

# Betriebsoptimierung von hybriden Microgrids unter Berücksichtigung von Unsicherheiten

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

<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

## **Kurzfassung:**

Im vorliegenden Artikel wird die Betriebsoptimierung von hybriden Microgrids unter Berücksichtigung von Unsicherheiten untersucht. Hierbei wird die Ermittlung von Betriebsplänen für alle energietechnischen Komponenten des Microgrids sowohl mittels einer auf gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung basierenden Optimierungsformulierung als auch mittels einer regelbasierten Heuristik durchgeführt und beide Ansätze werden miteinander verglichen. Der Gesamtprozess zur Lösungsfindung wird zweistufig gestaltet, wodurch ermöglicht wird, Prognoseunsicherheiten der Photovoltaikerzeugung im Modell darzustellen und eine grundsätzliche Unterteilung in day-ahead und intra-day Planung abzubilden. Die Motivation und die Datenbasis des Artikels stammen aus einem Forschungsprojekt, in dessen Rahmen in Zusammenarbeit mit verschiedenen Industriepartnern eine Wohnsiedlung mittels eines Microgridansatzes energetisch optimiert werden soll. Die aufgeführten Probleme und die hier vorgestellten Lösungsansätze besitzen dementsprechend eine hohe Relevanz für Industrie und Wirtschaft und die weitere Verbreitung von effizienten und auf erneuerbaren Ressourcen basierenden Energiesystemen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Kombination der vorgestellten Methoden zur Ermittlung und Umsetzung von Betriebsstrategien in realen Microgrids gut geeignet sind und ihre jeweiligen Vorteile sich im entwickelten zweistufigen Gesamtprozess sinnvoll ergänzen.

**Keywords:** Microgrid, gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung, Betriebsstrategie, Heuristik, Unsicherheit

## **1 Einleitung**

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]. Als Microgrid wird ein räumlich begrenztes Energieversorgungsnetz bezeichnet, das Energieerzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherkomponenten miteinander verbindet. Den größten Unterschied zu konventionellen Energienetzen bildet die direkte Nähe von Erzeugern und Verbrauchern in Microgrids, die eine wichtige Grundlage für mögliche Betriebs- und Geschäftsmodelle bildet und es außerdem ermöglicht, den Betrieb aller Bestandteile des Microgrids integriert zu regeln und zu optimieren [2]. Getrieben durch den gesellschaftlichen Konsens zur Senkung des Ausstoßes von Treibhausgasen, sowie den hieraus folgenden politischen und gesetzlichen Veränderungen

des letzten Jahrzehnts im Bereich der Energiepolitik, sind Microgrids zum Bestandteil zahlreicher neuartiger Geschäftsmodelle im Energiesektor geworden [3]. Mit Bezug auf die reale Umsetzung von Microgrids sind vor allem Fragestellungen bezüglich des lokalen Energiemanagements von Bedeutung, weshalb diese in der Literatur häufig thematisiert werden. Hierfür werden verschiedene Optimierungsansätze genutzt, um das Energiemanagement in Microgrids zu realisieren. Häufig kommen lineare Ansätze zum Einsatz, da sie den Vorteil haben, dass sie effizient gelöst werden können. Da für die Modellierung von Microgrids neben kontinuierlichen Variablen häufig auch Zustandsvariablen benötigt werden, findet man in der Literatur zahlreiche Ansätze, die gemischt-ganzzahlige lineare Problemformulierungen (MILP) verwenden, beispielhaft können hier [4], [5] und [6] aufgeführt werden. Im wissenschaftlichen Diskurs werden Microgrids häufig unter der Annahme untersucht, dass sämtliche Eingangsdaten deterministisch sind. Für reale Umsetzungen von Microgrids ist diese Annahme jedoch nicht tragbar, da die Unsicherheit verschiedener Eingangsdaten hier einen signifikanten Einfluss auf den Realbetrieb des Microgrids hat. Die Berücksichtigung der Unsicherheiten im Modell ist deshalb essentiell, was sich auch in verschiedenen Veröffentlichungen zeigt, welche sich mit der Betriebsoptimierung von Microgrids unter Unsicherheit beschäftigen, wobei häufig zweistufige Lösungsansätze, wie in [7] und [8] verwendet werden. Neben den Einflüssen von Unsicherheiten ist mit Hinblick auf die reale Umsetzung von Microgrids auch die Implementierbarkeit und Performance der genutzten Algorithmen auf der eingesetzten Energiesystemsteuerung von entscheidender Bedeutung. Bezüglich dieser Aspekte sind heuristische Lösungsansätze wie [9] und [10] optimierenden Ansätzen grundsätzlich überlegen.

Im Rahmen dieser Veröffentlichung wird ein Microgrid betrachtet, welches zur Energieversorgung einer städtischen Wohnsiedlung konzipiert wurde. Das Microgrid versorgt die Bewohner der Siedlung sowohl mit elektrischer, als auch mit thermischer Energie und wird deshalb als hybrides Microgrid bezeichnet. Ziel der Veröffentlichung ist es, die verschiedenen Vor- und Nachteile zweier Lösungsansätze zur Ermittlung der Betriebsstrategie des Microgrids zu vergleichen. In Kapitel 2 wird das Modell des Microgrids entwickelt und beschrieben, während in Kapitel 3 und Kapitel 4 ein auf gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung basierender und ein heuristischer Lösungsansatz für die Ermittlung einer Microgridbetriebsstrategie vorgestellt wird. In Kapitel 5 werden beide Ansätze im Rahmen eines auf einem Forschungsprojekt basierenden numerischen Beispiels angewandt und die Ergebnisse werden analysiert und diskutiert. Die Veröffentlichung schließt mit einer kurzen Zusammenfassung und einem Ausblick.

## **2 Modellbeschreibung**

Im Rahmen dieser Veröffentlichung wird ein Microgrid betrachtet, das zur Versorgung einer städtischen Wohnsiedlung mit elektrischer und thermischer Energie eingesetzt wird. Die gesamte zur Energieversorgung notwendige Infrastruktur wird von einem Unternehmen bereitgestellt und betrieben, das als lokaler Energielieferant auftritt. Dieser lokale Energielieferant ist für die Versorgung der Bewohner mit Energie verantwortlich und trifft in diesem Rahmen alle erzeugungs- und speicherrelevanten Betriebsentscheidungen sowie die Entscheidungen über den Austausch von Energie über die Grenzen des Microgrids hinaus. Das Ziel des Geschäftsmodells des lokalen Energielieferanten ist der möglichst

kostenminimale Betrieb des Microgrids bei gleichzeitiger Erfüllung aller Energiebedarfe der Siedlungsbewohner. Das hier vorgestellte Modell basiert in seinem Kern auf dem in [11] beschriebenen Modell.

