

HOCHSCHULE FÜR ANGEWANDTE WISSENSCHAFTEN MÜNCHEN  
FAKULTÄT ELEKTROTECHNIK UND INFORMATIONSTECHNIK

# Regelungsstrategien und Prosumerverhalten in einer Energiezelle

## Control strategies and prosumer behavior in an energy cell

---

MASTERARBEIT

Verfasserin: Theresa Elisabeth Liegl  
Studiengruppe: MEL3  
Bearbeitungsbeginn: 01.06.2021  
Abgabetermin: 17.12.2021  
Lfd. Nr.: 725

HOCHSCHULE FÜR ANGEWANDTE WISSENSCHAFTEN MÜNCHEN  
FAKULTÄT ELEKTROTECHNIK UND INFORMATIONSTECHNIK

# Modellierung und Wirkung von sektorübergreifenden Regelungsstrategien und Prosumerverhalten in einer Energiezelle

## Modeling and impact of cross-sector control strategies and prosumer behavior in an energy cell

---

MASTERARBEIT

Verfasserin: Theresa Elisabeth Liegl  
Betreuer: Prof. Dr. Simon Schramm  
Studiengruppe: MEL3  
Bearbeitungsbeginn 01.06.2021  
Abgabetermin 17.12.2021  
Lfd. Nr. 725

## Erklärung der Bearbeiterin

Liegl, Theresa

1) Ich erkläre hiermit, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbständig verfasst und noch nicht anderweitig zu Prüfungszwecken vorgelegt habe. Sämtliche benutzte Quellen und Hilfsmittel sind angegeben, wörtliche und sinngemäße Zitate sind als solche gekennzeichnet.

Rosenheim, den 17.12.21 

Ort, Datum, Unterschrift

2) Ich erkläre mein Einverständnis, dass die von mir erstellte Masterarbeit in die Bibliothek der Hochschule München eingestellt wird. Ich wurde darauf hingewiesen, dass die Hochschule in keiner Weise für die missbräuchliche Verwendung von Inhalten durch Dritte infolge der Lektüre der Arbeit haftet. Insbesondere ist mir bewusst, dass ich für die Anmeldung von Patenten, Warenzeichen oder Geschmacksmuster selbst verantwortlich bin und daraus resultierende Ansprüche selbst verfolgen muss.

Rosenheim, den 17.12.21 

Ort, Datum, Unterschrift

## Kurzfassung

In dieser Arbeit wird das opEn-Modell (**opt**imale Auslegung von **E**nergiezellen) zur partizipativen Entwicklung von Energiewendeszenarien individueller Energiesysteme vorgestellt und erweitert. Es werden verschiedene Regelungsstrategien von regenerativen Energieanlagen und elektrischen Flexibilitäten in das Simulationsmodell integriert und anhand Zeitreihen und Systemzielgrößen bewertet. Die Integration der entwickelten Regelstrategien in opEn erfolgt über klar vorgegebene Annahmen und Vorgaben des energiewirtschaftlichen Modells. Vor allem komplexe Zusammenhänge von Komponentenleistungen werden anhand der Zeitreihensimulation erklärt. Die Berechnung technischer, ökologischer und ökonomischer Systemkennzahlen ermöglicht die Bewertung der Szenarien. Aus der Übersicht der Ergebnisse wird deutlich, dass der rein ökonomische Einsatz von Komponenten unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Bedingungen nicht netzdienlich ist. Es zeichnet sich ab, dass vor allem durch die Abregelung von regenerativer Erzeugungsleistung die Zielgrößen beeinflusst werden, weshalb eine differenziertere Betrachtung der Abregelung und des Energiewirtschaftsmodell in Zukunft notwendig ist.

## Abstract

In this paper, the opEn model (**opt**imal design of **E**nergysystems) for the participatory development of energy transition scenarios for individual energy systems is presented and extended. Different control strategies of renewable energies and electrical flexibilities are integrated into the simulation model and evaluated based on time series and system parameters. The integration of the developed control strategies into opEn is done using clearly defined assumptions and specifications of the energy economy model. In particular, complex interrelationships of component outputs are explained using the time series simulation. The calculation of technical, ecological and economic system parameters enables the evaluation of the scenarios. From the overview of the results it becomes clear that the purely economic use of components is not beneficial to the electric grid under the given economic conditions. It is apparent that especially the curtailment of renewable power influences the target values, which leads to the need of a more differentiated consideration of the curtailment and the energy economy model in the future.

## Danksagung

Die Erstellung der vorliegenden Arbeit war ein Prozess, der mir sehr viel Spaß bereitet hat. Das ganze Projekt der Werkzeugkette opEn zur Umsetzung der Energiewende ist mir eine Herzensangelegenheit. Für die Mitarbeit bei der Weiterentwicklung des Tools möchte ich einigen Menschen meinen herzlichen Dank aussprechen.

An erster Stelle steht mein Betreuer und Mentor Prof. Dr. Simon Schramm. Er ist Ideengeber des Ganzen, und seine Vision von opEn hat dieses Projekt so weit vorangetrieben. Danke für das Vertrauen und die große Unterstützung in den letzten zwei Jahren die Werkzeugkette weiterzuentwickeln. Ein weiterer Dank gilt Prof. Dr. Stephanie Uhrig. Ihre tollen Ideen und ehrlichen Anregungen haben das Projekt und meine Arbeit geprägt.

Mein besonderer Dank gilt auch meinen Teamkolleg\*innen Anna Walter und David Rampl für ihre Unterstützung, sowohl fachlich als auch freundschaftlich. Lange Zoom-Gespräche zu Veröffentlichungen, Arbeitsaufteilungen und Debugging-Sessions waren eine Freude!

Im privaten Umfeld danke ich meinen Eltern, die mich auf meinem ganzen Bildungsweg unterstützt haben und mich ermutigt haben meinen Weg zu gehen. Vor allem meinem Papa möchte ich hier für die vielen Stunden Korrekturlesens der ein oder anderen Arbeit danken. Ganz besonders möchte ich Christian für seine Unterstützung und das Verständnis danken. Du hast mich immer aufgebaut und mir zuhause in intensiven Arbeitsphasen den Rücken freigehalten.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Motivation und Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Problemstellung und Lösungsansatz . . . . .	1
1.2	Zielsetzung und Vorgehensweise . . . . .	2
<b>2</b>	<b>Grundlagen und Stand der Forschung</b>	<b>3</b>
2.1	Methodische Grundlagen . . . . .	3
2.1.1	Definition von Energiezellen und deren Komponenten . . . . .	3
2.1.2	Sektorenkopplung . . . . .	4
2.1.3	Regelungsstrategien in Energiesystemen . . . . .	4
2.2	Stand der Forschung . . . . .	6
2.2.1	Kriterien zur Klassifizierung von Energiesystemmodellen . . . . .	6
2.2.2	Bestehende Energiesystemmodelle . . . . .	9
2.2.3	Fazit zu bestehenden Energiesystemmodellen . . . . .	11
<b>3</b>	<b>Integration von Regelungsstrategien in das opEn-Modell</b>	<b>13</b>
3.1	Energiesystemmodellierung mit opEn . . . . .	13
3.1.1	Modellstruktur und Simulation . . . . .	13
3.1.2	Systemkomponenten im Modell . . . . .	16
3.1.3	Regelungen durch elektrische Speicher . . . . .	17
3.1.4	Energiewirtschaftliches Modell in opEn . . . . .	19
3.2	Simulation des Prosumerverhaltens . . . . .	24
3.2.1	Modellierung von Prosumern in opEn . . . . .	24
3.2.2	Funktionsweise der Prosumerregelung . . . . .	25
3.3	Integration statischer Regelstrategien . . . . .	27
3.3.1	Modellierung der statischen Energieeinsatzplanung . . . . .	27
3.3.2	Funktionsweise der statischen Regelung . . . . .	28
3.4	Integration dynamischer Regelungsstrategien . . . . .	30
3.4.1	Modellierung der dynamischen Energieeinsatzplanung . . . . .	30
3.4.2	Funktionsweise der dynamischen Regelung . . . . .	32
<b>4</b>	<b>Auswirkungen auf Systemzielgrößen</b>	<b>36</b>
4.1	Definition von Szenarien und relevanten Zielgrößen . . . . .	36

4.1.1	Szenarien für die Untersuchung . . . . .	36
4.1.2	Relevante Zielgrößen für die Auswertung . . . . .	38
4.2	Analyse der Import- bzw. Exportleistung . . . . .	40
4.3	Eigenverbrauch und Abregelung . . . . .	42
4.4	CO <sub>2</sub> -Emissionen aufgrund verschiedener Regelungsstrategien . . . . .	43
4.5	Wirkung auf Speicherkenngrößen . . . . .	44
4.6	Auswirkungen auf Strombeschaffungskosten . . . . .	46
<b>5</b>	<b>Diskussion der Ergebnisse</b>	<b>47</b>
<b>6</b>	<b>Fazit und Ausblick</b>	<b>50</b>
<b>7</b>	<b>Anhang</b>	<b>55</b>
7.1	Technologieparameter in opEn . . . . .	55
7.2	Blockschaltbild Speicherfunktion . . . . .	55
7.3	Zeitreihen für alle Szenarien . . . . .	56

## Abbildungsverzeichnis

1	Schematische Darstellung des partizipativen Lösungsweges . . . . .	1
2	Schematische Darstellung einer Energiezelle mit Verbrauchern, Erzeugern und Flexibilitäten . . . . .	3
3	Exemplarische Regelungshierarchie abhängig von der Residuallast, basierend auf [6] . . . . .	5
4	Schematische Darstellung der Struktur des Simulationsmodells . . . . .	14
5	Schematische Darstellung des Energiesystemmodells opEn . . . . .	15
6	Normierte Lastprofile für Komponenten des Stromsektors . . . . .	16
7	Normierte Lastprofile für Komponenten des Wärmesektors . . . . .	17
8	Stündliche Residuallast über ein Jahr für ein exemplarisches Szenario . . . . .	17
9	Strom- und Wärmegestehungskosten der verschiedenen Komponenten . . . . .	22
10	Statistische Auswertung des Ausgleichsenergiepreises . . . . .	23
11	Prosumerschema als Energiezelle . . . . .	24
12	Blockschaltbild der Prosumer-Funktion in opEn . . . . .	26
13	Exemplarische Tage für Prosumer ohne und mit Speicher . . . . .	26

14	Statische Regelungshierarchie . . . . .	27
15	Blockschaltbild der Funktion Regelung bei statischer Betriebsführungshierarchie	28
16	Exemplarische Leistungsverläufe bei der statischen Regelung . . . . .	29
17	Exemplarische Einsatzplanung bei der dynamischen Regelung für einen Zeitschritt	31
18	Blockschaltbild der Funktion Regelung bei dynamischer Energieeinsatzplanung	32
19	Funktionsanalyse der dynamischen Regelung anhand exemplarischer Zeitreihen	33
20	Exemplarische Leistungsverläufe bei der dynamischen Regelung . . . . .	35
21	Übersicht zu Energiebedarf und Anzahl der Energieanlagen in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität für das Ausbauziel 2030 des Landkreises Ebersberg	36
22	Übersicht zu den Systemzielgrößen in opEn . . . . .	38
23	Vergleich: Auftreten von Import- und Exportleistung . . . . .	40
24	Vergleich: Eigenverbrauch, Energieexport und Abregelung der regenerativen Energie . . . . .	42
25	Vergleich: Menge an $CO_2$ -Emissionen durch Strom- und Wärmesektor . . . . .	43
26	Vergleich: Speicherumsatz und Vollzyklenzahl . . . . .	45
27	Vergleich: Mittlere Kosten von Stromerzeugung, Stromspeicherung, Import und Export . . . . .	46
28	Auswirkungen auf Systemzielgrößen für Szenarien ohne Speicher . . . . .	47
29	Auswirkungen auf Systemzielgrößen für Szenarien mit Speicher . . . . .	48
30	Übersicht zu komponentenspezifischen Annahmen, basierend auf [16, 17, 10, 25]	55
31	Übersicht zur Speicherfunktion . . . . .	55
32	Übersicht zu allen exemplarischen Zeitreihen . . . . .	56

## Tabellenverzeichnis

1	Anforderungskriterien für Energiesystemmodelle mit Bewertung . . . . .	8
2	Einstufung der verschiedenen Energiesystemmodelle . . . . .	11
3	Übersicht zu Kosten basierend auf AEP . . . . .	22

# 1 Motivation und Einleitung

Am 24.03.2021 hat das Bundesverfassungsgericht der Verfassungsbeschwerde gegen das Klimaschutzgesetz teilweise rechtgegeben. Dieses Urteil fordert mehr Handlungsbedarf in der Klimakrise seitens der Bundesregierung und spricht sich klar gegen pauschalisierte Ziele in der Energiewende aus [1]. Verständliche Ausbauschritte mit konkreten Maßnahmen sind notwendig um die Klimaziele von Paris zu erreichen.

## 1.1 Problemstellung und Lösungsansatz

Viele Kommunen und Landkreise streben bereits die Umstellung auf eine nachhaltigere Energieversorgung an, stoßen jedoch auf verschiedenste Herausforderungen. Dabei stehen Viele vor dem Problem fehlender Kapazitäten für eine Bewertung der möglichen Potentiale und Umsetzungsstrategien zum Ausbau regenerativer Erzeugungsleistung. Fachfremde Entscheidungsträger benötigen einen Gesamtüberblick bei der Vielzahl an Möglichkeiten zur Festlegung der Gesamtstrategie unter Einbindung der Bevölkerung. Die notwendigen Schritte und die konkrete Umsetzung des Anlagenausbaus scheitern jedoch häufig am Widerstand Einzelner. Kosten, Platzangebot, Eignung für regenerative Energieerzeugung aber auch persönliche Vorlieben der z.B. betroffenen Kommunen beeinflussen die Entscheidung stark. Vorhandene Energienutzungspläne weisen Potentiale und Maßnahmenkataloge auf, ohne konkrete Umsetzungspläne und deren Konsequenzen. Bisher werden gezielt wenige (Extrem-)varianten berechnet und teils mit mangelnder Transparenz zur Diskussion gestellt. Diese Einzellösungen bergen allerdings den Nachteil, dass die Bevölkerung nur einen kleinen Ausschnitt des Lösungsraums mit fehlenden Konsequenzen kennt und daher die Akzeptanz leidet. Deshalb soll ein partizipativer Ansatz einer generischen, d.h. auf beliebige Systeme skalierbare, Auslegung von Energiezellen mithilfe eines Simulationsmodells untersucht werden.

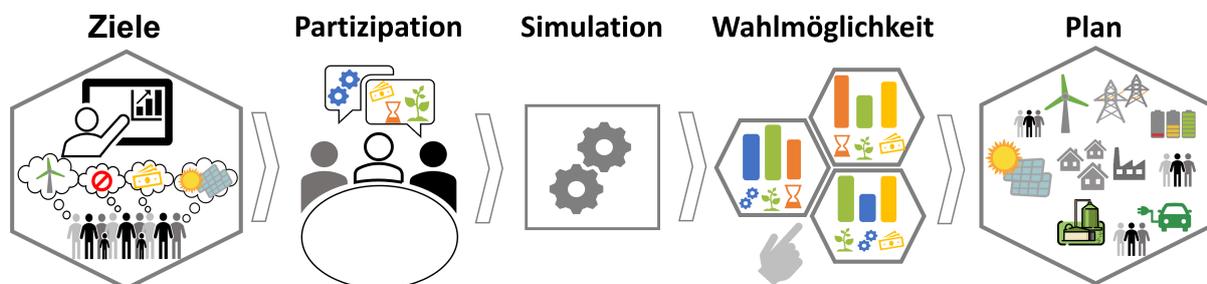


Abb. 1: Schematische Darstellung des partizipativen Lösungsweges

Ziel ist es, einen aufwandsoptimierten Prozess zu entwickeln, der eine datenbasierte Entscheidungsgrundlage unter Berücksichtigung der bestehenden Infrastruktur und individuellen Präferenzen liefert, siehe Abbildung 1. Hierbei soll der gesamte Lösungsraum betrachtet werden, welcher sich durch die gegebenen Rahmenbedingungen ergibt. Dies ist entscheidend für die Akzeptanz der Ausbaupläne durch die Bevölkerung. Ergebnis des Prozesses sind verschiedene Varianten zur Erreichung individuell gesteckter Ziele, sowie die ermittelten Abhängigkeiten wesentlicher Einflussgrößen und deren technische, ökologische bzw. wirtschaftliche Konsequenzen.

## 1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise

Als Berechnungsgrundlage für den partizipativen Prozess dient ein integriertes Simulationstool, welches in der vorliegenden Arbeit erweitert werden soll. Das bestehende simulationsfähige Modell soll hinsichtlich der Regelstrategien für Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten untersucht werden. Verschiedene Möglichkeiten der Regelung von regenerativen Anlagen werden im Modell integriert. Dabei sollen folgende Forschungsfragen geklärt werden:

- Wie können regenerative Energieanlagen und elektrische Flexibilitäten in Energiesystemmodellen geregelt werden?
- Wie wirken sich verschiedene Regelstrategien in Zeitreihensimulationen aus?
- Welche Konsequenzen hat die Simulation verschiedener Regelstrategien auf relevante Zielgrößen der Energiezelle?

