

Vernetzte Gebäude zur Steigerung der regenerativen Energiebereitstellung

Anne Mädlow¹, Andreas Gäbler¹, Andreas Herrmann¹, Konrad Uebel², Hartmut Krause¹

- 1 TU Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Gustav-Zeuner-Straße 7, 09599 Freiberg, Tel.: +49 3731 39 4387, Fax: +49 3731 39 3942, E-Mail: Anne.Maedlow@iwtt.tu-freiberg.de, web: www.gwa.tu-freiberg.de
- 2 FI Freiberg Institut für vernetzte Energieautarkie GmbH, Am Sankt-Niclas-Schacht 13, 09599 Freiberg, Tel.: +49 3731 4193866, web: www.freiberg-institut.de

Kurzfassung:

Der vorliegende Beitrag zeigt die Dimensionierung eines komplexen Versorgungssystems mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien für ein Stadtquartier mittels mathematische Optimierung. Anhand eines Fallbeispiels wird die Vorgehensweise hinsichtlich der Verknüpfung von umfangreichen Simulationsmodellen mit Optimierungsalgorithmen beschrieben und erste Ergebnisse erläutert.

Keywords: Systemsimulation, Optimierung, Nahwärmenetz, Integration Erneuerbare Energien

1 Einleitung

Im Zuge des „Energiekonzept 2050“ zur Reduzierung der Treibhausgase werden in Deutschland derzeit die Energieversorgungssysteme großflächig umstrukturiert. Um die definierten, ambitionierten energie- und umweltpolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen, müssen alle Energiesektoren berücksichtigt und Synergien der verschiedenen Versorgungsstrukturen durch stärkere Vernetzung genutzt werden. Ein innovativer Ansatz, der dieses Ziel verfolgt, ist die gekoppelte Energieversorgung in städtischen Quartieren. Dabei wird die dezentrale Erzeugung und Speicherung von sowohl elektrischer als auch thermischer Energie zu einem intelligenten komplexen Gesamtsystem verknüpft.

Beim Zusammenwirken von dezentralen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien für die Strom- und Wärmeversorgung von Gebäuden und Quartieren in Verbindung mit neuen Mobilitätskonzepten gibt es eine Vielzahl von offenen Fragestellungen. Beispielhaft werden im Folgenden einige offene Fragen aufgeführt:

- Wie sollten vorhandene frei verfügbare Flächen zur Gewinnung von Elektroenergie (PV) oder Wärmeenergie (Solarthermie) aufgeteilt werden?
- Wie groß sollten Strom- und Wärmespeicher sein?
- Wie kann eine netzdienliche Speicherbewirtschaftung erfolgen?
- Mit welcher Verschaltung und welchem Erzeugermix ist ein hoher Eigennutzungsanteil bei gleichzeitig minimalen Kosten möglich?

Aufgrund der Komplexität durch unterschiedliche Randbedingungen aus Erzeugung und Verbrauch und mehrere gegenläufig wirkende Auslegungskriterien ist es notwendig Modelle zu entwickeln, die einerseits dynamische Versorgungssysteme robust abbilden und andererseits rasche Was/Wäre/Wenn-Analysen sowie eine Systemoptimierung ermöglichen.

2 Untersuchungsrahmen

2.1 Vernetzte Energieinfrastruktur in Quartieren

Die Vernetzung von mehreren Gebäuden zu einer energetischen Einheit eignet sich insbesondere für Gebäude innerhalb eines Quartiers, die in einem direkten räumlichen Zusammenhang zu einander stehen und deren gegenseitige Wechselbeziehung einen positiven Effekt auf die Energieversorgung ausübt. Das Quartier kann dabei in überregionale Energieinfrastrukturen eingebettet sein oder über eigene autarke Versorgungsstrukturen zur Verteilung, Speicherung und Bereitstellung von Energie verfügen. Derartige Konzepte sind in der nachstehenden Abb. 1 schematisch dargestellt.

