittelbar abbilden und bedürfen fortlaufender Anpassungen der Gebotszonenkonfiguration, was die Planungssicherheit für die Marktteilnehmer beeinträchtigen kann und Unsicherheiten für die Marktakteure schafft.

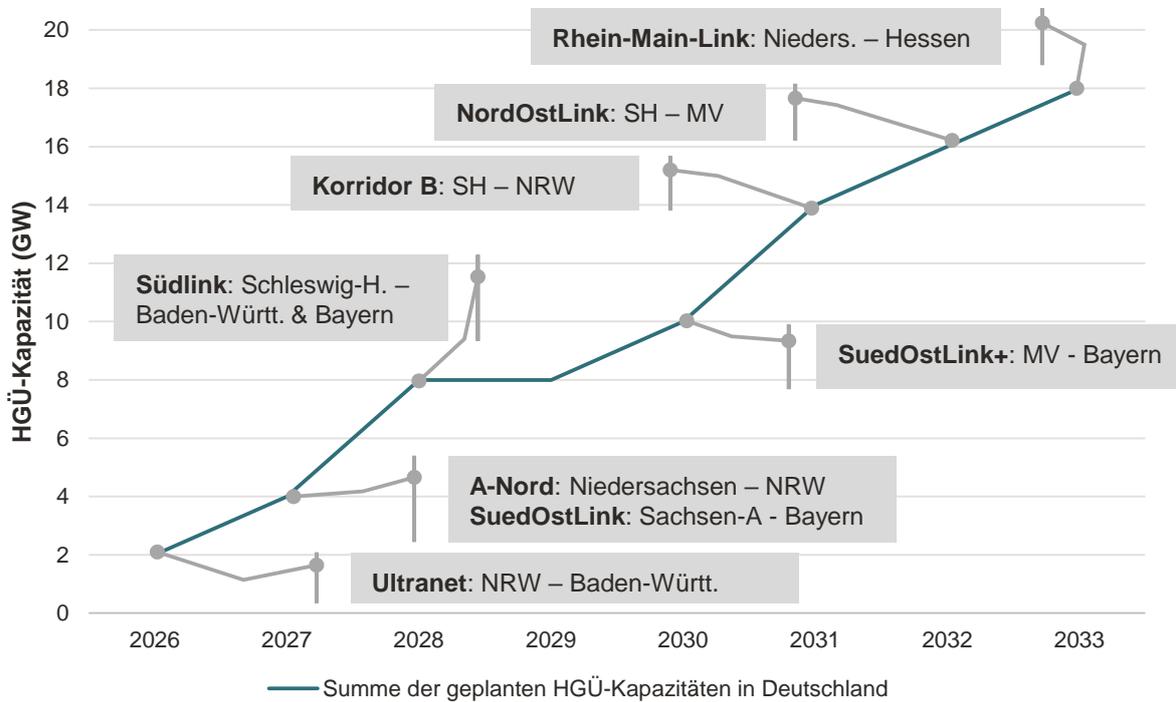
Grundsätzlich liegt es deshalb nahe, bei starken und länger anhaltenden strukturellen Netzengpässen im Übertragungsnetz sowie bei zunehmend kleinteiligen flexiblen Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten verstärkt auf marktbasierter Lösungen zur operativen Behebung der Netzengpässe abzustellen. Die seit einigen Jahren ansteigenden Kosten des kurativen Engpassmanagements in Deutschland und die erwartete Fortsetzung dieses Trends bis zum Jahr 2028 könnte nahelegen, dass Deutschland sich in dieser Situation befindet. Eine Auftrennung der deutschen Gebotszone in mehrere Gebotszonen könnte vor diesem Hintergrund eine (Teil)Lösung der Herausforderungen darstellen.

Allerdings sind folgende mittel- bis langfristigen Entwicklungen in Deutschland bei der weiteren Beurteilung von Bedeutung:

- Der geplante Netzausbau in Deutschland zielt darauf ab, die innerdeutschen Netzengpässe künftig zu reduzieren. So ist ab 2026 ff. die Inbetriebnahme neuer Netzkapazität über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen (HGÜs) geplant, was in der Folge die Netzengpässe insbesondere aus den Nord-Süd Stromflüssen und als Folge den Redispatchbedarf reduzieren wird. Abbildung 6 stellt den geplanten Ausbau der HGÜ-Kapazitäten in Deutschland über die Zeit dar. Entsprechend dem Netzentwicklungsplan 2023 (2037/2045) sind weitere substantielle Ausbauten der Stromübertragungsnetze vorgesehen. Die Kosten des Redispatch werden hierdurch voraussichtlich deutlich rückläufig sein. In diesem Fall wären sowohl kuratives wie auch präventives Engpassmanagement von untergeordneter Bedeutung, eine Gebotszonentrennung wäre hinsichtlich einer Erhöhung der statischen Effizienz nicht mehr erforderlich.
- Markbasierte Elemente lassen sich auch im Rahmen des kurativen Engpassmanagements einführen. So stellen die von einigen Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen im Rahmen des Redispatch 3.0 Schritte in Richtung eines Redispatchmarktes dar, weitere Schritte in Richtung lokaler Flexibilitätsmärkte sind denkbar. Auch diese Maßnahmen reduzieren die diskutierten möglichen Vorteile einer Trennung der Gebotszone gegenüber einem (weiterentwickelten) kurativen Engpassmanagementsystem, zumal hierbei die Knotensensitivität der Anpassungen im Dispatch beibehalten bleiben kann.

Unter dem Strich lässt sich nicht eindeutig bestimmen, in welchem Maße die statische Effizienz des Stromsystems in Deutschland durch eine Gebotszonentrennung in 2, bzw. 4 Gebotszonen erhöht wird. Durch gegenläufige Effekte werden mögliche Vorteile eines präventiven Engpassmanagements in Bezug auf die statische Effizienz bei einer Gebotszonentrennung auf 2-4 Zonen relativiert. Dies gilt insbesondere dann, wenn perspektivisch der weitere Stromnetzausbau sowie eine mögliche marktorientierte Weiterentwicklung des kurativen Engpassmanagementsystems berücksichtigt wird.

Abbildung 6 Zeitleiste der geplanten HGÜ-Kapazitäten in Deutschland (Ausbau)



Quelle: Frontier Economics basierend auf netzausbau.de

3.2 Dynamische Effizienz – Standortssignale für Kraftwerksinvestitionen, Nachfrage und Netzausbau¹⁹

Dynamische Effizienz bezieht sich auf die Fähigkeit des Marktes, langfristig Ressourcen optimal zu nutzen und das Funktionieren des Marktes sicher zu stellen. Dabei geht es um die kontinuierliche Anpassung und Verbesserung der Ressourcenallokation und Technologieeinsatz, um auf sich ändernde Bedingungen und Anforderungen zu reagieren. Dies umfasst insbesondere den Effekt von Preissignalen auf Investitions- und Konsumententscheidungen (hier v.a. in Bezug auf die Standortwahl von Kraftwerken, Speichern und Lasten) und die Netzplanung.

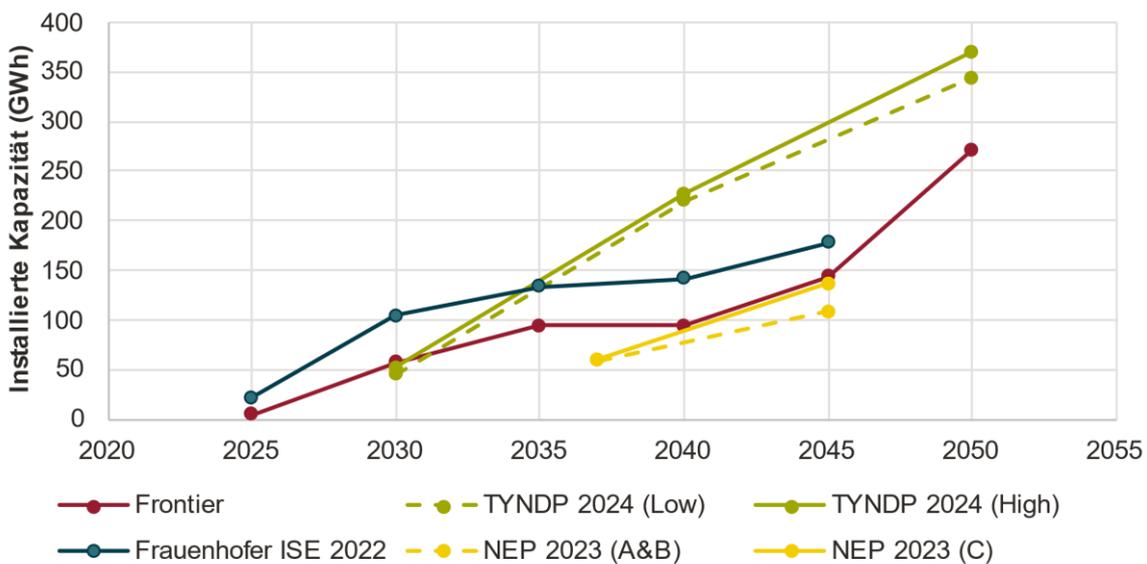
Eine Gebotszonen-trennung kann Standortssignale senden und damit die dynamische Effizienz erhöhen

Eine Trennung der Gebotszone erhöht grundsätzlich die dynamische Effizienz des Stromsystems. Hierbei sind folgende Wirkmechanismen von Bedeutung:

¹⁹ Es ist notwendig zu erwähnen, dass es eine starke Verknüpfung zwischen Investitionen in Erzeugung und in Übertragungsnetze gibt. Aus Sicht des Stromsystems ist es eine Frage der Koordination von Erzeugungs- und Übertragungsnetzinvestitionen, wo Kosten für den Transport des Stroms mit den Kosten des Transports von Primärbrennstoffen zu den Kraftwerken verglichen werden müssen.

- **Kraftwerke/Erzeugung:** Unterschiede in Strompreisen in Gebotszonen legen Informationen über die Erzeugungsknappheit (und Übertragungs-) Kapazitäten offen. Auf diese Weise senden die (durchschnittlich) höheren Strompreise in einer Gebotszone hinter dem Engpass (d.h. mit einem Erzeugungsdefizit) Standortssignale an die Erzeuger, in dieser Zone in Kapazitäten zu investieren. Neue Erzeugungskapazitäten nahe der Last reduzieren somit die Lastflüsse aus anderen Zonen und damit den Engpass. Die Investitionsanreize für Neukapazitäten in Zonen mit hohem Stromangebot (im Vergleich zum Bedarf) und damit niedrigeren (durchschnittlichen) Strompreisen nehmen dagegen durch die Gebotszonentrennung ab.
- **Speicher/Batterien/Elektrolyseure** können einen Beitrag zur Systemintegration von volatiler EE-Erzeugung leisten. In Deutschland wird ein starker Anstieg von Elektrolyseuren sowie Großbatterien erwartet (s. Abbildung 7). Beispielsweise liegt das Ziel für Elektrolyseure für 2030 bei 10 GW, wobei für ca. 7 GW der Standort wahrscheinlich noch frei wählbar ist.

Abbildung 7 Geplante Kapazität von Großbatterien in Deutschland



Quelle: Frontier Economics, Entso-E TYNDP 2024 Draft Supply Inputs; NEP (2023) 2037/2045; Fraunhofer ISE (2022)

- Flexibilitäten, wie bspw. Elektrolyseure und Großbatterien, erzielen ihre Einnahmen aus Preisdifferenzen, weshalb der wesentliche Aspekt bei der Standortentscheidung das Ausmaß der erwarteten Preisvolatilität am Stromgroßhandelsmarkt ist (für Speicher, die an diesem Markt teilnehmen). Durch eine Gebotszonentrennung verändern sich die Preisstrukturen am Stromgroßhandelsmarkt: Durch die geringere Größe der Gebotszonen steigt die Preisvolatilität am Großhandelsmarkt tendenziell an. Grund hierfür ist die verminderte Durchmischung von Erzeugung und Lasten in den kleineren Gebotszonen, Flexibilität wird weniger über die Netzengpässe hinweg ausgetauscht. Dies erhöht die Anreize für den Speicheraufbau, bei suboptimalem oder verzögertem

Netzausbau allerdings auch über das optimale hinaus. Ausgleich von Last und Erzeugung über Durchmischungseffekte wird dann durch Investitionen in Flexibilität ersetzt.

- Zudem verändert sich die Struktur in den Perioden mit sehr hohen und niedrigen Strompreisen. Strompreisspitzen werden in den Regionen mit relativer Knappheit an Erzeugungskapazität ausgeprägter (vorteilhaft für Stromspeicher), in den Regionen mit relativ umfangreicher Erzeugungskapazität weniger ausgeprägt (nachteilig für Stromspeicher). In Perioden hoher Erzeugung sind Strompreise in Überschussregionen häufiger sehr niedrig (z.B. Stunden mit Strompreis von „Null“; vorteilhaft für Stromspeicher), in Regionen mit relativer Knappheit tritt dies weniger häufig auf (nachteilig für Stromspeicher). Damit ist keine generelle Aussage zu treffen, ob sich Stromspeicher eher im Norden Deutschlands (zum Ausgleich der Windeinspeisung) oder im Süden (zum Ausgleich der Solareinspeisung) niederlassen würden, in beiden Regionen bestehen Bedarfe, allerdings mit unterschiedlicher Charakteristik.
- **Endverbraucher/Lasten** reagieren abhängig von der Größe des Energieverbrauchs unterschiedlich auf Strompreissignale bei ihren Standortentscheidungen. Für große stromintensive Industrien, die im internationalen Wettbewerb stehen, sind Stromkosten eine bedeutende Kostenkomponente, die ihre Standortentscheidungen stark beeinflusst. So werden sich z.B. stromintensive Unternehmen tendenziell eher in Niedrigpreiszonen ansiedeln und sich aus Hochpreiszonen eher zurückziehen.
- **Übertragungsnetzbetreiber:** Über die Preisdifferenzen zwischen den Gebotszonen werden Netzengpässe für alle Marktakteure transparent, länger andauernde Preisdifferenzen signalisieren den Netzbetreibern strukturelle Engpässe im Übertragungsnetz und damit Netzausbaubedarf. Allerdings ist davon auszugehen, dass die Netzbetreiber diese Bedarfe aus Netzsimulationsmodellen und aus den Bedarfen des operativen Engpassmanagements ohnehin kennen und die Netzengpässe nicht aufgrund eines Informationsdefizits, sondern durch ein Umsetzungsdefizit entstanden sind. Für Netzbetreiber sind Strompreissignale entsprechend nur bedingt erforderlich, da sich die Netzengpässe und der Ausbaubedarf aus dem Prozess der Netzentwicklungsplanung ergeben.

In der stromwirtschaftlichen Realität hängt die Reaktion der Marktteilnehmer auf Strompreissignale allerdings von weiteren Faktoren ab

Inwieweit die Marktteilnehmer hinsichtlich Ihrer Investitionsentscheidungen auf die Strompreissignale tatsächlich reagieren, hängt allerdings von einer Vielzahl weiterer Faktoren und deren Anreizstruktur ab. Diese können unterschiedlich ausfallen:

- **Nicht geförderte konventionelle Kraftwerksbetreiber** (wie in der Vergangenheit mit Kohlen und Erdgas betriebene Kraftwerke, große Stromspeicher wie Pumpspeicheranlagen etc.) und nicht-geförderte **Speicherbetreiber** treffen Standortentscheidungen auf der Grundlage der erwarteten Großhandelspreise an einem bestimmten Standort über die Lebensdauer der Anlage. Hierfür bilden die Investoren z.B. auf Basis von

Strommarktsimulationsmodellen Erwartungen zu den in der Zukunft in den jeweiligen Gebotszonen erzielbaren Preisen. Um mögliche Strompreisgefälle zwischen den Gebotszonen prognostizieren zu können, müssen die Kraftwerksbetreiber Annahmen zum zukünftigen Ausbau der Stromübertragungsnetze treffen. Hierzu stehen den Kraftwerks- und Speicherbetreibern ggf. nur unvollständige Informationen zur Verfügung, da Abschätzungen zum zukünftigen Netzausbau nicht zum Kerngeschäft der Betreiber von Erzeugungsanlagen und Speichern gehören. Die Unsicherheiten und Risiken bezüglich des zukünftigen Netzausbaus werden also bei Neuinvestitionen auf die Betreiber von Erzeugungsanlagen/Speicher verlagert.

- **Nicht-geförderte Erneuerbare Energien** treffen Standortentscheidungen, die von Strompreisen als auch meteorologischen Gegebenheiten (bei Wind und Solar) an bestimmten Standorten beeinflusst sind. Wenn durch eine Gebotszonentrennung die Wertigkeit der EE-Anlagen im Norden aufgrund niedrigerer Strompreise abnimmt, dann kann dies eine negative Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit und somit den Ausbau von Offshore Windprojekten außerhalb des Fördersystems haben. Kurzfristig kann sich auch ein negativer Effekt auf den Ausbau von Offshore Projekten ergeben, die in Erwartung eines bestimmten Großhandelspreisniveaus bei einer Förderung von 0 €/MWh den Zuschlag bekommen haben. Die Gebotszonentrennung kann dadurch eine negative Auswirkung auf die Erreichung, bzw. Geschwindigkeit zur Erreichung der deutschen Klimaziele haben.
- Gleiches gilt für die Standortentscheidungen von **Endverbrauchern/Lasten** wie der stromintensiven Industrie: Auch diese müssten Strompreiserwartungen und Einschätzungen zum zukünftigen Netzausbau treffen. Hinzu kommt, dass die Standortentscheidungen von Industrieunternehmen regelmäßig von einer Vielzahl von Standortfaktoren abhängen²⁰, nicht nur von einem durch die Gebotszonentrennung ggf. entstehenden Strompreisgefälle. Die Reaktion dieser Endverbraucher auf Preissignale hängt also auch von Faktoren wie bspw. Investitionszyklen, Standortverfügbarkeit oder regionaler Infrastruktur ab. Für Haushalte und kleine Unternehmen sind Stromkosten weniger entscheidend, da sie nur einen kleinen Teil der Gesamtausgaben ausmachen.
- **Erneuerbare Energien (gefördert)** treffen Standortentscheidungen auf der Grundlage von meteorologischen Gegebenheiten (bei Wind und Solar) und technischen Potenzialen an einem bestimmten Standort. Die geografische Allokation der Erneuerbaren Energien im deutschen Stromsystem wird also von der Verfügbarkeit und der Qualität der Wind- und Solarstandorte getrieben sein und weniger von netztechnischen Gegebenheiten, zumal sich abzeichnet, dass Deutschland die langfristigen Ziele des Ausbaus an Erneuerbaren Energien nur dann zu einigermaßen tragbaren Kosten erreichen wird, wenn nahezu alle relativ wind- und sonnengünstigen Standorte erschlossen werden. Der Ausbau der Netze wird diesen Gegebenheiten folgen müssen. Entscheidend für die Standortwahl ist in diesem Zusammenhang v.a. die Ausgestaltung des Fördersystems für

²⁰ Weitere Standortfaktoren sind unter anderem politische Rahmenbedingungen, geltende Rechtsordnung, Qualität der Infrastruktur, Versorgungssicherheit, Verfügbarkeit von Fachkräften, Lohnkosten, etc.

die Erneuerbaren Energien, die Großhandelspreise spielen hier tendenziell eine untergeordnete Rolle. So wird z.B. der Ausbau der Windenergie zur See (Wind offshore) über die administrativ festgelegten Ausschreibungsvolumina gesteuert, nicht durch die Strompreise in einer Gebotszone.²¹ Ausschreibungsverfahren für Windenergie an Land waren in der Vergangenheit schon mit expliziten regionalen Komponenten versehen. So wurden 2017 die Zuschläge im sogenannten „Netzausbaugbiet“ (im Norden von Deutschland) begrenzt. Dadurch entfiel nur ein bestimmter Anteil des jährlichen Ausschreibungsvolumens auf dieses Gebiet. Diese Maßnahme wurde ergriffen, um die nachteiligen Auswirkungen des Zubaus von Windenergie auf Engpässe im Übertragungsnetz zu dämpfen.

- **Flexibilitäten/Speicherbetreiber/Elektrolyseure:** Eine Gebotszonenentrennung, die zu volatileren Strompreisen in Gebotszonen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien führt, kann als Preissignal für die Standortwahl von Großbatterien und Elektrolyseuren dienen. Allerdings gilt hier, dass eine Gebotszonenentrennung nicht das einzige Instrument als Anreiz für die „richtige“ Standortwahl für flexible Einheiten darstellt. Beispielsweise werden Elektrolyseure bis 2030 weiterhin Förderungen benötigen, damit sie wirtschaftlich errichtet und betrieben werden. Bei der Ausgestaltung dieser Förderungen können auch regionale Komponenten als Standortsignale inkludiert werden. Ein zusätzliches Signal durch die Trennung der Gebotszone für die Standortwahl wäre dann nicht notwendig.
- Für die **Übertragungsnetzbetreiber senkt** eine Gebotszonenentrennung tendenziell den Anreiz, die Netze auszubauen, da die Kosten des sich verändernden Kraftwerks-dispatches (Redispatch) teilweise nicht mehr bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallen. Damit werden diese Kosten nicht mehr über die Netzentgelte an die Endkunden weitergegeben, sondern über die Strompreise. Der Druck auf die Netzbetreiber die Redispatchkosten zu senken, damit der Anstieg der Netzentgelte gedämpft werden kann, wird dadurch reduziert, was sich negativ auf die Bereitschaft zum Netzausbau auswirken kann. In diesem Fall sinkt die dynamische Effizienz einer Gebotszonenentrennung, wenn ein erforderlicher Netzausbau unterbleibt.

Theoretisch kann somit eine Gebotszonenentrennung die dynamische Effizienz des Stromsystems erhöhen. In der stromwirtschaftlichen Praxis werden allerdings Anreizmechanismen, Unsicherheiten und praktische Restriktionen die Lenkungswirkung dämpfen oder aushebeln. In Bezug auf die Netzbetreiber kann eine Gebotszonenentrennung zudem den Anreiz zum Netzausbau senken. Schließlich werden sich die beabsichtigten mittel- und langfristigen Allokationswirkungen nur dann zeigen, wenn die Marktakteure die Erwartung haben, dass die strukturellen Netzengpässe dauerhaft Bestand haben und die Strompreisdifferenzen zwischen den Marktzoneen signifikant bleiben. Angesichts des angestrebten Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz ist dies nicht unbedingt zu erwarten.

²¹ Erwartungen zu künftigen Großhandelspreisen können allerdings das Bieterverhalten bei den EE-Ausschreibungen beeinflussen.

Aktuell werden im Rahmen der Kraftwerksstrategie Standortsignale diskutiert

Insbesondere im Bereich der steuerbaren Stromerzeugung (z.B. wasserstoffbetriebener, bzw. H₂-ready Gaskraftwerke, und des Angebots an Flexibilität (Stromspeicher, steuerbare Lasten)) wird in Deutschland derzeit die Einführung weiterer regulatorischer Instrumente diskutiert. Diese Kapazitäten und Flexibilitäten werden als Back-up für dargebotsabhängige Erneuerbare Energien dringend benötigt. Aufgrund der Marktrisiken wird allerdings derzeit nicht in diese Anlagen investiert. Aus diesem Grund ist ein neuer Finanzierungsmechanismus für diese Anlagen geplant, die dann z.B. über Ausschreibungen administrativ beschafft und (teilweise) vergütet werden (leistungsbasierte Zahlungen für die Vorhaltung von flexibler Erzeugungskapazität, bzw. Last).

Die deutsche Bundesregierung möchte mit der sogenannten Kraftwerksstrategie (KWS) kurzfristig Investitionen in den Bau von H₂-ready-Gaskraftwerken anreizen, die bis spätestens 2030 ans Netz gehen sollen. Ziel ist unter anderem mittelfristig ausreichend steuerbare Erzeugungsleistung zu sichern, um die Versorgungssicherheit auch in Zeiten von geringer Stromerzeugung aus Wind und Sonne zu gewährleisten. Eine regionale Komponente der KWS soll sicherstellen, dass die Kraftwerke an „richtigen“, d.h. an systemdienlichen, Standorten gebaut werden. Die regionale Steuerung soll darauf abzielen, dass zwei Drittel der ausgeschriebenen Kraftwerksleistung im Süden Deutschlands bezuschlagt werden. Dadurch wird bei der Ausschreibung zwischen Anlagen im netztechnischen Süden (Südanlagen) und Anlagen im netztechnischen Norden (Nordanlagen) unterschieden. Die Südanlagen erhalten bei der Gebotsreihung einen Südbonus in der Höhe von 200-300 €/kW. Das BMWK hat dazu am 11. September 2024 eine Konsultation gestartet.²² Die „regionale Komponente“ in der KWS kann ein potenzielles Strompreissignal für die systemdienliche Standortwahl einer Gebotszonentrennung ersetzen.

Neben der KWS plant die Bundesregierung die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes, dessen genaue Ausgestaltung ebenfalls noch nicht bekannt ist²³. Ein Kapazitätsmarkt für den Erhalt, die Errichtung und den Retrofit von Kraftwerken und Flexibilitäten einerseits und eine Gebotszonentrennung andererseits würden interagieren:

- **Im Falle einer Gebotszonentrennung** und eines bundeseinheitlichen Kapazitätsmarktes würden Kapazitätsanbieter in einer Hochpreiszone ihre Kapazitäten tendenziell zu geringeren Kosten in den Kapazitätsausschreibungen anbieten können als Anbieter, deren Kapazitäten in Niedrigpreiszonen angesiedelt sind: In der Hochpreiszone würden die Kapazitäten einen höheren Anteil ihres Finanzierungsbedarfs über Stromverkäufe am Großhandelsmarkt abdecken können als jene in der Niedrigpreiszone, die Gebote würden entsprechend niedriger ausfallen. Entsprechend würden Gebote in der Hochpreiszone tendenziell mit höherer Wahrscheinlichkeit im Auktionsmechanismus bezuschlagt. Zu

²² <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html>

²³ Aktuell geht der Antrag für den Kapazitätsmechanismus von der Kommission von einer deutschen Gebotszone aus, in der es ein „Resource Adequacy“ Problem gibt. Wenn Deutschland in mehrere Gebotszonen aufgeteilt wird, dann müsste der Prozess – sofern das vorab nicht berücksichtigt wurde – neu gestartet werden.

beachten ist allerdings, dass dies nur dann erfolgt, wenn nicht andere standortbedingte Kostenfaktoren wie z.B. Unterschiede in Brennstoffkosten (z.B. für CO₂ neutralen Wasserstoff) dem entgegenwirken. Diese Abwägung ist aus ökonomischer Sicht effizient. Es ist aber aus Systemsicht aufgrund des Abwägungsprozesses unsicher, wieviel Kapazität in welcher Zone nach Durchführung der Auktionen angesiedelt sein wird.

- Alternativ könnte auch die Einführung **regionaler Komponenten im Kapazitätsmarkt** bei einer einheitlichen deutschen Gebotszone vorgesehen werden. Möglich wären z.B. getrennte Kapazitätsauktionen für verschiedene Regionen, Kernanteile für verschiedene Regionen bei der Bezuschlagung von Geboten oder netzkostenbegründete Boni und Mali bei der Reihung der Gebote im Zuge der Bezuschlagung der Gebote.²⁴ Von Vorteil wäre bei diesen Verfahren, dass sich die Kapazitätsallokation unmittelbarer steuern ließe als bei einer Stromgebotzonentrennung. Von Nachteil wäre, dass ggf. die Marktliquidität im Kapazitätsmarkt durch die Inkludierung von regionalen Komponenten sinken könnte.

Daneben existieren weitere Instrumente zur Schaffung von Standortsignalen für Erzeugung und Lasten

Daneben bestehen weitere Optionen zur Steuerung der geografischen Standortwahl von Erzeugung und Lasten, wie z.B.

- **Geografische Differenzierung von Netzentgelten:** Die Netzentgeltsystematik fokussiert derzeit auf der Höchstspannungsebene auf bundeseinheitliche Tarife für Lasten, bzw. Verbraucher. Die Netzkosten werden verbrauchsseitig über die Netzebenen kaskadierend an die Endverbraucher weitergereicht. Möglich wäre alternativ die Einführung von Einspeisetarifen auf der Erzeugungsseite (G-Komponente) bei einer gleichzeitigen Differenzierung der Einspeise- und Entnahmetarife für die Nutzung des Übertragungsnetzes nach geografischen Kriterien. Diese Systeme sind z.B. in UK und Schweden seit Jahrzehnten implementiert und tragen auf diese Weise in beiden Ländern zur Standortwahl von Erzeugung und Lasten bei.
- **Boni/Mali bei Ansiedlung von neuer Erzeugung /Lasten:** Soll das Netzentgeltsystem nicht grundsätzlich angepasst werden, wäre es zudem möglich, Anreize für Ansiedlungsentscheidungen von Erzeugung und Lasten zu setzen, indem die Netzbetreiber entsprechend der Systemdienlichkeit Boni und ggf. Mali für diese Marktakteure setzen würden. Dieser Ansatz würde für eine begrenzte Gruppe von Netznutzern den Effekt lokal differenzierter Netznutzungsentgelte replizieren, ohne das Netzentgeltsystem grundsätzlich zu transformieren.
- **Lokale Flexibilitätsmärkte:** Im November 2023 wurde eine Reform des EnWG beschlossen, wobei auch eine neue Regelung zur Verringerung der Abregelung von EE-Anlagen wegen strombedingter Netzengpässe (§13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“)

²⁴ In [Consentec & Ecologic \(2024\)](#) werden bspw. drei Möglichkeiten für eine regionale Komponenten im Rahmen eines Kapazitätsmarktes diskutiert: Zugangsvoraussetzung, regionaler Kernanteil und Wettbewerbsbonus.

eingeführt wurde. „Nutzen statt Abregeln“ stellt dabei ein regionales Preissignal für größere Verbraucher in Norddeutschland dar und simuliert den Effekt einer Gebotszonen-trennung für diese Verbraucher in sogenannten Entlastungsregionen durch lokale niedrigere Strompreise in Stunden mit hoher EE-Erzeugung. Dadurch sollen Redispatch-mengen durch zusätzliche Lasten im Norden verringert werden, indem im Norden eine höhere Nachfrage durch geringere Preise als der Day-ahead Preis induziert wird. Zugelassen als Nachfrager sind PtH-Anlagen (Heizstäbe), die fossile Wärmeproduktion ersetzen, Elektrolyseure und Großwärmepumpen mit einer Leistung von mindestens 100 kW sowie Speicher.²⁵

Es bestehen also derzeit und zukünftig eine Reihe von alternativen Ansatzpunkten zur Steuerung der geografischen Allokation von Erzeugung und Lasten. Diese Alternativen zur Gebotszonen-trennung werden auch im Strommarktpapier des BMWK vom August 2024 diskutiert und vom BMWK gegenüber einer Trennung der Gebotszonen bevorzugt.²⁶ Aus Gründen der Transparenz und Nachvollziehbarkeit liegt es nahe, sich dabei auf eines oder wenige Instrumente zu fokussieren, die das jeweilige Defizit gezielt adressieren. Grundsätzlich ist die dynamische Wirkung und Erforderlichkeit einer Stromgebotszonen-trennung im Gesamtkontext des heutigen und zukünftigen Anreizsystems für Erzeugung, Speicher und Lasten zu sehen.

Zusammenfassende Beurteilung der dynamischen Effizienz einer Gebotszonen-trennung

Eine Trennung der Gebotszone kann, zumindest in der Theorie, die dynamische Effizienz des Strommarktes in Deutschland erhöhen:

- Stromerzeuger und Verbraucher erhalten über die durchschnittliche Höhe der Strompreise Preissignale, nach denen sie ihre Standortwahl ausrichten könnten. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die Preissignale, also etwaige Strompreis-gefälle zwischen den Gebotszonen, von den Marktakteuren als dauerhaft eingeschätzt werden. Inwieweit dies vor dem Hintergrund der Netzausbaupläne der Übertragungsnetz-betreiber der Fall ist, ist unklar.

²⁵ „Nutzen statt Abregeln“ sieht vor, dass EE-Anlagen gemäß ihrer Verfügbarkeit Strom produzieren und dafür den Marktpreis sowie die EEG-Marktpremie erhalten. Die ansonsten abgeregelter Menge dieser EE-Stromproduktion wird als „Prognosestrommenge“ an berechnete Teilnehmer im Engpassgebiet zugeteilt. Diese Teilnehmer beschaffen die ihnen zugeteilte Prognosestrommenge durch ihre Bilanzgruppe selbst am Day-Ahead-Markt. Die Teilnehmer erhalten von den Übertragungsnetzbetreibern einen Ausgleich für diese Strombeschaffungskosten, der um den von den Übertragungsnetzbetreibern definierten „13k-Preis“ und die Erstattung der entstehenden Netzentgelte sowie Stromnebenkosten reduziert wird. Diese Regelung soll sicherstellen, dass die ansonsten ungenutzte EE-Menge effizient genutzt wird und die Teilnehmer im Engpassgebiet wirtschaftlich unterstützt werden. Die regulierte Vergütung geht vom 1. Oktober 2024 bis zum 30. September 2026 in die Erprobungsphase, danach könnte das System möglicherweise über Auktionen laufen.

²⁶ BMWK, Strommarktdesign der Zukunft: Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, August 2024, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=16

- Flexibilitäten wie Stromspeicher (inkl. Batterien), Elektrolyseure oder andere flexible Erzeugung/Lasten erhalten durch volatilere Strompreise und eine veränderte Strompreisstruktur ggf. zusätzliche Investitionsanreize. Hierdurch ergeben sich zusätzliche Anreize, Kapazitäten in Zonen zu errichten, die einen besonders hohen Flexibilitätsbedarf haben. Auch hier müssten die Preissignale als dauerhaft eingeschätzt werden, d.h. die Marktakteure müssten die strukturellen Engpässe im Übertragungsnetz als permanent einstufen.

Diese grundlegenden theoretischen Steuerungswirkungen sind allerdings in den energie-wirtschaftlichen Kontext einzuordnen:

- Bei den Erneuerbaren Energien, dem Großteil der zukünftigen Stromerzeugungskapazität, wird die Allokation des Zubaus in weiten Teilen über die Verfügbarkeit von Standorten und die meteorologischen Bedingungen gesteuert. Zudem beinhalten die Fördermechanismen und Ausschreibungsverfahren für EE regionale Komponenten für die geografische Steuerung der Ansiedlung der Anlagen (wie z.B. regional differenzierte Gütefaktoren für Ausschreibungen bei Windenergieanlagen an Land, gesonderte Ausschreibungen für Wind-offshore Anlagen). Stromgroßhandelspreissignale sind hier von untergeordneter Bedeutung, womit auch deren Steuerungswirkung begrenzt ist. Eine Reduktion der Wertigkeit der EE-Anlagen aufgrund niedrigerer Strompreise im Norden Deutschlands kann allerdings auch für Erneuerbare Energien, insbesondere Offshore Windprojekte, negative Auswirkungen haben. Nicht-geförderte Projekte erfahren eine Reduktion der Wirtschaftlichkeit und es werden somit weniger Offshore Windprojekte außerhalb des Fördersystems errichtet und mit 0 €/MWh geförderte Offshore Windprojekte werden ggf. nicht mehr gebaut, da die Erwartung eines Großhandelspreisniveaus, welche dem 0 €/MWh Gebot zugrunde lag, durch die Gebotszonentrennung nicht mehr erfüllt ist. Die Gebotszonentrennung kann dadurch eine negative Auswirkung auf die Erreichung, bzw. Geschwindigkeit zur Erreichung der deutschen Klimaziele haben.
- Der Erhalt, Zubau und Retrofit von steuerbarer Kapazität einschließlich Stromspeicher wird, wie die Kraftwerksstrategie und die Diskussion zu einem umfassenden Kapazitätsmarkt zeigen, ebenfalls zunehmend über zentrale Mechanismen gesteuert werden – auch hier nimmt die Bedeutung der Signale aus den Stromgroßhandelspreisen ab. Dies dürfte auch für den Zubau und den Einsatz weiterer stromwirtschaftlicher Komponenten, wie z.B. Elektrolyseure, gelten, die zumindest mittelfristig weiterhin Förderungen für dessen Wirtschaftlichkeit benötigen werden.
- Die Anreize für Netzbetreiber, die Stromübertragungsnetze weiter auszubauen, nehmen ab, da die Engpasskosten in Teilen nicht mehr bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallen, sondern in die Stromgroßhandelspreise transferiert werden. Verzögert sich hierdurch der Netzausbau, könnte dies erheblich adverse Effekte auf die Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland haben, da diese Strommengen in geringerem Maße zu den Verbrauchern transportiert werden können.

Es stehen zudem eine Reihe alternativer Anreizsysteme für die Standortwahl für Erzeugung und Lasten zur Verfügung. Eine isolierte Betrachtung kann hier zu komplexen Interaktionen zwischen den Instrumenten und damit zu möglichen Fehlanreizen führen.

3.3 Wettbewerb und Marktkonzentration

Marktmacht wird in der Regel als die Fähigkeit definiert, Preise profitabel über das Wettbewerbsniveau anzuheben. Die Möglichkeit, Marktmacht profitabel auszuüben, hängt erheblich von der Anzahl der Wettbewerber im relevanten Markt ab. Die Trennung einer Gebotszone verkleinert den räumlichen Markt in mehrere kleinere Einheiten. Dies führt tendenziell zu einer höheren Marktkonzentration in den neuen Gebotszonen, was die Möglichkeit der profitablen Ausübung von Marktmacht erhöht. Bei der Beurteilung der Wirkung auf den Wettbewerb kann zwischen dem Großhandels- und Einzelhandelsmarkt (Retailmarkt) unterschieden werden.

Großhandelsmarkt

Die Ausübung von Marktmacht geht mit zwei wesentlichen negativen Wirkungen einher:

- Einerseits wird für die Stromverbraucher der Großhandelsstrompreis erhöht. Es kommt zu Umverteilungswirkungen und Wohlfahrtseffekten: Strom wird wegen des überhöhten Preises in einem geringeren Maße eingesetzt als es effizient wäre.
- Zum anderen reduziert sich die Effizienz des Kraftwerkseinsatzes im Fall einer physischen Zurückhaltung von Kapazitäten, weil in diesem Fall teurere Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage herangezogen werden müssen.

Das Marktmissbrauchspotenzial kann zunehmen, wenn es nach einer Gebotszonentrennung in einer kleineren Zone zu einer höheren Marktkonzentration kommt. Eine solche Konzentration erleichtert die profitable Nutzung von Pivotalität²⁷, da weniger Marktteilnehmer sich zur Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung koordinieren müssen. Hierbei kann das missbräuchliche Verhalten grundsätzlich über zwei Ansätze ausgeübt werden:

- Marktmächtige Anbieter können (einzeln oder kollektiv) Erzeugungskapazität im Stromgroßhandelsmarkt zu Preisen anbieten, die über den (Grenz-)Kosten ihrer Stromproduktion liegen.²⁸ Stellen diese Kapazitäten den Grenzanbieter dar, also das Stromangebot mit den höchsten Kosten, das noch im Markt zum Zuge kommt, steigt auch der Großhandelspreis über den im vollständigen Wettbewerb zu erwartenden Preis.

²⁷ Pivotalität im Strommarkt bezeichnet die Situation, in der ein einzelner Marktteilnehmer (oder eine kleine Gruppe von Teilnehmern) so bedeutend für die Deckung der Gesamtnachfrage ist, dass sein Verhalten die Marktpreise maßgeblich beeinflussen kann. Ein Anbieter ist also "pivotal", wenn die gesamte Nachfrage ohne seine Erzeugung nicht gedeckt werden kann.

²⁸ Hinweis: In Stunden mit Kapazitätsknappheit im Stromsystem sind generell Strompreise oberhalb der Grenzkosten der Stromerzeugung zu erwarten, da durch den Preismechanismus die Stromnachfrage reduziert, d.h. "rationiert" werden muss. Dies stellt grundsätzlich kein missbräuchliches Verhalten einer marktbeherrschenden Stellung dar.

- Marktmächtige Anbieter können (einzeln oder kollektiv) Stromerzeugungskapazität zurückhalten und so den Markt „künstlich“ verknapen. Auch hierdurch werden sich Großhandelspreise für Strom einstellen, die über den Kosten der Erzeugung und damit über den Preisen im vollkommenen Wettbewerb liegen.

Das Marktmissbrauchspotenzial in einer kleineren Gebotszone kann durch verschiedene Maßnahmen begrenzt werden. Der grenzüberschreitende Stromhandel diszipliniert das Verhalten der Marktteilnehmer, da durch Stromimporte ein entsprechender wettbewerblicher Preisdruck erzeugt wird. Darüber hinaus kontrollieren Wettbewerbsbehörden und regulatorische Vorgaben marktmächtige Unternehmen. Ein kontinuierliches Monitoring der Marktaktivitäten durch Wettbewerbsbehörden kann frühzeitig Anzeichen von einer potenziell marktbeherrschenden Stellung von Unternehmen identifizieren und transparent machen. Diese Transparenz bedingt, dass Unternehmen per se vorsichtiger agieren, um nicht in den Verdacht eines tatsächlichen Missbrauchs der marktbeherrschenden Stellung zu kommen. Zusätzlich sorgen Vorschriften wie REMIT (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) dafür, dass Marktmanipulationen unabhängig von der Marktmachtstellung der Akteure erkannt und sanktioniert werden.

Vertriebsmarkt

Die Wettbewerbsintensität im Vertriebsmarkt wird insbesondere durch die Möglichkeit zum Markteintritt von Neuanbietern und durch Skaleneffekte getrieben. So ist der Markteintritt mit Fixkosten verbunden, die durch die zu akquirierende Kundenbasis zu refinanzieren sind. Diese umfassen z.B. Investitionen in IT-Systeme, Call Center und Kosten, die mit dem Aufbau einer Marke und mit Werbung zur Kundenakquise verbunden sind. Da nur wechsellaffine Kundengruppen zum Anbieterwechsel bereits sind, brauchen neue Teilnehmer einen relativ großen Gesamtmarkt, um eine kritische Masse an Kunden zur Deckung der beschriebenen Fixkosten zu gewinnen.

Die Aufteilung einer Gebotszone in mehrere Zonen verändert die potenzielle Marktgröße für Vertriebsunternehmen. Dies kann Vertriebsunternehmen beeinflussen, die bereits aktiv am Markt sind oder die den Markteintritt planen.

- **Aktives Vertriebsunternehmen** – Unternehmen, die bereits auf dem Markt sind, könnten zur Anpassung der Geschäftsstrategie veranlasst werden. Sie könnten z.B. überdenken, ob der für die Kundenakquisition relevante Markt aus einer, mehreren oder allen neuen Gebotszonen besteht. Besteht der relevante Markt aus mehreren Gebotszonen, muss das Unternehmen die Strombeschaffungsstrategie (und insbesondere die Absicherung gegen die Risiken von Preisdifferenzen zwischen Gebotszonen) unter Berücksichtigung des Preisunterschiedes zwischen den Gebotszonen ändern. Die Strombeschaffung wird komplexer, das Unternehmen muss neue Instrumente zur Absicherung von Preisrisiken einsetzen und die Kosten des Unternehmens erhöhen sich. Zusätzlich steigen die Verwaltungskosten. Die höheren Kosten werden entweder an die Kunden weitergereicht, wenn dies im Wettbewerb möglich ist, oder die Gewinnspannen des Unternehmens reduzieren sich.