Zu Beginn der Arbeit sollen die methodischen Grundlagen zur Modellierung von Energiezellen geklärt und bereits bestehende Modelle anhand definierter Anforderungen analysiert werden. In Kapitel 3 wird das bestehende Modell opEn und seine Komponenten erläutert. Kapitel 4 erläutert verschiedene Regelstrategien und deren Integration in das Modell. Aus der Integration von neuen Regelstrategien entsteht die Notwendigkeit neuer Zielfunktionen zur Bewertung möglicher Energiewendeszenarien. Kapitel 5 zeigt die Untersuchung der Regelstrategien anhand relevanter Zielgrößen und bewertet diese.

## 2 Grundlagen und Stand der Forschung

Im Folgenden werden die wesentlichen Grundlagen und der Stand der Forschung zur Energiesystemmodellierung dargestellt. Dabei wird vor allem die Methodik der Modellierung für Komponenten und sektorübergreifende Mechanismen erläutert. Des Weiteren werden Anforderungen an die Modellierung definiert und mit bereits bestehenden Energiesystemmodellen abgeglichen.

### 2.1 Methodische Grundlagen

#### 2.1.1 Definition von Energiezellen und deren Komponenten

Die Modellierung von Energiesystemen wird in der vorliegenden Arbeit nach dem zellularen Ansatz durchgeführt. Die sogenannte Energiezelle ist ein Energiesystem, welches über eigene Erzeugungseinheiten, Lasten sowie einen oder mehreren lokale Speicher verfügt. Dabei folgt

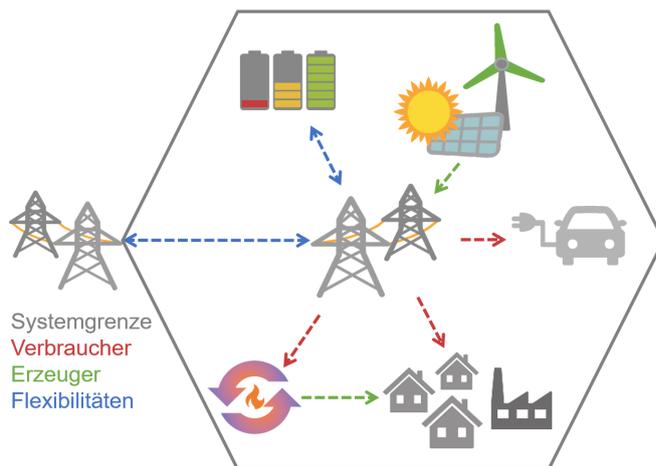


Abb. 2: Schematische Darstellung einer Energiezelle mit Verbrauchern, Erzeugern und Flexibilitäten

Überschüssige Energie kann vor Ort gespeichert, aber auch für andere Energiezellen im Nahbereich durch Energienetze bereitgestellt werden. Nach außen kann die Energiezelle mit wenigen Parametern abgebildet werden. Vor allem Leistungswerte können für das Lastmanagement benötigt oder zur Verfügung gestellt werden. Durch das neue Prinzip, Erzeugung und Verbrauch auf einer möglichst niedrigen Ebene auszubalancieren, können Maßnahmen wie Ausbau von bestehenden Flexibilitäten sowie der Zubau von regenerativen Energieträgern, beeinflusst werden [2]. Dabei können verschiedene Energieformen, wie Strom oder Wärme betrachtet werden, wodurch eine Kopplung der Energiesektoren notwendig wird.

die Energiezelle dem multi-modalen Ansatz, wodurch alle angewandten Energiearten innerhalb der Zelle und deren Wandlung im Bilanzkreis betrachtet werden. Ziel des zellularen Ansatzes ist es, den Energiebedarf mit der Energiebereitstellung in möglichst kleinen Einheiten auszugleichen. Die kleinste Einheit einer Energiezelle kann somit ein einzelnes Haus sein. Die Energiezellen stellen die Energie durch regenerative Energieanlagen selbst bereit.

### 2.1.2 Sektorenkopplung

Unter dem Begriff Sektorenkopplung wird die energietechnische und energiewirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Gas sowie Energieträgern für Mobilität und industrielle Prozesse verstanden. Die Sektorenkopplung für die drei Energiesektoren wird in direkte Elektrifizierung, Wasserstoff- bzw. Brennstoffwirtschaft und Erneuerbare mit Hilfsenergie geteilt. Die Dekarbonisierung des nicht-energetischen Verbrauchs fossiler Rohstoffe (z.B. Chemiesektor) wird im Folgenden nicht untersucht, da viele von den vorgestellten Technologien ebenfalls im Industriesektor Anwendung finden [3]. Bei der direkten Elektrifizierung wird Strom als Endenergieträger verwendet. Die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser, Prozesswärme und Mobilität kann durch Komponenten wie Wärmepumpen oder Elektroautos erfolgen. Die Wasserstoff- bzw. Brennstoffwirtschaft sind Formen der indirekten Elektrifizierung. Die mit dem elektrischen Strom zugeführte Energie wird mittels Elektrolyse chemisch in Wasserstoff gespeichert. Dieser kann als Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor sowie in der Industrie als Energieträger, aber auch als Rohstoff für Prozesse eingesetzt werden. Die Nutzung von Wasserstoff erfolgt entweder über direkte Verbrennung, ähnlich den Technologien, die heute für Erdgas eingesetzt werden, oder über eine elektrochemische Umwandlung in Brennstoffzellen. Anstatt den Wasserstoff direkt als Energieträger einzusetzen, kann er auch zu Brennstoff aus Kohlenwasserstoffen weiterverarbeitet werden. Für die folgenden Untersuchungen kann in beiden Fällen je nach Bedarf Strom und Wärme mit Wasserstoff bzw. Brennstoff bereitgestellt werden. Neben direkter oder indirekter Elektrifizierung können erneuerbare Energien direkt zur Erzeugung von Wärme oder Kraftstoffen genutzt werden. Beispiele dafür sind Solarthermie, Biomasse und Geothermie, die sowohl Raumwärme und Prozesswärme als auch Kraftstoffe bereitstellen können. Dafür wird teilweise Hilfsenergie in Form von elektrischem Strom benötigt, wodurch die regenerativen Erzeugungsanlagen zeitgleich als elektrische Verbraucher betrachtet werden müssen [4]. Somit können durch Sektorenkopplung verschiedene Arten von Energie miteinander ausgetauscht werden oder der Gesamtenergieverbrauch durch Verschiebung zwischen Energieformen optimiert werden. In Energiezellen hat dies auch Auswirkungen auf Energienetze [5].

### 2.1.3 Regelungsstrategien in Energiesystemen

Die Verteilung von Energie über (Strom-)Netze ist somit zentraler Bestandteil bei der Modellierung von Energiezellen. Im folgenden wird der Fokus auf Strom als Energieträger gelegt.

Eine in der Energiezelle zu deckende Last wird durch die Bereitstellung von Strom aus unterschiedlichen (regenerativen) Anlagen ausgeglichen. Überschüssiger Strom hingegen kann gespeichert oder in unterschiedliche Energieformen (chemisch und thermisch) umgewandelt und somit, wie in Abschnitt 2.1.2 beschrieben, für den Wärme- und Mobilitätssektor zugänglich gemacht werden. Diese Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch wird im Folgenden als **Residuallast** bezeichnet. Dabei stellt positive Residuallast ein Stromdefizit und negative Residuallast ein Stromüberschuss dar. Der Betrieb der stromerzeugenden und stromverwendenden Anlagen bei positiver beziehungsweise negativer Residuallast kann einer festgelegten Betriebsführungsstrategie folgen. In dem vorliegenden Beispiel aus dem Energiesystemmodell REMOD [6] folgt die Reihenfolge der Nutzung der Komponenten in der Betriebsführung dem Pfad der höchsten Energieeffizienz bei gleichzeitig niedrigsten  $CO_2$ -Emissionen. Abbildung 3 zeigt die verschiedenen Stufen zur Erzeugung beziehungsweise Verwertung von Strom bei positiver beziehungsweise negativer Residuallast in der Energiezelle. Zur Deckung positiver Residuallasten werden nach der Verwendung von elektrischen Speichern und Biogas-BHKW zunächst KWK-Anlagen betrieben und die entstehende Wärme dazu genutzt, thermische Speicher zu beladen beziehungsweise zeitgleiche Wärmelasten zu decken. In Modellrechnungen wird auch der Import von Strom betrachtet und könnte am Ende der Einsatzkaskade mit einer zuvor definierten maximalen Leistung ebenfalls zur Deckung der Stromnachfrage beitragen. Der Einsatz von Energieanlagen nach einer festgelegten, also statischen, Betriebsführungshierarchie scheint leichter modellierbar. Zeitlich abhängige Erzeugungskosten oder Exportkosten werden allerdings nicht als Entscheidungsgrundlage für den Einsatz von Anlagen genutzt. Dies könnte vor allem bei der netzdienlichen Nutzung von Speichern sinnvoll sein.

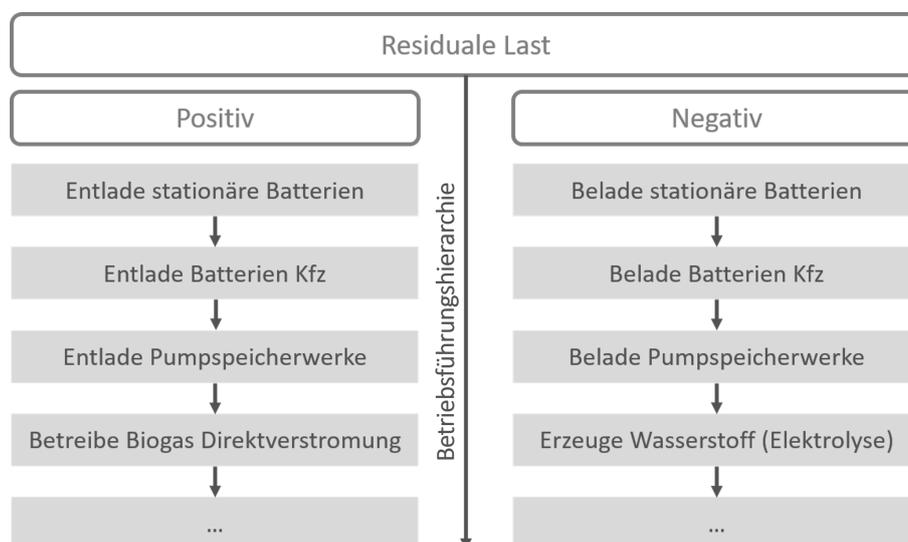


Abb. 3: Exemplarische Regelungshierarchie abhängig von der Residuallast, basierend auf [6]

## 2.2 Stand der Forschung

Es gibt bereits viele Energiesystemmodelle, die den Strom- und Wärmesektor umfassend abbilden. Im Folgenden sollen verschiedene bestehende Energiesystemmodelle analysiert und anhand davor definierten Anforderungen klassifiziert werden.

### 2.2.1 Kriterien zur Klassifizierung von Energiesystemmodellen

Für die Klassifizierung werden mehrere Kriterien verwendet: Der Ansatz und die Methodik der Modellierung, der räumliche Umfang, die zeitliche Auflösung, der Umfang von komponentenspezifischer Regelung, die Betrachtung von Energiesektoren und deren Kopplung, die Übertragbarkeit und Transparenz des Modells. Diese Kriterien können wie folgt beschrieben werden:

#### a) Ansatz

Es wird zwischen Bottom-up und Top-down-Ansätzen unterschieden. Top-Down-Modelle haben eine volkswirtschaftliche Sichtweise („von oben herab“, engl. "top-down") auf das Energiesystem und seine Zusammenhänge zu Wirtschaft und Gesellschaft. Durch die begrenzte technische Modellierungstiefe werden keine einzelnen technischen Anlagen oder Anlagentypen abgebildet. Im Gegensatz dazu stehen Modelle mit dem Bottom-up-Ansatz („von unten herauf“, engl. "bottom-up"). Der Schwerpunkt liegt dabei auf der technisch detaillierten Abbildung des Energiesystems als Ausschnitts der gesamten Volkswirtschaft. Aufgrund der beschränkten Modellierungsbreite werden Bereiche außerhalb des Energiesystems mehr oder weniger umfassend ausgeblendet [7].

#### b) Methodik

Die Methodik differenziert Bilanzierungs-, Simulations- oder Optimierungsmodelle. Sogenannte **Bilanzierungsmodelle** sind statische Berechnungsmethoden, die bspw. unter der Verwendung vielfältiger Eingabedaten Kennwerte berechnen, die entweder direkt zur Entscheidungsunterstützung oder als Indikatoren für weitere Berechnungen dienen können. Diese Modelle können je nach Bilanzierungsgegenstand, Detaillierungsgrad und Zweck relativ einfach sein. **Simulationsmodelle** beschreiben Zusammenhänge innerhalb eines Systems deskriptiv und quantitativ. Das Modell versucht das Verhalten innerhalb eines Systems möglichst detailgetreu abzubilden und folgt somit keinem (Optimierungs-)Ziel. Jeder Simulationslauf besitzt mit Rahmenbedingungen genau einen Freiheitsgrad. Durch die Variation der Rahmenbedingungen stellt jeder Simulationslauf eine Variante im Lösungsraum dar.

Sogenannte **Optimierungsmodelle** sind präskriptiv, sodass unter Vorgabe einer Zielfunktion und mehrerer Nebenbedingungen nach einem Systemzustand gesucht wird. Optimierungsmodelle besitzen mehrere Freiheitsgrade in Form der Optimierungsvariablen. Deren zulässige Wertebereiche spannen einen Lösungsraum auf, innerhalb dessen, anhand des über die Zielfunktion vorgegebenen Kriteriums, die beste Lösung gesucht wird [7, 8].

**c) Räumlicher Umfang:** Der räumliche Umfang stellt das räumliche Gebiet, indem das jeweilige Modell angewendet werden kann, dar. Es wird im Folgenden zwischen Gebieten auf nationaler, regionaler oder kommunaler Ebene oder übertragbarer räumlichen Auflösung unterschieden.

**d) Zeitliche Auflösung:** Bei der zeitlichen Auflösung kann zwischen unterjähriger und jahresübergreifender Auflösung differenziert werden. Kleinere Zeitschritte können bei mehrjähriger Betrachtung zu großen Datenmengen führen [7]. Für die vorliegende Kategorisierung wird in zwei Ansätze für die jahresübergreifende Auflösung unterschieden: einjährige und mehrjährige Betrachtungen. Der erste beschränkt die physikalische Abbildung des Betrachtungszeitraumes auf ein typisches Jahr, auch Referenzjahr, genannt. Bei der zweiten Variante werden die Jahre des Betrachtungszeitraumes entweder einzeln abgebildet oder mehrere Jahre als Periode zusammengefasst [7].

**e) Komponentenspezifische Regelung:** Laut einer Umfrage [9] wird die Integration von Regelstrategien bei der Planung von Energiesystemen als entscheidender Faktor gewertet. Dabei werden vor allem Lastspitzenglättung, Lademanagement und Eigenstromnutzung genannt [9]. Für die Bewertung werden drei Stufen von Regelungen definiert: keine spezifische Regelung, fest definierte Regelungshierarchien oder -modi und dynamische Regelungshierarchien.

**f) Energiebedarfssektoren und Sektorenkopplung:** Bei der Energiesystemmodellierung können die Energiebedarfssektoren elektrische Energie (Strom), thermische Energie (Wärme), Mobilität und Brennstoffe betrachtet werden. Um die Wechselwirkungen genau abbilden zu können, ist es notwendig, möglichst viele der Sektoren und deren Kopplung zu integrieren. Im Folgenden wird von Sektorenkopplung gesprochen, wenn mindestens eine der definierten Kopplungsarten im Modell auftritt: direkte Elektrifizierung, Wasserstoff- bzw. Brennstoffwirtschaft und Erneuerbare mit Hilfsenergie. Um Modelle in Komplexität und Rechenzeit handhabbar zu halten, werden in Bottom-Up-Modellen oftmals nicht alle Sektoren einbezogen. Dies ist vor allem der Fall, wenn Strom- oder Wärmenetze detailliert abgebildet werden [7].

**g) Übertragbarkeit:** Ein weiteres Kriterium ist die Übertragbarkeit des Modells auf andere Anwendungsbeispiele. Viele Energiesystemmodelle sind auf bestimmte Energiezellen abgestimmt [6, 10], also nicht ohne weiteres übertragbar, andere können für verschiedene Energiezellen angewendet werden [7, 8, 11].

**h) Transparenz:** Laut dem Institut Agora Energiewende besteht eine erfolgreiche Akzeptanzpolitik im Bereich der Energiewende unter anderen darin, Prozesse transparent umzusetzen und damit Vertrauen bei den Bürgerinnen und Bürgern zu schaffen [12]. Für die Nutzung von Energiesystemmodellen kann daraus abgeleitet werden, dass die getroffenen Annahmen und Werkzeuge nachvollziehbar offengelegt werden müssen. Als Transparenz wird daher im Folgenden einerseits die Erläuterung der Datengrundlagen und Annahmen und andererseits die Veröffentlichung des Tools in Form von open-source definiert.

