

Die zukünftige elektrische Netzlast der Wohngebäude in Deutschland

Strom, Wärmeerzeugung sowie Speicher

Leander KOTZUR¹⁽¹⁾, Peter MARKEWITZ⁽²⁾, Martin ROBINIUS⁽²⁾, Detlef STOLTEN^(1,2)

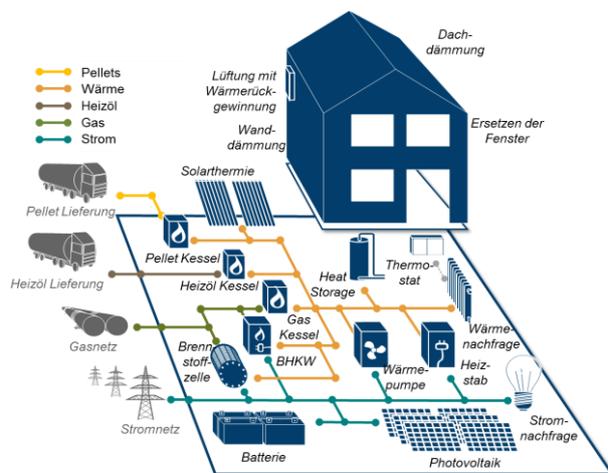
⁽¹⁾ Institute of Electrochemical Process Engineering (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, Wilhelm-Johnen-Str., 52428 Jülich, Germany,

⁽²⁾ Chair for Fuel Cells, RWTH Aachen University, c/o Institute of Electrochemical Process Engineering (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, Wilhelm-Johnen-Str., 52428 Jülich, Germany

Motivation und zentrale Fragestellung

Zur Erreichung der Treibhausgasreduktionsziele im Haushaltssektor muss signifikant die Energieversorgungsstruktur der Wohngebäude verändert werden. Neben Einsparmaßnahmen wird dabei vermehrt auf dezentrale Versorgungslösungen wie KWK-Anlagen, Photovoltaik und Batteriespeichersysteme zur Eigenversorgung gesetzt. Des Weiteren werden klassische Heizungstechniken durch Wärmepumpen ersetzt, welche im Rahmen der Sektorkopplung Raumwärme mit Hilfe von erneuerbarem Strom bereitstellen [1]. Dieser Wandel der Gebäudeversorgungsstruktur verändert signifikant die netzseitige Last der Wohngebäude und die Nachfrage nach zentralen Versorgungstechnologien. Bisherige Treibhausgasreduktionsstrategien betrachten den Gebäudesektor meist nur bilanziell [2-4], vernachlässigen die Kopplung der Strom- und Wärmeversorgung in den Gebäuden [5, 6], oder ignorieren die räumliche Verteilung der sich verändernden Versorgung [7-9]. Daher ist das Ziel dieser Arbeit, kosteneffiziente Versorgungssysteme zu ermitteln und die sich damit verändernde zukünftige Netzlast der Wohngebäude zeitlich und räumlich aufgelöst abzuschätzen, um eine Grundlage für zukünftige Infrastrukturplanung zu schaffen.

Methodische Vorgangsweise



Grafik 1: Portfolio der betrachteten Technologie- und Sanierungsoptionen die im Gebäude gewählt, skaliert und dynamisch betrieben werden können

möglichen Energieversorgungstechnologien und Effizienzmaßnahmen definiert (Grafik 1). Die Auswahl, Skalierung und Betrieb der betrachteten Technologien wird mit Hilfe eines Gemischt-Ganzzahligen Linearen Optimierungsmodells bestimmt, wobei beispielsweise Vorlauftemperaturen des Heizungssystems oder verfügbare Dachflächen berücksichtigt werden. Als Wetterdaten können Testreferenzjahre [14] oder die räumlich und zeitlich hochaufgelösten COSMO re-a-6 Wetterdaten [15] verwendet werden. Die große Anzahl an Entscheidungsvariablen und deren Interaktion machen das Modell rechenintensiv, weshalb die zeitliche Komplexität des Modells mit Hilfe von Cluster-Methoden [16] systematisch reduziert wird. Hierbei wurde eine neue mathematische Zustandsbeschreibung der Speichersysteme eingeführt [17], die es ermöglicht, mit wenigen modellierten Zeitpunkten die volle Vielfalt an Betriebszuständen abzubilden. Des Weiteren wird ein neues Verfahren eingeführt, um mit

Dazu wird ein Bottom-Up-Modell aufgebaut, welches die Energieversorgung verschiedener Typgebäude optimiert und die Ergebnisse auf Gemeinden verteilt.