- **Neues Vertriebsunternehmen** – Auch ein Unternehmen, das den Markteintritt plant, wird seinen Geschäftsplan unter Berücksichtigung des Effektes auf Beschaffungskosten, Marketingkosten, Marktgröße, etc. aufstellen. Die durch eine Gebotszonenrennung für die Vertriebsunternehmen entstehende Komplexität und zusätzlichen Kosten könnten im Zweifelsfall dazu führen, dass von einem Markteintritt Abstand genommen wird.

Eine Gebotszonenrennung erhöht somit tendenziell die Markteintrittsbarrieren im Vertriebsmarkt, der Markt wird weniger „anfechtbar“. Die Wettbewerbsintensität könnte sich zumindest in kleinen und damit für Vertriebsunternehmen weniger attraktiven Marktzone verringern. Als Folge könnten sich in diesen Gebotszonen Endkundenpreise oberhalb des Niveaus ohne Gebotszonenrennung einstellen, zum Nachteil der dort befindlichen Endverbraucher.

Zusammenfassende Beurteilung der Wirkungen einer Trennung der Gebotszone auf Wettbewerb und Marktkonzentration

Grundsätzlich sind aufgrund der Trennung einer Gebotszone nachteilige Wirkungen auf Wettbewerb und Marktkonzentration zu erwarten. Wie stark die Wirkungen hierbei ausfallen, hängt von einer Reihe von Faktoren ab:

- **Größe der Gebotszonen nach Trennung:** Je kleiner die Gebotszonen gewählt werden, desto eher werden sich negative Wirkungen auf Wettbewerb und Marktkonzentration ergeben. So würde bei einer Auftrennung Deutschlands in eine Nord- und eine Südzone eine relativ große Gebotszone im Süden verbleiben (Stromverbrauch: ca. 408 TWh im Jahr 2025), während die Nordzone relativ kleiner ausfallen würde (Stromverbrauch: ca. 181 TWh im Jahr 2025). Adverse Wirkungen einer Gebotszonenrennung auf Wettbewerb und Marktkonzentration wären demnach eher in der Nordzone zu erwarten.²⁹ Bei einer weiteren Auftrennung der Gebotszonen in 4 oder 5 Zonen wären die möglichen Auswirkungen auf Wettbewerb und Marktkonzentration entsprechend größer. Ein Übergang auf ein Stromsystem mit „Nodal Pricing“ (jeder Netzknoten im Übertragungsnetz stellt eine eigene Gebotszone dar) würde mit den größten Risiken für die Wettbewerbsprozesse im Stromgroßhandelsmarkt einhergehen.
- **Anbieterstruktur:** Die Angebotsstruktur im deutschen Stromgroßhandelsmarkt unterliegt einem deutlichen Wandel: Hatten vor Beginn der Transformation des Energiesystems die vier größten Stromerzeuger (RWE, E.On, Vattenfall, EnBW) noch erhebliche Marktanteile im Erstabsatzmarkt für Strom, so erscheint die Angebotsstruktur heute aufgrund des breiten Ausbaus an Erneuerbaren Energien im deutschen Stromgroßhandelsmarkt deutlich diversifizierter. Das deutsche Bundeskartellamt erstellt regelmäßig einen Marktmachtbericht und untersucht dabei die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der

²⁹ Im Vergleich zu anderen Ländern (ca. 446 TWh in Frankreich, ca. 322 TWh in Italien, ca. 136 TWh in den Niederlanden, und ca. 76 TWh in Österreich im Jahr 2025), wäre eine Nordzone Deutschland allerdings noch immer relativ groß.

Erzeugung der elektrischen Energie³⁰. Im Marktmachtbericht für 2022 liegt ein Unternehmen über dem kritischen Schwellenwert für potenzielle Marktmacht. Der Ausblick für 2023 lässt erwarten, dass drei Unternehmen über dem kritischen Schwellenwert liegen. Die Marktstruktur weist bereits heute sehr relevante Konzentration auf Anbieterseite auf und bleibt daher auch weiterhin unter laufender Beobachtung des Bundeskartellamts.

- Im Falle einer Marktzonentrennung ist zudem zu beachten, dass aufgrund der Komplexität der Projekte gerade bei sehr großen Wind- und Solarprojekten (einschließlich Offshore Wind) etablierte Anbieter (RWE, EnBW, Orsted etc.) dominieren. Dies könnte die Herausforderungen bezüglich der Marktstruktur in den nördlichen Zonen entgegen dem bundesweiten Trend wieder verschärfen.
- Im Vertriebsmarkt hängen die Auswirkungen einer Gebotszonentrennung u.a. auch davon ab, inwieweit das Marktpotenzial zur Kundenakquise in den neuen Gebotszonen eine kritische Masse überschreitet. Die Auswirkung auf den Wettbewerb im Retailmarkt kann sich daneben durch einen indirekten Effekt im Zusammenhang mit der Marktliquidität ergeben. Die Reduktion der Marktliquidität im Terminmarkt (siehe folgender Abschnitt) kann die längerfristige Strombeschaffung für Vertriebsunternehmen ohne eigene Erzeugung erschweren, bzw. verunmöglichen. Dadurch könnten Vertriebsunternehmen in Schwierigkeiten geraten, fixe Endkundertarife (z.B. Fixpreis für ein Jahr) anzubieten, und sich deshalb aus bestimmten Marktsegmenten zurückziehen.

Es sei darauf hingewiesen, dass eine marktmächtige Stellung im Stromgroßhandels- oder Einzelhandelsmarkt nicht unmittelbar zu einem Missbrauch dieser Stellung führen muss. So ist davon auszugehen, dass das Bundeskartellamt weiterhin die Wettbewerbsprozesse und Marktergebnisse im Stromgroßhandelsmarkt und ggf. Einzelhandelsmarkt im Rahmen des Marktmachtberichts beobachten wird. Allein dies wirkt auf die betroffenen Unternehmen i.d.R. disziplinierend. Zudem unterliegen bereits aktuell marktbeherrschende Unternehmen besonderen kartellrechtlichen Anforderungen an den Kraftwerkseinsatz (z.B. §§ 19, 29 GWB, Bundesnetzagentur (2019)³¹), welcher auch bei einer Gebotszonentrennung weiterhin relevant sein wird. Insofern muss eine Veränderung der Marktstruktur nicht zwingend zu einem Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung führen, allerdings nimmt durch eine

³⁰ Bundeskartellamt, Marktmachtbericht 2022, August 2023, https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Marktmachtbericht_2022.pdf

³¹ Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt konkretisiert die Anforderungen von marktbeherrschenden Unternehmen bei der Preisgestaltung am Großhandelsmarkt. Vom Grundprinzip muss der Kraftwerkseinsatz rein kostenbasiert erfolgen, d.h. Marktbeherrscher ist „Preisnehmer“. Kritisch wäre bspw., wenn Einsatzoptimierung Preise nicht als gegeben annimmt, sondern Einfluss der Einsatzentscheidung auf den Marktpreis in der Optimierung mitberücksichtigt. Es besteht auch ein generelles Mark-up-Verbot auf kurzfristige Grenzkosten, d.h. Kraftwerke müssen prinzipiell bei Preisen unter Vollkosten eingesetzt werden. Dazu bestehen allerdings bestimmte Ausnahmen. (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel – Preisspitzen und ihre Zulässigkeit, September 2019, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Handel_undVertrieb/Marktueberwachung_REMIT/Leitfaden_Missbrauchsaufsicht.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

Gebotszonentrennung die Wahrscheinlichkeit zu, dass eine Marktmachtkontrolle erforderlich wird.

3.4 Marktliquidität

Deutschland hat aktuell den liquidesten Großhandelsmarkt in der EU, den auch Nachbarländer zur Absicherung verwenden. Ein liquider Großhandelsmarkt ist für das Funktionieren eines wettbewerblichen Strommarktes von essenzieller Bedeutung, denn Marktliquidität

- erlaubt es den Marktakteuren (Erzeugern, Speicherbetreibern, Händlern, Verbrauchern), zu transparenten Bedingungen (Preisen) kurz-, mittel- und langfristig Strom zu kaufen und zu verkaufen, um damit ihre eigene Energiebilanz aus Strombedarf und -aufkommen kontinuierlich „glatt“ zu stellen (in ein Gleichgewicht zu bringen);
- erlaubt es den Marktakteuren, sich preis- und mengenseitig kurz-, mittel- und langfristig abzusichern und ermöglicht damit u.a. auch Markteintritte für neue Marktakteure einschließlich Kraftwerken und Speichern;
- reduziert die Fähigkeit der Marktteilnehmer zur Marktmanipulation;
- erhöht das Vertrauen der Marktteilnehmer in kurz-, mittel- und langfristige Großhandelspreise; und
- ermöglicht den Marktteilnehmern ein umfangreiches Produktportfolio und eine ausreichende Zahl an Geschäftspartnern zur Risikoabsicherung.

Marktliquidität kann definiert werden als die Fähigkeit, in kurzen Fristen und mit hoher Frequenz ein physisches oder finanzielles Produkt zu kaufen oder zu verkaufen, ohne eine signifikante Veränderung des Marktpreises zu verursachen (Preisnehmer) und ohne dass hohe Transaktionskosten anfallen.

Für das Ausmaß an Marktliquidität werden i.d.R. die

- am Markt gehandelte Volumina;
- die Anzahl der am Markt aktiven Marktteilnehmer; und
- die „Tiefe“ des Marktes, also bis zu welchem Zeithorizont Terminkontrakte liquide gehandelt werden

als Indikatoren, bzw. Dimensionen herangezogen.

Die Aufteilung der Gebotszone in mehrere Gebotszonen beeinflusst alle drei Dimensionen. Durch Verkleinerung der Gebotszone werden Handelsmengen auf die Zonen „verteilt“, wodurch die Volumina an den Handelsplätzen sinken. Auch könnten sich einzelne Marktteilnehmer bezüglich des Handels auf bestimmte Gebotszonen fokussieren, wodurch

sich die Anzahl der Marktteilnehmer reduziert sowie sich die gehandelten Volumina und möglicherweise die Tiefe des Marktes verringern könnten. Als Folge könnte das Vertrauen in die Aussagekraft der resultierenden Marktpreise für finanzielle Produkte sinken, wodurch sich wiederum weitere Marktteilnehmer zurückziehen könnten.

Negative Auswirkung auf Marktliquidität durch eine Trennung der Gebotszone trifft vor allem die langfristigen Märkte

Bei der Beurteilung der Auswirkung einer Trennung der Gebotszone auf die Liquidität muss zwischen kurz- und langfristigen Märkten unterschieden werden:

- **Terminmärkte** (Handel Tage, Wochen, Monate oder Jahre vor der physischen Erfüllung): Marktteilnehmer benötigen langfristige Absicherungsmöglichkeiten, die von ihren Risikopräferenzen, Risikoprofil (Risikoexposition) und physischen Positionen abhängen. In größeren Gebotszonen ist es wahrscheinlicher, dass sie Marktpartner mit passenden Kauf- und Verkaufspositionen finden – hierdurch wird die Liquidität erhöht. Eine Gebotszonen-trennung reduziert dagegen die Anzahl der potenziellen Handelspartner und wirkt sich dadurch negativ auf die Liquidität aus. Dies beeinflusst auch die Attraktivität für Händler ohne eigene Stromerzeugungsanlagen, im Terminmarkt tätig zu werden, da sie ihre „Positionen“³² nicht kurzfristig, bzw. verlässlich schließen können. Diese „non-asset-backed“ Händler (Händler ohne eigene stromwirtschaftliche Anlagen) sind allerdings eine wichtige Triebfeder für Marktliquidität.
- **Day-ahead Markt** (Handel am Vortag der physischen Erfüllung): Eine Gebotszonen-trennung führt dazu, dass Marktteilnehmer ihre Gebote für den Day-ahead-Markt auf mehrere Gebotszonen aufteilen müssen. Daraus ergeben sich zwei mögliche Effekte: Einerseits ergibt sich eine Reduktion der Liquidität, da in kleineren Gebotszonen weniger Gebote vorliegen und dies schlagend wird, wenn keine Leitungskapazitäten zu anderen Gebotszonen (Interkonnektorkapazitäten) für den Handel mehr verfügbar sind. Die Reduktion der Anzahl der Gebote erhöht das Risiko von Preissprüngen auf dem Großhandelsmarkt, wenn dadurch das Angebot in den kleineren Gebotszonen verkürzt wird. Andererseits kann sich auch eine Erhöhung der Liquidität ergeben: Im Falle von kleineren Gebotszonen können die Auswirkungen von Stromflüssen auf die Netze besser prognostiziert werden und dadurch die verfügbaren Netzkapazitäten für den Stromhandel erhöht werden.
- **Intraday Markt** (Handel innerhalb des gleichen Tages wie die physische Erfüllung): Solange der Intraday-Markt gebotszonenübergreifend ist, d.h. vor Beendigung der Kopplung der Stromhandelsmärkte im Intraday-Markt (SIDC Gate-closure³³), ähnelt die Wirkung der Gebotszonen-trennung der des Day-ahead-Marktes: Es gibt eine Reduktion

³² Eine „Position“ bezeichnet die Menge an Strom, die ein Marktteilnehmer entweder zu einem bestimmten Zeitpunkt liefern (Erzeuger) oder beziehen (Verbraucher) muss. Es handelt sich dabei also um die vertraglich vereinbarte Menge an elektrischer Energie, die ein Marktteilnehmer in einem bestimmten Zeitintervall kaufen oder verkaufen muss.

³³ SIDC = Single Intraday Coupling (https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/#future-development)

der Liquidität, da in kleineren Gebotszonen weniger Gebote vorhanden sind, aber auch eine mögliche Erhöhung der Liquidität, wenn eine netzseitig optimierte Konfiguration der Gebotszonen zu mehr verfügbaren Netzkapazitäten führt. Nach SIDC Gate-closure beschränkt sich der Intraday Markt nur noch auf die kleinere Gebotszone, was zu einer Reduktion der Liquidität durch eine Gebotszonen-trennung führen sollte. Die aktuelle SIDC Gate-closure ist 1 Stunde vor physischer Lieferung und soll per 1.1.2026 auf 30 Minuten verkürzt werden.

- **Regelenergiemarkt** (Markt zur Vorhaltung von Leistungsreserve zum Ausgleich von Einspeise- und Entnahmeschwankungen im Stromsystem und Abruf von Leistungsreserven): Der Regelenergiemarkt an sich ist vergleichsweise klein, weshalb mögliche Effekte auf eine Gesamtbeurteilung zur Marktliquidität weniger stark ins Gewicht fallen. Allerdings könnte es gerade in einer kleineren Gebotszone in Norddeutschland zu Herausforderungen bezüglich der Liquidität der derzeit gut funktionierenden Regelreserve und -energiemärkten in Deutschland kommen.

Es ist davon auszugehen, dass die negativen Auswirkungen auf die Marktliquidität hauptsächlich die Terminmärkte betreffen. Bei den kurzfristigen Märkten ist dies nicht eindeutig. Die negative Auswirkung auf die Terminmärkte ist insbesondere bei einer potenziellen Trennung der deutschen Gebotszone besonders relevant, stellt doch der deutsche Terminmarkt den liquidesten europäischen Leitmarkt dar. Eine Reduktion der Marktliquidität betrifft somit nicht nur Marktteilnehmer in Deutschland, sondern in ganz Europa.

Marktteilnehmer sind unterschiedlichen Marktrisiken ausgesetzt, die durch Trennung der Gebotszone beeinflusst werden

Die Trennung der Gebotszone (sowie mögliche zukünftige Anpassungen bei den Gebotszonen-zuschnitten) beeinflusst im Wesentlichen nachfolgende Marktrisiken:

- **„Flat Price“ Risiko** bezieht sich auf die Unsicherheit über das künftige Strompreisniveau. Das „Flat price“ Risiko kann durch langfristige Produkte (z.B. Terminkontrakte) durch die Vereinbarung eines fixen Lieferpreises abgesichert werden. Wenn durch eine Trennung der Gebotszone die Terminmärkte weniger liquide werden, stehen weniger/keine Absicherungsprodukte für das „Flat Price“ Risiko zur Verfügung.
- **„Locational Spread“ Basisrisiko** ergibt sich aus der Differenz zwischen dem abgesicherten Day-ahead Preis und dem Referenzpreis, welcher für die finanzielle Erfüllung des langfristigen Terminprodukts herangezogen wird. Wenn sich dieser Referenzpreis auf den Day-ahead innerhalb einer Gebotszone bezieht, besteht dieses Basisrisiko nicht. Das „Locational Spread“ Risiko entsteht nur dann, wenn innerhalb der Gebotszone keine liquiden Terminprodukte verfügbar sind und sich Marktteilnehmer zur Absicherung Terminprodukte außerhalb der Gebotszone bedienen müssen. Das entstehende „Locational Spread“ Risiko wird durch die Trennung der Gebotszone für

Marktteilnehmer in jenen Gebotszonen schlagend, in denen sich kein liquider Terminmarkt entwickelt.³⁴

- **Mengenrisiko,, bzw. kombiniertes Preis-/Mengenrisiko:** Ein Mengenrisiko besteht dann, wenn geplante Erzeugungs-, bzw. Stromverbrauchsmengen aufgrund unvorhergesehener Ereignisse unerwartet von den Ist-Mengen abweichen und diese Differenz insbesondere kurzfristig gedeckt werden muss. Bei einem kombinierten Preis-/Mengenrisiko entsteht eine zusätzliche Preiswirkung, wenn bspw. der Kauf von zusätzlichen Strommengen nur zu sehr hohen Preisen möglich ist. Die Trennung der Gebotszonen betrifft dieses Risiko, wenn in den Kurzfristmärkten die Liquidität geringer wird und dadurch Mengendifferenzen nicht,, bzw. schwieriger durch Handel ausgeglichen werden können und die Preiswirkung zusätzlich durch ein verkürztes Angebot (eine steilere "Merit Order" des Angebots) in der kleineren Gebotszone stärker ausfällt.

Die Marktteilnehmer sind allerdings in unterschiedlicher Form von diesen Marktrisiken aufgrund der Trennung der Gebotszone betroffen. Dabei kann wie folgt unterschieden werden:

- **Erzeuger (nicht-gefördert)** können in allen drei Dimensionen betroffen sein. Eine Reduktion der Marktliquidität von Terminprodukten wirkt sich negativ auf die Absicherung des Flat Price Risikos aus: Wenn z.B. Stromerzeuger auf Terminmärkte außerhalb der Gebotszone zugreifen müssen, entsteht ein neues „Locational Spread“ Basisrisiko, wofür eine zusätzliche Absicherung erforderlich ist. Eine geringere Liquidität in sehr kurzer Frist (Intraday Markt nach Gate Closure SIDC) erhöht das kombinierte Preis/Mengenrisiko.
- **Erzeuger (gefördert)** sind weniger betroffen. Die Absicherung des „Flat Price“ Risikos erfolgt durch das „Förderregime“, der Terminmarkt hat hier keine, bzw. eine sehr untergeordnete Bedeutung. Geförderte Erzeuger können allerdings vom Anstieg des Mengenrisikos (Ausgleichsenergie) betroffen sein, wenn aufgrund einer geringeren Liquidität in sehr kurzer Frist (Intraday Markt nach Gate Closure SIDC) Prognosefehler nicht durch Handel ausgeglichen werden können.
- **Industrielle Endkunden / Vertriebsunternehmen:** Diese sind ähnlich wie nicht-geförderte Erzeuger in allen drei Dimensionen betroffen.

Aufgrund der Bedeutung des Terminmarktes für Marktteilnehmer insbesondere bezüglich der Möglichkeit, zukünftige „Positionen“ über Terminhandel preis- und mengenseitig abzusichern, ist der Einfluss einer Gebotszonentrennung auf die Liquidität des Marktes zu berücksichtigen: Einerseits entstehen durch die Gebotszonentrennung sowie mögliche zukünftige Anpassungen bei den Gebotszonenzuschnitten höhere, bzw. neue Marktrisiken, die neue Anforderungen an das Risikomanagement der Marktteilnehmer stellen, andererseits nimmt

³⁴ Beispiel für „Locational Spread“ Risiko: Der Day-ahead Preis in der Gebotszone A muss durch ein Terminprodukt in der Gebotszone B abgesichert werden und der Referenzpreis zur finanziellen Absicherung in Gebotszone B unterscheidet sich von Day-ahead Preis in Gebotszone A. Die Differenz zwischen dem Referenzpreis (Day-ahead Preis in Gebotszone B) und dem Day-ahead Preis in Gebotszone A stellt das „Locational Spread“ Basisrisiko dar.

bei geringerer Marktliquidität die Möglichkeit ab, diese Risiken marktseitig abzusichern. Obwohl das zusätzliche Risiko schwer zu messen ist, ist anzunehmen, dass die Risikoprämien (die Kosten der Risiken) für die Marktakteure für gewöhnlich steigen werden, was sich dann auch letztlich in den Strompreisen für die Endverbraucher niederschlagen wird.

Aus der obigen Differenzierung der Betroffenen wird deutlich, dass neben der Größe der Gebotszonen weitere strukturelle Faktoren einen bestimmenden Einfluss auf die Marktliquidität haben können, so z.B. der Anteil der nicht-geförderten Erzeugung im Vergleich zur geförderten Erzeugung: Der Bedarf zur Absicherung von „Flat Price“ Risiken besteht i.d.R. nur bei den nicht-geförderten Anlagen und bei Stromverbrauchern, weniger bei den geförderten und durch das Fördersystem gegenüber Preis- und Mengenrisiken abgesicherten Anlagen. Insofern könnten gerade in der Nordzone die Implikationen einer Gebotszonen-trennung für die Absicherung der Stromerzeuger (v.a. geförderte EE-Anlagen) geringer sein als im Süden. Allerdings gilt für die Nachfrageseite der umgekehrte Schluss: Aufgrund der bereits über die EE-Förderung bestehenden Absicherung für die betreffenden EE-Anlagen haben Nachfrager in der Nordzone weniger Möglichkeiten, sich gegen Preisrisiken abzusichern – die Marktliquidität wird also reduziert.

Auswirkung auf Terminmarkt bei einer Trennung der Gebotszone von resultierenden Gebotszonen abhängig

Die Auswirkung auf den Terminmarkt bei einer Trennung der Gebotszone in Deutschland hängt stark von den resultierenden Gebotszonen ab. Dabei können theoretisch drei unterschiedliche Fälle unterschieden werden.

- Nach der Trennung der Gebotszone entstehen in den neuen **Gebotszonen liquide Terminmärkte**. Die resultierenden Gebotszonen für sich alleine sind jeweils groß genug für einen liquiden Terminmarkt. In diesem Fall sind die Auswirkungen auf Marktrisiken der Marktteilnehmer nur gering. Marktteilnehmer können weiterhin über Terminprodukte das „Flat Price“ Risiko absichern und die Möglichkeit der Absicherung innerhalb der Gebotszone verursacht kein „Locational Spread“ Basisrisiko.
- Nach der Trennung der Gebotszone entsteht eine **„Ankerzone“ mit einem liquiden Terminmarkt**, während in den anderen kleineren Gebotszonen dies nicht der Fall ist.³⁵ Die Marktteilnehmer in den anderen neuen Gebotszonen verwenden allerdings die „Ankerzone“ zur Absicherung von Preis- und Mengenrisiken. In diesem Fall sind die Auswirkungen auf Marktrisiken der Marktteilnehmer zu unterscheiden:
 - Für **Marktteilnehmer innerhalb der „Ankerzone“** besteht keine Auswirkung, da sie sich weiterhin gegen „Flat Price“ Risiken absichern können und kein neues „Locational Spread“ Basisrisiko für sie entsteht.

³⁵ Im Falle einer Trennung in zwei Gebotszonen ist zu erwarten, dass sich die größere Südzone als Ankerzone etablieren würde. Dies hätte die entsprechenden Nachteile für die Nordzone zur Folge.

- Für **Marktteilnehmer außerhalb der „Ankerzone“** ist zu unterscheiden: Eine Absicherung für das „Flat Price“ Risiko ist weiterhin durch Terminprodukte der „Ankerzone“ möglich, sofern eine entsprechend hohe Preiskorrelation mit der „Ankerzone“ gegeben ist. Nachdem sich die Day-ahead Preise innerhalb und außerhalb der „Ankerzone“ unterscheiden, entsteht für die Marktteilnehmer außerhalb der „Ankerzone“ ein zusätzliches „Locational Spread“ Basisrisiko. Als Fallbeispiel für diese Konstellation kann die Trennung der Gebotszone Deutschland / Österreich per Oktober 2018 angeführt werden.

Fallbeispiel „Ankerzone“: Trennung der Gebotszone Deutschland-Österreich

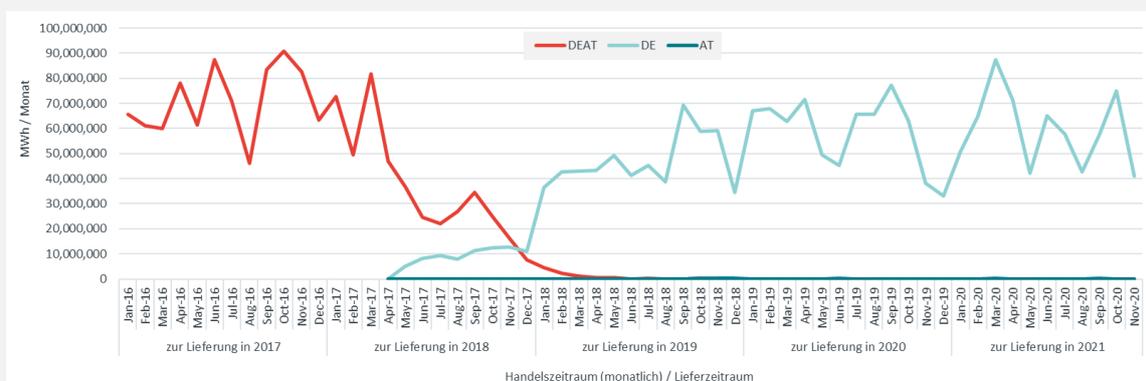
Vor der Trennung der Gebotszone Deutschland/Österreich im Oktober 2018 haben sich die Marktteilnehmer durch liquide gemeinsame DE/AT-Terminprodukte gegen das „Flat-Price“ Risiko abgesichert.

In Vorbereitung auf die Trennung der Gebotszone Deutschland/Österreich hat die EEX zwei neue Future-Produkte (EEX DE und EEX AT) zusätzlich zum EEX DE/AT eingeführt. Aus den daraus folgenden Marktaktivitäten lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen: Erstens, die neue Gebotszone Österreich ist tendenziell zu klein für einen liquiden Terminmarkt, was sich in sehr geringen Handelsvolumen für das EEX AT Produkt widerspiegelt. Zweitens, die neue Gebotszone Deutschland etabliert sich als „Ankerzone“ für einen liquiden Terminmarkt, was sich in den Handelsvolumina für das neue EEX DE Produkt bemerkbar macht. Drittens, Marktteilnehmer in Österreich verwenden Terminprodukte aus der neuen „Ankerzone“ Deutschland zur Absicherung des „Flat Price“ Risikos. Abbildung 8 stellt die gehandelten Mengen der neuen Future-Produkte über die Zeit dar. Es wird deutlich, dass das Produkt EEX DE das Produkt EEX DE/AT abgelöst hat.

Mit dem neu entstandenen „Locational Spread“ Basisrisiko sind Marktteilnehmer in Österreich unterschiedlich umgegangen: Absicherung über neu eingeführte Financial Transmission Rights für die Grenze Deutschland/Österreich, Anpassung der Stromverträge durch Inkludierung eines ex-post Abgleichs der Differenz zwischen dem DE und AT Day-ahead Preis oder keine explizite Absicherung.

Für die Marktteilnehmer in der neuen Gebotszone „Deutschland/Luxemburg“ („Ankerzone“) ergab sich keine Auswirkung auf deren Marktrisiken.

Abbildung 8 Trennung der Gebotszone Deutschland/Österreich“: Gehandelte Future-Produktmengen über die Zeit



Quelle: Frontier Economics basierend auf Energate Daten

- Nach der Trennung der Gebotszone entstehen mehrere kleine Gebotszonen, welche für sich alleine nicht groß genug für einen liquiden Terminmarkt sind. Für die Organisation des Terminmarktes besteht dann die Möglichkeit, dass der **Terminmarkt alle neuen Gebotszonen abdeckt** und ein **virtueller System-Day-ahead Preis** für alle Gebotszonen ermittelt wird, der als Referenzpreis für die finanzielle Erfüllung von Terminkontrakten dient. Dies entspricht der Methodik des „Nordic“ Strommarktes sowie dem Konzept der „Regional Virtual Hubs“ aus der Reform des Electricity Market Design (EMD)³⁶. Im Ergebnis bedeutet diese Organisation des Terminmarktes, dass nach der Trennung der Gebotszone die Marktrisiken aller Marktteilnehmer betroffen sind. Die Absicherung der Marktrisiken durch die Marktteilnehmer erfolgt dabei durch:
 - **Terminprodukt mit Referenz auf virtuellen System-Day-ahead Preis** zur Absicherung des „Flat Price“ Risikos. Durch den Gebotszonen-übergreifenden Terminmarkt soll die Marktliquidität über alle erfassten Gebotszonen gebündelt werden. Eine Voraussetzung ist auch hier eine entsprechend hohe Preiskorrelation zwischen dem System-Day-ahead Preis und den Day-ahead Preisen der erfassten Gebotszonen.
 - **„Locational Spread“ Produkte zur Absicherung des Basisrisikos** der Differenz zwischen dem virtuellen System-Day-ahead Preis und dem Day-ahead Preis in den erfassten Gebotszonen. Dieses „Locational Spread“ Basisrisiko besteht für alle Marktteilnehmer in den erfassten Gebotszonen und erhöht somit für alle Marktteilnehmer deren Marktrisiken. Im nordischen Strommarkt sind die Produkte zur Absicherung des Basisrisikos marktliche Produkte, d.h. es müssen sich auf der Käufer- und Verkäuferseite Marktteilnehmer finden. Die Erfahrung im nordischen Strommarkt zeigt dabei allerdings, dass die Liquidität für diese marktlichen Absicherungsprodukte sehr gering, bzw. nicht vorhanden ist. Dies bedeutet, dass die Marktteilnehmer dieses Risiko, dann „in Kauf“ nehmen und die Kosten entweder selbst tragen, bzw. an ihre Kunden weitergeben. Im EMD Vorschlag zu den „Regional Virtual Hubs“ sind deshalb als Absicherungsprodukte sog. „Financial Transmission Rights“ vorgesehen, die von den Übertragungsnetzbetreibern verauktioniert werden. Durch die Auktion wird damit eine Nachfrage nach diesen Produkten hergestellt. Für den „Regional Virtual Hub“ sollen auch „Financial Transmission Rights“ zwischen der im Hub erfassten Gebotszone und den Hub an sich etabliert werden. Dadurch sollen Marktteilnehmer direkt das „Locational Spread“ Basisrisiko zwischen dem Gebotszonen Day-ahead Preis und dem „Regional Virtual Hub“ Preis absichern können. Die genaue Ausgestaltung dieser „Financial Transmission Rights Bidding Zone-to-Hub“ ist allerdings noch offen. Die Wirkungsweise und die Akzeptanz der Marktteilnehmer gegenüber solch einem Produkt sind somit noch unerprobt.³⁷

³⁶ <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-1-2024-INIT/de/pdf>

³⁷ ENTSO-E, die Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, haben sich schon negativ zum „Regional Virtual Hub“ geäußert (vgl. Entso-E, Entso-E Advocacy Note on Forward Markets – TSOs call for alternatives to Virtual

Der nordische Strommarkt galt lange Zeit als „Erfolgsmodell“ für einen in mehrere Marktzonen aufgeteilten Markt, in dem ein liquider Terminmarkt über mehrere Gebotszonen aufgespannt werden kann. Allerdings wurde die Möglichkeit zur Absicherung des „Locational Spread“ Basisrisikos auch im nordischen Markt schon immer als problematisch eingeschätzt. In den letzten Jahren hat sich diese Problematik für den Terminmarkt im „Nordic Market“ weiter verschärft. Diese (negativen) Erfahrungen zur Absicherung des „Locational Spread“ Basisrisikos sollten auch bei der Beurteilung der EMD „Regional Virtual Hub“ als potenzielles Instrument zur Aufrechterhaltung der Marktliquidität im Terminmarkt bei einer Gebotszonen-trennung berücksichtigt werden (siehe Fallbeispiel).

Hub model for forward markets, Juli 2024, https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20FCA/publications/240703_EE_advocacy_note_forward_markets.pdf)

Fallbeispiel „Gebotszonen übergreifender Terminmarkt“: Nordic Strommarkt

Der nordische Strommarkt besteht derzeit aus 12 Gebotszonen (5 in Norwegen, 4 in Schweden, 2 in Dänemark und 1 in Finnland). Im nordischen Strommarkt wurde bereits bei Einführung davon ausgegangen, dass die einzelnen Gebotszonen zu klein für einen liquiden Terminmarkt sein könnten. Die Gebotszonen wurden deshalb für den Terminmarkt zusammengefasst. Daraus ergeben sich zwei wesentliche Terminprodukte:

- **Gebotszonenübergreifendes Terminprodukt** mit der Referenz auf einen virtuellen System-Day-ahead Preis zur finanziellen Erfüllung. Dieser virtuelle Preis ergibt sich aus einem Day-ahead Preis für alle aktuell 12 Gebotszonen unter der Annahme, dass zwischen den Gebotszonen keine Netzengpässe bestehen. Die Marktteilnehmer verwenden dieses Produkt zur Absicherung des „Flat Price“ Risikos.
- **EPAD (Electricity Price Area Differentials)** zur Absicherung des „Locational Spread“ Basisrisikos zwischen dem System-Day-ahead Preis und den Day-ahead Preisen in den aktuell 12 Gebotszonen. EPAD sind im Unterschied zu Financial Transmission Rights, welche von Stromübertragungsnetzbetreibern verkauft werden, ein reines Marktprodukt.

Der nordische Strommarkt galt als ein positives Beispiel für die Bündelung von Liquidität über mehrere Gebotszonen. Das gebotszonenübergreifende Terminprodukt wies eine hohe Liquidität auf. Gleichzeitig wiesen EPADs immer schon eine sehr geringe Liquidität auf. In den letzten Jahren ist die Liquidität auch beim gebotszonenübergreifenden Terminprodukt jedoch stark gesunken. Die Gründe dafür sind unterschiedlicher Natur. Deutliche Unterschiede im Erzeugungsmix zwischen den Gebotszonen führten zu einer geringen Korrelation zwischen System- und Gebotszonenpreisen, wodurch der Systempreis für die Marktteilnehmer als „Proxy Hedge“ ungeeigneter wurde. Der Anstieg des Anteils von spotpreisgebundenen Lieferverträgen reduziert den Absicherungsbedarf von Vertriebsunternehmen und somit die Nachfrage nach Terminprodukten. Durch den Anstieg des Marktanteils von langfristigen „Power Purchase Agreements“ (PPA) Verträgen mit fixierten Lieferpreisen verliert der organisierte Terminmarkt an Bedeutung (z.B. 42 % der Marktteilnehmer sichern sich ausschließlich bilateral oder durch PPA ab und nicht über Börsen/OTC Markt), die Absicherungsfunktion bleibt aber über das PPA erhalten.

Im nordischen Strommarkt wurden unterschiedliche Optionen zur Erhöhung der Marktliquidität diskutiert, bzw. eingeführt, z.B. Einführung mehrerer gebotszonen-übergreifender Terminprodukte (wobei Gebotszonen mit einer hohen Preiskorrelation zusammengefasst werden), Einführung von Financial Transmission Rights durch Stromübertragungsnetzbetreiber in Ergänzung zu EPADs, „Market Maker“ Rolle von Stromübertragungsnetzbetreiber für EPADs. Zuletzt (ab März 2024) hat die EEX Terminprodukte im nordischen Markt pro Gebotszone eingeführt, wobei diese von den Marktteilnehmern noch nicht angenommen wurden.

Strukturelle Faktoren mit Auswirkung auf künftige Liquidität für Terminmarkt

Die Liquidität des Terminmarktes wird auch durch grundsätzliche strukturelle Faktoren auf der Angebots- und Nachfrageseite tendenziell abnehmen, eine Gebotszonentrennung würde diesen Trend verschärfen. Diese Trends sollten bei zusätzlichen Eingriffen in den Markt wie einer Trennung von Gebotszonen berücksichtigt werden. Exemplarisch kann hier angeführt werden:

- Durch **Standardprodukte (Base/Peak) können Erzeugungsprofile von Wind und PV nur begrenzt abgesichert** werden. Beispielsweise verpflichtet sich ein Verkäufer eines Base-Jahresproduktes, zu jeder Stunde eines Jahres eine konstante Menge zu liefern. Eine dargebotsabhängige Erzeugung wie aus PV und Wind ist dafür nur bedingt geeignet, und der PV und Wind Erzeuger muss die Differenz zwischen der verkauften Menge und der tatsächlich erzeugten Menge über das Jahr und stündlich ausgleichen (hohe Strukturierungsrisiken). Wenn die Standardprodukte für solche Absicherungsgeschäfte nicht mehr geeignet erscheinen, da sich Marktbedingungen verändert haben, und weiterhin ein Absicherungsbedarf besteht, ist davon auszugehen, dass sich neue Produkte (z.B. Super-Peak, PV Futures, Wind Futures) etablieren.
- Durch den Zubau von „geförderter“ **EE-Erzeugung** wird das **Angebot an den Terminmärkten** sinken, da das Förderregime das „Flat Price“ Risiko in der Regel z.B. über Differenzkontrakte („Contract-for-Differences“, CfDs), die zukünftig in der EU das Standardinstrument für die Förderung von EE sein sollen, absichert. Es ist nicht eindeutig bestimmbar, ab welchem Anteil an „geförderter“ Erzeugung der Terminmarkt substantiell „austrocknen“ könnte. Allerdings verringern derartige Instrumentarien grundsätzlich die Marktliquidität auf Terminmärkten. Durch eine Gebotszonentrennung wird dieser Trend weiter verschärft.
- Der **Anstieg von Spotpreis-indexierten Endkundenprodukten** kann den Absicherungsbedarf von Vertriebsunternehmen am Terminmarkt reduzieren. Derzeit stellen Vertriebsunternehmen, die ihren Endkunden Produkte mit festen Lieferpreisen anbieten, eine wichtige Nachfrage an den Terminmärkten dar. Zur Planbarkeit der kundenseitigen Fixpreise werden i.d.R. im Rahmen der Beschaffungsstrategie Strommengen im Voraus am Terminmarkt beschafft. Die Reform des EMD sieht explizit vor, dass Vertriebsunternehmen auch Flexpreis-Produkte anbieten müssen. Falls sich allerdings **mehr Endkunden für Spotpreis-indexierte Produkte** entscheiden, **sinkt die Nachfrage der Vertriebsunternehmen am Terminmarkt** und verschiebt sich auf die Kurzfristmärkte (Day-ahead Markt). Dieser Faktor wurde als einer der Gründe für die sinkende Liquidität am Terminmarkt im nordischen Strommarkt identifiziert.

Zusammenfassende Beurteilung einer Gebotszonentrennung hinsichtlich Marktliquidität

Die Trennung der derzeit einheitlichen deutschen Gebotszone hat mit hoher Wahrscheinlichkeit negative Auswirkungen auf die Liquidität insbesondere im Terminmarkt.

Der Terminmarkt in Deutschland ist derzeit der europäische Leitmarkt, weshalb sich die negativen Auswirkungen nicht nur auf Deutschland beschränken würden.

Die faktischen Auswirkungen einer Gebotszonentrennung auf den Terminmarkt werden von der Größe sowie der Marktstruktur (Angebot und Nachfrage) der neuen Gebotszonen abhängen. Wenn die resultierenden Gebotszonen für sich alleine zu klein für einen liquiden Terminmarkt sind, sind weitreichendere Maßnahmen zur Anpassung der Organisation des Terminmarktes erforderlich, die sich z.B. am Konzept des nordischen Strommarktes, bzw. der „Regional Virtual Hubs“ orientierten könnten. In diesem Fall entstehen für alle Marktteilnehmer in den erfassten Gebotszonen neue Marktrisiken („Locational Spread“ Basisrisiko). Inwieweit diese Maßnahmen den erhofften Effekt zur Aufrechterhaltung einer hohen Marktliquidität bei einer Trennung der Gebotszone in Deutschland haben würden, ist allerdings unsicher: Im nordischen Strommarkt führte die Absicherung des „Locational Spread“ Basisrisikos schon immer und des „Flat Price“ Risikos erst in den letzten Jahren nicht zum erhofften Erfolg.

In jedem Fall steigen für die Marktakteure gerade in den kleineren Stromgebotszonen die Marktrisiken, was sich in höheren Risikokosten niederschlagen könnte. Letztlich sind diese Kosten von den Endverbrauchern in diesen Zonen zu tragen. Nach einer Trennung der Gebotszonen in Deutschland könnte dies insbesondere für die kleineren Gebotszonen im Norden des Landes der Fall sein.

3.5 Verteilungseffekte

Die Aufteilung der bisher einheitlichen deutschen Stromgebotszone entlang struktureller innerdeutscher Netzengpässe in mehrere Gebotszonen wird unter den Marktakteuren Gewinner und Verlierer hervorbringen. Dies gilt auch dann, wenn der Wohlfahrtsgewinn durch das neue System relativ gering sein sollte.

Verteilungseffekte werden vor allem durch die Strompreiswirkungen getrieben

Grundsätzlich bedingt die Trennung der Gebotszonen tendenziell eine Begünstigung von folgenden Gruppen von Marktteilnehmern:

- **Erzeuger** in hochpreisigen Gebotszonen (Zonen mit hoher Last im Verhältnis zu den Erzeugungskapazitäten – in Deutschland Südzonen). Dies gilt tendenziell auch für die Erzeuger im Ausland, deren Gebotszonen an hochpreisige deutsche Stromgebotszonen angrenzen (z.B. Frankreich, Schweiz, Österreich, Tschechien) und die Strom nach Deutschland mit höheren Margen exportieren können.
- **Verbraucher**, einschließlich z.B. Betreiber von Elektrolyseuren, in hochpreisigen Gebotszonen (Zonen mit geringer Last im Verhältnis zu den Erzeugungskapazitäten – in Deutschland Nordzonen). Dies gilt tendenziell auch für die Verbraucher im Ausland, deren Gebotszonen an niedrigpreisige deutsche Stromgebotszonen angrenzen (z.B. skandinavische Länder und Polen) und die nach der Gebotszonentrennung günstigeren Strom aus Deutschland beziehen können.

- Hinzu kommen ggf. Betreiber von am Großhandelsmarkt aktiven **Stromspeichern** (in beiden Zonen), die Margen aus einer möglichen höheren Volatilität der Strompreise ziehen können.

Umgekehrt werden folgende Gruppen von Marktteilnehmern tendenziell schlechter gestellt:

- **Erzeuger** in niedrigpreisigen Gebotszonen (Zonen mit geringer Last im Verhältnis zu den Erzeugungskapazitäten – in Deutschland Nordzonen); dies gilt auch wiederum für Erzeuger im Ausland, deren Gebotszonen an niedrigpreisige deutsche Stromgebotszonen angrenzen.
- **Verbraucher**, einschließlich z.B. Betreiber von Elektrolyseuren, in niedrigpreisigen Gebotszonen (Zonen mit hoher Last im Verhältnis zu den Erzeugungskapazitäten – in Deutschland Südzonen); dies gilt tendenziell auch für die Verbraucher im Ausland, deren Gebotszonen an hochpreisige deutsche Stromgebotszonen angrenzen.

