

# BETRIEBSOPTIMIERUNG VON HYBRIDEN MICROGRIDS UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON UNSICHERHEITEN

Georg FRANKE<sup>1\*</sup>, Maximilian SCHNEIDER<sup>1</sup>, Stephan RINDERKNECHT<sup>1</sup>

## Inhalt

Im Zuge der Energiewende befinden sich in Europa aktuell sowohl die Energieversorgungsinfrastruktur als auch die energiepolitischen Regularien in einem Prozess anhaltender Veränderung. Strukturell ist vor allem ein Trend zur Dezentralisierung zu beobachten. Dieser manifestiert sich unter anderem in der wachsenden Verbreitung sogenannter Microgrids [1]. Der wirtschaftliche Erfolg der Betreiber von Microgrids hängt stark von deren Betriebsweise ab, weshalb deren Optimierung aktuell sowohl im wissenschaftlichen Diskurs als auch in der Wirtschaft weiter an Relevanz gewinnt [2]. Einen möglichen Anwendungsfall für Microgrids stellen Wohnsiedlungen dar, in denen mehrere Wohngebäude durch lokale Erzeugungseinheiten mit Energie versorgt werden. Da die Bewohner der Gebäude hierbei sowohl mit thermischer, als auch mit elektrischer Energie versorgt werden müssen, spricht man in diesem Fall von hybriden Microgrids. Im Rahmen dieser Veröffentlichung wird ein Microgrid für eine Wohnsiedlung untersucht, in dem zur Befriedigung der Energiebedarfe der Bewohner auf der elektrischen Seite ein Blockheizkraftwerk (BHKW) und eine Photovoltaikanlage (PV) sowie die Verbindung zum öffentlichen Netz zur Verfügung stehen. Zusätzlich kann Energie im elektrischen System in einem Batteriespeicher (BESS) zwischengespeichert werden. Zur Deckung der thermischen Bedarfe wird ebenfalls das BHKW und zusätzlich ein Spitzenlastkessel eingesetzt, wobei auch im thermischen System Energie in einem thermischen Speicher (TESS) zwischengespeichert werden kann. Für den realen Betrieb von Microgrids spielen Prognosen von unsicheren Größen eine wichtige Rolle. In der Literatur werden häufig zweistufige Optimierungsansätze verwendet, um Unsicherheiten im Rahmen der Betriebsoptimierung für Microgrids zu begegnen [3]. Diese sind jedoch häufig ungeeignet für reale Implementierungen. Aus diesem Grund stellen wir einen zweistufigen Optimierungsansatz für ein hybrides Microgrid einer Wohnsiedlung vor, der für die Betrachtung von stochastischen Einflüssen geeignet und für reale Anwendungen einfach zu implementieren ist.

## Methodik

Wir nutzen ein gemischt-ganzzahliges lineares Modell, um das beschriebene Energiesystem einer Wohnsiedlung zu beschreiben [4], welches in Abbildung 1 dargestellt ist. Im Modell wird auf Leistungs- und Energieebene abstrahiert und es wird eine stündliche zeitliche Auflösung genutzt. Allen Energieflüssen werden außerdem ihre Kosten und Erlöse zugeordnet, die sich aus den aktuellen deutschen energiewirtschaftlichen und –rechtlichen Vorschriften ergeben. In einem zweistufigen Optimierungsprozess wird anschließend die kostenoptimale Betriebsstrategie für das System ermittelt, wobei wir unsichere Größen beachten. In der ersten Optimierungsstufe wird auf Basis von Prognosezeitreihen für die unsicheren Größen PV-Erzeugung sowie elektrischer und thermischer Bedarf eine kostenoptimale Betriebsstrategie für einen Zeithorizont von 24 h berechnet (Day-Ahead-Planung), indem das gemischt-ganzzahlige lineare Modell mittels eines konventionellen Solvers gelöst wird. Hierbei stellen alle in Abbildung 1 farbig dargestellten Größen Freiheitsgrade der Optimierung dar. In einer untergeordneten zweiten Optimierungsstufe lösen wir anschließend mittels Heuristik für jede einzelne Stunde ein angepasstes Problem, welches nun auf den beobachtbaren Werten der unsicheren Parameter basiert. Neben der zeitlichen Beschränkung auf einen Horizont von einer Stunde ist das Problem der zweiten Stufe auch in Bezug auf seine Freiheitsgrade eingeschränkt, da die am Day-Ahead Markt gehandelten Energiemengen nicht mehr revidiert werden können,  $P_t^{\text{GRID } s}$  und  $P_t^{\text{GRID } d}$  sind also nicht mehr veränderbar. Zusätzlich kann nun jedoch Ausgleichsenergie  $P_{ts}^{\text{BALANCING}}$  am Intradaymarkt bezogen werden.