## 2.1 Generelle Modellstruktur

Im Microgrid-Modell werden alle Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchskomponenten des Microgrids abgebildet, wobei sowohl ein elektrisches, als auch ein thermisches Subsystem modelliert werden. Beide Subsysteme werden als „single-bus“ abgebildet, wie in Abbildung 1 deutlich wird, in der die generelle Struktur des Microgrid-Modells dargestellt ist. Möglich ist dies durch die Wahl des Modellabstraktionsniveaus, welches Leistungen und Energien berücksichtigt, auf die Abbildung von untergeordneten Größen wie Strom, Spannung oder Temperatur jedoch verzichtet. Für die beschriebene Zielsetzung des Modells ist dieses Abstraktionsniveau ausreichend und der Verzicht auf die Abbildung untergeordneter Größen senkt die Modellkomplexität und erhöht die Performance. Das Modell ist darüber hinaus zeitdiskret mit einer Auflösung von  $\Delta t = 1h$ .

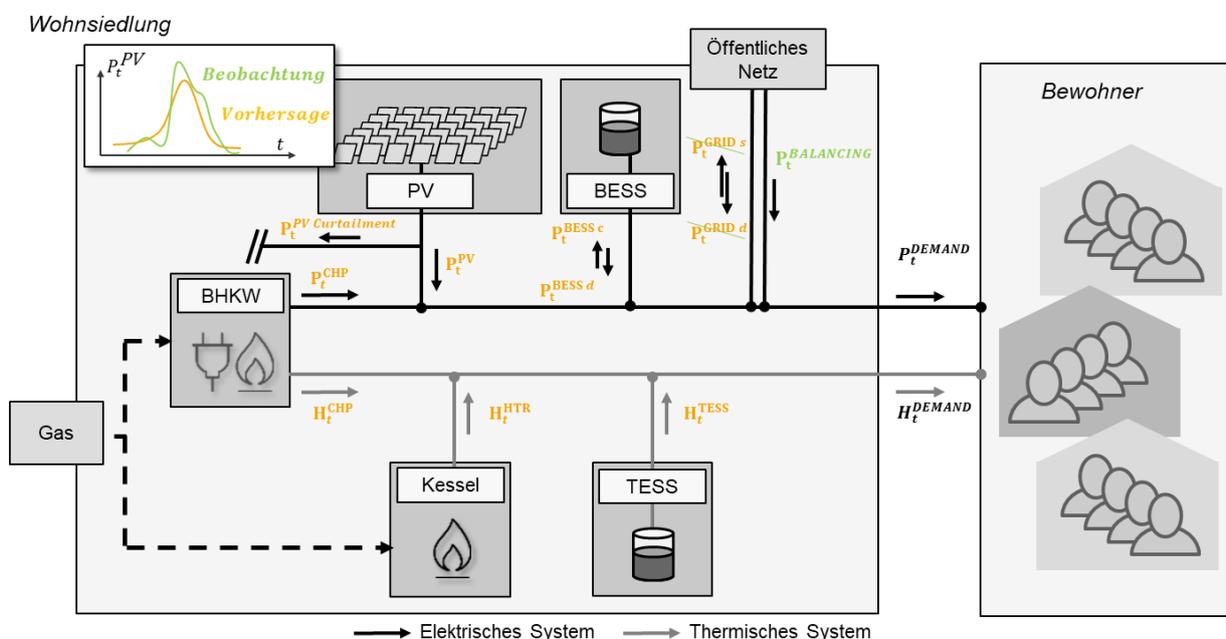


Abbildung 1: Modellstruktur des Microgrids in Anlehnung an Weitzel et al. [11]

Das elektrische Subsystem wird durch ein Blockheizkraftwerk (BHKW) und eine Photovoltaikanlage (PV) gespeist. In einem elektrischen Batteriespeicher (BESS) kann elektrische Energie zwischengespeichert werden. Zusätzlich ist das elektrische Subsystem an das öffentliche Netz angebunden, aus dem Energie zugekauft oder in das Energie abgegeben werden kann. Als reine Verbrauchskomponente wird der elektrische Energiebedarf der Siedlungsbewohner modelliert, welcher zu jedem Zeitpunkt befriedigt werden muss. Im thermischen Subsystem speist das BHKW ebenfalls Energie ein und bildet damit den Kopplungspunkt zwischen beiden Subsystemen. Zusätzlich kann im thermischen Subsystem Wärme durch einen Spitzenlastkessel erzeugt werden. Wie im elektrischen System kann auch im thermischen System Wärme in einem Speicher (TESS) zwischengespeichert werden. Auch der thermische Bedarf der Siedlungsbewohner wird entsprechend ihrem elektrischen Bedarf abgebildet und muss befriedigt werden.

## 2.2 Abbildung von Unsicherheiten

Wie bereits ausgeführt muss für reale Microgrids davon ausgegangen werden, dass verschiedene Inputdaten, die für den Betrieb der Microgrids notwendig sind, gewissen Unsicherheiten unterliegen. Dies betrifft vor allem Microgrids mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung, da diese wetterbedingt sehr volatil sein kann. Im Rahmen dieses Beitrags wird sich auf die elektrische Energieerzeugung der Photovoltaikanlage als einzige unsichere Größe im System beschränkt, um die Komplexität des Modells nicht unnötig zu erhöhen. Die grundsätzlichen Effekte, die sich durch die Unsicherheit von Eingangsgrößen für den Betrieb von Microgrids ergeben, können auch mit nur einer unsicheren Größe demonstriert werden. Die PV-Erzeugung wurde für diese Veröffentlichung als unsichere Größe ausgewählt, da sie auf das Geschäftsmodell des lokalen Energielieferanten einen hohen Einfluss hat. Im Folgenden wird erläutert wie die Unsicherheit der PV-Erzeugung im Rahmen der hier vorgestellten Methoden abgebildet wird und wie diese in der Betriebsoptimierung Berücksichtigung findet.

