

# EINFLUSS VON NODAL PRICING IN DEUTSCHLAND AUF DECKUNGSBEITRÄGE VON GASKRAFTWERKEN UND POWER-TO-GAS

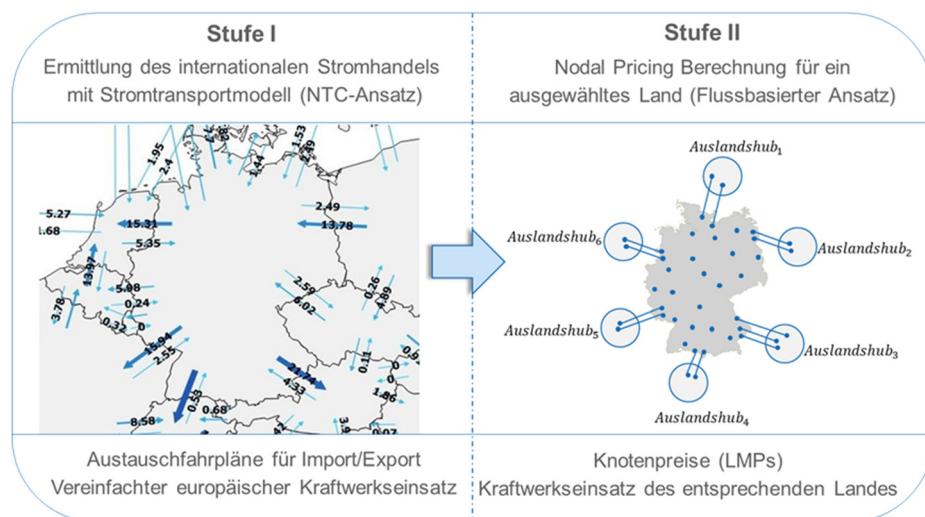
**Moritz NOBIS<sup>1</sup>, Andreas BLANK<sup>1</sup>, Armin SCHNETTLER<sup>1</sup>**

## Motivation und Zielsetzung

Vor dem Hintergrund des verzögerten Netzausbau und der damit einhergehenden steigenden Anzahl von Redispatcheingriffen [1], sowie steigender Deckungslücken konventioneller Erzeuger [2], steht die Ausgestaltung des derzeitigen Marktdesigns unter Druck. Die Berücksichtigung von Netzrestriktionen innerhalb eines Marktgebiets zur optimalen Allokation von Kraftwerksleistung, analog dem Nodal Pricing (NP) im US-PJM, ist daher ein energiewirtschaftlich viel diskutierter Ansatz in Europa. Gleichwohl sind Wohlfahrtsverluste durch eine Umstellung des Marktes auf lokalere oder gar knotenscharfe Preise durch Liquiditätsminderung und verringerte Markteffizienz möglich [3]. Das Ziel dieses Papiers ist es den Einfluss der Berücksichtigung von Netzrestriktionen in der Markträumung auf den Kraftwerkseinsatz zu bestimmen. Dabei stehen Implikationen für Gaskraftwerke in Süddeutschland und Power-to-Gas Aggregate in Norddeutschland für ein Szenario in 2025 exemplarisch im Fokus.

## Mehrstufige Marktsimulation

Das Simulationsmodell ist formuliert als ein mathematisches Optimierungsproblem zur Berechnung des kostenminimalen, stündlichen Kraftwerkseinsatzes zentraler Kraftwerke und Speicher in Europa unter der Nebenbedingung, dass das Stromnetz unterhalb seiner thermischen Belastbarkeit n-1-sicher betrieben wird. Zur Reduktion der mathematischen Komplexität wird ein mehrstufiges Verfahren angewandt. In der ersten Stufe wird ein lineares Transportmodell genutzt, um die Stromimporte und -exporte der einzelnen Marktgebiete zu bestimmen. Dazu werden Leistungsrestriktionen innerhalb der Zonen vernachlässigt und Interkonnektoren gebündelt über einen NTC-Ansatz modelliert. Die internationalen Handelsflüsse werden fixiert, sodass die zweite Stufe die Interaktion mit Anrainern über reale Kuppelleitungen mittels Auslandshubs vereinfacht darstellt. Der kostenminimale Kraftwerkseinsatz wird mithilfe linearer Programmierung ermittelt. Der Einfluss des Kraftwerkseinsatzes auf die Leistungsflüsse (auf allen Leitungen) im 380/220 kV Übertragungsnetz, sowie im 110 kV Verteilnetz, wird über Power Transfer Distribution Factors (PTDF) abgebildet. Die Knotenpreise können dabei durch die dualen Variablen der Lastdeckungsnebenbedingung, sowie die dualen Variablen der Leistungsnebenbedingungen und den auf diese wirkenden PTDFs bestimmt werden.



