Smart Markets als marktbasierte Ergänzung zum Engpassmanagement - Konzeptionierung und erste Modellvereinfachungen

Themenbereich: (3) Integrierte Netze der Zukunft

Tanja MAST(1)\*, Benedikt HÜMMER(1), Uwe HOLZHAMMER(1)

(1)Technische Hochschule Ingolstadt, Institut für neue Energie-Systeme (InES)

\*tanja.mast@thi.de

Motivation und zentrale Fragestellung

Unter dem aktuellen Engpassmanagement-Regime und unter dem kommenden, reformierten ‚Redispatch 2.0‘ [1] wird die Lösung von Engpässen in Deutschland nach dem Kostendeckungsprinzip vergütet [2]. Der ‚Smart Market‘-Ansatz stellt eine regionale und temporäre Ergänzung [3] des kostenbasierten Regimes um ein marktbasiertes Element innerhalb der Gebotszone Deutschland dar. Durch den marktbasierten Ansatz sollen die Kosten reduziert werden und neue Flexibilitätspotentiale erschlossen werden um die in der EU-Binnenmarktverordnung [4] geforderte Engpassbewirtschaftung durch marktbasierte Mechanismen zu realisieren.

In diesem Beitrag wird gezeigt, wie Smart Markets systemisch konzeptioniert werden um diesen Ansprüchen bei einer möglichen deutschlandweiten Einführung gerecht zu werden und welche Vereinfachungen für die Modellabbildung der dezentralen Smart Markets getroffen werden können.

Methodische Vorgangsweise

Smart Markets finden sich im zeitlich Ablauf der Engpassbewirtschaftung zwischen dem Day-Ahead-Abschluss und dem Redispatch 2.0 wieder [3, 5]. Redispatch 2.0 bleibt somit als Rückfalloption erhalten. Die Kosten für den regulatorischen Redispatch dienen im Smart Market zugleich als Preisobergrenze für die Gebote um die Kosteneffizienz sicher zu stellen [6]. Der negative und positive Bedarf der Leistungsanpassung zur Behebung von Netzengpässen, der über diese neuen Märkte bereitgestellt werden soll, wird aus den Engpässen im Stromnetz abgeleitet. Über diese Einschaltsignale sind Smart Markets zeitlich und räumlich begrenzt. Nach dem 'Pay-as-cleared'-Prinzip können die Marktteilnehmer zusätzliche Erlöse generieren [7], wodurch Innovation und Kosteneffizienz angereizt werden. Da auch Lasten und kleinere Kapazitäten (< 100 kW) Gebote am Smart Market abgeben können, integriert dieser Ansatz bisher ungenutzte Flexibilitätspotenziale in das Engpassmanagement. Der Wettbewerb unter den Marktteilnehmern in Verbindung mit einer Gebotsobergrenze führt zu Kostensenkungen im Vergleich zum derzeitigen System.

In einem ‚Smart Market‘-Modell werden die vorhanden Flexibilitätspotentiale zu Netzclustern im Verteilnetz aggregiert um die deutschlandweiten Effekte dieser dezentralen und temporär begrenzten Märkte abschätzen zu können. Für die systemische Betrachtung wird sich auf Technologien fokussiert, von denen eine relevante Rolle in Smart Markets erwartet wird und die dem Effizienzanspruch gerecht werden. So wird von Anlagen mit sehr hohen Initialisierungskosten ein Selbstausschluss vom Markt erwartet. Zudem werden elektrische Einheiten, die zur Teilnahme im Redispatch 2.0 verpflichtet sind und im Smart Market keine Gebote unterhalb ihrer Redispatchentschädigung abgeben, systemisch vom Markt ausgeschlossen um dem Anspruch der Kosteneffizienz gerecht zu werden. Auf eine Modellabbildung dieser Technologien wird im ‚Smart Market‘-Modell zur Reduktion der Komplexität verzichtet. Für die verbleibenden Technologien wird das installierte Smart Market Potential für den Status Quo 2018 (anhand [8, 9]) und ein Szenario 2030 (Entwicklung anhand [10–13]) aufgezeigt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Voraussetzung für die Teilnahme am Smart Market ist die Fernsteuerbarkeit der Anlagen. Für flex. Lasten sind die Investitionskosten in eine Steuereinrichtung zum Teil sehr hoch [10, 11, 13–16]. Da E-Mobilität laut Experten ein hohes Potential für Flexibilität darstellt, wird diese Technologie trotz hoher Initialisierungskosten im Modell aufgenommen. Für teurere Technologien wird die Wahrscheinlichkeit der Refinanzierung dieser Initialisierungskosten über den Smart Market als unrealistisch eingeschätzt. So werden die Potentiale von Waschmaschinen/Trocknern, Kühlschränken, Warmwasserbereitstellung und Klimatisierung als zu teuer eingestuft und im Modell nicht berücksichtigt.