---

<sup>1</sup> Technische Universität Darmstadt, Institut für Mechatronische Systeme im Maschinenbau, Otto-Berndt-Str. 2, 64287 Darmstadt, Deutschland, +49 6151 16-23259, franke@ims.tu-darmstadt.de, www.ims.tu-darmstadt.de/energiespeicher

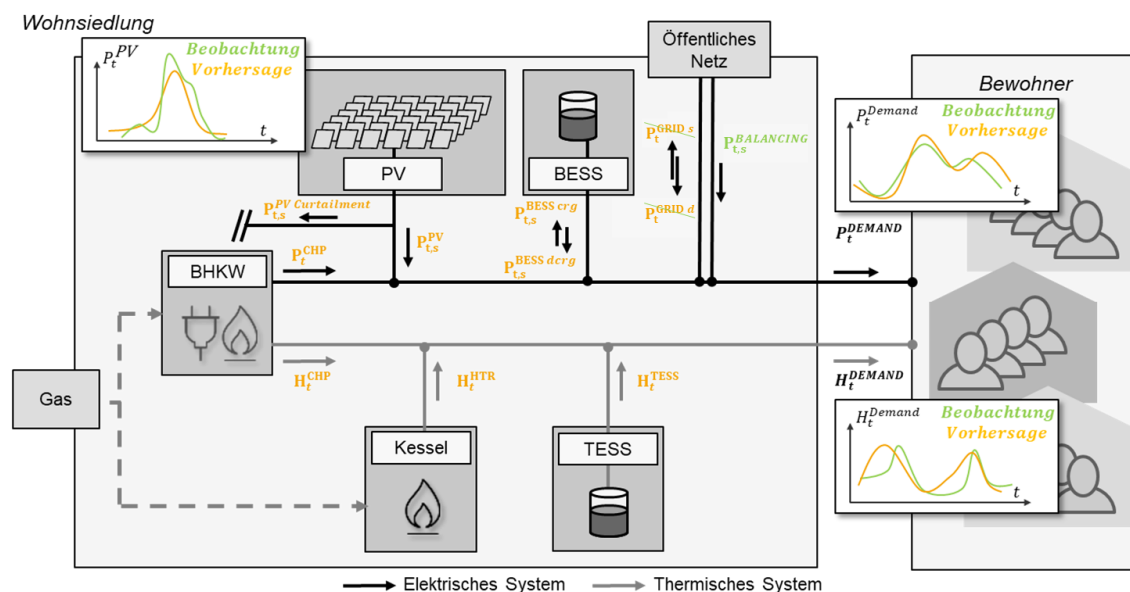


Abbildung 1: Modellstruktur des Microgrids in Anlehnung an Weitzel et al. [4].

## Ergebnisse

Die Ergebnisse der vorgestellten Heuristik für die zweite Optimierungsstufe können auf Basis eines Benchmarks eingeordnet werden. Hierfür wird für die zweite Stufe ebenfalls der in der ersten Stufe bereits eingesetzte Ansatz gewählt und die Strategie auch in der zweiten Stufe für den gesamten Horizont von 24 h auf Basis der beobachtbaren Werte optimiert. Hierbei zeigt sich, dass die entwickelte Heuristik grundsätzlich gut geeignet ist, um den Unsicherheiten der Eingangsparameter des Problems zu begegnen. In Abbildung 2 wird beispielhaft für den Energieinhalt des Batteriespeichers gezeigt, dass die Heuristiklösung (E BES ID Heu) der optimierten Lösung (E BES ID Opt) ähnelt und beide von der Planung der ersten Stufe (E BES DA) abweichen. In der Langfassung werden auch Performance- und Rechenzeitkennzahlen beider Ansätze gegenübergestellt, wobei die Heuristik klare Vorteile aufweist. Der entwickelte zweistufige Ansatz, der auf der Nutzung einer Heuristik für den Ausgleich unsicherer Eingangsparameter basiert, ist somit für den Einsatz in realen Microgrids gut geeignet. Weitere Verbesserungen könnten durch eine geschickte Kombination beider Ansätze erzielt werden, die einen Kompromiss aus Rechenzeit und Genauigkeit darstellen. Diese werden in der Langfassung tiefergehend diskutiert.

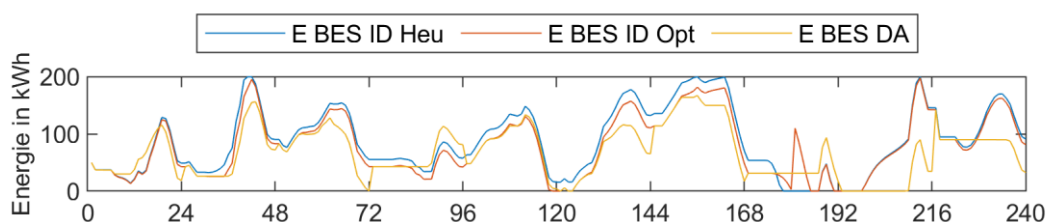


Abbildung 2: Energieinhalt des Batteriespeichers für verschiedene Optimierungsansätze

## Referenzen

- [1] A. Hirsch, Y. Parag, und J. Guerrero, „Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 90, S. 402–411, Juli 2018.
- [2] M. S. Shah Danish u. a., „A sustainable microgrid: A sustainability and management-oriented approach“, *Energy Procedia*, Bd. 159, S. 160–167, Feb. 2019.
- [3] S. Balderrama, F. Lombardi, F. Riva, W. Canedo, E. Colombo, und S. Quoilin, „A two-stage linear programming optimization framework for isolated hybrid microgrids in a rural context: The case study of the “El Espino” community“, *Energy*, Bd. 188, S. 116073, Dez. 2019.
- [4] T. Weitzel, M. Schneider, C. H. Glock, F. Löber, und S. Rinderknecht, „Operating a storage-augmented hybrid microgrid considering battery aging costs“, *J. Clean. Prod.*, Bd. 188, S. 638–654, Juli 2018.