

AUSWIRKUNGEN VON FÖRDERMECHANISMEN UND TARIFSYSTEMEN AUF INVESTITIONEN IN PRIVATEN ENERGIESYSTEMEN UNTER AKTUELLEN MARKTBEDINGUNGEN

Dimitrios Glynos¹, Laura Fiedler², Lisa Lorenz³

Strukturelle Treiber der Energiewende im Haushalt

Energiewende im privaten Haushaltssektor wird zunehmend durch Trends geprägt, die die Attraktivität dezentraler Versorgung stärken. Sinkende Investitionskosten von Photovoltaik- (PV) und Batteriespeichersystemen verbessern die Wirtschaftlichkeit lokaler Erzeugung [1], [2]. Parallel steigen die Kosten des Netzzstrombezugs aufgrund höherer Netzentgelte, Umlagen [3]. Die CO₂-Bepreisung schafft ökonomische Anreize, die Wärmeversorgung und Mobilität der Haushalte zu elektrifizieren (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge). In der Folge wächst der Anreiz, Strom möglichst selbst zu erzeugen und direkt zu nutzen. Dadurch wächst der Anreiz, möglichst viel Strom selbst zu erzeugen und direkt zu nutzen. Diese Entwicklung verändert schrittweise die Rolle des Stromnetzes in Haushalten. Die Bedeutung gemeinschaftlicher Infrastrukturen bleibt bestehen, doch der Anteil individuell deckbarer Lasten nimmt zu, vor allem dort, wo Verbrauchsniveaus groß genug sind, um Effekte des Eigenverbrauchs voll auszuschöpfen. Fördermechanismen und unterschiedliche Tarifsysteme beeinflussen die Investitionsentscheidungen und die Dimensionierung dezentraler Systeme und wirken sich so auf Verbreitung, Nutzung und die Ausbauziele in allen Bereichen der Energiewende in Haushalten aus[4], [5]. Gleichzeitig ergeben sich daraus unterschiedliche wirtschaftliche Effekte zwischen Haushalten und soziale Implikationen.

Techno-ökonomisches Optimierungsmodell

Zur Analyse dieser Entwicklungen wurde ein technoeconomisches Optimierungsmodell erstellt, das Investitionsentscheidungen für PV-Batteriesysteme auf Haushaltsebene bewertet. Ergänzend können Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge berücksichtigt werden, da sie das Verbrauchsniveau und das Lastverschiebungspotenzial verändern und so die Wirtschaftlichkeit dezentraler Anlagen beeinflussen [6].

Das Modell untersucht unterschiedliche Konfigurationen von PV-Anlage, Batteriespeicher und optionalen elektrischen Verbrauchern unter realistischen Marktbedingungen für ein konkretes Verteilnetz in Deutschland. Grundlage sind detaillierte Haushaltsdaten wie Baujahr, Haushaltsgröße, Personenanzahl und Energieverbrauch und technisches Potential für die Installation von PV-Aufdachanlagen. Ziel ist die ökonomische Optimierung der Investition über einen einjährigen Betrachtungszeitraum, wobei alle Zahlungen auf den heutigen Wert abgezinst werden.

Für die Investitionsentscheidungen werden aktuelle Marktdaten herangezogen, darunter Preisblätter, Marktmonitore und Studien zu PV- und Speicherpreisen darunter Preisblätter, Marktmonitore und Studien zu PV- und Speicherpreisen ergänzt um Daten zu Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Exponentielle Regressionsfunktionen bilden die Kostenstruktur realistisch ab und berücksichtigen Skaleneffekte. Die Optimierung berücksichtigt technische Nebenbedingungen wie Speicherkapazität, Lade- und Entladegrenzen sowie die Degradation von Batterien. Nichtlineare Effekte werden sequenziell approximiert, sodass die Lösung als Mixed-Integer Linear Program (MILP) realisiert werden kann. Zusätzlich fließen unterschiedliche Tarife und Fördermechanismen ein, die Investitionsentscheidungen und Dimensionierung direkt beeinflussen. Damit lassen sich sowohl Eigenverbrauchsquoten als auch Einspeisemengen unter realistischen Markt- und Förderbedingungen analysieren.