Die Zielfunktion ist die Minimierung der Energiekosten der Hausbewohner, da der Technologieeinsatz primär ökonomisch getrieben ist [10, 11]. Dazu wird zunächst das stochastische Bewohnerverhalten mittels Markov-Ketten [12] simuliert, um die zeitlich aufgelöste Last der elektrischen Geräte, der Warmwassernachfrage und die Nachfrage nach Raumwärme [13] abzuleiten. Der Modellierungsansatz ermöglicht die Berücksichtigung der hohen zeitlichen Fluktuation der Nachfrage in einzelnen Haushalten und die stochastisch ausgleichenden Effekte für größere Agglomerationen von Gebäuden. Zur Deckung der Nachfrage, wird ein Portfolio an

¹Jungautor, Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich, Telefon: +49 2461 61-6689

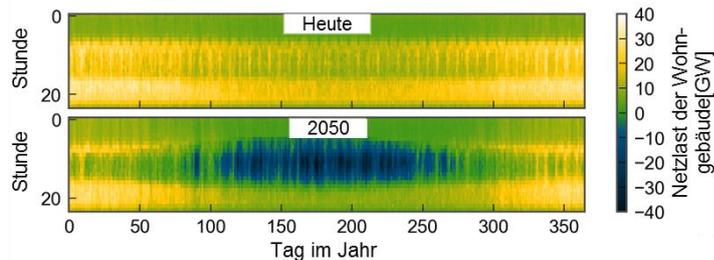
E-Mail: l.kotzur@fz-juelich.de, Web: http://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/Home/home_node.html

Zensusdaten [18] repräsentative Typgebäude zu aggregieren, sodass die Vielfalt des deutschen Wohngebäudebestandes räumlich aufgelöst dargestellt wird.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Um die sich verändernde Energienachfrage und Netzlast abzuschätzen, wird für das Jahr 2050 ein Szenario-Rahmen definiert. Dabei werden alle möglichen Effizienzmaßnahmen und der Wechsel und Betrieb der Versorgungstechnologien für 200 repräsentative Typgebäude optimiert unter der Prämisse von Treibhausgasreduktionen zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudesektors.

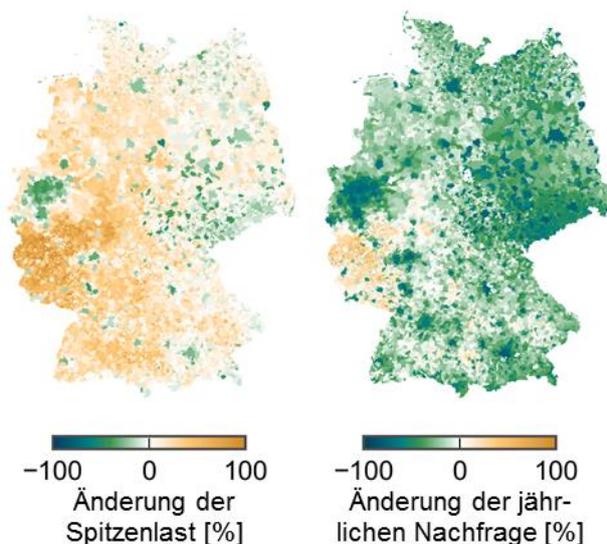
Die im Ergebnis dominierenden Versorgungstechnologien des Wohngebäudesektors sind Photovoltaik, Wärmepumpen und Brennstoffzellen. Die Spitzenwärmelasten werden von zusätzlichen Technologien wie Gaskessel, Heizstäbe oder Kaminöfen gedeckt. Der Betrieb von KWK-Anlagen, insbesondere von Brennstoffzellen, lohnt sich primär in Mehrfamilienhäusern in urbanen Gebieten, wo 4000 bis 5500 Volllaststunden erreicht werden können. Kleinere Gebäude haben im Vergleich eine stark fluktuierende und niedrige Energienachfrage, sodass der Einsatz von KWK-Anlagen dort nicht wirtschaftlich ist. Stattdessen dominieren in Einfamilienhäusern in ruralen Regionen Photovoltaikanlagen zur Eigenversorgung.



Grafik 2: Aggregierte, vertikale Netzlast der Wohngebäude als Referenz für heute und für das Szenario im Jahr 2050

Insgesamt können fast 90 TWh an Photovoltaikenergie pro Jahr in allen Wohngebäuden selbst verbraucht werden, wobei diese im Sommer insbesondere zur Warmwassererzeugung eingesetzt wird und in den Übergangsmonaten in Wärmepumpen zur Deckung der Raumwärme. Dabei werden sowohl Wärmespeicher als auch die thermische Speicherkapazität der Gebäude flexibel eingesetzt. Batterien zur Steigerung der Eigenversorgung der konventionellen elektrischen Geräte werden nur in einem kleineren Maßstab ausgebaut, da die elektrische Wärmeerzeugung bereits ein ausreichendes Flexibilitätspotential bereitstellt.

