

Zwei Preiszonen für Deutschland

Eine modellbasierte Analyse der langfristigen Auswirkungen

D. Hladik, M.Sc., Lehrstuhl für Energiewirtschaft, TU Dresden, Dresden

C. Fraunholz, M.Sc., Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe

Dr. R. Kunze, ESA² GmbH, Karlsruhe

Kurzfassung

In diesem Beitrag werden die Effekte einer Teilung des bislang einheitlichen deutschen Strommarktes in eine nördliche und eine südliche Preiszone untersucht. Im Fokus stehen die Auswirkungen auf die langfristige Entwicklung der Strompreise und der Versorgungssicherheit. Die Analyse stützt sich auf den kombinierten Einsatz eines agentenbasierten Marktsimulationsmodells und eines optimierenden Lastflussmodells. Als Folge der Marktteilung ergeben sich zunächst signifikant höhere Spotmarktpreise in der süddeutschen Zone. Dies führt zur Vermeidung von ökonomischen Stilllegungen und mehr Kraftwerksneubauten im Süden. Ab 2025 konvergieren die Preise in beiden Zonen im Vergleich zum Ein-Zonen-Fall auf einem leicht höheren Niveau. Dennoch fallen die Systemkosten im Jahr 2025 aufgrund niedrigerer Redispatchkosten insgesamt geringer aus, steigen jedoch 2035 leicht an. Der verwendete Indikator für die Versorgungssicherheit erhöht sich für die süddeutsche Zone deutlich, während in der norddeutschen Preiszone Überkapazitäten abgebaut werden.

Abstract

In this paper the effects of a split of the German electricity market area into a northern and southern price zone. The focus is on the long-term development of electricity prices and generation adequacy. The analysis is based on the combined use of an agent-based market simulation model and an optimizing load flow model. As a result of the market splitting, the spot market prices in the southern German zone are initially significantly higher. This avoids economic decommissioning and incentivizes investments in new power plants in the south. Around 2025, the prices in the two German zones start to converge at a slightly higher level than in the single price zone. Nevertheless, system costs in 2025 are lower due to lower costs for redispatching, but rise slightly in 2035. The indicator used to analyze generation adequacy increases significantly for the southern German zone, while overcapacity is being reduced in the northern German zone.

1. Einleitung

Gegenwärtig erfolgt die Ermittlung des Day-Ahead-Marktergebnisses innerhalb einer Strompreiszone unter Vernachlässigung von Netzrestriktionen. Erst nachgelagert werden mögliche Netzengpässe bewirtschaftet. Mit Blick auf Deutschland ist dies zunehmend kritisch zu sehen: Während die industriellen Lastzentren vor allem in Süddeutschland liegen, ist zukünftig im Zuge des Kernkraftausstiegs und des verstärkten Ausbaus von Windkraft im Norden eine Verschiebung der Erzeugungsschwerpunkte zu erwarten. Dies führte bereits in den letzten Jahren vermehrt zu Situationen, in denen das Marktergebnis durch Redispatch und Abregelung erneuerbarer Energien korrigiert werden musste [1]. Neben den inzwischen erheblichen Engpasskosten könnte die Versorgungssicherheit im Süden aufgrund unzureichender Erzeugungskapazitäten vor Ort und des verzögerten Ausbaus der Übertragungskapazitäten von Norddeutschland zukünftig gefährdet sein.

Regionale Preissignale könnten dazu beitragen, diesen Risiken entgegenzuwirken, indem durch regionale Knappheitspreise Investitionen in Erzeugungskapazität angereizt bzw. Kraftwerksstilllegungen vermieden werden. Daher kommt grundsätzlich eine Aufteilung von großen Länderpreiszonem mit intrazonalen Engpässen in mehrere Zonen in Frage, wie sie beispielsweise im nordischen Strommarkt (Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark) umgesetzt ist [2]. Die prinzipielle Funktionsweise und kurzfristigen Auswirkungen einer Neubildung der europäischen Preiszonem, bzw. einer Aufteilung der deutschen Preiszone in eine Nord- und eine Südzone im Speziellen, wurden bereits in verschiedenen Studien analysiert, die im Folgenden kurz zusammengefasst sind.

Burstedde [3] vergleicht auf europäischer Ebene für die Jahre 2015 und 2020 einen Knotenpreisansatz mit einer zonalen Konfiguration basierend auf dem Clustern von Knotenpreisen. Beide Varianten werden hinsichtlich Erzeugungs- und Redispatchkosten der gegenwärtigen Länderzonemkonfiguration gegenübergestellt. Während die Redispatchkosten bei einer Neukonfiguration der aktuellen Zonen und nochmals beim Knotenpreisansatz signifikant sinken, steigen die Erzeugungskosten jeweils in nahezu gleichem Maße an.