Folgende Tabelle stellt eine Übersicht zu den erarbeiteten Kriterien an Energiesystemmodellierungen und die verschiedenen Kategorien dar:

Anforderungskriterium	Mögliche Antwort und Bewertung
Ansatz	Top-Down (T.d.) oder Bottom-Up (B.u.)
Methodik	Bilanzierung (Bil.), Simulation (Sim.) oder Optimierung (Opt.)
Räumliche Auflösung	nationale Ebene (nat.) regionaler / kommunale Ebene (reg.) übertragbare räumlichen Auflösung (übtr.)
Zeitliche Auflösung	einjährig (einj.) oder mehrjährig (mehrj.)
Regelung	keine Regelung (k.R.) statische Hierarchien (stat.) dynamische Regelung (dyn.)
Energiebedarfssektoren	nur ein Sektor (1 S) mehrere Sektoren und deren Kopplung (2 S, 3 S) alle Sektoren und deren Kopplung (alle)
Übertragbarkeit	übertragbar (übtr.) oder nicht übertragbar (n. übtr.)
Transparenz	nicht open-source (n.o-s) oder open-souce (o-s)

Tab. 1: Anforderungskriterien für Energiesystemmodelle mit Bewertung

### 2.2.2 Bestehende Energiesystemmodelle

#### LUT Energy System Transition Model

Die betrachtete Forschungsstudie [10] präsentiert einen multisektoralen, kostenoptimalen globalen Energiewendepfad, der auf dem Energiewende-Modell der Technischen Universität Lappeenranta LUT basiert. In dem Modell werden die neun großen Weltregionen in 145 globale Regionen unterteilt und in stündlicher Auflösung bis zum Jahr 2050 hinsichtlich der Kosten optimiert. Neben dem Strom- und Wärmesektor werden hier auch Transport- und Entsalzungsektoren betrachtet. Die Komponenten der Energiezelle verfügen über die Möglichkeit der Leistungsabregelung, deren Logik nicht genauer beschrieben wird [10], weshalb in der Bewertung angenommen wird, dass es sich um statische Hierarchien bei der Energieeinsatzplanung handelt. Das Modell ist nur für den einen Anwendungsfall entwickelt und daher vermutlich nur mit Aufwand auf andere Energiezellen übertragbar. In der Studie werden die getroffenen Annahmen aufgezeigt, jedoch werden Eingangsdaten nicht detaillierter beschrieben [10]. Das Modell wird daher als nicht open-source kategorisiert.

#### Nationales Energiesystemmodell ReMOD

Das technische Energiesystemmodell ReMod des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE) wird zur Ausbauplanung bei Minimierung der systemischen Gesamtkosten verwendet. Das Modell stellt eine kostenbasierte Strukturoptimierung der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems für alle Verbrauchssektoren (Strom, Niedertemperaturwärme (Raumwärme und Warmwasser), Prozesswärme und Verkehr) dar. Ziel dieser Rechnungen ist es, einen kostenoptimierten Transformationspfad mit jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzen zu einem Energiesystem im Jahr 2050 zu bestimmen. Die Modellrechnungen beschreiben technisch mögliche Entwicklungspfade des Energiesystems mit allen dazugehörigen Systemkomponenten (wie Wandler, Speicher, Netze und Fahrzeugparks) und optimieren diese in Bezug auf die Minimierung der energiesystemischen Kosten, basierend auf den getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen. Der Einsatz der Energieanlagen und Flexibilitäten unterliegt einer statischen Betriebsführungshierarchie. Das Modell ReMod ist nicht open-source verfügbar und die Übertragbarkeit auf andere Energiezellen ist bisher nicht konzipiert. [6].

#### RE<sup>3</sup>ASON-Modell

Am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) werden Energiesysteme mit dem Modell RE<sup>3</sup>ASON (Renewable Energies and Energy Efficiency Analysis and System Optimization) untersucht. Damit können für Gemeinden automatisierte Analysen, z. B. zur Bestimmung der Energienach-

frage und der Potenziale für erneuerbare Energien, durchgeführt werden. Bei der anschließenden Optimierung des jeweiligen Energiesystems können verschiedene Ziele verfolgt werden – bspw. die Minimierung der diskontierten Systemausgaben unter der Vorgabe zusätzlicher Emissionsminderungsziele. Die Optimierung umfasst dabei sowohl die Investitions- als auch die Einsatzplanung für Energieumwandlungstechnologien auf der Angebots- und Nachfrage-seite. Betrachtet werden unterschiedliche Technologien des Strom- und Wärmesektors, sowie deren Infrastruktur und Wechselwirkungen. Die einzelnen Teilmodule werden durch die Anwendung in verschiedenen Energiezellen validiert, weshalb das Gesamtmodell als übertragbar eingestuft wird. Als Eingangsdaten werden frei verfügbare Daten verwendet und deren Verarbeitung werden detailliert dargestellt [8].

### **Das kommunale Energiesystemmodell KomMod**

Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE) entwickelte neben dem bereits vorgestellten Modell ReMod ein kommunales Energiesystemmodell namens KomMod. Dieses integriert eine Vielzahl der bestehenden Abhängigkeiten und Wechselwirkungen in ein Werkzeug und berechnet aus örtlich verfügbaren Möglichkeiten optimierte Lösungen für die zukünftige kommunale Energieversorgung. Der Modellierungsansatz verfügt über hohe zeitliche, räumliche und technische Auflösung [7]. Hinsichtlich der räumlichen Auflösung wird die Energiezelle hierarchisch in die Ebenen Gesamtsystem, Zone, Unterzone und Gebäudetyp gegliedert. Die Optimierung kann hier neben den Kosten auch nach den Emissionen erfolgen. Die Komponenten der Energiezelle verfügen über die Möglichkeit der Leistungsabregelung, deren Logik nicht genauer beschrieben wird [7], weshalb angenommen wird, dass es sich um statische Hierarchien bei der Energieeinsatzplanung handelt. KomMod bildet derzeit den elektrischen und thermischen Energiebedarf und sektorinterne sowie sektorübergreifende Wechselwirkungen im Energiesystem ab. Der Verkehrssektor wird nur erfasst, sofern es sich um Elektromobilität handelt. Das Modell KomMod wird in [7] anhand zweier kommunalen Beispiele angewandt und ist somit übertragbar.

### **Urban Research Toolbox: Energy Systems - URBS**

Das Modell Urban Research Toolbox: Energy Systems (URBS) kann ebenfalls genutzt werden, um die optimale Investitions- und Einsatzplanung in städtischen Energiesystemen zu bestimmen. Dabei handelt es sich um ein Optimierungsmodell, welches vier Module umfasst: Stadtentwicklungsmodul, Energienachfragemodul, Energietechnikmodul und Umweltmodul. Somit lässt sich das Modell auf Energiezellen verschiedener Größe übertragen. URBS betrachtet neben

dem Stromsektor und Wärmesektor zusätzlich den Gassektor und die dazugehörige Infrastruktur. Trotz detaillierter Beschreibung der mathematischen Modelle, werden die Eingangsdaten und die Umsetzung im Tool nicht genauer erläutert bzw. veröffentlicht, weshalb URBS hier als nicht open-source kategorisiert wird.

### 2.2.3 Fazit zu bestehenden Energiesystemmodellen

Nachdem einige der bereits bestehenden Energiesystemmodelle vorgestellt wurden, zeigt Tabelle 2 die Kategorisierung der verschiedenen Modelle anhand der definierten Anforderungen. Durch die Analyse bestehender Modelle können im Anschluss weitere Anforderungen von Modellen abgeleitet werden.

Anforderungskriterium	LUT	ReMod	<i>RE<sup>3</sup>ASON</i>	KomMod	URBS
Ansatz	B.u	B.u.	B.u.	B.u.	B.u.
Methodik	Opt.	Opt.	Opt.	Opt.	Opt.
Räumliche Auflösung	nat.	nat.	reg.	reg.	übtr.
Zeitliche Auflösung	mehrj.	mehrj.	mehrj.	einj.	einj.
Regelung	stat.	stat.	dyn.	stat.	dyn.
Energiebedarfssektoren	alle	alle	2 S.	2 S.	3 S.
Übertragbarkeit	n. übtr.	n. übtr.	übtr.	übtr.	übtr.
Transparenz	n.o-s	n.o-s	n.o-s	n.o-s	n.o-s

Tab. 2: Einstufung der verschiedenen Energiesystemmodelle

Bezüglich des Ansatzes und der Methodik handelt es sich ausschließlich um Bottom-Up Modelle und Optimierungsmodelle, was nach Literatur auch den aktuellen Stand der Forschung darstellt. Für die weiteren Untersuchungen wird der Bottom-up-Ansatz als notwendig erachtet, um auf Spezifikationen der Energiezelle einzugehen. Hinsichtlich der Methodik wird anstatt einem auf Systemkosten optimierenden Modells ein Simulationsmodell mit vielen Ausbauvarianten verwendet. Durch die Vielzahl der Ausbauszenarien wird ein Lösungsraum aufgespannt und die Szenarioauswahl kann anhand mehrerer Systemparameter, also multikriteriell, erfolgen. Bei der räumlichen und zeitlichen Auflösung legen die verschiedenen Modelle unterschiedliche Schwerpunkte. Für die Regelung werden meist festgelegte Hierarchien oder Betriebsoptimierungen, also dynamische Regelungen verwendet. Diese werden jedoch nicht näher erläutert.

Die meisten Modelle gehen über den Stromsektor hinaus und betrachten auch Wechselwirkungen mit anderen Sektoren. Deswegen soll in der vorliegenden Arbeit ebenfalls eine dynamische Regelung von Energieanlagen untersucht werden, wobei auch Sektorkopplungsaspekte berücksichtigt werden. Die Übertragbarkeit kann durch einen modularen Aufbau des Tools sichergestellt werden, da Eingangsdaten und Annahmen somit variiert werden können. In Hinblick auf die Transparenz fällt auf, dass keines der vorgestellten Modelle open-source ist, einige jedoch sehr transparent bezüglich der Eingangsdaten und Annahmen sind. Im Folgenden werden die diskutierten Kriterien anhand des Modells opEn aufgegriffen und die unterschiedlichen Regelungsstrategien und deren Auswirkungen untersucht.

## 3 Integration von Regelungsstrategien in das opEn-Modell

Nachfolgendes Kapitel stellt zunächst das simulationsfähige Modell opEn und dessen wichtigste Eigenschaften vor. Durch die Integration verschiedener Regelungsstrategien soll in dieser Arbeit aufgezeigt werden, wie regenerative Energieanlagen und elektrische Flexibilitäten geregelt werden können. Zusätzlich wird anhand der Analyse der Zeitreihen die Funktionalität und Auswirkungen dieser Strategien bewertet.

### 3.1 Energiesystemmodellierung mit opEn

Das simulationsfähige Modell namens opEn (**o**ptimale Auslegung von **E**nergiezellen) geht auf wiederkehrende, aber dennoch individuelle Fragestellungen der Energiewende ein. opEn integriert neben der detailgetreuen Erfassung des Ist-Zustandes und der Modellierung der entsprechenden Energiezelle auch eine kundenorientierte Auswertung in den Beratungsprozess.

#### 3.1.1 Modellstruktur und Simulation

Das Simulationsmodell erreicht durch seinen modularen Aufbau, anpassbaren Simulationsrahmen und die vielen ineinandergreifenden Funktionen einen hohen Automationsgrad in der Berechnung bedeutender Energiezellenparameter, wie beispielsweise der Stromgestehungskosten oder des Flächenbedarfs. Angefangen bei der Verarbeitung individueller Last- und Erzeugungsprofile, über die Berücksichtigung gegebener Rahmenbedingungen und vorhandener Infrastruktur sowie Steuerungslogik, wird der Ist-Zustand der jeweiligen Energiezelle abgebildet. In der anschließenden Berechnung werden die zuvor erhobenen Daten als Ausgangszustand in die Simulation implementiert. Davon ausgehend werden die wesentlichen Energieströme in der Energiezelle, sowie über deren Systemgrenzen und daraus resultierenden Zielindikatoren hinaus, berechnet. Die nachfolgende Auswertung legt ihren Schwerpunkt vor allem auf die multikriterielle Analyse zur Ermittlung geeigneter Ausbau- und Optimierungsvarianten. Abbildung 4 zeigt den partizipativen Prozess von der Eingabe und Auswahl der individuellen Daten, über das Simulationsmodell, bis hin zur Auswahl der identifizierten Szenarien. Der Eingabeabschnitt des Simulationsmodells setzt sich aus Modellblöcken zum Einlesen individueller Systemdaten, zur Festlegung der Simulationseinstellungen sowie zur Definition relevanter Annahmen zusammen. Innerhalb dieser drei Modellblöcke werden alle benötigten Parameter definiert. Aufgrund des modularen Aufbaus können diese, auch ohne explizite Übergabe, direkt in den weiteren

Abschnitten des Modells verwendet werden. Zuerst werden individuelle System- und Simulationsdaten eingelesen und für die weitere Verwendung aufbereitet. Die eingelesenen Daten beinhalten Informationen über den Ist-Zustand des betrachteten Systems und zur Simulation benötigter Rahmenbedingungen des Energiesystems. Zusätzlich werden normierte Last- und Erzeugungsprofile für die Simulation und individuelle Systemkennzahlen des Ist-Zustands für den Strom- und Wärmesektor eingelesen. Alternativ zu den hinterlegten Standardprofilen können jedoch auch eigene, standortspezifische Profile, beispielsweise gemessene oder modellierte Leistungswerte, im entsprechenden Format in das Modell integriert werden. Zu den systemabhängigen Parametern zählen beispielsweise die vorhandenen Flächenpotentiale für regenerative Erzeuger oder die äquivalente  $CO_2$ -Emission des Energie-Imports. Die für die Simulation vorgesehenen Komponenten des Systems können wiederum über entsprechende Variablen eingestellt werden. Innerhalb der Simulationseinstellungen kann der Anwender die Simulation an seine individuellen Anforderungen anpassen, indem er den Rahmen des Simulationsszenarios definiert und die Ergebnisausgabe gestaltet.

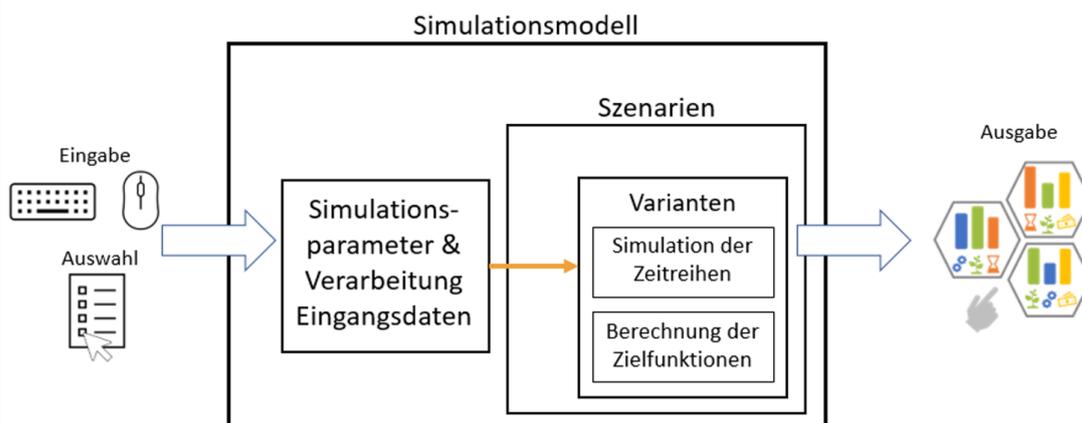


Abb. 4: Schematische Darstellung der Struktur des Simulationsmodells

Der Verarbeitungsabschnitt des Modells ist direkt abhängig von der Eingabe durch den Anwender und stellt dem Ausgabeabschnitt alle berechneten Ergebnisse zur Verfügung. Die Verarbeitung selbst setzt sich aus der Simulationsvorbereitung, -durchführung und -auswertung zusammen. Die Simulationsvorbereitung ist die Schnittstelle zwischen der Eingabe und der eigentlichen Simulation. Zunächst wird der Rahmen der zu simulierenden Varianten durch die Berechnung entsprechender, systemabhängiger Ausbaugrenzen (Limits) festgelegt. Im Anschluss erfolgt die Erstellung der Varianten durch automatische Kombination. Anhand der berechneten Limits und der eingegebenen Kombinationsschrittweite werden die zu simulierenden Ausbauraten jeder Komponente angelegt. Basierend auf den definierten Ausbauraten

und den normierten Last- und Erzeugungsprofilen werden die Leistungswerte der einzelnen Komponenten zu jedem Simulationszeitpunkt berechnet. Die Modellierung des Systems ist in Abbildung 5 zu sehen. Am Ende der Zeitschrittsimulation werden aus diesen Zeitreihen sowohl für den Strom- als auch für den Wärmesektor Zielfunktionen berechnet. Als Zielfunktionen werden in diesem Zusammenhang eindeutig berechenbare Größen bezeichnet, die die Effekte einzelner Simulationsvarianten quantifizieren. Sie ermöglichen die einheitliche Bewertung wie auch den Vergleich der unterschiedlichen Varianten und stellen den Hauptbestandteil der Simulationsergebnisse dar. In der aktuellen Version des Modells werden Zielfunktionen für den Strom- und Wärmesektor dargestellt, sollen jedoch zukünftig auch für den Verkehrssektor integriert werden. Die Zielgrößen können in der Ergebnisausgabe sowohl für mehrere, als auch für einzelne Varianten graphisch dargestellt werden. Mehrere Varianten können auch hinsichtlich einer individuellen Zielfunktion verglichen werden.