### 2.2.1 Unsicherheit der Photovoltaik-Erzeugung

Um die Unsicherheit der PV-Erzeugung im Modell abzubilden, werden zwei verschiedene Zeitreihen,  $PV_O$  und  $PV_F$  als Inputdaten genutzt.  $PV_O$  bezeichnet die wahre, beobachtbare PV-Erzeugung, während  $PV_F$  die prognostizierte PV-Erzeugung bezeichnet. Beide bilden stündlich aufgelöste elektrische Leistungen ab und werden wie in Abschnitt 2.2.2 erläutert in den verschiedenen Stufen des Lösungsfindungsprozesses jeweils für  $P_t^{PV}$  eingesetzt.  $PV_O$  basiert auf den Berechnungen eines frei verfügbaren Programmes zur Bestimmung des Ertrags von PV-Anlagen auf Basis der einfallenden Globalstrahlung für den Standort Darmstadt im Jahr 2015. Die Größe und Ausrichtung der PV-Anlagen wurden aus dem erwähnten Forschungsprojekt übernommen.  $PV_F$  kann anschließend aus  $PV_O$  generiert werden. Hierfür wird jeder Stundenwert von  $PV_F$  als Mittelwert der entsprechenden Stunde der drei vorhergehenden Tage von  $PV_O$  berechnet und zusätzlich mit einem standardnormalverteilten Fehler von 20 % beaufschlagt. Somit wird auf effiziente Art und Weise sichergestellt, dass  $PV_F$  im Vergleich zu  $PV_O$  sowohl langfristige als auch kurzfristige Abweichungstendenzen aufzeigt. Auch ohne das Vorhandensein realer PV-Prognosen kann so mit  $PV_F$  eine Leistungszeitreihe generiert werden, die in Bezug auf  $PV_O$  typische Fehler von PV-Prognosen beinhaltet.

### 2.2.2 Zweistufiger Lösungsfindungsprozess

Im hier vorgestellten Modell wird die Betriebsstrategie für das Microgrid zweistufig ermittelt. Die beiden Stufen ergeben sich aus der Struktur des deutschen Energiemarktes, der sich in einen day-ahead (DA) und einen intra-day (ID) Markt aufteilt, auf denen verschiedene Produkte gehandelt werden. Auf dem DA Markt werden weiter in der Zukunft liegende Energielieferungen gehandelt, die Preise sind hier tendenziell gering und verhältnismäßig gut vorherzusagen. Im Gegensatz dazu werden auf dem ID Markt kurzfristig Energiemengen ausgetauscht, dementsprechend sind die Preise hier deutlich höher und nur sehr schwer vorherzusagen. Am DA Markt müssen Geschäfte bis 12.00 Uhr am Vortag für den Folgetag abgeschlossen werden. In der ersten Stufe des Lösungsfindungsprozesses wird also eine DA Betriebsplanung für das Microgrid durchgeführt, welche auf den beschriebenen Prognosen  $PV_F$  für die PV-Erzeugung und den als sicher angenommenen DA Preisen für den Austausch von elektrischer Energie mit dem öffentlichen Netz basiert. Die Freiheitsgrade dieser

Betriebsplanung stellen alle in Abbildung 1 gelb dargestellten Größen dar. Somit ergeben sich durch die Anwendung der in Abschnitt 3 und Abschnitt 4 vorgestellten Methoden konkrete Betriebspläne für das Microgrid, welche für jeweils 24 h am Stück berechnet werden. Diese beinhalten „Fahrpläne“ für alle energietechnischen Komponenten und legen die Verpflichtungen des lokalen Energieversorgers am DA Markt fest, welche nicht mehr revidiert werden können. In der nachgelagerten zweiten Stufe wird auf Basis der DA Betriebspläne, den festgelegten Verpflichtungen am DA Markt und den real eintretenden Werten der PV-Erzeugung die ID Betriebsplanung durchgeführt. Hierbei stehen alle Freiheitsgrade der ersten Stufe zur Verfügung, ausgenommen der Austausch von elektrischer Energie mit dem DA Markt. Zusätzlich kann nun jedoch Ausgleichsenergie am ID Markt eingekauft werden, der Preis hierfür wird als konstant und deutlich höher als die Preise am DA Markt angenommen, da eine Prognostizierbarkeit in ausreichender Qualität nicht möglich ist. Aus diesem Grund wird im Modell außerdem angenommen, dass der Verkauf von elektrischer Energie an das öffentliche Netz im Rahmen der ID Planung nicht möglich ist. Würden sich die prognostizierte PV-Erzeugung  $PV_F$  und die real eintretende PV-Erzeugung  $PV_O$  entsprechen, dann würden sich im Rahmen der ID Planung keine Änderungen im Vergleich zur DA Planung ergeben. Treten jedoch Abweichungen auf, ergibt sich durch die ID Planung ein abweichender Betriebsplan, welcher dann auch final ausgeführt wird. Die DA Planung stellt also eine Vorberechnung dar, die finale Lösung ergibt sich aus der ID Planung, welche wie die DA Planung für 24 h am Stück ausgeführt wird. Nach Abschluss der ID Planung für 24 h werden die Systemzustände der letzten geplanten Stunde an die DA Planung für die nächsten 24 h übergeben und dienen hier als Eingangswerte, womit die Kontinuität der Ergebnisse über Tagesgrenzen hinaus gewährt wird. Der beschriebene zweistufige Ansatz stellt somit sicher, dass kurzfristig auf Prognoseabweichungen der PV-Erzeugung reagiert werden kann, während übergeordnet längerfristige Planungen bezüglich der DA Marktverpflichtungen angestellt werden können.

### 3 Gemischt-ganzzahlige lineare Formulierung und Lösung

Im Rahmen dieser Veröffentlichung sollen zwei Methoden vorgestellt werden, mit denen die in Abschnitt 2.2.2 beschriebenen Betriebspläne ermittelt werden können. Die erste dieser Methoden basiert auf einer gemischt-ganzzahligen linearen Formulierung des in Abschnitt 2.1 vorgestellten Modells. Wie das Modell selbst basiert die MILP-Formulierung auf der Formulierung aus [11]. Aus diesem Grund soll im Folgenden nur noch auf grundlegende Aspekte der Formulierung eingegangen werden, während für weiterführende Fragen auf [11] verwiesen wird.

#### 3.1 Zielfunktion

Voraussetzung für die Lösung mit dem MILP-Ansatz ist die Formulierung einer Zielfunktion, nach welcher das Modell später mittels eines Solvers gelöst werden kann. Diese basiert auf den Betriebserlösen des lokalen Energieversorgers, welche über einen Gesamtzeitraum  $T_0$  maximiert werden sollen. Die Betriebserlöse setzen sich nach Gleichung 1 aus verschiedenen Bestandteilen zusammen.

$$\max \mathcal{F} = \sum_{t=1}^{T_0} Rev_t^{\text{cust}} + Rev_t^{\text{grid}} - Pur_t^{\text{grid}} - Fuel_t^{\text{CHP}} - Fuel_t^{\text{HTR}} - NC_t \quad (1)$$

$Rev_t^{\text{cust}}$  bezeichnet hierbei die Erlöse aus dem Verkauf von elektrischer und thermischer Energie an die Siedlungsbewohner, während  $Rev_t^{\text{grid}}$  die Erlöse aus dem Verkauf von elektrischer Energie am DA Markt darstellt. Die Kosten für den Zukauf von Energie werden durch  $Pur_t^{\text{grid}}$  abgebildet. Die zusätzlichen Kosten  $Fuel_t^{\text{CHP}}$  und  $Fuel_t^{\text{HTR}}$  fallen außerdem für die konventionellen Brennstoffe des BHKW und des Spitzenlastkessels an.  $NC_t$  stellt abschließend die Netznutzungskosten dar, die anfallen, wenn das öffentliche Netz genutzt wird.

