

SMART MARKETS ALS MARKTBASIERTES ELEMENT ZUM ENGPASSMANAGEMENT

Lukas Maximilian LANG * ¹, Jonas EGERER², Veronika GRIMM²,
Ulrike PFEFFERER²

Motivation und Fragestellung

Die Europäische Vorgabe zum Engpassmanagement sieht eine marktbasierete Beschaffung für alle Mitgliedsstaaten vor (Artikel 13 Abs 1 & 2 EBM-VO). Die Umsetzung eines solchen marktbasiereten Redispatch wird bisher durch eine Ausnahmeregelung aufgrund des Risikos von strategischem Bieterverhalten („Inc-Dec-Gaming“) verhindert [1]. Da diese Ausnahmeregelung jedoch zeitlich befristet ist, ergibt sich für diese Mitgliedsstaaten bereits kurzfristig die Notwendigkeit ein marktbasieretes System zur Beschaffung von Engpassmanagement einzuführen. Eine mögliche innovative Lösung zur Umsetzung sind sog. Smart Markets [2]. Diese zeitlich und regional begrenzten Märkte können zusätzliche lokale, dezentrale Flexibilitätspotentiale verschiedenster Art nutzen, welche bisher aufgrund ihrer Leistung nicht im regulatorischen Redispatch verwendet werden. Um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu lösen, können diese Flexibilitäten gezielt Leistungsanpassungen auf einem Smart Market anbieten. Als Rückfalloption kann so der kostenbasierete Redispatch bestehen bleiben, wobei durch das Smart Market Konzept primär eine marktbasierete Beschaffung von Engpassmanagement erfolgen kann. In diesem Konferenzbeitrag soll die Einbindung solcher Smart Markets hinsichtlich Kosteneffizienz, Integration von erneuerbarer Erzeugung und Investitionsanreizen analysiert und quantifiziert werden.

Methodik

Ein mehrstufiges Strommarktmodell wird zur Analyse der Einbindung von Smart Markets als marktbasierete Beschaffung von Engpassmanagement verwendet. Das Modell soll Ergebnisse hinsichtlich der Gesamtkosten zum Engpassmanagement, der Abregelung von erneuerbaren Anlagen sowie notwendigem Leitungsausbau im Übertragungsnetz liefern. Dazu wird ein bestehendes dreistufiges Strommarktmodell [3] [4] um die Stufe der Smart Markets zur Einbindung regionaler Flexibilitäten ergänzt:

- (1) Ein zentraler Netzbetreiber plant Investitionen in das Übertragungsnetz. Dabei werden der Handel auf dem Spot Markt für Elektrizität, sowie der finale Engpassmanagementbedarf antizipiert.
- (2) Unabhängige Erzeuger agieren auf dem Spot Markt für Elektrizität und entscheiden über kurzfristige Stromerzeugung sowie mittelfristige Investitionen in Erzeugungskapazität. Perfekte Voraussicht sowie perfekter Wettbewerb sind angenommen.
- (3) Dezentrale Flexibilitäten nehmen auf räumlich und zeitlich begrenzten Smart Markets teil, um Engpässe, die sich aus dem Marktergebnis bestimmen, marktbasierete zu lösen. Dabei wird eine Prognose des Redispatchbedarfs verwendet, um die potentiell gehandelten Mengen sowie die Kostenreferenz zu bestimmen.
- (4) Falls Engpässe über die Smart Markets nicht vollständig gelöst werden können, wird kostenbasierter, regulatorischer Redispatch zur Lösung herangezogen.

Das mehrstufige Modell kann durch die Kombination der ersten und dritten Stufe in eine dreistufige Modellformulierung umgeformt werden [5]. Die resultierenden Optimierungsprobleme sind in GAMS entweder als lineares oder als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem implementiert. Als Datengrundlage wird das deutsche Übertragungsnetz, sowie Erzeugungs- und Nachfrageverteilung in

¹ Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg DE, Tel.: 0049 911 5302 168, lukas.m.lang@fau.de, www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/de/, <https://www.encn.de>, NACHWUCHSAUTOR

² Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg DE, www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/de/, <https://www.encn.de>

einer aggregierten Version genutzt. Hinzu kommen dezentrale Flexibilitätsanbieter wie Optionen zur Sektorkopplung oder Nachfrageflexibilisierung.

