

# NETZTARIFGESTALTUNG: EINFLUSS AUF DIE INVESTITIONS- UND BETRIEBSENTScheidungen von dezentraler Photovoltaik

Masterarbeit Karoline HARRER<sup>\*1</sup>, betreut von Jonas SAVELSBERG<sup>2</sup> und Siobhan POWELL<sup>3</sup>

## Inhalt, Motivation und Methodik

Dynamische Netztarife sind neben bzw. gemeinsam mit dynamischen Elektrizitätstarifen ein potentielles Instrument um die systemfreundliche Integration von dezentraler Energieproduktion (z.B. Dachphotovoltaikanlagen) voranzutreiben. Sie sollen Informationen zum Wert des Netzes zu einem gegebenen Zeitpunkt bzw. zu generell bestehenden Netznutzungstrends an die Haushalte liefern und dadurch Anreize schaffen, die Anlagen systemfreundlich zu betreiben (z.B. durch Curtailment in Spitzenproduktionszeiten) bzw. von Anfang an in Photovoltaikanlagen mit systemfreundlicher Ausrichtung (z.B. Ost- oder West- vs. Südausrichtung) zu investieren. Dadurch soll die Belastung auf die Netzinfrastruktur reduziert werden. Die Masterarbeit untersuchte die Ausgestaltung von drei unterschiedlichen Netztarifen: 1) einem konstanten Netztarif, der dem heute gängigem Modell entspricht, 2) einem kapazitätsbasierten Netztarif auf die Tagespitze des Energiebezugs vom Netz und 3) einem kapazitätsbasierten Netztarif auf die Tagesspitze von Energiebezug vom als auch Einspeisung ins Netz. Dafür wurde eine Methode entwickelt um Haushaltsentscheidungen direkt in einem Kraftwerksdispatchmodell (auch bekannt als Spot Market Modell) zu berücksichtigen, indem alle 220 kV Knoten um Haushaltsknoten (Prosumernodes) erweitert wurden. Diesen wurden die Haushaltslast und die Wärmepumpen- und Elektromobilitätslast zugeordnet. Der Elektrizitätsfluss (die Residuallast) zwischen Haushaltsknoten und Ursprungsknoten bzw. Netz wurde dann mit unterschiedlichen Netztarifen bepreist. Dadurch wurde ein neuer Workflow entwickelt, um Haushaltsentscheidungen unter Bezugnahme von Endkundenenergitarife im ETH Energiemodell Nexus-e zu berücksichtigen. Der Vorteil dieses Workflows ist, dass damit die soft-coupled Methode mit einer Kopplung eines Kraftwerksdispatch-/Spot Market Modell mit einem dezentralen Haushaltsmodells mit einer Rechenzeit von ca. 30 Stunden für manche Fragestellungen umgangen werden kann. Die Schwierigkeit der Methode ist die Beeinflussung der dualen Variable durch den Netztarif, die im Modell als Elektrizitätspreis weiterverwendet wird. Aufgrund der Beeinflussung kann die duale Variable nicht mehr als klares Spot Market Signal interpretiert werden. Die Methodik wird anhand eines Use-Cases für das Schweizer Energiesystem im Jahr 2050 angewandt.

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die wichtigsten Erkenntnisse aus der Anwendung der drei Tarife sind:

- 1) Konstante Netztarife lieferten für Haushalte einen Anreiz durch Investition eignen Strom aus Photovoltaik zu produzieren und dabei Netzkosten zu sparen (Eigenverbrauchsanreiz). Der Eigenverbrauchsanreiz wird daher auch als indirekte Subvention beschrieben [3],[4]. Er ist deutlich geringer im Falle eines konstanten Netztarifs kombiniert mit einem flexiblen Elektrizitätstarif, im Vergleich zu einem vollständig konstanten Energietarif (siehe Abbildung 1). Auf der Systemperspektive werden durch den Eigenverbrauchsanreiz dezentrale Anlagen wie z.B. Dachphotovoltaik verstärkt ausgebaut, auch wenn diese teurere Investitionskosten haben [1]. Der zuletzt genannte Effekt auf die Gesamtkosten der Energiewende wurde im Rahmen der Arbeit aufgrund einer unzureichend differenzierten Datenlage zu Investitionskosten nicht ausreichend untersucht.
- 2) Durch einen kapazitätsbasierten Netztarif auf Netzbezug wurde der Anreiz zur Investition in Photovoltaik zum Eigenverbrauch vollständig abgebaut. Dieser Tarif beeinflusste die Betriebsentscheidungen der Anlage nicht, da keine Flexibilität des Verbrauchs berücksichtigt wurde und der Haushalt somit nicht seine Verbrauchsspitzen absenken

---

<sup>1</sup> Karoline Harrer Montanuniversität Leoben, Parkstraße 31 8700 Leoben, +41 78 404 5848, karoline.harrer@unileoben.ac.at, <https://www.evt-unileoben.at/de/>

<sup>2</sup> Jonas Savelberg ETH Zürich, Sonneggstrasse 28 8006 Zürich, jonas.savelberg@esc.ethz.ch

<sup>3</sup> Siobhan Powell ETH Zürich, Weinbergstrasse 56/58 8006 Zürich, spowell@ethz.ch

konnte. Unter Berücksichtigung von Lastflexibilität oder Haushaltsbatterien könnte der Effekt dieses Tarifs deutlich anders aussehen.

