

# SMART MARKETS ALS MARKTBASIERTE ERGÄNZUNG ZUM DEUTSCHEN ENGPASSMANAGEMENT - KONZEPTIONIERUNG ANHAND EINES MODELLBEISPIELS

Tanja MAST<sup>1</sup>, Benedikt HÜMMER<sup>1</sup>, Uwe HOLZHAMMER<sup>1</sup>

## Inhalt

Die EU-Binnenmarktverordnung [1], die seit Anfang 2020 in Kraft ist, sieht eine marktbasierete Engpassbewirtschaftung für die EU-Mitgliedsstaaten vor. Deutschland nutzt eine zeitlich befristete Ausnahmeregelung [2], um den - zwar reformierten, aber immer noch kostenbasierten - ‚Redispatch 2.0‘ [3, 4] weiterhin umzusetzen. Der ‚Smart Market‘-Ansatz stellt eine regionale und temporäre Ergänzung [5] des kostenbasierten Regimes um ein marktbasieretes Element innerhalb der Gebotszone Deutschland dar und könnte somit die EU-Vorgaben erfüllen. Durch den marktbasiereten Ansatz sollen die Kosten reduziert werden und neue Flexibilitätspotentiale erschlossen werden.

In diesem Beitrag wird anhand eines Modellbeispiels gezeigt, wie Smart Markets systemisch konzeptioniert werden um diesen Ansprüchen bei einer möglichen deutschlandweiten Einführung gerecht zu werden.

## Methodik

Smart Markets finden sich im zeitlich Ablauf der Engpassbewirtschaftung zwischen dem Day-Ahead-Abschluss und dem Redispatch 2.0 wieder [5, 6]. Der Redispatch 2.0 bleibt somit als Rückfalloption erhalten. Die Kosten für den regulatorischen Redispatch dienen im Smart Market als Preisobergrenze für die Gebote um die Kosteneffizienz sicher zu stellen [7]. 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 Einschaltssignale sind Smart Markets zeitlich und räumlich begrenzt. Nach dem ‚Pay-as-cleared‘-Prinzip können die Marktteilnehmer zusätzliche Erlöse generieren [8], 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 Flexibilitätspotentiale in das Engpassmanagement. Der Wettbewerb unter den Marktteilnehmern in Verbindung mit einer Gebotsobergrenze führt zu Kostensenkungen im Vergleich zum derzeitigen System.

Für das Modellbeispiel wird eine typische Engpasssituation für ein betroffenes Netzelement modelliert. In einem ‚Smart Market‘-Modell werden die vorhandenen Flexibilitätspotentiale im Verteilnetz an den Knotenpunkten des Netzelements aggregiert und ihre lokalen Potentiale für die Leistungsreduktion bzw. Leistungserhöhung als Zeitreihe hinterlegt. Für die Gebote der Flexibilitätsoptionen werden vereinfachte, pauschale Annahmen getroffen. Bei der ‚Smart Market‘-Lösung wird die standortspezifische Wirksamkeit eines Teilnehmers auf den Engpass berücksichtigt.

## Ergebnisse

Der Beitrag dieser marktbasiereten Einbindung von Lasten und kleineren Kapazitäten ins Engpassmanagements durch Smart Marktes wird für ein beispielhaftes Netzelement mit repräsentativen Flexibilitätspotentialen aufgezeigt. Systemisch kann gezeigt werden, wie durch Smart Markets die Kosten und das Volumen des regulatorischen Redispatch gesenkt werden können und regionale Investitionsanreize gesetzt werden können.

Um die deutschlandweiten Effekte dieser dezentralen und temporär begrenzten Märkte abschätzen zu können, wird im Rahmen des vom Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsprojektes *EOM-Plus* ein mehrstufiges Strommarktmodell mit dem ‚Smart Market‘-Modell gekoppelt. Mit der Modellkopplung können erstmalig quantitative und qualitative Aussagen zu den kurz-

---

<sup>1</sup> Technische Hochschule Ingolstadt, Institut für neue Energie-Systeme (InES), Esplanade 10 D-85049 Ingolstadt, +49841 / 9348 - 6498, tanja.mast@thi.de, [www.thi.de/go/energie](http://www.thi.de/go/energie)

und mittelfristigen Auswirkungen bei einer deutschlandweiten Einführung von Smart Markets getroffen werden.

## Referenzen

- [1] (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.
- [2] J. Nysten und J. Hilpert, „Markt oder kein Markt? – Das Konzept des Redispatch 2.0 auf dem Prüfstand des EU-Rechts“, Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ), Nr. 10, 351 ff, 2021.
- [3] Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz: NABEG, 2021.
- [4] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): EnWG, 2017. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/EnWG.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf)
- [5] 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](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf).
- [6] 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.
- [7] B. Hümmer, T. Mast, M. Koller und U. Holzhammer, „Smart Markets in Southern Germany: Key factors for profits of biogas plants“ in 17th International Conference on the European Energy Market (EEM), Stockholm, Sweden, 2020, doi: 10.1109/EEM49802.2020.
- [8] T. Mast, B. Hümmer und U. Holzhammer, „Erlöspotential für Biogasanlagen an Smart Markets“ in Tagungsband Zukünftige Stromnetze, Conexio GmbH, Hg., 2021, S. 224–245