Inwieweit die Marktakteure in der stromwirtschaftlichen Praxis tatsächlich von einer Gebotszonentrennung besser oder schlechter gestellt werden, hängt von einer Reihe von weiteren Faktoren ab. Dies betrifft z.B. insbesondere die Ausgestaltung von etwaigen Fördersystemen. So lassen sich z.B. bei der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien folgende Fälle unterscheiden:

- **Anlagen**, die durch eine „**einseitige**“ **Marktprämie** gefördert werden, sind auch nach einer Gebotszonentrennung gegen Niedrigpreise abgesichert: Bei Niedrigpreisen wird die Differenz zwischen den Kosten der Anlagen, dem sog. anzulegenden Wert der Anlagen, und der Marktpreisreferenz durch die Prämie ausgeglichen. Dies gilt insbesondere dann, wenn die für die Auszahlung der Prämien zugrundeliegenden Referenzpreise auf die Großhandelspreise in der neu entstehenden Marktzone umgestellt werden. Zudem könnten in Gebotszonen mit hohen Preisen EE-Anlagen unter der gleitenden Marktprämie profitieren, da die EE-Anlagenbetreiber am Großhandelsmarkt auftretende Preisspitzen realisieren und einbehalten können.
- **Anlagen**, die unter dem System „**zweiseitiger**“ **Differenzkontrakte** („**Contracts-for-Differences**“) oder einer **festen Einspeisevergütung** gefördert werden, sind von einer Gebotszonentrennung nicht oder nur geringfügig betroffen: Im Rahmen von CfDs werden Niedrigpreise durch das Fördersystem ausgeglichen, bei Preisspitzen müssen die Anlagenbetreiber die über den anzulegenden Wert hinausgehenden Zusatzerlöse dem Fördersystem wieder zuführen. Eine Gebotszonentrennung hat für diese Anlagenbetreiber grundsätzlich nur geringe Auswirkungen.
- **Anlagen**, die **nicht oder mit einem Investitionskostenzuschuss** gefördert werden, sind den Marktpreisrisiken und damit den Auswirkungen einer Gebotszonentrennung vollständig ausgesetzt. Dies gilt z.B. für die Anlagen, deren Bewilligungszeitraum für die Förderung abgelaufen ist und die den Strom zu Marktpreisen verkaufen, als auch für Offshore-Windanlagen, die mit einer Marktprämie von Null Euro „gefördert“ werden, ihre Refinanzierung also vollständig aus den Erlösen aus dem Großhandelsmarkt generieren.

Sofern diese Anlagen noch nicht im Bau befindlich sind, könnte nach Beschluss einer Gebotszonen-trennung die Gefahr bestehen, dass sich Investoren trotz Bezuschlagung in den EE-Ausschreibungen aus den Projekten wieder zurückziehen und die Anlagen letztlich nicht gebaut werden.

Verschieben sich Gebotszonen, können „Gewinner“ und „Verlierer“ einer Stromgebotszonen-trennung im Zeitablauf wechseln. Zum Beispiel könnte ein Erzeuger nahe der Grenze zwischen zwei Gebotszonen seine Rolle – von einem Erzeuger in einer hochpreisigen zu einem Erzeuger in einer niedrigpreisigen Gebotszone – wechseln, wenn sich die Grenze im Zeitablauf verschiebt.

Indirekte Effekte auf Netzentgelte und Förderkosten

Neben den unmittelbaren Preiseffekten entfaltet eine Stromgebotszonen-trennung weitere (indirekte) Verteilungswirkungen, die z.T. für die Stromverbraucher belastend, teilweise entlastend wirken. Hierzu zählen insbesondere Effekte bezüglich:

- **Netzengpassrenten:** Durch eine Stromgebotszonen-trennung fallen an den neu entstehenden Zonengrenzen zuvor nicht vorhandene Netzengpassrenten in den Situationen mit Netzengpässen an. Diese können im Grundsatz ermittelt werden durch eine Multiplikation der Strompreisdifferenzen zwischen den Gebotszonen mit den Stromflüssen, die über den Netzengpass trotz Engpässen noch realisiert werden können. Zudem nehmen die Stromflüsse an den deutschen Außengrenzen durch das Entstehen von neuen Gebotszonen mit unterschiedlichen Strompreisen zu, d.h. auch hierdurch können sich Engpässe verschärfen und die Engpassrenten erhöhen. Die zusätzlich entstehenden Engpassrenten werden durch die Übertragungsnetzbetreiber entweder eingesetzt, um zukünftige Netzausbauten zu finanzieren oder um die Netzentgelte für die Netzkunden zu reduzieren. In beiden Fällen profitieren über die Vereinheitlichung der Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber alle Netzkunden in Deutschland.
- **Redispatch-Kosten:** Durch eine Gebotszonen-trennung werden Kosten des kurativen Engpassmanagements, des Redispatches durch die Übertragungsnetzbetreiber, in das präventive Engpassmanagement verlagert. Entsprechend sinken die auf die Netzentgelte umzulegende Betriebskosten der Übertragungsnetzbetreiber. Auch hiervon profitieren über die Vereinheitlichung der Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber alle Netzkunden in Deutschland über die Gebotszonengrenzen hinweg.
- **Förderkosten, insbesondere für Erneuerbare Energien:** Durch die Strompreis-bewegungen verändert sich die Wertigkeit des Stroms in den neu eingerichteten Stromgebotszonen, insbesondere auch für Erneuerbaren Energien: Im Falle einer Stromgebotszonen-trennung mit zwei Gebotszonen nimmt die Wertigkeit der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Norden Deutschlands eindeutig ab, im Süden stehen den durchschnittlich höheren Strompreisen in der Zone höhere Gleichzeitigkeiten der Stromerzeugung mit dem Gesamtmarkt gegenüber – die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (z.B. aus PV in den Mittagsstunden) hat auf

die Großhandelspreise einen stärkeren preisdämpfenden Effekt. Insgesamt ergibt sich durch die Reduktion des Marktwertes der Erneuerbaren Energien ein erhöhter Förderbedarf für jene Stromerzeugungsanlagen, die eine Förderung über eine garantierte Einspeisevergütung oder über eine variable Marktprämie erhalten. Dieser Effekt wird insbesondere durch höhere Förderbedarfe für Windanlagen im Norden Deutschlands getrieben. Im derzeitigen EE-Fördersystem in Deutschland werden hierdurch die Steuerzahler bundesweit zusätzlich belastet und die Finanzierung des zusätzlichen Förderbedarfs dadurch auf Gesamtdeutschland verteilt.

Sofern sich die Effizienz des Kraftwerkseinsatzes bei einer Situation mit und ohne Gebotszonentrennung nicht massiv unterscheidet, werden sich kostenbelastende und -entlastende Effekte (weitgehend) ausgleichen. Es bleibt allerdings festzuhalten, dass über die Strompreiseffekte die belastenden Effekte im Süden des Landes anfallen, während die entlastenden Effekte durchweg über Deutschland verteilt werden.

3.6 Transformationskosten der Gebotszonentrennung

Die Transformationskosten einer Gebotszonentrennung lassen sich in zwei Kategorien unterteilen, und zwar

- einmalige Kosten, die für den Übergang von dem einen in das andere System anfallen, sog. Übergangskosten; und
- ggf. Veränderung der laufenden Kosten im neuen System im Vergleich zum alten System.

Im Folgenden fokussieren wir uns auf die Übergangskosten.

Auf Basis von Umfragen geschätzte Übergangskosten im Rahmen des BZR sind für Deutschland sehr hoch und gleichzeitig mit großer Unsicherheit behaftet

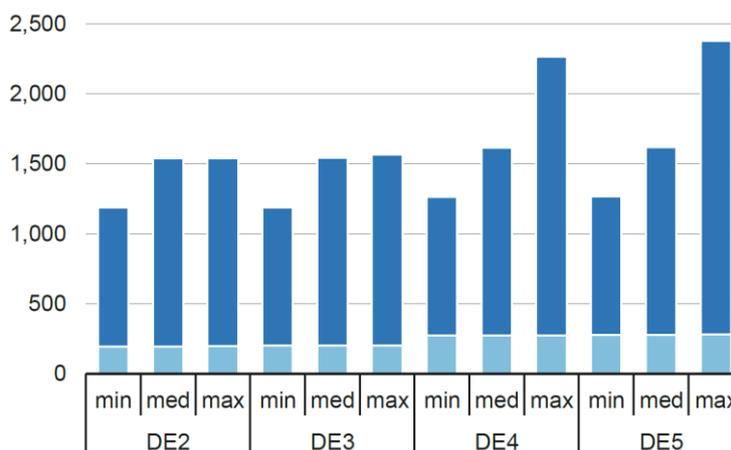
Übergangskosten beziehen sich auf die einmaligen Kosten, die bei einer Änderung der Gebotszonenkonfiguration voraussichtlich anfallen werden. Diese Kosten umfassen beispielsweise Änderungen von Geschäftsprozessen, IT-Anpassungen und Anpassungen privater Verträge. Sie betreffen verschiedene Marktteilnehmer, darunter Einzelhändler, Netzbetreiber, Händler und Strombörsen.

Im Rahmen des aktuell laufenden BZR hat ENTSO-E in einer Studie mögliche Übergangskosten für einige europäische Gebotszonenkonfigurationen schätzen lassen. Abbildung 9 zeigt das Ergebnis dieser Schätzungen für Deutschland. Für Deutschland sind die abgeschätzten Kosten mit etwas über 1 Mrd. Euro bis knapp unter 2.5 Mrd. Euro vergleichsweise hoch und weisen eine hohe Bandbreite auf³⁸. Ein hoher Anteil der Kosten fallen dabei für IT Systeme sowie Anpassungen von Geschäftsprozessen an. Dabei sind bei unterschiedlichen Akteuren unterschiedliche Kosten besonders relevant. So sind für

³⁸ Darüber hinaus würde die Berücksichtigung einer Ausreißer-Beobachtung zu maximalen Schätzungen für Deutschland von 7 bis 18 Mrd. EUR führen.

Verteilernetzbetreiber die Umstellungen ihrer IT-Systeme besonders starke Kostentreiber, wohingegen für Übertragungsnetzbetreiber die Umstellung und Kündigung von langfristigen Verträgen und Regulierungen den größten Kostenpunkt darstellen.

Abbildung 9 Geschätzte Übergangskosten zu verschiedenen Gebotszonenkonfigurationen in Deutschland (Mio. EUR)

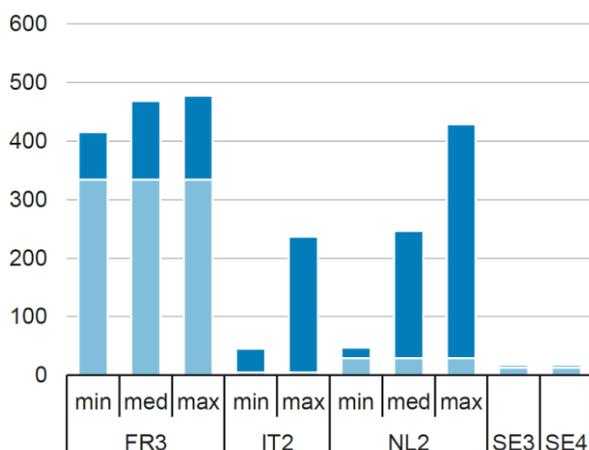


Quelle: Compass Lexecon (2023) – Transition costs of bidding zone reconfigurations

Hinweis: Die Berechnung der geschätzten Übergangskosten erfolgte mittels Fragebögen, deren Antworten zusammen mit Regierungsbehörden und Übertragungsnetzbetreibern bereinigt und kontrolliert wurden. Nach dieser Überprüfung wurden die Antworten skaliert, um die gesamten Übergangskosten pro Gebotszonenumstellung zu berechnen.

Ein Vergleich mit anderen Ländern zeigt, dass die geschätzten Kosten in Deutschland deutlich über jenen von anderen europäischen Ländern liegen. Die Übergangskosten in anderen Ländern bewegen sich jeweils unter 500 Mio. Euro (s. Abbildung 10). Die hohen Kosten in Deutschland werden u.a. durch die sehr hohe Anzahl an Bilanzkreisverantwortlichen erklärt, die etwa 10- bis 30-mal höher sind als in anderen Ländern. Darüber hinaus haben Länder wie Italien und Schweden durch vorherige Trennungen ihrer Gebotszone schon Erfahrungen mit diesen Prozessen.

Abbildung 10 Geschätzte Übergangskosten zu verschiedenen Gebotszonenkonfigurationen in weiteren europäischen Ländern (Mio. EUR)



Quelle: Compass Lexecon (2023) – Transition costs of bidding zone reconfigurations

In England wird aktuell die Einführung eines nodalen Marktmodells konsultiert. Dabei werden Kostenabschätzungen aus anderen nicht-europäischen Ländern für die Umstellung auf ein solches System einbezogen, welche zu einer Kostenbandbreite von 81 bis 560 Mio. GBP führen.

Übergangskosten fallen bei einer Trennung der Gebotszone in Deutschland durch die Neuaufteilung der Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber an

Bei einer Gebotszonentrennung fallen Transformationskosten durch eine Neuaufteilung der Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber an, da eine Regelzone nur einer Gebotszone zugeordnet werden darf. Dies macht eine Anpassung der bestehenden Regelzonen erforderlich. Deutschland ist derzeit in vier Regelzonen aufgeteilt, in denen das Stromsystem von den Übertragungsnetzbetreibern im Gleichgewicht gehalten wird. Insbesondere TenneT DE müsste bei einer Trennung der deutschen Gebotszone in eine Nord- und eine Südzone seine bestehende Regelzone aufteilen. Bei einer Trennung der Gebotszonen müsste für jede Gebotszone spezifisch die Regelleistung für Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung bestimmt, ausgeschrieben und beschafft werden. Der Regelenergiemarkt für die neuen Regelzonen je Gebotszone müsste in die europäischen Initiativen (z.B. Picasso, MARI) integriert werden. Dabei müssen Grenzübergangskapazitäten zwischen den Gebotszonen für den zonenübergreifenden Abruf von Regelenergie bestimmt werden.

Die Übergangskosten können durch eine angemessene Vorlaufzeit bei einer Trennung der Gebotszone minimiert werden

Ein Teil der einmaligen Übergangskosten bei einer Trennung der Gebotszone stellt die Anpassung von bestehenden Stromverträgen dar. Das wesentliche Grundprinzip bei der Durchführung einer Gebotszonentrennung sollte sein, dass die Wirkung auf die bestehenden Marktakteure, -institutionen und Verträge im Großhandels- und Einzelhandelsmärkten so

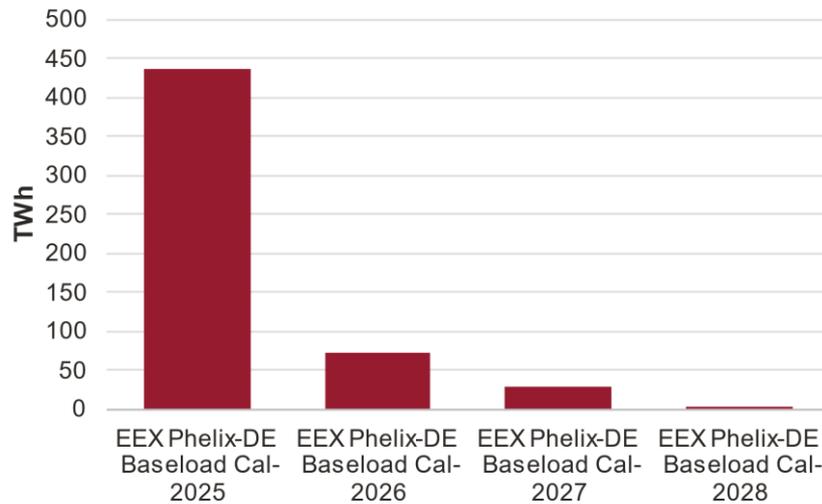
gering wie möglich gehalten wird. Dies gilt deshalb, da ein Wechsel des Marktdesigns und die Schaffung neuer Gebotszonen eine Neuspezifizierung des Erfüllungsortes in vielen bestehenden Verträgen notwendig macht.

Ein pragmatischer Ansatz wäre, das Marktdesign ab einem Zeitpunkt zu ändern, für welchen Stromverträge nicht liquide gehandelt werden. Ein guter Indikator für die Mindestvorlaufzeit stellt somit die Tiefe des Terminmarktes dar. Beispielsweise bedingen liquide 3 Jahres Terminprodukte eine Vorlaufzeit von zumindest 3 Jahren. Der Abgleich der Vorlaufzeit mit der Tiefe des Marktes reduziert die Unsicherheiten aller Marktteilnehmer. Zusätzlich erlaubt ein solches Vorgehen den Marktteilnehmern, sich schrittweise an das neue Marktdesign anzupassen und ihre existierenden Stromverträge zu erfüllen. Dies gilt auch für den Vertriebsmarkt: Eine Vorlaufzeit für die Einführung einer Gebotszonen-trennung erlaubt den Vertriebsunternehmen, ihre Verträge mit den Endkunden schrittweise an die neuen Marktgegebenheiten anzupassen.

Abbildung 11 zeigt das Handelsvolumen der EEX Baseload Kontrakte aus dem ersten Halbjahr 2024. Es wird deutlich, dass die Liquidität des Terminmarktes in der Zukunft mit jedem Jahr abnimmt. Die Produkte werden für zwei, bzw. drei Jahre liquide gehandelt. Dies ist auch in etwa die Vorlaufzeit der Trennung der Gebotszone Deutschland/Österreich, die sich etwas über zwei Jahre erstreckte: ACER hatte im November 2016 den Beschluss für die Trennung getroffen, die Regulierungsbehörden Bundesnetzagentur und E-Control haben sich in der Folge im Mai 2017 auf die Trennung per 1. Oktober 2018 verständigt.

Bei einer möglichen Trennung der einheitlichen deutschen Gebotszone sollte somit eine Vorlaufzeit von ca. drei Jahre eingehalten werden.

Abbildung 11 Handelsvolumen für EEX Phelix-DE Baseload Terminkontrakte (erstes Halbjahr 2024)



Quelle: Frontier Economics basierend auf Energate Daten
Hinweis: Handelsperiode 1.1.2024-7.6.2024

Im deutschen Kontext stellt sich die Frage, wann eine Entscheidung zu einer Gebotszonentrennung von der Bundesregierung und im Bundesrat realistisch getroffen werden könnten. Unterstellt man den (unwahrscheinlichen) Fall einer Einigung auf eine Gebotszonentrennung für Anfang 2025, würde eine Vorlaufzeit von 3 Jahren eine Umsetzung der Gebotszonentrennung im Jahr 2028 bedeuten. Für das Jahr 2028 wird allerdings mit der Inbetriebnahme bedeutender Gleichstromtrassen im deutschen Stromübertragungsnetz gerechnet, so dass bestehende strukturelle Engpässe im Übertragungsnetz gemindert und damit eine Gebotszonentrennung weniger dringlich würden. Die Inbetriebnahme weiterer Stromübertragungsleitungen wird für die Folgejahre erwartet. Es ist vor diesem Hintergrund offen, ob das Mittel einer Gebotszonentrennung die Maßnahme mit der geringsten Eingriffstiefe in den deutschen Strommarkt und mit dem höchsten Nutzen-Kosten Verhältnis darstellt, oder ob nicht anderen Maßnahmen, z.B. Standortssignale im Rahmen der Kraftwerkstrategie, die Optimierung des Redispatches in Deutschland, Regelungen wie Nutzen statt Abregeln die Herausforderungen der strukturellen Netzengpässe im deutschen Stromsystems bereits ausreichend adressieren.

4 Quantitative Analyse der energiewirtschaftlichen Auswirkungen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone

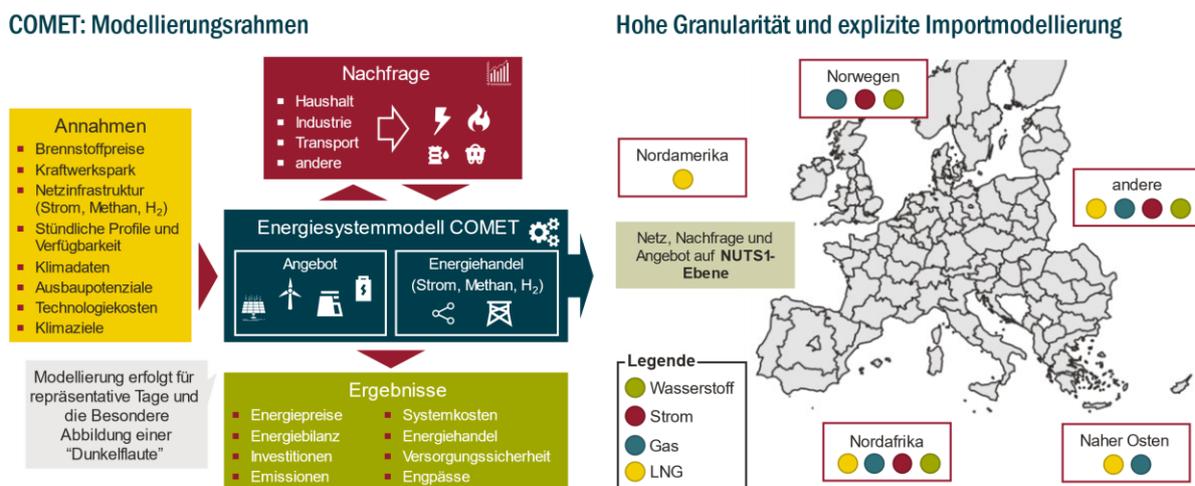
Für die quantitative Analyse der Auswirkungen einer Gebotszonen-trennung in Deutschland betrachten wir zwei Szenarien zur Aufteilung der Gebotszonen in Deutschland: Angelehnt an von ACER untersuchte Szenarien betrachten wir eine Gebotszonen-trennung in zwei Zonen und in vier Zonen. Diese Szenarien vergleichen wir sowohl untereinander als auch mit einer einheitlichen deutschen Gebotszone.

Im Folgenden beschreiben wir zunächst die Funktionsweise des zugrunde gelegten Strommarktmodells. Im Anschluss befassen wir uns mit den Implikationen einer Gebotszonen-trennung auf die Stromgroßhandelspreise in den verschiedenen Zonen und untersuchen die Wirkungen auf die Struktur der stündlichen Strompreise. Ergänzend gehen wir anschließend auf den Stromimport/-export zwischen den Gebotszonen und die Wertigkeit von erneuerbaren Energien ein.

4.1 Kurzbeschreibung des Energiesystemmodells

Für diese Studie verwenden wir Frontiers Energiesystemmodell COMET³⁹. Das Modell optimiert die künftige Entwicklung der europäischen Energiemärkte, indem es die Gesamtsystemkosten für den Import, die Erzeugung und den Transport von Strom, Wärme, Methan, Wasserstoff und E-Treibstoffen zur Deckung der Endnachfrage minimiert. Abbildung 12 stellt eine Übersicht der Funktionsweise des Modells dar.

Abbildung 12 COMET Modellübersicht



Quelle: Frontier EconomicsHinweis

³⁹ Cross-Sector Optimisation Model for the Energy Transition. Siehe Anhang A für eine ausführlichere Beschreibung.

Das Modell umfasst alle Endenergienachfragesektoren (Gebäude, Industrie, Verkehr und sonstige, differenziert in 30 Teilsektoren) und deren Interaktion mit dem Energieversorgungssektor über Energiepreissignale. Auf der Seite der Energieversorgung umfasst die Optimierung die Bereitstellung von Strom, Wärme, Wasserstoff, Methan und flüssiger Brennstoffe. Dabei werden alle Optionen, beispielsweise auf Basis fossiler (z.B. für blauen Wasserstoff) oder biologischer Primärenergieträger (z.B. Bioliquids und Biomethanisierung) als auch strombasierte Technologien (E-Fuels), berücksichtigt.

COMET basiert auf den 92 NUTS-1-Regionen der EU⁴⁰ plus weiterer Regionen außerhalb der EU. Diese werden, abhängig von der untersuchten Fragestellung, der Netztopologie und marktlicher Gegebenheiten, zu einzelnen Marktregionen aggregiert.

Im Bereich Strom berücksichtigt das Modell sowohl konventionelle Kraftwerke als auch Erneuerbare Energien. Alle Bestandskraftwerke in Deutschland und den Nachbarstaaten finden Eingang in das Modell. Bekannte Zubauten oder Rückbauten, z.B. aufgrund des mandatierten Kohleausstiegs, werden ebenfalls berücksichtigt. Ebenso sind Stromspeicher sowie Lastflexibilitäten im Modell hinterlegt. Für den Ausbau der Erneuerbaren Energien orientieren sich die zukünftigen Kapazitäten an den Zielgrößen in den jeweiligen Ländern. Das Modell simuliert über den effizienten Kraftwerkseinsatz auch den Zubau von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, Stromspeichern und Lastflexibilitäten. Da wir in unseren Analysen auf die Jahre 2025 und 2030 fokussieren, sind die durch das Modell bestimmten endogenen Kapazitätzubauten und -rückbauten allerdings von untergeordneter Bedeutung.

Für Strom wird eine vereinfachte Darstellung des europäischen Stromübertragungsnetzes verwendet. Auf der Grundlage detaillierter Leitungs- und Netzdaten von ENTSO-E und anderen öffentlich zugänglichen Quellen verwenden wir einen Netzreduktionsansatz, um die zugrundeliegenden detaillierten physikalischen Netzdaten auf die im Energiesystemmodell verwendeten Regionen zu reduzieren. Daraus lassen sich Rückschlüsse auf die Belastung des Übertragungsnetzes, potenzielle Engpässe und die Größenordnung des erforderlichen Netzausbaus ziehen.

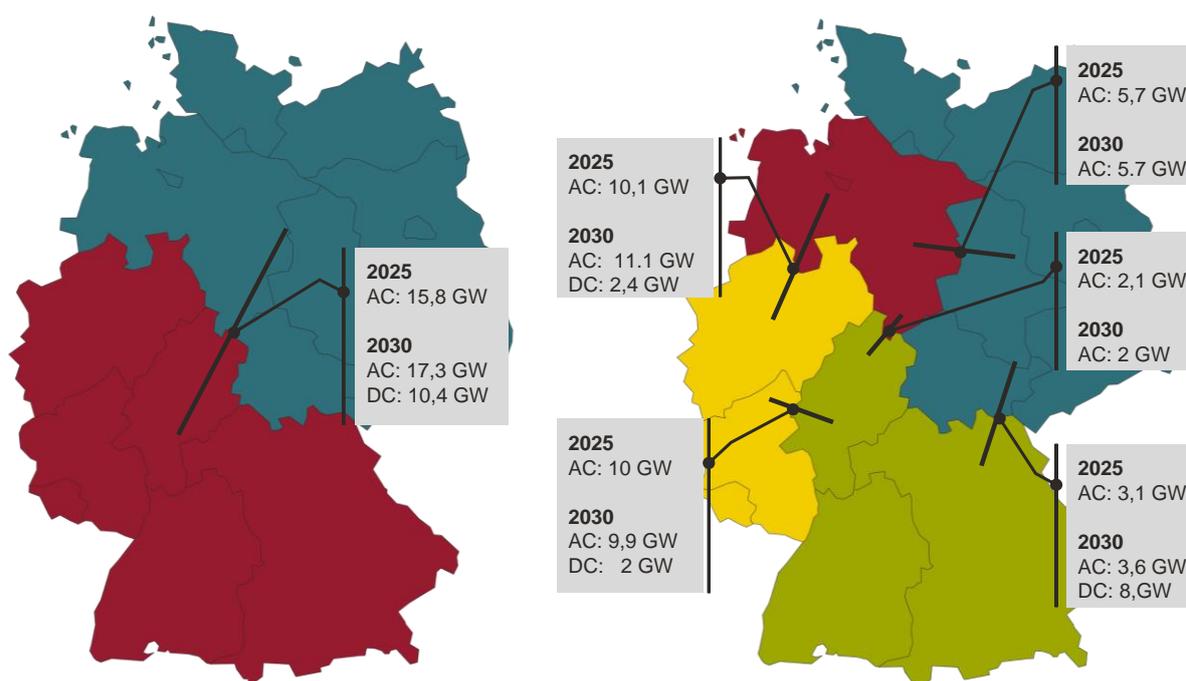
Das deutsche Stromübertragungsnetz haben wir auf Basis von TYNDP (2024) und NEP (2023) in Form von NTC Werten dargestellt. Dabei sind der aktuelle Ausbau und die jeweiligen Ausbauziele so berücksichtigt, wie sie laut der Bundesnetzagentur geplant sind. Es sei darauf hingewiesen, dass wir keine technische Netzflussoptimierung (Flow Based Market Coupling) durchführen und auch den Redispatch nicht abbilden.

Für die Definition der untersuchten Stromgebotszonen stellen wir auf die Landesgrenzen ab, um die Kongruenz mit den anderen wesentlichen Eingangsdaten sicherzustellen. Dies ist eine notwendige Approximation der von ACER untersuchten Gebotszonen.

⁴⁰ Siehe EuroStat NUTS-Karten: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/nuts/nuts-maps>.

Unsere Modellierungen zeigen, dass die Geschwindigkeit des Netzausbaus einen sehr großen Einfluss auf die Höhe der Preisdifferenz zwischen den jeweiligen Gebotszonen hat. Besonders der Ausbau der geplanten HGÜ-Leitungen vermindert die Höhe der Preisdifferenz zwischen den deutschen Gebotszonen. Abbildung 13 zeigt die von uns abgeschätzten Netzübertragungskapazitäten zwischen den modellierten Gebotszonen 2025 und 2030.

Abbildung 13 Annahmen zu Netzübertragungskapazitäten zwischen den modellierten innerdeutschen Gebotszonen 2025 und 2030



Quelle: Frontier Economics basierend auf TYNDP (2024) und NEP (2023) Hinweis

Wesentliche Eingangsdaten

Die wichtigsten Eingangsdaten des Energiesystemmodells umfassen:

- **Endnachfrage:** Die Endenergienachfrage ist ein exogener Input. Zur Bestimmung der nationalen Endenergienachfrage orientieren wir uns am „Global Ambitions“ Szenario der im TYNDP 2024 verwendeten Methodik, d. h. wir verwenden das Energy Transition Model. Das Modell umfasst sechs Endnachfragesektoren, die weiter in mehrere Untersektoren und Nachfragetypen unterteilt sind. Flexibilitäten der Endnachfrage (z. B. intelligentes Aufladen von E-Fahrzeugen oder Verlagerung von strombasierten Heizungen) werden endogen entsprechend der technischen Beschränkungen optimiert.
- **Vorhandene Kapazitäten:** Das Modell verwendet einen Brownfield-Ansatz, d. h. es werden alle bestehenden Anlagen berücksichtigt, einschließlich Kraftwerke, Speicher, Netzinfrastruktur, Elektrolyseure usw. Bestehende Kapazitäten werden endogen stillgelegt, entweder nach Erreichen des Endes ihrer technischen Lebensdauer, sobald

bekannte Stilllegungsdaten erreicht sind, oder wenn ihr Einsatz nicht mehr wirtschaftlich ist.

- **Brennstoff- und Kohlenstoffpreise:** Die Brennstoffpreise und Preise für CO₂ Emissionszertifikate sind exogene Inputs für das Modell. Wir verwenden in diesem Projekt aktuelle Brennstoff- und CO₂-Preisprognosen der International Energy Agency (World Energy Outlook „Announced Pledges“ Szenario).
- **Kapazitätsgrenzen für erneuerbare Energien:** Wir verwenden die vom Joint Research Center der Europäischen Kommission veröffentlichten Daten für das verfügbare Potenzial von erneuerbaren Energien in den einzelnen Modellregionen. Diese Daten werden ergänzt um die Potenzialgrenzen des TYNDP2024 für individuelle Stichjahre und Regionen.
- **Marktrahmen und Regulierung:** Der derzeitige Marktrahmen und politische Vorgaben, z.B. für die Nutzung von Kernkraftwerken, den Ausstieg aus der Kohleverstromung oder Technologieförderprogramme, werden berücksichtigt.

4.2 Strommarktmodellierung für zwei und vier Gebotszonen im Vergleich zur einheitlichen Gebotszone

Im Rahmen der Strommarktmodellierung vergleichen wir die Strompreise in einer einheitlichen Gebotszone mit den Strompreisen in den einzelnen Gebotszonen im Falle einer Trennung für die Jahre 2025 und 2030. Für diesen Vergleich analysieren wir sowohl die jährlichen Durchschnittspreise als auch die Struktur der stündlichen Großhandelspreise.

Unsere Ergebnisse weisen darauf hin, dass die Strompreisdifferenzen zwischen den modellierten Gebotszonen zwischen 2025 und 2030 mit dem Ausbau der Stromübertragungsnetze zurückgehen werden, es aber auch im Jahr 2030 einen sichtbaren Preisunterschied zwischen den Gebotszonen geben wird. Die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zur Behebung der Netzengpässe sind zu diesem Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen. Zudem erkennen wir, dass eine weitere Aufteilung von zwei auf vier Zonen nur einen geringen Effekt auf die Ergebnisse hat.

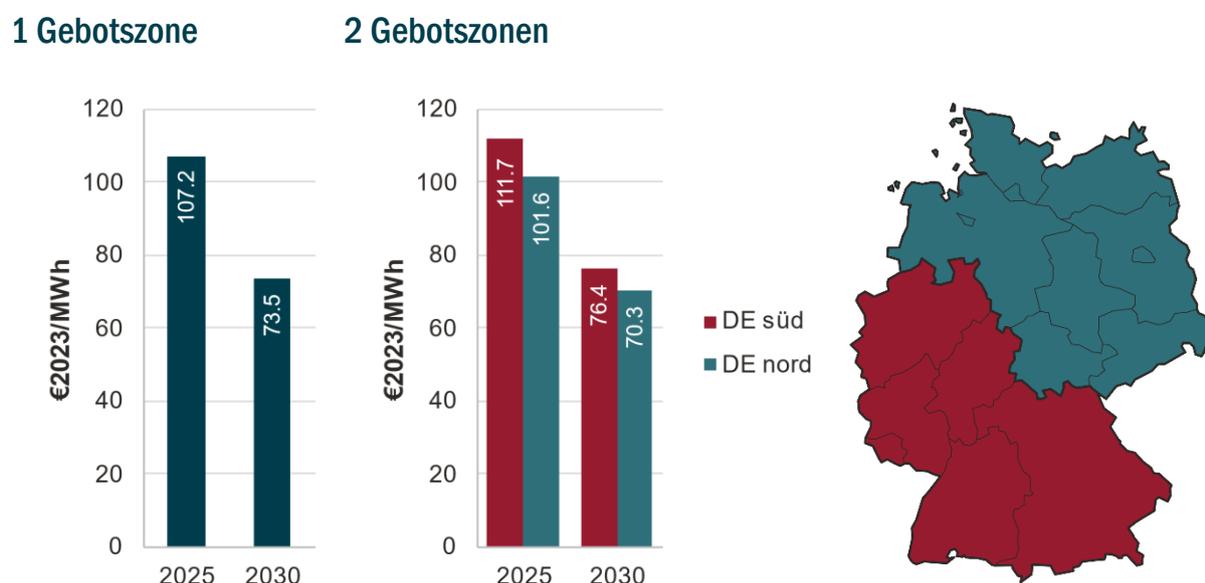
4.2.1 Der durchschnittliche Großhandelsstrompreis in Deutschland

In Deutschland wird der durchschnittliche Großhandelspreis für Strom aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien (EE) zukünftig sinken. Der kontinuierliche Ausbau von Wind- und Solaranlagen führt zu einem höheren Anteil von erneuerbarer Energien im Erzeugungsmix. Ein Großteil der EE Anlagen wird im Rahmen der Fördersysteme finanziert.

Die Gebotszonentrennung würde zu Unterschieden beim Strompreisniveau in dem Szenario mit zwei Gebotszonen führen: Der durchschnittliche Strompreis in der Nordzone wäre im Jahr 2025 um ca. 10 €/MWh niedriger als in der Südzone, und im Jahr 2030 um ca. 6 €/MWh. Abbildung 14 stellt die jeweiligen Preise dar. Diese Preisunterschiede ergeben sich aus den

regionalen Unterschieden in der Stromproduktion (hohes Dargebot an EE im Norden aufgrund des Ausbaus der Windenergie) und dem Verbrauch von Strom (hohe Lasten im Süden und Westen Deutschlands). Die Ergebnisse zeigen, dass sich mit dem fortschreitenden Ausbau des Stromübertragungsnetzes die Preisdifferenz zwischen den Gebotszonen verringern wird, da durch den Ausbau der Netzinfrastruktur der Stromfluss zunimmt und sich regionale Ungleichgewichte im Stromaufkommen und -verbrauch ausgleichen.⁴¹ Im Jahr 2030 verbleibt mit durchschnittlich 6 €/MWh noch ein merklicher Preisunterschied, d.h. der zur Behebung der Netzengpässen erforderliche Netzausbau ist zu diesem Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen. Es ist aber zu erwarten, dass sich mit den für die Jahre bis 2033 geplanten Netzausbauten diese Preisdifferenzen weiter verringern werden.

Abbildung 14 Durchschnittliche Großhandelsstrompreise in Deutschland bei 1 und bei 2 Gebotszonen

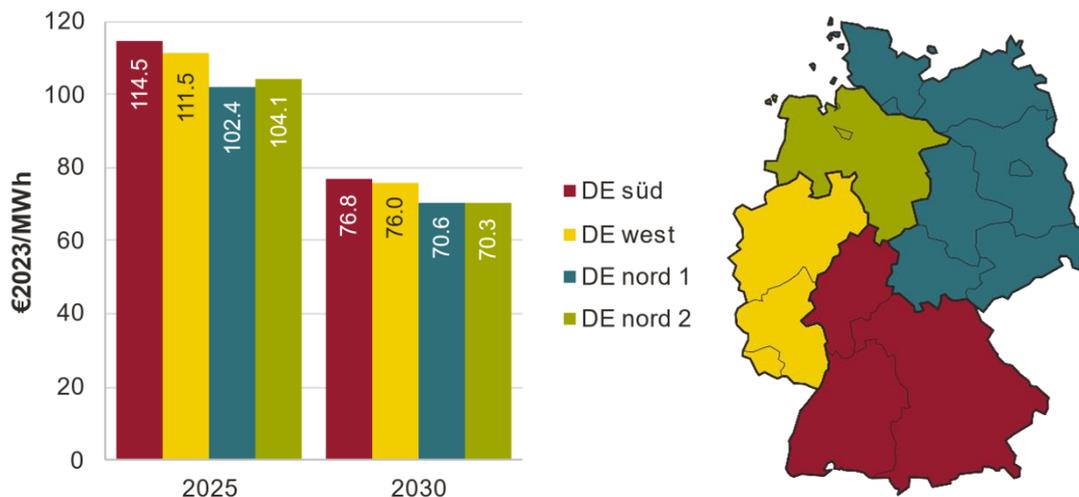


Quelle: Frontier Economics

Der Übergang der Gebotszonenaufteilung von zwei auf vier Gebotszonen wäre für Baden-Württemberg mit relativ geringen Auswirkungen verbunden. Im Jahr 2025 wird das Preisniveau in der Südzone allerdings etwas höher sein als bei einer Aufteilung in 2 Zonen, da die Nachfrage dort bei ähnlichem Angebot höher ist als in der West-Zone (s. Abbildung 15). Die geringen Preisunterschiede zwischen den beiden Nordzonen einerseits und den der Süd- und Westzone andererseits können als Indikation dafür dienen, dass zwischen diesen Zonen im Modell keine oder nur geringe strukturelle Engpässe bestehen und deshalb eine Aufteilung in vier Gebotszonen tendenziell nicht erforderlich ist.

⁴¹ Wir haben Sensitivitätsberechnungen bei höheren Netzkapazitäten durchgeführt, wodurch die Unterschiede in den Strompreisen zwischen den verschiedenen Gebotszonen noch einmal geringer werden.

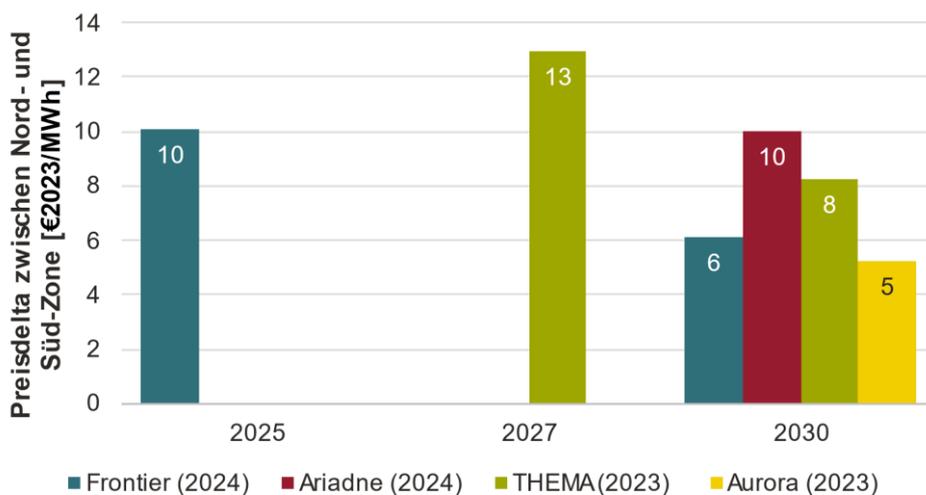
Abbildung 15 Durchschnittliche Großhandelsstrompreise in Deutschland bei 4 Gebotszonen



Quelle: Frontier Economics

Unsere Ergebnisse stimmen in der Größenordnung mit den Resultaten vergleichbarer Studien überein (s. Abbildung 16). So schätzen diese Studien für das Jahr 2030 z.B. Differenzen bei den Großhandelsstrompreisen von 5-10 €/MWh. Unterschiede zwischen den Studien hängen u.a. von den Annahmen zur Entwicklung der Netzkapazitäten ab, wobei Verzögerungen im Netzausbau zu einer Erhöhung des Preisdeltas führen können (und umgekehrt).

Abbildung 16 Preisdeltas zwischen Nord- und Südzone im Vergleich zu anderen Studien



Quelle: Frontier Economics, Ariadne, THEMA, Aurora

4.2.2 Die Trennung der Gebotszone führt zu einer Änderung der Preisstruktur

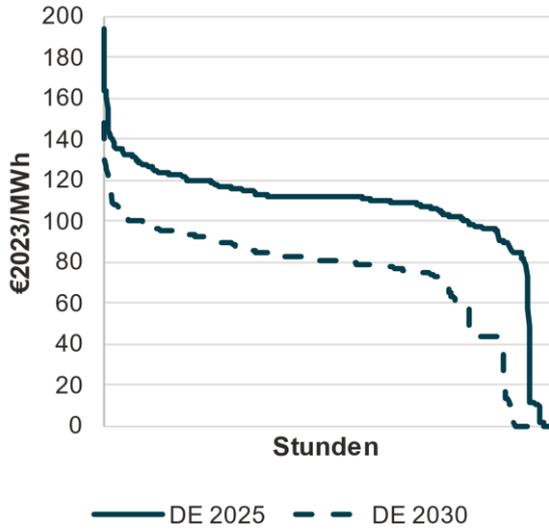
Strompreisstruktur in Nordzonen ändert sich im Vergleich zu Südzonen

Neben dem Preisniveau ändert sich nach einer Gebotszonen-trennung die Preisstruktur im deutschen Strommarkt. In der Nordzone sind tendenziell weniger hohe Preisspitzen zu erwarten als im Süden, insgesamt sind die Preise im Norden niedriger als im Süden. Außerdem sind in dieser Zone mehr Stunden mit Preisen „gleich Null“ zu verzeichnen. Diese Entwicklungen resultieren aus der hohen Verfügbarkeit erneuerbarer Energien in dieser Region, insbesondere der Stromerzeugung aus Windenergie. Abbildung 17 zeigt, dass sich bis zum Jahr 2030 die Anzahl der Stunden mit Null-Preisen zwischen den beiden Gebotszonen angleichen wird, was auch durch den Ausbau der PV Erzeugung im Süden bedingt ist. Wir sehen dennoch in der Nordzone weiterhin mehr Stunden mit niedrigen Preisen.