Breuer et al. [4, 5] wenden für die Szenarienjare 2016 und 2018 genetische Algorithmen an, um aus Knotenpreisen auf eine optimale Zonenkonfiguration auf europäischer Ebene zu schließen. Dabei untersuchen sie verschiedene Anzahlen an Zonen und kommen zu dem Ergebnis, dass bei einer Neuaufteilung Europas in 10 bis 15 Preiszonem gegenüber dem Referenzfall die Redispatchkosten jeweils stärker sinken als die Erzeugungskosten steigen. Die Einsparungen gegenüber dem Referenzfall erweisen sich jedoch bezogen auf das gesamte gehandelte Stromvolumen auch in dieser Studie als sehr gering.

Bucksteeg et al. [6] ermitteln anhand einer deutschen Fallstudie einen großen Einfluss der Struktur von Nachfrage und Einspeisung erneuerbarer Energien auf die Bestimmung von Handelskapazitäten. Aufgrund dieser Erkenntnisse empfehlen die Autoren, bei Analysen zur Thematik der Neubildung von Preiszonen variable Handelskapazitäten zu verwenden.

Trepper et al. [7] untersuchen eine Aufteilung der deutschen Preiszone anhand der höchstbelasteten Trassen im Jahr 2020. Während die Redispatchmaßnahmen zwischen den beiden neuen Zonen bei einer über das Jahr konstanten Handelskapazität von 12,8 GW signifikant sinken, ergeben sich mit Blick auf die Systemkosten in Europa nur marginale Einsparungen. Deutlich werden jedoch Umverteilungen der Renten in den beiden Zonen: Während die Produzentenrenten im Norden Deutschlands sinken und die Konsumentenrenten steigen, tritt in der süddeutschen Zone der umgekehrte Fall ein.

Egerer et al. [8] analysieren eine Aufteilung der deutschen Preiszone für die Jahre 2012 und 2015 ohne Berücksichtigung der deutschen Nachbarländer. Bei einer über das Jahr fixen Handelskapazität von 8 GW ergeben sich im Mittel nur geringfügige Preisunterschiede zwischen den beiden deutschen Zonen. Die Redispatchvolumina sinken durch die Zonen-aufteilung im Jahr 2012 nur wenig, im Jahr 2015 dagegen deutlicher.

Plancke et al. [9] wenden ein europäisches Spotmarktmodell auf ein Szenario für das Jahr 2020 an und untersuchen die europäischen Auswirkungen einer Aufteilung der deutschen Preiszone. Es zeigt sich, dass die Konsumenten- und Produzentenrente in Deutschland die größten Veränderungen aufweisen, jedoch auch zahlreiche Nachbarländer betroffen sind. Da kein Netzmodell zum Einsatz kommt, können die Autoren jedoch keine Analysen zu den Veränderungen der Redispatchvolumina und -kosten durchführen.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die bisherigen Veröffentlichungen zur Thematik der Aufteilung der deutschen Preiszone lediglich kurzfristige Auswirkungen umfassen, ohne Einflüsse auf Investitionen in konventionelle Kraftwerke zu berücksichtigen [3 bis 5, 7 bis 9]. Die Marktzonebildung erfolgt dabei meist durch heuristische Ansätze und es werden konstante Handelskapazitäten zwischen den beiden deutschen Zonen über das gesamte Jahr angenommen.

Grimm et al. [10] zeigen in ihrer theoretischen Analyse die möglichen langfristigen Wohlfahrtseffekte der Aufteilung von Preiszonen unter Einbeziehung von Investitionsverhalten. Dabei weisen sie explizit darauf hin, dass bei der politischen Diskussion hinsichtlich konkreter Zonen-aufteilungen die Berücksichtigung langfristiger Effekte essentiell für die Entscheidungsfindung ist.

Durch die Kopplung eines agentenbasierten Strommarktsimulationsmodells und eines optimierenden Lastflussmodells können in diesem Beitrag erstmals ebendiese langfristigen

Auswirkungen einer methodenbasierten Aufteilung der deutschen Preiszone auf den Spotmarkt, die Systemkosten und die Versorgungssicherheit analysiert werden.

Für die im Folgenden beschriebene Untersuchung werden Deutschland, dessen Anrainerstaaten (außer Luxemburg) und Italien betrachtet. Durch die Wahl dieses geografischen Rahmens können auch Veränderungen der grenzüberschreitenden Stromflüsse berücksichtigt werden, die sich möglicherweise durch die Zweiteilung der deutschen Preiszone ergeben. In Kapitel 2 werden zunächst die Grundlagen und die Kopplung der beiden verwendeten Modelle ELMOD und PowerACE erläutert. Die wichtigsten Eingangsdaten und Annahmen sind in Kapitel 3 zusammengestellt. Die möglichen langfristigen Auswirkungen einer Aufteilung der deutschen Preiszone werden in Kapitel 4 beschrieben. In Kapitel 5 folgt eine Zusammenfassung und ein Ausblick.

