

Auswirkungen der elektrischen Wärmebereitstellung auf Verteilnetze

Britta Kleinertz, Florian Samweber
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
Am Blütenanger 71, 80995 München
Tel.: +49 (0) 89 158121-39
bkleinertz@ffe.de, fsamweber@ffe.de
www.ffe.de

1. Elektrifizierung als Meilenstein zur Erreichung der Klimaziele

Viele Studien belegen, dass insbesondere die Sektoren Mobilität und Wärme einen entscheidenden Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen liefern müssen und eine Sektorkopplung mit dem Stromsektor eine wesentliche Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung ist. Während die Auswirkungen der Elektromobilität auf die Stromverteilnetze Gegenstand zahlreicher Untersuchungen waren, wurden die Folgen der elektrischen Wärmebereitstellung (Power-to-Heat) für Verteilnetze bisher nicht abschließend untersucht. Insbesondere Verteilnetzbetreiber benötigen Anhaltspunkte für die langfristige Auslegung ihrer Stromnetze, insbesondere im Hinblick auf die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung. Diese Auswirkung wird im Rahmen des Forschungsprojektes „MONA 2030“, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [1], anhand der in [2] entwickelten Typnetze evaluiert.

2. Last in Folge von Elektrifizierung und Netzurückwirkungen

Die Folgen der elektrischen Wärmebereitstellung für die Stromverteilnetze können mit Hilfe detaillierter Simulationen abgeschätzt werden. Neben repräsentativen Netzdaten ist hierfür eine realistische Verteilung der Wärme- und Stromlasten essentiell. Im Projekt „MONA 2030“ wird dies durch ein auf statistischen Daten basierendes Modell erreicht welches in **Abbildung 1** als Verknüpfung der in [3] erarbeiteten Modelle zur Modellierung eines realistischen Energieverbrauchs und

Power-to-Heat-Anlagen (PtH) dargestellt ist. Dieses Modell stellt durch seine Flexibilität weitreichende Möglichkeiten dar, die Auswirkungen der elektrischen Wärmebereitstellung auf Verteilnetze zu evaluieren.