### 3.2 Nebenbedingungen

Den Kern der MILP-Formulierung bilden die Nebenbedingungen, mit deren Hilfe das in Abschnitt 2.1 beschriebene Modell abgebildet wird. An dieser Stelle sollen nur beispielhafte Grundzüge dieser Bedingungen aufgeführt werden, für die vollständige Formulierung wird weiterhin auf [11] verwiesen. Zentral für das vorgestellte Modell sind die Leistungs- und Energiegleichgewichte, die zu jedem Zeitpunkt  $t$  erfüllt sein müssen. Die Gleichungen 2 und 3 zeigen die Leistungsgleichgewichte für das DA Problem für das elektrische und das thermische Teilsystem des Microgrids.

$$P_t^{\text{CHP}} + P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{BESS,d}} + P_t^{\text{grid,d}} = P_t^{\text{grid,s}} + P_t^{\text{BESS,c}} + P_t^{\text{demand}} \quad (2)$$

$$H_t^{\text{CHP}} + H_t^{\text{HTR}} + H_t^{\text{TESS}} = H_t^{\text{demand}} \quad (3)$$

Auf elektrischer Seite stellen  $P_t^{\text{CHP}}$  und  $P_t^{\text{PV}}$  die Erzeugung des BHKW und der PV-Anlage dar, während  $P_t^{\text{BESS,d}}$  die Entladeleistung der Batterie und  $P_t^{\text{grid,d}}$  den Zukauf von Energie aus dem elektrischen Netz darstellen. Auf der Verbrauchsseite wird mit  $P_t^{\text{grid,s}}$  Energie ins öffentliche Netz verkauft, mit  $P_t^{\text{BESS,c}}$  in die Batterie geladen oder mit  $P_t^{\text{demand}}$  an die Kunden der Siedlung verkauft. Im thermischen Teilsystem wird die Energieproduktion durch das BHKW mit  $H_t^{\text{CHP}}$ , sowie durch den Spitzenlastkessel mit  $H_t^{\text{HTR}}$  dargestellt. Ein- und Ausspeicherung in den thermischen Speicher sind vorzeichenbehaftet und werden durch  $H_t^{\text{TESS}}$  abgebildet. Als reiner Verbraucher tritt im thermischen System nur der Bedarf der Siedlungsbewohner  $H_t^{\text{demand}}$  auf. Zusätzlich zu den beschriebenen Bedingungen sind für die MILP-Formulierung zahlreiche weitere Gleichungen und Ungleichungen notwendig. Hier sind vor allem die Gleichungen für die Erzeugungseinheiten PV-Anlage und BHKW zu nennen, sowie die Speichergleichungen für das elektrische und das thermische System. Grundsätzlich werden die PV-Anlage und der Spitzenlastkessel stark vereinfacht abgebildet, während für das BHKW betriebspunktabhängige Parameter modelliert werden. Da für das BHKW keine Startkosten modelliert werden, wird im Modell die Restriktion eingeführt, dass das BHKW eine Mindestlaufzeit von 4 h am Stück laufen muss, bevor es ausgeschaltet werden darf. Dies führt zu einer realistischen Abbildung des Betriebsverhaltens des BHKW. Für den elektrischen und den thermischen Speicher werden jeweils Standverluste berücksichtigt, für den elektrischen Speicher werden zusätzlich Lade- und Entladeverluste modelliert.

### 3.3 Implementierung und Lösung

Die MILP-Formulierung des Problems wurde mithilfe der kommerziellen Software MATLAB implementiert. Hierfür wurde das gesamte Problem in die sogenannte primäre Normalform überführt, die für MILP-Formulierungen üblich ist [12]. Diese ist auch Voraussetzung für die Nutzung des im Rahmen dieses Papers verwendeten Solvers IBM CPLEX. Wie bereits in Abschnitt 2.2 beschrieben werden im Rahmen des zweistufigen Lösungsfindungsprozesses jeweils Teilprobleme mit einer Länge von 24 h gelöst. Deutlich größere Teilprobleme zu lösen würde mit der MILP-Formulierung zu stark anwachsenden Rechenzeiten führen. Mit der Unterteilung in zeitliche Teilprobleme ergibt sich jedoch ein sogenanntes end-of-horizon Problem. Dieses entsteht, da dem Optimierer bei der Lösung eines Teilproblems keine Informationen über die Zeitpunkte nach dem Ende des Teilproblems zur Verfügung stehen. Vor allem für Probleme mit Speichern ist dies kritisch, da die Energie in den Speichern nicht in der Zielfunktion bewertet wird, zum Ende des Teilproblems ein leerer Speicher also immer vorteilhaft sein wird. Die Aneinanderreihung der Lösungen für verschiedene Teilprobleme würde einer Lösung für ein Gesamtproblem, welches sich über den Zeithorizont aller Teilprobleme erstreckt, also nicht entsprechen. Im Rahmen der vorgestellten MILP-Formulierung wird dem end-of-horizon Problem mittels eines sogenannten „gleitenden Horizonts“ begegnet. Hierbei wird für jedes Teilproblem von 24 h eine Lösung für 48 h berechnet, wobei nur die erste Hälfte der Lösung verwendet wird, während die zweite Hälfte verworfen wird. Das end-of-horizon Problem tritt somit für das 48 h Problem weiterhin auf, beeinflusst die Ergebnisse der ersten 24 h jedoch nicht. Ausführliche Informationen zur Implementierung des „gleitenden Horizonts“ sind in [11] zu finden.

## 4 Lösung mittels Heuristik

Neben der MILP-Formulierung soll im Rahmen dieses Papers außerdem eine Heuristik vorgestellt werden, mit deren Hilfe ebenfalls eine Lösung, also ein Betriebsplan des Microgrids und seiner Komponenten für 24 h ermittelt werden kann.