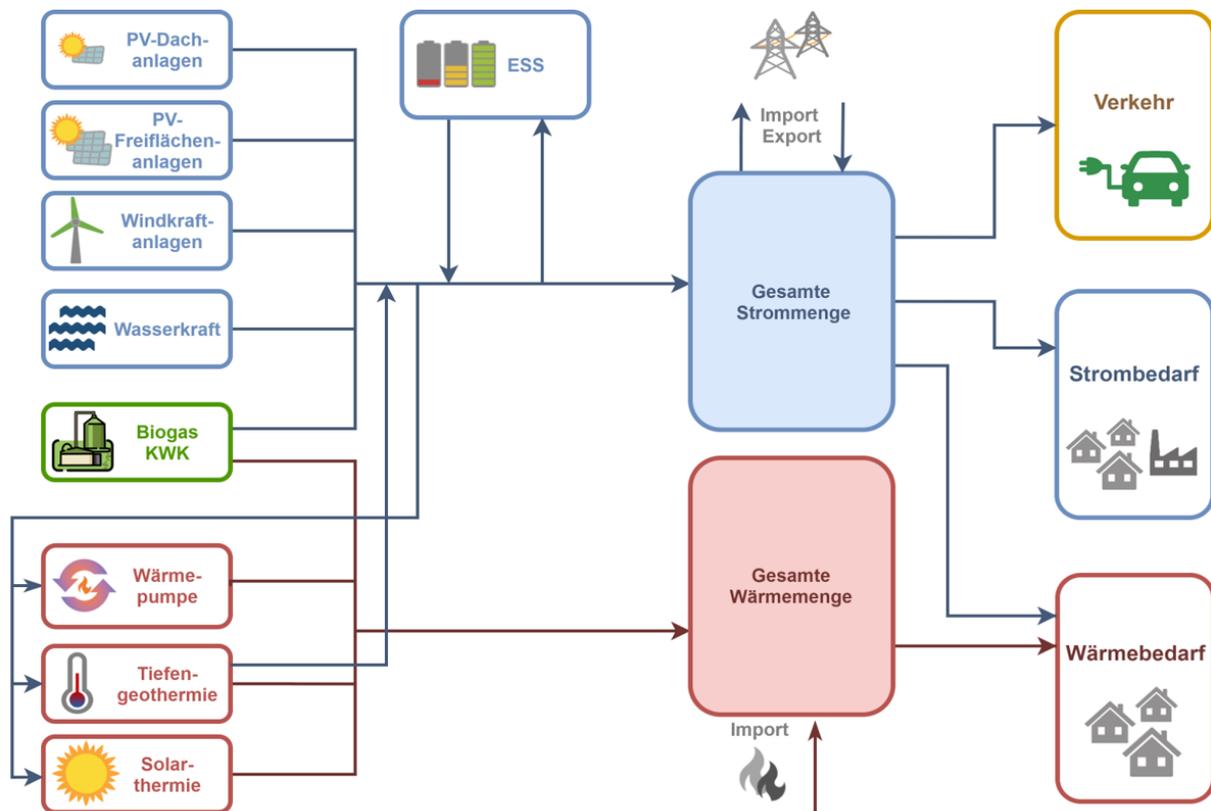


Abb. 5: Schematische Darstellung des Energiesystemmodells opEn

### 3.1.2 Systemkomponenten im Modell

Für die verschiedenen Systemkomponenten, also Energieanlagen und Verbraucher, können Lastprofile in das Modell eingelesen werden. Somit lässt sich die Simulation individualisieren und die Genauigkeit der Ergebnisse, durch Anpassungen an lokale Gegebenheiten, erhöhen. Da das jeweils betrachtete System durch die Simulation möglichst genau nachgebildet werden soll, hat der Anwender die Möglichkeit, einige Simulationsparameter in den Annahmen selbst einzustellen. Neben eher allgemeinen, systemabhängigen Parametern können vor allem spezifische Kennzahlen der einzelnen Komponenten angepasst werden.

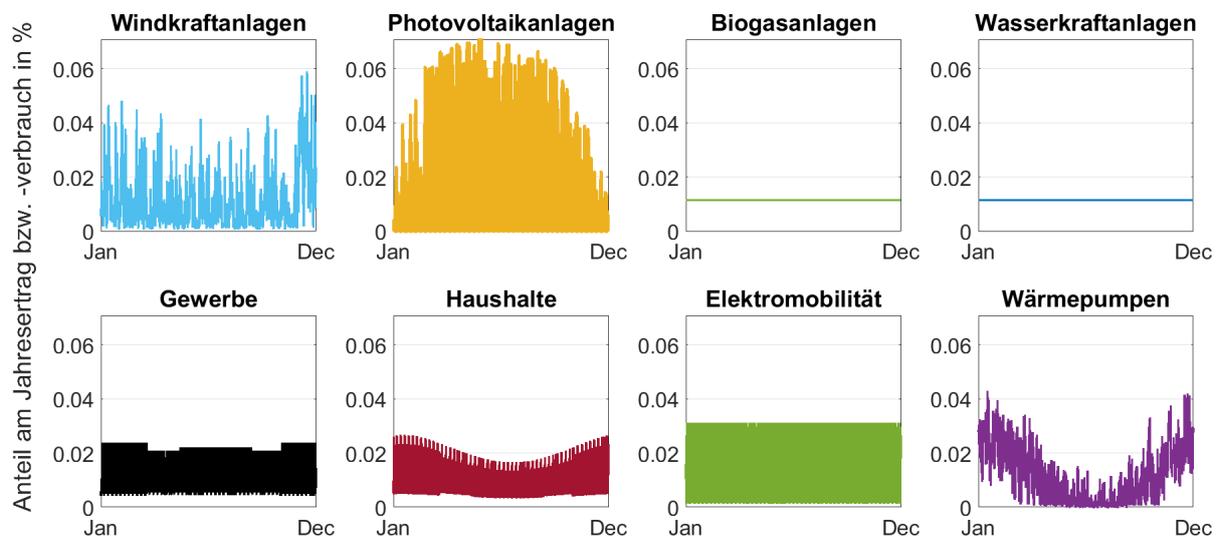


Abb. 6: Normierte Lastprofile für Komponenten des Stromsektors

Die Abbildung 6 zeigt exemplarisch die normierten Standardprofile für die regenerativen Stromerzeuger sowie für die Stromverbraucher verschiedener Sektoren. Die Standardlastprofile sehen im aktuellen Betrieb für die Biogas- und Wasserkraftanlagen eine konstante Erzeugungsleistung vor. Der konventionelle Strombedarf ist aufgeteilt in Gewerbe und Haushalt. Der elektrische Verbrauch der Wärmepumpe richtet sich nach dem Wärmebedarf und der temperaturabhängigen Leistungszahl. Die Komponenten des Wärmesektors können ebenfalls durch normierte Lastprofile dargestellt werden, siehe Abbildung 7. Die Erzeugungsleistung der regenerativen Erzeuger Wärmepumpe, Biomasseanlagen und Geothermie richtet sich nach dem Wärmelastgang. Dieser wird aus der Außentemperatur, dem daraus resultierenden relativen Heizbedarf und dem gesamten Wärmebedarf ermittelt. Neben dem gewerblichen Wärmelastgang wird auch der Wärmebedarf von Haushalten inklusive der Bereitstellung von Warmwasser berücksichtigt.

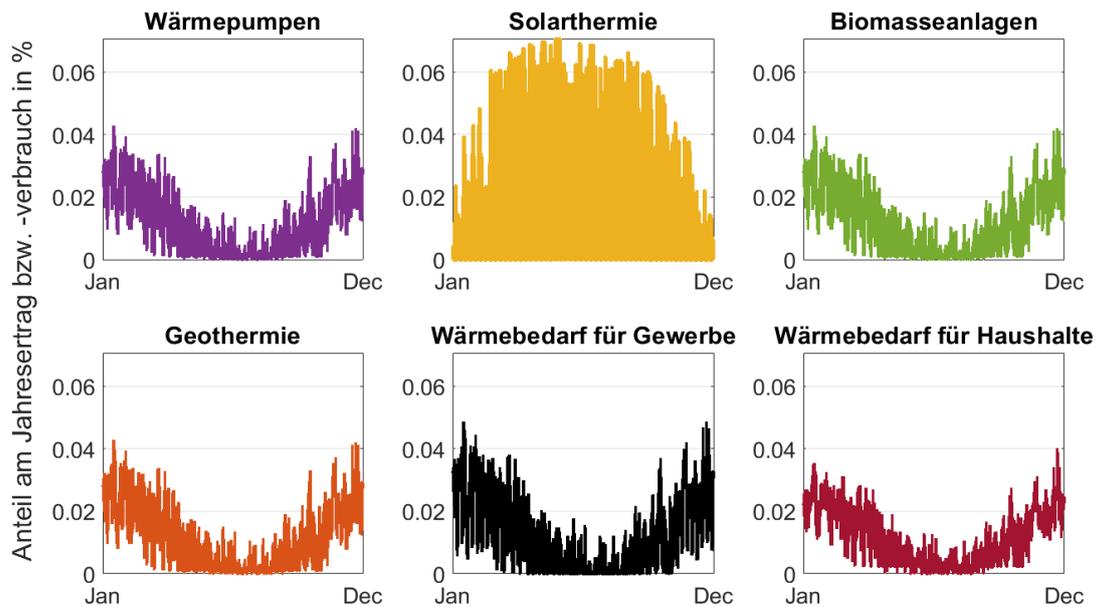


Abb. 7: Normierte Lastprofile für Komponenten des Wärmesektors

### 3.1.3 Regelungen durch elektrische Speicher

Die zeitlichen Leistungsverläufe aller berücksichtigten Komponenten werden in Erzeuger, Verbraucher und elektrischer Residuallast des gesamten Systems gegliedert. Zur Berechnung der Residuallast können übergeordnete Logiken, beispielsweise zur Steuerung oder Abregelung einzelner Komponenten, berücksichtigt werden. Die elektrische Residuallast  $P_{res}$  wird für jeden Zeitschritt für einen Betrachtungszeitraum berechnet. Diese kann sowohl negative, als auch positive Leistungswerte annehmen und in Form eines Carpetplots dargestellt werden, siehe Abbildung 8. Der Carpetplot zeigt die Stunden des Tages über die Tage des Jahres.

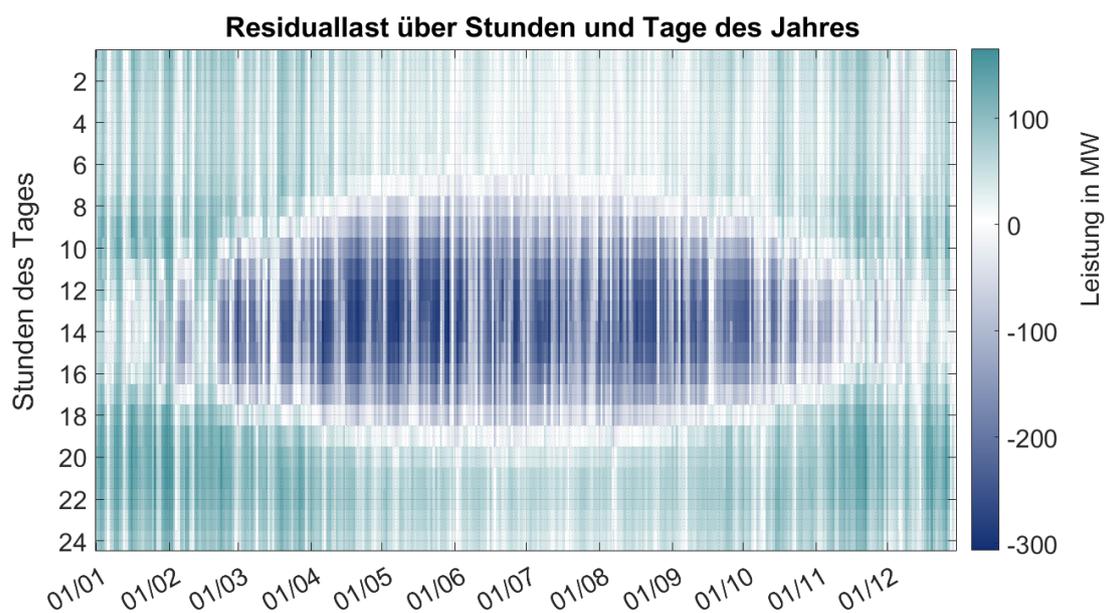


Abb. 8: Stündliche Residuallast über ein Jahr für ein exemplarisches Szenario

Dabei stellt die Farbe die Höhe der elektrischen Residualleistung dar: türkise Einfärbung steht für Defizitleistung ( $P_{res} > 0$ ); blaue Einfärbung zeigt den Überschuss ( $P_{Res} < 0$ ) von Leistung im System an. Es fällt auf, dass in diesem Beispiel ohne jede weitere Regelung der Anlagen zu vielen Zeitpunkten im Jahr hohe Residualleistungen auftreten. Defizitleistung (bis zu 150 MW) tritt vor allem in den Wintermonaten auf, besonders im November. Von März bis November ist tagsüber eine noch höhere Überschussleistung bis zu 300 MW in der Energiezelle zu beobachten. Diese Lastspitzen resultieren aus der hohen PV-Erzeugung und nehmen mit dem Ausbau der regenerativen Anlagen zu. Möchte man diese Überschüsse zu anderen Zeitpunkten nutzbar machen, bedarf es einen intensiven Ausbau von Speichertechnologien [13]. Befinden sich elektrische Speicher im System können diese aus der gezeigten Residuallast geladen bzw. entladen werden. In der aktuellen Version werden elektrische Speicher als Flexibilität in opEn priorisiert, jedoch soll zukünftig auch die Sektorkopplung von Strom, Wärme und Verkehr weiter ausgebaut werden. Der Speicher wird derzeit mit Eigenverbrauchserhöhung modelliert; netzdienliche Regelungen können auch verwendet werden [14]. Aus der elektrischen Residualleistung ergibt sich die mögliche Speicherleistung ( $P_{store}$ ), die durch Speicher ein- bzw. ausgespeichert werden kann. Dabei kann der Betrag der Speicherleistung maximal den Wert der Nennleistung des Heimspeichers ( $P_{st}$ ) annehmen:

$$|P_{store}(t)| = \min(|P_{res}(t)|; P_{st}) \quad (1)$$

In Abhängigkeit des aktuellen Ladezustands wird die Speichereffizienz festgelegt. Beträgt der Ladezustand unter 25 % ist der Speicherwirkungsgrad 0,964 ,zwischen 25 % und 50 % wird eine Effizienz von 0,972 verwendet; ansonsten 0,970. Der Ladezustand des Speichers (SoC) wird dabei im Falle von negativer Last, also dem Ladevorgang, folgendermaßen für jeden (nächsten) Zeitschritt berechnet:

$$SoC(t + 1) = SoC(t) - \frac{P_{store}(t) \cdot Ts \cdot \eta}{E_{store}} \quad (2)$$

Im Falle einer positiven Leistung, also dem Entladevorgang, berechnet sich der SoC wie folgt:

$$SoC(t + 1) = SoC(t) - \frac{P_{store}(t) \cdot Ts}{E_{store} \cdot \eta} \quad (3)$$

Ist der Speicher bereits fast vollständig ge- bzw. entladen, so wird die Speicherleistung limitiert und der SoC für den nächsten Zeitschritt auf maximale Beladungskapazität bzw. Entladungstiefe gestellt. Die Verlustleistung beim Speicher ergibt sich durch die Effizienz:

$$P_{loss}(t) = P_{store}(t) \cdot (1 - \eta) \quad (4)$$

Die verbleibende Residuallast  $P_{res-incl-store}$  ist somit:

$$P_{res-incl-store}(t) = P_{res}(t) - P_{store}(t) - P_{loss}(t) \quad (5)$$

Auf Grundlage der Gleichungen wird die Speicherfunktion in das opEn-Modell integriert. Dabei werden die vorgestellten zeitlich abhängigen Speichergrößen jeweils für ein Jahr komplett berechnet. Zudem können jährliche Speicherparameter wie ein-/ausgespeicherte Energie und Ladezyklen ausgegeben werden. Elektrische Speicher werden mit der Funktion Speicher simuliert und basiert auf den Berechnungen, siehe Abbildung 31 im Anhang.

