

Analyse von Gebotszonenzuschnitten und nodalen Preisindikatoren

Einfluss deutscher HGÜ-Leitungen im europäischen Strommarkt

Steigende Transportanforderungen durch den weiteren Zubau von lastfernen Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und die neue EU-Strombinnenmarkt-Verordnung sind neue Herausforderungen für das Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz. Als Beitrag zur Diskussion über den Umgang mit diesen Herausforderungen zeigen die Autoren auf der Basis einer wissenschaftlichen Studie die starken Interdependenzen zwischen innerdeutschen HGÜ-Leitungen, Gebotszonenzuschnitten und nodalen Preisindikatoren auf.

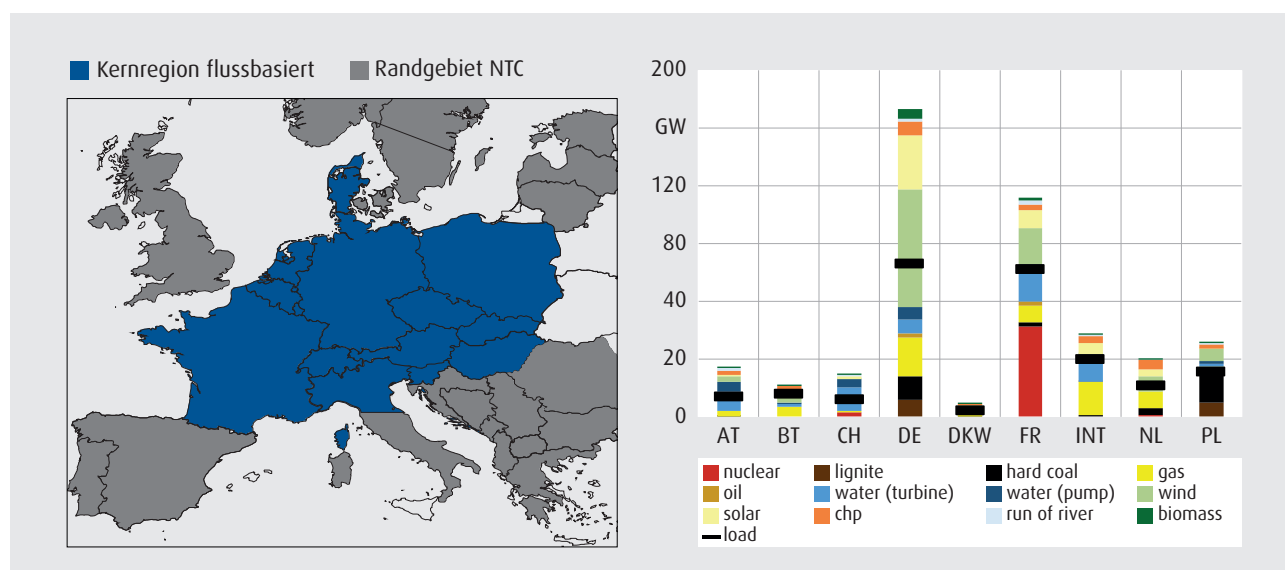


Bild 1. Betrachtungsbereich (links) und installierte Erzeugungsleistungen der Länder (rechts)