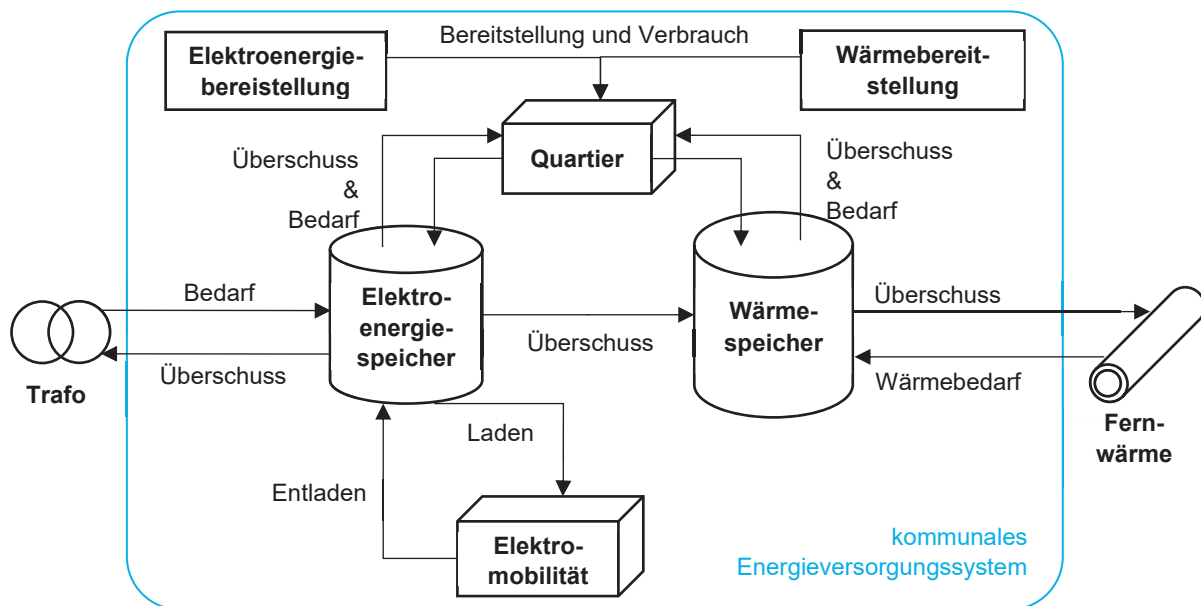


Abb. 1: Schematische Darstellung der Energieversorgungsstruktur eines Quartiers mit Anbindung an öffentliche Versorgungsstrukturen

Zentrales Element von vernetzten Gebäuden ist der charakteristische Bedarf an Elektroenergie und Wärme, welcher gebäudeintern über entsprechende Anlagentechnik oder über zentrale thermische/ elektrische Speicher gedeckt wird. Durch die Kopplung individueller Versorgungssysteme können Defizite bzw. Überschüsse bereits auf Quartiersebene kompensiert werden, ohne übergeordnete Versorgungsnetze in Spitzenzeiten zusätzlich zu belasten. Die Einbindung zentraler Speicher ermöglicht darüber hinaus vielfältige Be- und Entladungsstrategien, welche zum einen endogen einen hohen Grad an Eigenversorgung erreichen und zum anderen exogen zur Netzstabilisierung beitragen können.

2.2 Virtuelles Versorgungskonzept

Für die Konzeptionierung von Energieversorgungssystemen steht eine Vielzahl sowohl an klassischen als auch an innovativen Technologien zur Verfügung. Im Kontext der Anwendung in vernetzten Quartieren sind nur kompakte und modulare Systeme praktikabel. Ein mögliches Versorgungssystem ist in der nachstehenden Abb. 2 dargestellt. Der Schwerpunkt wird auf die Deckung des Heizwärme- und Warmwasserwärmebedarfs gelegt. Eine zusätzliche Betrachtung eines eventuellen Kühlbedarfs wird nicht vorgenommen.