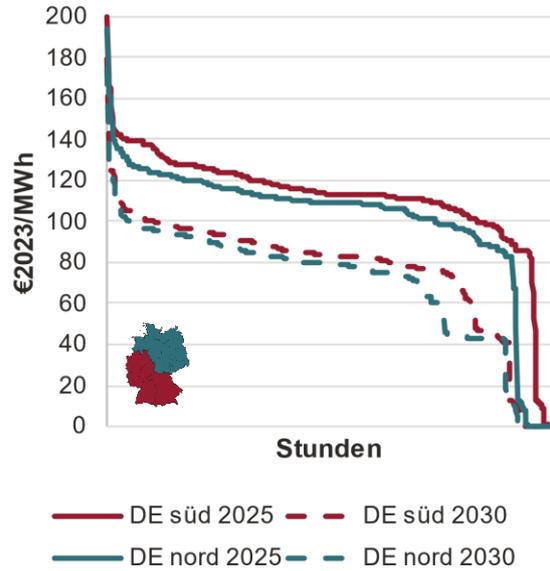
Eine Aufteilung in zwei, bzw. vier Gebotszonen hat nur einen geringen zusätzlichen Einfluss auf die Strompreisstruktur, da die Korrelation zwischen den Preisen in beiden Nordzonen sowie die Korrelation zwischen der Süd- und der Westzone stark ausgeprägt ist (s. Anhang A.3).

Abbildung 17 Strompreisdauerlinien in Deutschland bei verschiedenen Gebotszonenkonfigurationen

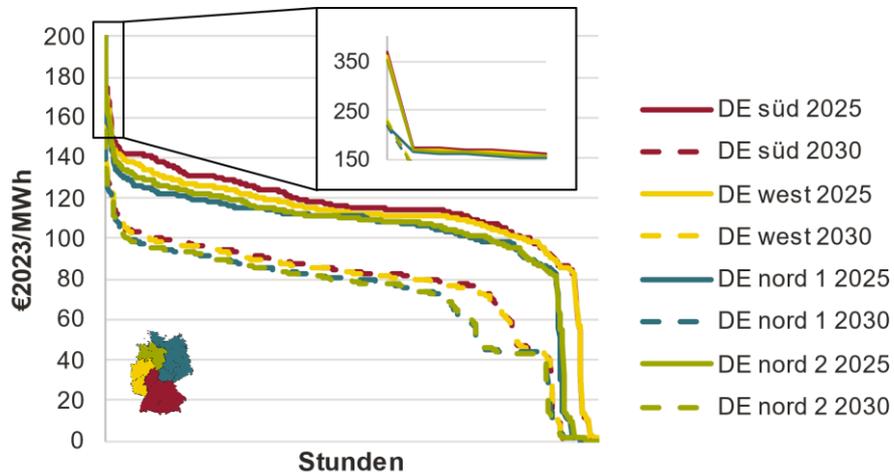
1 Gebotszone



2 Gebotszonen



4 Gebotszonen



Quelle: Frontier Economics

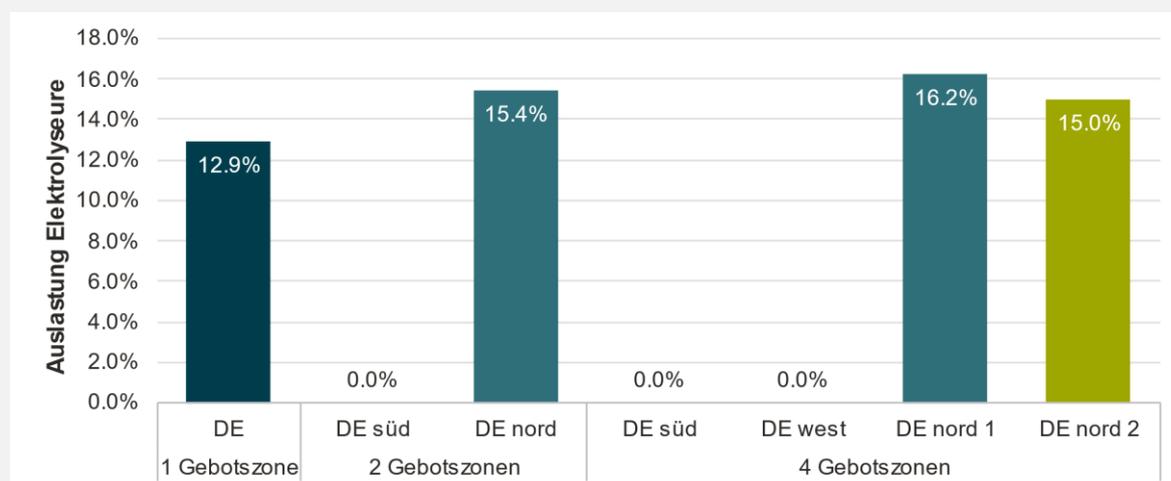
Preisstruktur in Nordzonen sowie Anteil der EE-Erzeugung führt zu höherer Auslastung von Elektrolyseuren

Die EU-Kriterien für die Produktion von grünem Wasserstoff beinhalten zwei wesentliche Aspekte: Zusätzlichkeit sowie zeitliche und geografische Korrelation.

- Zusätzlichkeit bedeutet, dass der Anstieg der Wasserstoffproduktion mit neuen Kapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energien einhergehen muss, was durch langfristige Strombezugsverträge gewährleistet werden kann.
- Bei der zeitlichen und geografischen Korrelation zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und der Wasserstoffproduktion soll sichergestellt werden, dass die Elektrolyseure auch „physisch“ mit Erneuerbarem Strom beliefert werden.

Unser Modell konzentriert sich auf die zeitliche und geografische Korrelation: Im Modell muss der Verbrauch der Elektrolyseure pro Stunde und Gebotszone kleiner sein als die gesamte erzeugte erneuerbare Energie. Aufgrund dieser Einschränkung erhöht sich die Auslastung der Elektrolyseure bei einer Aufteilung der Gebotszonen von ca. 13% auf gut 15%, da der Strommix im Norden einen höheren Anteil an Windenergie enthält und der EE-Anteil im Vergleich zum gesamten Strommix einer einheitlichen Gebotszone dort höher ist (vgl. Abbildung 18). Es ist also eine Lenkungswirkung auf die Auslastung der Elektrolyseure erkennbar, diese ist allerdings in der Größenordnung limitiert. Zudem werden im Modell Elektrolyseure in der Nordzone zugebaut, da dort die Strombezugsbedingungen in den betrachteten Jahren günstiger sind als im Süden. Hierbei werden allerdings zeitnahe lokale (industrielle) Bedarfe für grünen Wasserstoff im Süden Deutschlands nicht berücksichtigt, die bis zum Jahr 2030 noch nicht über das Wasserstoffkernnetz bedient werden können.

Abbildung 18 Auslastung der Elektrolyseure im Jahr 2030



Quelle: Frontier Economics

4.2.3 Auswirkung auf Stromimporte/-exporte und Stromerzeuger

Durch eine Gebotszonentrennung verändern sich zudem die Stromaustausche, bzw. der Stromhandel zwischen den Gebotszonen. Abbildung 19 zeigt die Stromflusssalden Deutschlands mit den benachbarten Gebotszonen sowie im Falle der Gebotszonentrennung zusätzlich die Austauschsalde innerhalb Deutschlands.

Aus der Strommarktmodellierung erkennen wir folgende durch eine Gebotszonentrennung induzierte Wirkungen:

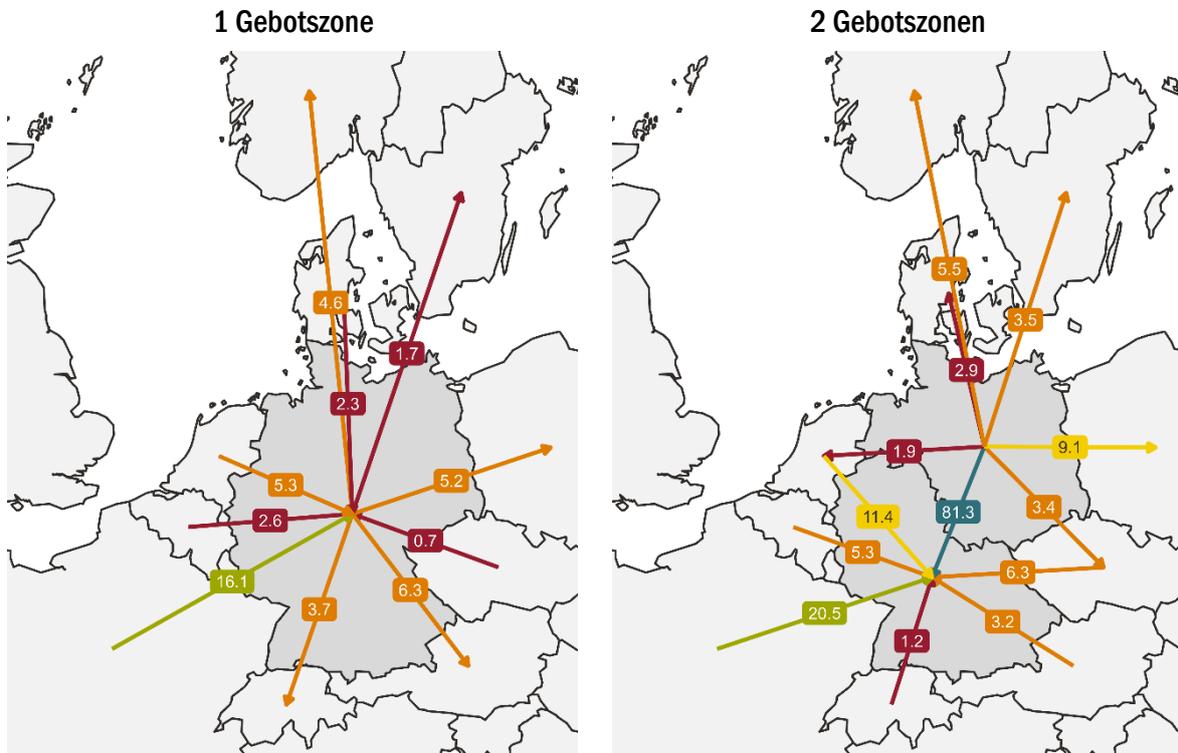
- **Südzone** - verstärkte Stromimporte: Durch den relativen Anstieg der Stromgroßhandelspreise in der südlichen Stromgebotszone (nach Trennung) entsteht eine „Sogwirkung“: Neben den Stromflüssen aus dem Norden Deutschlands und einer höheren Stromerzeugung im Süden Deutschlands selbst wird die Südzone durch zusätzliche Stromimporte aus dem benachbarten Ausland versorgt. Diese Importe werden durch eine höhere Stromerzeugung in den Nachbarländern und durch zusätzliche Stromflüsse zwischen den Auslandszonen gespeist.
- **Nordzone** - verstärkte Exporte: Durch die strompreisdämpfende Wirkung (insbesondere aufgrund der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) in der nördlichen Gebotszone werden höhere Exporte in die Nachbarländer induziert. Dies gilt sowohl für den skandinavischen Raum als auch für die Nachbarländer Niederlande und Polen.⁴² Die Stromexporte in die Niederlande und Polen werden über Belgien, Luxemburg und Tschechien teilweise in die Südzone weitergeleitet, d.h. die Stromexporte aus diesen Ländern in die Südzone steigen an.

Aufgrund des Netzausbaus innerhalb Deutschlands schwächen sich diese Effekte im Jahr 2030 gegenüber 2025 deutlich ab: Die Stromflüsse innerhalb Deutschlands nehmen zu (Nettostromflüsse von ca. 81 TWh im Jahr 2025 und von ca. 112 TWh im Jahr 2030), die Stromflüsse an den deutschen Außengrenzen nehmen ab.

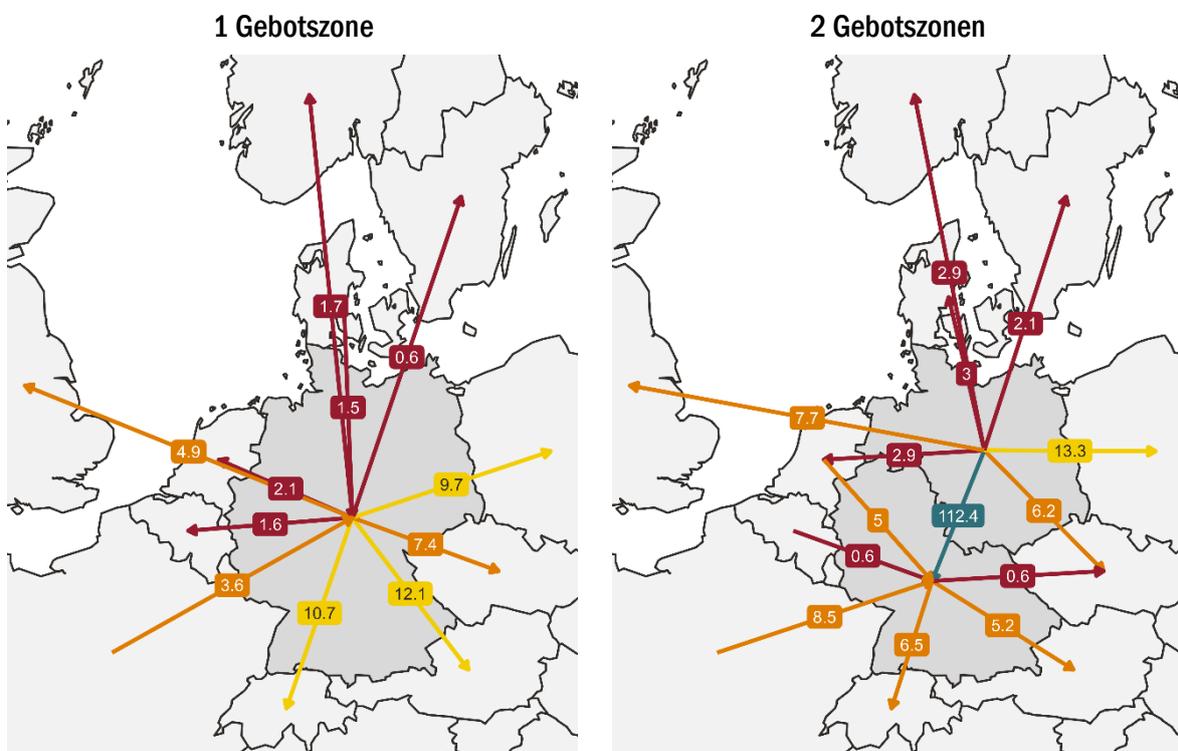
⁴² Die Stromflusssalden bei vier Gebotszonen finden sich in Anhang A.4.

Abbildung 19 Nettostromhandel je Gebotszonenkonfiguration (TWh)

Im Jahr 2025



Im Jahr 2030



Quelle: Frontier Economics

4.2.4 Auswirkung auf die Wertigkeit der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Die unterschiedlichen Strompreise und Strompreisstrukturen haben einen Einfluss auf die Wertigkeit der Stromerzeugung. Tabelle 1 zeigt die Auswirkungen auf die Wertigkeit der Stromerzeugung aus EE-Technologien in der Nord- und Südzone 2025 und 2030. Hierbei gilt, dass eine sinkende Wertigkeit

- entweder vom Anlagenbetreiber hingenommen werden muss (dies gilt für Anlagen, die sich über (vorwiegend) Markterlöse refinanzieren, wie z.B. Bestandanlagen, die aus der Förderung gefallen sind, oder Neuanlagen, die mit einer Prämie „von Null“ gefördert werden, wie dies bei einigen Wind Offshore-Anlagen der Fall ist); oder
- durch das Fördersystem refinanziert werden muss (dies gilt für Anlagen, die z.B. über eine Einspeisevergütung, eine variable Marktprämie oder einen Differenzkontrakt (CfD) gefördert werden.

Bei höherer Wertigkeit gelten die umgekehrten Schlussfolgerungen.

Die Modellergebnisse bestätigen die in Kapitel 3.5 aufgestellte These, dass vor allem die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen im Norden Deutschlands, sowohl auf See als auch an Land, an Wertigkeit verliert. Die Betreiber von EE-Anlagen im Süden gewinnen hingegen an Wertigkeit, allerdings nicht im Ausmaß, wie Anlagen im Norden an Wertigkeit verlieren:

- Im Norden nimmt die Wertigkeit 2025 um ca. 2,23 Mrd. € ab, im Jahr 2030 um 1,64 Mrd. €; während sie
- im Süden 2025 um ca. 0,47 Mrd. € zunimmt und im Jahr 2030 um 0,3 Mrd. €.

Insgesamt nimmt innerhalb Deutschlands die Wertigkeit des Stroms um 1,76 Mrd. € (2025), bzw. 1,34 Mrd. € (2030) gegenüber einer Situation ohne Gebotszontrennung ab. Diese Differenz muss, wie beschrieben, entweder über das Fördersystem zusätzlich finanziert oder von den EE-Anlagenbetreibern hingenommen werden. Ein wesentlicher Teil dieses Betrages würde die Kosten der EE-Förderung betreffen, die im derzeitigen System in Deutschland bundesweit durch die Steuerzahler zu refinanzieren sind.

Dies könnte insbesondere in der Nordzone dazu führen, dass Investitionen in EE-Anlagen, die insbesondere außerhalb des Fördersystems stattfinden könnten, nicht mehr vorgenommen werden. Zudem könnten bestehende Kontrakte mit Null-Preisen im bestehenden Ausschreibungssystem für Wind-offshore Anlagen nicht mehr erfüllt werden, die Investitionsentscheidungen könnten also ggf. revidiert werden, da den Erwartungen der Investoren an die Stromgroßhandelspreise, die in den offshore-Geboten hinterlegt sind, die Grundlage entzogen würde.

Tabelle 1 **Auswirkung der Trennung in 2 Gebotszonen auf die jährlichen Erlöse von Stromerzeugern**

Gebotszone	Erzeugungstechnologie	2025 (%)	2030 (%)	2025 (Mrd. €)	2030 (Mrd. €)
DE nord	Wind Onshore	- 13.4%	- 9.5%	- 1.55	- 1.10
	Wind Offshore	- 10.5%	- 8.2%	- 0.59	- 0.54
	PV	- 2.2%	+ 0.2%	- 0.09	+ 0.01
DE süd	Wind Onshore	+ 4.7%	+ 4.9%	+ 0.16	+ 0.17
	PV	+ 4.3%	+ 2.0%	+ 0.31	+ 0.12

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: stündlicher Erlös = Erzeugung * Großhandelsstrompreis der jeweiligen Stunde

4.2.5 Auswirkung auf Engpassrenten und Netzentgelte

Die Strompreiseffekte einer Gebotszonentrennung, das Entstehen zusätzlicher Zonengrenzen sowie die veränderten Lastflüsse an den Außengrenzen erhöhen die an den Zonengrenzen entstehenden Engpassrenten:

- Engpassrente an der (neuen) **innerdeutschen Zonengrenze**: Diese würde im Jahr 2025 sowie 2030 jeweils in Höhe von ca. 1,2 Mrd. € anfallen; und
- Engpassrente an den **deutschen Außengrenzen** (zu 50 % den deutschen Regelzonen zugeordnet, zu 50 % dem Ausland): Diese würden im Jahr 2025 in Höhe von ca. 280 Mio. € und im Jahr 2030 in Höhe von 45 Mio. € anfallen. Der Betrag ist an dieser Stelle in Folge des angenommenen innerdeutschen Netzausbaus deutlich rückläufig.

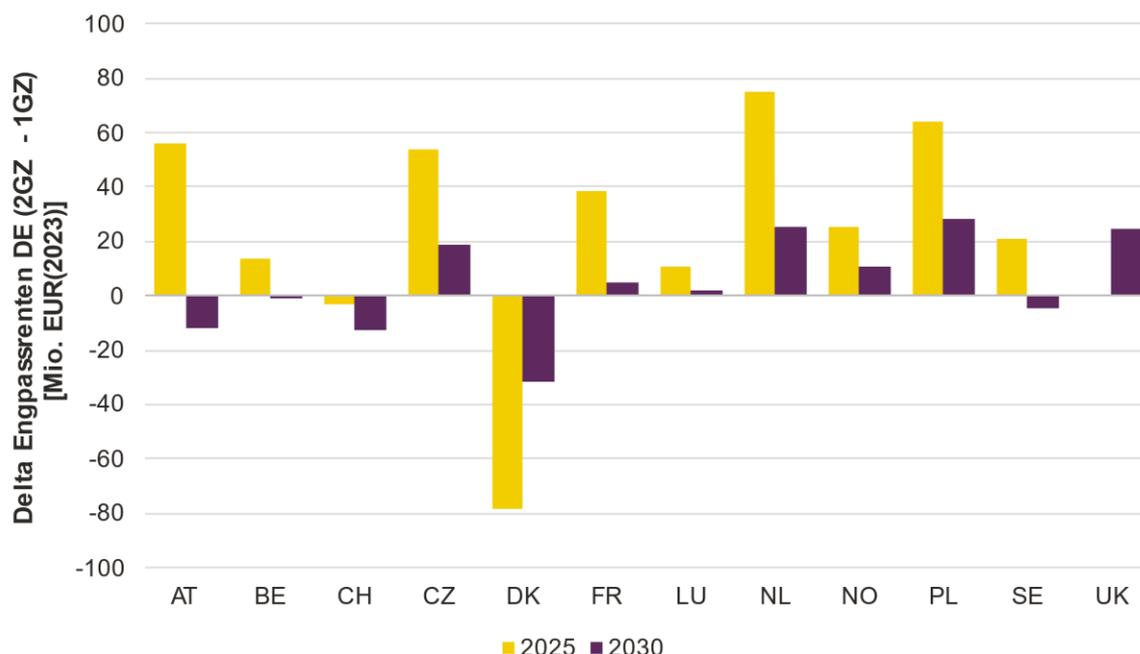
Diese Engpassrenten würden entweder in den Ausbau des Stromübertragungsnetzes investiert oder für eine Senkung der Netzentgelte verwendet. In beiden Fällen würden die Stromverbraucher in Deutschland entsprechend profitieren.

Weiterhin würden die Netzentgelte durch eine Absenkung der Netzenspasskosten entlastet. Diese (inkl. Redispatch, Counter Trading, Netzreserve und Vergütung abgeregelter EE) betragen im Jahr 2023 ca. 3,1 Mrd. €, mit im Jahr 2024 v.a. aufgrund sinkender Brennstoffkosten und geringeren Redispatchmengen sinkender Tendenz (-50% im ersten Quartal 2024 ggü. Q1 2023).⁴³ Die Kosten des Redispatches / Counter Tradings werden in unserem Modell nicht explizit modelliert. Geht man allerdings davon aus, dass die Entspannung auf den Brennstoffmärkten anhält und sich 2024 Netzenspasskosten (ohne Netzreserve) von 1,5 Mrd.

⁴³ <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/213808>

€, bzw. 2,1 Mrd. € mit Netzreservekosten einstellen könnten und wären mit einer Gebotszonentrennung Einsparungen bei den Engpasskosten (im Dispatch) von z.B. 50% möglich,⁴⁴ würde dies die Netzentgelte um ca. 750 Mio. € bis ca. 1 Mrd. € entlasten. Diese Netzentgeltentlastung käme wiederum allen Netznutzern in Deutschland zugute.

Abbildung 20 Veränderung der Engpassrenten an den deutschen Außengrenzen im Falle von 2 Gebotszonen vs. 1 Zone



Quelle: Frontier Economics

4.3 Auswirkungen einer Gebotszonentrennung auf die Industrie und die privaten Haushalte

4.3.1 Hintergrund

Eine Trennung der Gebotszonen für die Großhandelspreise von Strom hat unmittelbare Auswirkungen auf eine Vielzahl von Endverbrauchern. Eine besonders wichtige Rolle spielen die Stromkosten für die Industrieunternehmen und die privaten Haushalte. Vor diesem Hintergrund werden in diesem Kapitel die Auswirkungen von Strompreisänderungen für die Industrie und die Haushalte in Baden-Württemberg analysiert und in einen Vergleich zu den anderen Ländern gesetzt.

⁴⁴ EWI/Thema gehen nach 2027 von einer Senkung der Redispatchmengen durch eine Gebotszonentrennung von 35% aus, im Stromsystem von 2024 von 65%. (https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2023/10/THEMA_EWI-Bidding-zone-study-Germany-Executive-Summary.pdf)

Zunächst werden jeweils die unterschiedlichen Strompreise, die infolge einer Gebotszonentrennung auftreten, betrachtet. Anschließend werden die hieraus resultierenden Kostenänderungen für die Industrieunternehmen und die privaten Haushalte in Baden-Württemberg abgeleitet. Hierbei wird deutlich, dass eine Gebotszonentrennung zu Mehrbelastungen in Baden-Württemberg führt. Darauf aufbauend findet ein Vergleich mit den anderen Ländern statt, der aufzeigt, dass eine Gebotszonentrennung im Bundesdurchschnitt nicht kostenneutral erfolgt, sondern in der Summe zu Mehrbelastungen führt.⁴⁵

Es werden im Folgenden ausschließlich die Effekte von Änderungen der Großhandelspreise, die sich infolge eines Gebotszonensplits einstellen würden, betrachtet. Wir fokussieren also an dieser Stelle auf Bewegungen in jenen Strompreisbestandteilen, die zu einer Differenzierung der Strompreise zwischen Nord- und Süddeutschland führen würden. Für die Netzentgelte wird in der folgenden Analyse angenommen, dass diese konstant bleiben. Dies stellt eine Vereinfachung dar, da die Netzentgelte, wie dargestellt für alle Verbraucher bei Gebotszonentrennung aufgrund steigender Engpassrenten zwischen den Zonen sowie sinkender Netzengpasskosten im Vergleich zu einer einheitlichen Gebotszone rückläufig wären. Auch ein Mehrbedarf von Finanzmitteln aus Steuern aufgrund höherer Beträge für die Förderung von erneuerbaren Energien bleibt außen vor. Diese Effekte werden wir am Ende des Abschnitts noch einmal abschließend zusammenfassen und gegenüberstellen.

4.3.2 Auswirkungen auf die Industrie

Strompreise

Der Strompreis für Industrieunternehmen wird durch verschiedene Komponenten bestimmt. Zunächst sind die Beschaffungskosten für Strom zu nennen, die sich aus den Erzeugungskosten und einem Aufschlag für Marge und Vertrieb ergeben. Ein weiterer wichtiger Bestandteil des Strompreises sind die Netzentgelte, die regional unterschiedlich sind. Gegenwärtig sind sie in Brandenburg am höchsten und in Bayern am niedrigsten. Zudem spielen Abgaben, Steuern und Umlagen eine bedeutende Rolle. Hierzu zählen die Kosten für die Messung, die Konzessionsabgabe, verschiedene gesetzlich vorgeschriebene Umlagen wie die KWK-Umlage, sowie die Stromsteuer.⁴⁶ Diese verschiedenen Faktoren zusammen bestimmen den endgültigen Preis, den Industrieverbraucher für Strom zahlen müssen.

Zurzeit gibt es in Deutschland eine einheitliche Stromgebotszone. Das bedeutet, dass die Großhandelspreise und damit die Beschaffungskosten für Strom in ganz Deutschland identisch sind. Würden diese einheitlichen Beschaffungskosten durch unterschiedliche Gebotszonen ersetzt, ergäben sich die in Abbildung 21 dargestellten durch die

⁴⁵ Die methodischen Grundlagen für die Berechnungen zur Industrie werden im Anhang B.1 erläutert.

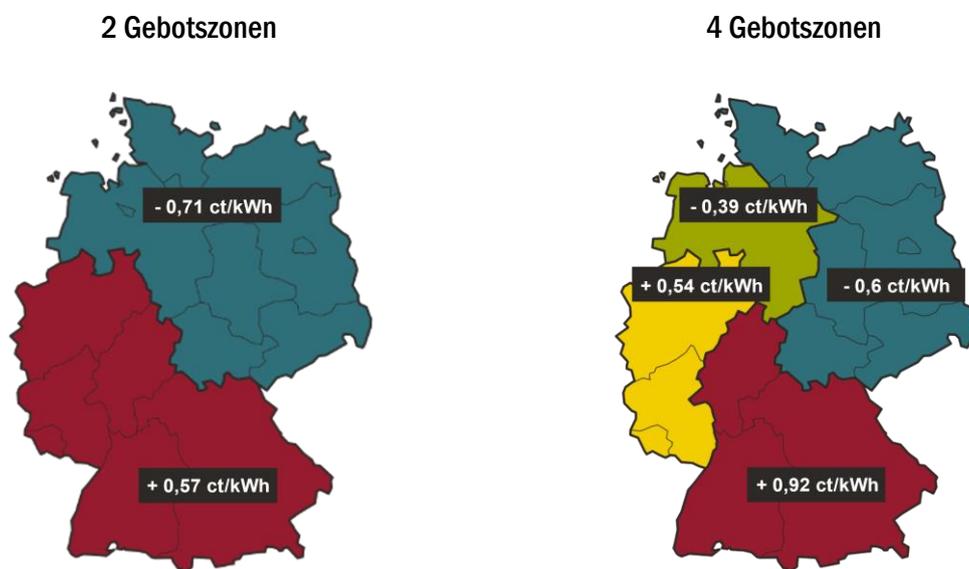
⁴⁶ Prinzipiell müsste auch die Umsatzsteuer auf Strom berücksichtigt werden, diese spielt für Industriekunden aufgrund des Vorsteuerabzugs jedoch keine relevante Rolle.

Strompreisbewegungen induzierten regionalen Be- und Entlastungen von Industriekunden.⁴⁷ Bei zwei Gebotszonen ist in Baden-Württemberg im Jahr 2025 mit einer Zusatzbelastung von 0,57 Cent je kWh im Vergleich zu einer einheitlichen Gebotszone zu rechnen, die sich bis 2030 auf 0,36 Cent abschwächt. Bei vier Gebotszonen wäre die zusätzliche Belastung in Baden-Württemberg noch etwas größer. Während in Südwestdeutschland also mit Mehrbelastungen zu rechnen ist, wird es im Norden und Nordosten hingegen zu Entlastungen kommen.

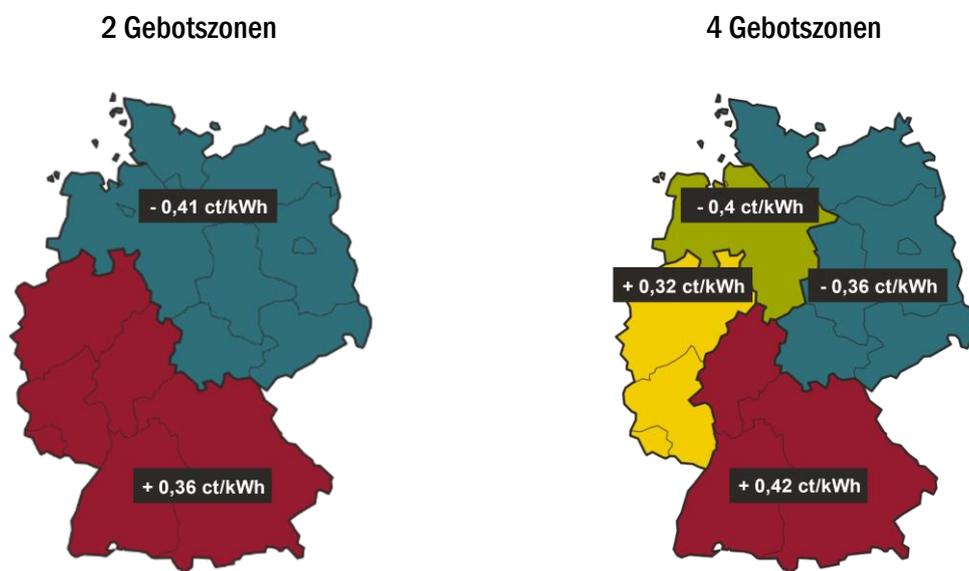
⁴⁷ Es sei darauf hingewiesen, dass hierbei netzentgeltseitige Entlastungen der Verbraucher durch die Senkung von Redispatchkosten sowie eine mögliche Reduzierung der Netzentgelte durch Engpassentgelte noch nicht gegengerechnet sind.

Abbildung 21 Durchschnittliche Strompreisänderungen für Industriekunden bei 2 und bei 4 Gebotszonen

Im Jahr 2025



Im Jahr 2030



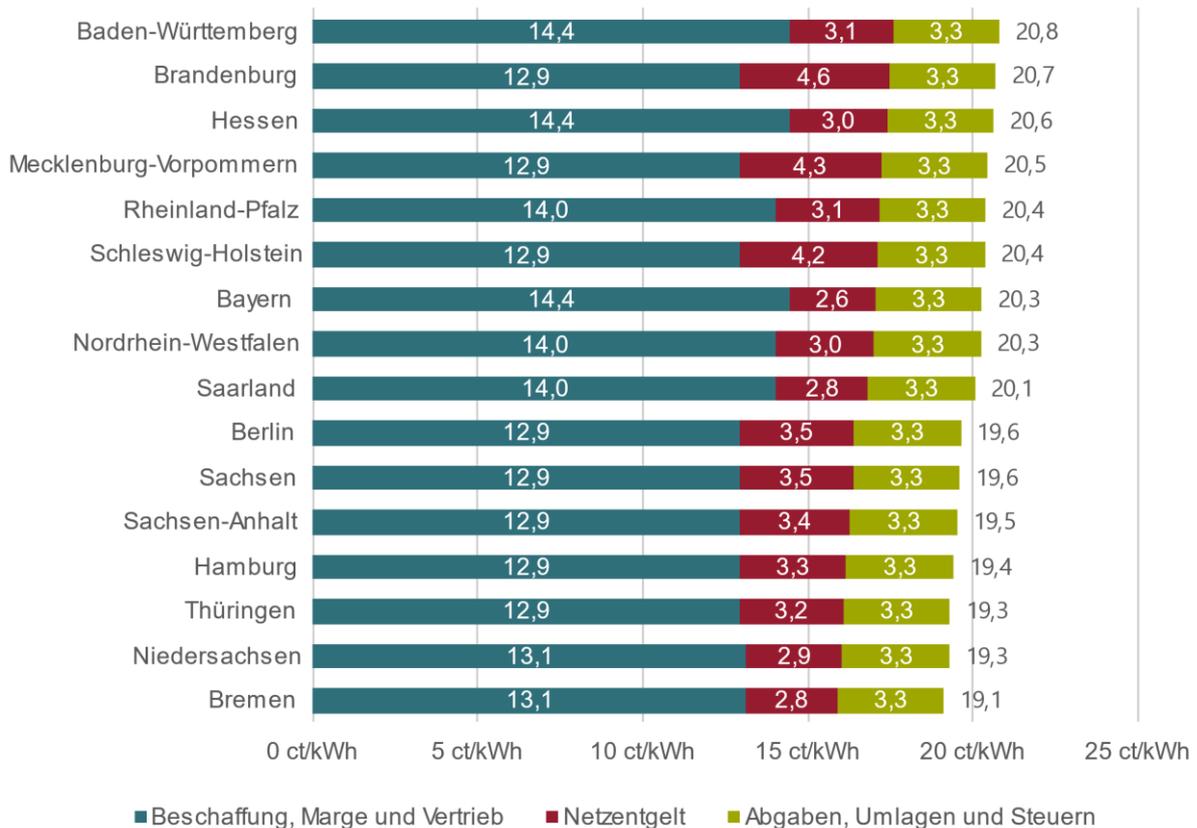
Quelle: Bundesnetzagentur (2023), Frontier Economics/ETR

Die oben diskutierten Preisänderungen, die infolge einer Gebotszonentrennung auftreten, führen bei vier Gebotszonen im Jahr 2025 zu den in Abbildung 22 dargestellten Strompreisen.⁴⁸ Es zeigt sich, dass der Strompreis mit 20,8 Cent je kWh in Baden-

⁴⁸ Entsprechende Abbildungen für die anderen drei Varianten (2 Gebotszonen und 2025/2030, 4 Gebotszonen und 2030) befinden sich im Anhang B.1.

Württemberg am höchsten ist, gefolgt von Brandenburg mit 20,7 Cent. Am niedrigsten fallen die Stromkosten in Bremen und Niedersachsen aus.

Abbildung 22 Industriestrompreise im Jahr 2025 bei 4 Stromgebotszonen



Quelle: Bundesnetzagentur (2023), Frontier Economics/ETR

Auswirkungen in Baden-Württemberg

Für die Industrieunternehmen ist der Strompreis eine wichtige Determinante der Wettbewerbsfähigkeit, wobei Branchen mit einem besonders hohen Stromverbrauch besonders stark von veränderten Strompreisen betroffen sind. Strompreisanstiege würden diese Unternehmen daher überproportional belasten. Vor diesem Hintergrund muss die Betroffenheit in den verschiedenen Industriezweigen auf Branchenebene⁴⁹ analysiert werden.

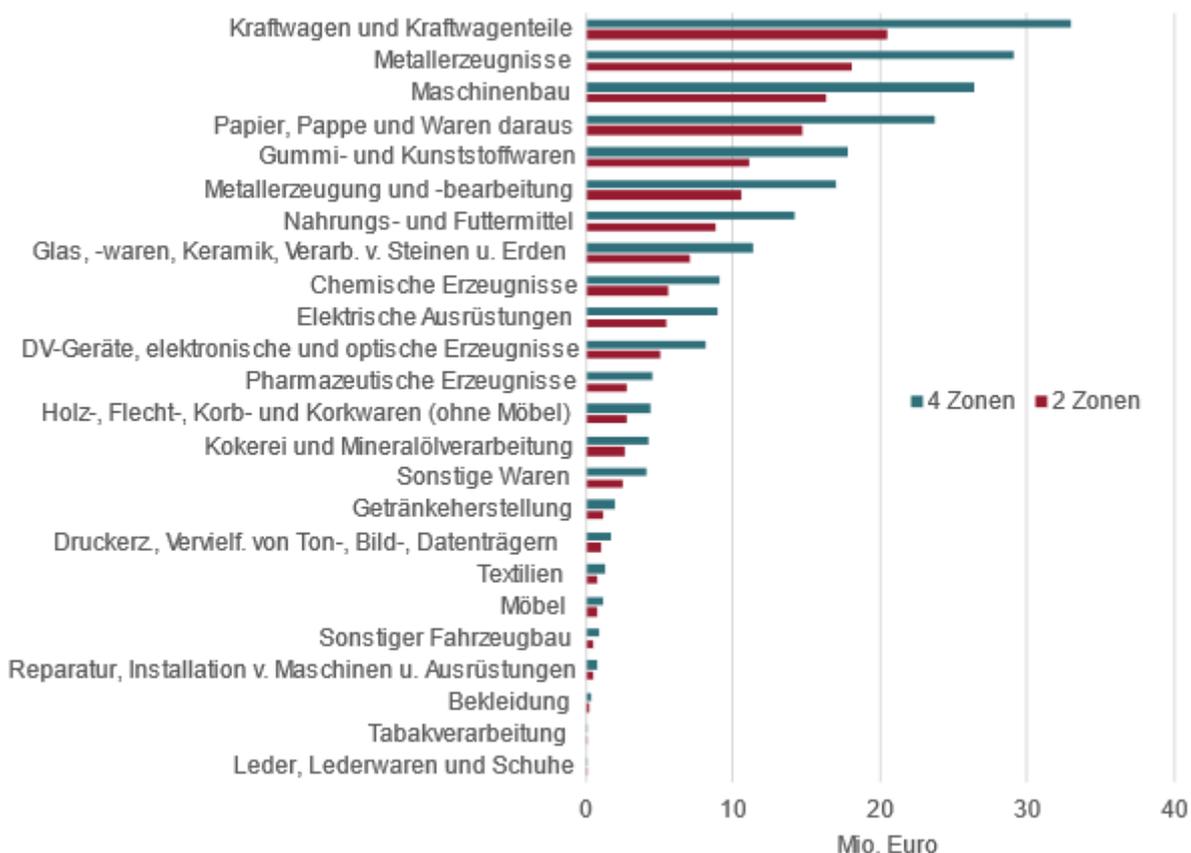
Infolge einer Gebotszonentrennung wird in absoluter Betrachtung der Kfz-Fahrzeugbau in Baden-Württemberg mit den höchsten Strompreiszusatzkosten konfrontiert. Diese Branche hat mit zusätzlichen Belastungen in Höhe von 33 Mio. Euro (bei 4 Gebotszonen), bzw. 21 Mio.

⁴⁹ Als Branchen werden hier die Wirtschaftsabteilungen (2-Steller der Statistischen Systematik der Wirtschaftszweige) verstanden.

Euro (bei 2 Gebotszonen) im Jahr 2025 zu rechnen (vgl. Abbildung 23).⁵⁰ Im Vergleich zu einer einheitlichen Gebotszone entsprechen die zusätzlichen Stromkosten im Jahr 2025 allerdings nur 0,09 % (4 Zonen), bzw. 0,05 % (2 Zonen) der prognostizierten Wertschöpfung in dieser Branche. Auf den weiteren Plätzen folgen die Metallerzeugnisse, der Maschinenbau und die Papierindustrie. Nur geringe Zusatzkosten entstehen in der absoluten Betrachtung hingegen für die Bekleidungs- und Tabakindustrie sowie die Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen.

Insgesamt liegen die Zusatzkosten, die infolge einer Gebotszonenentrennung in der Industrie Baden-Württembergs auftreten, im Jahr 2025 bei 225 Mio. Euro (4 Zonen), bzw. 140 Mio. Euro (2 Zonen). Dies entspricht Anteilen von 0,14 % (4 Zonen), bzw. 0,09 % (2 Zonen) an der Wertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe.