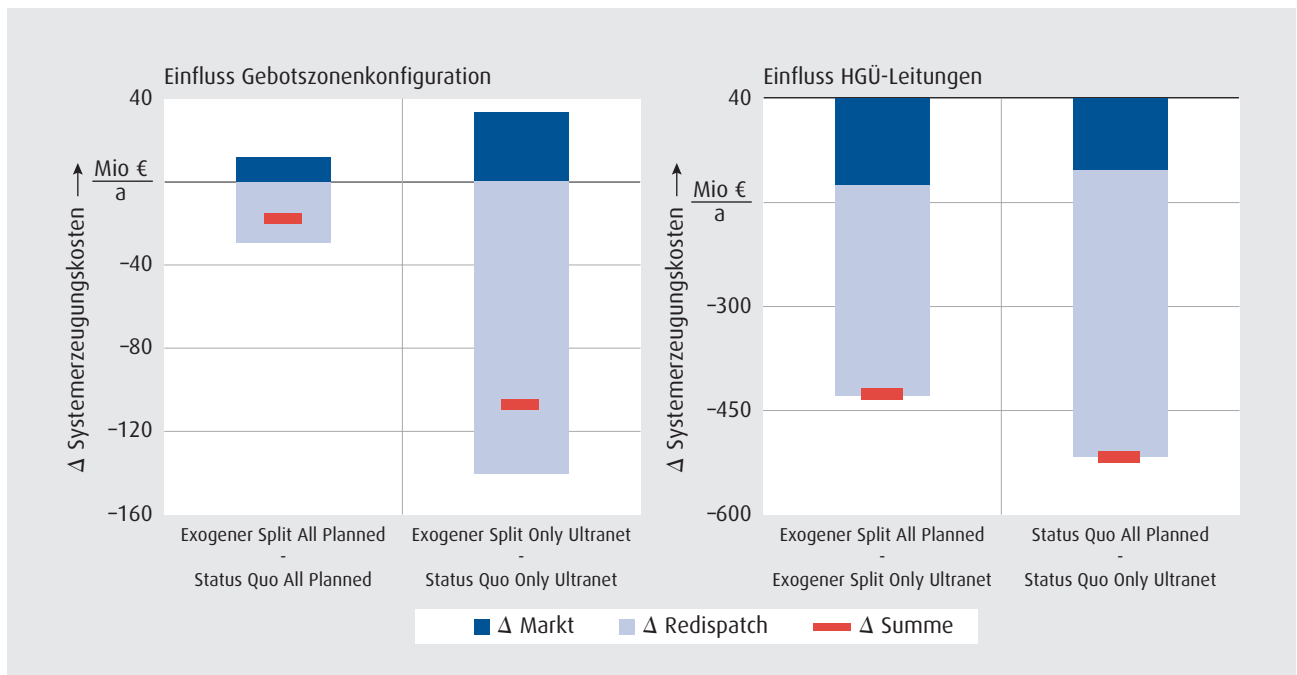


Bild 2. Änderung der Systemerzeugungskosten bei unterschiedlicher Gebotszonen- (links) und HGÜ-Konfiguration (rechts)

Die ambitionierten energie- und klimapolitischen Ziele – zum Beispiel das »65 %-Ziel der deutschen Bundesregierung bis 2030« [1] sowie die neue EU-Strombinnenmarkt-Verordnung [2] zur Stärkung des grenzüberschreitenden Handels werden künftig zu einem deutlichen Anstieg der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz führen. Infolge dessen werden zunehmende Netzengpasssituationen erwartet. Außer langfristigen Lösungsansätzen über einen verstärkten Netzausbau werden ergänzende präventive marktbasierende Alternativen wie die Anpassung des bestehenden Strommarktdesigns durch neue Gebotszonenkonfigurationen diskutiert.

Zur Untersuchung der möglichen Wechselwirkungen zwischen den diskutierten Ansätzen hat Tennet zusammen mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen für die geplanten innerdeutschen HGÜ-Korridore deren systemischen Wert in einem zonalen Strommarktdesign mit unterschiedlichen Gebotszonenkonfigurationen analysiert. Hierbei wurden auch die Auswirkungen dieser HGÜ-Leitungen auf die nodalen Preisindikatoren und eine daraus abgeleitete Gebotszonenkonfiguration aufgezeigt.