2. Methodik

2.1 Überblick der Modellkopplung

Zur Analyse der langfristigen Auswirkungen einer Zweiteilung der deutschen Preiszone werden das optimierende Lastflussmodell ELMOD und das agentenbasierte Spotmarktmodell PowerACE wie in Bild 1 dargestellt miteinander gekoppelt. In beiden Modellen werden gleichermaßen der Kraftwerkspark im Basisjahr sowie stündliche Profile für Nachfrage und Einspeisung erneuerbarer Energien (RES) verwendet. ELMOD berücksichtigt darüber hinaus die Netztopologie im Basisjahr sowie den geplanten Netzausbau, während PowerACE zusätzlich auf eine Liste von Investitionsoptionen mit zugehörigen techno-ökonomischen Kraftwerksparemtern zurückgreift.

Im ersten Schritt wird mit ELMOD eine optimale Zweiteilung der deutschen Preiszone ermittelt. Diese wird inklusive der stündlichen maximalen Handelskapazitäten zwischen den beiden Zonen an PowerACE übergeben. Für den Referenzfall (einheitliche deutsche Preiszone) entfällt dieser Schritt. PowerACE simuliert daraufhin den stündlichen Kraftwerkseinsatz sowie die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks und übergibt diese zurück an ELMOD. Basierend auf diesen Daten kann mit ELMOD die erforderliche Abregelung erneuerbarer Energien sowie der notwendige Redispatch ermittelt werden. Wichtige Ausgabegrößen von PowerACE sind die Entwicklung der Strompreise und der Kraftwerkskapazitäten. Durch den kombinierten Einsatz der Modelle lassen sich zudem die Versorgungssicherheit und die Entwicklung der Systemkosten bestimmen. Die Funktionsweise und das Zusammenspiel der beiden Modelle wird im Folgenden näher beschrieben.

