

Wirkung dynamischer Stromtarife auf Lastmanagementpotenziale

Aktive Endkunden-/Prosumerpartizipation & Gebäudesektor
Johannes KOCHEMS¹⁽¹⁾, Christoph SCHIMECZEK⁽¹⁾

⁽¹⁾ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Vernetzte Energiesysteme

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Flexibilisierung der Stromnachfrage mittels Lastmanagement ist eine der vielen Flexibilitätsoptionen im zukünftigen Energiesystem. Das technische und gesamtökonomische Potenzial des Lastmanagements [1–5] sowie dessen einzelökonomisches Potenzial [6] wurden bereits untersucht. Auch dynamische Stromtarife als Anreiz für ein flexibles Nachfrageverhalten wurden bereits in Forschungsarbeiten adressiert [7–9]. Es besteht jedoch eine Forschungslücke hinsichtlich der Frage, ob gesamtwirtschaftliche Potenziale des Lastmanagements einzelökonomisch rentabel gehoben werden können. Der vorliegende Beitrag untersucht daher ausgehend von gesamtwirtschaftlichen Potenzialen die Effekte unterschiedlicher Ausgestaltungen von Stromtarifen auf die einzelökonomische Rentabilität des Lastmanagements.

Methodische Vorgangsweise

Die Ermittlung des gesamtwirtschaftlichen Lastmanagementpotenzials baut auf Analysen in [10] auf. Zur Potenzialquantifizierung wird das Elektrizitätsmarktmodell *POMMES* (<https://github.com/pommess-public>) herangezogen, mit dem ein systemkostenminimierender Kapazitätsmix sowie dessen kostenminimaler Einsatz ermittelt werden. Die technischen Potenziale als Eingangsdaten basieren auf [5]. Die ermittelten gesamtwirtschaftlichen Lastmanagementpotenziale für ein exemplarisches Cluster von Lastmanagementanwendungen werden anschließend an das agentenbasierte Simulationsmodell *AMIRIS* (<https://gitlab.com/dlr-ve/esy/amiris>) übergeben. In *AMIRIS* werden nun verschiedene Stromtarifgestaltungen für das betrachtete Lastmanagement-Cluster vorgegeben, die in zwei Dimensionen jeweils in diskreten Schritten variiert werden:

- Dynamisierungsanteil: Ein variierender Teil des Endkundenpreises wird an den modellendogen ermittelten Spotmarktpreis gekoppelt, also als nicht statisch angenommen.
- Arbeits- / Leistungspreisanteil: Betrachtet werden Verschiebungen in der Relation zwischen Arbeitspreis (Preis je konsumierter Kilowattstunde) und Leistungspreis (Preis für die maximale jährliche Bezugsleistung).

Für die verschiedenen Stromtarifmodelle werden jeweils die Erlöse und Kosten des Lastmanagement-Clusters ausgewertet. Neben diesen Erlösen und Kosten fließen die erforderlichen Investitionen in eine Kapitalwertbetrachtung ein. Ziel der Analysen ist es herauszufinden, ob sich durch Variation des Dynamisierungsanteils bzw. des Arbeits- / Leistungspreisanteils Tarifierreize derart gestalten lassen, dass Lastmanagement insgesamt rentabel ist. Zudem sollte die betriebswirtschaftliche Bewertung möglichst nahe am identifizierten gesamtwirtschaftlichen Optimum liegen (Kapitalwert von 0), also weder zu einer Unter- noch zu einer Überfinanzierung führen.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ergebnisse der Modellierungen mit *POMMES* liegen bereits vor. Das Modell investiert in allen betrachteten Szenarien in Lastmanagement. Die Höhe der Investitionen reagiert jedoch sehr sensitiv auf die Wahl unsicherer Eingangsparameter. Einen starken Einfluss haben insbesondere die Kosten und technischen Potenziale für Lastmanagement selbst sowie für konkurrierende Flexibilitätsoptionen, die zwischen den Szenarien variiert werden. Die größten Lastmanagementpotenziale werden für Anwendungen der Wärme- und Kältebereitstellung identifiziert, wovon ein Großteil auf elektrische Wärmepumpen entfällt.

Für die Analysen mit *AMIRIS* läuft aktuell die Integration eines bereits existierenden Mikromodells zur Abbildung optimierter Betriebsstrategien für Lastverschiebung bei vorgegebenem Stromtarifdesign. Ergebnisse der Analysen werden Anfang 2023 erwartet. Für die Fallstudie mit *AMIRIS* wird ein Lastmanagement-Cluster mit industriellen Verbrauchern betrachtet. In vorherigen Analysen zeigte sich

¹ Curiestraße 70563, Stuttgart, +49 711 6862-8521, johannes.kochems[at]dlr.de, [DLR.de/ve](https://www.dlr.de)

bereits, dass Flexibilisierungsanreize mit zunehmendem Dynamisierungsanteil des Stromtarifs ansteigen, wobei die variablen Kosten der Lastverschiebung die Ergebnisse stark beeinflussen (Abbildung 1). Es wird erwartet, dass sich durch die Integration eines Leistungspreises erhebliche Verschiebungen der Anreizwirkung ergeben und der Effekt des (teil-)dynamisierten Arbeitspreises überkompensiert werden könnte.