Aus der Akteursgruppe, die auch Teil des Redispatch 2.0 sind, wird allein für regelbare EE-Anlagen ein realer Anreiz für Gebote unterhalb ihrer Entschädigungszahlungen beim Redispatch gesehen. Grund dafür ist, dass diese Technologien (z.B. Biomasse) über speicherbare Energieträger verfügen und die Stromeinspeisung verschieben können. Hieraus ergibt sich für das Smart Market Modell ein Gesamtpotential von 67 GW. Dieses wird deutlich vom Anteil der KWK-Anlagen dominiert, gefolgt vom Anteil der regelbaren EE-Anlagen.

Für das Szenario 2030 wird eine deutliche Zunahme der flexiblen Lasten (v.a. E-Mobilität und PtG) sowie Speicher erwartet, während gleichzeitig der Kohleausstieg bis 2030 weit fortgeschritten sein wird. Damit reduziert sich deutlich der Anteil der KWK-Anlagen am Smart Market Potential, während die Bedeutung von Batteriespeichern, E-Mobilität und Power-to-Gas an Bedeutung gewinnt. Insgesamt steigt das Smart Market Potential im Szenario 2030 auf 69 GW an.

Literatur

[1] *Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz: Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 13.5.2019 I 706*, 2011/2019.

[2] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): EnWG*, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\_2005/EnWG.pdf

[3] BDEW, „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz“, Berlin, 10. Feb. 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn\_20170210\_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf.

[4] (Keine Angabe), *Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity*, 2019.

[5] Ecofys und Fraunhofer IWES, „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen: Studie im Auftrag von Agora Energiewende“. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap, März 2017.

[6] B. Hümmer, T. Mast, M. Koller und U. Holzhammer, „Smart Markets in Southern Germany: Key factors for profits of biogas plants“ in *2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Stockholm, Sweden, 16.09.2020 - 18.09.2020, doi: 10.1109/EEM49802.2020.

[7] T. Mast, B. Hümmer und U. Holzhammer, „Erlöspotential für Biogasanlagen an Smart Markets“ in *Tagungsband Zukünftige Stromnetze*, Conexio GmbH, Hg., 2021, S. 224–245.

[8] W. Heitkoetter, B. U. Schyska und D. Schmidt, *dsmlib - region4FLEX example (Supplementary Material for the manuscript: Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset)*, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://zenodo.org/record/3988921#.YEiVA-cxm70

[9] Bundesnetzagentur, *Marktstammdatenregister.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR (Zugriff am: 26. April 2021).

[10] H. C. Gils, „Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage“. Dissertation, Universität Stuttgart, 2014.

[11] M. Steurer, „Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine efiziente und umweltfreundliche Energieversorgung“. Dissertation, Universität Stuttgart, 2017.

[12] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW, Hg., „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, 15. Apr. 2019. Zugriff am: 31. Januar 2020.

[13] W. Heitkoetter, B. U. Schyska, D. Schmidt, W. Medjroubi, T. Vogt und C. Agert, „Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://arxiv.org/pdf/2009.05122.

[14] T. Langrock, S. Achner, C. Jungbluth, C. Marambio, A. Michels und P. Weinhard, „Potentiale regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien“, 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/potentiale-regelbarer-lastenin-.

[15] S. Kohler, A. C. Agricola und H. Seidl, „dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien indie deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025“, 2010.

[16] D. Möst, S. Schreiber, A. Herbst, M. Jakob, A. Martino und W.-R. Poganietz, *The Future European Energy System*. Cham: Springer International Publishing, 2021.