Abbildung 23 Zusatzkosten nach Industriebranchen im Jahr 2025 bei einer Gebotszonenentrennung



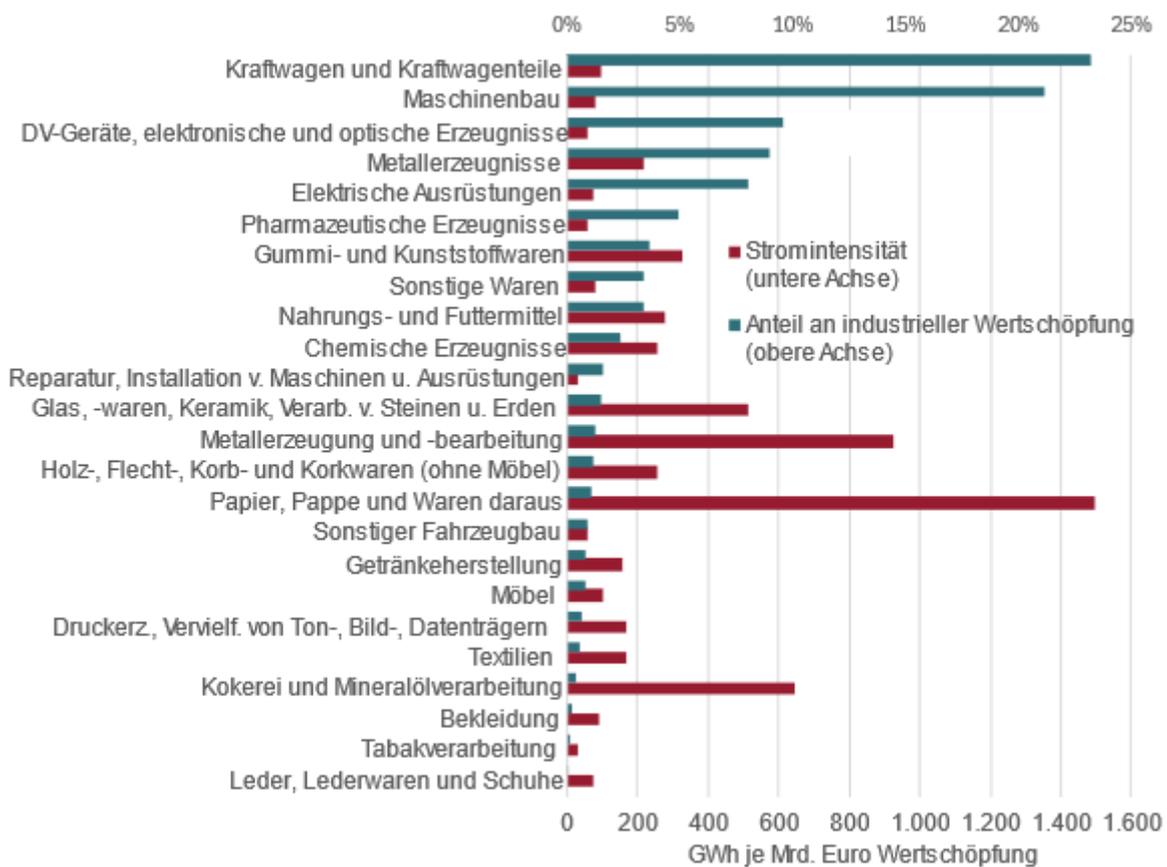
Quelle: Frontier Economics/ETR

Diese relativ niedrigen Kostensteigerungen sind unter anderem darauf zurückzuführen, dass die in Baden-Württemberg besonders wichtigen Industriebranchen zur Generierung ihrer

⁵⁰ Eine entsprechende Darstellung der Zusatzkosten im Jahr 2030 findet sich im Anhang B.2.

Wertschöpfung vergleichsweise wenig Strom benötigen. Abbildung 24 zeigt die Stromintensitäten (Stromverbrauch in GWh je Mrd. Euro Wertschöpfung) und die prozentualen Anteile der Industriebranchen an der Wertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe Baden-Württembergs im Jahr 2025. Obwohl Baden-Württemberg im bundesweiten Vergleich in der Summe sehr industriestark ist, sind die bedeutenden Branchen im Land nicht besonders stromintensiv. So vereinen die Automobilindustrie und der Maschinenbau zusammen 44,4 % der Wertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe auf sich, zählen aber zu den am wenigsten stromintensiven Branchen.

Abbildung 24 Stromintensitäten und Wertschöpfungsanteile der Industriebranchen 2025



Quelle: Frontier Economics/ETR

Darüber hinaus sind auch die als stromintensiv eingestufteten Branchen in Baden-Württemberg weniger stromintensiv als anderswo. So benötigt die Metallerzeugung und -bearbeitung in Baden-Württemberg knapp 930 GWh Strom, um 1 Mrd. Euro Wertschöpfung zu erzielen. Zum Vergleich: In Hamburg werden hierzu knapp 5.800 GWh benötigt. Ursächlich ist hierfür die regionalspezifische Sektorstruktur (spezifische Produkte und Produktionsverfahren). Die baden-württembergische Papierbranche setzt ferner 1.500 GWh Strom ein, um eine 1 Mrd. Euro Wertschöpfung zu generieren. In Sachsen-Anhalt sind es hingegen 4.100 GWh. Insgesamt spielen die besonders stromintensiven Industrien in Baden-Württemberg also nicht

nur eine untergeordnete Rolle. Ihre jeweilige Zusammensetzung führt branchenspezifisch auch zu deutlich niedrigeren Stromintensitäten als in anderen Ländern.

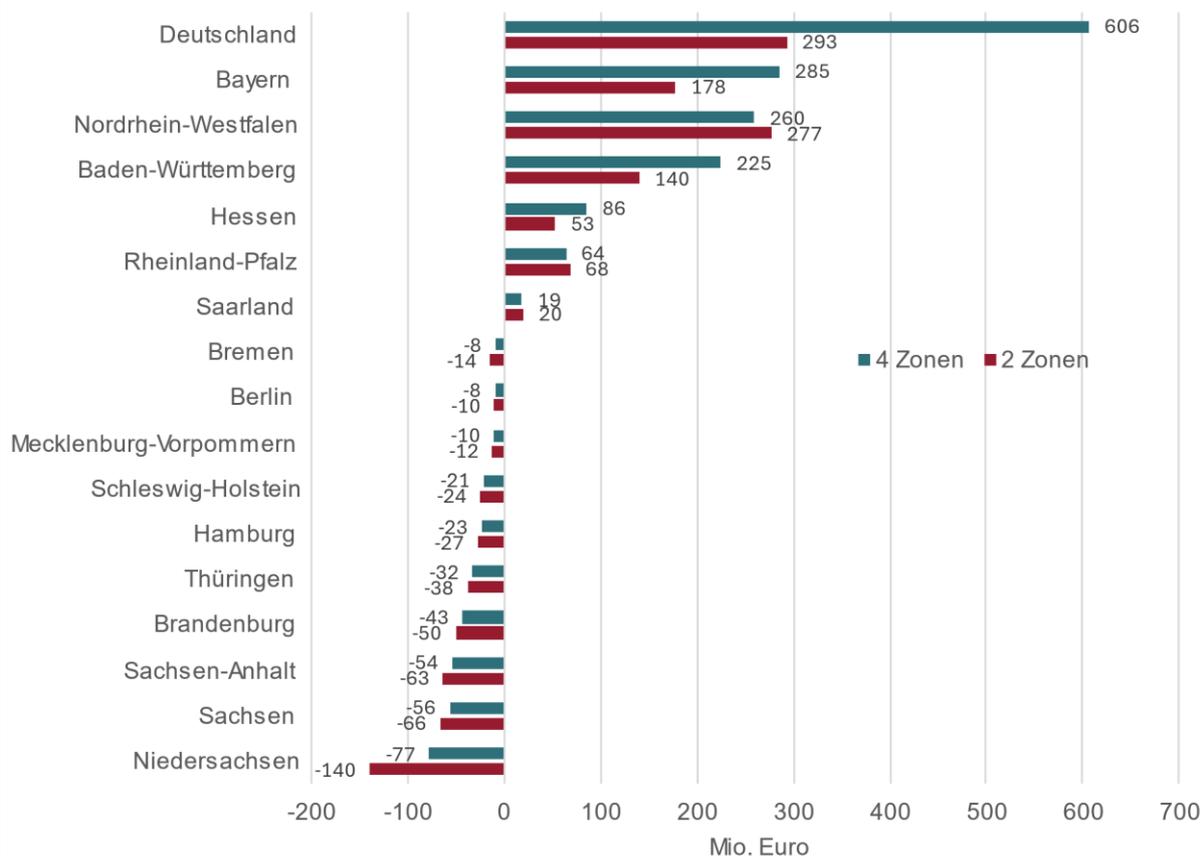
Die oben angeführten Ergebnisse beziehen sich auf die heutige Struktur der Industrie in Baden-Württemberg. Dabei ist jedoch perspektivisch zu beachten, dass mit den Klimaneutralitätszielen und der damit verbundenen Dekarbonisierung der Industrie eine umfangreiche Elektrifizierung einhergehen wird. Dies wird die Struktur des Stromverbrauchs, bzw. der Stromintensität in der baden-württembergischen Industrie stark verändern, woraus sich deutlichere Auswirkungen für die Industrie ergeben könnten.⁵¹

Die Länder im Vergleich

Um die Be- und Entlastungen der Industrie durch eine Gebotszonentrennung gesamtwirtschaftlich beurteilen zu können, muss ein Vergleich über die Länder erfolgen. Abbildung 25 stellt die Be- und Entlastungen der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes bei unterschiedlichen Gebotszonen im Jahr 2025 nach Ländern dar.

⁵¹ Vgl. Fichtner/Frontier Economics, Trends des zukünftigen Stromverbrauchs der Industrie in Baden-Württemberg, Studie im Auftrag des VfEW, August 2021, https://www.vfew-bw.de/media/documents/RPT_-_VfEW_Stromverbrauchstudie_Endbericht.pdf?page_slug=strombedarf-der-industrie-in-baden-wuerttemberg-steigt-um-bis-zu-70-prozent

Abbildung 25 Be- und Entlastungen der Industrie durch eine Gebotszonentrennung 2025



Quelle: Frontier Economics/ETR

Insbesondere industriestärke Länder (im Süden und Westen) müssen durch eine Gebotszonentrennung mit höheren Strompreisen rechnen. Diese zusätzlichen Kosten werden durch Einsparungen in positiv betroffenen Ländern (im Norden und Osten) nicht komplett ausgeglichen, weil diese im Vergleich nicht so industriestark sind.

Für das Jahr 2025 belaufen sich die zusätzlichen Kosten für den Industriestrom bundesweit auf 606 Mio. Euro bei 4 Stromgebotszonen und 293 Mio. Euro bei 2 Gebotszonen, wobei, wie in Abschnitt 4.2.1 diskutiert, angenommen wird, dass die Netzentgelte gegenüber einer einheitlichen Gebotszone unverändert bleiben. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Gebotszonentrennung nicht kostenneutral zwischen den Ländern erfolgen würde. Vielmehr wird die Industrie in Summe zusätzlich belastet

Dabei gibt es deutliche Unterschiede in der Betroffenheit zwischen den Ländern. Baden-Württemberg weist nach Bayern und Nordrhein-Westfalen die drittgrößte Kostenzunahme für die Industrie im Zuge einer Gebotszonentrennung auf: +225 Mio. Euro bei 4 Zonen, +140 Mio. Euro bei 2 Zonen. Dies entspricht einer Zusatzbelastung von 4,6 % (4 Zonen), bzw. 2,9 % (2 Zonen) gegenüber einer einheitlichen Zone. Am meisten profitieren würden die

Industrieunternehmen in Niedersachsen. Hier treten Entlastungen in Höhe von 77 Mio. Euro (4 Zonen), bzw. 140 Mio. Euro (2 Zonen) auf. Im Vergleich zu einer einheitlichen Gebotszone ergeben sich demnach Einsparungen von 2,0 % (4 Zonen), bzw. 3,6 % (2 Zonen).

4.3.3 Haushalte

Die Kosten für Strom sind ein wichtiger Bestandteil im Budget der privaten Haushalte, wobei die Belastungen je nach Haushaltsgröße und Haushaltseinkommen variieren. Bei einer regionalen Differenzierung der Strompreise werden Haushalte im Süden und Westen von Deutschland mit höheren Strompreisen einen realen Kaufkraftverlust erleiden, während Haushalte in Regionen mit geringeren Strompreisen Kaufkraftgewinne verzeichnen können.

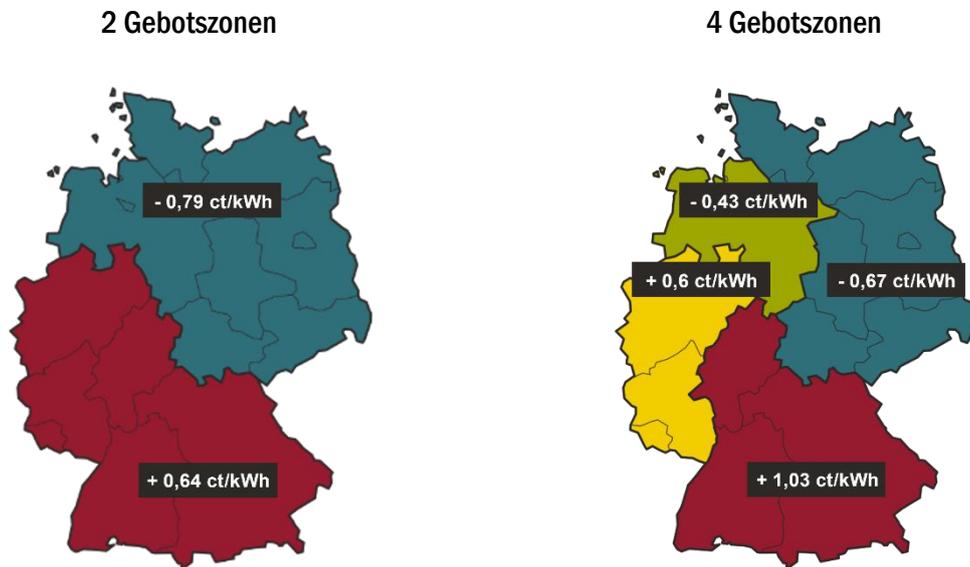
Strompreise

Der Strompreis für Haushalte wird durch verschiedene Komponenten bestimmt. Als wichtigste Komponente sind dabei die Beschaffungskosten für Strom zu nennen. Diese ergeben sich durch die Erzeugungskosten und einen Aufschlag für Marge und Vertrieb, wobei die Erzeugungskosten dem Großhandelspreis von Strom entsprechen. Weitere Bestandteile des Haushaltsstrompreises sind das Netzentgelt, ein Entgelt für den Messstellenbetrieb, die Konzessionsabgabe sowie Steuern und Umlagen.

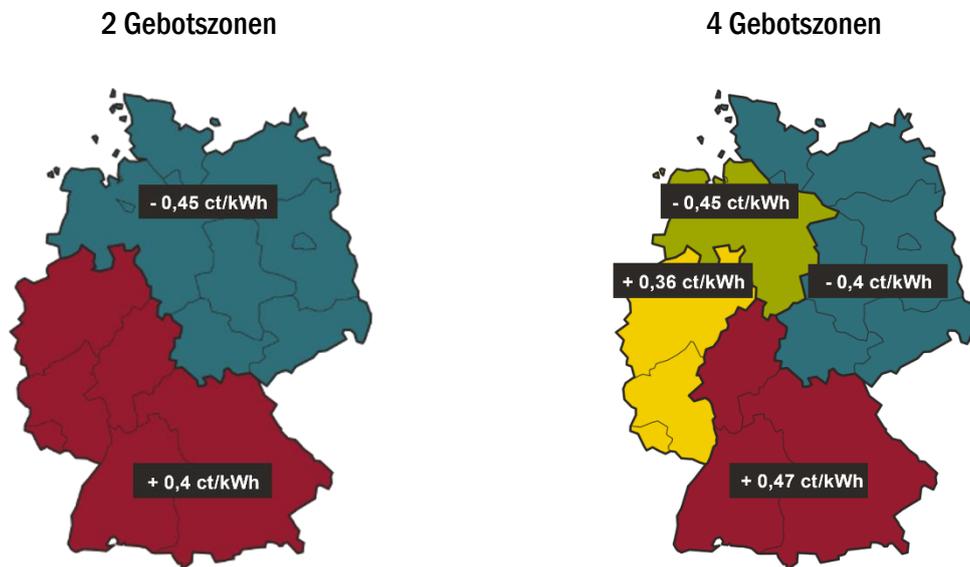
Bei einer einheitlichen Stromgebotszone sind die Beschaffungskosten für Strom in ganz Deutschland durch den einheitlichen Großhandelspreis und die darauf erhobenen Aufschläge bestimmt. Durch die Trennung in zwei oder vier Gebotszonen ergeben sich differenzierte Börsenstrompreise. Abbildung 26 zeigt die Veränderung der Stromkosten in den Jahren 2025 und 2030 im Fall von zwei oder vier Gebotszonen im Vergleich zu einer einheitlichen Gebotszone. Für Baden-Württemberg ergibt sich im Fall von zwei Gebotszonen im Jahr 2025 eine Preisdifferenz gegenüber einer einheitlichen Zone von 0,64 Cent je kWh. Bis 2030 geht diese Preisdifferenz dann auf 0,40 Cent zurück. Bei vier Gebotszonen kommt es bis 2025 zu einem Anstieg von 1,03 Cent je kWh, der dann bis 2030 auf 0,47 Cent zurückgeht. Im Gegensatz zu den Preiserhöhungen im Süden und im Westen von Deutschland kommt es durch die Aufspaltung der Stromgebotszonen im Norden und insbesondere im Nordosten zu sinkenden Preisen. Die Differenzierung der Preise für Haushaltskunden ist dabei etwas größer als die für Industriekunden, da zum einen der Aufschlag für die Marge und den Vertrieb etwas größer ist als bei der Industrie und zum anderen die Umsatzsteuer den Keil etwas vergrößert.

Abbildung 26 Durchschnittliche Strompreisänderungen für Haushaltskunden bei 2 und bei 4 Gebotszonen

Im Jahr 2025



Im Jahr 2030

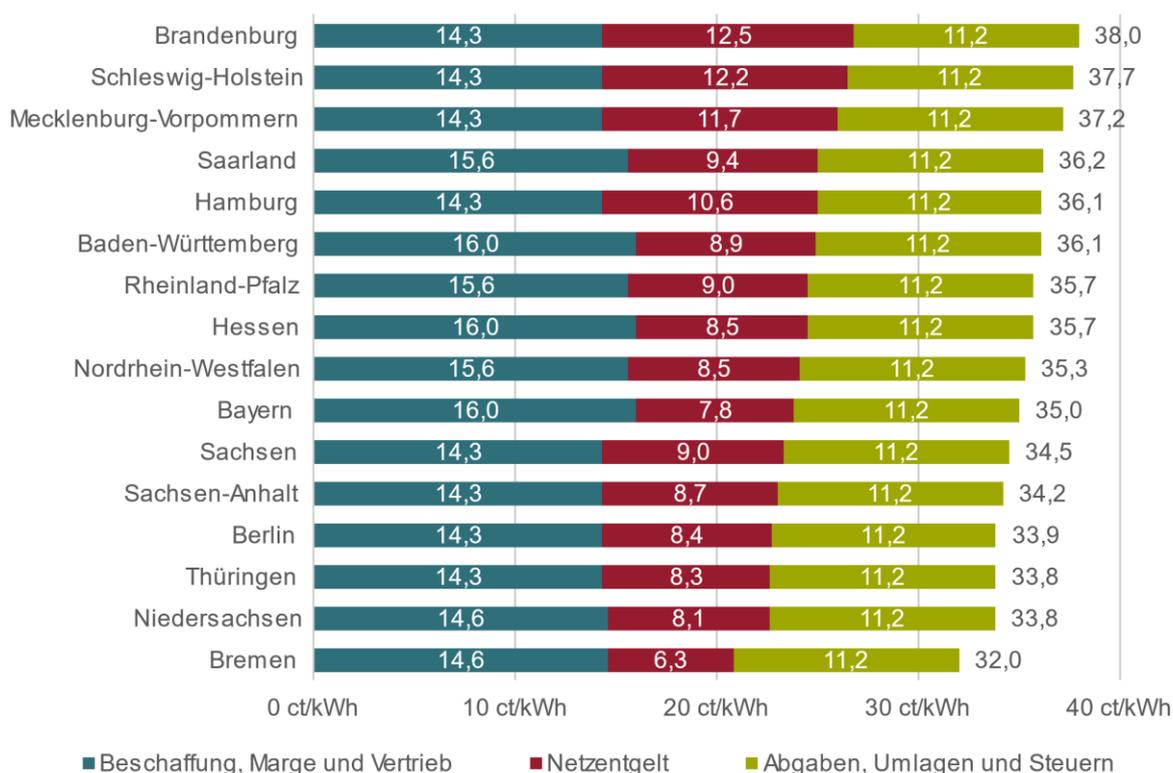


Quelle: Frontier Economics/ETR

Um aus den Großhandelspreisen die Strompreise für die Haushalte abzuleiten, wird angenommen, dass der prozentuale Aufschlag für Marge und Vertrieb, ebenso wie die übrigen Preiskomponenten, bis 2030 konstant bleiben. Dann wird auch 2025 deutlich über die Hälfte des Strompreises für Haushaltskunden durch Netzentgelte sowie Abgaben, Steuern und Umlagen bestimmt. Abbildung 27 zeigt die resultierenden Strompreise für Haushalte im Jahr

2025 bei vier Gebotszonen, woraus sich die maximale Spreizung der Strompreise ergibt. Der Strompreis für Haushalte wird bei 38 Cent je kWh in Brandenburg und 32 Cent je kWh in Bremen liegen. Dabei werden die regionalen Unterschiede zum einen durch die verschiedenen Beschaffungspreise in den Gebotszonen und zum anderen durch die Netzentgelte bestimmt, wobei die Netzentgelte sehr viel stärker differieren als die Stromerzeugungskosten. Trotz eines höheren Großhandelspreises im Zuge zweier Stromgebotszonen liegt der Strompreis in Baden-Württemberg aufgrund eines mittleren Netzentgelts mit 36,1 Cent je kWh auf Platz 6 unter den Ländern.⁵²

Abbildung 27 Haushaltsstrompreise im Jahr 2025 bei 4 Stromgebotszonen



Quelle: Frontier Economics/ETR

Auswirkungen in Baden-Württemberg

Im Zuge einer Gebotszonentrennung ergeben sich für die Haushalte höhere Kosten für den Strom. Der Umweltökonomischen Gesamtrechnung (UGR) können die durchschnittlichen Stromverbräuche von Haushalten differenziert nach deren Größe entnommen oder abgeleitet werden. Die Stromverbräuche liegen zwischen 2.100 kWh und 5.590 kWh pro Jahr (vgl. Statistisches Bundesamt 2023). Für die Abschätzung der Mehrkosten wird zunächst davon

⁵² Entsprechende Abbildungen für die anderen drei Varianten (2 Gebotszonen und 2025/2030, 4 Gebotszonen und 2030) finden sich im Anhang B.3.

ausgegangen, dass der Stromverbrauch der Haushalte in den nächsten Jahren konstant bleibt. Die Kosten für den zusätzlichen Stromverbrauch durch neue elektrische Anwendungen wie Elektrofahrzeuge und elektrisch betriebene Wärmepumpen werden anschließend getrennt abgeschätzt. Damit ergeben sich im Jahr 2025 für einen durchschnittlichen Haushalt in Baden-Württemberg bei 4 Gebotszonen Mehrausgaben in Höhe von etwa 35 Euro und in Höhe von 22 Euro bei 2 Gebotszonen. Für einen Haushalt mit vier oder mehr Personen belaufen sich die Mehrausgaben auf etwa 57 Euro (4 Zonen), bzw. 13 Euro (2 Zonen).⁵³ Damit steigen die Ausgaben für Strom – die zwischen 738 Euro (Einpersonenhaushalt) und 1.960 Euro (4+ Personenhaushalt) pro Jahr liegen – um 2,9 %, bzw. 1,8 %.

In den nächsten Jahren wird im Zuge der Dekarbonisierung des Verkehrssektors die Zahl der Elektrofahrzeuge deutlich zunehmen, wobei diese Zunahme auch durch den Strompreis beeinflusst wird. Die Kosten für den Strom liegen für einen BMW i4 bei einem angenommenen Normverbrauch von 15,9 kWh je 100 km (vgl. ADAC 2024) und einer Fahrleistung von 11.000 km pro Jahr bei einer einheitlichen Stromgebotszone bei 613 Euro. Für den Mercedes EQA (Normverbrauch von 14,5 kWh je 100 km) und den Tesla S (17,5 kWh je 100 km) wird eine jährliche Fahrleistung von 16.000 km angenommen. Dann ergeben sich Stromkosten von 813 Euro respektive 982 Euro. Abbildung 44 im Anhang B.3 zeigt die strombedingten Mehrausgaben für die drei unterschiedlichen Elektrofahrzeuge bei einer Gebotszonentrennung.

Ein zweiter wesentlicher Faktor für den Stromverbrauch der Haushalte in den nächsten Jahren wird die Umstellung der Heizungen auf strombetriebene Wärmepumpen sein. Tabelle 3 im Anhang B.3 zeigt den Stromverbrauch und die zugehörigen Kosten für verschiedene Wärmepumpen bei einer einheitlichen Stromgebotszone. Die maximale Steigerung ergibt sich bei einer Luftwärmepumpe mit einer Leistung von 10 kW. Bei dieser würden die Ausgaben, die 2025 insgesamt bei 2.500 Euro liegen, um 73 Euro pro Jahr steigen

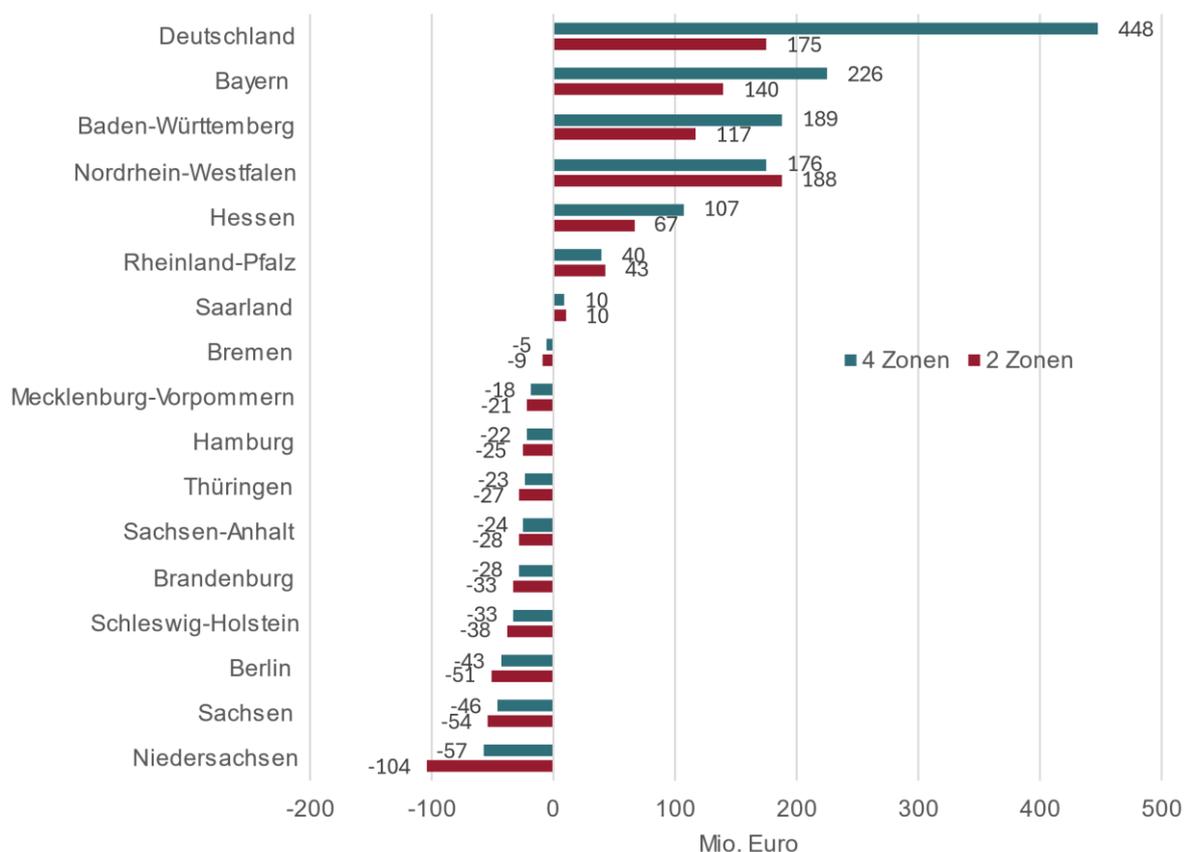
Die Länder im Vergleich

Um die Be- und Entlastungen der Haushalte durch eine Gebotszonentrennung insgesamt beurteilen zu können, muss ein Vergleich über die Länder erfolgen. Abbildung 28 stellt die Be- und Entlastungen der Haushalte bei unterschiedlichen Gebotszonen im Jahr 2025 nach Ländern dar, wobei die Entwicklung der Haushaltszahlen entsprechend der Projektion des Statistischen Bundesamtes (2024a) angenommen wird. Insgesamt kommt es im Süden und Westen zu Mehrbelastungen und im Norden und Osten zu Entlastungen. Da die bevölkerungsreichen Länder belastet werden, ist die Zahl der Haushalte, die eine Zusatzbelastung erfährt (26,7 Mio.) größer als die Zahl der Haushalte, die eine Entlastung erhält (15,5 Mio.). Damit ergibt sich auch in der Summe eine höhere Belastung, sodass die Haushalte in Deutschland bei vier Gebotszonen insgesamt um etwa 450 Mio. Euro zusätzlich belastet werden, wobei angenommen wird, dass die Netzentgelte gegenüber einer einheitlichen Gebotszone unverändert bleiben. Die höchsten Zusatzbelastungen tragen die

⁵³ Im Anhang B.3 finden sich weitere Details zu diesen Mehrkosten.

Haushalte in Bayern (+226 Mio. Euro im Jahr 2025) und Baden-Württemberg (+189 Mio. Euro). Die höchste Entlastung ergibt sich in Niedersachsen.

Abbildung 28 Be- und Entlastungen der Haushalte durch eine Gebotszonenentrennung 2025



Quelle: Frontier Economics/ETR

4.3.4 Schlussfolgerungen

Eine Trennung der deutschen Gebotszone führt in Baden-Württemberg zu Mehrbelastungen der Industrieunternehmen und der privaten Haushalte. In Relation zu den Gesamtkosten des Stromverbrauchs sind die trennungsbedingten Mehrkosten jedoch gering.

In der Industrie liegen die Mehrbelastungen für die Stromkosten bei 4,6 % (bei 4 Gebotszonen), bzw. 2,9 % (2 Zonen) gegenüber einer einheitlichen Gebotszone. Da die Stromkosten für die meisten Industrieunternehmen in Baden-Württemberg von untergeordneter Bedeutung sind, werden die Mehrbelastungen über den Strompreis nicht zu nennenswerten Veränderungen der Industriestruktur führen.

Für die Haushalte liegen die Mehrbelastungen für die Stromkosten bei 2,9 % (4 Zonen), bzw. 1,8 % (2 Zonen) gegenüber einer einheitlichen Gebotszone. Die im Vergleich zur Industrie geringere Betroffenheit der Haushalte liegt in der niedrigeren Bedeutung der Erzeugungskosten des Stroms für den Endkundenpreis begründet. Die Haushalte in Baden-Württemberg profitieren von vergleichsweise niedrigen Netzentgelten, sodass der Strompreis für die Haushaltskunden trotz der höchsten Erzeugungskosten im Mittelfeld der Länder liegt.

Einordnung der Verteilungseffekte im Überblick

Die Verteilungseffekte einer Gebotszonentrennung in Deutschland weisen eine hohe Komplexität auf. Dies sei nochmals zusammenfassend am Beispiel einer Trennung der deutschen Gebotszone in **2 Zonen** für das **Jahr 2025** erläutert:

- **Belastungen aus dem Effekt auf Stromgroßhandelspreise:** Durch den Gebotszonensplit in 2 Zonen werden die deutschen Industriekunden insgesamt mit knapp 300 Mio. € und die Haushalte mit ca. 175 Mio. € belastet. Hinzu kommen Mehrbelastungen für alle sonstigen Kunden (z.B. Gewerbe, Handel, Dienstleistung), die sich entsprechend der Anteile an den Stromverbräuchen in Deutschland auf nochmals ca. 230 Mio. € abschätzen lassen. Der Gesamteffekt dieser Mehrbelastungen könnte sich somit auf ca. **700 Mio.€** belaufen. Wesentlich ist allerdings, dass es sich um einen Nettoeffekt handelt: Mehrbelastungen für Kunden im Süden Deutschlands sind Minderbelastungen für Kunden im Norden Deutschlands gegengerechnet, der Effekt auf den Süden Deutschlands ist also entsprechend höher.
- **Belastungen aus dem Effekt auf Förderkosten/Belastungen EE:** Die höheren Belastungen für die EE-Förderung einschließlich der Belastungen für nicht geförderte EE-Anlagen belaufen sich entsprechend unserer Modellierung auf ca. **1,76 Mrd €**.
- **Entlastungen auf Seiten der Netzentgelte:** Die Entlastungen bei den Netzentgelten setzen sich zusammen aus den Modellergebnissen abgeleiteten zusätzlichen Engpassrenten von ca. **1,54 Mrd. €** sowie aus geschätzten Entlastungen bei den Engpasskosten (Redispatch/Counter Trading) von **750 Mio. bis 1 Mrd. €**. Die Wirkung auf letztere wird nicht im Modell abgebildet und hängt maßgeblich von den EE-Erzeugungsbedingungen eines Jahres, den aktuellen Brennstoffkosten sowie der Effizienz des Redispatches selbst ab.

Diese Schätzungen sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, zumal z.B. die Wirkungen auf Renten konventioneller Erzeugung oder im Ausland nicht berücksichtigt sind. Die Größenordnungen der Werte und gegenläufigen Effekte illustrieren allerdings, dass sich wesentliche Verteilungswirkungen in großen Teilen in Summe ausgleichen. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die Entlastungswirkungen bei den Übertragungsnetzentgelten im heutigen System allen Netznutzern zugutekommen, während die Belastungen auf der Stromgroßhandelspreisseite v.a. von den Stromverbrauchern im Süden Deutschlands getragen werden müssen. Zudem werden Belastungen im steuerlichen Bereich generiert, denen Entlastungen auf Seiten der Kosten des Stromverbrauchs (v.a. Netzentgelte) gegenüberstehen. Auch dies impliziert Verteilungswirkungen zwischen den Bürgern.

5 Diskussion möglicher Folgemaßnahmen nach einer Gebotszonentrennung

Deutschland hat sich den Zielen der Klimaneutralität und der Energiewende verschrieben. Das Erreichen dieser Ziele ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, welche die Transformation großer Teile unserer Energiesysteme, unserer Wirtschaft und unserer Gesellschaft erfordert.

Durch die Energiewende entstehen an verschiedenen Stellen Zusatzkosten. Im Falle der Stromtransporte im Übertragungsnetz gilt dies auf zweifache Weise:

- **Kurz- und mittelfristig:** Erhöhte Engpasskosten, die aufgrund des verzögerten Netzausbaus zu einem suboptimalen Kraftwerkseinsatz, bzw. Einsatz der EE-Anlagen führen; dies hält so lange an, wie der Ausbau der Erneuerbaren Energien dem Netzausbau zeitlich vorläuft.
- **Langfristig** (nach vollständigem Netzausbau): Im Durchschnitt fallen längere Transportwege von den Stromtransportzentren (insbesondere Winderzeugung im Norden) zu den Verbrauchszentren im Süden an, sowohl im Vergleich zur Vergangenheit, als man bundesweit auf lastnahe Erzeugung zurückgreifen konnte, wie auch im Vergleich zum Norden. Tritt dieser Fall ein, wäre die Energieversorgung als Folge der Energiewende auch langfristig strukturell im Süden mit höheren Kosten verbunden als im Norden.

Aktuell wird versucht, diesen Herausforderungen möglichst solidaritätskonsequent zu begegnen. Eine Trennung der einheitlichen deutschen Gebotszone wäre in Teilen eine Abkehr von diesem Prinzip.

Wenn die Energiewende in Deutschland auch in Zukunft, also auch nach einer Gebotszonentrennung, als gesamtgesellschaftliche Aufgabe begriffen wird, sind Ausgleichmaßnahmen für die in diesem Gutachten beschriebenen Verteilungseffekte zu ergreifen.

Alle in diesem Abschnitt aufgeführten Optionen erhöhen allerdings die Komplexität des Stromsystems für die Marktakteure und stellen weitere regulatorische Eingriffe von staatlicher Seite dar. Wie bei der grundsätzlichen Frage nach den Vor- und Nachteilen einer Stromgebotszonentrennung an sich stellt sich auch hier die Frage, ob trotz perspektivischem Netzausbaus mit dauerhaften strukturellen Netzengpässen in Deutschland zu rechnen ist und sich somit tiefgreifende Eingriffe in den Markt rechtfertigen lassen.

Im Folgenden diskutieren wir eine Reihe von Optionen, die den Verteilungseffekten einer Gebotszonentrennung entgegenwirken könnten. Die Maßnahmen werden dabei nach den Themenbereichen „Stromnetze“, „EEG-Förderung“ und „Strompreise“ klassifiziert.

5.1 Stromnetze - Anpassung der Methodik zur Bestimmung der Übertragungs- und Verteilernetzentgelte

Eine Möglichkeit, den Verteilungseffekten einer Gebotszonentrennung entgegenzuwirken, besteht in der Anpassung der Netzentgelte. Sowohl die Übertragungs-, als auch die Verteilernetzentgelte haben einen großen Hebel auf den Strompreis der Endverbraucher.⁵⁴ Anpassungen in der Netzentgeltsystematik könnten die Verteilungseffekte ganz oder in Teilen ausgleichen. Hierbei kann zwischen dem Übertragungs- und Verteilernetz unterschieden werden.

Übertragungsnetze

In Deutschland gelten seit 2023 einheitliche Übertragungsnetzentgelte. Die Vereinheitlichung des Übertragungsnetzentgelts war eine „solidaritätskonsequente“ Maßnahme, damit die Lasten der Energiewende aufgrund des Netzausbaus gleichmäßig auf die gesamte bundeseinheitliche Gebotszone verteilt werden. Die Verbraucher im Norden Deutschlands sollten nicht überproportional mit hohen Netzentgelten für den erforderlichen Netzausbau zur Integration von EE-Anlagen und den daraus folgenden Stromtransport belastet werden, obwohl sie aufgrund der bundeseinheitlichen Gebotszone nicht von potenziell geringeren Strompreisen profitieren können.

Bei einer Trennung der Gebotszone gilt es, zu prüfen, inwieweit diese Logik weiterhin tragen würde und welcher Anteil der Kosten für z.B. das Anschließen von neuen Windkraftanlagen im Norden auch auf Verbraucher im Süden umgewälzt werden sollte. Der Nutzen der Integration von EE-Anlagen im Norden und des Stromtransports fällt über Stromflüsse auch im Süden Deutschlands an, eine Beteiligung an den Kosten erscheint also weiterhin sachgerecht. Allerdings fällt durch die Gebotszonentrennung dieser Nutzen bei den Strompreisen im Süden in geringerem Maße an als im Norden. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Netzausbau nicht erfolgt, bzw. sich verzögert: Gerade dann sind Verbraucher im Süden von den Vorteilen der EE-Integration im Norden in Teilen ausgeschlossen, die Verbraucher im Süden tragen also über die Strompreiswirkungen die Risiken, bzw. Kosten eines unterdimensionierten, bzw. verzögerten Netzausbaus. Die Herausforderung bei einer Anpassung der Übertragungsnetzentgelte ist somit die sachgerechte Ermittlung der Kosten der Netznutzung durch die Marktteilnehmer über die Gebotszone hinaus unter Berücksichtigung der Wirkung auf die Redispatchkosten sowie der Änderung des grenzüberschreitenden Effektes auf die Engpassrenten durch Einführung einer neuen Gebotszonengrenze innerhalb von Deutschland.⁵⁵

⁵⁴ In Abschnitt 0 sind die Stromkosten für Industrie und Haushalte nach den einzelnen Komponenten aufgeschlüsselt.

⁵⁵ Analoge Argumente können für die bundesweit erhobene Offshore-Umlage angestellt werden, durch die auch Offshore-Netzanbindungen zur Integration von Offshore-Windparks finanziert werden. Auch hier kann die Frage gestellt werden, inwieweit eine bundesweit einheitliche Verteilung der Kosten nach einer Marktzentrennung sachgerecht ist.

Eine Option bestünde darin, die Engpassrenten (oder ggf. Einsparungen bei den Redispatchkosten), die durch die Gebotszonentrennung zusätzlich bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallen, asymmetrisch zur Senkung der Übertragungsnetzentgelte im Norden und Süden Deutschlands anzurechnen: Netznutzer in der Südzone würden dann stärker entlastet als in der Nordzone. Hierdurch könnten die Effekte der Strompreisdifferenzen zwischen Nord- und Süd ganz oder in Teilen in Summe ausgeglichen werden. Es sei aber drauf hingewiesen, dass es auch bei diesem Ansatz „Gewinner“ und „Verlierer“ auf Seiten der Verbraucher im Süden Deutschlands gäbe, da die Kostenwirkungen auf der Energiebezugsseite (höhere Strompreise) einerseits und der Netzentgeltseite (geringere Netzentgelte) andererseits i.d.R. bei den Kunden nicht proportional wirken. Zudem würden andere Akteure wie z.B. Stromerzeuger im Norden Deutschlands nicht kompensiert. Schließlich wäre zu prüfen, ob eine prioritäre Verwendung der Engpassrenten zur Reduktion von Netzentgelten in bestimmten Netzgebieten mit EU Recht vereinbar wäre.

Verteilernetze

Für einen Kostenausgleich aufgrund der ungleichmäßigen Belastungen durch die Integration von Erneuerbaren Energien zwischen den Verteilernetzbetreibern schlägt die Bundesnetzagentur aktuell ein neues System für die Bestimmung der Verteilernetzentgelte vor. Nach diesem Vorschlag soll die Mehrbelastung von Netzbetreibern in Regionen mit einem besonders hohen Anteil von Erneuerbaren Energien auf alle Verbraucher verteilt werden. Netzbetreiber erhalten dabei einen finanziellen Ausgleich für die entstehenden Mehrkosten. Die Bundesnetzagentur hat dazu eine Festlegung am 28. August 2024 erlassen, die zum 1. Januar 2025 in Kraft tritt.⁵⁶ Auch hier handelt es sich um eine „solidaritätskonsequente“ Maßnahme, damit die Lasten der Energiewende aufgrund des Netzausbaus auf die gesamte bundeseinheitliche Gebotszone verteilt werden, da der Nutzen in Form von geringeren Strompreisen das gesamte Bundesgebiet betrifft. Es stellt sich auch hier die Frage, inwieweit, bzw. zu welchem Anteil im Falle einer Gebotszonentrennung der Ausgleich der Mehrbelastungen zwischen den Netzbetreibern innerhalb der Gebotszonen und/ gebotszonenübergreifend erfolgen sollte.

Das Instrument zum Ausgleich der Mehrbelastung von Netzbetreibern in Regionen mit einem besonders hohen Anteil von Erneuerbaren Energien ist bereits relativ komplex. Die konkrete Ausgestaltung einer möglichen Einschränkung dieses Ausgleichs würde die Komplexität des Instruments weiter erhöhen und erscheint deshalb herausfordernd.