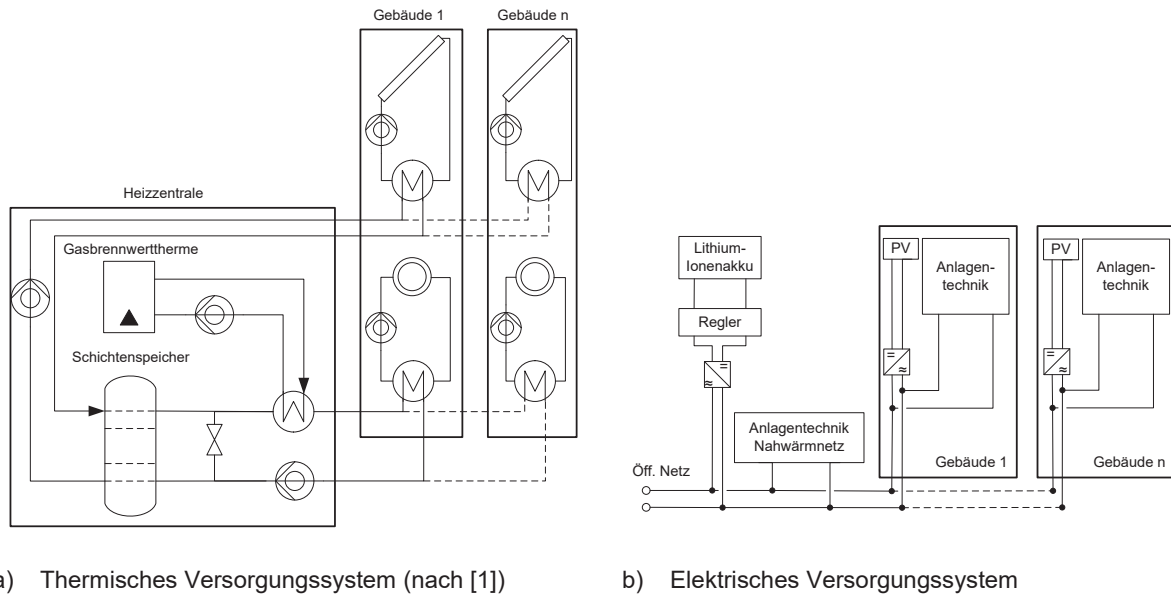


Abb. 2: Blockfließbild der energetischen Vernetzung von Gebäuden

Die Wärmeversorgung der Gebäude erfolgt in diesem Konzept ausschließlich über eine Nahwärmeleitung und der entsprechenden Übergabestationen. Die Anlagenstruktur der Energieabnehmer ist in allen Gebäuden identisch. Die Warmwasserversorgung wird durch eine Warmwasserleitung mit Zirkulationsleitung vom zentralen Verteilpunkt im Gebäude zu den einzelnen Abnahmestellen erreicht. Die Versorgung mit Heizwärme wird ebenfalls vom zentralen Verteilpunkt im Gebäude gesichert. Das Heizwasser zirkuliert im Heizkreislauf und wird an den Heizkörpern abgekühlt. Die Vor- und Rücklauftemperaturen werden mit 70 °C und 55 °C im Auslegungsfall (Tagesmitteltemperatur von -12 °C) angenommen. Beide Temperaturen folgen einer linearen Heizkurve in Abhängigkeit der entsprechenden Außentemperatur. Ab einer Heizgrenztemperatur von 12 °C entfällt die Beheizung der Gebäude.

Die vorgesehenen Solarthermieanlagen weisen keine direkte Verbindung zum Verbraucher auf und sind in allen Gebäuden identisch aufgebaut. Damit ist kein dezentraler Wärmespeicher auf Gebäudeebene nötig. Die solarthermisch erzeugte Wärmeenergie wird über die Solarleitungen des Wärmenetzes direkt dem Wärmespeicher der Heizzentrale zugeführt. Dieser versorgt die an das Wärmenetz angeschlossenen Verbraucher. Ein Spitzenlastbrenner in der Heizzentrale sichert die Versorgung des Wärmenetzes und die Bereitstellung des erforderlichen Temperaturniveaus.

Für die Versorgung des Quartiers mit Elektroenergie ist ein Anschluss an das öffentliche Versorgungsnetz vorgesehen. Zur zusätzlichen Unterstützung befinden sich in jedem Gebäude Photovoltaik-Anlagen. Die bereitgestellte elektrische Energie dient der Deckung der benötigten Hilfsenergie der Anlagentechnik der Gebäude sowie des Nahwärmenetzes. Der Elektroenergiebedarf hervorgerufen durch die Gebäudem Mieter wird in diesem Fall in der Bilanz nicht berücksichtigt, da dafür entsprechende Abrechnungskonzepte (bspw. Mieterstrommodelle) notwendig sind. Zum Ausgleich geringer Schwankungen der Elektroenergie in Bereitstellung und Verbrauch ist ein zentraler Lithiumionenakkumulator vorgesehen.

2.3 Modellierung und Parametrisierung

Es wird eine Modellregion ausgewählt, anhand derer das Versorgungssystem mathematisch abgebildet und energetisch sowie wirtschaftlich optimiert wird. Ein Kartenausschnitt des gewählten Beispielquartiers ist in der folgenden Abb. 3 dargestellt.