### 4.1 Motivation

Heuristiken sind grundsätzlich effizienter zu lösen als geschlossene Optimierungsprobleme. Unter den Heuristiken sind regelbasierte Heuristiken die wohl einfachste Art Lösungen für Betriebsprobleme zu finden. Ein weiterer Vorteil von regelbasierten Heuristiken ist die Möglichkeit der direkten Implementierung auf maschinennahen Steuerungen. Das Formulieren und Lösen von Optimierungsproblemen gestaltet sich hier aufgrund von begrenztem Speicher und mangelnder Echtzeitfähigkeit als äußerst aufwendig und ineffizient. Die Vorteile der Heuristik können demnach vor allem für kurzfristig zu treffende Entscheidungen ausgenutzt werden. Aus diesem Grund wird die hier vorgestellte Heuristik ausschließlich in der ID Planung eingesetzt. Die DA Planung hat in realen Microgrids keinen Anspruch auf Echtzeitfähigkeit und es generiert keine Vorteile, sie möglichst maschinennah auszuführen. Die ID Planung jedoch, die in realen Microgrids in noch deutlich geringeren Zeitintervallen als in diesem Paper zu Demonstrationszwecken gezeigt, durchgeführt und aktualisiert werden muss, hat bei hohen Aktualisierungsraten den Charakter einer direkten, echtzeitfähigen Steuerung. Hierfür scheint eine regelbasierte Heuristik prädestiniert zu sein.

## 4.2 Struktur

Die entwickelte Heuristik ist zweistufig aufgebaut und hat das Ziel, die durch die Abweichung der real eintretenden PV-Erzeugung von der prognostizierten PV-Erzeugung entstehenden Ungleichgewichte im Microgrid zu möglichst geringen Kosten auszugleichen. Da die Heuristik ausschließlich für die ID Planung eingesetzt wird, muss ein zuvor berechneter DA Betriebsplan eingesetzt werden, um den Startzustand der Heuristik zu definieren. Ausgehend von diesem Startbetriebsplan werden durch die Heuristik Anpassungen vorgenommen und letztendlich ein abgeänderter ID Betriebsplan erzeugt. Hierfür wird postuliert, dass der elektrische Energiespeicher die besten Möglichkeiten bietet, Unsicherheiten im elektrischen Subsystem auszugleichen, weshalb in der ersten Stufe der Heuristik ausschließlich dieser eingesetzt wird, um die Abweichungen der PV-Erzeugung auszugleichen. Ist dies nicht ausreichend, wird überschüssige PV-Erzeugung abgeregelt oder es wird am ID Markt zusätzliche elektrische Energie zugekauft. In der zweiten Stufe der Heuristik wird anschließend überprüft, ob durch einen veränderten Einsatz des BHKW die Reduktion der kostentreibenden Ausgleichsmechanismen PV-Abregelung und Zukauf am ID Markt möglich ist. Dies führt durch die sektorenkoppelnde Wirkung des BHKW auch zu Änderungen in der Betriebsweise des thermischen Subsystems.

## 4.3 Implementierung und Lösung

Wie die MILP-Formulierung wurde auch die Heuristik in MATLAB implementiert. Mithilfe der Heuristik werden jeweils für 24 h lange Teilprobleme Betriebspläne ermittelt, indem sie für jede der 24 Stunden einzeln durchlaufen wird. In Abbildung 2 und Abbildung 3 sind die vereinfachten Abläufe der beiden Stufen der Heuristik strukturell dargestellt.

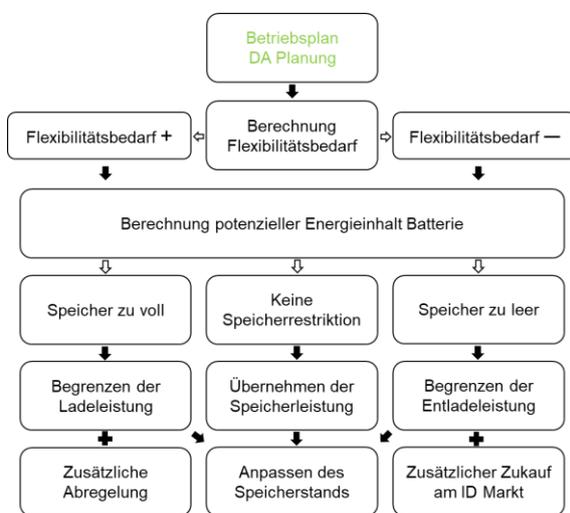


Abbildung 2: Ablauf Heuristik Stufe 1

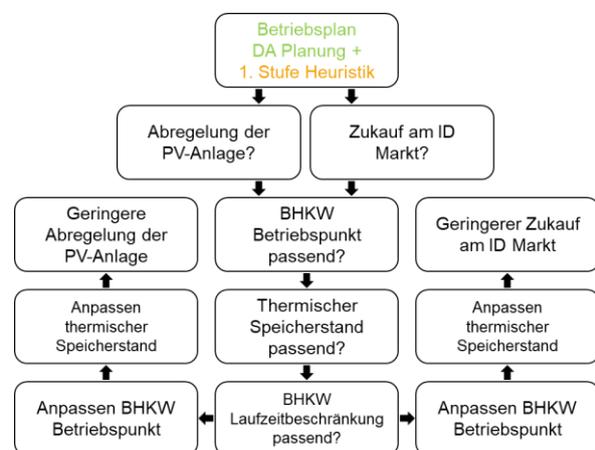


Abbildung 3: Ablauf Heuristik Stufe 2

In Abbildung 2 wird deutlich, dass die heuristische ID Planung auf einer vorangegangenen DA Planung aufbaut und deren Betriebspläne als Ausgangspunkt nutzt. Aus diesen wird zuerst ein Flexibilitätsbedarf  $P_t^{Flex}$  berechnet, der vorzeichenbehaftet ist und sich nach Gleichung 4 ergibt.

$$P_t^{Flex} = P_t^{CHP} + P_t^{grid,d} - P_t^{grid,s} + P_t^{PV} - P_t^{demand} \quad (4)$$