5.2 Anpassung der Finanzierung von Erneuerbaren Energien

Die Gebotszonentrennung hat einen Verteilungseffekt über die Finanzierung der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Die Finanzierung der Förderung von Erneuerbaren

⁵⁶ Bundesnetzagentur, Festlegung zur Verteilung der Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A), August 2024, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2024/2024_4-Steller/BK8-24-0001/BK8-24-0001-A_Festlegung_Download_BF.pdf?_blob=publicationFile&v=3

Energien erfolgt derzeit über Steuermittel des Bundes, welche von allen Steuerzahlern im gesamten Bundesgebiet erhoben werden. Der größte Anteil kommt hier von wirtschaftsstrukturstarken Regionen im Süden und Westen Deutschlands. Mit diesen Mitteln wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien in allen Teilen Deutschlands gefördert, insbesondere aber auch die stromertragreiche Windenergie im Norden Deutschlands. Von diesem geförderten Ausbau der Erneuerbaren Energien profitieren prinzipiell alle Bürger im Bundesgebiet, insofern ist die Finanzierung durch Steuermittel des Bundes sachgerecht.

Im Falle einer Gebotszontrennung Deutschlands in eine Zone Nord und eine Zone Süd haben Verbraucher beispielsweise in der Zone Süd nur mehr einen eingeschränkten Zugang zu den geförderten Strommengen in der Zone Nord. Dies drückt sich in den höheren Strompreisen im Süden aus und gilt so lange, wie die Netzengpässe zwischen den Gebotszonen bestehen. Von einer Gebotszontrennung in Deutschland gehen somit Verteilungseffekte im Zusammenhang mit der Finanzierung der Förderung von Erneuerbaren Energien aus: Verbrauchsseitig profitiert die Zone Nord, während die Bundesländer der Zone Nord nur unterproportional zum bundesweiten Steueraufkommen, d.h. zur Finanzierung der Erneuerbaren Energien, beitragen.

Sollte die Gebotszone aufgeteilt werden, stellt sich somit die Frage nach einer möglichen Neugestaltung der Finanzierung der EEG-Förderungen zur Limitierung von unerwünschten Verteilungseffekten. Dazu stehen unterschiedliche Optionen zur Verfügung (z.B. Gebotszonen spezifische EEG-Umlage, Finanzierung aus Landesmitteln), die auf ihre rechtliche Umsetzbarkeit, Effektivität und Praktikabilität geprüft werden müssten. Auch hier gilt: Eine Anpassung der EEG-Finanzierung stellt eine weitere Komplexität in der deutschen Energiepolitik dar, mit möglichen unerwünschten Folgen auf die Planungssicherheit und Investitionsbereitschaft in erneuerbaren Energien.

5.3 Strompreis – Kompensation von negativen Auswirkungen bei Strompreisen

Verteilungseffekte einer Gebotszontrennung ergeben sich schließlich durch die Auswirkungen auf die Strompreise. Dieser Verteilungseffekt kann durch unterschiedliche Maßnahmen adressiert werden.

5.3.1 Anpassung der Berechnungsgrundlage der Strompreiskompensation für bestimmte energieintensive Industriebranchen

Ein verzerrender Effekt bei einer Trennung der deutschen Gebotszone könnte sich auch im Zusammenhang mit europäischen Regularien ergeben. In Europa erhalten Branchen mit Prozessen mit hohem Energieverbrauch, z. B. die Stahl- und Chemieindustrie, eine sogenannte Strompreiskompensation als Ausgleich für indirekte CO₂-Kosten, um sie im internationalen Wettbewerb zu schützen. Die Kompensationshöhe hängt von einer Reihe von Faktoren ab, u.a. von der durchschnittlichen marginalen Emissionsintensität der jeweiligen

Region.⁵⁷ Eine Gebotszonentrennung in Deutschland hätte eine Veränderung dieser durchschnittlichen marginalen Emissionsintensitäten in den jeweiligen Gebotszonen zur Folge. Im Norden würden sie auf Grund des hohen EE-Anteils sinken, während sie im Süden steigen würden. Eine Anpassung auf die gebotszonenspezifische Bemessungsgrundlage würde die Kompensationszahlungen im Norden entsprechend verringern, während sie im Süden erhöht würde. Ein Vorteil dieses Ansatzes ist es, dass die Ausgaben komplett aus dem Europäischen Emissionshandel (EU ETS) finanziert werden. Ein Nachteil ist, dass nur ein relativ kleiner Teil der Industrieunternehmen von der Regulierung betroffen ist.

5.3.2 Strompreiskompensation durch Financial Transmission Rights

Wie in Abschnitt 3.4 dargestellt, kann im Fall einer Gebotszonentrennung innerhalb von Deutschland das Marktrisiko aus der Preisdifferenz zwischen den Gebotszonen durch „Financial Transmission Rights (FTR)“ abgesichert werden. FTRs sind finanzielle Produkte, die ihren Besitzern einen Zahlungsfluss garantieren, der aus der Preisdifferenz zwischen den Gebotszonen bei Auftreten eines Netzengpasses abgeleitet wird. FTRs werden durch Auktionen der Stromübertragungsnetze vergeben, d.h. die Marktteilnehmer zahlen einen Preis für die Absicherung. Die Erlöse der Netzbetreiber aus den Auktionen fließen in die Berechnung der Netzentgelte ein.

Nachdem FTRs den Besitzern einen Zahlungsfluss garantieren, könnten FTRs auch zur Kompensation von negativen Strompreiseffekten für Marktteilnehmer genutzt werden. Beispielsweise könnten Verbraucher in der Süd Zone unentgeltlich FTRs zugewiesen werden, wodurch höhere Strompreise im Süden in Höhe der Menge der zugewiesenen FTRs kompensiert werden können. Analoge Regelungen könnten auch für Erzeuger in der Nord Zone eingeführt werden. Die unentgeltliche Zuweisung von FTRs wurde beispielsweise bei der Einführung von Nodal Pricing im PJM⁵⁸ Markt (USA) als Instrument genutzt, um mit anfänglichen Verteilungseffekten umzugehen. Die unentgeltliche Zuweisung führte zu Wettbewerbsvorteilen für bestehende Unternehmen und wurde deshalb nach einer gewissen Zeit wieder abgeschafft. Aus den Erfahrungen im PJM Markt könnten bei einer Umsetzung in Deutschland somit hilfreiche Lehren gezogen werden.

Nichtsdestotrotz ist eine (auch nur temporär vorgesehene) unentgeltliche Zuteilung von FTRs als Kompensationsmaßnahme im Falle einer Gebotszonentrennung in Deutschland mit komplexen ökonomischen, beihilferechtlichen und verteilungsspezifischen Herausforderungen verbunden:

- Aus **ökonomischer Sicht** stellt sich die Frage, welcher Sachverhalt kompensiert werden soll. Nachdem die Maßnahme die negativen Auswirkungen einer Gebotszonentrennung kompensieren sollte, bezieht sich die Kompensation auf die Differenz der Strompreise bei einer einheitlichen Gebotszone und getrennten Gebotszonen. Die FTRs nach der Gebotszonentrennung werden sich allerdings auf die Preisdifferenz zwischen den neuen

⁵⁷ Die regionale Abgrenzung gilt aktuell für Mittelwesteuropa: Deutschland, Luxemburg und Österreich.

⁵⁸ Pennsylvania-New Jersey-Maryland

Gebotszonen beziehen, sie sollten sich aber auf die Differenz der Preise zwischen einer (artifizuell) einheitlichen Gebotszone und den neuen Gebotszonen ergeben. Somit besteht das Risiko, dass die Ausgabe von FTRs die Strompreiseffekte gegenüber einer einheitlichen Gebotszone überkompensiert. Dieser Effekt könnte theoretisch bei der Höhe der Gratiszuordnung von FTRs berücksichtigt werden, erhöht allerdings die Komplexität der Ausgestaltung der Maßnahme.

Gleichzeitig bezieht sich die Strompreiskompensation nur auf die durch die FTRs erfassten Strommengen der Marktteilnehmer, die deutlich unter den Gesamtmengen liegen.

- Aus **beihilferechtlicher Sicht** stellt sich die Frage, an welche Marktteilnehmer die FTRs unentgeltlich zugewiesen werden können, ohne dadurch gegenüber andere Marktteilnehmer einen Wettbewerbsvorteil durch eine „staatliche“ Beihilfe zu erhalten. Die Maßnahme wird schlussendlich eine beihilferechtliche Prüfung durch die EU Kommission durchlaufen müssen.
- Mit der Gratiszuteilung sind auch **Verteilungseffekte** verbunden, indem die Erlöse der Stromübertragungsnetzbetreiber aus den Engpassrenten reduziert werden. Durch die Gratiszuteilung stehen weniger Erlöse aus der Auktion von FTRs für die Finanzierung des Netzausbaus, bzw. für Reduktion von Netzentgelten gegenüber. Dies betrifft insbesondere Marktteilnehmer, die von der Gratiszuteilung nicht profitieren. Die Rückkoppelung dieses Verteilungseffektes auf die Stromgesamtkosten (inkl. Netzentgelte) sollte dementsprechend berücksichtigt werden.

Insgesamt stellt die Gratiszuteilung von FTRs an (ausgewählte) Marktteilnehmer theoretisch die Möglichkeit einer temporären Maßnahme einer Strompreiskompensation dar. Die praktische Ausgestaltung kann sich allerdings als komplex erweisen und ggf. auf europäische beihilferechtliche Hürden stoßen.

5.3.3 Eingriff in Strompreise – Regionale Strompreise für Erzeuger bei einheitlichen Strompreisen für Verbraucher

Italien bietet ein Fallbeispiel für einen Ausgleich von Verteilungseffekten für Endverbraucher infolge eines zonalen Modells: Während Stromerzeuger den Strompreiswirkungen der Gebotszonenaufteilung ausgesetzt werden, werden an die Verbraucher landesweit vereinheitlichte Strompreise weitergereicht. Bei einer analogen Anwendung in Deutschland bei einer Gebotszonentrennung würden somit die Endverbraucher von Verteilungseffekten abgeschirmt, da für diese weiterhin ein gebotszonenübergreifender einheitlicher Strompreis bestünde. Der Verteilungseffekt für Erzeuger bliebe allerdings bestehen.

Die artifizielle Vereinheitlichung der Strompreise kann allerdings den erwünschten Effekten einer Gebotszonentrennung entgegenstehen: So gehen verbrauchsseitig Preissignale verloren und flexible Nachfrage wird sich nicht oder weniger an die stromwirtschaftliche Knappheit in einzelnen Gebotszonen anpassen. Dieser Aspekt wurde insbesondere auch von

der EU-Kommission am italienischen Modell kritisiert. Wir halten diese Kritik auch für den deutschen Kontext für valide. Die Flexibilisierung der Last wird aktuell in Deutschland als wichtiges Element eines Energiesystems mit hohem Anteil von Erneuerbaren Energien gesehen. Maßnahmen, die dem entgegenstehen, sollten somit vermieden werden.

Gleichzeitig weisen wir darauf hin, dass die artifizielle Vereinheitlichung der Strompreise in Italien per 1.1.2025 aufgrund von technischen Herausforderungen im Flow-based-market-coupling-Algorithmus beendet wird. Es ist eine entsprechende Übergangsphase bis Ende 2026 vorgesehen, dessen genaue Ausgestaltung allerdings noch offen ist. Der Grund für die Beendigung des einheitlichen Strompreises für Verbraucher in Italien ist die Umstellung des Day-ahead Produkte auch auf 15min Produkte, welche die Rechenzeit bei einem weiterhin einheitlichen Strompreis für Verbraucher in Italien massiv ansteigen lassen würde.⁵⁹ Diese technischen Gründe würden viel stärker für Deutschland bei einem einheitlichen Strompreis für Verbraucher im FBMC-Algorithmus gelten, da Deutschland aufgrund der geographischen Lage deutlich mehr Außengrenzen im Vergleich zu Italien hat und die Komplexität des FBMC-Algorithmus bei einem 15min Produkt noch einmal deutlich ansteigen würde.

Aus unsere Sicht sprechen somit sowohl ökonomische Gründe (Reduktion der Anreize für dynamische Effizienz bei Verbraucher) als auch Gründe der Praktikabilität (Rechenzeit FBMC-Algorithmus) gegen einen Strompreiskompensationsmechanismus nach dem italienischen Beispiel.

⁵⁹ Der Grund für die Änderung des italienischen Modells ist im Wesentlichen ein technischer im Zusammenhang mit dem FBMC-Algorithmus. Derzeit wird der PUN als Spezialfall bei der Optimierung des FBMC-Algorithmus berücksichtigt. Durch die Umstellung der Day-ahead Produkte auch auf 15min Produkte würde die Berücksichtigung des PUN die Rechenzeit für den FBMC-Algorithmus extrem verlängern und nicht mehr praktikabel machen.

Fallbeispiel Italien: Nivellierung der Verteilungseffekte für Endverbraucher durch einheitlichen Strompreis für Endverbraucher

In Italien wurden bei der Strommarkt-Liberalisierung 1999 sechs subnationale Gebotszonen eingeführt. 2021 wurde eine siebte Gebotszone nach einer nationalen Überprüfung der Gebotszonen durch Terna, den Übertragungsnetzbetreiber, hinzugefügt. Das zonale Modell in Italien differenziert bei der Preisgestaltung zwischen Erzeugern und Lasten. Die Erzeuger erhalten für den in einer Gebotszone erzeugten Strom jeweils den zonalen Preis. Lasten (Verbraucher) hingegen bezahlen einen einheitlichen Day-ahead Preis (den sog. PUN) für Mengen, die über den Day-ahead Markt bezogen werden, unabhängig von ihrer Gebotszone. Im Intraday-Markt unterscheiden sich auch für Lasten die Preise in den Marktzonen.

Der PUN wurde als Instrument implementiert, um negative Verteilungseffekte durch die Trennung der Gebotszone auf Endverbraucher zu limitieren. Dadurch sollte der politische Widerstand von Endverbraucher gegen ein zonales Modell gemindert werden. Als Nachteil wurde allerdings erkannt, dass durch den PUN nachfrageseitige Flexibilitäten nur unvollständig genutzt werden und dadurch durch zonale Strompreise induzierte Effizienzen im Bereich der Lasten nicht gehoben werden können.

Der PUN ist auch für die Organisation des Terminmarktes wichtig. Erzeuger können sich am Terminmarkt absichern, wobei der PUN als Referenzpreis dient. Der PUN wird aus den mengengewichteten Day-ahead Preisen der sieben Gebotszonen berechnet. Terna verauktioniert Financial Transmission Rights (FTRs), die das „Locational Spread“ Basisrisiko zwischen den Day-ahead Preisen der Gebotszonen und dem PUN abdecken.

Das italienische Modell unterscheidet sich in mehreren Aspekten vom „nordischen“ Modell. Im italienischen Modell gibt es einen einheitlichen Day-ahead Preis für Endverbraucher in allen Gebotszonen, im Gegensatz zu differenzierten Preisen im „nordischen“ Modell. Die Absicherungsprodukte für das „Locational Spread“ Basisrisiko sind FTRs, welche von Terna auktioniert werden, während im „nordischen“ Modell reine Handelsprodukte verfügbar sind, d.h. die Stromübertragungsnetzbetreiber verauktionieren keine FTRs. Der PUN ist ein Preis, der von Endverbraucher auch tatsächlich bezahlt wird, im Gegensatz zum „virtuellen“ Systempreis im „nordischen“ Modell.

Das italienische Modell wurde von der EU Kommission aufgrund fehlender Anreize für Nachfrageflexibilitäten kritisiert. Zudem erweist sich der PUN im Market-Coupling Algorithmus bei einer zeitlichen Auflösung der Produkte von 15 min als rechentechnisch nicht implementierbar. Zum 01.01.2025 wird das Modell geändert, sodass für Verbraucher kein einheitlicher Preis mehr gilt. Allerdings plant Italien mit einer Übergangslösung, durch die Differenzen zwischen einheitlichem Preis und zonalen Preisen ausgeglichen werden (diese Regelung soll bis Ende 2026 gelten). Die konkrete Ausgestaltung ist noch offen.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Auf Basis der qualitativen und quantitativen Analysen können Argumente für und gegen eine Trennung der deutschen Gebotszone angeführt werden (Tabelle 2). Bei einer Trennung der Gebotszone würde Baden-Württemberg einer hochpreisigen Gebotszone zugeordnet.

Tabelle 2 Trennung der Gebotszone – qualitative und quantitative Argumente

Kriterium	Ergebnisse der Überlegungen	Einschätzung
Statische Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die Adressierung von Netzengpässe über Marktmechanismen ermöglicht, dass die Anpassung von Erzeugung und Lasten durch Preissignale gelenkt wird. Durch die Lenkung über den kurzfristigen Großhandelsmarkt (Day-ahead, Intraday) können auch kleinere Speicher und Lasten sowie das Ausland miteinbezogen werden. Das grenzüberschreitende Engpassmanagement im Rahmen des Flow-Based-Market Coupling kann weiter optimiert werden ■ Mittel- bis langfristig zielt der geplante Netzausbau in Deutschland darauf ab, die innerdeutschen Netzengpässe künftig zu reduzieren. Markbasierte Elemente lassen sich auch im Rahmen des kurativen Engpassmanagements einführen, wodurch auch kleiner Speicher und Lasten in das Engpassmanagement integriert werden können und somit die Effizienz des kurativen Engpassmanagements erhöht werden kann. 	Pro Gebotszonentrennung, insbesondere bei mangelndem, bzw. erheblich verzögertem Netzausbau
Dynamische Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die Gebotszonentrennung ist eine von mehreren Optionen für lokale Standortsignale ■ Die quantitative Analyse zeigt Standortanreize für Deutschland durch eine Änderung der Preisstruktur für flexible Technologien (Elektrolyseur, Batterie) durch die Trennung der Gebotszone ■ Der Preisniveau Effekt kann zusätzlich die Standortwahl von Erzeugung beeinflussen. ■ Die tatsächliche Reaktion der verschiedenen Marktteilnehmer auf Standortsignale über Preisunterschiede bei Investitionsentscheidungen unklar. So wird die Ansiedlung erneuerbarer Energien vornehmlich durch die Verfügbarkeit von Standorten, die meteorologischen Bedingungen sowie die Ausgestaltung des Fördersystems getrieben. ■ Auch die Auswirkung des Preisniveau Effekts auf die Verbraucher erscheint unklar. Für die Industrie z.B. ist das allgemeine Preisniveau und nicht die Preisdifferenz zwischen den neuen Gebotszonen für Standortentscheidungen relevanter. ■ Es stehen zudem eine Reihe alternativer Anreizsysteme für die Standortwahl für Erzeugung und Lasten zur Verfügung, und jene Instrumente mit der geringsten Eingriffstiefe und Folgekosten sollten ausgewählt werden. 	Tendenziell pro Gebotszonentrennung

Kriterium	Ergebnisse der Überlegungen	Einschätzung
Markt-konzentration	<ul style="list-style-type: none"> ■ Kleinere Gebotszonen können zu einer Erhöhung der Marktkonzentration führen. Allerdings hat im Großhandelsmarkt der Wettbewerbsdruck von Importen und wettbewerbsbehördliche Aufsicht eine limitierende Wirkung. ■ Wettbewerb im Vertriebsmarkt kann negativ beeinflusst werden, wenn Märkte zu klein werden und Marktliquidität im Langfristmarkt sinkt 	Tendenziell gegen Gebotszonentrennung
Marktliquidität	<ul style="list-style-type: none"> ■ Aktuell ist Deutschland der Referenzmarkt für Terminprodukte in Europa. Marktteilnehmer in Deutschland profitieren von diesem liquiden Terminmarkt u.a. durch niedrige Transaktionskosten (Bid/Ask Spread) bei Handelsgeschäften. ■ Eine Gebotszonentrennung in Deutschland birgt das Risiko einer Reduktion der Liquidität in den Langfristmärkten (Terminmärkten) des wichtigsten europäischen Leitmarktes. ■ Anstieg von EE-Anteil an Erzeugung in Deutschland kann Bedarf für Preisabsicherung grundsätzlich reduzieren und eine negative Auswirkung auf Marktliquidität im Terminmarkt haben. ■ Beispiele zur Limitierung der negativen Auswirkung auf Marktliquidität im Terminmarkt bei sehr kleinen Gebotszonen (z.B. nordisches Modell) stellen keine Erfolgsgarantie zur Sicherstellung der Marktliquidität im Terminmarkt dar. 	Gegen Gebotszonen-trennung
Verteilungs-effekte	<ul style="list-style-type: none"> ■ Eine Gebotszonentrennung ist mit Verteilungseffekten verbunden, welche „Gewinner“ und „Verlierer“ zur Folge haben. Verlierer der Stromgroßhandelspreisbewegungen einer Gebotszonentrennung sind insbesondere Verbraucher im Süden des Landes sowie Erzeuger im Norden (sowie jeweils den angrenzenden Nachbarländern), Gewinner sind Erzeuger im Süden und Verbraucher im Norden (sowie jeweils der angrenzenden Nachbarländer). ■ Die direkten und indirekten Verteilungseffekte einer Gebotszonentrennung sind komplex: So stehen Mehrbelastungen aus Seiten der Stromgroßhandelspreise und höhere Förderbedarfe bei den Erneuerbaren Energien Entlastungen bei den Netzentgelten gegenüber. Während sich die Entlastungen im derzeitigen System allerdings positiv für alle Stromverbraucher auswirken, wirken sich v.a. die durch die Strompreiseffekte induzierten Belastungen für die Stromkunden im Süden (und Erzeuger im Norden) negativ aus. 	Ausgleich entstehender Verteilungseffekte einer Gebotszonentrennung durch Folgemaßnahmen möglich, wenn auch komplex

Kriterium	Ergebnisse der Überlegungen	Einschätzung
	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die quantitative Analyse zeigt, dass bezüglich der für die wirtschaftliche Entwicklung wichtigen Industrie in Baden Württemberg die Verteilungseffekte, bzw. Mehrbelastungen durch den Anstieg der Strompreise in der Hochpreiszone überschaubar sind und sich durch einen weiteren Netzausbau nach 2030 noch weiter reduzieren sollten. ■ Aktuell wird angestrebt, die Verteilungseffekte der Mehrkosten der Energiewende zu adressieren. So werden seit dem Jahr 2023 die Netzentgelte für die Übertragungsnetze bundesweit vereinheitlicht und die Finanzierung des EE-Ausbaus seit 2023 über den Bundeshaushalt finanziert. Zudem führt die Bundesnetzagentur derzeit einen bundesweiten Mechanismus zur Verteilung erheblicher EE-bedingter Mehrkosten in den Verteilernetzen ein. Eine Gebotszonen-trennung wäre eine Abkehr von diesem Prinzip. Zum Ausgleich hierfür stünden verschiedene Optionen im Bereich der Netzentgelte (z.B. asymmetrische Anrechnung von Engpassrenten auf die Übertragungsnetzentgelte im Norden und Süden Deutschlands), Strompreise (z.B. im Rahmen der Strompreiskompensation für die Industrie) und der Zuteilung finanzieller Übertragungsrechte zur Verfügung, deren Einführung allerdings mit weiteren Komplexitäten einhergehen würde 	
Transformationskosten der Gebotszonen-trennung	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die Transformationskosten für eine Trennung der Gebotszone für Deutschland aus BZ-Review sind für Deutschland sehr hoch. In anderen Ländern, wie Frankreich, Italien, Niederlande und Schweden, werden geringere Kosten erwartet. ■ Die Transformationskosten können durch eine angemessene Vorlaufzeit minimiert werden, die sich an der zeitlichen Tiefe des Terminmarktes orientieren sollte. Für Deutschland würde dies eine Vorlaufzeit von mindestens 3 Jahren zwischen der Entscheidung zur Trennung der Gebotszone und der tatsächlichen Umsetzung bedeuten. Bis eine Gebotszonen-trennung greift, würde es bis zum Jahr 2028 oder später dauern, also einem Zeitraum, für den bereits wesentliche Verstärkungen des deutschen Stromübertragungsnetzes erwartet werden. 	Tendenziell gegen Gebotszonen-trennung

Quelle: Frontier Economics

Aus Tabelle 2 ist ersichtlich, dass die Argumente für, bzw. gegen eine Trennung der deutschen Gebotszone komplex und in der Bewertung nicht eindeutig sind. Darüber hinaus gibt es eine Reihe von regulatorischen/politischen Maßnahmen, die die Beurteilungskriterien für eine Gebotszontrennung beeinflussen und ggf. gewisse Effekte vorwegnehmen. Dies muss bei einer Entscheidung für oder gegen eine Trennung der deutschen Gebotszone mitberücksichtigt werden:

- **Statische Effizienz:** Hier ist zuallererst der geplante Netzausbau, vor allem der HGÜ Leitungen anzuführen, der zu einer deutlichen Reduktion der innerdeutschen Netzengpässe führen soll. Ein Großteil der relevanten Kapazitäten soll planmäßig zwischen 2028 und 2034 in Betrieb genommen werden. Der Netzausbau ist ein Kernelement der Energiewende, ohne den die Dekarbonisierungsziele nicht erreicht werden können. Es sollte vermieden werden, dass eine Trennung der Gebotszone, die bis zur Fertigstellung des Netzausbaus als Übergangslösung für die Adressierung von innerdeutschen Netzengpässe gesehen wird, den politischen Willen zum Netzausbau schmälert. Die Stromübertragungsnetzbetreiber setzen aktuell Maßnahmen zur Optimierung des bestehenden Redispatch. Zielsetzung dabei ist mehr kleine und dezentrale Flexibilitäten in den Redispatch zu integrieren. Auf europäischer Ebene sieht auch der in Entwurf befindliche Network Code Demand Response weitere Maßnahmen zur Mobilisierung von kleinteiligen Flexibilitäten auch für Redispatch vor. Durch diese Maßnahmen soll der Redispatch effizienter und kostengünstiger werden (insbesondere bis zur Umsetzung des erforderlichen Netzausbaus). Durch „Nutzen statt Abregeln“ (§13k EnWG) sollen zusätzlich die Redispatchmengen verringert werden.
- **Dynamische Effizienz:** Mit der Kraftwerksstrategie (KWS) möchte die deutsche Bundesregierung kurzfristig Investitionen in den Bau von 10 GW H2-ready-Gaskraftwerken auslösen, die bis spätestens 2030 ans Netz gehen sollen. Damit soll sichergestellt werden, dass auch nach dem vorgezogenen Kohleausstieg, dem Kernenergieausstieg und der Stilllegung älterer Gaskraftwerke mittelfristig ausreichend steuerbare Erzeugungsleistung zur Verfügung steht, um die Versorgungssicherheit auch in Zeiten von geringer Stromerzeugung aus Wind und Sonne zu gewährleisten.

Die KWS soll auch eine regionale Komponente enthalten, wodurch sichergestellt wird, dass die Kraftwerke an den „richtigen“, d.h. systemdienlichen Standorten, errichtet werden. Die KWS setzt damit bereits Standortsignale für neue Kraftwerke, die bis zum Jahr 2030 errichtet werden. Gleichzeitig steht ein umfassender Kapazitätsmechanismus auf der politischen Agenda, der im Unterschied zur KWS technologieoffen ausgestaltet werden soll. Es wird dabei auch diskutiert, inwieweit der umfassende Kapazitätsmechanismus eine regionale Komponente enthalten soll. Ist dies der Fall, dann werden durch den Kapazitätsmechanismus nicht nur Standortsignale für H2-ready-Gaskraftwerke, sondern für alle Technologien inklusive Demand Response gegeben. Der Effekt einer Trennung der Gebotszone wäre dadurch zum großen Teil vorweggenommen. Durch „Nutzen statt Abregeln“ (§13k EnWG) wird auch ein Standortsignal für die dabei erfassten Verbraucher gesetzt, da bei der Auswahl eines Standortes im Norden von Deutschland die Verbraucher von niedrigeren Strompreisen profitieren können.

Zusätzlich wird über weitere mögliche Instrumente für Standortssignale wie die Einführung einer G-Komponente für Einspeiser oder netzbezogene Boni/Mali für Netzeinspeisungen diskutiert.

- **Verteilungseffekte:** Die Umsetzung der Energiewende in Deutschland führt teilweise zu ungleichen Lasten in den Ländern, d.h. Endverbraucher in Regionen mit hohem EE-Anteil profitieren aufgrund der einheitlichen Gebotszone nicht von niedrigeren Strompreisen und müssen darüber hinaus die Kosten für den Netzausbau zur Integration der EE-Erzeugung tragen. Diese Verteilungseffekte wurden durch unterschiedliche Maßnahmen adressiert. Dies betrifft einerseits die Kosten für den Stromnetzausbau. Seit 2023 werden die Netzentgelte für die Stromübertragungsnetzbetreiber bundeseinheitlich veranschlagt und erhoben. Dieser Ansatz sozialisiert u.a. die Mehrkosten, die durch den Netzanschluss der Windkraftanlagen im Norden entstehen, auf ganz Deutschland. Ein ähnlicher Effekt ergibt sich auch aus der Offshore-Umlage, wobei u.a. die Kosten für die Offshore-Netzanbindungen bundesweit verteilt werden. Eine Verteilung der Mehrkosten der Energiewende auf mehrere Schultern ist auch für die Verteilernetzentgelte vorgesehen. Die Bundesnetzagentur hat dafür einen Mechanismus vorgeschlagen, wodurch Mehrkosten für den Netzausbau, die in Gebieten mit besonders hohem Wind und PV-Zubau entstehen, bundesweit umgelegt werden. Auch die Finanzierung des EE-Ausbaus wird seit 2023 aus dem Bundeshaushalt finanziert.

Letztlich hat sich Deutschland über alle Regionen hinweg gemeinsam das Ziel gesetzt, das Energiesystem zu transformieren und dabei auch zu dekarbonisieren. Dies beinhaltet mehrere zentrale energiepolitische Maßnahmen: den Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kernenergie, den Ausstieg aus der Kohleverstromung und den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien. Besonders hohe Beiträge werden dabei von der Windenergie erwartet, aber auch die Solarenergie soll einen bedeutenden Anteil leisten. Diese gesamtgesellschaftlich beschlossenen Maßnahmen bringen besondere Herausforderungen und Nachteile, aber auch Chancen für die verschiedenen Regionen Deutschlands mit sich.

Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung fallen wichtige Eckpfeiler der bisherigen Stromversorgung im Süden Deutschlands weg. Die Standortbedingungen für die Stromerzeugung aus Windenergie sind im Süden deutlich ungünstiger als im Norden, da Windkraftanlagen dort weniger Volllaststunden erreichen. Deshalb konzentriert sich der Ausbau der Windenergie hauptsächlich auf den Norden des Landes. Diese regionalen Unterschiede können auch durch die besseren Bedingungen für Solarenergie im Süden Deutschlands nicht ausgeglichen werden. Vor diesem Hintergrund ist der Netzausbau aktuell das Schlüsselement der Energiewende und ein gesamtdeutsches Projekt, dessen Lasten gemeinsam getragen werden.

Eine Aufteilung der Stromgebotszonen in Deutschland würde jedoch, wie in diesem Gutachten gezeigt, dazu führen, dass der Strompreis im Süden Deutschlands im Durchschnitt höher wäre als im Norden. Damit würde eine Gebotszonenentrennung eine teilweise Abkehr vom gemeinsamen Tragen der Lasten der Energietransformation bedeuten, zu Ungunsten des Südens. Nach einer Aufteilung Deutschlands in Gebotszonen würde der Norden dagegen von

den geförderten EE-Anlagen profitieren, da der Strompreis in der Nordzone im Durchschnitt aufgrund der insgesamt besseren Standortbedingungen für EE-Anlagen geringer ausfallen wird als in der Südzone. Es ist dabei auch zu beachten, dass der Aufbau von EE-Kapazitäten im Norden Deutschlands durch Finanzmittel aus dem gesamten Bundesgebiet gefördert wird, in erheblichem Maß auch aus Finanzmitteln aus dem Süden. Zum Ausgleich hierfür stünden verschiedene Optionen im Bereich der Netzentgelte (z.B. asymmetrische Anrechnung von Engpassrenten auf die Übertragungsnetzentgelte im Norden und Süden Deutschlands), Strompreise (z.B. im Rahmen der Strompreiskompensation für die Industrie) und der Zuteilung finanzieller Übertragungsrechte zur Verfügung, deren Einführung allerdings mit weiteren Komplexitäten einhergehen würde.

Zusammenfassend kann nicht eindeutig festgestellt werden, dass vor dem Hintergrund der mit einer Gebotszonentrennung verbundenen Herausforderungen, dem fortschreitenden Netzausbau und den bereits eingeleiteten, bzw. diskutierten alternativen Maßnahmen zur netzdienlichen Steuerung von Erzeugung und Lasten der Nutzen der Einführung einer Gebotszonentrennung in Deutschland die energiewirtschaftlichen und gesamtgesellschaftlichen Kosten übersteigt. Auf Basis der verfügbaren Informationen und Analysen ist jedenfalls derzeit nicht eindeutig nachweisbar, dass der Nutzen einer Gebotszonentrennung die Kosten klar übersteigen würde. Starke Markteingriffe wie eine Gebotszonentrennung mit einer Vielzahl von Folgewirkungen sollten jedoch unter Berücksichtigung aller energiewirtschaftlicher und gesellschaftlicher Aspekte nicht durchgeführt werden, wenn sie keinen eindeutigen Nutzengewinn mit sich bringen.

Sollte allerdings der Netzausbau nicht oder weiterhin mit erheblichen Verzögerungen erfolgen, treten die Vorteile eines marktgesteuerten Einsatzes von Erzeugung, Speichern und Lasten zunehmend in den Vordergrund. Die negativen Verteilungseffekte einer Trennung der Gebotszonen könnten dann durch die Einführung von Kompensationsmaßnahmen insbesondere für den Süden abgemildert werden. Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass in Deutschland derzeit bereits eine umfassende Diskussion zur Anpassung des Strommarktdesigns u.a. zur Ausgestaltung von künftigen Kapazitätsmärkten geführt wird. Die Komplexität dieser Diskussion, bzw. der Umsetzung von Maßnahmen würde weiter erhöht werden, wenn parallel eine Gebotszonentrennung organisatorisch umgesetzt werden müsste. Die Fähigkeit und Bereitschaft aller beteiligten Akteure zur Bewältigung von Veränderungsprozessen würde dadurch weiter strapaziert. Zudem könnte durch eine Gebotszonentrennung der Eindruck entstehen, der Netzausbau sei in der Folge weniger dringlich. Diese Schlussfolgerung wäre irreführend und sollte in jedem Fall vermieden werden.

Literatur und Quellen

- 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach § 13 Abs. 10 EnWG (2023), 1. Juli 2023, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/PrognoseNetzSystemsicherheitskosten2023.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- ACER (2019): Explanatory Document to all TSOs' proposal for the methodology and assumptions that are to be used in the bidding zone review process and for the alternative bidding zone configurations to be considered in accordance with Article 14(5) of Regulation (EU) 2019/943 of the European parliament and of the Council of 5th June 2019 on the internal market for electricity, https://eeepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/cep/implementation/BZ/191001_ALL%20TSOs_BZR%20Methodology_Explatory%20Document.pdf
- ACER (2022): "Decision on the alternative bidding zone configurations to be considered in the bidding zone review process", Annex I, 8. August 2022, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations%20-%20Annex%20I.pdf
- ADAC (2024): Automarken & Modelle, <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/marken-modelle/>
- Ariadne, Analyse: Gebotszonenteilung – Auswirkungen auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien im Jahr 2030, 30. Januar 2024, <https://ariadneprojekt.de/publikation/gebotszonenteilung-auswirkungen-auf-den-marktwert-der-erneuerbaren-energien-im-jahr-2030/#4-ergebnisse>
- Aurora Energy Research, Power Market Impact of Splitting the German bidding zone, 28. September 2023, <https://auroraer.com/insight/power-market-impact-of-splitting-the-german-bidding-zone/>
- BMWK, Strommarktdesign der Zukunft: Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, August 2024, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=16
- Bundesnetzagentur, Festlegung zur Verteilung der Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A), August 2024, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2024/2024_4-Steller/BK8-24-0001/BK8-24-0001-A_Festlegung_Download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3

- Bundesnetzagentur (2023), Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022, Berichte der Verteilernetzbetreiber gem. § 14 Abs. 2 i. V. m. §14 d EnWG, Juli 2023, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1#:~:text=Die%20von%20den%20Verteilernetzbetreibern%20erhaltenen,12%20Prozent%20der%20Stromkreis%20A4nge%20abgedeckt.
- Bundesagentur für Arbeit (2023): Sozialversicherungspflichtig und geringfügig Beschäftigte in den Wirtschaftsabteilungen des Verarbeitenden Gewerbes nach Bundesländern zum Stichtag 30.06.2022, Nürnberg
- Bundesnetzagentur (2023): Monitoringbericht 2023, Bonn
- Bundesnetzagentur (2023), Quartalsbericht Netzengpassmanagement: Viertes Quartal 2023, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Quartalszahlen_Q4_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel – Preisspitzen und ihre Zulässigkeit, September 2019, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Marktueberwachung_REMIT/Leitfaden_Missbrauchsaufsicht.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Bundeskartellamt, Marktmachtbericht 2022, August 2023, https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Marktmachtbericht_2022.pdf
- Compass Lexecon, Transition costs of bidding zone reconfigurations, Studie für Entso-E, Dezember 2023, https://consultations.entsoe.eu/markets/public-consultation-on-bidding-zone-review/user_uploads/240719_entso-e_transition_costs_report_vf_for_p-consultation.pdf
- Consentec/Ecologic, Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt, Studie im Auftrag von Amprion, TenneT, 50Hertz, TransnetBW; Mai 2024, https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/strommarktdesign/4%C3%BCnb-studie%20zur%20ausarbeitung%20eines%20kapazit%C3%A4tsmechanismus%20f%C3%BCr%20den%20deutschen%20strommarkt/consentececologic_4%C3%BCnb_kapm_endbericht_final_inkl.begleitschreiben.pdf

- Consentec/Frontier Economics, Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie), Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2008.
- Entega (2024): Richtig Heizen, Wärmepumpe: Stromverbrauch und Stromkosten berechnen, [<https://www.entega.de/blog/waermepumpe-stromverbrauch/>]
- Entso-E, Entso-E Advocacy Note on Forward Markets – TSOs call for alternatives to Virtual Hub model for forward markets, Juli 2024, https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20FCA/publications/240703_EE_advocacy_note_forward_markets.pdf
- Frontier Economics, Hybrides Redispatch-Modell : Integration von Kleinanlagen und Optionen für den Umgang mit Marktmacht und Inc-dec- Gaming, Studie im Auftrag von TransnetBW und TenneT, April 2024, https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/2/1/4/4/2144f33f644f0e00fb772377109561c30dce3b0e/2024-Frontier-Marktbasierter%20Redispatch.pdf
- Statistische Ämter der Länder (2024): Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2023, Länderergebnisse Band 1, Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt (2023): Statistischer Bericht, Umweltökonomische Gesamtrechnung (UGR) - Private Haushalte und Umwelt, Berichtszeitraum 2000-2021, EVAS-Nummer 85531, Wiesbaden
- Statistisches Bundesamt (2024a): Genesis-Online, Vorausberechnete Privathaushalte: Bundesländer, Tabellenblatt 12421-0101, [<https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>]
- Statistisches Bundesamt (2024b): Genesis-Online, Energieverbrauch der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe, Tabellenblatt 43531-0001, [<https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>]
- Statistisches Bundesamt (2024c): Genesis-Online, VGR des Bundes - Bruttowertschöpfung (nominal/preisbereinigt), Tabellenblatt 81000-0103, [<https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>]
- Statistisches Bundesamt (2024d): Genesis-Online, Bereichsübergreifende Unternehmensstatistik (BUS), Tabellenblatt 48112-0002, [<https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>]
- Statistisches Bundesamt (2024e): Genesis-Online, Umsatz im Verarbeitenden Gewerbe (Wertindex), Tabellenblatt 42152-0003, [<https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>]

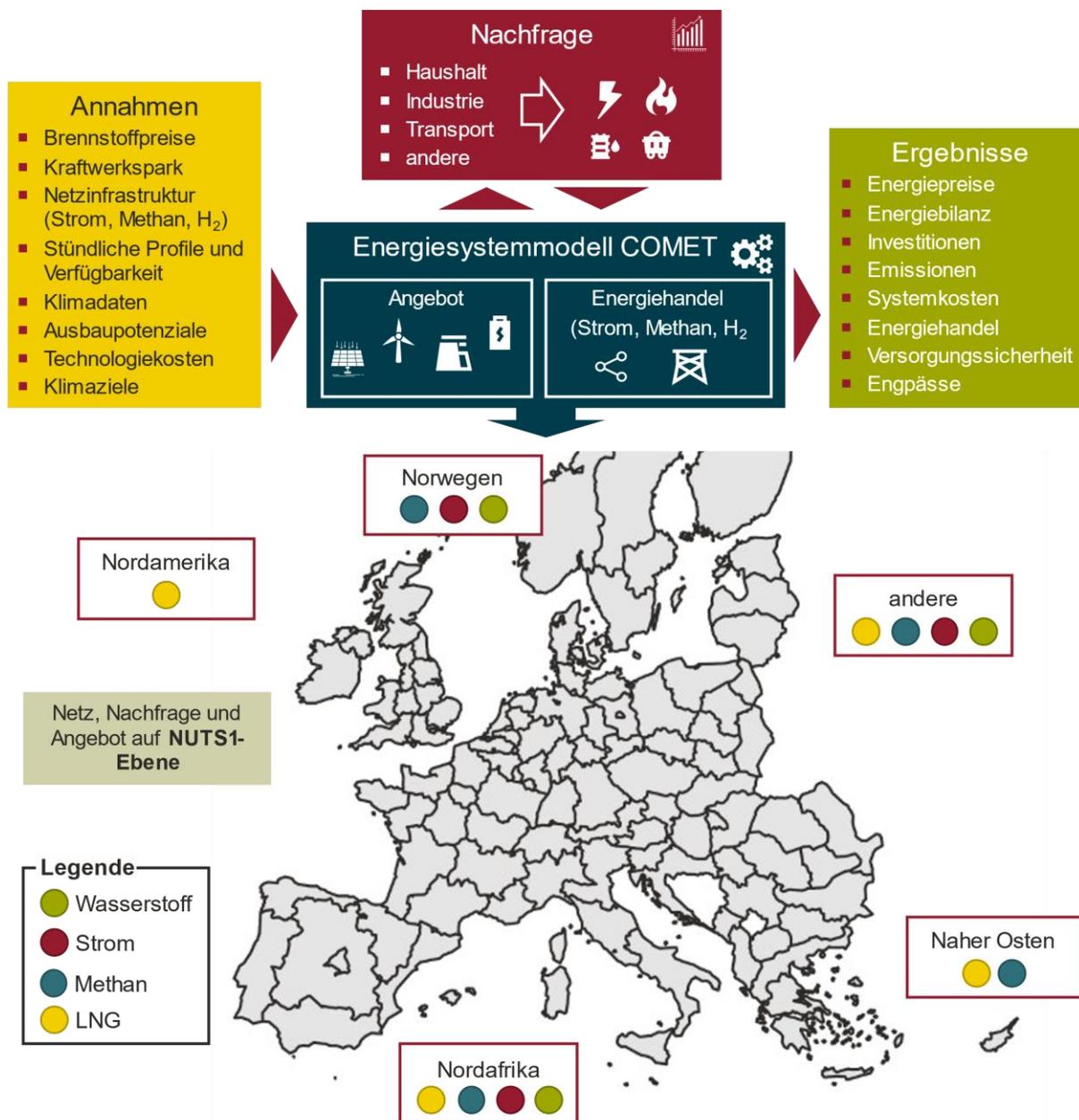
- THEMA/EWI, Price impact of a German bidding zone split: Implications for Germany and neighbouring markets, Executive Summary, 15. August 2023, https://thema.no/wp-content/uploads/THEMA_EWI-Bidding-zone-study-Germany-Executive-Summary.pdf

Anhang A– Strommarkt- und Energiesystemmodellierung

A.1 Überblick über die Funktionsweise des Modells

COMET modelliert die künftige Entwicklung der europäischen Energiemärkte, indem es die Gesamtsystemkosten für den Import, die Erzeugung und den Transport von Energieträgern zur Deckung der Endenergienachfrage minimiert. Modelliert werden unter anderem Strom, Wärme, Methan, Wasserstoff und E-Treibstoffen.