### 3.1.4 Energiewirtschaftliches Modell in opEn

Neben den Energieflüssen stellt die energiewirtschaftliche Betrachtung einen zentralen Teil des Energiesystemmodells dar. Berechnet werden bisher die Stromgestehungskosten (engl. Levelized Costs of Electricity, kurz LCOE), elektrische Speicherkosten (engl. Levelized Costs of Storage, kurz LCOS), Wärmegestehungskosten (engl. Levelized Costs of Heat, kurz LCOH), sowie die n Stromkosten. Nicht betrachtet werden bisher Kosten für Mobilität (engl. Levelized Costs of Mobility, kurz LCOM), sowie Sonderregelungen für Prosumer und Industrieverbraucher. Die stetige Erweiterung und Anpassung des energiewirtschaftlichen Modells erfolgt in einem agilen Prozess mit Pilotsystemen [15]. Die Gestehungskosten stellen einen Vergleichswert auf Kostenbasis und nicht eine Berechnung der Höhe von Einspeisetarifen dar. Sie können unterstützend zur Entscheidungsfindung herangezogen werden, stellen jedoch anhand der einzelnen Betrachtung keine abschließende Aussage über die Wirtschaftlichkeit einer Technologie dar. Die Berechnung kann entweder auf Grundlage der Kapitalwertmethode oder der Annuitätenmethode erfolgen. Die Annuitätenmethode bietet den Vorteil eines geringeren Rechenaufwandes und betrachtet die gesamte Nutzungsdauer der Energieanlagen ohne die jährlichen Barwerte. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass dadurch die jährlich produzierte Energiemenge sowie die jährlichen Betriebskosten über die gesamte Betrachtungsdauer als konstant angenommen werden. Die Wertigkeit der produzierten Energie innerhalb eines Energiesystems in stündlicher Auflösung wird dabei ebenfalls nicht berücksichtigt [16]. Anders wie in [17] beschrieben, werden im vorliegenden Modell keine Preisentwicklungen angenommen. Aufgrund fehlender Daten zur Inbetriebnahme der Anlagen werden die Kosten für Installation und Betrieb an das Ausgangsjahr der Untersuchung geknüpft, welches einen systemischen Fehler in der Betrachtung zur Konsequenz hat [18].

### Stromgestehungskosten (LCOE)

Die Levelized Costs of Electricity (LCOE) ermöglichen es, Anlagen unterschiedlicher Erzeugungs- und Kostenstruktur miteinander zu vergleichen. Die Stromgestehungskosten werden für jede Technologie im opEn-Modell mittels Funktion wie folgt berechnet.

$$LCOE = \frac{c_0 \cdot \frac{i \cdot (1+i)^t}{(1+i)^t - 1} + c_{OuMfix} + c_{OuMvar}}{E_{gen}} \quad (6)$$

Die spezifischen Stromgestehungskosten ergeben sich aus der Gegenüberstellung aller anfallenden Kosten der Anlage und der erzeugten Strommenge ( $E_{gen}$ ) innerhalb des Simulationszeitraumes. Die Anfangsinvestition ( $c_0$ ) wird durch den Annuitätsfaktor in anteilige jährliche Investitionskosten umgerechnet. Die Gesamtkosten setzen sich dann aus den anteiligen Investitionskosten und den variablen und fixen Betriebskosten zusammen. Dabei stellen variable Betriebskosten ( $c_{OuMvar}$ ) ertragsabhängige Kosten für z.B. Substrat dar. Die Eingangsparameter wie anlagespezifische Kosten oder Zinssätze werden den jeweiligen Komponenten hinterlegt [10]. Diese vereinfachte Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt unter der Annahme, dass die jährlichen Betriebskosten sowie die jährlich produzierte Strommenge über die gesamte Betrachtungsdauer konstant sind [17]. Da der Simulationszeitraum ein Jahr beträgt, könnten Effekte wie Degradation oder Änderungen der Betriebskosten jedoch angepasst werden. Die im Modell resultierenden LCOE der Stromanlagen werden zusammen mit den LCOH exemplarisch in Abbildung 9 dargestellt. Die mittleren Stromgestehungskosten ( $LCOE_{gen}$ ) werden aus dem gewichteten Mittelwert aller LCOE und der gesamten regenerativ erzeugten Energie berechnet. Durch die Flexibilitäten im Stromsektor ergeben sich weitere Größen wie Kosten für Abregelung oder Speicherkosten. Im folgenden Abschnitt wird die Berechnung der Speicherkosten erläutert.

### Stromspeicherkosten (LCOS)

Basierend auf der Annuitätenmethode werden auch die spezifischen Kosten für Speicher berechnet. Derzeit sind nur elektrische Heimspeicher und Quartierspeicher im Modell integriert, die Berechnung der LCOS könnte jedoch in Zukunft auf Wärmespeicher übertragen werden.

$$LCOS = \frac{c_0 \cdot \frac{i \cdot (1+i)^t}{(1+i)^t - 1} + c_{OuMfix} + E_{loss} \cdot LCOE_{gen}}{E_{in} + E_{out}} \quad (7)$$

Die spezifischen Kosten der Speicherung werden anhand der Gesamtkosten des Speichersystems und den Kosten für Speicherverluste bezogen auf den Gesamtspeicherumsatz berechnet.

Die Gesamtkosten des Speichersystems setzen sich aus Investitions- und fixen Betriebskosten zusammen. Die Speicherverluste werden durch den mittleren LCOE bepreist. Diese Darstellung der LCOS bezieht somit die Speicherkosten, inklusive der Verluste, auf den Gesamtumsatz des Speichersystems und nicht auf den Verbrauch des Energiesystems. Dadurch wird der Speicher nicht als Systemdienstleistung, wie das elektrische Netz, sondern als Komponente im System betrachtet [18, 19].

### Wärmegestehungskosten (LCOH)

Äquivalent zu den Stromgestehungskosten werden auch die Wärmegestehungskosten berechnet. Da die Integration des Wärmesektors noch nicht abgeschlossen ist, werden die LCOH vorerst für dezentrale Wärmepumpen, zentrale Geothermie-Anlagen, dezentrale Solarthermieanlagen, sowie Abwärme aus Biomassenutzung berechnet. Gleichung 8 zeigt die technologie-spezifische Berechnung der LCOH im Modell.

$$LCOH = \frac{c_0 \cdot \frac{i \cdot (1+i)^t}{(1+i)^t - 1} + c_{OuMfix} + c_{OuMvar}}{H_{gen}} \quad (8)$$

Die spezifischen Erzeugungskosten für Wärme ergeben sich ebenfalls aus der Gegenüberstellung aller anfallenden Kosten der Anlage und der erzeugten Wärme ( $H_{gen}$ ) innerhalb des Simulationszeitraumes. Die Gesamtkosten setzen sich dann aus den anteiligen Investitionskosten und den variablen und fixen Betriebskosten zusammen. Dabei stellen variable Betriebskosten ( $c_{OuMvar}$ ) für die Wärmeerzeuger vor allem Kosten durch benötigte Hilfsenergie, wie Strom, dar. Dafür wird der simulierte Strombedarf der jeweiligen Komponenten mit mittleren Stromgestehungskosten multipliziert. Weitere Annahmen werden auch hier zu Beginn der Simulation den jeweiligen Komponenten hinterlegt. Für den Wärmesektor werden im Modell nur mittlere Wärmegestehungskosten ( $LCOH_{gen}$ ) berechnet, da bisher keine Wärmespeicher oder Abregelung in Wärmenetzen etc. integriert sind. Abbildung 9 zeigt die resultierenden spezifischen Energiegestehungskosten für die jeweiligen Technologien. Die standortabhängigen Annahmen, basierend auf [10], [16] und [17], können je nach betrachteter Energiezelle angepasst werden. Sowohl die Stromgestehungskosten, als auch die Wärmegestehungskosten sind unterteilt in Investitionskosten, fixen und variablen Betriebskosten. Wie Abbildung 9 zeigt, variieren die Gestehungskosten je nach Anlagentyp. Im Stromsektor liegt der spezifische LCOE zwischen 54,0 und 114,1 €/MWh. Die Wärmegestehungskosten liegen zwischen 56,0 und 90,0 €/MWh. Damit befinden sich die Kosten im Rahmen der in [17] ermittelten Spannweite.

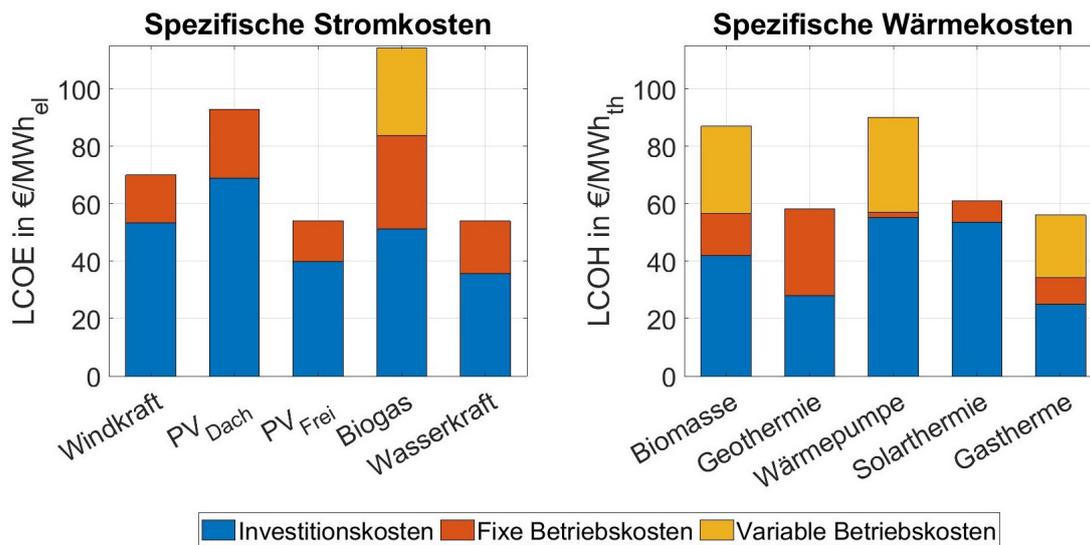


Abb. 9: Strom- und Wärmegestehungskosten der verschiedenen Komponenten

Im Folgenden wird die Berechnung der Stromkosten als realitätsnahe Zielgröße basierend auf den Stromgestehungskosten erläutert.

### Kosten für Energieimporte bzw. -exporte

Neben der Veranschaulichung der verschiedenen Gestehungskosten können durch die Zeitreihensimulation unterschiedliche Szenarien für den Stromimport und -export aufgezeigt werden. Für den Wärmesektor werden bisher keine Importe oder Exporte oder deren Bepreisung berücksichtigt, da Wärmenetze noch nicht modelliert werden. Für die Berechnung der Import- und Exportkosten bzw. Einnahmen wird der Ausgleichsenergiepreis (AEP) als Näherung für den Strombörsenpreis verwendet [20]. Dabei ist wichtig hervorzuheben, dass durch diese Annahme Day-Ahead Auktionen vernachlässigt werden, was in der Realität für Energieversorger nicht möglich ist. Das Preismodell ist somit stark vereinfacht und berücksichtigt ebenfalls keine Prognosen für Preis- oder Leistungsentwicklungen [18]. Die Zeitreihe des Ausgleichsenergiepreises, basierend auf dem Saldo des Netzregelverbundes, kann direkt in das Modell geladen werden und somit auch jährlich oder individuell angepasst werden [20].

Die resultierenden Import- bzw. Exportkosten können sowohl negative, als auch positive Werte enthalten. Negative Kosten werden im Modell als Vergütung bzw. Einnahmen definiert. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die

	Import	Export
positiver AEP	Kosten	Einnahmen
negativer AEP	Einnahmen	Kosten

Tab. 3: Übersicht zu Kosten basierend auf AEP

Vorzeichen der Kosten in Abhängigkeit von dem Ausgleichsenergiepreis. Bei einem positiven Ausgleichsenergiepreis entstehen im Falle von Import Kosten; im Falle von Export negative Kos-

ten, also Einnahmen. Ist der AEP negativ wird Import vergütet und Export bepreist. Dies kann bspw. zu Mittagszeiten auftreten, wenn PV-Großanlagen exportieren und ein Leistungsüberschuss zwischen den Bilanzkreisen geregelt werden muss [19]. Für die weitere Untersuchung wird der Ausgleichsenergiepreis von 2019 verwendet, um Effekte der Corona-Pandemie auf den Stromverbrauch ausschließen zu können. Abbildung 10 zeigt zwei Darstellungen des AEP. Im linken Graphen ist der zeitliche Verlauf des Ausgleichsenergiepreises über ein Jahr zu sehen. Um die Aussage des arithmetischen Mittels durch positive und negative Kosten nicht zu verfälschen, werden zwei Mittelwerte berechnet. Dabei sind die Mittelwerte für positive bzw. negative Werte in schwarz eingezeichnet. Der positive Mittelwert beträgt 45,1 €/MWh; der negative -34,4 €/MWh. Auffällig sind die starken Schwankungen des Preises zwischen August und November bis zu 1169,5 €/MWh bzw. -746,3 €/MWh. Im rechten Graphen ist die relative Häufigkeit der einzelnen Werte als Histogramm dargestellt. Die starken Schwankungen sind relativ zu allen Werten vernachlässigbar und werden somit nicht korrigiert, da dies auch dem realistischen Preisschwankungen zwischen Bilanzkreisen entspricht [19].

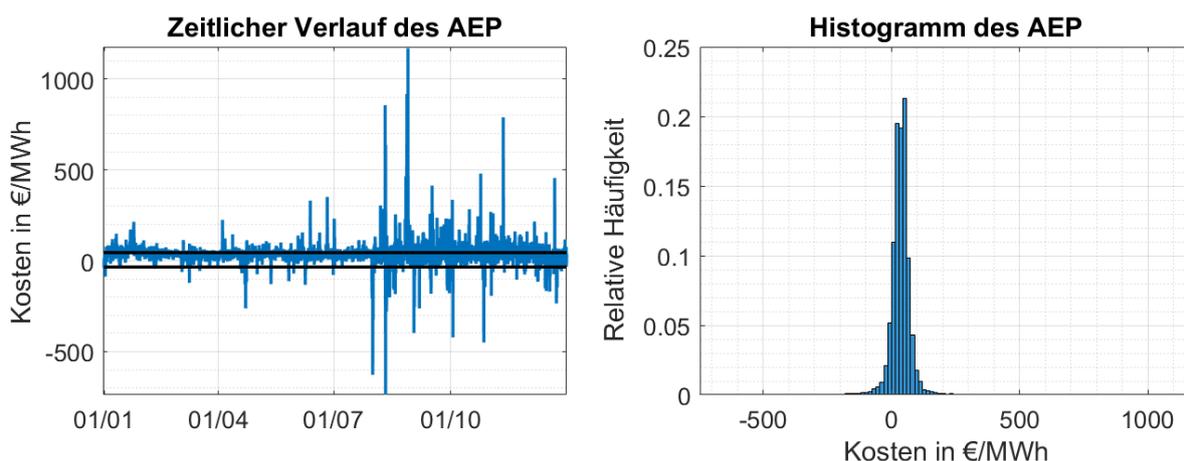


Abb. 10: Statistische Auswertung des Ausgleichsenergiepreises

### Zusammensetzung der mittleren Stromkosten

Die Stromkosten stellen eine wichtige Zielgröße dar, die vor allem durch die realitätsnahe Darstellung das Verständnis für die Auswirkungen der Energiewende für die Bürger erhöht. Um die Stromkosten im Energiesystem zu modellieren, müssen einige Annahmen festgelegt werden. Im Modell werden keine staatlichen Regelungen für Prosumer, wie EEG-Vergütung, berücksichtigt. Alle Energieanlagen werden bisher als Volleinspeiser im Besitz der Energiezellenbetreiber modelliert. Zusätzlich werden die Stromkosten inklusive der Mehrwertsteuer berechnet, wodurch keine gewerblichen oder industriellen Stromtarife betrachtet werden.

Die Zusammensetzung der Stromkosten wird in diesem Modell in drei Kategorien gefasst: Kosten für die Energiebeschaffung, Kosten für die Netznutzung und Kosten des Stromvertriebs.

$$c_{Strom} = c_{Beschaffung} + c_{Netznutzung} + c_{Stromvertrieb} \quad (9)$$

Dabei gliedert sich die Energiebeschaffung in gesamte Stromgestehungskosten und Kosten für Stromimport bzw. Stromexport in das übergelagerte Netz. Die Kosten für die Energiebeschaffung im Stromsektor variieren bei den verschiedenen Szenarien. Wirtschaftliche Konsequenzen von Preiserhöhungen oder Gesetzesänderungen können durch die Betrachtung der Netznutzung und des Stromvertriebs im Modell ebenfalls für die Bevölkerung veranschaulicht werden. Unter Kosten für die Netznutzung fallen Umlage für abschaltbare Lasten, Offshore-Netzumlage, §19-StromNEV-Umlage, Umlage nach KWKG und die Konzessionsabgabe. Als Kosten für den Stromvertrieb werden Stromsteuer, EEG-Umlage und Mehrwertsteuer zusammengefasst [21].

## 3.2 Simulation des Prosumerverhaltens

Nach dem zellularen Ansatz können große Energiezellen aus mehreren kleinen Energiezellen bestehen, hier Haushalte [2]. In einer regenerativ versorgten Energiezelle können manche Haushalte sowohl als Konsumenten als auch als Produzenten (sogenannte Prosumer) auftreten [10]. Dies hat den Vorteil, dass die erzeugte Energie (meist PV-Dachanlagen) direkt genutzt oder gespeichert werden kann und das Netz nicht mit den Lastspitzen belastet [13]. Im ersten Schritt wird aufgezeigt werden, wie die Modellierung von sogenannten Prosumern in opEn integriert wird und welche Auswirkungen dies auf die gesamte Residuallast hat.