Ist  $P_t^{Flex}$  positiv, gilt  $PV_F < PV_O$  und es ist für die ID Planung ein Überangebot an elektrischer Energie im System, ist  $P_t^{Flex}$  negativ, verhält es sich umgekehrt. In beiden Fällen wird anschließend die Energie berechnet, die sich potenziell im elektrischen Batteriespeicher befinden würde, wenn der berechnete Flexibilitätsbedarf je nach Vorzeichen in die Batterie geladen oder aus dieser entnommen werden würde. Aus der Berechnung können sich drei Fälle ergeben: entweder die Batterie würde mehr Energie aufnehmen, als sie eigentlich kann, sie würde mehr Energie abgeben als sie beinhaltet oder keine der beiden Energiegrenzen der Batterie wird verletzt. Für den jeweils eintretenden Fall wird anschließend die Lade- bzw. Entladeleistung des elektrischen Speichers angepasst, sodass die Energiegrenzen des Speichers nicht verletzt werden. Für zwei der drei Fälle ist nun ein Teil des zuvor berechneten Flexibilitätsbedarfs noch nicht bedient, der elektrische Speicher ist allerdings bereits an seiner Energiegrenze. In diesen Fällen werden die noch existierenden Differenzen, die aus einer Mehr- oder Minderproduktion der PV-Anlage stammen entweder abgeregelt, oder die fehlende Energiemenge wird am ID Markt nachgekauft. Anschließend wird der Speicherstand entsprechend der aktualisierten Speicherleistung angepasst. Durch eine Anpassung der elektrischen Speicherleistung, dem Ladestand des elektrischen Speichers, der Abregelung der PV-Erzeugung und der auf dem ID Markt zugekauften Energie wird somit aus dem Ausgangsbetriebsplan ein zulässiger ID Betriebsplan ermittelt, der die Unsicherheit der PV-Erzeugung ausgleicht. Im Anschluss startet die zweite Stufe der Heuristik, die auf den in der ersten Stufe ermittelten Betriebsplänen aufsetzt und nur durchgeführt wird, falls in diesen Betriebsplänen entweder zeitweise die PV-Anlage abgeregelt oder Energie auf dem ID Markt zugekauft wird. Ist dies der Fall, wird überprüft, ob das BHKW in Verbindung mit dem thermischen Speicher in einem Zustand ist, um diese Mechanismen aufzuheben oder zu verringern. Hierbei müssen der aktuelle Betriebspunkt des BHKW, der Ladestand des thermischen Speichers und die Einhaltung der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Mindestlaufzeit berücksichtigt werden. Soll beispielsweise der Zukauf von Energie verringert werden, muss das BHKW runtergefahren werden, es darf also im Ausgangsbetriebsplan in der entsprechenden Stunde nicht bereits ausgeschaltet sein. Zusätzlich muss der thermische Speicher genügend Energie vorhalten, um die wegfallende thermische Produktion des BHKW auszugleichen. Würde die Reduktion der BHKW Leistung dazu führen, dass dieses vollkommen ausgeschaltet wird, muss zusätzlich geprüft werden, ob diese Abschaltung im Rahmen der Mindestlaufzeitregelung zulässig wäre. Falls alle abgeprüften Punkte zu einem zulässigen Betriebsplan führen, wird dieser umgesetzt. Die elektrische und thermische Erzeugung des BHKW werden angepasst, der thermische Speicherstand korrigiert und die aufgetretene Abregelung der PV-Anlage oder der Zukauf am ID Markt verringert. Die zweite Stufe der Heuristik wird folglich genutzt, um den in der ersten Stufe der Heuristik berechneten zulässigen ID Betriebsplan mithilfe eines angepassten BHKW-Betriebs zu verbessern, indem ungünstige Ausgleichsmechanismen verringert werden.

## 5 Numerisches Beispiel

Im Folgenden sollen die vorgestellten Methoden und ihre Performance anhand von Daten eines realen Microgrids demonstriert und verglichen werden. Hierfür werden dreimal jeweils 31 zusammenhängende Tage simuliert, wobei jeweils zum 1. Januar, zum 1. April und zum 1. August gestartet wird. Die simulierten Ergebnisse enthalten somit Informationen über das Verhalten der Methoden im Winter, im Sommer und in der Übergangszeit.

## 5.1 Datengrundlage

Die genutzten Daten stammen aus einem Microgrid, das im Rahmen eines Forschungsprojekts [13] in Darmstadt, Deutschland errichtet wird, um eine Wohnsiedlung mit Energie zu versorgen. Die Struktur des realen Microgrids kann wie in Abbildung 1 dargestellt angenommen werden. Die wichtigsten Parameter des Microgrids und der beinhalteten energetischen Komponenten sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Überblick Inputwerte energetische Komponenten

Parameter	Wert
Jährlicher elektrischer Energiebedarf	223 MWh
Jährlicher thermischer Energiebedarf	585 MWh
Maximale elektrische Leistung BHKW	20 kW
Maximale thermische Leistung BHKW	39 kW
Maximale Leistung des Spitzenlastkessels	350 kW
Spitzenleistung der PV-Anlage	100 kW
Energieinhalt des elektrischen Speichers	50 – 400 kWh
Energieinhalt des thermischen Speichers	70 kWh

Die für die in Abschnitt 3 beschriebene Optimierung benötigten zusätzlichen Daten des deutschen Energiemarktes sind aus öffentlichen Datenbanken für das Jahr 2015 entnommen. Hierbei wird der Energiepreis auf dem DA Markt als variabel abgebildet, während für den Preis auf dem ID Markt konstant 400 €/MWh angenommen werden. Der maximale Energieinhalt des elektrischen Speichers wird im Rahmen der Veröffentlichung variiert, um die Auswirkungen auf die vorgestellten Methoden zu untersuchen.

## 5.2 Ergebnisse

Im Rahmen dieser Veröffentlichung soll die Performance der vorgestellten Methoden verglichen werden. Da der heuristische Ansatz nur auf ID Ebene angewandt werden kann, ergeben sich zwei verschiedene Lösungsfindungsprozesse, die für die DA Planung jeweils die MILP-Formulierung nutzen. Für die ID Planung nutzt eine von ihnen ebenfalls die MILP-Formulierung, während die andere hierfür den heuristischen Ansatz nutzt. Im Folgenden sollen die beiden zu vergleichenden Prozesse deshalb als MILP- und Heuristik-Ansatz bezeichnet werden, obwohl beide für die DA Planung den MILP-Ansatz nutzen. Um die Ansätze vergleichen zu können wurden für jeden Ansatz die genannten drei Zeiträume für jeweils vier verschiedene Größen des elektrischen Energiespeichers von 50 kWh, 100 kWh, 200 kWh und 400 kWh simuliert. Die Simulation wurden mit MATLAB auf einem Rechner mit einem Intel Xeon Gold 6144 Prozessor, 64 GB RAM und einem Windows Professional Betriebssystem durchgeführt. Als Qualitätskriterien der verschiedenen berechneten Betriebsstrategien sollen die Menge an am ID Markt zugekaufter Energie, sowie die abgeregelte PV-Erzeugung herangezogen werden, da diese offensichtlich kostenintensive und deshalb zu vermeidende Mechanismen darstellen.

