Einbindung dezentraler Flexibilitätsoptionen im marktbasierten Engpassmanagement über Smart Markets

(3) Sektorkopplung und Flexibilität

Ulrike PFEFFERER[[1]](#footnote-1)(1), Jonas EGERER(1), Veronika GRIMM(1), Lukas M. LANG(1)

(1)Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Motivation und zentrale Fragestellung

Durch das zonale Marktergebnis am Spotmarkt werden innerhalb der deutschen Einheitspreiszone keine regionalen Preissignale und dementsprechend auch kein Signal für regionale Knappheit bereitgestellt. Kraftwerksbetreiber haben somit keinen Anreiz aus Gesamtsystemsicht effizient zu handeln [1]. Dadurch ist bereits in der Vergangenheit ein steigender Bedarf an Redispatchmengen und damit auch steigende Kosten im Engpassmanagement und ein erhöhter Bedarf an Netzausbau zu beobachten, die voraussichtlich auch in Zukunft noch weiter steigen werden [2], [3]. Durch die Einbindung dezentraler Flexibilitätsoptionen mittels Smart Marketsin einem marktbasierten Engpassmanagementsystem kann dem entgegengetreten werden. Diese zeitlich und regional begrenzten Märkte können dezentral flexible Anbieter ins Stromsystem einbinden, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu lösen. Der kostenbasierte Redispatch bleibt als Rückfalloption bestehen, wobei dessen Durchschnittskosten als Referenz genutzt werden kann, um Kosteneffizienz sicher zu stellen [4].

Methodische Vorgangsweise

Zur Analyse der Einbindung von Smart Markets als marktbasiertes Engpassmanagement in das bestehende System wird das mehrstufige Strommarktmodell basierend auf [5] um die Stufe der Smart Markets ergänzt, wobei Investitionen in den Ausbau des Übertragungsnetzes in dieser Anwendung vernachlässigt werden.

*Stufe 1: Zonales Spotmarktergebnis und Investitionen in Erzeugungskapazitäten*

Private Firmen entscheiden in einem Markt mit perfektem Wettbewerb über ihre gewinnmaximierende Erzeugungsmengen und ihre langfristigen Investitionen in konventionelle Erzeugungskapazitäten. Der Handel zwischen Gebotszonen wird im Modell durch inter-zonale Handelskapazitäten optimiert.

*Stufe 2: Regionale Smart Markets zur Bereitstellung dezentraler Flexibilitätsoptionen*

Regionale flexible Anbieter und Nachfrager an relevanten Netzknoten entscheiden über die Bereitstellung ihrer flexiblen Kapazität zur Reduzierung von Engpässen im Übertragungsnetz. Für einen kostenminimierenden und effizienten Dispatch an flexibler Kapazität wird eine Zahlungsbereitschaft für Redispatchmengen als Kostenobergrenze berücksichtigt.

*Stufe 3: Kostenbasierter Redispatch zur vollständigen Lösung des Netzengpasses*

Falls Netzengpässe weiterhin bestehen bleiben, werden diese über den kostenbasierten Redispatch vollständig gelöst.

Zusätzlich wird ein Benchmark-Modell bestehend aus Stufe 1 und Stufe 3 zur Abbildung des aktuellen Engpassmanagementsystems berücksichtigt. Die sequenziell gelösten Optimierungsprobleme sind in GAMS mit einer konkav-quadratischen Zielfunktion auf Stufe 1 und als lineare Optimierungsmodelle auf Stufe 2 und Stufe 3 implementiert. Die Datengrundlage bildet eine aggregierte Darstellung des europäischen Strommarktes mittels länderspezifische Gebotszonen und einem 11-Knoten-Netz in Deutschland. Als dezentrale Flexibilitätsoptionen werden in der Abbildung von Smart Markets Nachfrageflexibilität, Solar-Batterien sowie Sektorkopplung (E-Mobilität und Power-to-Gas) berücksichtigt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In Anbetracht der aktuellen Energiekrise werden zwei Preisszenarien für fossile Energieträger im Jahr 2030 analysiert. Dabei werden die Ergebnisse basierend auf den aktuell hohen Preiserwartungen mit dem Szenario, das vor Eintreten der Krise zu erwarten gewesen wäre, verglichen.

Zunächst zeigen die Spotmarktergebnisse, getrieben durch die steigenden Rohstoffpreise, einen Technologieswitch in der Merit-Order der Stromerzeugung. Dabei ist nun die Verstromung von Kohle deutlich günstiger als Gas, wodurch Gas auch ihre Eigenschaft als Übergangstechnologie verlieren würde. Des Weiteren ist durch die höheren Erzeugungskosten auch mit steigenden Großhandelspreisen am europäischen Spotmarkt zu rechnen. Durch den hohen Gaspreis im Jahr 2030 ist ein Rückgang in den Investitionen in Gaskapazitäten zu erwarten, wodurch mehr Kohlekapazitäten marktgetrieben bestehen bleiben.

Im Engpassmanagement zeigt sich, dass das Auftreten von Engpässen im Stromnetz in beiden Szenarien ähnlich ist, sich allerdings in Häufigkeit und Stärke der Engpässe unterscheiden und sich eher im Hochpreisszenario durch die Verteilung des deutschen Kraftwerksparks noch verstärken. Ein marktbasiertes Engpassmanagement mittels Smart Marktes kann Netzengpässe und die Abregelung von erneuerbaren Energien erheblich reduzieren. Darüber hinaus können Wohlfahrtsgewinne erzielt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass die zukünftige Integration von dezentralen Flexibilitätsoptionen vor allem in Anbetracht des zu erwarten hohen Preisniveaus in 2030 bei limitierten Netzausbau unumgänglich ist.

Literatur

[1] Egerer, J., J. Weibezahn, and H. Hermann (2016). “Two price zones for the German electricity market—Market implications and distributional effects.” *Energy Economics*, 59, pp. 365–381.

[2] acatech, Leopoldina, and Akademienunion (2020). Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns. Stellungnahme.

[3] Hirth, L., I. Schlecht, C. Maurer, and B. Tersteegen (2019). Cost- or market-based? Future redispatch procurement in Germany. Conclusions from the project "Beschaffung von Redispatch". Final Report.

[4] Egerer, J., V. Grimm, J. Hilpert, U. Holzhammer, B. Hümmer, L. M. Lang, T. Mast, J. Nysten, and U. Pfefferer (2022). “Das Smart Market-Konzept als marktbasiertes Element im deutschen Engpassmanagement.” *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 72(4), pp. 53–56.

[5] Grimm V., 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*, Nr. 254, pp. 493 - 509, 2016.

1. Jungautorin, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie, Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg, ulrike.pfefferer@fau.de, <https://www.wirtschaftstheorie.rw.fau.de>) [↑](#footnote-ref-1)