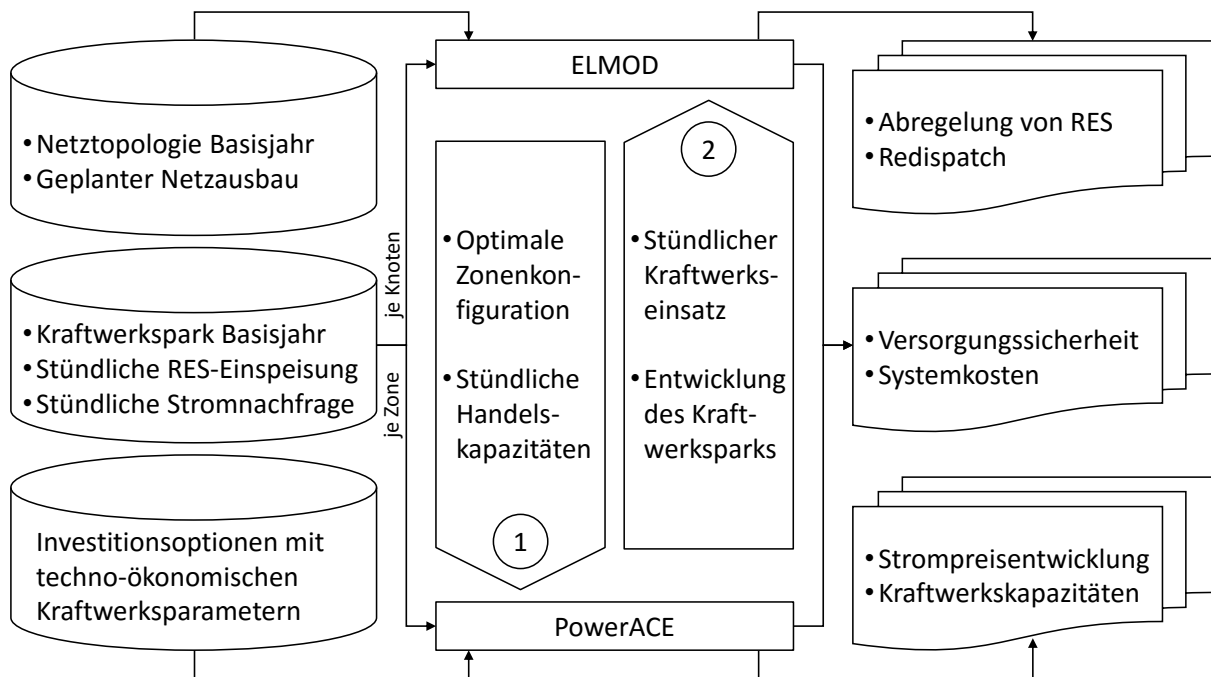


Bild 1: Eingangsdaten, Kopplung und Ergebnisse der Modelle ELMOD und PowerACE

2.2 Lastflussmodell ELMOD und Zonenkonfiguration

Das Lastflussmodell ELMOD ist ein Optimierungsmodell zur Analyse der Wechselwirkungen zwischen Erzeugerseite und Übertragungsnetz bei Investitionen und Betrieb. Es wurde am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden entwickelt [11] und bereits für zahlreiche Systemanalysen eingesetzt (z.B. [12, 13]). In ELMOD sind das europäische Übertragungsnetz sowie Kraftwerke und Nachfrage regional mit Netzknoten detailliert abgebildet. Für den hier beschriebenen Anwendungsfall wird jedoch nur das deutsche Netz knotenscharf betrachtet. Für die Nachbarländer werden dagegen hoch aggregierte Netzknoten definiert. Der Lastfluss wird durch einen Gleichstromansatz modelliert. Als Zielfunktion ist die Minimierung der Redispatch- und Abregelungskosten definiert. Diese erfolgt unter Berücksichtigung einer ausgeglichenen Energiebilanz für jeden Zeitpunkt und Netzknoten sowie weiterer Restriktionen für den Lastfluss und den Einsatz von Erzeugungseinheiten inklusive Pumpspeicherkraftwerken. Als Ausgangspunkt dient der Marktdispatch von Erzeugungseinheiten, welcher durch PowerACE ermittelt und an ELMOD übergeben wird. Dieser ist in ELMOD für Deutschland kraftwerksscharf und für alle weiteren berücksichtigten Länder auf Technologieebene aggregiert abgebildet. Der anschließende kostenminimierende Redispatch berücksichtigt die unter techno-ökonomischen Gesichtspunkten dafür zur Verfügung stehenden Kraftwerke. Die ebenfalls kostenminimierende Abregelung von erneuerbaren Energien basiert auf exogen vorgegebenen Einspeiseprofilen (siehe Kapitel 3).

Bevor die Ermittlung des Marktergebnisses mit PowerACE erfolgt, wird ELMOD zur Bestimmung einer Aufteilung von Deutschland in zwei Marktzone genutzt. Hierzu wird in ELMOD zunächst ein optimaler stündlicher Dispatch für das Basisjahr 2015 ermittelt, durch welchen die Leitungsauslastungen bestimmt werden. Als Grenzleitungen werden innerdeutsche Leitungen selektiert, deren verfügbare Kapazität mindestens einmal im berechneten Jahresverlauf vollständig ausgelastet war. Von den identifizierten kritischen Leitungen werden zudem die Häufigkeit der maximalen Auslastungszeiten und deren Übertragungskapazität genutzt, um eine Priorisierung von alternativen Grenzleistungen vorzunehmen. Bei der Zonenkonfiguration wird von einer separaten Preiszone für Österreich ausgegangen. Für die Bestimmung der stündlichen maximalen Handelskapazitäten zwischen den zwei deutschen Marktzone werden im Anschluss die maximalen absoluten Übertragungswerte pro Stunde auf den Grenzleitungen der Zonen für 2015 kumuliert und für die Jahre 2025 und 2035 zusätzliche Kapazitäten auf Basis der Netzentwicklungspläne berücksichtigt.

2.3 Spotmarktmodell PowerACE

Im agentenbasierten Simulationsmodell PowerACE, das am Karlsruher Institut für Technologie entwickelt und bereits für verschiedene energiewirtschaftliche Analysen verwendet wurde (z.B. [14 bis 16]), sind wesentliche Großhandelsmärkte für Elektrizität und die zugehörigen Marktteilnehmer wie Energieversorgungsunternehmen, Regulierer und Nachfrager abgebildet. Die Energieversorger können sowohl über den täglichen Einsatz ihrer Kraftwerke als auch den Neu- und Rückbau von Kraftwerken entscheiden. Somit werden die kurz- und langfristigen Entscheidungsaspekte kombiniert betrachtet und deren Wechselwirkungen können untersucht werden. Die Entwicklung der Märkte ergibt sich schließlich aus dem simulierten Zusammenspiel des Verhaltens aller Agenten. Details zu den grundlegenden Prinzipien des Modells können [14] entnommen werden.

Die tägliche Simulation des Spotmarktes erfolgt in zwei Schritten. Zunächst geben die Versorgungsunternehmen sowie die Stromnachfrager Gebote für jede Stunde des Folgetages am lokalen Spotmarkt des jeweiligen Marktgebietes (z.B. Deutschland oder Frankreich) ab. Ein Gebot besteht dabei jeweils aus Menge, Preis und Art (Angebot oder Nachfrage). Für die hier beschriebene Analyse wird die Nachfrage als vollkommen preisunelastisch angenommen. Die Angebotspreise der verschiedenen Kraftwerke basieren auf den kraftwerksspezifischen variablen Kosten zuzüglich eines Aufschlags in Knappheitssituationen. Im nächsten Schritt wird anhand der Gebote aus allen simulierten Marktgebieten eine Markträumung durchgeführt, um Strompreise für alle Marktgebiete sowie kommerzielle

Stromflüsse zwischen den Marktgebieten zu ermitteln. Die Marktkopplung erfolgt dabei mit dem Ziel der Wohlfahrtsmaximierung im gesamten gekoppelten System unter Berücksichtigung der jeweils zwischen zwei Marktgebieten verfügbaren Interkonnektorkapazität (für eine formale Beschreibung und Details siehe [16]).