### 3.2.1 Modellierung von Prosumern in opEn

Prosumer können als kleine Energiezellen angesehen werden und bestehen somit aus Energieerzeugungsanlagen, Verbrauchern und Flexibilitäten [2]. Abbildung 11 stellt den im Folgenden modellierten Prosumer als PV-Dachanlagenbetreiber mit Speicher und elektrischem Verbrauch dar. Denkbar wäre auch, Wärmepumpen und Solarthermieanlagen zu

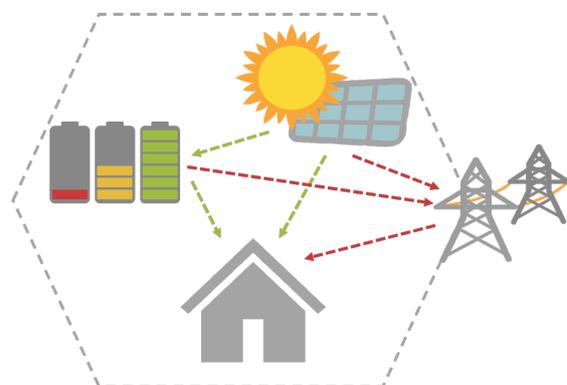


Abb. 11: Prosumerschema als Energiezelle

berücksichtigen [10, 13]. Für die Modellierung der Prosumer ist vor allem die Residuallast in der Energiezelle Haushalt relevant. Es wird angenommen, dass die Erzeugungsleistung von PV-Dachanlagen ( $P_{PV-Dach}$ ) in Privathaushalten mit einer Leistungsaufnahme von ( $P_{Haushalt}$ ) und einem Netzanschlusspunkt auftritt. Daraus resultiert für jeden Zeitschritt die Residualleistung ( $P_{Res-HH}$ ) der Energiezelle Prosumer. Dabei bedeuten negative Werte Überschussleistung und positive Werte Defizitleistung am Netzanschlusspunkt. Die Residuallast kann durch die Differenz von Erzeugungsleistung und Verbrauch berechnet werden:

$$P_{Res-HH}(t) = P_{Haushalt}(t) - P_{PV-Dach}(t) \quad (10)$$

Aus der elektrischen Residualleistung im Haushalt resultiert die mögliche Speicherleistung ( $P_{store}$ ), die durch einen Heimspeicher ein- bzw. ausgespeichert werden kann. Die Heimspeicherleistung wird analog, wie in Abschnitt 3.1.3 beschrieben, für ein ganzes Jahr berechnet. Nach der Verwendung des Heimspeichers bleibt eventuell Residualleistung übrig. Dies wäre die verbleibende PV-Leistung bzw. die übrige Haushaltslast, welche durch den Austausch mit der übergeordneten Energiezelle ausgeglichen werden muss.

$$\begin{aligned} P_{PV-Dach-verbl.}(t) &= P_{Res-incl-pros}(t) \forall P_{Res-incl-pros}(t) < 0 \\ P_{HH-verbl.}(t) &= P_{Res-incl-pros}(t) \forall P_{Res-incl-pros}(t) > 0 \end{aligned} \quad (11)$$

Das Prosumermodell ermöglicht es in Zukunft weitere Verbraucher und Erzeuger in kleineren Einheiten zu berechnen. Somit wäre beispielsweise eine differenziertere Betrachtung des Strombedarfs durch private Elektromobilität und Wärmepumpen denkbar. Auch Priorisierungen von Verbrauchern oder Erzeugern in Form von eigenen privaten Regelungsstrategien wäre durch die Prosumerfunktion möglich. Im Folgenden soll diese erläutert werden.

### 3.2.2 Funktionsweise der Prosumerregelung

Auf Grundlage der Gleichung können die Leistungsvektoren für die Prosumer berechnet werden. Die Modellierung der Prosumer erfolgt in opEn über die Funktion Prosumer. Diese ist im Folgenden als Blockschaltbild, siehe Abbildung 12, dargestellt. Als Eingangsdaten dienen die Leistungsverläufe von Haushaltsstrombedarf und PV-Dachanlagen, deren Erzeugung für private Verbraucher angenommen wird. Neben der Zeitvariablen  $T_s$  werden Speicherparameter und die Ausbaumengen der Speicherfunktion übergeben.  $P_{res}$  stellt die in 3.2.1 berechnete Residuallast dar. Die nach dem Einsatz der elektrischen Heimspeicher verbleibende Residuallast  $P_{res-incl-store}$  wird als  $P_{PV-Dach-pros}$  und  $P_{HH-pros}$  mit den Speicherkenngößen ausgegeben.

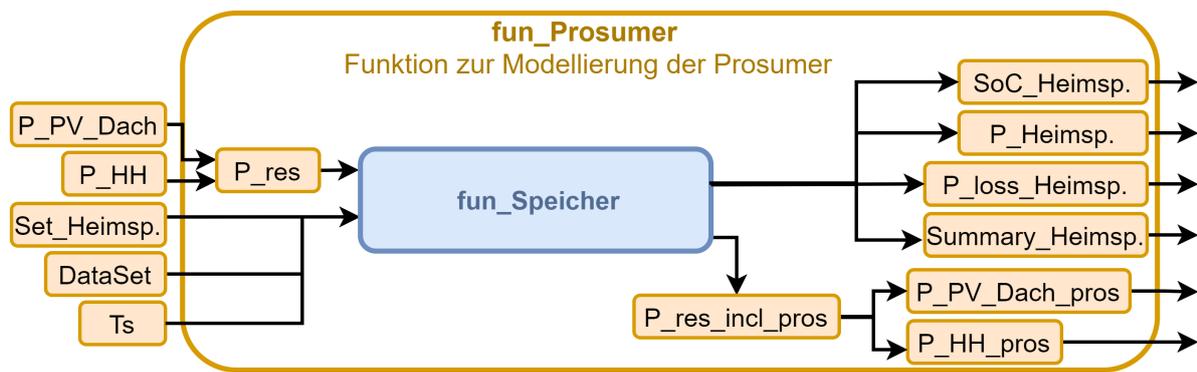


Abb. 12: Blockschaubild der Prosumer-Funktion in opEn

Die Leistungsverläufe für einen Prosumer sind exemplarisch in Abbildung 13 dargestellt. Die dabei ausgewählten Tage zeigen die maximale Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die exemplarische Erzeugung der PV-Dachanlage, der Haushaltsstrombedarf und die daraus resultierende Residuallast sind im ersten Diagramm gegenübergestellt. Dabei wird eine Dachanlage mit einer Installationsleistung von 10 kW, ein Strombedarf von 6.370 kWh pro Jahr (ca. 2 Haushalte) [21] und ein Heimspeicher mit 10 kWh Speicherkapazität und 5 kW Maximalleistung angenommen. In der zweiten Darstellung sind die resultierenden Speicherleistungsverläufe und die Residuallast mit Berücksichtigung des Speichers zu sehen. Die Defizitleistung der Energiezelle (positive Residuallast im ersten Diagramm) kann oftmals von dem Heimspeicher gedeckt werden, wie in der unteren Darstellung zu sehen ist. Die Überschussleistung aufgrund der hohen PV-Erzeugung wird in das übergelagerte Netz eingespeist.

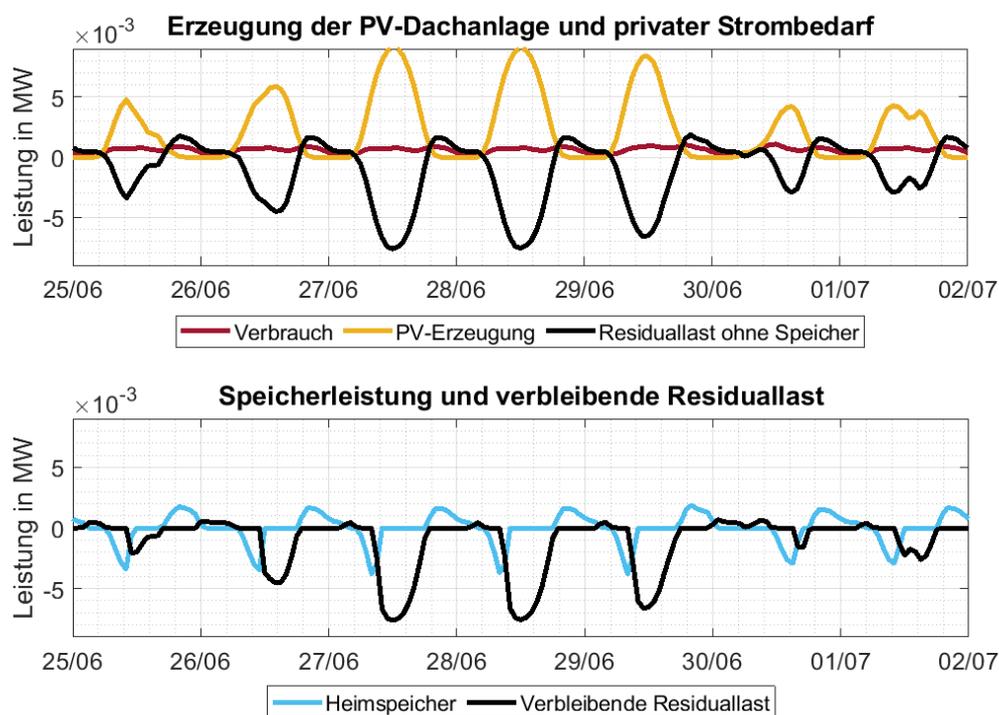


Abb. 13: Exemplarische Tage für Prosumer ohne und mit Speicher

Der Heimspeicher wird derzeit mit Eigenverbrauchsoptimierung modelliert, wobei auch eine netzdienliche Regelung möglich wäre [14]. Nach der Regelung der Prosumer können weitere Regelungsstrategien für die gesamte Energiezelle folgen. In den beiden nächsten Kapiteln werden neue Regelungen in opEn gezeigt.

### 3.3 Integration statischer Regelstrategien

Wie bereits in Abschnitt 2.1.3 beschrieben, besteht in Energiesystemmodellen die Möglichkeit die Regelungshierarchie fest vorzugeben. In opEn wird daher neben der unregulierten Erzeugung bzw. Verteilung des Stroms auch eine statische Hierarchie eingeführt. Im Folgenden wird gezeigt, wie die statische Regelungsstrategie in opEn modelliert wird.

#### 3.3.1 Modellierung der statischen Energieeinsatzplanung

Abbildung 14 zeigt die vorgegebene Hierarchie des Stromeinsatzes in opEn. Über allen weiteren Erzeugern und Verbrauchern steht das Prosumermodell, in Anlehnung an [10], welches Privathaushalten und Heimspeichern eigene Regelungs- bzw. Priorisierungsmöglichkeiten gibt.

PV-Dachanlagen und Heimspeicher können nicht von der übergeordneten Logik geregelt werden. Nach der in Abschnitt 3.2 gezeigten Berechnung der verbleibenden PV-Dachanlagen-Leistung und des verbleibenden Haushaltstrombedarfs wird die Residualleistung  $P_{Res}$  durch die Differenz aller Erzeuger ( $P_{Erzeugung}$ ) und Verbraucher ( $P_{Verbrauch}$ ) berechnet. Biogasanlagen und Wasserkraftwerke werden als Grundlastkraftwerke angenommen. Daraus ergibt sich bei negativer Residuallast ein Leistungsüberschuss oder ein Leistungsdefizit bei positiver Residuallast.

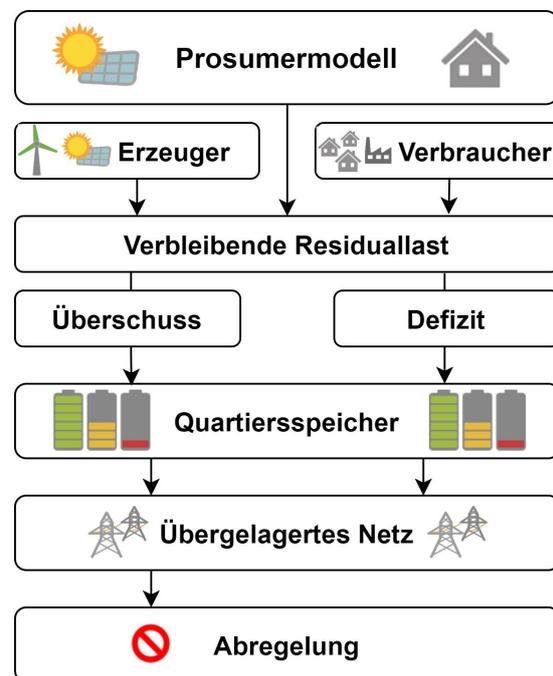


Abb. 14: Statische Regelungshierarchie

$$P_{Erzeugung}(t) = P_{Wind}(t) + P_{PV-Frei}(t) + P_{PV-Dach-verbl.}(t) + P_{Wasser}(t) + P_{Bio}(t) \quad (12)$$

$$P_{Verbrauch}(t) = P_{WP}(t) + P_{E-Mob}(t) + P_{GL}(t) + P_{HH-verbl.}(t) \quad (13)$$

$$P_{Res}(t) = P_{Verbrauch}(t) - P_{Erzeugung}(t) \quad (14)$$

Gemäß der Regelungshierarchie, siehe Abbildung 14, kommt zunächst der Quartierspeicher zum Einsatz. Dabei gibt die Speicherfunktion die verbleibende Residuallast nach Verwendung des Quartierspeichers  $P_{Res-incl-store}$  zurück, welche im nächsten Schritt für den Import oder Export genutzt wird.

$$P_{Import}(t) = P_{Res-incl-store}(t) \forall P_{Res-incl-store}(t) > 0$$

$$P_{Export}(t) = \max(P_{Res-incl-store}(t), -P_{Netz-max}) \forall P_{Res-incl-store}(t) < 0$$
(15)

Bei positiver Residuallast wird Strom aus dem übergelagerten Netz importiert. Derzeit erfolgt keine Deckelung der Importleistung aus Gründen der Versorgungssicherheit in der Energiezelle. Bei Überschussleistung wird die vorhandene Residualleistung exportiert, jedoch maximal die mögliche Leistung am Netzanschlusspunkt. Falls die Netzanschlusskapazität  $P_{Netz-max}$  überschritten wird, kann die Erzeugungsleistung von PV-Freiflächen und dann von Windkraftanlagen abgeregelt werden. Die Priorisierung der Abregelung ist dabei einstellbar. Die tatsächlich erzeugte Anlagenleistung ergibt sich aus der Differenz von maximal möglicher Erzeugungsleistung und abgeregelter Leistung.

### 3.3.2 Funktionsweise der statischen Regelung

Im Hauptprogramm des opEn Modells werden die Zeitreihen für jede Variante berechnet. Nachdem die maximale Erzeugungsleistung und die Lasten berechnet werden, folgt der Aufruf der Funktion Regelung. Dabei kann in der Simulationsplanung festgelegt werden, welche Regelstrategie angewendet werden soll. Abbildung 15 zeigt das Blockschaltbild der Funktion Regelung im Falle der statischen Regelung, also  $mode = 1$ .

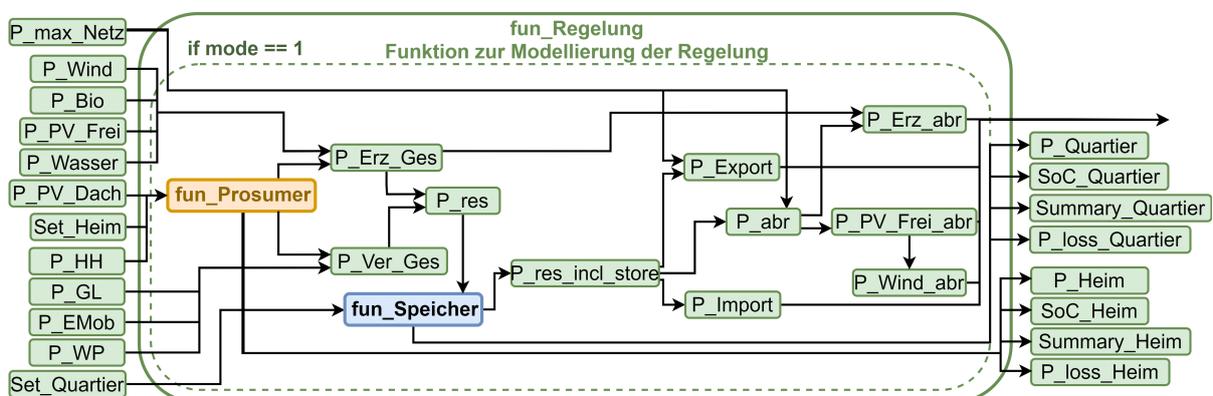


Abb. 15: Blockschaltbild der Funktion Regelung bei statischer Betriebsführungshierarchie

Die Eingangsdaten sind die Lastgänge der elektrischen Verbraucher, die maximal mögliche Leistung der Energieanlagen und die hinterlegten Annahmen für elektrische Speicher.

