

METHODISCHER ANSATZ FÜR DIE OPTIMIERTE VERORTUNG VON GROßBATTERIESPEICHERN

Stefan WALLNER^{1*}, Thomas VOUK², Thomas KIENBERGER³

Inhalt und Motivation

Im Rahmen der Energiewende werden zukünftig erneuerbare aber auch volatile Energiequellen, wie beispielsweise Photovoltaik und Windkraft, eine immer wichtigere Rolle im österreichischen Energiesystem einnehmen. Damit geht aber auch ein wachsender Flexibilitätsbedarf einher. Der weitere Ausbau von Großbatteriespeichern stellt eine Möglichkeit zur Bereitstellung dieser Flexibilität im Stromnetz dar. Ob ein solcher Batteriespeicher aber tatsächlich zur Entlastung des Stromnetzes beitragen kann, hängt dabei von der Standortauswahl und der Betriebsweise ab [1]. Ziel dieser Arbeit ist es daher, eine mögliche Vorgehensweise zur Identifikation geeigneter Einsatzstrategien und Standorte auf Ebene des Hochspannungsnetzes aufzuzeigen.

Methodik

Die vorgestellte Methodik zur Standortidentifizierung und Betriebsoptimierung von Batteriespeichern wird anhand eines Use Cases für ein klimaneutrales österreichisches Energiesystem im Jahr 2040 demonstriert. Randbedingungen, wie etwa regional und zeitlich aufgelöste Residualastprofile oder die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten, werden basieren auf dem integrierten Österreichischen Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) modellexogen vorgegeben [2]. Die Modellierung des österreichischen Hochspannungsnetzes sowie des übergeordneten Übertragungsnetzes inklusive Einbindung in das europäische Verbundnetz erfolgt mittels PyPSA [3]. Im Unterschied zu anderen PyPSA-Modellen mit nationalem Fokus (e.g. [4, 5]), weist das in Abbildung 0-1 gezeigte Netzmodell für Österreich eine sehr hohe räumliche Auflösung mit rund 400 Umspannwerken und den ihnen zugeordneten Versorgungsgebieten der Netzebene 4 auf.

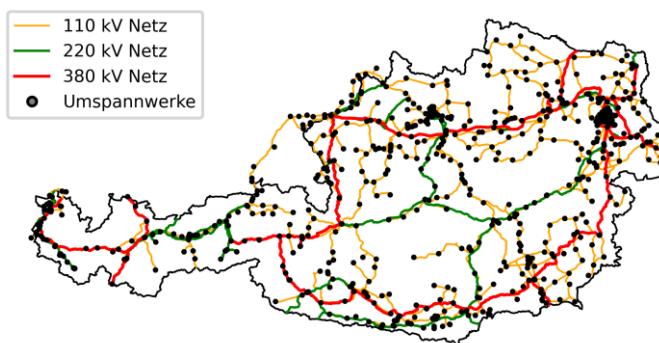


Abbildung 0-1: Modell des österreichischen Höchst- und Hochspannungsnetzes für das Jahr 2040.

Elektrische Bedarfe sowie die Aufbringung aus erneuerbaren Energiequellen (RES) werden nach der ÖNIP-Methodik [2, 6] und auf Basis der Versorgungsgebiete in diesem Netzmodell verortet und mittels diskreter Fourier-Transformation anhand ihrer Flexibilitätsbedarfs-Charakteristik gruppiert (siehe Abbildung 0-2). Diese Analyse der regionalen Flexibilitätsbedarfe erlaubt eine Vorabauswahl potentieller Batteriestandorte. Die darauf aufbauende Standortidentifikation erfolgt dann mittels linearer

¹ Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben, Franz Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +4338424025412, stefan.wallner@unileoben.ac.at

² Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben, Franz Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +4338424025424, thomas.vouk@unileoben.ac.at

³ Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben, Franz Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +4338424025400, thomas.kienberger@unileoben.ac.at

Optimierung, wobei durch Vorgabe unterschiedlich gewichteter Optimierungsziele die angestrebte Speicherstrategie beeinflusst werden kann. So lassen sich eine rein preisgetriebene Fahrweise, eine Fahrweise mit dem Ziel der Spitzenkappung im lokalen Versorgungsgebiet und eine Kombination dieser Ziele abbilden.