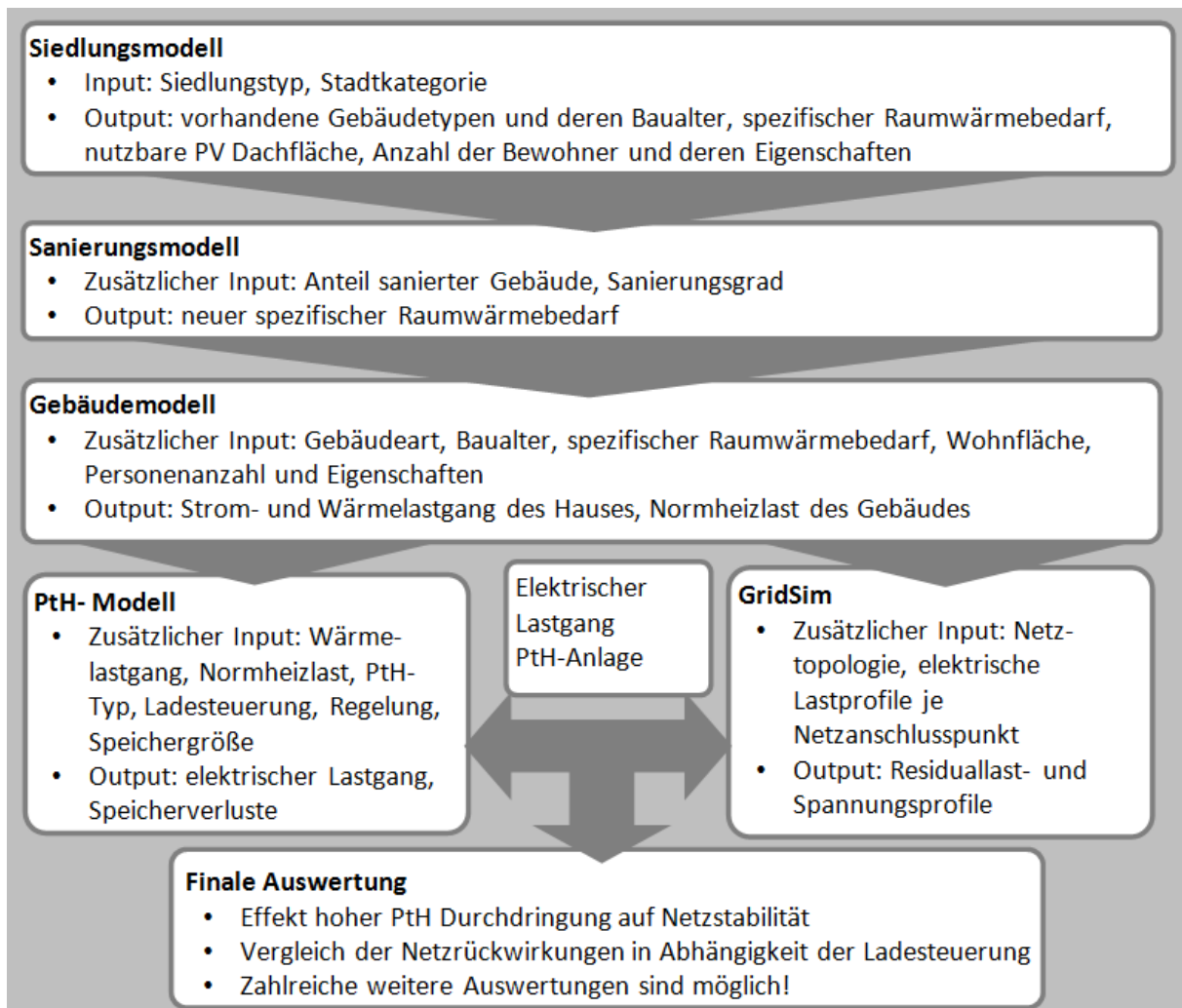


Abb. 1: Methodisches Vorgehen zur Bestimmung der Auswirkungen einer elektrischen Wärmebereitstellung auf Verteilnetze

Im Siedlungsmodell werden, auf Basis statistischer Daten für Deutschland, Typsiedlungen aus den Inputgrößen Siedlungstyp und Stadtkategorie erstellt. Diese bestimmen die Anteile der vorhandenen Gebäudecluster, deren spezifischen Wärmebedarf sowie die potenziell verfügbare Dachfläche und die Anzahl der Bewohner. Weiterhin werden verschiedene Nutzergruppen (etwa Rentner und Familien) und deren Verbrauchsniveaus berücksichtigt. Um sanierte oder

Niedrigenergiehäuser zu simulieren, kann über das Sanierungsmodell der spezifische Wärmebedarf der einzelnen Gebäude vermindert werden.

Auf Gebäudeebene werden darauf aufbauend im Gebäudemodell Strom- und Wärmelastgänge (Heiz- und Trinkwarmwasserbedarf) generiert. Ein Zufallsgenerator ermöglicht die realistische Verminderung von Gleichzeitigkeitseffekten und die Integration von Ungleichmäßigkeiten in die Lastgänge (z.B. späteres Aufstehen an einem Wochentag). Basierend auf diesen Wärmelastgängen, der gewählten PtH-Anlage, ihrer Ladesteuerung und dem Volumen des Wärmespeichers werden im Rahmen einer Lastflussberechnung im FfE-Netzsimulationstool GridSim netztechnische Analysen durchgeführt. Im Folgenden wird die Integration von PtH mit Ladesteuerungen in die Lastflussberechnung dargestellt.

3. Modellierte Power-to-Heat Komponenten und Ladesteuerungen

Zur Evaluierung der Rückwirkungen von Wärmepumpen (WP) mit Kombispeicher und Nachtspeicherheizungen (NSH) auf das Verteilnetz werden zahlreiche Jahressimulationen durchgeführt. Die primären Unterschiede der beiden Technologien liegen insbesondere in der bis zu vierfach höheren Effizienz der WP sowie in der Beschränkung, dass nur WP Trinkwarmwasser erwärmen. Es wird davon ausgegangen, dass durch die Nachrüstung von IKT in Zukunft alle PtH-Anlagen unabhängig voneinander angesteuert werden können.

Fokus der hier vorgestellten Untersuchungen ist der Einfluss der Ladesteuerung der PtH-Anlagen sowie die damit verknüpfte Möglichkeit der Entkopplung von Wärmeerzeugung und –verbrauch durch einen Wärmespeicher. Während WP als drehzahlgeregelte Systeme modelliert werden, wird angenommen das NSH in Zukunft je Wohneinheit geregelt werden. Dies hat auf Grund der unterschiedlichen Lastgradienten einen erheblichen Effekt auf die Netzinfrastruktur. Die Ladesteuerungen wiederum sind für beide Technologien äquivalent und wie folgt definiert:

- *Wärmegeführt*: Sobald der Speicher im folgenden Zeitschritt seinen minimalen Füllstand erreichen würde, wird er im laufenden Zeitschritt, maximal für den Bedarf der kommenden 24 Stunden, geladen. Diese Bedingung ist als grundlegender Baustein in allen weiteren Ladesteuerungen enthalten.