Nach der Anwendung der Prosumerfunktion, siehe Abschnitt 3.2, wird die Residuallast berechnet, die als Eingangsgröße für die Speicherfunktion dient. Diese gibt auch die Kenngrößen für den Quartiersspeicher aus. Die verbleibende Residuallast wird für die Berechnung der Import- und Exportleistung, sowie der Abregelung, verwendet. Die Reihenfolge richtet sich nach der in Abbildung 14 gezeigten Hierarchie. Die Regelungsfunktion übergibt alle Leistungsverläufe und die Kenngrößen für Heim- und Quartiersspeicher dem Hauptskript. Die resultierenden Leistungsverläufe können für exemplarische Tage im Detail angezeigt werden, siehe Abbildung 16. Die exemplarischen Tage zeigen Zeitreihen mit maximaler Erzeugung, um die Funktionalität der Regelung bei starken Leistungsüberschüssen veranschaulichen zu können.

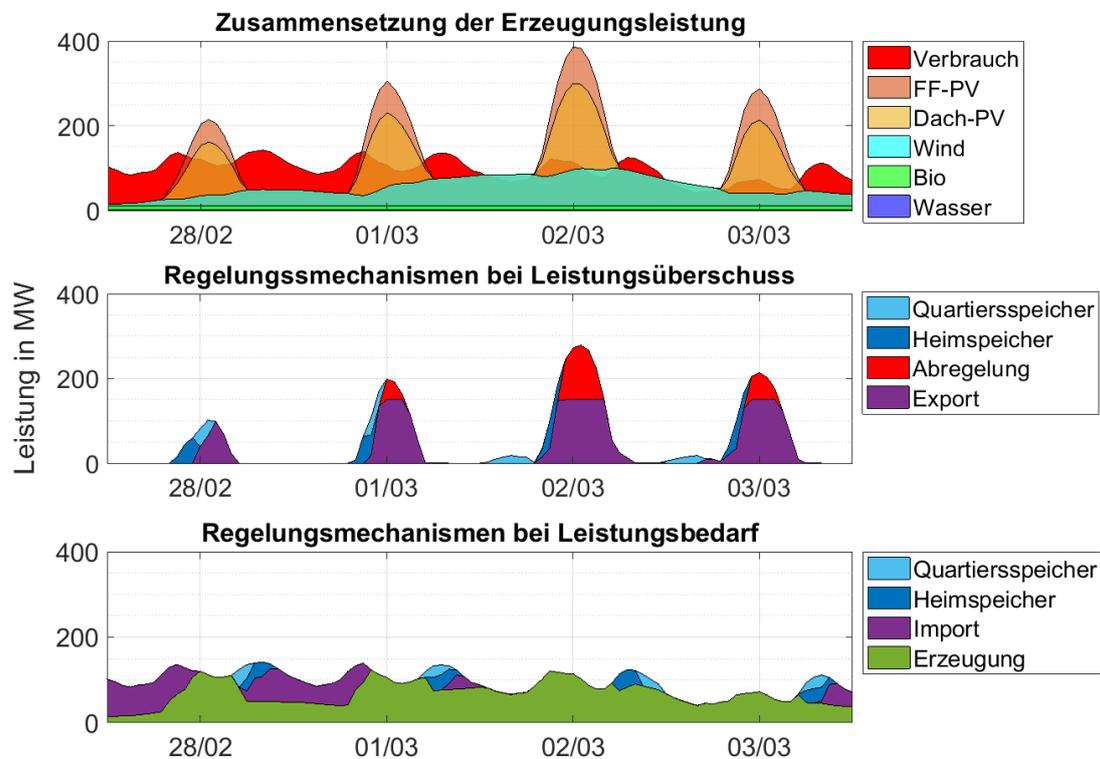


Abb. 16: Exemplarische Leistungsverläufe bei der statischen Regelung

Die maximale Gesamtleistung der Heimspeicher beträgt 64 MW; die der Quartierspeicher 42 MW. Genaue Angaben zu Installationsleistungen für das angegebene Veranschaulichungsbeispiel sind im Anhang zu finden. Die erste Darstellung zeigt die Zusammensetzung der Erzeugungsleistung in MW über die Zeit. Dabei ist die Verbrauchslast im Hintergrund in rot aufgetragen und die kumulierte Erzeugungsleistung der elektrischen Energieanlagen farbig im Vordergrund aufgebaut: Wasserkraftanlagen (blau), Biomasseanlagen (grün), Windkraftanlagen (cyan), PV-Dachanlagen (gelb) und PV-Freiflächenanlagen (orange). Vor allem die Leistungsspitzen am Mittag, verursacht durch einen hohen Anteil von PV-Anlagen an der Energieversorgung, sind auffällig. Diese übersteigen oftmals die Netzanschlusskapazität des

Referenzsystems von 150 MW. Dies ist auch im zweiten Graphen erkennbar, der die Regelungsmechanismen bei Leistungsüberschuss darstellt. Dabei können Export (violett), Abregelung (rot) und das Laden von Heim- und Quartierspeicher (Blautöne) genutzt werden, um diese Lastspitzen zu kappen. Gemäß der Betriebsführungshierarchie werden hier zunächst die Speicher und anschließend das Netz als Flexibilität genutzt. Die Abregelung findet nur im Falle von vollen Speichern und einer ausgelasteten Exportleistung von 150 MW statt, was in der Zeitreihe als Spitzenlastkappung der Exportleistung zu sehen ist. Auch im Falle von Leistungsbedarf funktioniert die Betriebsführungshierarchie, wie die letzte Darstellung in Abbildung 16 zeigt. Die regenerative Erzeugungsleistung (grün dargestellt) wird anderen Mechanismen gegenüber priorisiert eingesetzt. Bei leeren Energiespeichern und einem Leistungsbedarf wird Leistung aus dem Netz bezogen, also importiert (lila). Der Aufbau von Erzeugungs-, Import- und Speicherleistung ergibt die Verbrauchslast, wie in der ersten Darstellung abgebildet. Die Analyse der Zeitreihen zeigt, dass die statische Regelung nach der in opEn festgelegten Betriebsführungshierarchie funktioniert.

### 3.4 Integration dynamischer Regelungsstrategien

Neben der gezeigten statischen Regelungshierarchie wird in der vorliegenden Arbeit auch eine dynamische Betriebsführungshierarchie entwickelt, integriert und untersucht.

#### 3.4.1 Modellierung der dynamischen Energieeinsatzplanung

Die grundlegende Idee der dynamischen Regelung in opEn ist an das Konzept des Strommarktes angelehnt. Es wird angenommen, dass einige der Energieanlagen an einem virtuellen Markt zu einem Momentanpreis Leistung anbieten können. Zunächst wird das Prosumermodell simuliert, da die privaten PV-Dachanlagen Betreiber nicht von der übergeordneten Logik geregelt werden können. Die verbleibende Residuallast berücksichtigt Biogas- und Wasserkraftanlagen bisher als nicht-regelbare Grundlastkraftwerke und nimmt an, dass die elektrischen Verbraucher auch nicht geregelt werden können.

$$P_{Res} = (P_{WP} + P_{EMob} + P_{GL} + P_{HH-verbl.}) - (P_{PV-Dach-verbl.} + P_{Wasser} + P_{Bio}) \quad (16)$$

Auf Grundlage der Residuallast wird für jeden Zeitschritt im Jahr entschieden welche Erzeugertypen oder Flexibilitäten zum Einsatz kommen. Dabei werden derzeit die Kosten als Entscheidungskriterium verwendet. Auch  $CO_2$ -Emissionen wären als Kriterium denkbar.

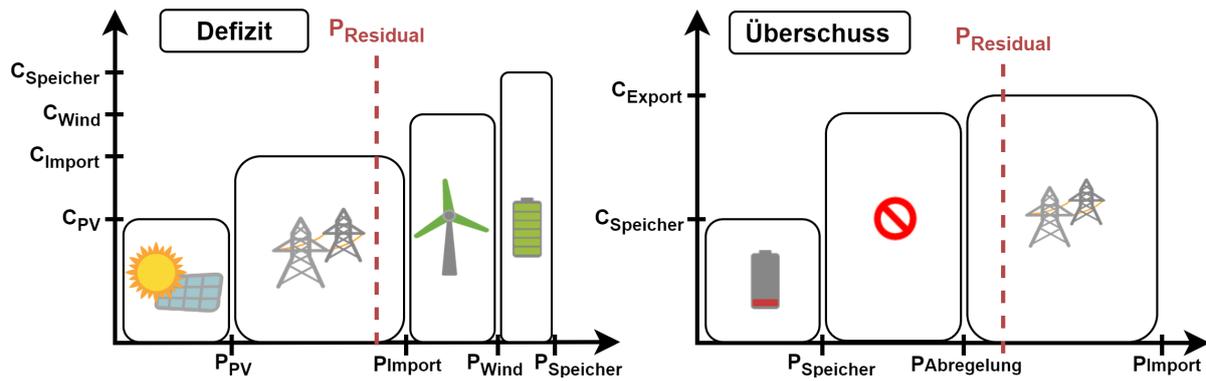


Abb. 17: Exemplarische Einsatzplanung bei der dynamischen Regelung für einen Zeitschritt

Abbildung 17 stellt dies schematisch für den Fall von Überschuss- und Defizitleistung dar. Auf der Abszisse sind die in dem Zeitschritt möglichen Leistungen aufgetragen und die Ordinate zeigt die dazugehörigen Kosten. Die Komponenten werden für jeden Zeitschritt nach Kosten aufsteigend sortiert und dürfen in dieser Reihenfolge Leistung abgeben/aufnehmen. Bei Leistungsdefizit können PV-Dachanlagen und Windkraftanlagen variabel geregelt werden und bieten die regenerative Energie zu dem jeweiligen berechneten LCOE an, siehe Abschnitt 3.1.4. Der LCOE wird wie gezeigt mit der maximalen jährlichen Energiemenge berechnet, was der Annahme bedarf, dass die nicht genutzte Leistung (d.h. die Abregelung) auch vergütet wird. Dabei wird für jeden Zeitschritt die Leistung von PV-Freiflächenanlagen oder Windkraftanlagen an den Bedarf angepasst. Im Falle, dass die mögliche Anlagenleistung kleiner als der Leistungsbedarf ist, wird die maximale Leistung der Anlage eingespeist und der verbleibende Leistungsbedarf wird von weiteren Komponenten gedeckt. Neben den regenerativen Erzeugern werden auch Speicher und das elektrische Netz genutzt, um Defizitleistungen zu kompensieren. Die mögliche Speicherleistung wird für jeden Zeitschritt aus dem Ladezustand ermittelt und zu dem Preis des LCOS angeboten. Die Kosten für den Import werden anhand des Ausgleichsenergiepreises bestimmt, siehe Abschnitt 3.1.4. Im Falle eines Leistungsüberschusses können Speicher, Abregelung und Export genutzt werden. Die Exportleistung kann dabei maximal den Wert der Netzanschlusskapazität annehmen. Die abgeregelt Leistung  $P_{abr}$  ergibt sich aus der Summe der Differenzen von tatsächlich eingespeister und der maximal möglicher Leistung der Energieanlagen.

$$P_{abr}(t) = (P_{Wind}(t) - P_{Wind-abr}(t)) + (P_{PV-Frei}(t) - P_{PV-Frei-abr}(t)) \quad (17)$$

Die Erzeugungsleistung mit Berücksichtigung von Abregelung ergibt sich durch die Differenz der Gesamterzeugung und der Abregelleistung.

$$P_{Erz-abr}(t) = P_{Erz-Ges}(t) - P_{abr}(t) \quad (18)$$

Auf Grundlage dessen wird die dynamische Regelungsstrategie in das opEn Modell integriert.

### 3.4.2 Funktionsweise der dynamischen Regelung

Auch die dynamische Regelung wird mit der Funktion Regelung abgebildet, wobei der Modus auf den Wert 2 gesetzt wird. Abbildung 18 zeigt das Blockschaltbild für die dynamische Energieeinsatzplanung. Neben den Lastgängen von Verbrauchern und Erzeugern werden auch Speicherannahmen und Kosten als Eingangsdaten verwendet. Zuerst wird wieder die Prosumerfunktion aufgerufen. Die daraus resultierende Residuallast stellt die benötigte Leistung für jeden Zeitpunkt  $P_{req}$  in der Schleife dar. Es werden zwei Matrizen gebildet:  $P_{vec}$  und  $kost_{vec}$ .  $P_{vec}$  stellt alle möglichen Leistungen der Komponenten im Falle von Überschuss oder Defizit in einem Zeitpunkt dar; die Matrix  $kost_{vec}$  zeigt die dazugehörigen Kosten. Die Kosten und die dazugehörigen Komponentenleistungen werden der Größe nach aufsteigend sortiert und mit der benötigten Leistung abgeglichen. Es wird immer zuerst die kostengünstigste Komponente eingesetzt und sollte deren Leistung nicht ausreichen, wird stets die nächstgünstigere Komponente miteinbezogen bis die erforderliche Leistung abgedeckt ist.

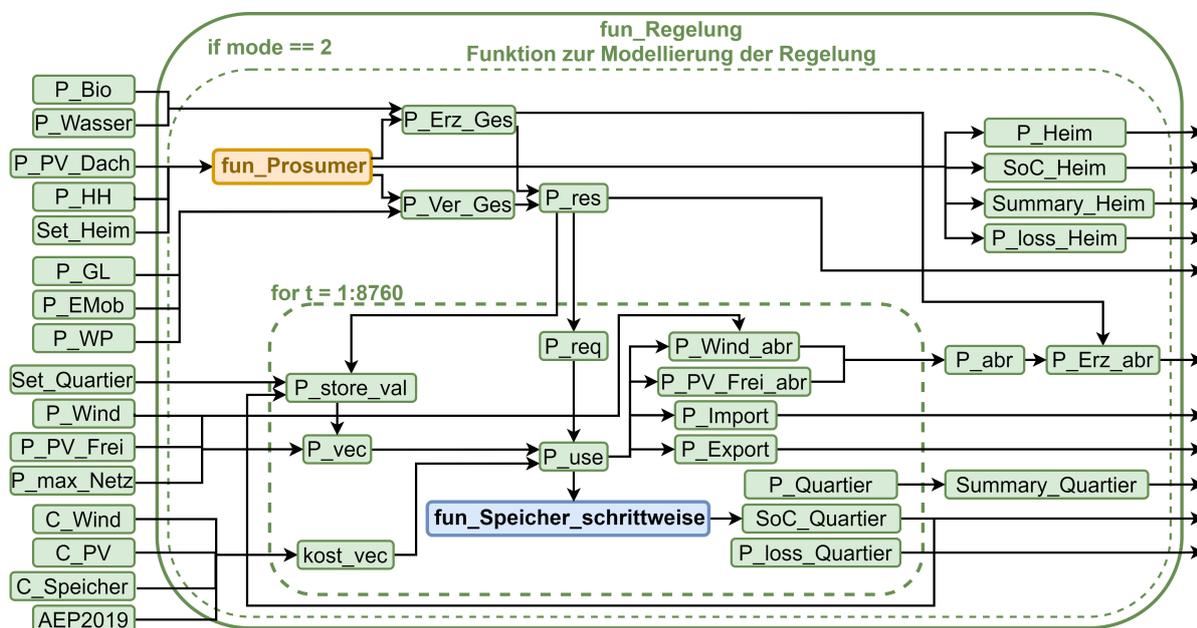


Abb. 18: Blockschaltbild der Funktion Regelung bei dynamischer Energieeinsatzplanung

Die Matrix  $P_{use}$  gibt die tatsächlich genutzte Leistung der Komponenten im Falle von Überschuss oder Defizit an. Danach kann die Speicherfunktion schrittweise angewendet werden, um die Speicherleistung und den Ladezustand des Quartiersspeichers für den nächsten Zeitschritt

zu berechnen. Auch die Import- bzw. Exportleistung und die Erzeugungsleistung von PV-Freiflächen und Windkraftanlagen resultieren aus  $P_{use}$ . Nach dem letzten Schritt der Schleife werden die Abregelungsleistung und die Speicherkenngrößen für die Quartierspeicher berechnet. Zur besseren Nachvollziehbarkeit für die Abläufe in der Schleife werden zunächst die einzelnen Zeitreihen der Komponenten und deren Kosten gezeigt und anhand einzelner Zeitpunkte erklärt. Es handelt sich um das Veranschaulichungsbeispiel welches in Abbildung 19 dargestellt und in drei Graphiken unterteilt ist. Die erste Graphik zeigt die Residuallast vor dem Regelungsprozess und die maximal mögliche Erzeugungsleistung von PV-Freiflächenanlagen und Windkraftanlagen über der Zeit. Die negativen Werte der Residuallast, also Überschussleistung, während der Mittagszeit werden durch die PV-Dachanlagen verursacht, die nicht übergeordnet geregelt werden können. Die mittlere Graphik stellt den Verlauf der Kosten dar. Dabei sind die LCOE von Wind und PV-Dach und die LCOS des Quartierspeichers konstant. Der Ausgleichsenergiepreis variiert über der Zeit. Zu Beginn der Zeitreihe ist der AEP positiv, erreicht jedoch zur Mittagszeit negative Werte bis zu -125 €/MWh.