Methode, Eingangsdaten und Annahmen der Untersuchungen

Die Analyse nutzt ein fundamentales Strommarkt- und Netzmodell zur

Optimierung der stündlichen Erzeugung und der damit einhergehenden Kosten. Die Untersuchungen betrachten das Jahr 2025 und berücksichtigen die Entso-E-Region in Anlehnung an die Bidding-Zone-Review-Studie von Entso-E [3] gemäß Bild 1 (links). Innerhalb dieses Betrachtungsbereichs wurde weiterhin eine Kernregion (in blau dargestellt) für die zonalen und nodalen Untersuchungen definiert.

Die Strommarktsimulation bildet innerhalb der Kernregion die flussbasierte Marktkopplung ab und berücksichtigt dabei die neuen Mindestanforderungen an die marktlich verfügbare Übertragungskapazität entsprechend dem Clean Energy Package. Die Modellierung des Austauschs mit den restlichen Gebotszonen im Betrachtungsbereich erfolgt über bilaterale NTC. Für die innerdeutschen HGÜ-Leitungen wurde dabei angenommen, dass diese bereits in der Marktkopplung wohlfahrtsmaximierend eingesetzt werden.

Für die Bestimmung der Redispatchmengen und -kosten in den zonalen Untersuchungen erfolgt nachfolgend zur Strommarktsimulation eine Netzbetriebssimulation zur Engpassbehebung für die Kernregion, die einen optimierten grenzüberschreitenden Redispatch unterstellt. Bei den nodalen Untersuchungen findet eine integrierte Strom-

markt- und Netzbetriebssimulation Anwendung.¹

Die Annahmen zum Kraftwerkspark und Netzzustand basieren auf aktuellen öffentlichen Studien und Analysen [4, 5].² Das verwendete europäische Netzmodell des IAEW nutzt öffentlich zur Verfügung stehende Daten [6]. Für das deutsche Übertragungsnetz wurden die bestätigten Maßnahmen aus dem NEP 2017 berücksichtigt.

Die zonalen Untersuchungen umfassen zwei Betrachtungsfälle: Erstens, den Status quo einer einheitlichen Gebotszone sowie zweitens, einen Split der deutschen Gebotszone in zwei Zonen auf Basis von [3]. Die nodale Untersuchung umfasst darüber hinaus außer der Bestimmung knotenscharfer Preisindikatoren die Zusammenfassung preisähn-

¹ Die Berechnung der knotenbasierten Preisindikatoren erfolgt mit der integrierten Strommarkt- und Netzbetriebssimulation. Dabei spiegelt der Preisindikator die fundamentalen Kosten einer zusätzlichen Einheit elektrischer Energie am jeweiligen Netzknoten zum jeweiligen Zeitpunkt unter Berücksichtigung der $(n - 1)$ -Netzrestriktionen wieder.

² Für das europäische Ausland wurden die installierten Kapazitäten der konventionellen, hydraulischen und Erneuerbare-Energie-Erzeugungsanlagen gemäß Mid-term Adequacy Forecast [4] parametrisiert. Für Deutschland wurden das entsprechende Szenario sowie die Kostenannahme der CO₂-Zertifikate aus [5] übernommen.