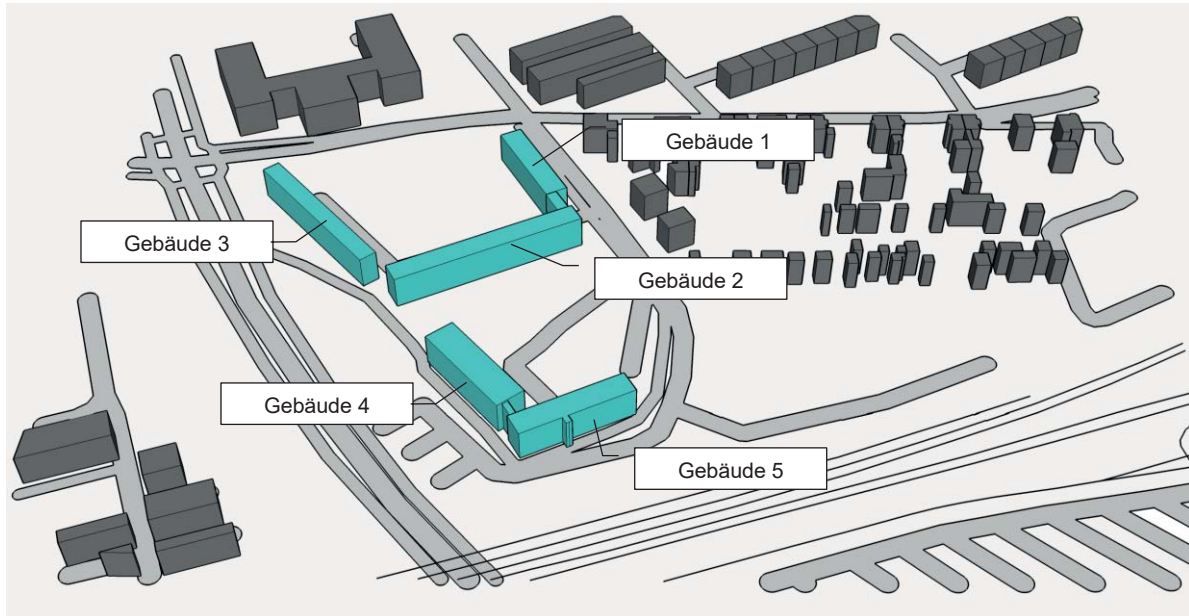


Abb. 3: Kartenausschnitt der Modellregion

Das betrachtete Quartier setzt sich aus drei Mehrfamilien- und zwei Bürogebäuden zusammen und lässt sich gemäß der Randbedingungen in Tab. 1 charakterisieren.

Tab. 1: Charakteristik der untersuchten Gebäude

| Parameter | Gebäude 1 | Gebäude 2 | Gebäude 3 | Gebäude 4 | Gebäude 5 |
|--------------------------------|--------------------|--------------------|------------------------|--------------------|--------------------|
| Typ | Wohngebäude | Wohngebäude | Wohngebäude | Bürogebäude | Bürogebäude |
| Verwaltungseinheit/Mitarbeiter | 40 VE | 70 VE | 40 VE | 150 MA | 88 MA |
| Dachtyp | Flachdach | Flachdach | Satteldach | Flachdach | Flachdach |
| Nutzbare Dachfläche | 500 m ² | 800 m ² | 2 x 550 m ² | 380 m ² | 390 m ² |
| Heizwärmebedarf pro Jahr | 191 MWh | 324 MWh | 210 MWh | 159 MWh | 167 MWh |
| Warmwasserbedarf pro Jahr | 71 MWh | 105 MWh | 69 MWh | 22 MWh | 13 MWh |

Das Versorgungskonzept für das vorgestellte Quartier wird in der Matlab internen Simulationsumgebung Simulink unter Zuhilfenahme der Carnot-Toolbox und der Energy Supply Toolbox modelliert. Die Energieflüsse werden dabei in domänenspezifische Signale aufgelöst. Es wird ein Simulationsjahr mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min pro Simulationsschritt berechnet. Die Berechnungen werden mit dem numerischen Lösungsverfahren ODE23t im Rapid Accelerator Modus durchgeführt.

Der Schwerpunkt der Modellierung konzentriert sich auf die Abbildung der Anlagentechnik und der damit verbundenen Bereitstellung von Elektroenergie und Wärme. Weiterhin wird der energetische Aufwand zum Betrieb der Anlagenkomponenten abgebildet. Die Energieverbräuche, die sich durch die Gebäudehülle und das Nutzerverhalten ergeben, werden als Lastprofile im

Modell implementiert. Für die thermischen Lastprofile wird das Standardlastprofilverfahren des BDEW [2] für Wohn- und Bürogebäude verwendet.

3 Mathematische Optimierung

3.1 Kommunikation zwischen Modell und Algorithmus

Die Dimensionierung wesentlicher Anlagenkomponenten resultiert aus einer multikriteriellen Optimierung basierend auf dem genetischen Algorithmus MOGA-II in der Software ModeFrontier. Die Kommunikation der verwendeten Softwareumgebungen erfolgt über zwei Schnittstellen (vgl. Abb. 4.).