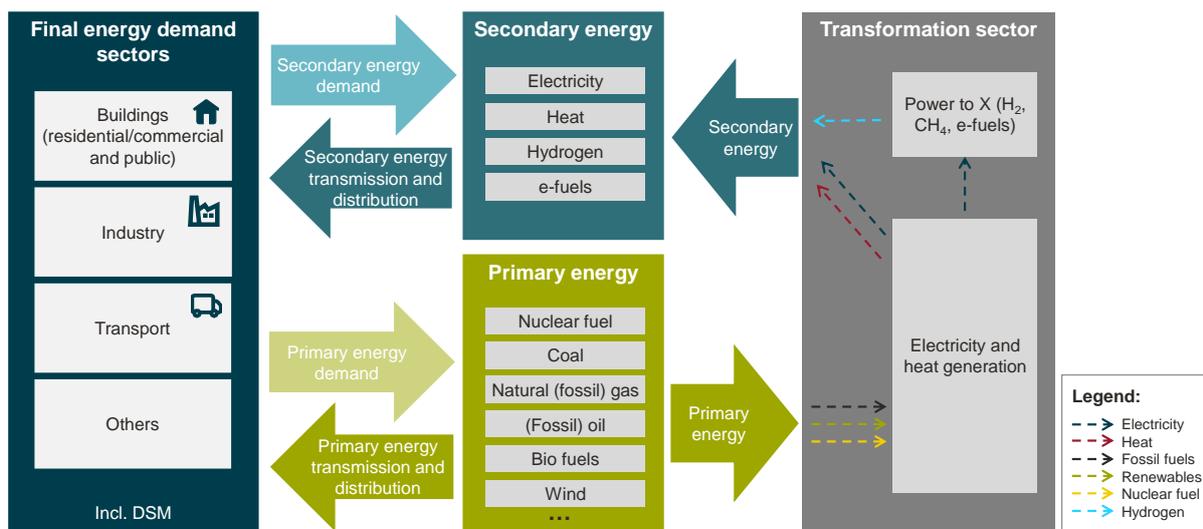
Abbildung 29 COMET Modellübersicht



Quelle: Frontier Economics

Das Modell umfasst alle Endenergienachfragesektoren (Gebäude, Industrie, Verkehr und sonstige), differenziert in 30 Teilsektoren. Die Nachfragesektoren interagieren mit dem Energieversorgungssektor über Energiepreissignale. Auf der Seite der Energieversorgung umfasst die Optimierung die Bereitstellung von Strom, Wärme, Wasserstoff, Methan und flüssiger Brennstoffe. Dabei werden alle Optionen, beispielsweise auf Basis fossiler (z.B. für blue hydrogen) oder biologischer Primärenergieträger (z.B. Bioliquids und Biomethanisierung) als auch strombasierte Technologien (E-Fuels), berücksichtigt.

Abbildung 30 COMET Energieumwandlung im Überblick



Quelle: Frontier Economics

Aufgrund der hohen räumlichen Granularität und der expliziten Modellierung von Übertragungs- und Transportbeschränkungen für einzelne Energieträger zwischen den Modellregionen ist COMET in der Lage, Infrastrukturbedarfe insbesondere für die Integration variabler erneuerbarer Energien in das europäische Energiesystem zu analysieren.

Für Strom wird eine vereinfachte Darstellung des europäischen Stromübertragungsnetzes verwendet. Auf der Grundlage detaillierter Leitungs- und Netzdaten von ENTSO-E und anderen öffentlich zugänglichen Quellen verwenden wir einen Netzreduktionsansatz, um die zugrundeliegenden detaillierten physikalischen Netzdaten auf die im Energiesystemmodell verwendeten Regionen zu reduzieren. Daraus lassen sich Rückschlüsse auf die Belastung des Übertragungsnetzes, potenzielle Engpässe und die Größenordnung des erforderlichen Netzausbaus ziehen.

COMET basiert auf den 92 NUTS-1-Regionen der EU⁶⁰ plus weiterer Regionen außerhalb der EU. Diese werden, abhängig von der Fragestellung, der Netztopologie und marktlicher Gegebenheiten, zu einzelnen Marktregionen aggregiert. Die Auswahl repräsentativer Jahre

⁶⁰ Siehe EuroStat NUTS-Karten: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/nuts/nuts-maps>

erfolgt projektspezifisch anhand der jeweiligen Anforderungen und Fragestellung. Typischerweise berücksichtigen wir 2025, 2030, 2040 und 2050.

Der Endenergiebedarf ist exogener Input für das Modell. Zur Bestimmung der nationalen Endenergienachfrage orientieren wir uns an der im TYNDP 2024 verwendeten Methodik, d.h. wir verwenden das *Energy Transition Model*⁶¹. Das Modell umfasst sechs Endnachfrage-sektoren, die weiter in mehrere Untersektoren und Nachfragetypen unterteilt sind.

A.2 Annahmen und Modellierungsansatz

Wesentliche Eingangsdaten

Die wichtigsten Eingangsdaten von Frontiers Energiesystemmodell COMET umfassen:

- **Endnachfrage:** Die Endenergienachfrage ist ein exogener Input. Flexibilitäten der Endnachfrage (z.B. intelligentes Aufladen von E-Fahrzeugen oder Verschiebung strombasierter Heizvorgänge) werden endogen unter Berücksichtigung technischer Beschränkungen optimiert.
- **Vorhandene Kapazitäten:** Das Modell verwendet einen Brownfield-Ansatz, d.h. es werden alle bestehenden Anlagen berücksichtigt, einschließlich Kraftwerke, Speicher, Netzinfrastruktur, Elektrolyseure usw. Bestehende Kapazitäten werden endogen stillgelegt, entweder nach Erreichen des Endes ihrer technischen Lebensdauer, wenn bekannte Stilllegungsdaten erreicht sind oder wenn ihr Einsatz nicht mehr wirtschaftlich ist.
- **Brennstoff- und Emissionspreise:** Die Brennstoffpreise sind exogene Inputs für das Modell. Wir verwenden typischerweise aktuelle Brennstoffpreisprognosen der International Energy Agency (World Energy Outlook). Aufgrund der expliziten Modellierung eines jährlichen CO₂-Budgets müssen keine expliziten Annahmen zu den CO₂-Preisen getroffen werden. Alternativ kann auch ein exogener Preis angenommen werden.
- **Technologiekosten:** Die Investitions- und Betriebskosten basieren auf öffentlichen Quellen und bei Frontier gesammelten Daten (sofern diese verwendet werden dürfen).
- **Kapazitätsgrenzen für erneuerbare Energien:** Wir verwenden die vom Joint Research Center⁶² der Europäischen Kommission veröffentlichten Daten für das verfügbare Potenzial von erneuerbaren Energien in den einzelnen Modellregionen. Diese Daten werden ergänzt um die Potentialgrenzen des TYNDP2024 für individuelle Stichjahre und Regionen.

⁶¹ Siehe <https://energytransitionmodel.com/about>

⁶² <https://data.jrc.ec.europa.eu/collection/id-00138>

- **Marktrahmen und Regulierung:** Der derzeitige Marktrahmen und politische Vorgaben, z.B. für die Nutzung von Kernkraftwerken, den Ausstieg aus der Kohleverstromung oder Technologieförderprogramme, werden berücksichtigt.

Wesentliche Ergebnisse des Modells

Die wichtigsten Ergebnisse des Modells umfassen:

- **Energiebilanz:** Für jede Modellregion liegt eine vollständige Energiebilanz nach Energieträgern und Sektoren vor, einschließlich Im- und Exporte sowie Transformation.
- **Emissionen:** Vollständige Emissionsbilanzen je Region.
- **Energiepreise:** Das Modell berechnet die Grenzkosten für jede endogen erzeugte Energieform (z.B. Strom und Wasserstoff).
- **Investitionen:** Kapazitätserweiterungen nach Technologie/Brennstoff sowie (jährliche) Produktions- und Erzeugungsmengen.
- **Systemkosten:** Kosten für alle endogenen Investitionen, fixe und variable Kosten der Energieversorgung.

Regionale Granularität

Das Energiesystem war in der Vergangenheit durch eine hohe Zentralisierung der Versorgungskapazitäten und eine klare Trennung von Angebot und Nachfrage gekennzeichnet. Mit der sich beschleunigenden Energiewende ändert sich dies zunehmend: Dezentrale variable erneuerbare Energien, verteilte Speicherkapazitäten, Prosumer, die sowohl Strom verbrauchen als auch produzieren, sowie die zunehmende Digitalisierung und Flexibilisierung der Endenergienachfrage führen zu einer heterogeneren Energielandschaft. Dies macht eine hohe räumliche Granularität notwendig, um zunehmende regionale Unterschiede angemessen zu erfassen.

COMET basiert daher auf den 92 NUTS-1-Regionen der EU plus weiteren Regionen außerhalb der EU. Der Zuschnitt der geographischen Abdeckung kann flexibel an die jeweiligen Anforderungen der Analyse angepasst werden. Um die Größe des Berechnungsproblems überschaubar zu halten und das Marktdesign abzubilden, können die NUTS-1-Regionen zum Beispiel zu Gebotszonen aggregiert werden. Um die Stromnetzkapazitäten zwischen den Modellregionen zu bestimmen verwenden wir die Daten des europäischen Übertragungsnetzes auf Leitungsebene und Knotenebene, die dann zu unseren Modellregionen aggregiert werden.

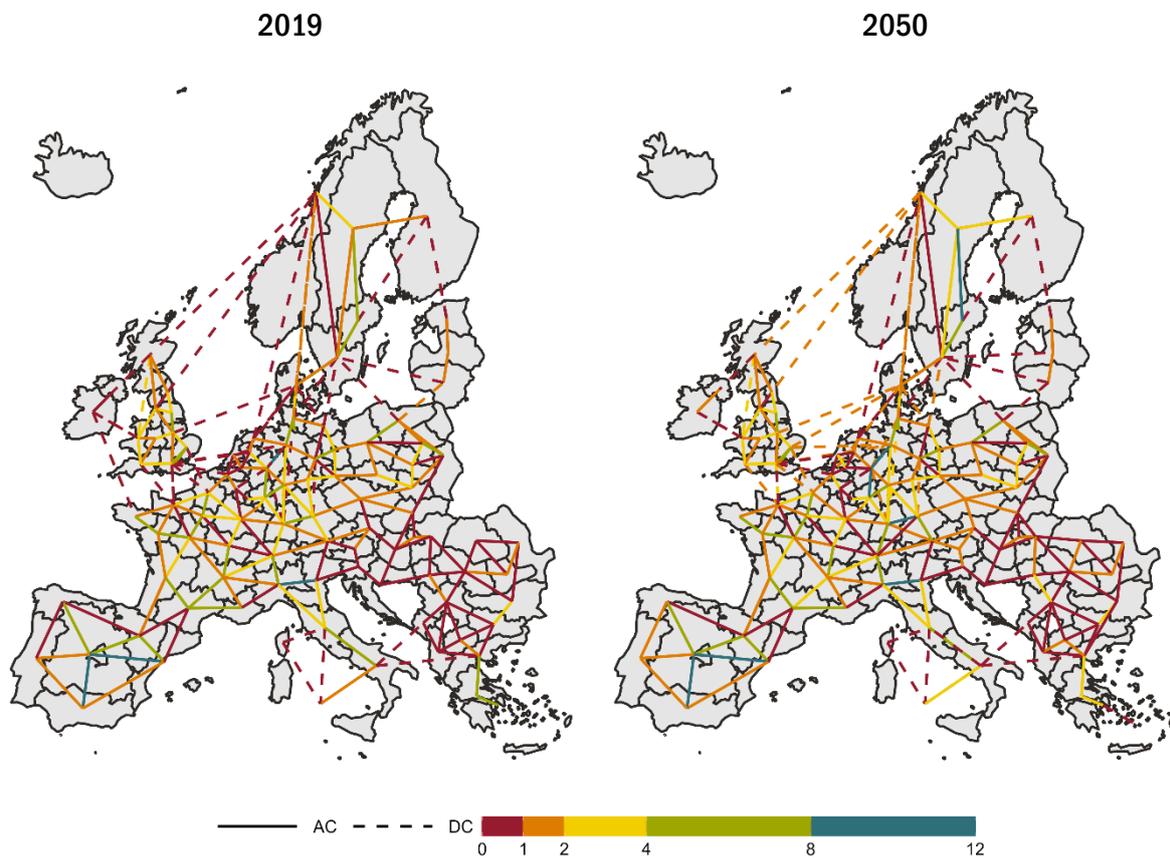
Modellierung des Stromübertragungsnetzes

Die Übertragungskapazitäten zwischen den Modellregionen werden aus dem detaillierten europäischen Übertragungsnetzmodell PyPSA EUR abgeleitet, das auf der Grundlage

öffentlich zugänglicher Daten aus der ENTSO-E Netzkarte und anderen öffentlich zugänglichen Quellen erstellt wurde. Der Datensatz spiegelt das Übertragungsnetz in Europa zu Beginn des Jahres 2024 wider. Der Datensatz wurde durch die Aufnahme von Ausbauprojekten aus dem TYNDP 2024 und durch die Skalierung des verbleibenden Netzes auf der Grundlage der Nettoübertragungskapazitäten des ENTSO-E ERAA 2023 erweitert.

Insgesamt stellen wir das europäische Stromnetz mit 104 Knotenpunkten und 186 AC- sowie 56 DC-Übertragungsleitungen dar (in 2025), die die 380-kV- und 220-kV-Ebene repräsentieren. Wo dies zu isolierten Regionen führt, haben wir auch die 110-kV-Übertragungsebene berücksichtigt. Das sich daraus ergebende Stromnetz ist in Abbildung 31 dargestellt. Für die Weiterentwicklung der Übertragungsnetzkapazität nutzen wir die Informationen der Projektdatenbank des TYNDP. Zusätzlich kann ein endogener Netzausbau zwischen den Modellregionen abgebildet werden.

Abbildung 31 COMET Stromübertragungsnetz



Quelle: Frontier Economics

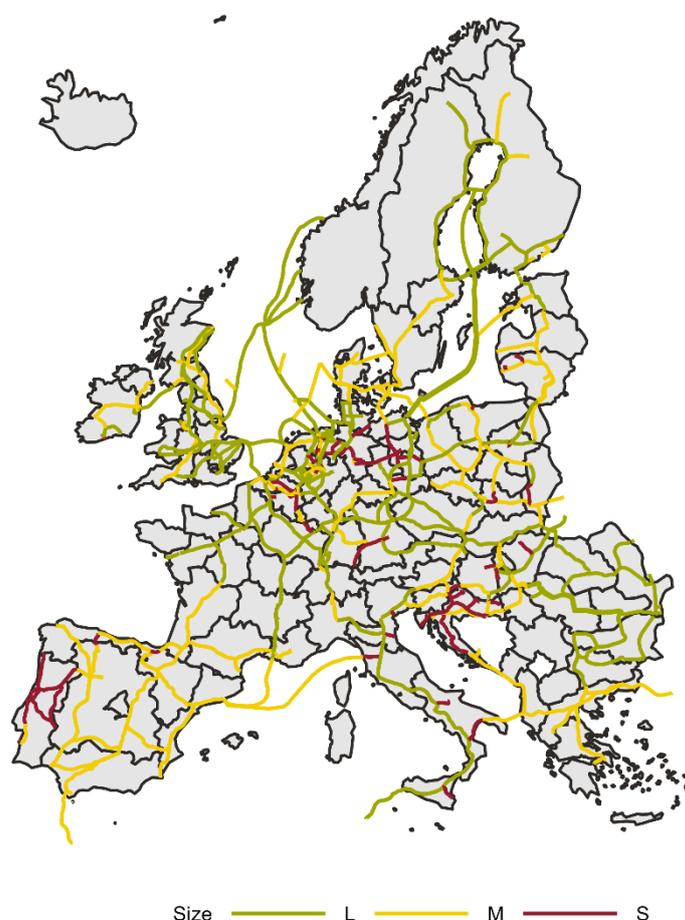
Modellierung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur

Die Rohdaten für die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur stammen aus SciGRID Gas Europe⁶³ sowie der H2 Infrastructure Map⁶⁴. Beide Quellen enthalten Informationen zur Geografie, zu Handelskapazitäten zwischen und innerhalb von Ländern, zu Speichern und zu Verbindungen in Regionen außerhalb von Europa.

Die Entwicklung der Kapazität der Gas- und Wasserstoffnetze basiert auf Informationen des TYNDP von ENTSOG sowie des European Hydrogen Backbone. Die Importkapazitäten von Erdgas via Pipeline, LNG, Biomethan und H2 stammen ebenfalls aus dem TYNDP 2024.

Die Umwidmung von Methan- zu Wasserstoffpipelines entsprechend der Planung zum European Hydrogen Backbone gehen ebenso ins Modell ein wie die Umwidmung von Methan- zu Wasserstoffspeichern.

Abbildung 32 Wasserstoffnetz 2040



Quelle: *European Hydrogen Backbone (2023)*; latest version always here: <https://www.ehb.eu>

⁶³ <https://www.gas.scigrid.de/>

⁶⁴ <https://www.h2inframap.eu/>

Kalte Dunkelflaute

Unser Energiesystemmodell COMET minimiert die Gesamtsystemkosten für die Bedienung der stündlichen Endenergienachfrage für typische Wochen (in Bezug auf die Wetterbedingungen). Dies ermöglicht eine genaue Repräsentation der jährlichen Gesamtwerte und typischer stündlicher und saisonaler Schwankungen, deckt aber nicht unbedingt extreme Wetter-situationen ab, die nur alle paar Jahre auftreten und das Energiesystem besonders belasten.

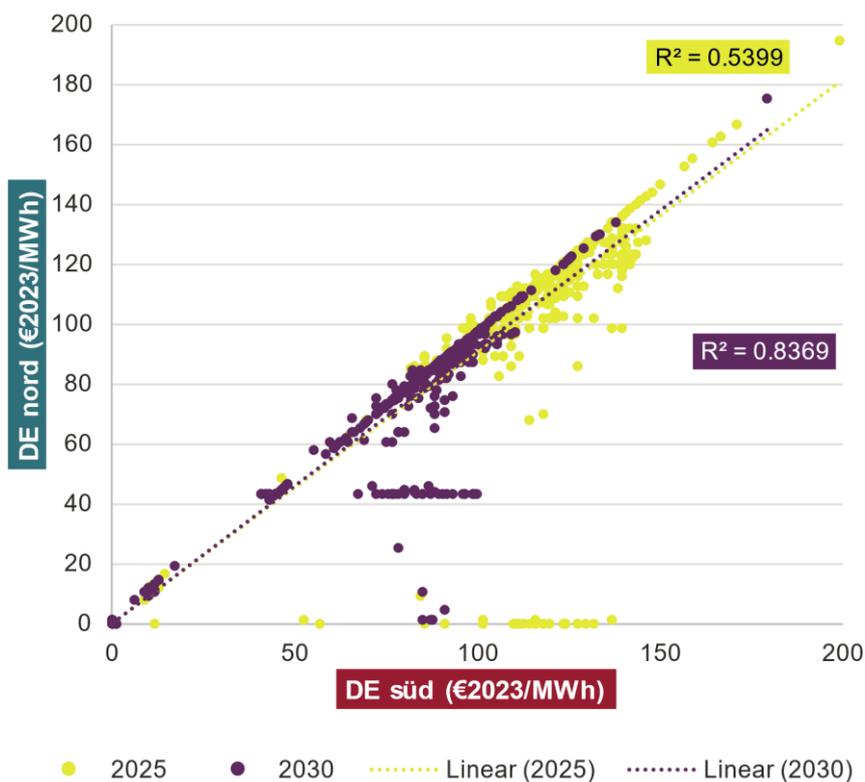
Perioden mit langanhaltenden niedrigen Temperaturen in Kombination mit geringer Sonneneinstrahlung und niedrigen Windgeschwindigkeiten werden als kalte Dunkelflaute bezeichnet. Mit dem steigenden Anteil variabler erneuerbarer Energien und dem zunehmend elektrifizierten Endenergieverbrauch werden diese Perioden immer herausfordernder: Strombasiertes Heizen erhöht die Stromnachfrage, während größere Anteile des Kraftwerksparks nur begrenzt verfügbar sind.

Um die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems zu bewerten, fügen wir dem Energiesystemmodell eine Periode hinzu, die eine kalte Dunkelflaute darstellt. Zu diesem Zweck analysieren wir historische Wetterdaten für Temperatur, Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung. In Kombination mit den erwarteten zukünftigen Kapazitätswerten für variable erneuerbare Energien und elektrische Heiztechnologien identifizieren wir den relevantesten Zeitraum für die Bewertung der Versorgungssicherheit, basierend auf der residualen Stromnachfrage (gesamte Endnachfrage abzüglich der variablen erneuerbaren Stromerzeugung).

Die Analyse von Extremwetterperioden ermöglicht es uns, Schlussfolgerungen in Bezug auf die Versorgungssicherheit verschiedener Energiesystemkonfigurationen zu ziehen, zum Beispiel: Wie viel Reservekapazität wird für Zeiten mit langanhaltender geringer variabler Erzeugung aus erneuerbaren Energien benötigt? Inwieweit können Speicher helfen, Zeiten hoher Residuallast zu überbrücken?

A.3 Zusätzliche Ergebnisse: Strompreise

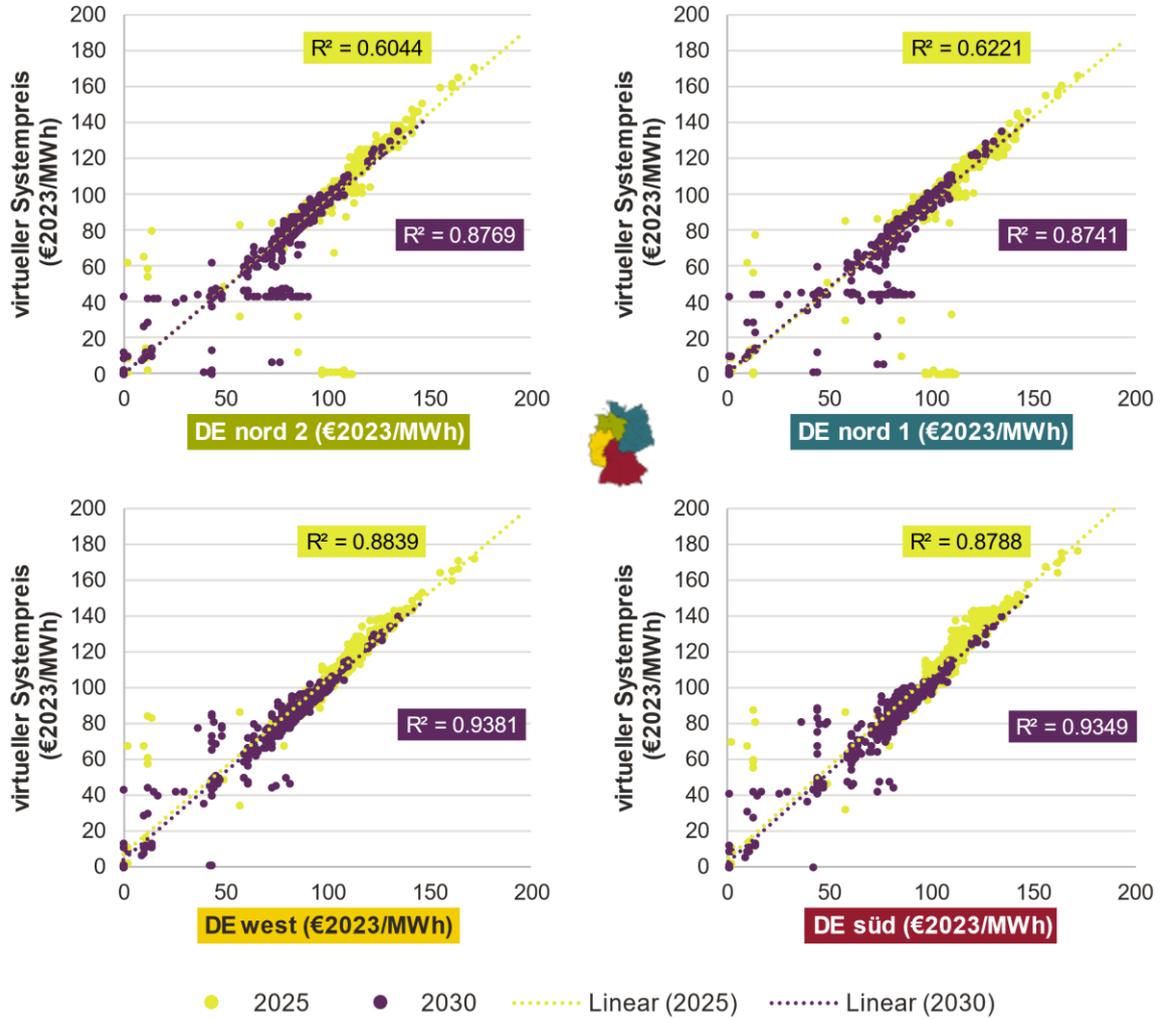
Abbildung 33 Strompreiskorrelation nord-süd bei 2 Gebotszonen



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: R^2 gibt das Bestimmtheitsmaß oder das Quadrat des Korrelationskoeffizienten an, d.h. $R^2=0,5399$ bedeutet eine Preiskorrelation von 73,48% zwischen den modellierten stündlichen Strompreisen in den Zonen DE-süd und DE-nord

Abbildung 34 Strompreiskorrelation mit virtuellem Systempreis bei 4 Gebotszonen



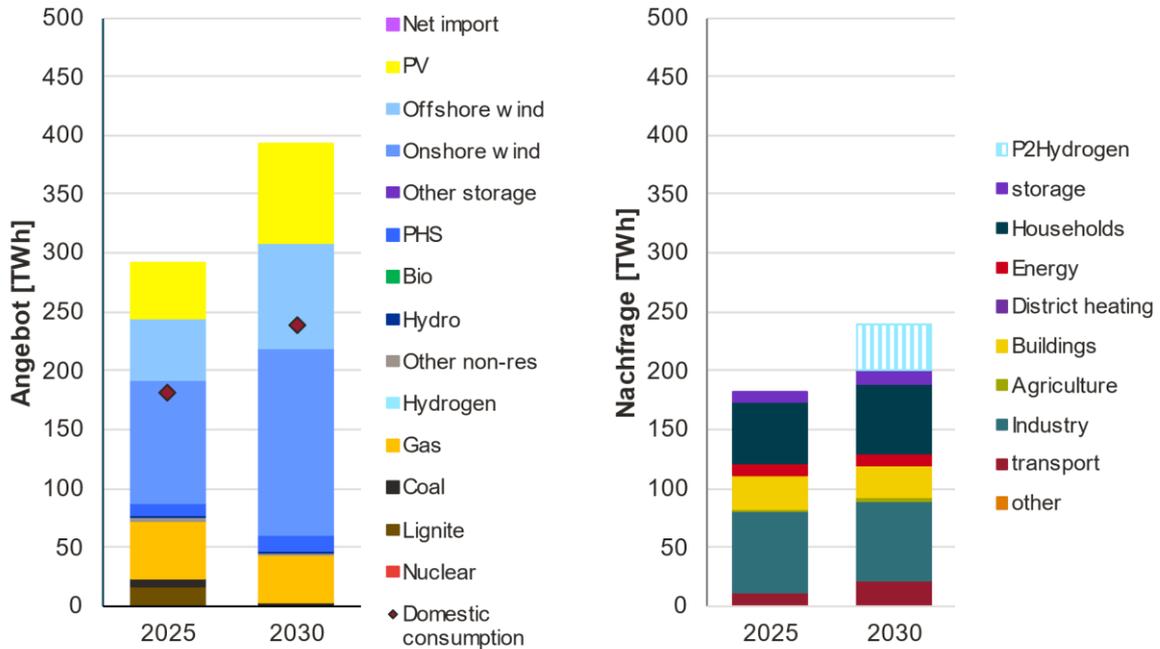
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Berechnung des virtuellen Systempreises wird durch die Modellierung von Deutschland als eine Gebotszone durchgeführt

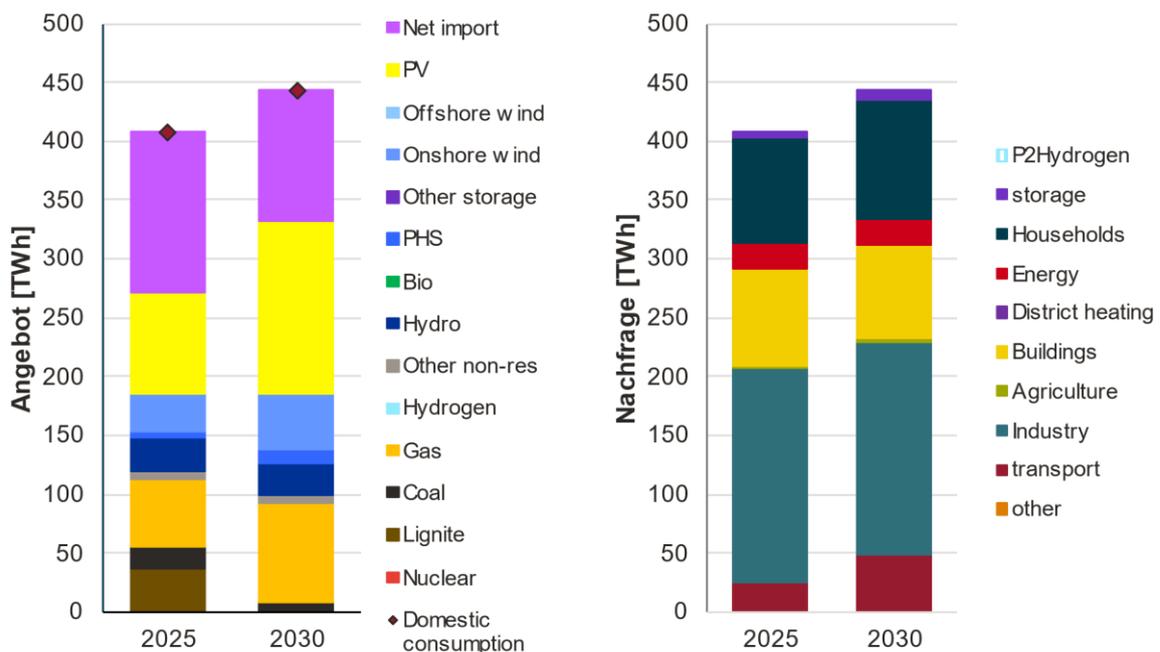
A.4 Zusätzliche Ergebnisse: Stromangebot und -nachfrage

Abbildung 35 Stromangebot und -nachfrage in Deutschland bei 2 Gebotszonen

Nordzone

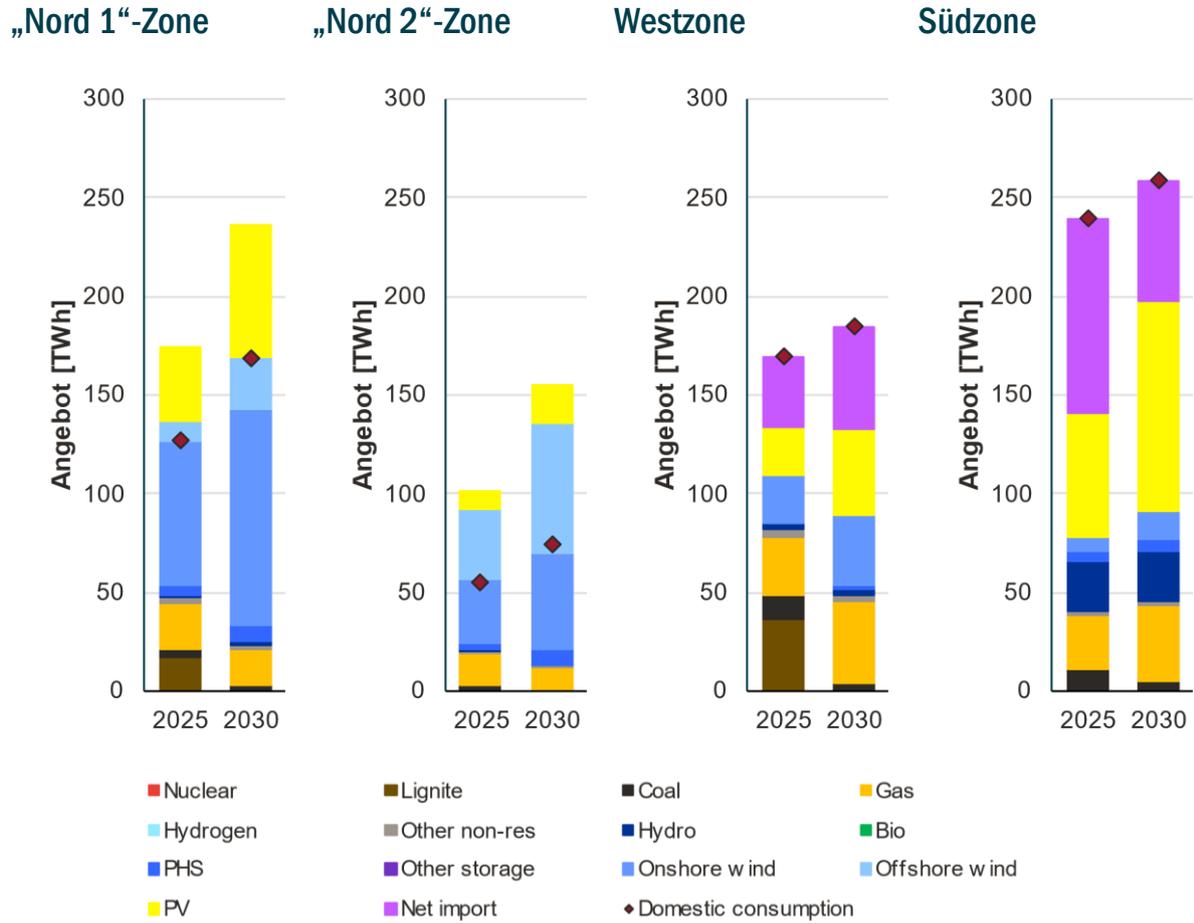


Südzone



Quelle: Frontier Economics

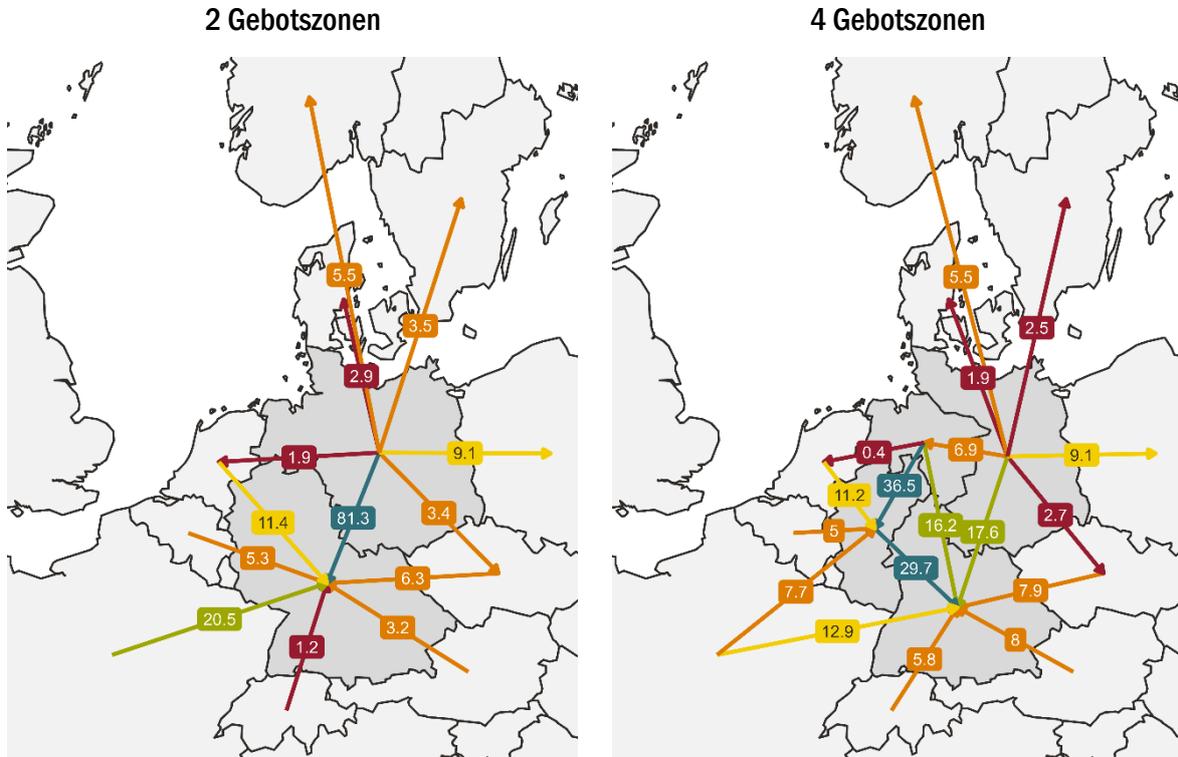
Abbildung 36 Stromangebot in Deutschland bei 4 Gebotszonen



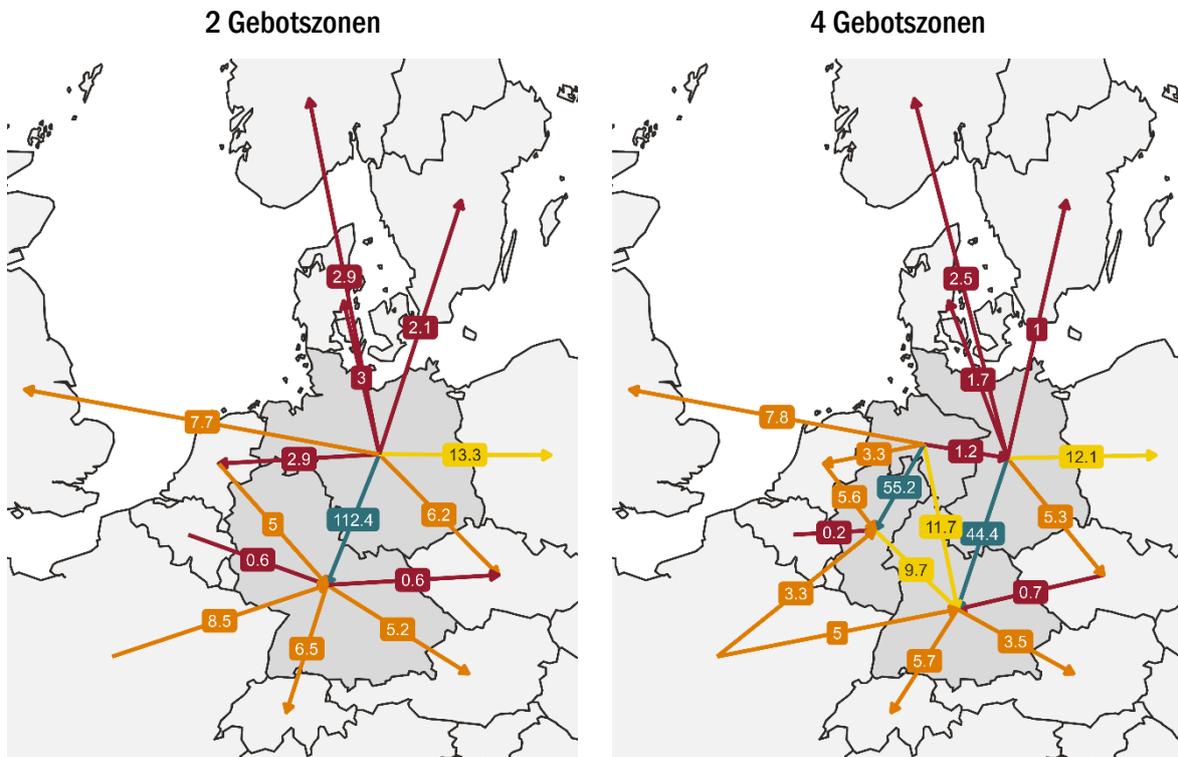
Quelle: Frontier Economics

Abbildung 37 Stromhandel bei 2 und bei 4 Gebotszonen (TWh)

Im Jahr 2025



Im Jahr 2030



Quelle: Frontier Economics

Anhang B – Auswirkungen einer Gebotszonentrennung auf die Industrie und die privaten Haushalte

B.1 Methodik und Datengrundlagen für die Industrie

Die Industriebranchen sind in unterschiedlichem Ausmaß von Strompreisveränderungen betroffen. Vor diesem Hintergrund muss die Analyse auf Branchenebene erfolgen. Als Branchen werden hier die 24 Wirtschaftsabteilungen (2-Steller der Statistischen Systematik der Wirtschaftszweige) des Verarbeitenden Gewerbes verstanden. Darüber hinaus sind die Zusammensetzungen und damit auch die Abhängigkeit von Strom der Branchen in den Ländern unterschiedlich. Daher werden die Be- oder Entlastungen in jedem Land branchenspezifisch abgeleitet. Um die Be- und Entlastungen, die sich aus einer Gebotszonentrennung ergeben, abschätzen zu können, müssen verschiedene Variablen in die Analyse einbezogen werden. Als Basisjahr dient das Jahr 2022. Die Be- und Entlastungen sind für 2025 und 2030 zu bestimmen. Daher werden Prognosen für diese Jahre benötigt. Das methodische Vorgehen wird im Folgenden beschrieben.

Stromverbrauch und -intensität

Bedeutsam ist zunächst der aktuelle Stromverbrauch in den 24 Branchen des Verarbeitenden Gewerbes. Die notwendigen Daten für das Jahr 2022 für Deutschland stammen vom Statistischen Bundesamt (2024b) und die für die einzelnen Länder von den jeweiligen Statistischen Landesämtern. Die notwendigen Daten liegen jedoch nicht für alle Länder für sämtliche Branchen vor. Daher wird ein Iterationsverfahren verwendet, mit dessen Hilfe die fehlenden Daten abgeschätzt werden.

Als wichtigster Indikator, der die Bedeutung von Strom als Produktionsfaktor in einer Branche darstellt, wird die Stromintensität betrachtet. Diese zeigt an, wie viel Strom benötigt wird, um eine gewisse Höhe an Wertschöpfung zu erzeugen. Konkret wird hier der Stromverbrauch in GWh in Relation zur Erzeugung von 1 Mrd. Euro Wertschöpfung gesetzt.