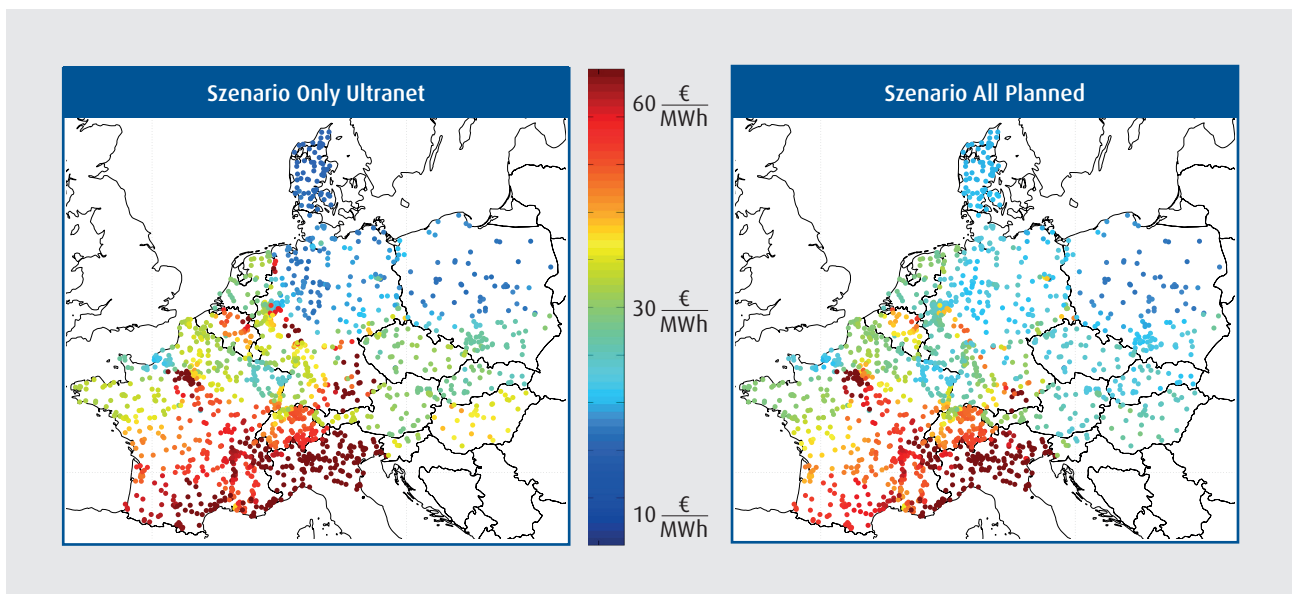


Bild 3. Jahresdurchschnitt der knotenscharfen Preisindikatoren

licher Netzknoten zu Gebotszonen mit einem Clusteralgorithmus.

Zur Bewertung der HGÜ-Leitungen wurden für die zonalen und nodalen Untersuchungen zwei HGÜ-Konfigurationen gegenübergestellt:

- Die Konfiguration Only Ultramet unterstellt nur die Inbetriebnahme des HGÜ-Korridors Ultramet bis 2025.
- In der Konfiguration All Planned werden alle fünf der geplanten HGÜ-Leitungen für das Betrachtungsjahr als einsatzbereit angenommen.

Die analysierten Szenarien ergeben sich aus der Kombination der Zonen- und HGÜ-Konfigurationen und wurden durch die Simulation mit den europäi-

schen marktseitigen Erzeugungs- und netzseitigen Redispatchkosten (im Folgenden Systemerzeugungskosten) bewertet. Die Kostenunterschiede zwischen den einzelnen Szenarien können als Indikator für den fundamentalen Wert einer bestimmten Konfiguration interpretiert werden.

Ergebnisse der zonalen Marktsimulationen

Bild 2 stellt die Veränderung der systemischen Kosten und den spezifischen Einfluss der Gebotszonen- (links) und HGÜ-Konfiguration (rechts) dar. Es wird deutlich, dass durch die Inbetriebnahme aller innerdeutschen HGÜ-Korrido-

re die Systemerzeugungskosten bei beiden Gebotszonenzuschnitten deutlich reduziert werden. In den Simulationen reduzierten sich die fundamentalen Kosten zwischen 430 bis 530 Mio. € im Betrachtungsjahr 2025. Vor allem ist dabei der Wert der HGÜ-Leitungen beim Netzbetrieb bedeutsam, der sich durch eine übermäßige Reduktion der Redispatchbedarfe gegenüber den Only-Ultramet-Szenarien kennzeichnet.