Zusätzlich zur Simulation der Spotmärkte entscheiden die Energieversorger am Ende jedes Simulationsjahres anhand von Erwartungen zur zukünftigen nationalen Stromnachfrage sowie zur Entwicklung des Kraftwerksparks mithilfe der Kapitalwertmethode über Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke (für Details siehe [15]). Weiterhin sind im Modell auch vorzeitige ökonomische Stilllegungen möglich, wenn ein Kraftwerk über mehrere Jahre keinen Profit erwirtschaftet und dies auch für die Folgejahre erwartet wird.

Um eine Aufteilung der deutschen Preiszone zu implementieren, werden alle Eingangsdaten des Modells wie Kraftwerkspark, Nachfrage und Einspeisung erneuerbarer Energien auf die nord- und süddeutsche Zone aufgeteilt und die beiden Zonen schließlich per Marktkopplung mit begrenzter Interkonnektorenkapazität verbunden. Dies erfolgt analog zur Kopplung Deutschlands mit den Marktgebieten der Nachbarländer.

3. Datenbasis und Szenarien

In PowerACE ist der Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern durch jährlich fixe maximale Handelskapazitäten begrenzt [17]. Zwischen den zwei deutschen Zonen werden die mit ELMOD ermittelten stündlichen Maximalkapazitäten angesetzt.

In beiden Modellen kommen harmonisierte Daten zum Kraftwerkspark im Basisjahr 2015 [18], zur jährlichen Einspeisung erneuerbarer Energien [19], zur jährlichen Stromnachfrage [19] sowie zum Netzausbau [17] zum Einsatz. Für die Ermittlung des stündlichen Kraftwerkseinsatzes und des Neu- bzw. Rückbaus von Kraftwerken in PowerACE werden die jeweils aktuellen Marktdesigns in allen betrachteten Ländern modelliert, z.B. eine strategische Reserve in Belgien oder ein Kapazitätsmarkt in Frankreich (für Details siehe [15]). In Deutschland wird dagegen keine strategische Reserve berücksichtigt, um eine Vermischung der Effekte von Reserve und Aufteilung der Preiszone zu vermeiden.

Die Allokation der in PowerACE ermittelten neuen Erzeugungskapazitäten erfolgt zu den Netzknoten in ELMOD, an welchen zuvor Kraftwerksstilllegungen vorgenommen wurden. Dabei werden die Knoten in absteigender Reihenfolge anhand der stillgelegten Kapazität sortiert und anschließend mit den neuen Kapazitäten wieder aufgefüllt. Nicht betrachtet werden eine zukünftige Veränderung der stündlichen Profile für Nachfrage und Einspeisung erneuerbarer Energien, die auf Basis der realen Werte von 2015 erstellt sind [20]. Weiterhin wird auch der Einsatz von Demand-Side-Management nicht berücksichtigt.

Tabelle 1: Beschreibung der Szenarien

Szenario	Deutsches Marktgebiet	Ermittlung des Marktergebnisses
REF	Eine Länderzone	Keine Betrachtung intrazonaler Netzengpässe
SPLIT	Zwei Zonen (Nord/Süd)	Handel zwischen deutschen Zonen begrenzt

Zur vergleichenden Gegenüberstellung wird neben dem Szenario „SPLIT“ (Zweiteilung der deutschen Preiszone) das Szenario „REF“ (gegenwärtige Situation mit einheitlicher deutscher Preiszone) als Referenz berechnet (siehe Tabelle 1).

4. Ergebnisse

4.1 Zonenkonfiguration und zugehörige Handelskapazitäten

Die in Kapitel 2.2 beschriebene Zweiteilung Deutschlands in eine norddeutsche (DEN) und eine süddeutsche Marktzone (DES) ergibt die in Tabelle 2 dargestellte Aufteilung der Erzeugungskapazitäten und Nachfrage im Jahr 2015. Tabelle 3 fasst die minimalen, durchschnittlichen und maximalen Handelskapazitäten zwischen den beiden Zonen zusammen. Mit Bild 2 wird anhand des Übertragungsnetzes die Zonenzuordnung der Knoten visualisiert.