Ergebnisse

In einer aggregierten Anwendung auf das deutsche Übertragungsnetz werden die Effekte einer Einbindung von Smart Markets im Vergleich zum regulatorischen Redispatch hinsichtlich der kurzfristigen und mittelfristigen Perspektive quantifiziert. Kurzfristig wird dazu zunächst die Kosteneffizienz betrachtet, die sich durch die Einbindung zusätzlicher Flexibilitätsanbieter ergibt. Außerdem wird der kurzfristige Netzbetrieb, d.h. Engpassmanagement, hinsichtlich der Abregelung und Integration von erneuerbarem Strom, sowie die Aktivität der Smart Markets analysiert. Mittelfristig werden Investitionsanreize in Erzeugungs- und Übertragungskapazität betrachtet.

Die Ergebnisse aus der Modellierung zeigen, dass sich die Einbindung von Smart Markets sowohl in der kurzfristigen als auch mittelfristigen Perspektive auswirkt. Kurzfristig können Flexibilitäten marktbasierend eingebunden werden, um den Bedarf an Engpassmanagement aus kostenbasiertem Redispatch zu senken. Diese lokalen Flexibilitäten erhalten somit durch deren Teilnahme am Smart Market eine neue Möglichkeit bestehende Geschäftsmodelle zu erweitern. Dadurch können perspektivisch Investitionen in dezentrale Flexibilitäten angereizt werden. Des Weiteren kann die Abregelung von Strom aus erneuerbarer Erzeugung reduziert werden, da lokalen Engpässen direkt durch Leistungsanpassungen entgegengewirkt werden kann. Mittelfristig wirkt sich die räumliche Anpassung von Engpassmanagement auf die Investitionen in Übertragungsleitungen aus. Durch die Einbindung regionaler Flexibilitäten in das Engpassmanagement können strukturelle Engpässe abgeschwächt werden und somit der nötige Netzausbau reduziert werden.

Fazit

Die Modellergebnisse zeigen, dass die Einbindung von regional und zeitlich begrenzten Flexibilitätsmärkten, sog. Smart Markets, in das Engpassmanagement vorteilhaft sein kann. Darüber lässt sich zum einen eine marktbasierende Beschaffung realisieren und zum anderen lokale Flexibilitätspotentiale abrufen, was zur besseren Integration von Strom aus erneuerbarer Erzeugung führt und zur Reduktion von notwendigem Netzausbau. Smart Markets können darüber hinaus lokale Preissignale liefern, die in Einheitspreiszonen in Kombination mit kostenbasiertem Redispatch nicht vorhanden sind. Somit kann eine effizientere räumliche Verteilung von Investitionen in Erzeugungskapazität sowie Flexibilitäten erreicht werden.

Referenzen

- [1] L. Hirth und I. Schlecht, „Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: The Preconditions for and Consequence of Inc-Dec Gaming,“ 2020.
- [2] Ecofys; Fraunhofer IWES, „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen,“ Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2017.
- [3] V. Grimm, A. Martin, C. Sölch, M. Weibelzahl und G. Zöttl, „Market-based Redispatch May Result in Inefficient Dispatch,“ *The Energy Journal*, 2022.
- [4] M. Ambrosius, J. Egerer, A. V. Grimm und A. van der Weijde, „The role of expectations for market design - on structural regulatory uncertainty in electricity markets,“ 2019.
- [5] V. Grimm, A. Martin, M. Schmidt, M. Weibelzahl und G. Zöttl, „Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes,“ *European Journal of Operational Research*, Bd. 254, Nr. 2, pp. 493-509, 2016.