

Leitfrage: Wie kann das Flexibilitätspotential von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen praktische skalierbare Lösungen ermöglichen, die sowohl dem Energiesystem als auch den EndnutzerInnen zugutekommen?

Verteilnetzperspektive

Turhan Demiray¹, C. Yaman Evrenosoglu¹, Nikolaos Savvopoulos¹, Adamantios Marinakis¹, Philippe Buchecker¹, Christian Winzer²

¹ Forschungsstelle Energienetze (FEN) ETH Zürich

² Zentrum für Energie und Umwelt, ZHAW

Handlungsempfehlung

Die Nutzbarmachung der Flexibilität der Endverbraucher durch Solar-PV-Anlagen, EV-Ladestationen und Wärmepumpen wird für den sicheren Betrieb künftiger Verteilnetze von entscheidender Bedeutung sein. Dazu gehören (i) Einspeisebegrenzung von PV-Anlagen (ii) die intelligente, netzorientierte Steuerung von Laden und Wärmepumpenbetrieb, (iii) Mechanismen, mit denen EV-Ladestationen und Wärmepumpen aktiv zur lokalen Spannungsstützung und zur Abmilderung der Einspeisungsspitzen von PV-Anlagen, sowie (iv) eine flexibilitätsbewusste Verteilnetzplanung, die Flexibilität systematisch berücksichtigt und Netzausbauten optimiert (PATHFNDR Consortium, 2025).

Lösungsansätze

- **Einspeisemanagement für PV-Anlagen** ist ein zielführender Ansatz zur Reduzierung der Netzausbaukosten insbesondere in **ländlichen** Netzen.
- **Lastreduzierung** und **-verschiebung** durch angepasstes **Kundenverhalten** und **Digitalisierung** ist ein zielführender nachfrageseitiger Ansatz zur Verminderung von Netzausbaukosten ergänzend zur Einspeisemanagement für PV-Anlagen insbesondere in **städtischen** Netzen.
- Sicherstellung, dass **Solar-PV-Anlagen, Ladestationen und Wärmepumpen** zur **Unterstützung der Netzspannung** beitragen. **Lokale Blindleistungsregelung** wirkt als effiziente Massnahme wenn hohe Spannungsdifferenzen in einem Niederspannungsnetz herrschen.
- Um die **Spannungsprobleme** zu beheben, insbesondere in ländlichen Netzen, sollten **Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT)** mit U(P)-Regelung eingesetzt werden.
- Das Angebot **dynamischer Netztarife** als Standardoption (Opt-out) für Kunden mit intelligenten Zählern und deren Ergänzung durch Kapazitäts- oder Spitzenkomponenten, wenn Rebound-Spitzen auftreten, um Systemspitzen zu reduzieren und die Kosten für Endnutzer zu senken.

Referenzen

1. PATHFNDR Consortium (2025). Synthesis Report: Flexibility provision from electromobility and buildings. Edited by Siobhan Powell, Adamantios Marinakis, and Lea Ruefenacht. ETH Zurich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, UNIGE, EPFL, and TU Delft.
2. N. Savvopoulos et al., "D2.3.2a: Flexibility-aware planning of distribution network reinforcements," SWEET PATHFNDR, Deliverable Report, 2025.
3. C. Y. Evrenosoglu et al., "Distribution grid planning in Switzerland considering local flexibilities," CIRED Geneva, 2025.
4. R. Gupta et al., "Countrywide PV hosting capacity and energy storage requirements for distribution networks: The case of Switzerland," Applied Energy, vol. 281, 2021.
5. M. Chevron et al., "Mesh4u: Optimal integration of electric vehicles fast charging stations into medium voltage power distribution grids," Swiss Federal Office of Energy Final Report SI/502045-01, 2023.
- 6 J. Stiasny et al. , "Sensitivity analysis of electric vehicle impact on low-voltage distribution grids," Electric Power Systems Research, vol. 191, 2021.

Kontakt

Dr. Turhan Demiray
ETH Zürich
Forschungsstelle Energienetze (FEN)
Phone: +41 44 632 41 85
demirayt@fen.ethz.ch
www.sweet-pathfndr.ch

Danksagung

Diese Arbeit wurde vom PATHFNDR Konsortium durchgeführt, das im Rahmen des SWEET-Programms (SWEET Call 1-2020) des Bundesamts für Energie (BFE) gefördert wird. Das Konsortium wird von der ETH Zürich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, UNIGE, EPFL und der TU Delft geleitet.