**Abbildung 1: Ablauf des zweistufigen Optimierungsmodells**

<sup>1</sup> RWTH Aachen, Institut für Hochspannungstechnik, Schinkelstraße 2, 52062 Aachen,  
Tel.: +49 241 80 93040, Fax: +49 241 80 92135, nobis@ifht.rwth-aachen.de, www.ifht.rwth-aachen.de

## Erwartete Ergebnisse

Das Simulationsmodell wird im Rahmen der Langfassung detailliert erläutert und die Funktionalität, sowie die Ergebnisse des Modells anhand eines exemplarischen Szenariorahmens vorgestellt. Grundlage stellt hierbei das Szenario B1 2025 des genehmigten Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans 2025 dar [4]. Für den Netzausbauzustand wurde ein verzögerter Ausbau (*Es werden lediglich EnLAG-Vorhaben und BBP-Maßnahmen berücksichtigt. Aufgrund sich aktuell abzeichnender Entwicklungen, wird eine Bauverzögerung von 2 Jahren angenommen*) bis 2025 angenommen. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass es ohne NP einen hohen Bedarf für Redispatch gibt. Unter Berücksichtigung von NP führen diese Leitungsrestriktionen in der Simulation zu teilweise signifikanten Preisunterschieden zwischen den Netzknoten. Durch die hohe installierte Leistung erneuerbarer Energien sind im Norden Deutschlands, durch einen Übertragungsgengpass in Nord-Süd Richtung, die niedrigsten Knotenpreise zu verzeichnen. Eine exemplarische Wirtschaftlichkeitsberechnung für das gewählte Szenario hat gezeigt, dass der Einsatz von Power-to-Gas(-to-Power) Anlagen im Norden, auch bei Nodal Pricing, noch keine betriebswirtschaftlichen Potentiale aufweist. Dahingegen führt der nodale Ansatz in Süddeutschland zu höheren Deckungsbeiträgen von Gaskraftwerken.

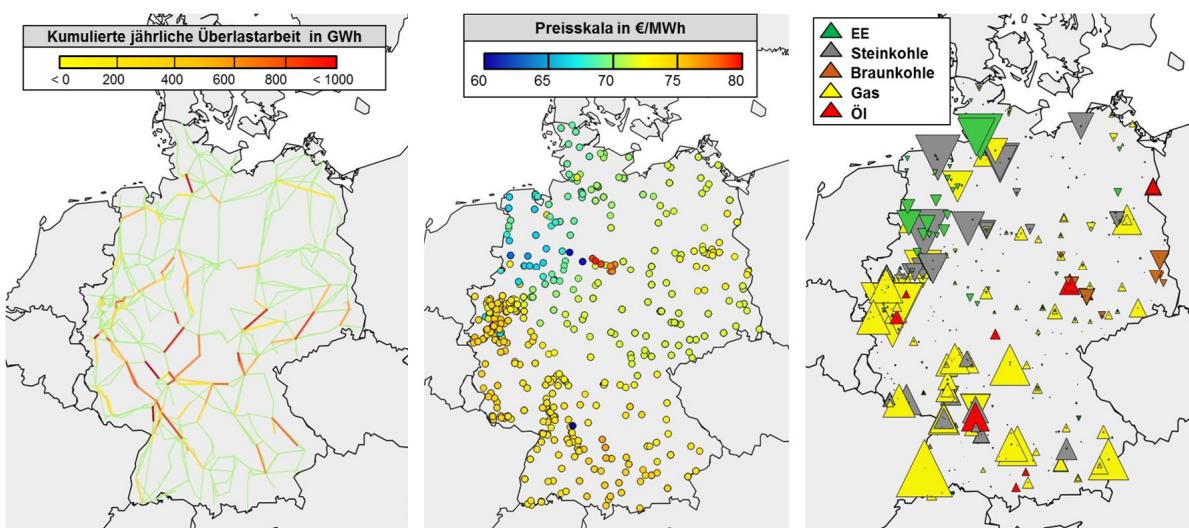


Abbildung 2: Überlastungen im Transportnetz (links), mittlere Knotenpreise zu Peakstunden (mittig), veränderter Kraftwerkseinsatz durch Berücksichtigung von Engpässen auf Leitungen (rechts)

## Literatur

- [1] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2017,“ Bonn, 13.12.2017.
- [2] P. Graichen, „Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? – Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland,“ Berlin, 01.03.2013.
- [3] Consentec GmbH, „Economic efficiency analysis of introducing smaller bidding zones,“ Aachen, 13.01.2015.
- [4] Bundesnetzagentur, „Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung,“ Bonn, 19.12.2014.