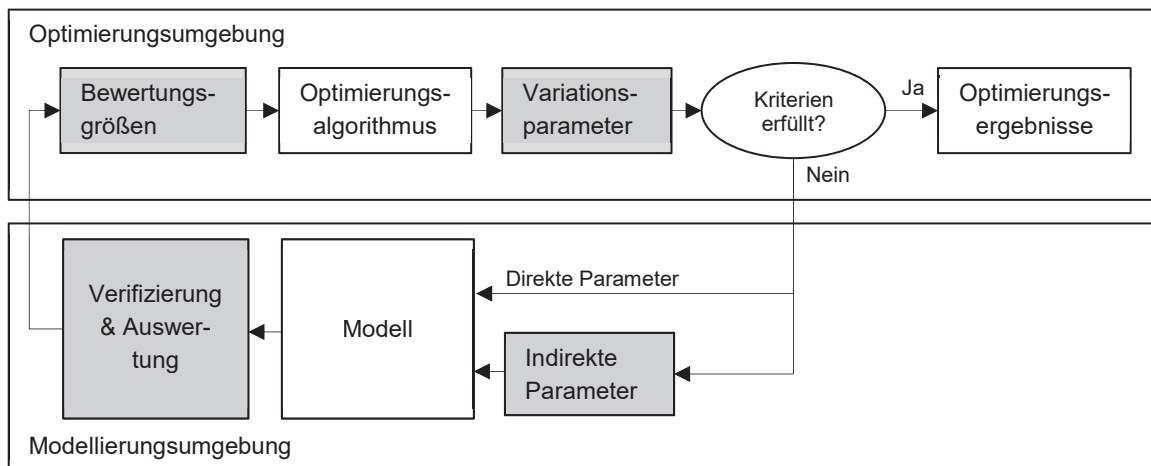


Abb. 4: Signalfluss zwischen Simulationsmodell und Optimierungsalgorithmus

Zu Beginn der Optimierung wird eine Anfangspopulation an Variationsparametern definiert sowie eine Generationsanzahl festgelegt. Die Variationsparameter werden in der Modellierungsebene zur direkten Parametrisierung des Modells verwendet. Durch die Komplexität des modellierten Systems ergeben sich indirekte Abhängigkeiten (bspw. Anpassung des Kollektormassenstroms in Abhängigkeit der Kollektorfläche der Solarthermieanlage), welche ebenfalls bei der Belegung der Parameter berücksichtigt werden müssen.

Die Simulationsergebnisse werden zunächst verifiziert und ausgewertet, bevor eine Übertragung als Bewertungsgrößen in die Optimierungsumgebung stattfindet. Die Ergebnisse dienen der Bewertung und anschließenden Bestimmung einer neuen Population an Variationsparametern entsprechend des Optimierungsalgorithmus. Die Prozedur wird solange wiederholt bis das Optimierungsergebnis oder die Anzahl an zulässigen Generationen erreicht wird.

3.2 Definition der Bewertungsgrößen

Das vorliegende System soll einen möglichst hohen Anteil an erneuerbaren Energien bei einem gleichzeitig wirtschaftlichen Betrieb vorweisen. Basierend auf diesem Ziel werden als Bewertungsgrößen der Eigendeckungsgrad EG sowie die Gesamtannuität A festgelegt.

Eigendeckungsgrad EG

Zur Charakterisierung der Eigenversorgung wird der Eigendeckungsgrad gemäß Gleichung (1) innerhalb der Simulationen bestimmt. Der Eigendeckungsgrad berücksichtigt in diesem Fall sowohl die genutzte Wärmeenergie der Solarthermie-Anlagen $E_{ST,Nutz}$ als auch die genutzte Elektroenergie der Photovoltaik-Anlagen $E_{PV,Nutz}$ im Verhältnis zur insgesamt verbrauchten Energie.

$$EG = \frac{E_{PV,Nutz} + E_{ST,Nutz}}{E_{elt,H} + E_{th,Heiz} + E_{th,WW}} \quad (1)$$

Die gesamt verbrauchte Energie unterteilt sich in die benötigte Wärmeenergie zur Bereitstellung von Heizwasser $E_{th,Heiz}$ und Trinkwarmwasser $E_{th,WW}$ sowie die elektrische Hilfsenergie zum Betrieb der Anlagentechnik $E_{elt,H}$.

Gesamtannuität A

Die wirtschaftliche Einschätzung des Systems erfolgt mit Hilfe der Annuitätenmethode. In Konformität mit der VDI-Richtlinie 2067 berechnet sich die Annuität der Jahresgesamtzahlungen A aus der Summe der kapitalgebundenen (A_K), bedarfsgebundenen (A_V), betriebsgebundenen (A_B) und der sonstigen Annuitäten (A_S) sowie der Differenz der Annuität der Erlöse (A_E) gemäß der nachstehenden Gleichung (2).

$$A = A_E - (A_K + A_V + A_B + A_S) \quad (2)$$

Die kapitalgebundenen Kosten umfassen die Investitionen für betriebstechnische Anlagenteile sowie entsprechendes Zubehör für sowohl Erst- als auch Ersatzbeschaffungen und den Restwert nach Ablauf des Betrachtungszeitraums. Unter den bedarfsgebundenen Kosten werden alle Ausgaben zusammengefasst, die während des Anlagenbetriebs in Abhängigkeit der verbrauchten Einsatzmenge entstehen. Zu den betriebsgebundenen Kosten zählen Ausgaben, die während des Betriebs der Anlagentechnik unabhängig von der verbrauchten Menge des Einsatzstoffes anfallen. Dazu gehören im Allgemeinen Kosten für Instandhaltung, Wartung und Inspektion. Als sonstige Kosten werden zum einen notwendige Ausgaben für Versicherung, Verwaltung etc. und zum anderen Erlöse verstanden. Dieser Kostenpunkt beschränkt sich in den vorliegenden Betrachtungen auf die Erlöse durch den Verkauf von PV-Strom.

Die wesentlichen Randbedingungen zur Anwendung der Annuitätenberechnung sind in der nachstehenden Tab. 2 aufgeführt.

