

Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe

3. Integrierte Netze der Zukunft

Yannic SCHULZE¹⁽¹⁾, Adrian OSTERMANN²⁽¹⁾, Janis REINHARD³⁽¹⁾, Mathias MÜLLER⁴⁽¹⁾

⁽¹⁾Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

Motivation und zentrale Fragestellung

Zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommens wird sich die Versorgungsaufgabe von Verteilnetzen durch den Ausbau von dezentralen, erneuerbaren Erzeugungsanlagen und der Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors ändern [1]. Im Rahmen des Forschungsprojekts „Bidirektionales Lademanagement“ (BDL) werden Netzurückwirkungen bidirektionaler Elektrofahrzeuge anhand verschiedener Anwendungsfälle untersucht [2]. Hierfür wurden mehrere tausend reale Niederspannungsnetze in ein rechenfähiges Format übersetzt und mit aktuellen Verbrauchs- und Erzeugungsdaten versehen. Für eine konsistente Abbildung der zukünftigen Versorgungsaufgabe wurden Szenarien für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen sowie PV-Anlagen und Hausspeichersysteme bestimmt und auf die Netze verteilt. Im Fokus liegt die Analyse der zukünftigen Mehrbelastung unter Beachtung charakteristischer Merkmale der Niederspannungsnetze.

Methodische Vorgangsweise

Ausgehend von einer relationalen Datenbank wurden ca. 2500 Niederspannungsnetze in Bayern in ein rechenfähiges Eingangsdatenformat für das später verwendete Verteilnetzsimulationsmodell „GridSim“ übersetzt [3], [4]. Mit einem Best-Case-Ansatz wurden fehlende Informationen zu Leitungen und Transformatoren ergänzt und die Übersetzung durch eine Test-Lastflussberechnung auf eine korrekte elektrische Verknüpfung geprüft.

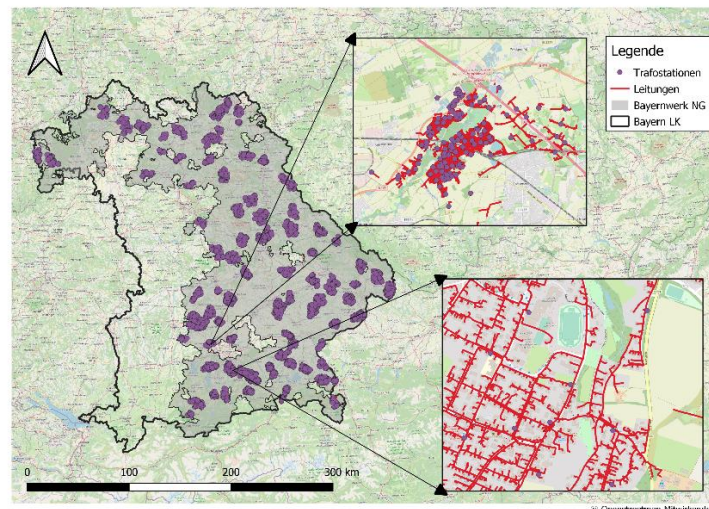


Abbildung 1: Überblick zu den in Bayern verorteten Niederspannungsnetzen

Zur Abbildung der aktuellen Versorgungsaufgabe, also der charakteristischen Zusammensetzung von Last und Erzeugung ([1]), wurden den ca. 65.000 Netzverknüpfungspunkten (NVP) die zugehörigen erzeugten und verbrauchten Jahresenergiemengen nach Aufbereitung zugewiesen und weiterhin durch die Kenntnis über das Vorkommen von PV-Anlagen der Eigenverbrauch von Verbrauchern ergänzt.

¹ „Jungautor“, Am Blütenanger 71, 80995 München, +49 (0)89 158121-68, YSchulze@ffe.de, www.ffe.de

² „Jungautor“, Am Blütenanger 71, 80995 München, +49 (0)89 158121-50, AOstermann@ffe.de, www.ffe.de

³ Am Blütenanger 71, 80995 München, +49 (0)89 158121-32, MMueller@ffe.de, www.ffe.de

⁴ Am Blütenanger 71, 80995 München, +49 (0)89 158121-40, JReinhard@ffe.de, www.ffe.de

Für eine Analyse der zukünftigen Versorgungsaufgabe wurden die Entwicklungen der Komponenten, welche immer vom aktuellen Verteilungsstand ausgeht, in fünf Jahresschritten bis zum Zieljahr 2050 fortgeführt und auf das betrachtete Netzgebiet projiziert (solidEU-Szenario, [5]). Durch die Verschneidung von statistischen Daten aus der Zensuserhebung von 2011, freiverfügbaren Openstreet-Map Daten sowie aufbereiteten Open-Source Daten im „FREM - Regionalisiertes Energiesystemmodell“ (FREM) wurde zunächst der Gebäudebestand in den betroffenen Gebieten abgebildet und zugehörige Parameter wie der Wärmebedarf oder das Dachflächenpotenzial modelliert [6], [7], [8]. Der Gebäudebestand wurde daraufhin mit den NVP über Geokoordinaten verschnitten und die Komponenten mit Hilfe unterschiedlicher Verteilungslogiken auf den Gebäudebestand verteilt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Es wurde gezeigt, dass die mittlere Belastung und damit der Anspruch an die Versorgungsaufgabe der ca. 2500 Niederspannungsnetze bis zum Zieljahr 2050 ansteigen wird. Ausgehend von der Analyse der bekannten Energiemengen zu Last und Erzeugung im heutigen Zustand wurde je Netzgebiet abgeleitet, um welchen Anteil die zukünftige Belastung durch zusätzliche Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge aber auch durch Zubau zusätzlicher PV-Anlagen erhöht wird. Durch die regional bekannten Verteilungen wurden die ermittelten Kennwerte in Relation zu den bestehenden, realen Netzstrukturen gesetzt. Somit konnten je Niederspannungsnetz Aussagen darüber getroffen werden, wie sehr entsprechende Netze von einer zukünftigen Mehrbelastung betroffen sind und ob die ermittelte Mehrbelastung heterogen über viele Netze verteilt ist oder spezifische Netze verstärkt durch ein erhöhtes Aufkommen zukünftiger Verbraucher und Erzeuger belastet werden.

Im weiteren Projektverlauf werden zeitreihenbasierte Lastflussrechnungen für alle betrachteten Niederspannungsnetze für die heutige und zukünftige Netzbelegung mithilfe des Verteilnetzsimulationsmodells „GridSim“ durchgeführt und der Einfluss verschiedener, bidirektionaler Ladesteuerungen von EFZ auf die Niederspannungsnetze untersucht.

Literatur

- [1] Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise: Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus: Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP), 2019.
- [2] Faller, Sebastian et al.: Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/2 2020. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020.
- [3] Nobis, Philipp: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation. München: Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2016
- [4] Samweber, Florian: Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze. München: Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der TU München, 2017
- [5] eXtremOS Website. In: <https://extremos.ffe.de>. (Abruf am 2021-05-07); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2021.
- [6] Zensusdatenbank des Zensus 2011: <https://ergebnisse.zensus2011.de/>; Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2013.
- [7] OpenStreetMap (OSM) - Die freie Wiki-Weltkarte. Veröffentlicht unter der freien CC-BY-SA-Lizenz durch OpenStreetMap und Mitwirkende. <http://www.openstreetmap.org/>, 2015
- [8] Corradini, Roger; Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias: FREM - Ein regionalisiertes Energiesystemmodell in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017