- 3) Durch einen kapazitätsbasierten Netztarif auf Netzbezug und Einspeisung wurde das Curtailment von dezentraler Solarenergie incentiviert, stark allerdings nur in den Knoten, in denen die Tagesverbrauchsspitze häufig durch Einspeisung und nicht durch Last verursacht wird (siehe Abbildung 2). Der Netztarif auf Bezug und Einspeisung kann Photovoltaikeinspeisung in Spitzenzeiten durch Curtailment reduzieren und dadurch einen potentiell netzfreundlichen Effekt haben. Die Investitionsentscheidungen wurden nicht beeinflusst.

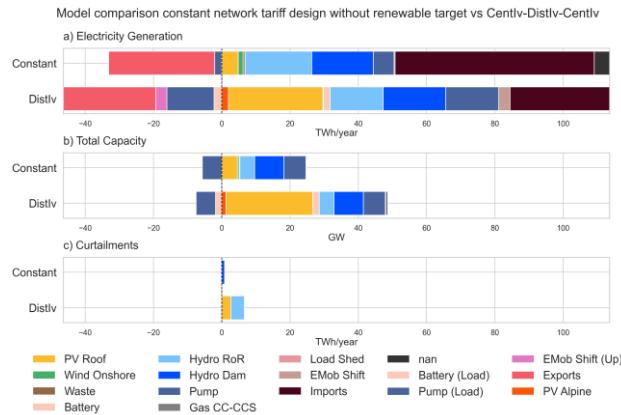


Abbildung 1: Gegenüberstellung der Kraftwerksproduktion (a), installierter Kraftwerkskapazität (b) und Curtailments in der Schweiz in 2050 eines halbdynamischen Energietarifs (konstanter Netztarif und dynamischer Elektrizitätstarif) (oben) versus eines völlig statischen Energietarifs (unten).

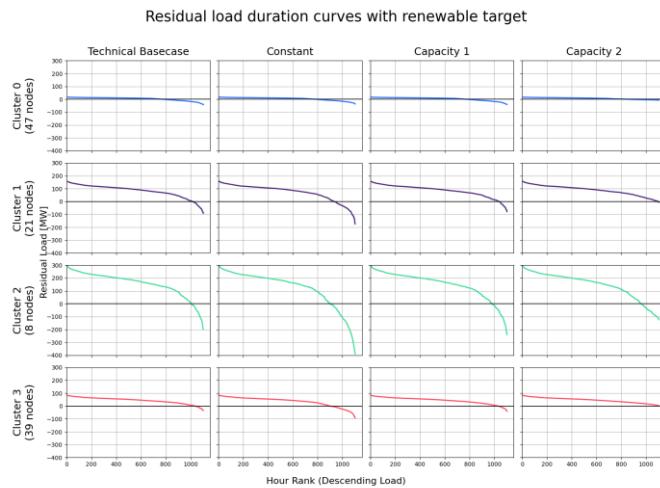


Abbildung 2: Im technischen Basecase (ohne Implementierung des Netztarifes) ist ersichtlich, dass sich die Residuallasten vier unterschiedlicher Knotentypen stark unterscheiden. Die drei Spalten daneben zeigen, wie sich die Netztarife auf die Residuallast der unterschiedlichen Knotentypen auswirken.

## Referenzen

- [1] Wikipedia contributors, "IEEE style," Wikipedia, The Free Encyclopedia, [https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=IEEE\\_style&oldid=882915808](https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=IEEE_style&oldid=882915808) (Aufgerufen 11.Juli, 2019).
- [2] EBP Schweiz AG and BFE, "Konzept Photovoltaik-Förderung und Nutzungsstrategie Photovoltaik Potenziale", Technical Report, 2024.
- [3] F. Hinz, M. Schmidt, and D. Möst, "Regional distribution effects of different electricity network tariff designs with a distributed generation structure: The case of Germany," \*Energy Policy\*, vol. 113, pp. 97–111, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2017.10.055.
- [4] Hirth, "Eigenverbrauch – Ein Steuersparmodell," pv magazine, May 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2025/05/28/eigenverbrauch-ein-steuersparmodell/>