Tab. 2: Randbedingungen für Annuitätenmethode

| | Position | Wert | Einheit | Referenz |
|----------------------|---|-------|---------|----------|
| Preise | Strompreis | 29,8 | ct/kWh | [4] |
| | EEG-Umlage selbst verbrauchter Solarstrom | 2,75 | ct/kWh | EEG/ [5] |
| | Brennstoffpreis Erdgas | 7,50 | ct/kWh | [4] |
| | PV-Vergütung | | | |
| | Bis 10 kWp | 12,30 | ct/kWh | EEG |
| | 10-40 kWp | 11,96 | ct/kWh | EEG |
| | 40-100 kWp | 10,69 | ct/kWh | EEG |
| Zinsen | Aufzinsung | 1,0 | % | [4] |
| | Zinsen für kapitalgebundene Kosten | 2,0 | % | [5] |
| | Zinsen für bedarfsgebundene Kosten | | | |
| | Erdgas | 1,2 | % | [4] |
| | Elektroenergie | 0,1 | % | [4] |
| | Zinsen für betriebsgebundene Kosten | 0 | % | [5] |
| | Zinsen für Instandhaltung/Bedienung | 0 | % | [5] |
| | Zinssatz für Erlöse (PV) | 0 | % | EEG |
| Betrachtungszeitraum | 20 | a | Annahme | |

3.3 Formulierung des Optimierungsziels

Auf Grundlage der Bewertungsgrößen ist als Optimierungsaufgabe die Minimierung der Annuität bei simultaner Maximierung des Eigenbedarfs gemäß Gleichung (3) zu lösen.

$$\begin{aligned}
 &A \rightarrow \min, \\
 &EG \rightarrow \max, \\
 &\text{s.t. } 750 \text{ l} \leq V_{\text{Speicher}} \leq 300\,000 \text{ l}, \\
 &10 \text{ kWh} \leq C_{\text{Akku}} \leq 2\,000 \text{ kWh}, \\
 &2 \text{ m}^2 \leq A_{\text{ST},1} \leq 500 \text{ m}^2, \\
 &2 \text{ m}^2 \leq A_{\text{ST},2} \leq 800 \text{ m}^2, \\
 &2 \text{ m}^2 \leq A_{\text{ST},3} \leq 550 \text{ m}^2, \\
 &2 \text{ m}^2 \leq A_{\text{ST},4} \leq 380 \text{ m}^2, \\
 &2 \text{ m}^2 \leq A_{\text{ST},5} \leq 390 \text{ m}^2,
 \end{aligned} \tag{3}$$

In dem betrachteten System werden als Variationsparameter die Kollektorflächen der Solarthermie-Anlagen der einzelnen Gebäude, das Volumen des zentralen Schichtenspeichers sowie die Batteriekapazität verwendet. Die oberen Wertebereichsgrenzen der Variationsparameter ergeben sich durch bauliche Einschränkungen (bspw. zur Verfügung stehende Dachflächen). Die unteren Wertebereichsgrenzen resultieren aus modellbedingten Begrenzungen, so dass bei kleineren Werten die Solver-Algorithmen nicht konvergieren und kein robustes Ergebnis ermittelt werden kann. Die Dimensionierung der PV-Anlagen ergibt sich aus der Differenz der Dachfläche und der Kollektorfläche der Solarthermieanlage und der Annahme, die Dachflächen vollständig zu nutzen.

4 Ergebnisse & Schlussfolgerung

Die Optimierung startet mit einer Population von 16 Individuen, welche zufällig zu Beginn ausgewählt werden. Ausgehend von deren Ergebnissen (Fitness) werden entsprechend des genetischen Algorithmus MOGA-II die geeignetsten Ergebnisse ausgewählt und durch Reproduktion, Mutation oder Selektion eine neue Population gebildet. Diese Prozedur wird für 100 Generationen (insgesamt 1600 Simulationen) durchgeführt. Für 127 Individuen konnte dabei kein Ergebnis erzielt werden. Die Ergebnisse der konvergierten Simulationen sind in der nachstehenden Abb. 5 aufgeführt.