- *Eigenverbrauchsoptimiert*: Sofern freie Speicherkapazität vorhanden ist, wird der Wärmespeicher geladen sobald am Netzanschlusspunkt durch eine eigene Erzeugungsanlage (z.B. Photovoltaik) eine Rückspeisung stattfinden würde. Der minimale Betrag der Rückspeiseleistung sowie die bezogene Leistung der Anlage werden variabel angepasst.
- *Last-Spitzenkappung*: Ziel dieser Ladesteuerung ist die Glättung des Lastprofils des Gebäudes durch prädiktiven Bezug von Überschussstrom aus der eigenen PV-Anlage zu Peakzeiten und Vermeidung von Strombezug zu Hochlastzeiten. Diese Ladesteuerung dient primär zur Netzoptimierung.
- *Spannungsgeführt*: Sofern freie Speicherkapazität vorhanden ist, wird der Wärmespeicher geladen wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt eine festgelegte Spannungsobergrenze überschreitet. Wird eine zuvor definierte Spannungsuntergrenze unterschritten, so wird der im Wärmespeicher vorgehaltene Wärmepuffer aufgebraucht um den Strombezug des Haushalts zu reduzieren, und damit die Spannung nicht zusätzlich zu senken.
- *Niedertarifgeführt*: Zu festgelegten Zeit (hier 22 bis 6 Uhr) gilt ein verminderter Strompreis, sodass die Beladung des Wärmespeichers zur Kostenoptimierung primär in diesem Zeitraum stattfindet.

4. Simulationsergebnisse zur gezielte Netzoptimierung mit Wärme

Um die unterschiedlichen Effekte der elektrischen Wärmebereitstellung auf das betreffende Verteilnetz zu evaluieren, wird zunächst ermittelt ab welcher Durchdringung von PtH-Anlagen diese die Spannung auf ein unzulässig geringes Niveau absenken. Darauf aufbauend wird das Optimierungs-Potenzial der Verwendung intelligenter Ladesteuerungen untersucht.

4.1 Auswirkungen von wärmegeführten PtH-Anlagen

Abhängig von ihrer Durchdringung in der Siedlung und dem Sanierungsgrad des mit Wärme versorgten Gebäudes, steigern Wärmepumpen die elektrische Last im Netz über das gesamte Jahr (siehe **Abb. 2 links**) sowie die Anzahl der negativen Spannungsbandverletzungen im Netz (siehe **Abb. 2 rechts**). Speziell bei einem

hohen Anteil an PtH in gering sanierten Siedlungen, führen die PtH-Anlagen im Winter zu einem starken Abfall des Spannungsniveaus im Netz bis hin zu einzelnen Unterschreitungen des Spannungstoleranzbandes.

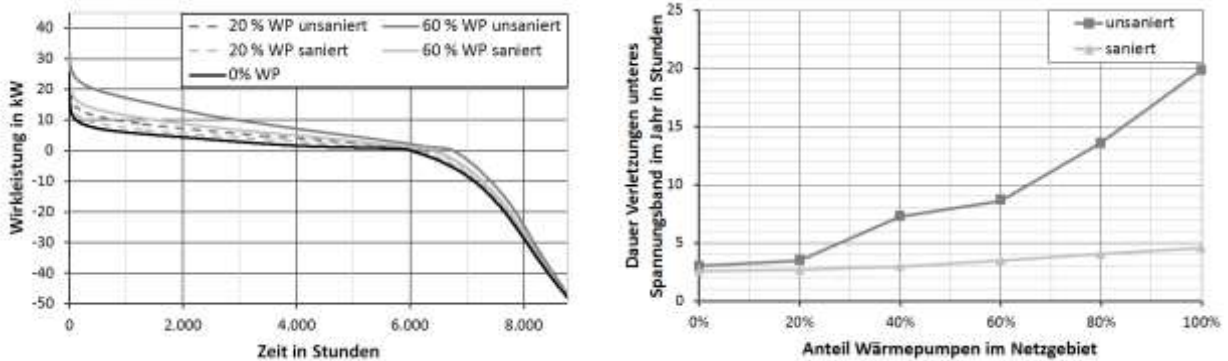


Abb. 2: Jahresdauerlinie der Wirkleistung am ONT (links) und Dauer der Verletzung der unteren Spannungsgrenze (rechts) in Abhängigkeit des Anteils an WP und des Sanierungsgrades

Es zeigt sich, dass bei einem hohen Anteil von WP im Netzgebiet durch eine steigende Jahreshöchstlast zusätzlicher Netzausbau notwendig werden kann.