Der Exogene Split erweist sich im Fall des Only-Ultramet-Szenarios für die Systemerzeugungskosten als vorteilhafter gegenüber einer einheitlichen Gebotszone. Zwar erhöhen sich erwartungsgemäß die marktseitigen Erzeugungskosten durch die Aufteilung der Gebotszonen, sie werden aber durch die

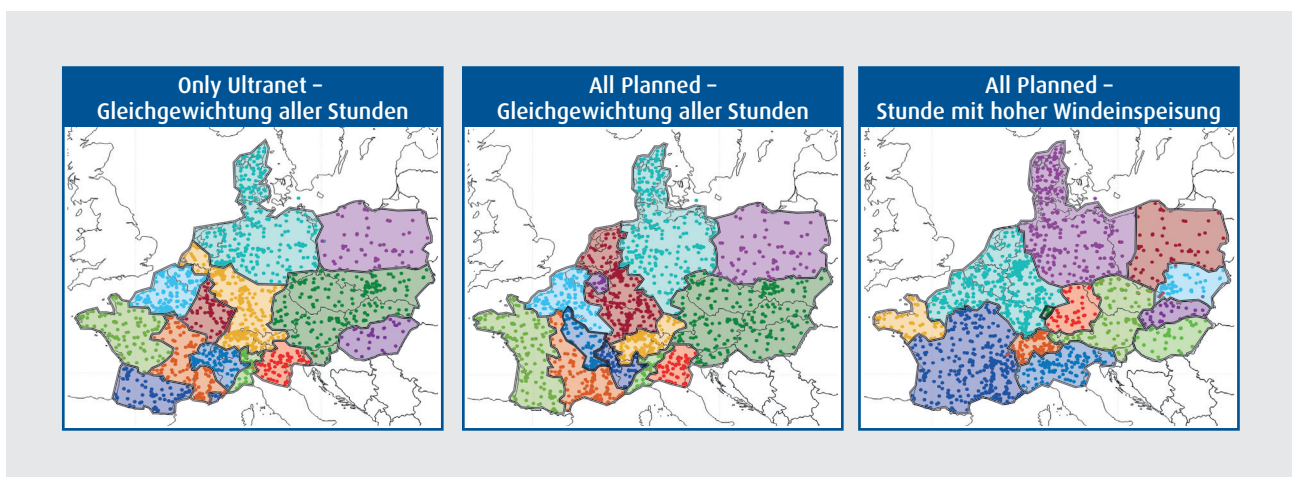


Bild 4. Gebotszonenzuschnitt unter Berücksichtigung der stündlichen nodalen Preisindikatoren