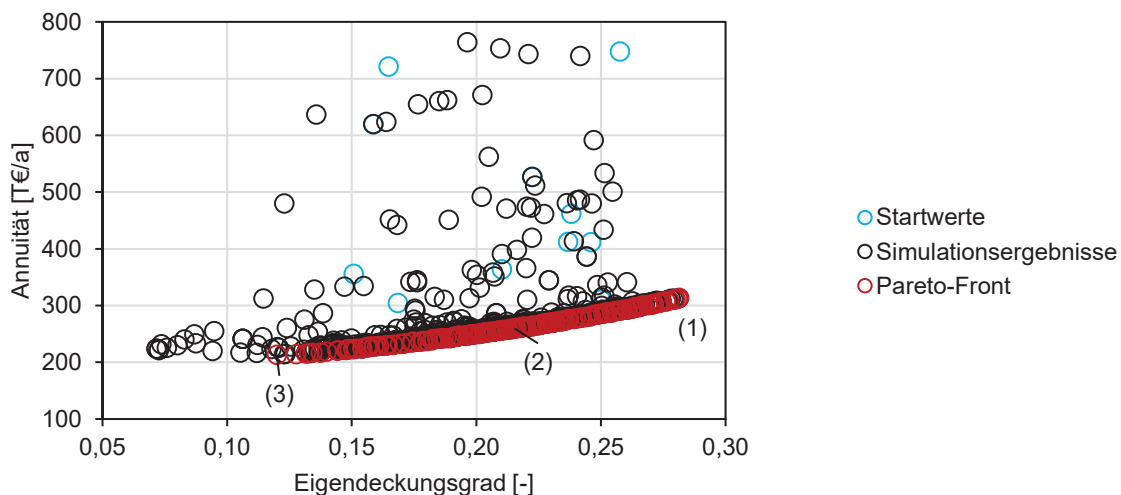


Abb. 5: Ergebnisse der multikriteriellen Optimierung

Die Ergebnisse der Anfangspopulationen weisen zunächst eine hohe Streuung auf, welche sich durch das Voranschreiten des Algorithmus deutlich reduzieren. Nach mehreren Generationen wird ein Zustand erreicht, in dem der Eigendeckungsgrad nicht weiter verbessert werden kann, ohne die Gesamtannuität gleichzeitig zu verschlechtern. Dieser Zustand wird als Pareto-Optimum bzw. Pareto-Front (vgl. Abb. 5) bezeichnet und umfasst einen Bereich des Eigendeckungsgrads zwischen 0,12 und 0,28 sowie einen Bereich der Gesamtannuität von 212.863 € bis 313.611 €.

Die entsprechende Anlagenkonfiguration ist für drei ausgewählte Pareto-Punkte in der nachstehenden Tab. 3 aufgeführt. Punkt 1 und Punkt 3 symbolisieren dabei das optimale Ergebnis für jeweils eine Bewertungsgröße (höchster Eigendeckungsgrad, geringste Gesamtannuität), Punkt 2 kann andererseits als eine mögliche Kompromisslösung der beiden Zielfunktionen verstanden werden.

Tab. 3: Ergebnisse ausgewählter Punkte

| Parameter | Einheit | Punkt (1) Höchster Eigendeckungsgrad | Punkt (2) „Kompromiss“ | Punkt (3) Geringste Gesamtannuität |
|---|----------------|--|---------------------------|---------------------------------------|
| Volumen des Schichtenspeichers | l | 300.000 | 181.261 | 18.307 |
| Gesamte Kollektorfläche der Solarthermieanlagen | m ² | 1958,9 | 1210,0 | 585,3 |
| Kapazität des Akkumulators | kWh | 13 | 10 | 11 |
| Gesamte Peakleistung der PV-Anlagen | kWp | 135,9 | 289,8 | 418,2 |
| Gesamtannuität | €/a | 313.611 | 259.624 | 212.863 |
| Eigendeckungsgrad | % | 28,14 | 21,53 | 11,99 |

In allen drei Punkten nimmt die optimale Kapazität des Akkumulators sehr niedrige Werte (10 - 13 kWh) an und liegt damit an der unteren Grenze des zulässigen Definitionsbereiches. Für das betrachtete Versorgungskonzept könnte es folglich wirtschaftlicher sein, auf den Einsatz eines elektrischen Speichers zu verzichten, da dadurch keine maßgebliche Erhöhung des Eigendeckungsgrad eintritt.

Der höchste Eigendeckungsgrad mit 28,14% wird durch die Vergrößerung der Solarthermie-Anlagen sowie des Wärmespeichers im Punkt 1 erreicht. Das optimale Volumen des Wärmespeichers befindet sich mit 300.000 l an der oberen Grenze des Definitionsbereichs. Eine weitere Vergrößerung bewirkt zwar eine Steigerung des Eigendeckungsgrades, jedoch müsste in der technischen Umsetzung das Volumen auf mehrere Speicher aufgeteilt werden, wodurch sich wiederum höhere Investitionen für Anlagentechnik und Regelungstechnik ergeben. Durch den höheren Mehraufwand für die Anlagentechnik ergeben sich für Punkt 1 die höchsten Kosten von rund 314 T€/a.

Im Gegensatz dazu wird im Punkt 3 die geringste Gesamtannuität mit 212.863 €/a erreicht. Der geringe Eigendeckungsgrad von 11,99% resultiert aus dem hohen Anteil von Photovoltaik-Anlagen auf dem Dach. Dadurch entfallen die Mehrkosten für die Installation von großen Solarthermie-Anlagen und des Wärmespeichers. Deutlicher wird dieser Effekt in Abb. 6 durch eine detaillierte Aufteilung der Kosten.

Aufgrund der hauptsächlichen Nutzung der verfügbaren Dachflächen durch Solarthermie-Anlagen und der damit verbundenen Großdimensionierung des Wärmespeichers ergeben sich im Punkt 1 die höchsten kapital- und betriebsgebundenen Kosten. Zwar reduzieren sich durch den hohen Eigendeckungsgrad die betriebsgebundenen Kosten, jedoch kompensiert dies Kostenersparnis nicht den Mehraufwand der komplexeren Anlagentechnik. Im Vergleich dazu reduzieren sich durch den großflächigen Photovoltaikeinsatz im Punkt 3 die kapital- und betriebsgebundenen Kosten, jedoch steigen dafür die Ausgaben für den Brennstoff. Eine wesentliche Verringerung der Gesamtkosten ergibt sich aus den Erlösen durch den Verkauf überschüssiger PV-Elektronenergie.