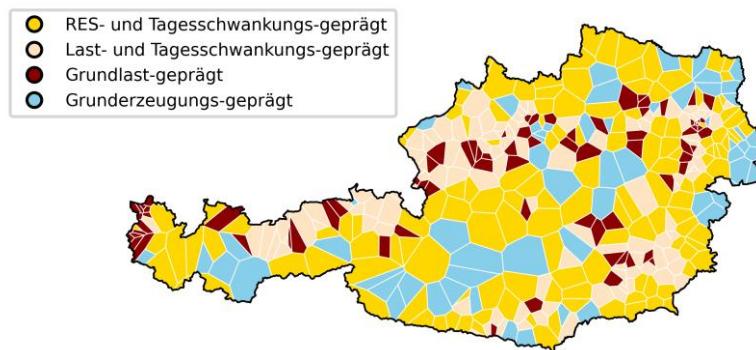


Abbildung 0-2: Gruppierung der Netzebene 4-Versorgungsgebiete laut ÖNIP [2] anhand ihrer Flexibilitätsbedarfs-Charakteristik [1]

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die identifizierten Batteriestandorte werden einer weitergehenden Analyse unterzogen und auf Basis der nachfolgend definierten Kenngrößen bewertet:

- Die Fähigkeit zur Entlastung des lokalen Umspannwerks und damit auch die Fähigkeit zur Integration erneuerbarer Potentiale in dieser Region.
- Die Fähigkeit zur Entlastung des übergeordneten Hochspannungsnetzes auf Basis stündlich aufgelöster Lastflüsse.
- Die Höhe der erzielbaren Gewinne aus Arbitrage bei Mitberücksichtigung der Spitzenkappung im Vergleich zu den Gewinnen bei rein preisgetriebener Fahrweise.

Der Vergleich zwischen den beiden unterschiedlichen Fahrweisen erlaubt dabei die Identifikation von Standorten, an denen gleichzeitig ein annähernd kostenoptimaler Speicherbetrieb und eine Entlastung des lokalen Umspannwerkes möglich ist. Aus der Standortoptimierung sowie aus der weiterführenden Standortanalyse und -bewertung können schließlich generelle Empfehlungen hinsichtlich der system- und netzdienlichen Verortung von Großbatteriespeichern sowie konkrete Standortkandidaten für den vorgestellten Use Case abgeleitet werden.

Referenzen

- [1] S. Wallner, T. Vouk, D. Siebenhofer, and T. Kienberger, "Locating and dispatching flexibility in spatially resolved energy system models: a case study of Austria," *Elektrotech. Inftech.*, 2025, doi: 10.1007/s00502-025-01344-y.
- [2] Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology, *Integrated Austrian Network Infrastructure Plan*. [Online]. Available: <https://www.bmwi.gv.at/dam/jcr:f67c2aa8-4019-4e7b-94ae-e1c847911a05/Integrierter-oesterreichischer-Netzinfrastrukturplan.pdf> (accessed: Nov. 21 2025).
- [3] T. Brown, J. Hörsch, and D. Schlachtberger, "PyPSA: Python for Power System Analysis," *JORS*, vol. 6, no. 1, p. 4, 2018, doi: 10.5334/jors.188.
- [4] M. Lindner, J. Geis, T. Seibold, and T. Brown, "PyPSA-De: Open-Source German Energy System Model Reveals Savings From Integrated Planning," in *2025 21st International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lisbon, Portugal, 2025, pp. 1–6.
- [5] C. Gallego-Castillo and M. Victoria, "PyPSA-Spain: An extension of PyPSA-Eur to model the Spanish energy system," *Energy Strategy Reviews*, vol. 60, p. 101764, 2025, doi: 10.1016/j.esr.2025.101764.
- [6] U. Bachriesl *et al.*, *InfraTrans2040: Documentation of the Methodology*. [Online]. Available: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Institute/IEE/files/2023-06-30_InfraTrans2040_Methodikdokument_v2.pdf (accessed: Sep. 3 2025).