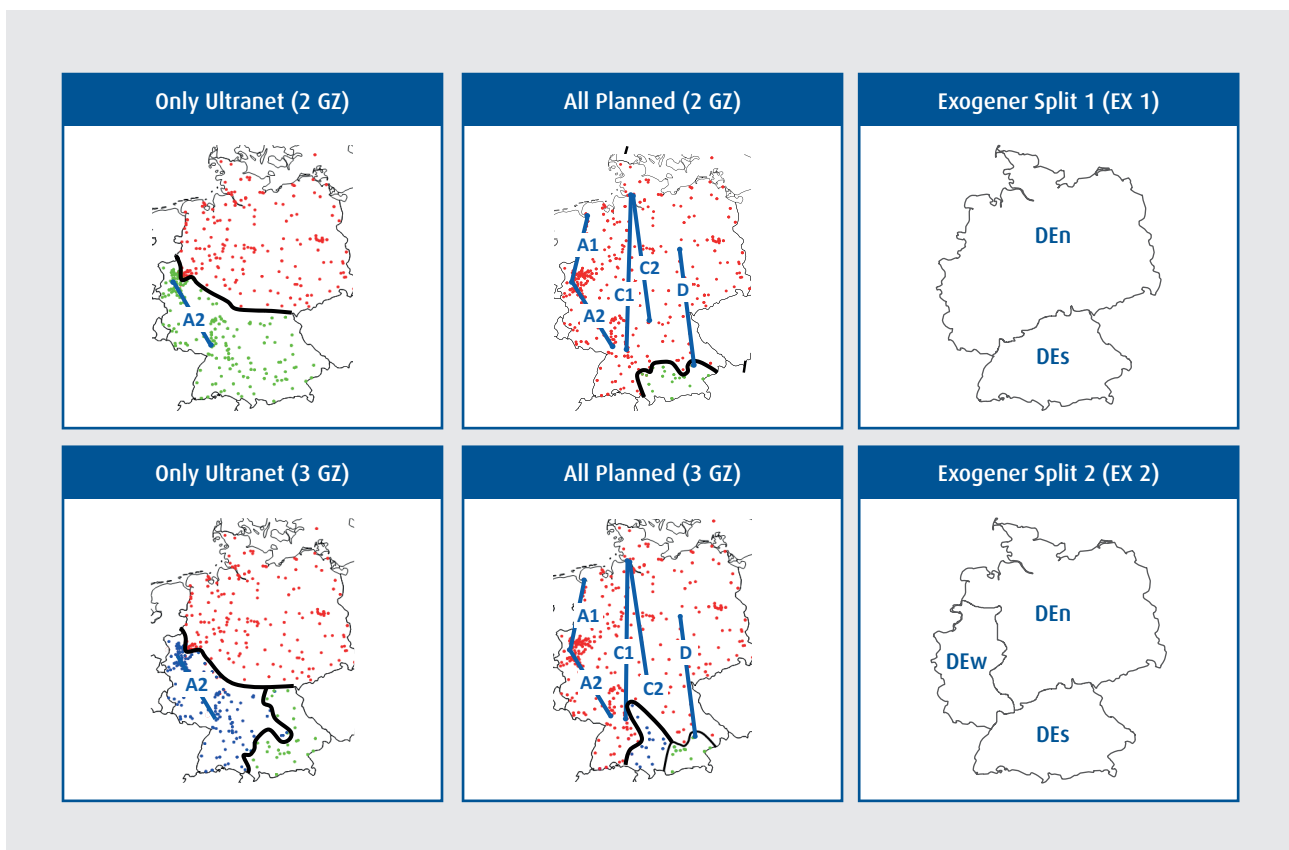


Bild 5. Gebotszonenzuschnitt von Deutschland auf Basis von nodalen Preisindikatoren (links) und die Exogene Splits gemäß Bidding Zone Review (rechts)

netzseitigen Kosteneinsparungen im Redispatch überkompensiert. Sofern alle HGÜ-Korridore in Betrieb sind, zeigen sich zwischen den betrachteten Gebotszonenkonfigurationen nur geringfügige Kostenunterschiede.

Insgesamt betrachtet, ermöglichen die zusätzlichen HGÜ durch eine Steigerung der Übertragungskapazität marktseitig stets eine mittelbare Erhöhung der grenzüberschreitenden Handelsmöglichkeiten bei gleichzeitig deutlicher Reduzierung netzseitiger Redispatchbedarfe. In dem Split-Szenario profitieren vor allem Süddeutschland und Österreich durch die zusätzlichen Importmöglichkeiten günstiger Erzeugung über die HGÜ. Der durchschnittliche Preisspread zwischen Nord- und Süddeutschland konnte durch die zusätzlichen HGÜ-Korridore in dem Split-Szenario deutlich reduziert werden. Hierbei gilt es zu beachten, dass die systemischen Kostenvorteile lediglich ein Indikator zur Bewertung der Vorteilhaftigkeit einer veränderten Gebotszonenkonfiguration ist und eine Vielzahl weiterer Kriterien gemäß der VO (EU) [7], zum Beispiel Transaktionskos-

ten, im Rahmen dieses Beitrags nicht betrachtet werden.