Bruttowertschöpfung

Hierzu sind neben dem Stromverbrauch auch Informationen zur generierten Wertschöpfung relevant. Auf Bundesebene stammen die Daten zur Bruttowertschöpfung in den Industriebranchen aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) des Bundes (vgl. Statistisches Bundesamt 2024c). Teilweise liegen in der VGR nur zusammengefasste Daten über mehrere Branchen vor (aggregierte Abteilungen). Um eine Aufteilung auf die untergeordneten Abteilungen zu ermöglichen, wird die Bereichsübergreifende Unternehmensstatistik (BUS) (vgl. Statistisches Bundesamt 2024d) herangezogen. Zum Analysezeitpunkt waren lediglich branchenspezifische Informationen für das Jahr 2021 verfügbar. Die Werte für 2022 wurden mit der Entwicklung der Umsatzindizes der Produktion

(vgl. Statistisches Bundesamt 2024e) in den jeweiligen Branchen hochgerechnet, wobei die Höhe der Wertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt für 2022 bekannt ist.

Im nächsten Schritt wird die für 2022 abgeleitete bundesweite Bruttowertschöpfung branchenspezifisch auf die Länder verteilt.

Prognosen zu Stromintensität und Bruttowertschöpfung

Weiterhin werden Prognosen der Stromintensitäten in den Branchen des Verarbeitenden Gewerbes benötigt. Diese werden auf Basis der bundesweiten branchenspezifischen Entwicklung der Stromintensitäten in den vergangenen Jahren und ergänzenden Plausibilitätsüberlegungen erstellt. Hierzu zählt insbesondere, dass in den kommenden Jahren vor dem Hintergrund von Dekarbonisierungserfordernissen immer mehr Industrieprozesse von anderen Energieträgern auf Strom umgestellt werden. Die so prognostizierten bundesweiten Entwicklungen bis 2025 und 2030 werden anschließend auf die branchenspezifischen Stromintensitäten in jedem Land übertragen.

Für eine Verbrauchsprognose werden außerdem Prognosen zur Bruttowertschöpfung benötigt. ETR verfügt über entsprechende regionale Prognosen in den Branchen des Verarbeitenden Gewerbes, die an das Basisjahr (2022) und den aktuellen Preispfad angepasst werden.

Prognosen zu Stromverbrauch sowie Be- und Entlastungen der Industrie

Mithilfe dieser Informationen können die Stromverbräuche in den Branchen des Verarbeitenden Gewerbes für die Jahre 2025 und 2030 für jedes Land quantifiziert werden.

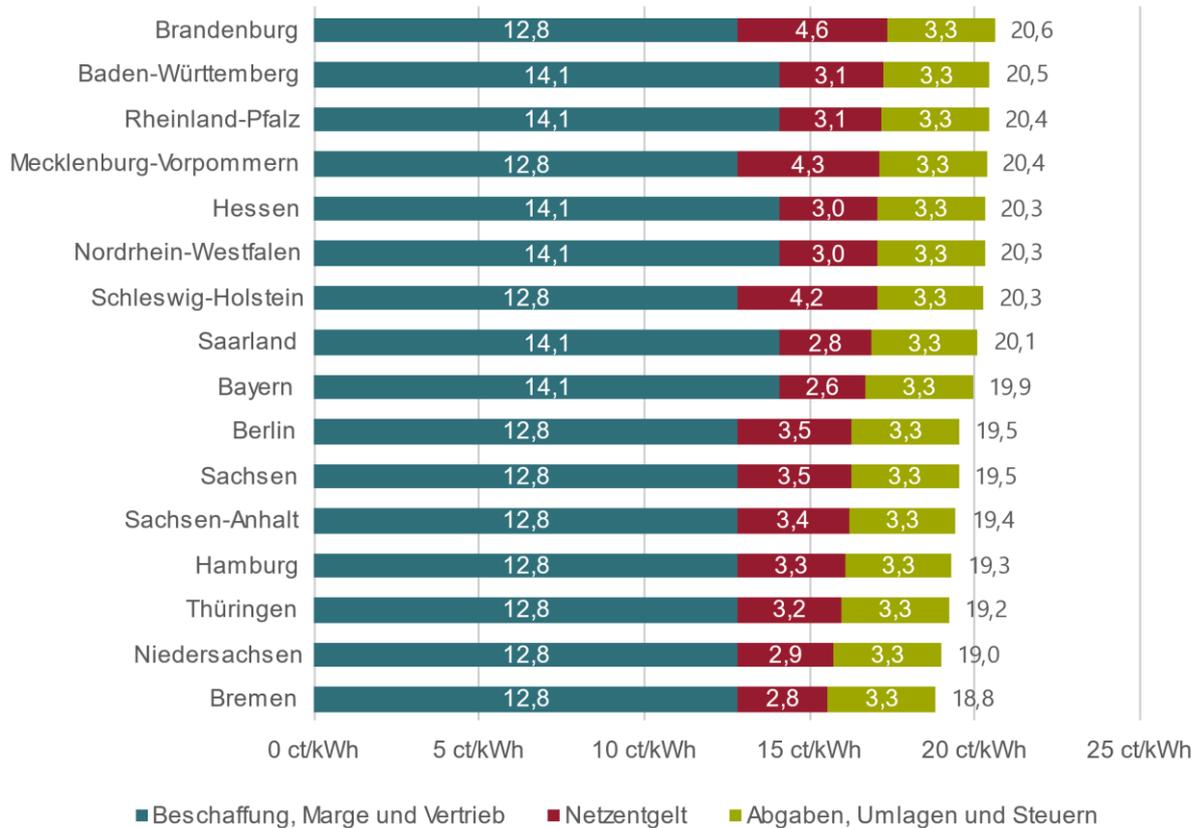
Die Strompreisunterschiede aus dem Energiepreismodell bilden die Basis, um die Be- und Entlastungen aus einer Gebotszonentrennung in 2 oder 4 Zonen zu bestimmen. Allerdings muss auch das absolute Niveau der Strompreise berücksichtigt werden, um die Größenordnungen abschätzen zu können. Die Strompreise für Industriekunden fallen in Abhängigkeit von der Abnahmemenge und dem jeweiligen Versorger jedoch sehr unterschiedlich aus. Daher wird der durchschnittliche Abnahmefall von 24 GWh pro Jahr für einen Industriekunden zum Stichtag 1. April 2023 betrachtet (vgl. Bundesnetzagentur 2023), um im ersten Schritt einen Aufschlag für Marge und Vertrieb bestimmen zu können. Die Großhandelspreise aus dem Energiepreismodell werden anschließend um den so ermittelten Aufschlag erhöht.

Weitere wichtige Preisbestandteile sind Netzentgelte sowie Abgaben, Umlagen und Steuern. Die Netzentgelte sind regional differenziert und im Durchschnitt in Brandenburg am höchsten, in Bayern am niedrigsten (vgl. Bundesnetzagentur 2023). Sie werden landesspezifisch berücksichtigt. Das Entgelt für die Messung, bzw. den Messstellenbetrieb, die Konzessionsabgabe, die Stromsteuer und die verschiedenen Umlagen werden aus dem oben genannten typischen Abnahmefall von 24 GWh pro Jahr übernommen und dem Preis (Großhandelspreis + Marge und Vertrieb) aufgeschlagen. Es wird davon ausgegangen, dass

der prozentuale Aufschlag für Marge und Vertrieb, die Netzentgelte sowie Abgaben, Steuern und Umlagen bis 2030 konstant bleiben.

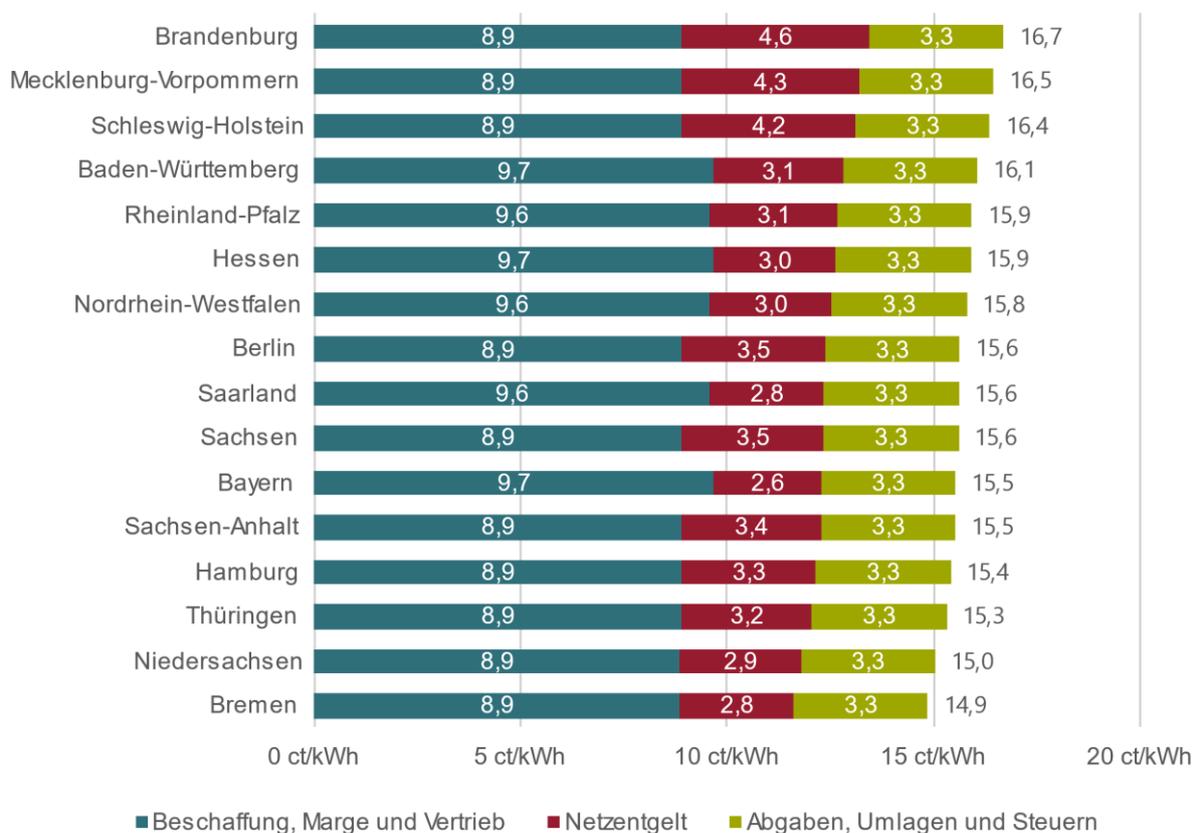
B.2 Auswirkung einer Gebotszonenentrennung für die Industrie

Abbildung 38 Zusammensetzung der Industriestrompreise im Jahr 2025 bei 2 Stromgebotszonen



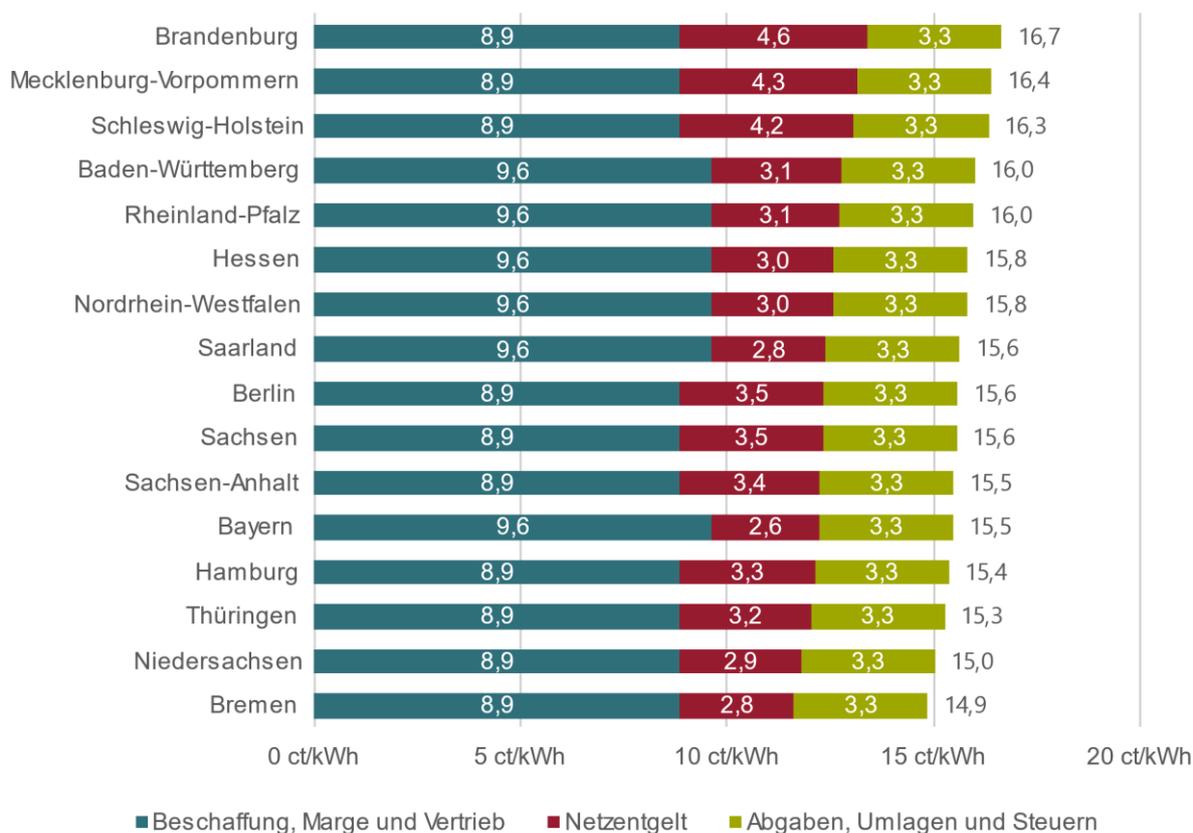
Quelle: Bundesnetzagentur (2023), Frontier Economics/ETR

Abbildung 39 Zusammensetzung der Industriestrompreise im Jahr 2030 bei 4 Stromgebotszonen



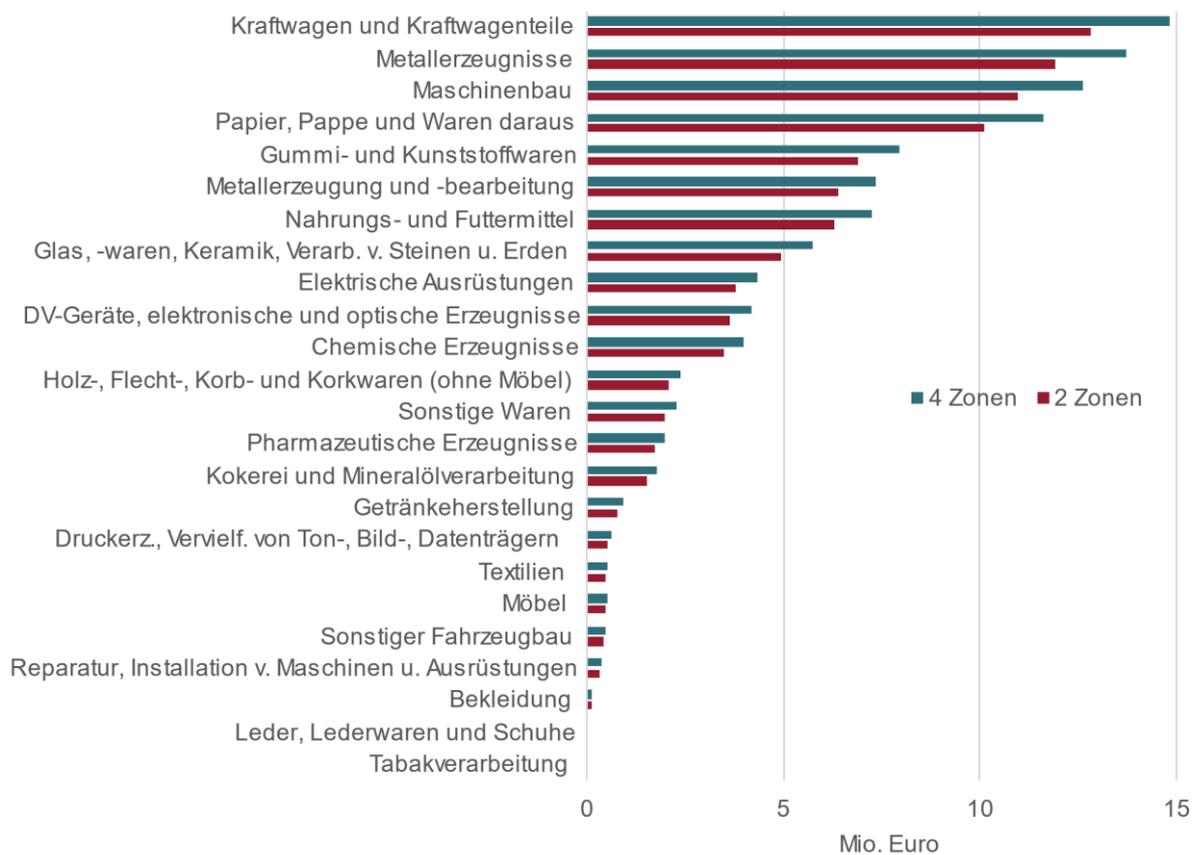
Quelle: Bundesnetzagentur (2023), Frontier Economics/ETR

Abbildung 40 Zusammensetzung der Industriestrompreise im Jahr 2030 bei 2 Stromgebotszonen



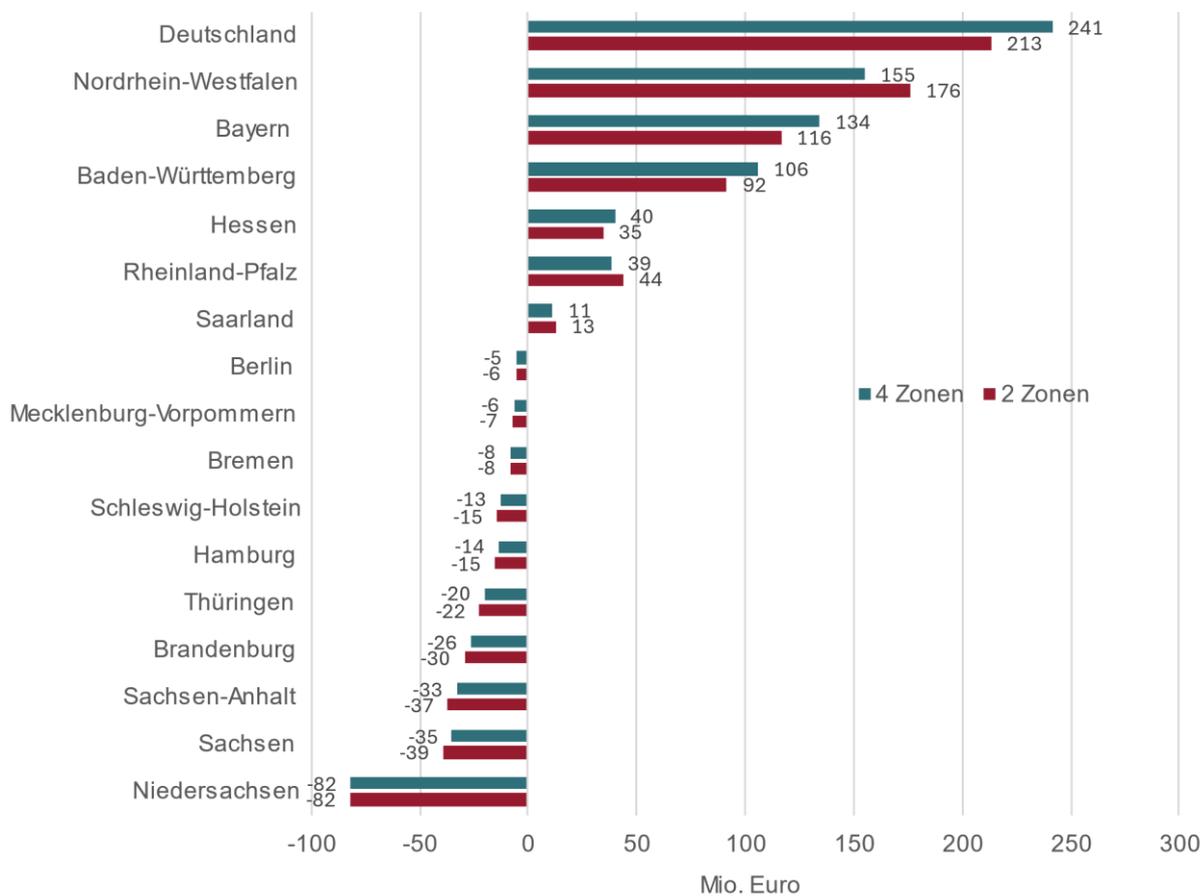
Quelle: Bundesnetzagentur (2023), Frontier Economics/ETR

Abbildung 41 Zusatzkosten nach Industriebranchen im Jahr 2030 in Baden-Württemberg bei einer Gebotszonen-trennung



Quelle: Frontier Economics/ETR

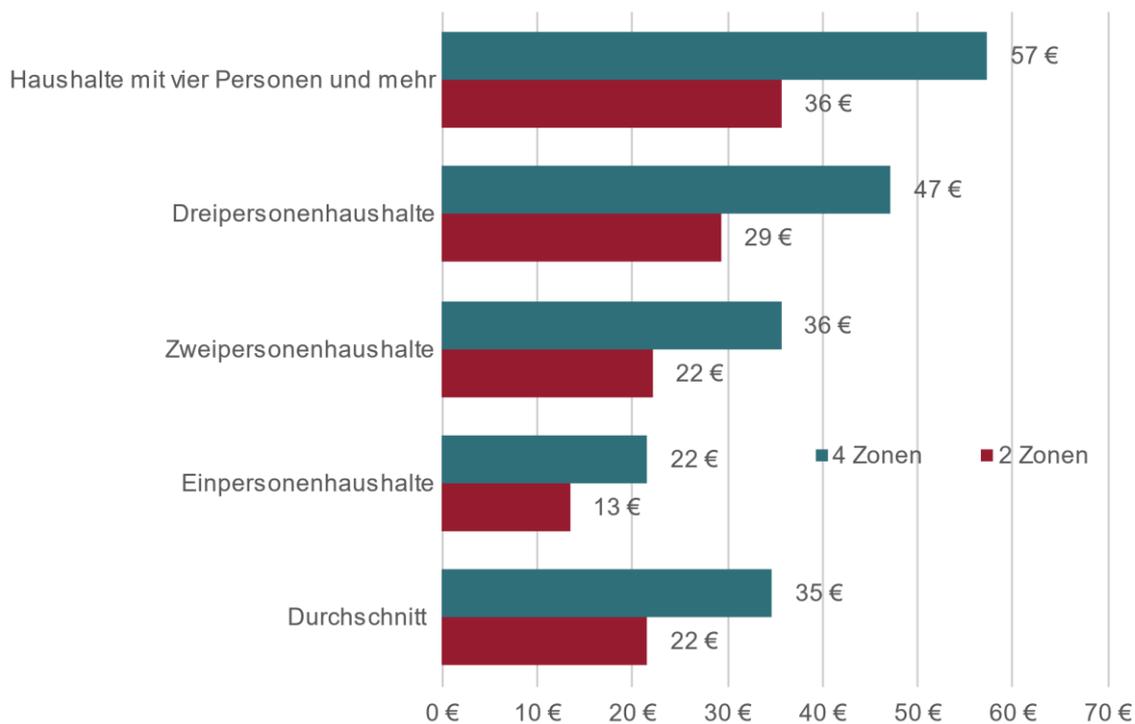
Abbildung 42 Be- und Entlastungen der Industrie durch eine Gebotszonen-trennung 2030



Quelle: Frontier Economics/ETR

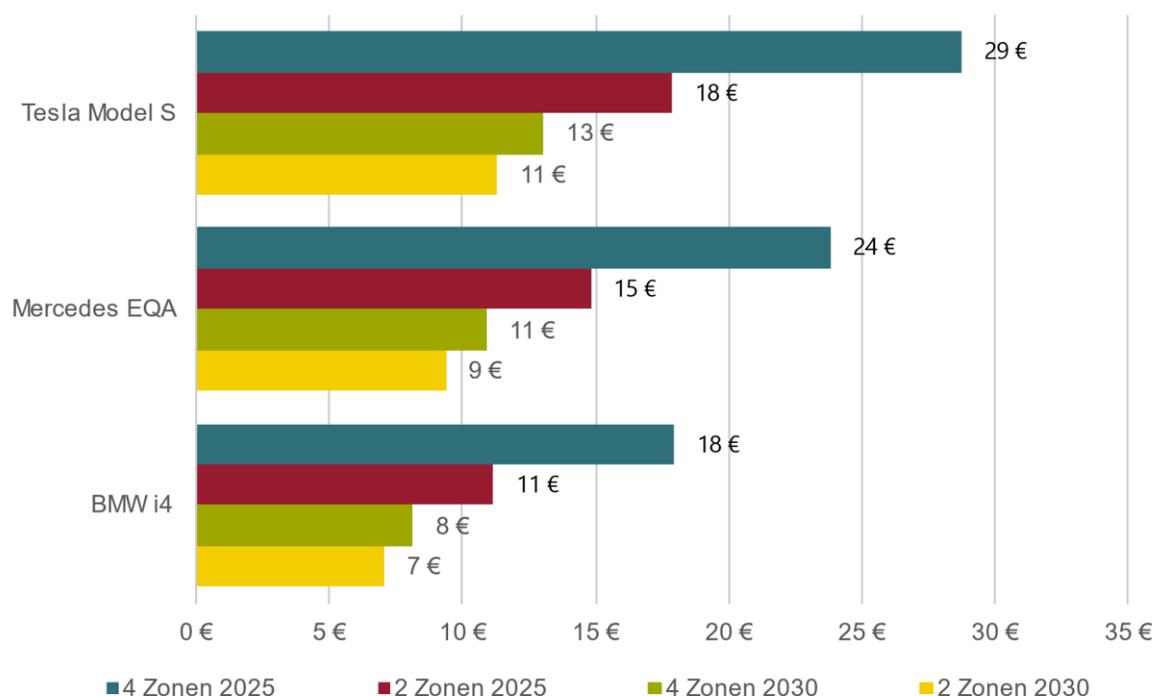
B.3 Auswirkung einer Gebotszonen-trennung für die Haushalte

Abbildung 43 Mehrausgaben je Haushalt nach Haushaltsgröße 2025



Quelle: Frontier Economics/ETR

Abbildung 44 Jährliche Mehrausgaben für Strom für Elektrofahrzeuge durch eine Gebotszontrennung



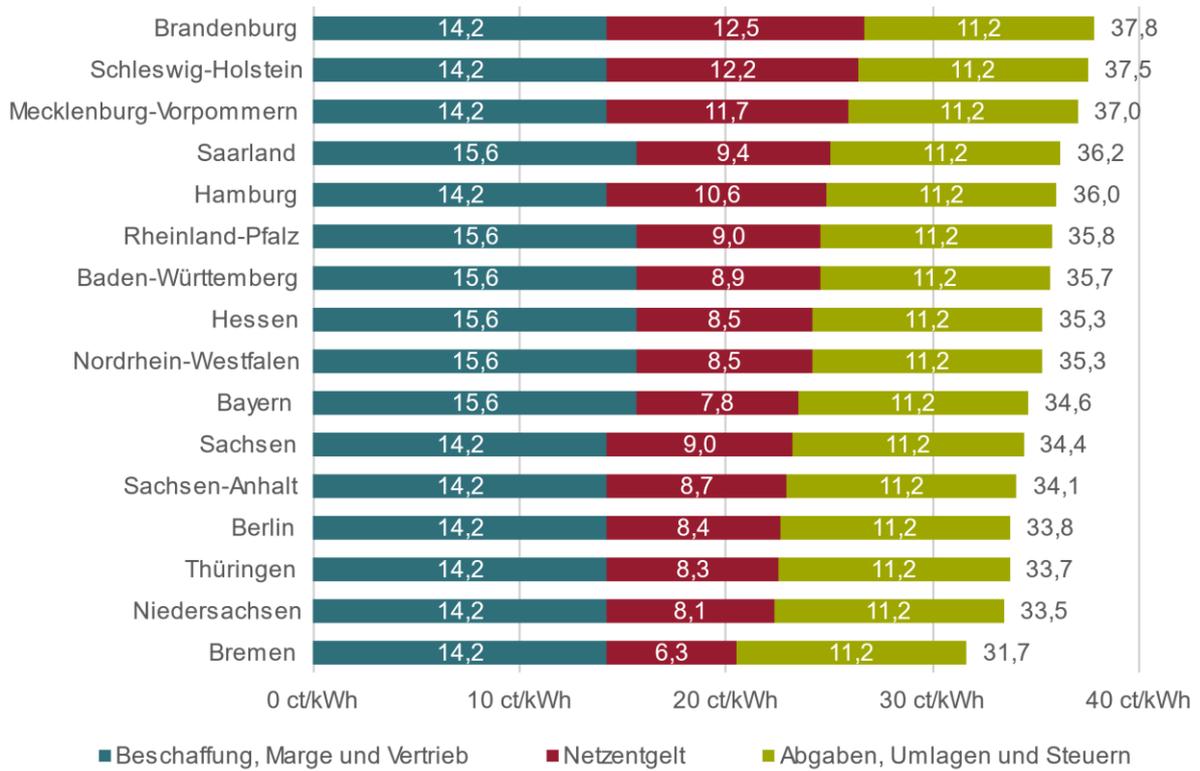
Quelle: Frontier Economics/ETR

Tabelle 3 Stromverbrauch, Kosten und Mehrkosten für Wärmepumpenstrom

	Erdwärmepumpe		Luftwärmepumpe		Wasserwärmep.	
	5 kW	10 kW	5 kW	10 kW	5 kW	10 kW
Heizleistung	5 kW	10 kW	5 kW	10 kW	5 kW	10 kW
Stromverbrauch	2900	5900	3600	7100	2600	5300
Stromausgaben 2025 je HH, 1 Zone	1.017	2.069	1.262	2.489	912	1.858
Stromausgaben 2030 je HH, 1 Zone	851	1.731	1.056	2.083	763	1.555
Veränderung 2 ggü. 1 Zone 2025	19 €	38 €	23 €	45 €	17 €	34 €
Veränderung 4 ggü. 1 Zone 2025	30 €	61 €	37 €	73 €	27 €	54 €
Veränderung 2 ggü. 1 Zone 2030	12 €	24 €	15 €	29 €	10 €	21 €

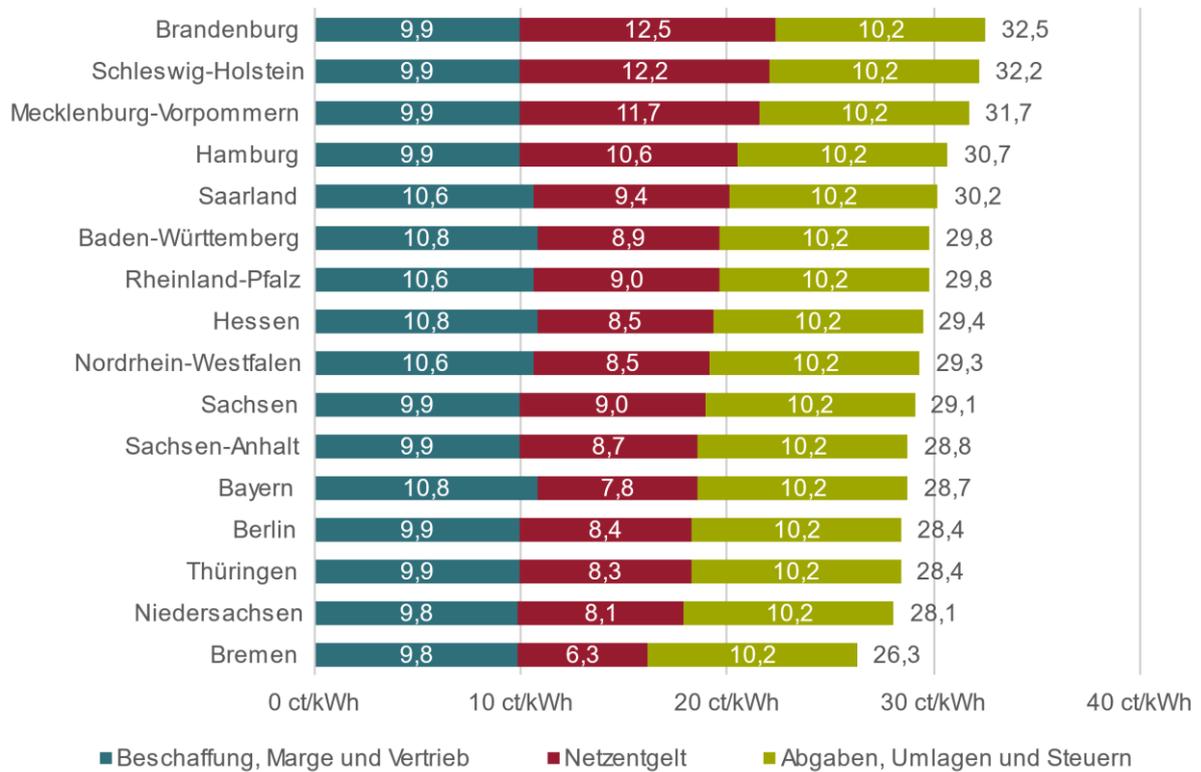
Quelle: Entega (2024), Frontier Economics/ETR

Abbildung 45 Zusammensetzung der Strompreise für Haushalte im Jahr 2025 bei 2 Stromgebotszonen



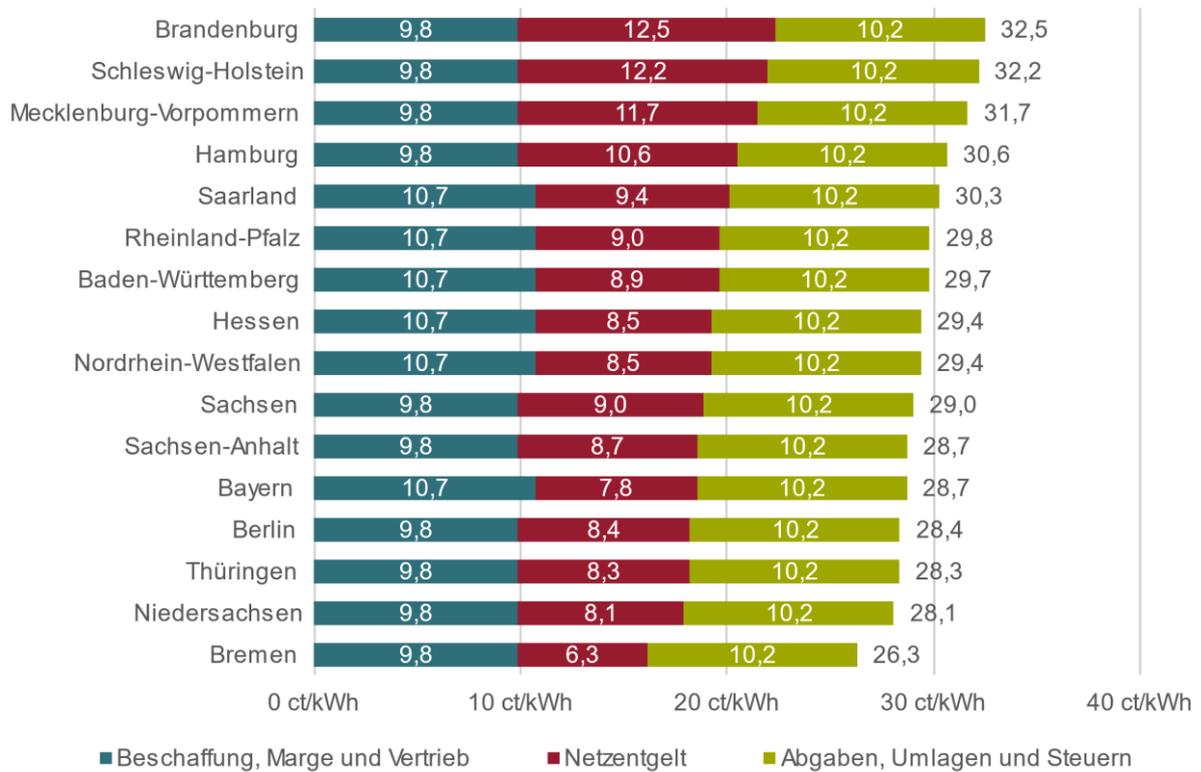
Quelle: Bundesnetzagentur (2023), Frontier Economics/ETR

Abbildung 46 Zusammensetzung der Strompreise für Haushalte im Jahr 2030 bei 4 Stromgebotzonen



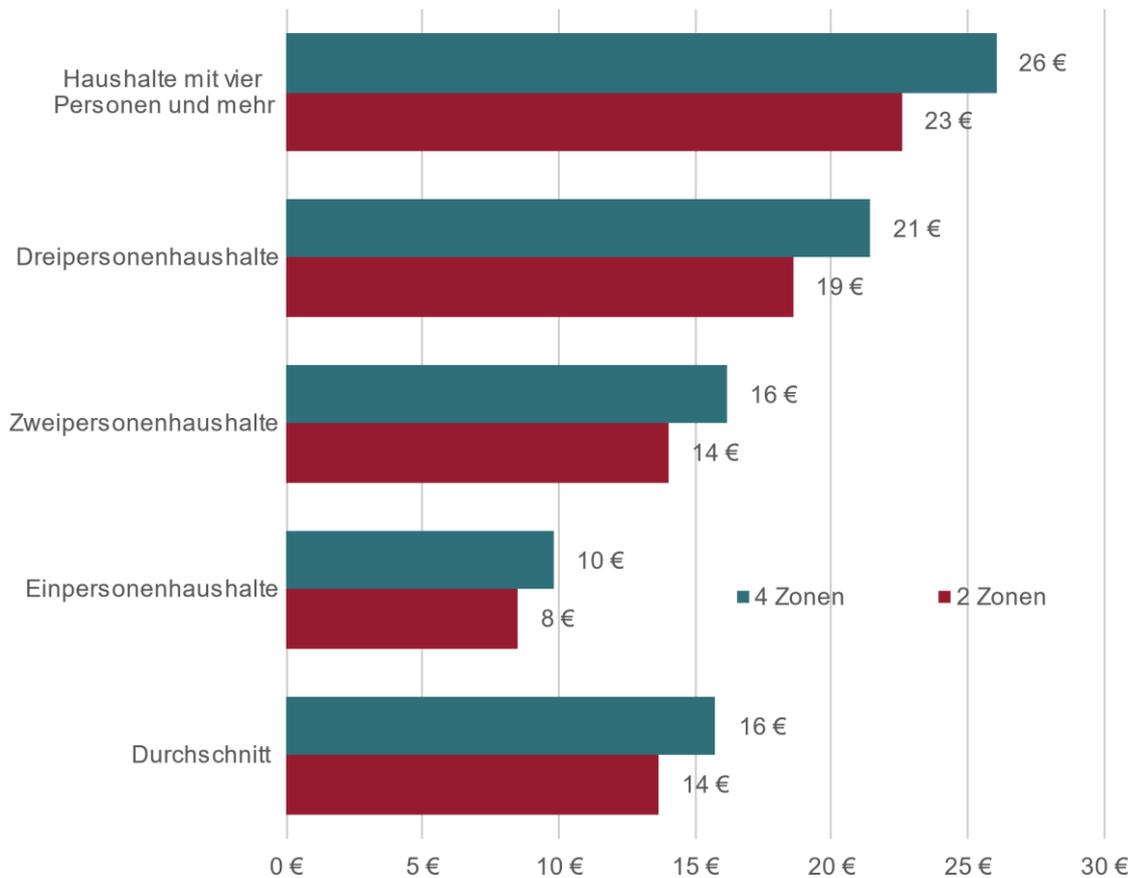
Quelle: Bundesnetzagentur (2023), Frontier Economics/ETR

Abbildung 47 Zusammensetzung der Strompreise für Haushalte im Jahr 2030 bei 2 Stromgebotzonen



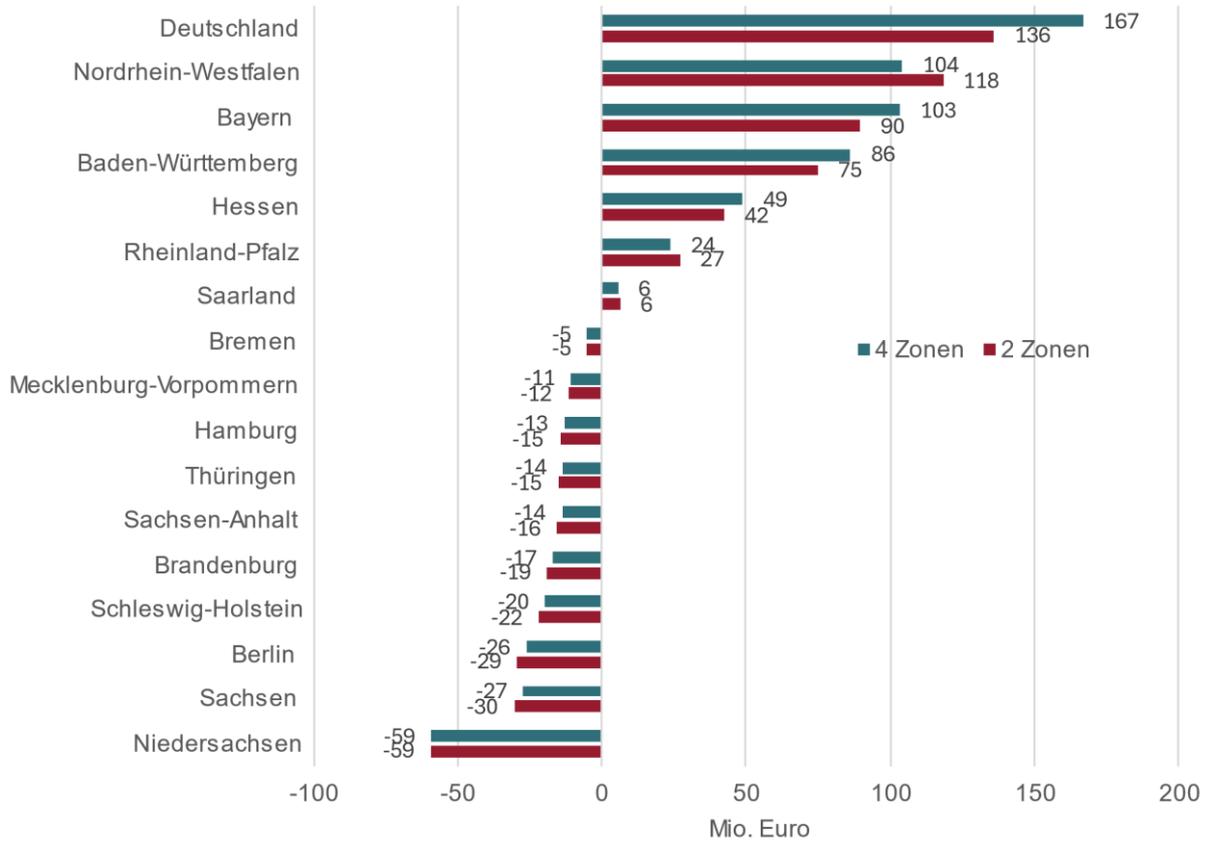
Quelle: Bundesnetzagentur (2023), Frontier Economics/ETR

Abbildung 48 Mehrausgaben je Haushalt nach Haushaltsgröße 2030



Quelle: Frontier Economics/ETR

Abbildung 49 Be- und Entlastungen der Haushalte durch eine Gebotszonen-trennung 2030



Quelle: Frontier Economics/ETR



Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.