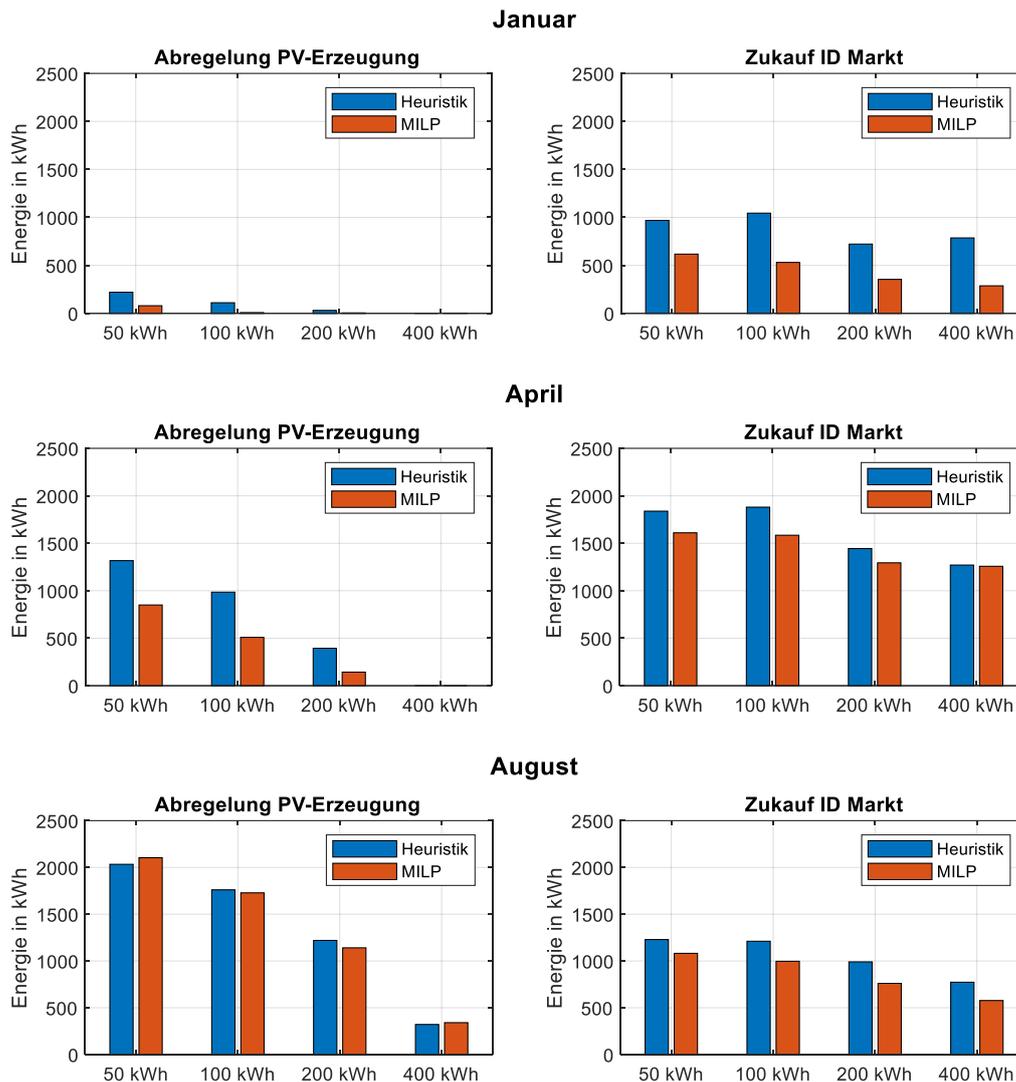


Abbildung 4: abgeregelt PV-Erzeugung und zugekaufte Energie am ID Markt

Abbildung 4 zeigt die abgeregelt PV-Erzeugung und die am ID Markt zugekaufte Energie für die verschiedenen simulierten Fälle. Über die Jahreszeiten und die verschiedenen Speichergrößen sind grundsätzliche Trends zu erkennen. Die Abregelung steigt von Januar bis August an, was mit der zusätzlichen PV-Erzeugung zu erklären ist, die bei gleichen Systemkonfigurationen nicht in vollem Maße aufgenommen werden kann. Der Zukauf von Energie am ID Markt hingegen ist im Januar und im Dezember in ähnlichen Größenordnungen, während im April in allen Varianten deutlich mehr Ausgleichsenergie zugekauft wird. Dies ist damit zu erklären, dass in der Übergangszeit Bedarf und Erzeugung in der Siedlung eher im Gleichgewicht sind als im Sommer und im Winter, was zu verhältnismäßig vielen Schaltvorgängen des BHKW und höherfrequentem Zyklieren der Energiespeicher führt. Die in der DA Planung erstellten Betriebspläne sind deshalb besonders anfällig für Prognosefehler der PV-Erzeugung, da im Verhältnis zu Sommer und Winter durch den BHKW-Betrieb und die Energiespeicher weniger Ausgleichspotenzial zur Verfügung steht, was im Fall eines Prognosefehlers abgerufen werden kann. Bezüglich der Größe des elektrischen Energiespeichers ist sowohl für die Abregelung, als auch den Zukauf eine eindeutige Tendenz zu erkennen. Umso größer der elektrische Energiespeicher dimensioniert ist, umso geringer ist die Nutzung der untersuchten Ausgleichsmechanismen. Das Vergrößern des elektrischen

Energiespeichers führt also in allen simulierten Fällen zu einer tatsächlich genutzten, höheren Flexibilität. Im Vergleich zwischen dem Heuristik- und dem MILP-Ansatz zeigen sich für die unterschiedlichen simulierten Fälle verschiedene Ergebnisse. Für die am ID Markt zugekauften Energiemengen lässt sich grundsätzlich feststellen, dass mit dem Heuristik-Ansatz in allen Fällen mehr Energie am ID Markt nachgekauft werden muss. Prozentual sind die relativen Abweichungen zwischen beiden Ansätzen hierbei im Januar signifikant höher als im April und August, da die geringere PV-Erzeugung im Januar dazu führt, dass die systeminternen Flexibilitäten BHKW und Speicher seltener zum Ausgleich von Prognosefehlern genutzt werden können, weshalb die bessere Ausnutzung dieser Flexibilitäten durch den MILP-Ansatzes relativ stärker ins Gewicht fällt. Auch die PV-Erzeugung wird mit dem heuristischen Ansatz häufiger abgeregelt, im August sind die Abweichungen zwischen MILP-Ansatz und Heuristik-Ansatz jedoch sehr gering und für zwei Speichergößen wird mit dem Heuristik-Ansatz sogar weniger PV-Leistung abgeregelt als mit dem MILP-Ansatz. Dies ist auf das „Überangebot“ an PV-Erzeugung im August zurückzuführen, weswegen im MILP-Ansatz teilweise bewusst auf eigentlich einspeicherbare Energie verzichtet wird, um den Speicher zu einem späteren Zeitpunkt besser nutzen zu können. Generell sind die Abweichungen zwischen dem MILP- und dem Heuristik-Ansatz größtenteils dadurch zu erklären, dass der MILP-Ansatz in der ID-Planung Informationen über die real eintretende PV-Erzeugung für das gesamte Teilproblem nutzt, während die Heuristik ausschließlich Informationen über einzelne Zeitschritte nutzt, um für diese den Betrieb zu planen. Die fehlende „Voraussicht“ der Heuristik führt zu einer schlechteren Reaktionsfähigkeit auf Prognosefehler, was jedoch notwendig ist, um sie in der Realität echtzeitfähig zu gestalten. Ein weiterer Vorteil der Heuristik bezüglich des Betriebs auf einem Echtzeitsystem zeigt sich in den in Tabelle 2 und Tabelle 3 aufgeführten Rechenzeiten für die verschiedenen Varianten. Hierbei wird ausschließlich die Rechenzeit betrachtet, die für die Lösung des ID Problems benötigt wird.