Durch den Einsatz neuer Technologien verändernd sich die aggregierte Netzlast der Haushalte (Grafik 2): Während heutzutage die Last primär durch einen Tag-Nacht-Zyklus geprägt ist, sind im Szenario für das Jahr 2050 insbesondere die saisonalen Unterschiede signifikant. Der Sommer ist durch eine hohe Einspeisung von Photovoltaikstrom geprägt, welcher nicht selbst verbraucht werden kann und ins Netz gespeist wird. Im Winter hingegen erhöhen die Wärmepumpen die Stromnachfrage. Der Betrieb der Brennstoffzellen kann dies jedoch kompensieren, sodass sich die aggregierte Spitzenlast der Wohngebäude um 11 % reduziert.



Grafik 3: Regionale Veränderung der Spitzenlast und der kumulierten Nachfrage im Jahr 2050 im Vergleich zu heute

Die räumliche Verteilung der installierten Technologien führt jedoch dazu, dass die Veränderung der Spitzenlast regional stark variiert (Grafik 3): In den ländlichen Gegenden verdoppelt sich die Spitzenlast, da Photovoltaikerzeugung und die Wärmepumpennachfrage zeitlich auseinanderfallen. Des Weiteren ist bedingt durch die dortige Gebäudestruktur die spezifische Wärmenachfrage höher. In den urbanen Gebieten reduziert sich stattdessen die Spitzenlast, da die KWK-Anlagen die zusätzliche Nachfrage der Wärmepumpen überkompensieren.

Nicht zuletzt zeigen die Ergebnisse, dass unter kostenoptimalen Kriterien nur ein geringer Anteil an Sanierungsmaßnahmen sinnvoll ist, sodass die Raumwärmenachfrage sich im Vergleich zu heute nur um 31 % reduziert.

Literatur

- [1] M. Robinius, A. Otto, P. Heuser, L. Welder, K. Syranidis, D. Ryberg, *et al.*, "Linking the Power and Transport Sectors—Part 1: The Principle of Sector Coupling," *Energies*, vol. 10, 2017.
- [2] R. McKenna, E. Merkel, D. Fehrenbach, S. Mehne, and W. Fichtner, "Energy efficiency in the German residential sector: A bottom-up building-stock-model-based analysis in the context of energy-political targets," *Building and Environment*, vol. 62, pp. 77-88, 2013.
- [3] BMWi, "Energieeffizienzstrategie Gebäude," Berlin2015.
- [4] N. Diefenbach, T. Loga, and B. Stein, "Reaching the climate protection targets for the heat supply of the German residential building stock: How and how fast?," *Energy and Buildings*, vol. 132, pp. 53-73, 2016.
- [5] Beuth, "Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich " Beuth Hochschule für Technik, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH2017.
- [6] BMWi, "Langfrist- und Klimaszenarien," Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Fraunhofer ISI; Consentec; ifeu, Berlin2018.
- [7] IWES, "Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr," Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES), Kassel2015.
- [8] UBA, "Klimaneutraler Gebäudebestand 2050 - Energieeffizienzpotentiale und die Auswirkungen des Klimawandels auf den Gebäudebestand," Umweltbundesamt2017.
- [9] D. Fehrenbach, E. Merkel, R. McKenna, U. Karl, and W. Fichtner, "On the economic potential for electric load management in the German residential heating sector – An optimising energy system model approach," *Energy*, vol. 71, pp. 263-276, 2014.
- [10] M. Achtnicht and R. Madlener, "Factors influencing German house owners' preferences on energy retrofits," *Energy Policy*, vol. 68, pp. 254-263, 2014.
- [11] P. Balcombe, D. Rigby, and A. Azapagic, "Investigating the importance of motivations and barriers related to microgeneration uptake in the UK," *Applied Energy*, vol. 130, pp. 403-418, 2014.
- [12] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield, and C. Clifford, "Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model," *Energy and Buildings*, vol. 42, pp. 1878-1887, 2010.
- [13] T. Schütz, L. Schiffer, H. Harb, M. Fuchs, and D. Müller, "Optimal design of energy conversion units and envelopes for residential building retrofits using a comprehensive MILP model," *Applied Energy*, vol. 185, pp. 1-15, 2017.
- [14] DWD, "Testreferenzjahre (TRY)," 2012.
- [15] C. Bollmeyer, J. D. Keller, C. Ohlwein, S. Wahl, S. Crewell, P. Friederichs, *et al.*, "Towards a high-resolution regional reanalysis for the European CORDEX domain," *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 141, pp. 1-15, Jan 2015.
- [16] L. Kotzur, P. Markewitz, M. Robinius, and D. Stolten, "Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design," *Renewable Energy*, vol. 117, pp. 474-487, 2018.
- [17] L. Kotzur, P. Markewitz, M. Robinius, and D. Stolten, "Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage," *Applied Energy*, vol. 213, pp. 123-135, 2018.
- [18] Statistisches Bundesamt, "Zensus 2011," ed, 2011.