4.2 Vergleich unterschiedlicher Ladesteuerungen

Im Gegensatz zur rein wärmegeführten Ladesteuerung, können die weiteren in Kapitel 3 vorgestellten Ladesteuerung helfen die gesamte Dauer positiver und negativer Spannungsbereichverletzungen im Netz zu reduzieren.

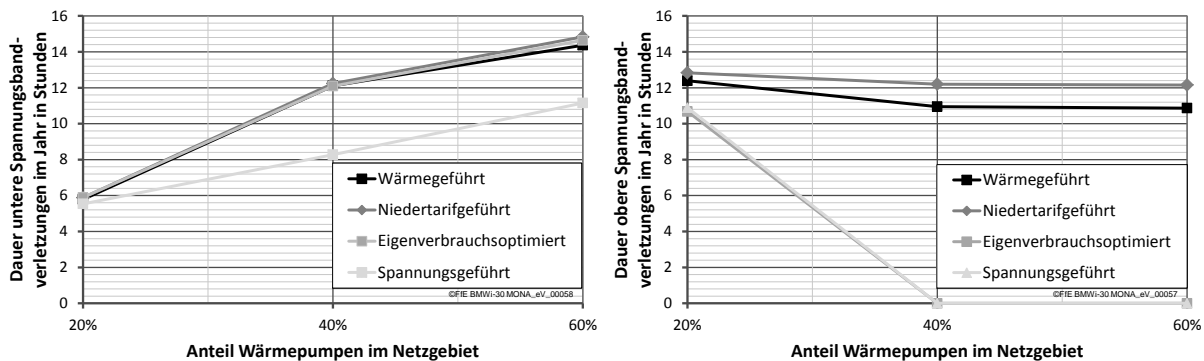


Abb. 3: Abhängigkeit der Dauer der Verletzung der unteren (links) bzw. oberen (rechts) Spannungsgrenze von der Ladesteuerung

Während eine Steigerung des Eigenverbrauchs vor allem Überschreitungen des oberen Spannungstoleranzbandes vermeiden kann (s. **Abb. 3 links**), wird durch eine

Umsetzung der spannungsgeführten Ladesteuerung zudem die Dauer der Unterschreitungen des unteren Spannungstoleranzbandes verringert (s. **Abb. 3** rechts).

5. Zusammenfassung

In absehbarer Zeit müssen insbesondere Verteilnetzbetreiber ihre Netzplanung auf die Anforderungen einer zunehmenden Elektrifizierung abstimmen. Eine intelligente, vom Zeitpunkt des Wärmebedarfs entkoppelte Ladesteuerung der Wärmeerzeugung kann sowohl negative Netzauswirkungen reduzieren und damit zur Reduktion des durch die Elektrifizierung notwendigen konventionellen Netzausbaus beitragen, als auch positive Netzurückwirkungen verstärken (z.B. bei hoher PV-Einspeisung).

Die GridSim als flexibles, auf verfügbaren statistischen Daten basierendes Simulationsmodell kann durch hochaufgelöste Jahressimulationen dabei unterstützen die Auswirkungen von PtH-Anlagen abzuschätzen und damit eine nachhaltige Netzplanung ermöglichen. In weiteren Untersuchungen können das generelle Netzoptimierungspotenzial von PtH-Anlagen, optimale Größen von Wärmespeichern sowie optimierte Ladesteuerungen für die Wärme- und Kälteversorgung evaluiert werden.

Quellen

- [1] Samweber, Florian; Köppl, Simon: Laufendes Projekt: Merit Order des Netzausbaus im Jahr 2030 (MONA 2030) - Systemübergreifender Vergleich von netzoptimierenden Maßnahmen (Fkz.: 03ET4015) in: <https://www.ffe.de/mona>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016
- [2] Kleinertz, Britta et al.: Erstellung repräsentativer Typnetze zur Abbildung von zukünftigen Netzbelastungen. 4te OTTI-Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien: Berlin, 2017
- [3] Kleinertz, Britta: Demand Response potential of household Power-to-Heat employing thermal storage. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität Darmstadt - Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz erneuerbarer Energien (TUD) betreut durch Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Darmstadt, 2016