Ergebnisse der nodalen Simulation

Die durchschnittlichen jährlichen nodalen Preisindikatoren in der Kernregion für die beiden HGÜ-Konfigurationen sind in **Bild 3** dargestellt. Im Szenario Only-Ultranet ist ein deutlicher Preisspread zwischen den Netzknoten in Nord- und Süddeutschland zu erkennen. Während im Norden die durchschnittlichen Knotenpreise unter 25 €/MWh liegen, werden hohe Preisindikatoren (über 50 €/MWh) überwiegend im Westen und an Knoten nahe der Südgrenze beobachtet. Dabei ergibt sich gegenüber dem zonalen Einheitspreis eine höhere Volatilität der nodalen Preisindikatoren. Durch zusätzliche HGÜ-Leitungen kann der ermittelte Nord-Süd-Preisspread in Deutschland reduziert werden, sodass es zu einer Vergleichsmäßigung der nodalen Preisindikatoren kommt.

Die Neuzuschnitte der Gebotszonen auf Basis der berechneten nodalen Preisindikatoren in Abhängigkeit von den HGÜ-Leitungen sind in **Bild 4** (links für Only Ultranet und in der Mitte für All Planned) dargestellt. Dabei wurden die

Preisindikatoren unabhängig von nationalen Grenzen und Regelzonen geclustert, (gleichgewichtet in allen Stunden), wobei die Zahl der Gebotszonen dem Status quo entspricht. Änderungen bei den Gebotszonenzuschnitten durch die innerdeutschen HGÜ-Leitungen zeigen sich insbesondere in Mittel- und Westeuropa.

Die so ermittelte Gebotszonenkonfiguration stellt eine mögliche Lösung dar, wobei optimierte Zuschnitte für eine spezifische Netznutzungssituation deutlich davon abweichen können. Diese Variabilität optimierter Gebotszonenzuschnitte zu unterschiedlichen Zeitpunkten wird exemplarisch anhand der Stunde mit höchster Windenergieeinspeisung für das Szenario All Planned in **Bild 4** (rechts) verdeutlicht.

Ergänzend wurden exemplarisch für Deutschland unter Beachtung nationaler Grenzen und exogener Vorgabe der Gebotszonenanzahl die Einflüsse der HGÜ-Leitungen auf die hiesige Gebotszonenkonfiguration bei Clusterung nodaler Preisindikatoren analysiert. Die Ergebnisse sind in **Bild 5** zusammengefasst und den Exogenen Splits aus der Bidding-Zone-Review-Studie (rechts)

gegenübergestellt. Sowohl bei einer Vorgabe von zwei als auch von drei Gebotszonen verschiebt sich die Grenze zwischen den neuen deutschen Gebotszonen durch die zusätzlichen HGÜ-Leitungen deutlich nach Süden.

Die Robustheit dieser Gebotszonenkonfiguration ist von folgenden Herausforderungen abhängig:

- Optimale Gebotszonenzuschnitte unterscheiden sich je nach Netznutzungssituation.
- Netznutzungssituationen werden außer dem Netzausbau von einer Vielzahl anderer Parameter determiniert, vor allem dem EE-Dargebot, dem Kraftwerkspark und den Primärenergiepreisen.
- Der ermittelte Zuschnitt der Gebotszonen ist vom verwendeten Clusteralgorithmus und dem angesetzten Maß für die Ähnlichkeit und Gewichtung von Situationen abhängig.

Fazit der Studie

Die zonalen Untersuchungen zeigen den hohen systemischen Wert des Netzausbaus, in diesem Fall der innerdeutschen HGÜ-Leitungen sowohl im Fall einer Gebotszonenrekonfiguration gemäß der vergangenen Bidding-Zone-Review-Studie als auch bei Beibehaltung der aktuellen Einheitsgebotszone. Die Ergebnisse hinsichtlich der HGÜ-Leitungen erweisen sich somit als robust gegenüber dem simulierten deutschen Gebotszonensplit. Die Umsetzung des geplanten Netzausbaus sowie die Entwicklung von Innovationen zur höheren Ausnutzung des Netzes sind damit szenarienunabhängig vorteilhaft und prioritär zu verfolgen.