Tabelle 2: Aufteilung der Erzeugungskapazitäten und Nachfrage 2015 auf die Zonen

Technologie	DEN	DES
Kraftwerke und Pumpspeicher	65%	35%
Biomasse	62%	38%
Photovoltaik	46%	54%
Wasserkraft	5%	95%
Wind Offshore	100%	0%
Wind Onshore	85%	15%
Nachfrage	56%	44%

Tabelle 3: Handelskapazitäten zwischen der Nord- und Südzone in GW

Jahr	Min	Mittel	Max
2015	1.8	6.4	10.3
2025	12.3	17.0	20.9
2035	14.3	19.0	22.9



Bild 2: Zonenzuordnung der Netzknoten

4.2 Auswirkungen am deutschen Spotmarkt

Eine Zweiteilung der deutschen Preiszone hätte insbesondere in den ersten Jahren deutliche Auswirkungen auf den deutschen Spotmarkt. In Bild 3 ist die Entwicklung der Börsenstrompreise in den beiden Zonen Nord und Süd bezogen auf den Preis der einzelnen deutschen Zone dargestellt.

Anfangs treten durch die Aufteilung vermehrt Knappheitssituationen auf, in denen die süddeutschen Kraftwerke nicht in der Lage sind, die regionale Nachfrage ohne Importe zu decken. Durch die Einpreisung dieser Knappheit steigen die Durchschnittspreise im Süden deutlich an. Im Norden ergibt sich aufgrund von regionalen Überkapazitäten dagegen ein niedrigerer Preis als für eine einheitliche deutsche Zone.

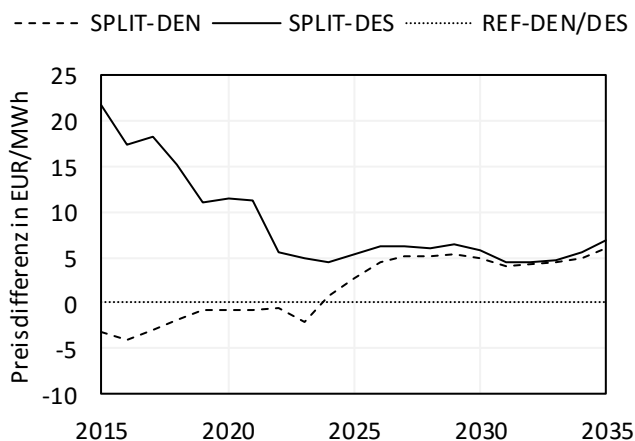


Bild 3: Entwicklung der Preisdifferenz in den aufgeteilten Zonen zur Referenz

Diese Preisunterschiede führen auch zu Veränderungen hinsichtlich Zu- und Rückbau konventioneller Kraftwerke (siehe Bild 4). Durch die Zonenaufteilung treten im Gegensatz zum Referenzfall keine ökonomischen Stilllegungen im Süden mehr auf. Weiterhin finden in den Jahren 2015 bis 2020 mehr Neubauten im Süden statt, während im Norden keine Kraftwerke zugebaut werden. Ein ähnliches Bild zeigt sich in den Jahren 2021 bis 2025. Anschließend ist die Struktur aus Zu- und Rückbauten in beiden Szenarien ähnlich.

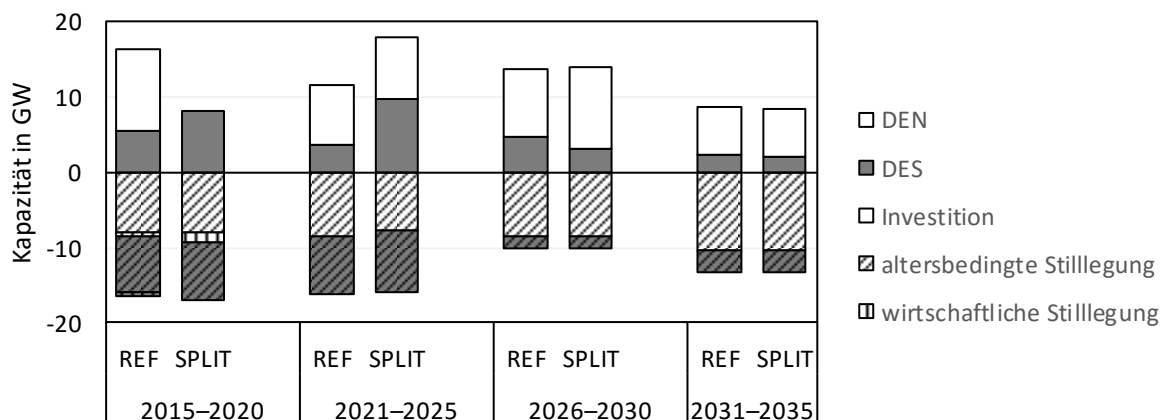


Bild 4: Zu- und Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten

Die Anpassungsvorgänge der konventionellen Kraftwerkskapazitäten führen zu einem Rückgang der Preisdifferenzen in beiden Zonen, bis sich die Durchschnittspreise beider Zonen leicht oberhalb des Preisniveaus im Fall einer einheitlichen deutschen Zone einpendeln.