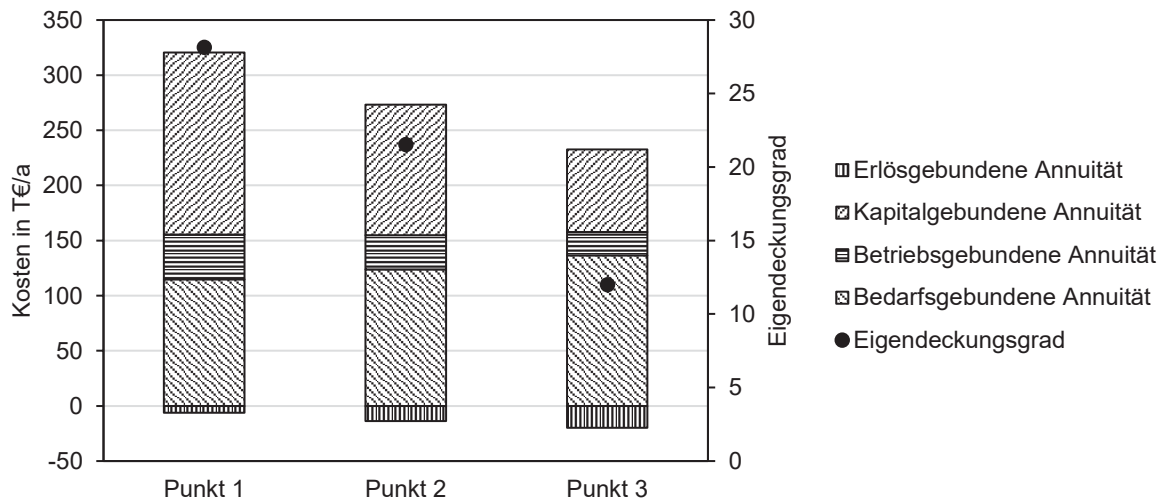


Abb. 6: Detaillierte Ergebnisse ausgewählter Punkte der Pareto-Front

Als optimaler Kompromiss für das beschriebene Versorgungskonzept bietet sich die Anlagendimensionierung gemäß Punkt 2 an. Hier nimmt die Solarthermie-Anlage mit 1210 m² knapp 46% der verfügbaren Dachfläche ein (vgl. Tab. 3). Durch diese Aufteilung fallen bedarfs- und kapitalgebundene Kosten in gleichem Maße an, wodurch sich eine Gesamtannuität von rund 260 T€ bei einem Eigendeckungsgrad von 22% ergibt (vgl. Abb. 6).

Mit dem beschriebenen Modell können dynamische Systeme zuverlässig physikalisch abgebildet und unter flexiblen Randbedingungen simuliert werden. Die zusätzliche Verknüpfung mit einer mathematischen Optimierung ermöglicht es Probleme in kurzer Zeit zielgerichtet und effizient zu lösen. Durch den weiteren Einsatz von multikriteriellen genetischen Optimierungsalgorithmen wird trotz konträrer Zielfunktionen das energetische und wirtschaftliche Optimum hinsichtlich der Anlagendimensionierung ermittelt.

In anschließenden Arbeiten ist die Implementierung weiterer möglicher Versorgungsinfrastrukturen (bspw. Heizzentrale mit Blockheizkraftwerken oder Wärmepumpen auf Gebäudeebene) geplant. Durch die Erweiterung des Anlagenportfolios sollen weitere Optionen für die Optimierung eröffnet werden.

5 Danksagung

Die Autorin bedankt sich für die finanzielle Unterstützung des Promotionsstipendiums „Dynamische Modellierung und Optimierung von kommunalen Energieversorgungskonzepten“ aus

dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) sowie dem Europäischen Sozialfonds (ESF) im Rahmen der „RL ESF Hochschule und Forschung, Vorhabensbereich Promotion in der Förderperiode 2014-2020“.

6 Referenzen

- [1] U. Eicker, Solare Technologien für Gebäude, Vieweg+Teubner Verlag, 2012.
- [2] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Verband kommunaler Unternehmen e.V.; GEODE; EWIV, Abwicklung von Standardlastprofilen Gas: Leitfaden, Berlin, 2015.
- [3] Ingenieurbüro Prof. Dr. Hauser GmbH, „EnEV 2017 - Vorbereitende Untersuchungen,“ Kassel, 2016.
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH, „Prognose der EEG-Umlage 2017 nach AusglMechV,“ 2016.
- [5] A. Herrmann, F. Rosenheimer, C. Dorn, A. Gäbler, C. Weller, M. Block, C. Hildebrandt und H. Krause, „Cost-efficiency of a CHP hydrogen fuel cell,“ in *European PEFC and Electrolyser Forum*, Lucerne, 2016.