¹ Technische Universität Dresden, +4935146339769, dimitrios.glynos@tu-dresden.de, www.ee2.biz

² Technische Universität Dresden, +4935146336132., laura.fiedler@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/etieeh

³ Technische Universität Dresden, +4935146339764, lisa.lorenz@tu-dresden.de, www.ee2.biz

Investitionsentscheidungen, Dimensionierung der Anlagen und wirtschaftliche Effekte

Die Modellrechnungen zeigen, dass PV-Anlagen unter den aktuellen Marktbedingungen in nahezu allen Szenarien wirtschaftlich attraktiv sind. Batteriespeicher erreichen zunehmend Kostendeckung, insbesondere wenn der Eigenverbrauch hoch ist oder die Differenz zwischen Haushaltsstrompreis und Einspeisevergütung groß ausfällt. Großverbraucher wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge schaffen zusätzliche Flexibilität für Eigenverbrauch und steigern die Wirtschaftlichkeit kombinierter PV-Batteriesysteme bei Haushalten mit höherem Verbrauchsprofil. Das Modell veranschaulicht und vergegenwärtigt die Dynamik der Mechanismen, die Investitionsentscheidungen und die Dimensionierung der Anlagen beeinflussen. Beispielsweise trägt die Einspeisevergütung zu einer größeren Dimensionierung von PV-Anlagen bei, wodurch der Ausbau von PV-Anlagen und die Erreichung der Ausbauziele unterstützt werden können. Dynamische Stromtarife fördern die flexible Nutzung von Speichern, was die Bereitstellung von Netzflexibilität unterstützt. Diese Potenziale treten jedoch vor allem dort auf, wo bereits ein hoher Stromverbrauch vorliegt. Haushalte mit geringeren Lasten erreichen vergleichsweise kleinere Hebelwirkungen für Eigenverbrauch, Netzeinspeisung und Wirtschaftlichkeit der Systeme.

Insgesamt verdeutlichen die Ergebnisse, wie Fördermechanismen und Tarifsysteme die Anlagendimensionierung, Eigenverbrauchsstrategien und die Verbreitung dezentraler Systeme unter den aktuellen Marktbedingungen steuern. Sie zeigen Sensitivitäten auf, etwa wie unterschiedliche Verbrauchsniveaus die wirtschaftlichen Effekte verändern, und ordnen die Auswirkungen dieser Mechanismen auf die Erreichung der Ausbauziele der Energiewende ein.

Referenzen

- [1] "Stromspeicher Preisentwicklung (2025): Chart und Prognose." Accessed: Nov. 30, 2025. [Online]. Available: <https://echtsolar.de/stromspeicher-preisentwicklung/>
- [2] Dr.-I. J. Weniger, N. Orth, L. Meissner, F. Solarspeichersysteme, R. Schreier, and N. Munzke, "Stromspeicher-Inspektion 2025," 2025. Accessed: Nov. 30, 2025. [Online]. Available: <https://solar.htw-berlin.de/studien/stromspeicher-inspektion-2025>
- [3] C. Lorenz, D. R. Bayer, M. Pruckner, T. Staake, and K. Hopf, "Do dynamic electricity tariffs change the gains of residential PV-battery systems? A simulation-based evaluation using data from 448 households," *Energy Policy*, vol. 209, p. 114952, Feb. 2026, doi: 10.1016/J.ENPOL.2025.114952.
- [4] J. Stute and M. Kühnbach, "Dynamic pricing and the flexible consumer – Investigating grid and financial implications: A case study for Germany," *Energy Strategy Reviews*, vol. 45, p. 100987, 2023, doi: 10.1016/j.esr.2022.100987.
- [5] Agora, "Bitte zitieren als", Accessed: Nov. 30, 2025. [Online]. Available: www.ffe.de
- [6] M. van der Kam, A. Pena-Bello, and D. Parra, "PV for what? A PV self-sufficiency analysis of electric vehicles, heat pumps, and home storage," *Energy*, vol. 334, p. 137774, Oct. 2025, doi: 10.1016/J.ENERGY.2025.137774.