In den ergänzenden nodalen Untersuchungen konnte darüber hinaus festgestellt werden, dass die modellgestützten Gebotszonenkonfigurationen auf Basis der nodalen Preisindikatoren deutlich durch die zusätzlichen HGÜ-Leitungen beeinflusst werden. Es sei darauf hin-

gewiesen, dass die modellendogenen Splits für Deutschland von den Exogenen Splits aus der vergangenen Bidding-Zone-Review-Studie abweichen, was unter anderem auf die veränderten Rahmenbedingungen, wie die neue EU-Strombinnenmarkt-Verordnung, zurückgeführt werden kann.

Die Diskussionen um künftige Gebotszonenkonfigurationen und Änderungen im Strommarktdesign können aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen eine neue Dynamik erlangen. Dabei zeigen die Ergebnisse dieser Studie die starken Interdependenzen zwischen dem Netzausbau, den Netznutzungssituationen und möglichen Gebotszonenzuschnitten auf.

Die in [7] formulierte Forderung nach Robustheit von Gebotszonen führt zusammen mit den Studienergebnissen zu zwei Überlegungen:

Erstens, in nationalen und internationalen Netzplanungsprozessen gilt es, auch den positiven Beitrag von Maßnahmen für den Erhalt beziehungsweise die Robustheit von Gebotszonenkonfigurationen zu untersuchen und in die Bewertung mitaufzunehmen.

Zweitens, mit zunehmender Volatilität in der Netznutzung steigen die Herausforderungen bei der Definition von robusten Gebotszonen für ein zonales Marktdesign, was eine häufigere Gebotszonenrekonfiguration nahelegt. Dementsprechend sollten langfristig auch grundlegende Änderungen des Marktdesigns, zum Beispiel hin zu einem knotenbasierten Ansatz, aus der Diskussion nicht ausgeklammert werden, wobei die Vielschichtigkeit der damit verbundenen Vor- und Nachteile sorgfältig abzuwägen ist.

Literatur

- [1] EU-Comission: Clean EnergyPackage – Beschluss zur Verordnung 2016/0379 (COD). Brüssel, Stand 2017.

- [2] Deutsche Bundesregierung: Klimaschutzprogramm 2030. Berlin, Stand 2018.
- [3] Entso-E: First Edition of the Bidding Zone Review. Brüssel, Stand 2018.
- [4] Entso-E: Mid-term Adequacy Forecast 2016. Brüssel, Stand 2016.
- [5] Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan 2019. Berlin, Stand 2019.
- [6] Entso-E: Ten-Year Network Development Plan. Brüssel, Stand 2018.
- [7] VO (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

>> Dr.-Ing. **Denis vom Stein**,
Oberingenieur,
Institut für Elektrische Anlagen und
Energiewirtschaft (IAEW),
RWTH Aachen

Hao Chang M.Sc.,
Wissenschaftlicher Mitarbeiter,
Institut für Elektrische Anlagen und
Energiewirtschaft (IAEW),
RWTH Aachen

Univ.-Prof. Dr.-Ing. **Albert Moser**,
Institutsleiter,
Institut für Elektrische Anlagen und
Energiewirtschaft (IAEW),
RWTH Aachen

Dipl.-Ing. **Carsten Pflanz**,
Team Manager Market Development,
Tennet TSO GmbH, Bayreuth

Benedikt Bartosch M.Sc.,
Advisor for Market Development,
Tennet TSO GmbH, Bayreuth

Dr. **Christoph Neumann**,
Advisor for Market Development,
Tennet TSO GmbH, Bayreuth

Dr. **Friedrich Kunz**,
Advisor for Market Development,
Tennet TSO GmbH, Bayreuth

>> carsten.pflanz@tennet.eu
benedikt.bartosch@tennet.eu
christoph.neumann@tennet.eu
friedrich.kunz@tennet.eu
info@iaew.rwth-aachen.de

>> www.tennet.eu
www.iaew.rwth-aachen.de