4.3 Veränderung der Systemkosten

Tabelle 4: Veränderung der Systemkosten durch die Zonenaufteilung in Mrd. Euro

Kostenart	2025	2035
Erzeugung	+0.8	+2.9
Redispatch	-3.6	-1.4
Abregelung	+0.4	-0.9
System	-2.4	+0.6

In Tabelle 4 sind die Änderungen der drei berücksichtigten Systemkostenkomponenten (Erzeugung, Redispatch, Abregelung) für ganz Deutschland für das SPLIT-Szenario gegenüber dem REF-Szenario für die Jahre 2025 und 2035 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Erzeugungskosten im SPLIT-Szenario gegenüber dem REF-Szenario für 2025 und noch deutlicher für 2035 ansteigen, was in den höheren Spotmarktpreisen begründet liegt.

Die Abregelungskosten, welche insbesondere in der norddeutschen Zone anfallen, steigen 2025 im SPLIT-Szenario an, sind jedoch 2035 niedriger. Während die Mehrkosten im SPLIT-Szenario 2025 durch die geringeren Redispatchkosten überkompensiert werden können, fallen 2035 etwas höhere Systemkosten als im Referenzfall an.

4.4 Entwicklung der Versorgungssicherheit

Als Indikator für die Messung der Versorgungssicherheit ist in Bild 5 das Verhältnis aus der verfügbaren konventionellen Kraftwerkskapazität und dem Jahreshöchstwert der Residuallast aufgetragen. Werte deutlich oberhalb von 1.0 deuten bei diesem Indikator auf Überkapazitäten hin, während Werte unterhalb von 1.0 bedeuten, dass die regionale Nachfrage in mindestens einer Stunde des Jahres nicht durch die regionalen Kraftwerkskapazitäten gedeckt werden konnte.

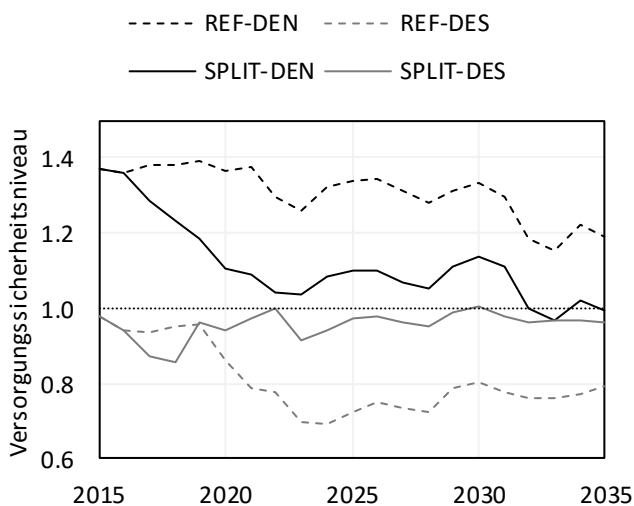


Bild 5: Entwicklung des Versorgungssicherheitsniveaus

Durch die Aufteilung der deutschen Preiszone werden Überkapazitäten in der norddeutschen Zone sukzessive abgebaut, was mit sinkendem Versorgungssicherheitsniveau gegenüber der Referenz einhergeht. In der süddeutschen Zone steigt dagegen durch zusätzliche Investitionen auch das Niveau der Versorgungssicherheit deutlich.

5. Fazit und Ausblick

In diesem Beitrag werden die langfristigen Auswirkungen von zwei Strompreiszonen im Vergleich zu einer einheitlichen Preiszone auf die Strompreisentwicklung und die Versorgungssicherheit in Deutschland untersucht. Die Analyse basiert auf dem kombinierten Einsatz des agentenbasierten Marktsimulationsmodells PowerACE und des optimierenden Lastflussmodells ELMOD. Ausgangspunkt ist die Aufteilung des bestehenden deutschen Marktgebietes in eine nord- und eine süddeutsche Zone, welche auf Grundlage bestehender Engpässe im Übertragungsnetz vorgenommen wird. Die Modellergebnisse zeigen, dass eine Zweiteilung des deutschen Strommarktes zu deutlich höheren Spotmarktpreisen in der süddeutschen Zone führt. Dies führt zur Vermeidung von ökonomischen Stilllegungen und mehr Kraftwerksneubauten im Süden. Ab etwa 2025 konvergieren die Preise der beiden deutschen Zonen auf einem leicht höheren Niveau als im Ein-Zonen-Fall. Die Systemkosten beider Preiszonen fallen aufgrund niedrigerer Kosten für Redispatch 2025 dennoch geringer als bei einer Zone aus, liegen 2035 dagegen etwas höher. Als Konsequenz der Kapazitätsentwicklung erhöht sich der betrachtete Versorgungssicherheitsindikator für die süddeutsche Zone im Vergleich zum Ein-Zonen-Fall deutlich, während in der norddeutschen Preiszone Überkapazitäten abgebaut werden. Insgesamt ergibt sich demnach bei der vorliegenden Untersuchung eine Vorteilhaftigkeit einer zweigeteilten deutschen Strompreiszone.