Tabelle 2: benötigte Zeit für die Lösung des ID Problems mit dem Heuristik-Ansatz

	<b>50 kWh</b>	<b>100 kWh</b>	<b>200 kWh</b>	<b>400 kWh</b>
<b>Januar</b>	0,03 s	0,03 s	0,04 s	0,02 s
<b>April</b>	0,15 s	0,06 s	0,08 s	0,06 s
<b>August</b>	0,08 s	0,07 s	0,08 s	0,04 s

Tabelle 3: benötigte Zeit für die Lösung des ID Problems mit dem MILP-Ansatz

	<b>50 kWh</b>	<b>100 kWh</b>	<b>200 kWh</b>	<b>400 kWh</b>
<b>Januar</b>	40,34 s	36,12 s	36,09 s	35,34 s
<b>April</b>	62,93 s	65,18 s	62,91 s	109,88 s
<b>August</b>	58,77 s	50,65 s	57,45 s	109,58 s

Es wird deutlich, dass die Lösung des ID Problems mittels Heuristik mehrere Größenordnungen schneller geschieht, als mit dem MILP-Ansatz. Auf maschinennaher Hardware, die deutlich geringere Rechenleistung aufweist, werden die Differenzen der Lösungszeiten zwischen den Ansätzen erwartungsgemäß weiter wachsen. Auch aufgrund der benötigten Rechenzeit ist der MILP-Ansatz also nicht geeignet, um in einem realen Echtzeitsystem eingesetzt zu werden, der heuristische Ansatz hingegen schon.

## 6 Fazit und Ausblick

Es wurde gezeigt, dass der vorgestellte heuristische Ansatz im Vergleich zum MILP-Ansatz deutliche Vorteile bezüglich seiner Echtzeitfähigkeit und der Möglichkeit einer Implementation auf maschinennaher Hardware aufweist. Mittels des MILP-Ansatzes hingegen ist eine prognosebasierte, zukünftige Zeitpunkte einschließende Betriebsstrategieermittlung einfach möglich, die bezüglich der Abregelung von PV-Erzeugung und dem Nachkauf von Energie auf dem ID-Markt eine signifikant bessere Lösungsgüte aufweist. Eine Kombination beider Ansätze, bei der der MILP-Ansatz für die DA-Planung und der heuristische Ansatz für die ID-Planung genutzt wird, hat sich auf Basis der vorgestellten Ergebnisse als äußerst sinnvoll herausgestellt, da somit die Vorteile beider Ansätze verbunden werden können. Weiteres Verbesserungspotenzial liegt vor allem in der ID-Planung. Hier könnte durch ein Anpassen der Heuristik die Lösungsgüte verbessert werden, indem die internen Flexibilitäten nicht in starrer Reihenfolge, sondern auf einem kostengetriebenen Bewertungskriterium basierend abgerufen werden.

## 7 Literatur

- [1] A. Hirsch, Y. Parag, und J. Guerrero, „Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 90, S. 402–411, Juli 2018.
- [2] L. I. Dulău und D. Bică, „Optimization of Generation Cost in a Microgrid Considering Load Demand“, *Procedia Manufacturing*, Bd. 32, S. 390–396, Jan. 2019.
- [3] N. K. Meena, J. Yang, und E. Zacharis, „Optimal Planning and Operational Management of Open-Market Community Microgrids“, *Energy Procedia*, Bd. 159, S. 533–538, Feb. 2019.
- [4] G. Cardoso, T. Brouhard, N. DeForest, D. Wang, M. Heleno, und L. Kotzur, „Battery aging in multi-energy microgrid design using mixed integer linear programming“, *Applied Energy*, Bd. 231, S. 1059–1069, Dez. 2018.
- [5] M. Nemati, M. Braun, und S. Tenbohlen, „Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming“, *Applied Energy*, Bd. 210, S. 944–963, Jan. 2018.
- [6] S. Mashayekh, M. Stadler, G. Cardoso, und M. Heleno, „A mixed integer linear programming approach for optimal DER portfolio, sizing, and placement in multi-energy microgrids“, *Applied Energy*, Bd. 187, S. 154–168, Feb. 2017.
- [7] 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.
- [8] J. Silvente, G. M. Kopanos, V. Dua, und L. G. Papageorgiou, „A rolling horizon approach for optimal management of microgrids under stochastic uncertainty“, *Chemical Engineering Research and Design*, Bd. 131, S. 293–317, März 2018.
- [9] K. Millis, H. Peremans, J. Springael, und S. Van Passel, „Win-win possibilities through capacity tariffs and battery storage in microgrids“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 113, S. 109238, Okt. 2019.
- [10] Y. Wang, K. Lai, F. Chen, Z. Li, und C. Hu, „Shadow price based co-ordination methods of microgrids and battery swapping stations“, *Applied Energy*, Bd. 253, S. 113510, Nov. 2019.
- [11] T. Weitzel, M. Schneider, C. H. Glock, F. Löber, und S. Rinderknecht, „Operating a storage-augmented hybrid microgrid considering battery aging costs“, *Journal of Cleaner Production*, Bd. 188, S. 638–654, Juli 2018.
- [12] H.-J. Zimmermann, *Operations Research: Methoden und Modelle. Für Wirtschaftsingenieure, Betriebswirte, Informatiker*, 2. Aufl. Vieweg+Teubner Verlag, 2008.
- [13] M. Conci und J. Schneider, „A District Approach to Building Renovation for the Integral Energy Redevelopment of Existing Residential Areas“, *Sustainability*, Bd. 9, Nr. 5, S. 747, Mai 2017.