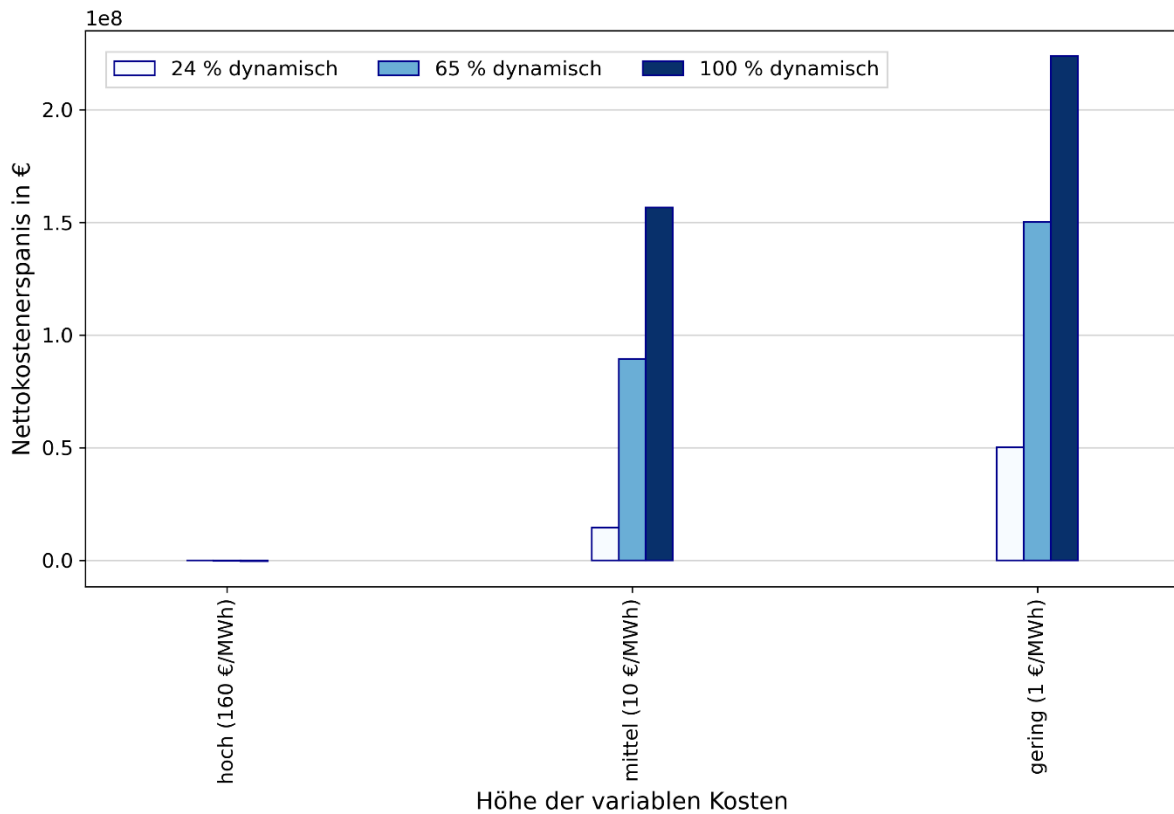


Abbildung 1: Nettokostensparnis bei den Strompreiszahlungen durch flexibles Verhalten aus Endkundenperspektive; Abbildung aufbauend auf [11]



Literatur

- [1] M. Steurer, "Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung," Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Stuttgart, 2017.
- [2] A. Sauer, E. Abele, and H. U. Buhl, Eds., *Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive*

Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie). Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2019.

- [3] T. Ladwig, "Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration erneuerbarer Energien," Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden, 2018.
- [4] S. Eisenhauer, M. Reichart, A. Sauer, S. Weckmann, and F. Timmermann, "Energieflexibilität in der Industrie: Eine Metastudie," EEP Universität Stuttgart, Stuttgart, May. 2018.
- [5] J. Kochems, "Lastflexibilisierungspotenziale in Deutschland - Bestandsaufnahme und Entwicklungsprojektionen," in *EnInnov 2020 - 16. Symposium Energieinnovation: Energy for Future - Wege zur Klimaneutralität*, Graz, 2020.
- [6] M. Gartner, J. Kochems, S. Seim, and J. Müller-Kirchenbauer, "Ein einzelwirtschaftliches Bewertungsmodell für Nachfrageflexibilisierung im Stromsektor," TU Berlin, Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement; E.ON Inhouse Consulting, Berlin, Working Paper Energie und Ressourcen, Feb. 2019.
- [7] M. J. Blaschke, "Dynamic pricing of electricity: Enabling demand response in domestic households," *Energy Policy*, vol. 164, p. 112878, 2022, doi: 10.1016/j.enpol.2022.112878.
- [8] A. Faruqui, R. Hledik, and J. Palmer, "Time-Varying and Dynamic Rate Design," The Brattle Group, Montpelier, Vermont, Global Best Practice Series, Jul. 2012.
- [9] J. Freier and V. von Loessl, "Dynamic electricity tariffs: Designing reasonable pricing schemes for private households," *Energy Economics*, vol. 112, p. 106146, 2022, doi: 10.1016/j.eneco.2022.106146.
- [10] J. Kochems, "Assessing Demand Response Potentials in the climate-neutral German Power System," Dresden, Sep. 30 2022. Accessed: Nov. 14 2022. [Online]. Available: <https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/bwl/ee2/ressourcen/dateien/energy-2022/presentations/Kochems-Johannes.pdf?lang=de>
- [11] J. Kochems and C. Schimeczek, "Der Einfluss von Stromtarifmodellen auf Lastmanagementpotenziale," in *17. Symposium Energieinnovation*, Graz/Austria, 2022.