Kritisch anzumerken bleibt jedoch, dass im Zwei-Zonen-Fall die anfangs vorherrschenden Knappheitssituationen im Süden durch die in PowerACE abgebildeten Agenten unter Umständen überschätzt werden, was sich in zu hohen Preisgeboten widerspiegeln würde. Zudem wurde die Nachfrage als unelastisch angenommen, wobei langfristig eine zunehmende Flexibilisierung der Nachfrage zu erwarten ist. Die Preiszoneneildung kann durch alternative Bildungsvarianten und Kriterien noch weiter verbessert werden. Diese offenen Punkte werden Gegenstand unserer nächsten Forschungsarbeiten sein.

Literaturangaben

- [1] Bundesnetzagentur u. Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2016. Bonn 2016
- [2] THEMA Consulting Group: Nordic bidding zones. Oslo 2013
- [3] Burstedde, B.: From Nodal to Zonal Pricing – A Bottom-Up Approach to the Second-Best. EWI Working Paper, 12/09. Köln 2012

- [4] Breuer, C., Seeger, N. u. Moser, A.: Determination of alternative bidding areas based on a full nodal pricing approach. IEEE Power and Energy Society general meeting (PES), 2013. 21 - 25 July 2013, Vancouver, BC, Canada. Piscataway, NJ: IEEE 2013
- [5] Breuer, C. u. Moser, A.: Optimized bidding area delimitations and their impact on electricity markets and congestion management. 2014 11th International Conference on the European Energy Market (EEM). 28 - 30 May 2014, Kraków, Poland. Piscataway, NJ: IEEE 2014
- [6] Bucksteeg, M., Trepper, K. u. Weber, C.: Impacts of renewables generation and demand patterns on net transfer capacity. Implications for effectiveness of market splitting in Germany. IET Generation, Transmission & Distribution 9 (2015) 12, S. 1510–1518
- [7] Trepper, K., Bucksteeg, M. u. Weber, C.: Market splitting in Germany – New evidence from a three-stage numerical model of Europe. Energy Policy 87 (2015), S. 199–215
- [8] Egerer, J., Weibezahn, J. u. Hermann, H.: Two price zones for the German electricity market – Market implications and distributional effects. Energy Economics 59 (2016), S. 365–381
- [9] Plancke, G., Jonghe, C. de u. Belmans, R.: The implications of two German price zones in a european-wide context. 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM). 6-9 June 2016, Porto, Portugal. Piscataway, NJ: IEEE 2016
- [10] Grimm, V., Martin, A., Weibelzahl, M. u. Zöttl, G.: On the long run effects of market splitting. Why more price zones might decrease welfare. Energy Policy 94 (2016), S. 453–467
- [11] Leuthold, F. U., Weigt, H. u. Hirschhausen, C. von: A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. Networks and Spatial Economics 12 (2012) 1, S. 75–107
- [12] Kunz, F.: Improving Congestion Management. How to Facilitate the Integration of Renewable Generation in Germany. The Energy Journal 34 (2013) 4, S. 55–78
- [13] Kunz, F., Hirschhausen, C. von, Möst, D. u. Weigt, H.: Security of Supply and Electricity Network Flows after a Phase-Out of Germany's Nuclear Plants. Any Trouble Ahead? SSRN Electronic Journal (2011)
- [14] Genoese, M.: Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation. Baden-Baden: Nomos-Verl.-Ges 2010
- [15] Keles, D., Bublitz, A., Zimmermann, F., Genoese, M. u. Fichtner, W.: Analysis of design options for the electricity market. The German case. Applied Energy 183 (2016), S. 884–901
- [16] Ringler, P., Keles, D. u. Fichtner, W.: How to benefit from a common European electricity market design. Energy Policy 101 (2017), S. 629–643
- [17] ENTSO-E: Ten Year Network Development Plan 2016. Market Modeling Data, 2016. <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rgips/TYNDP2016%20market%20modelling%20data.xlsx>, abgerufen am: 22.08.2017
- [18] Bundesnetzagentur: Kraftwerksliste, 2017. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, abgerufen am: 07.08.2017
- [19] Vita, A. de, Tasios, N., Evangelopoulou, S., Forsell, N., Fragiadakis, K., Fragkos, P., Frank, S., Gomez-Sanabria, A., Gusti, M., Capros, P., Havlík, P., Höglund-Isaksson, L., Kannavou, M., Karkatsoulis, P., Kesting, M., Kouvaritakis, N., Nakos, C., Obersteiner, M., Papadopoulos, D., Paroussos, L., Petropoulos, A., Purohit, P., Siskos, P., Tsani, S., Winiwarter, W., Witzke, H. P. u. Zampara, M.: EU reference scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions: trends to 2050. Luxembourg: Publications Office 2016
- [20] ENTSO-E: Transparency Platform, 2017. <https://transparency.entsoe.eu/>, abgerufen am: 07.08.2017