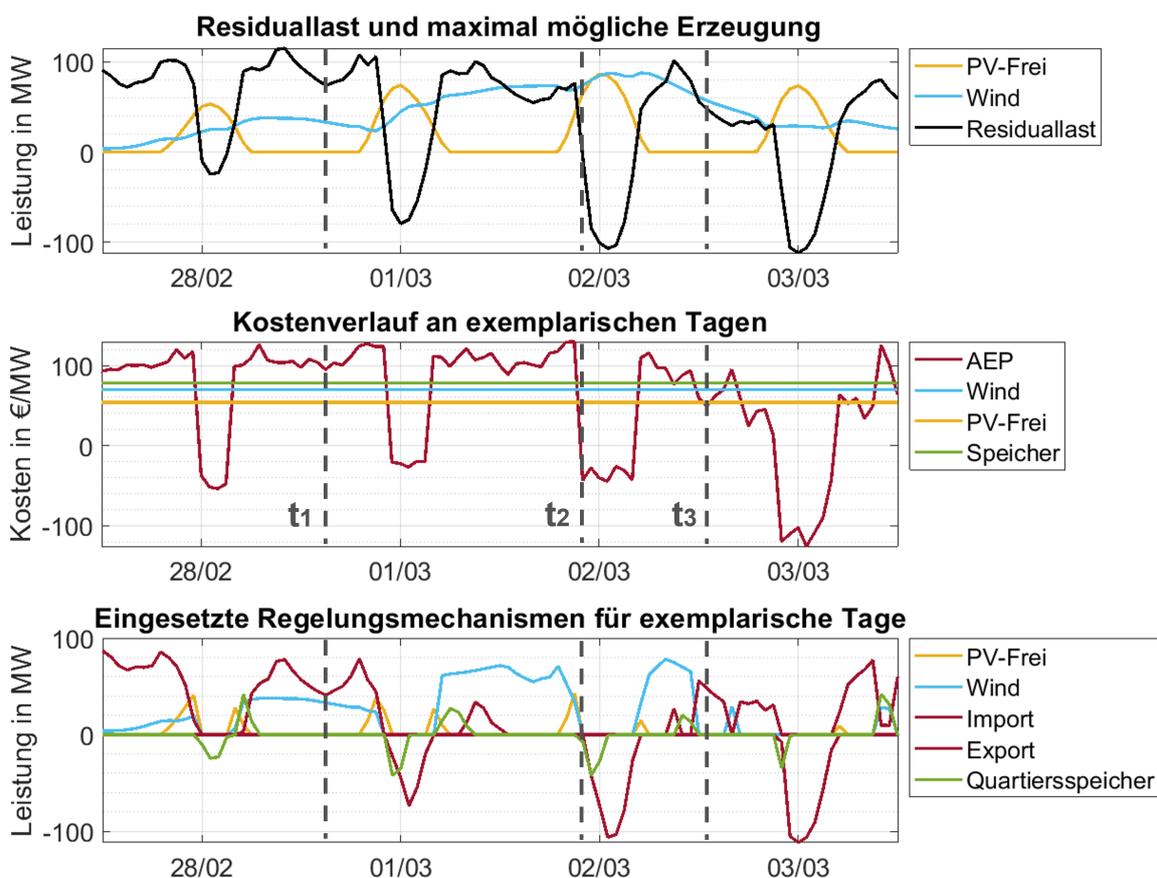


Abb. 19: Funktionsanalyse der dynamischen Regelung anhand exemplarischer Zeitreihen

Die letzte Darstellung präsentiert die eingesetzten Regelungsmechanismen für dieselbe Zeitreihe. Dabei werden die tatsächlich eingesetzten Zeitreihen von PV-Freiflächenanlagen und Windkraftanlagen, sowie Import bzw. Export und die Speicherleistung des Quartierspeichers gezeigt. Es fällt auf, dass die tatsächlichen Leistungen der regenerativen Energieanlagen aufgrund der eingesetzten Abregelung stark von der maximal möglichen Erzeugung abweichen. In allen Diagrammen sind die drei Zeitpunkte  $t_1$ ,  $t_2$  und  $t_3$  eingezeichnet. Anhand dieser Zeitpunkte kann der Ablauf der Regelung verifiziert werden. Zum Zeitpunkt  $t_1$  (in der Nacht von 28.02 auf 01.03) ist die Defizitleistung größer als die Energieerzeugung durch Windkraft. Preislich liegt der AEP weit über den regenerativen Anlagen, wodurch, nach Tabelle 3, bei Import von Leistung höhere Kosten entstehen würden. Die PV-Freiflächenanlagen können zum Zeitpunkt  $t_1$  zwar den niedrigsten Preis, aber keine Leistung bieten, weshalb die Windkraftanlagen einspeisen. Der verbleibende Bedarf wird durch Energieimport gedeckt. Der Zeitpunkt  $t_2$  zeigt eine Residuallast von 0 MW im System, was einen Wendepunkt der Regelungsmechanismen darstellt. Die vor  $t_2$  einspeisenden PV- und Windkraftanlagen werden abgeregelt, um weitere Leistungsspitzen zu vermeiden. Der AEP ist negativ, was den Quartierspeicher zur günstigsten Komponente im darauffolgenden Zeitpunkt macht. Nach  $t_2$  lädt der Quartierspeicher und die restliche Überschussleistung wird exportiert. Zum letzten Zeitpunkt  $t_3$  herrscht in der Energiezelle wieder eine Defizitleistung von 50 MW, die durch Import gedeckt wird. Die PV-Erzeugungsleistung liegt bei 0 MW, da es Nacht ist. Kurz vor  $t_3$  wird der Speicher entladen, da der AEP dort über dem LCOS liegt. Um den Zeitpunkt  $t_3$  findet ein Wechsel zwischen der Einspeisung von Windkraft und Import von Leistung statt, da der Import zeitweise teurer oder günstiger als der LCOE der Windkraftanlagen ist. So entstehen Leistungsspitzen der einzelnen eingesetzten Komponenten. Auf Grundlage der verifizierten Regelungsstrategie werden die Zeitreihen an exemplarischen Tagen dargestellt, um die Zusammensetzung der Leistung zu untersuchen. Folgende Abbildung basiert auf der gleichen Darstellungsweise wie Abbildung 16. Die obere Darstellung in Abbildung 20 zeigt wieder die Zusammensetzung der Erzeugungsleistung ohne Abregelung, die unteren Darstellungen die Regelungsmechanismen bei Leistungsüberschuss bzw. -bedarf. Im Gegensatz zu der statischen Regelungsstrategie wird für die untersuchte Zeitreihe bei großen Leistungsüberschüssen mehr abgeregelt statt exportiert.

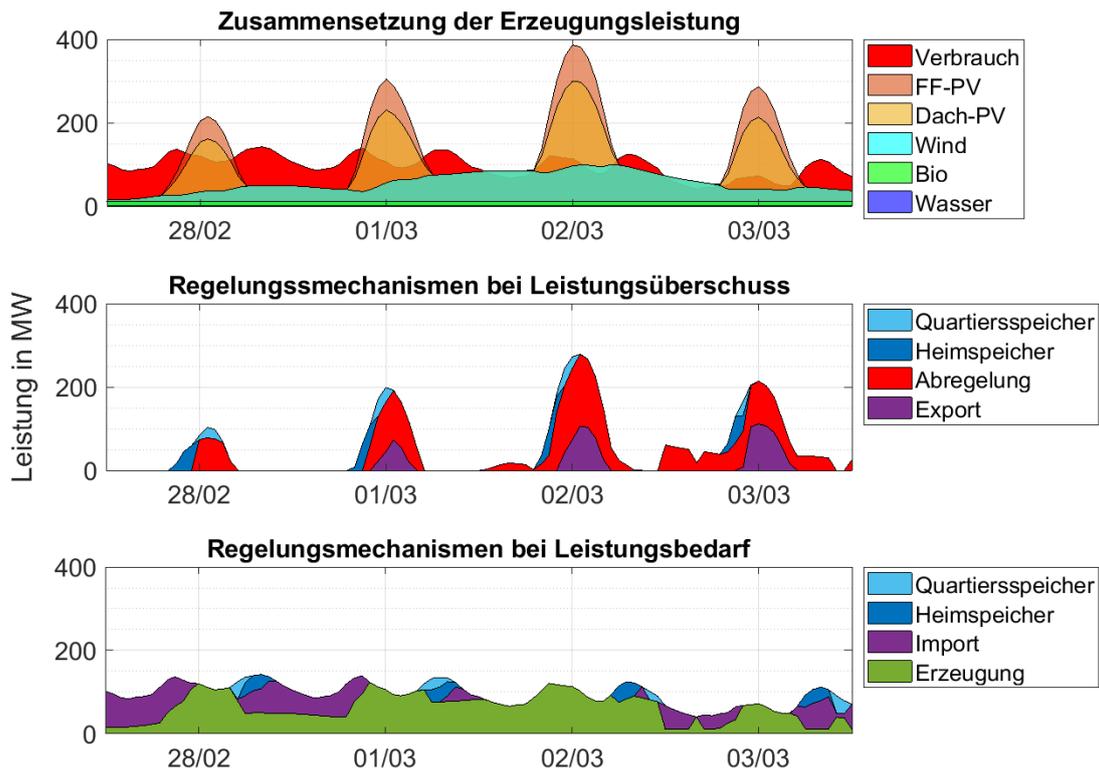


Abb. 20: Exemplarische Leistungsverläufe bei der dynamischen Regelung

Auch die fehlende Priorisierung des Quartierspeichers ist zu erkennen, da dieser nur ge- bzw. entladen wird, wenn er günstiger als der Export bzw. Import ist. Am 03.03., beispielsweise, zeigt sich der Einfluss der variierenden Kosten besonders: an diesem Tag wird zeitweise die Erzeugung abgeregelt, da der Import günstiger ist.

Sowohl die statische als auch die dynamische Regelungsstrategie sind anhand von Zeitreihen verifiziert. Im nächsten Schritt der Untersuchung soll auf jährliche Systemkenngrößen eingegangen werden und wie diese durch die unterschiedlichen Modi beeinflusst werden.

## 4 Auswirkungen auf Systemzielgrößen

Nach der Integration der Regelungsstrategien werden nun die Auswirkungen auf relevante Systemzielgrößen untersucht. Für eine einheitliche Untersuchung werden daher zunächst Szenarien definiert, die in bestimmten Systemparametern variieren. Danach werden die Systemzielgrößen vorgestellt und die für die Forschungsfragen relevanten Kenngrößen festgelegt. Dadurch können dann die verschiedenen Regelstrategien hinsichtlich dieser analysiert und bewertet werden.

### 4.1 Definition von Szenarien und relevanten Zielgrößen

#### 4.1.1 Szenarien für die Untersuchung

Für die Untersuchung der Auswirkungen auf die Systemzielgrößen werden zunächst Varianten definiert, die mögliche Ausbauszenarien darstellen. Als Referenzsystem dient hierbei der Landkreis Ebersberg, nahe München, der mit 142.142 Einwohnern, einer Gesamtfläche von 54.940 ha und einem Endenergieverbrauch von 3.442 GWh (Stand 2018) klar ländliche Strukturen aufweist. Der Landkreis gliedert sich insgesamt in 21 Gemeinden [22]. Der Ist-Zustand wird auf Grundlage des Treibhausgasberichts des Landkreises aus dem Jahre 2018 generiert, da derzeit keine aktuelleren Daten vorliegen. Der Landkreis veröffentlichte im Jahr 2010 sein Klimaschutzkonzept für den Fortschritt der Energiewende [23]. Das Ausbauziel 2030 stellt dabei die Basis der Untersuchungsszenarien dar, wie Abbildung 21 zeigt.

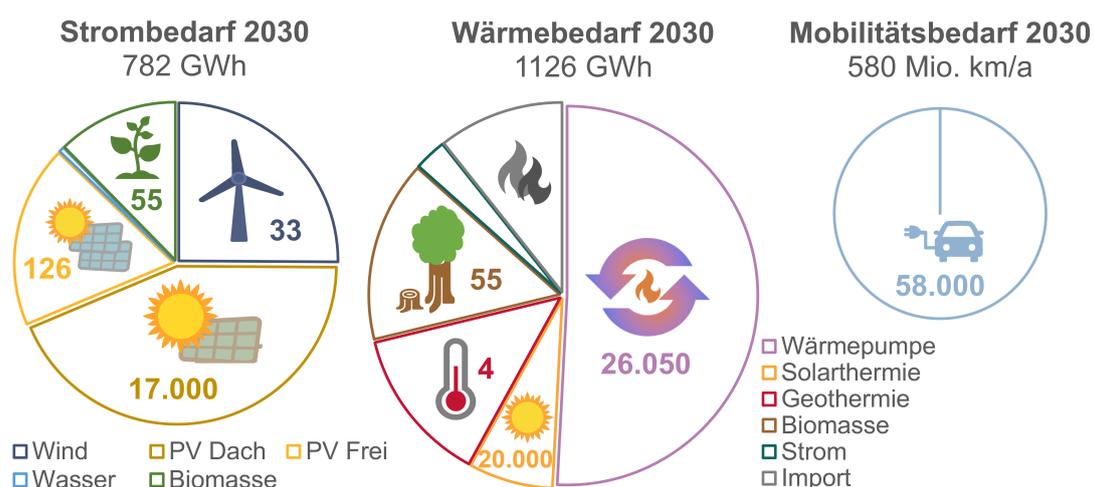


Abb. 21: Übersicht zu Energiebedarf und Anzahl der Energieanlagen in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität für das Ausbauziel 2030 des Landkreises Ebersberg

Die drei Kuchendiagramme stellen die notwendige Anlagenanzahl der Energieversorgung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität für das Ausbauziel 2030 dar. Eine tabellarische Über-

sicht mit den angenommenen Anlagenkenngrößen ist dem Anhang zu entnehmen. Mit einem Strombedarf von 782 GWh, davon 411 GWh konventionelle Stromverbraucher wie Haushalte und Gewerbe/Dienstleistungen, wird der Strombedarf im Vergleich zu 2018 um 46,5 % ansteigen. Dies ist vor allem dem höheren Bedarf durch Wärmepumpen und Elektromobilität geschuldet. Der Großteil des Strombedarfs wird bilanziell durch PV-Anlagen gedeckt werden. Auch der Zubau von 32 weiteren Windkraftanlagen, insgesamt 33, deckt rund ein Viertel des Strombedarfs. Der gesamte Wärmebedarf von 1126 GWh im Jahr 2030 setzt eine Reduktion des Wärmeverbrauchs von 35 % bezüglich des Jahres 2018 voraus. Dies kann vor allem durch Sanierung und Effizienzsteigerung erreicht werden. Wärmepumpen können rund die Hälfte des Bedarfs decken und erhöhen somit auch die Sektorenkopplung im Landkreis. Ein weiterer Wärmeerzeuger stellen die zusätzlichen Geothermieranlagen dar. Der Mobilitätsbedarf von 580 Mio km/a wird nur in Form von Elektromobilität gedeckt, was auch Konsequenzen auf den Leistungsbedarf der Energiezelle haben wird. Flexibilitäten wie Speichertechnologien werden in dem Ausbauziel 2030 nicht berücksichtigt. Auf Grundlage dieses Ausbauzieles 2030 werden für die weiterführende Untersuchung sechs Szenarien definiert, die nur im Zubau der Speicher und in der Art der Regelung variieren. Verbrauchswerte und Zubau der Energieanlagen bleiben gleich.

- Szenario 1: Ausbauziel 2030 mit keiner Regelung und ohne Speicher
- Szenario 2: Ausbauziel 2030 mit keiner Regelung und Speicher
- Szenario 3: Ausbauziel 2030 mit statischer Regelung und ohne Speicher
- Szenario 4: Ausbauziel 2030 mit statischer Regelung und Speicher
- Szenario 5: Ausbauziel 2030 mit dynamischer Regelung und ohne Speicher
- Szenario 6: Ausbauziel 2030 mit dynamischer Regelung und Speicher

Szenario 1, Szenario 3 und Szenario 5 betrachten nur den Zubau von regenerativen Energieanlagen und berücksichtigen keine Flexibilitätseinheiten. Um Effekte von Speicherzubau untersuchen zu können, werden bei den Szenarien mit Speichern (2, 4 und 6) die gleiche Menge an Heim- & Quartiersspeicher verbaut. Dabei wird angenommen, dass jeder PV-Dachanlagenbesitzer im Landkreis zusätzlich einen Heimspeicher zubaut, was einen Zubau von 12.898 Heimspeichern, jeweils mit einer Kapazität von 10 kWh und einer Maximalleistung von 5 kW, bedeutet. Um die Auswirkungen des Zubaus von Quartiersspeichern untersuchen zu können, wird angenommen, dass jede Gemeinde zwei Speicher mit einer Leistung von jeweils 1 MW und einer Speicherkapazität von 2 MWh besitzt, was eine Gesamtspeicherleistung von 42 MW und eine Gesamtkapazität von 84 MWh bedeutet. Weitere Annahmen zu den

Speichern sind dem Anhang zu entnehmen. Bei Szenario 1 und 2 wird weder eine zentrale (Ab-)Regelung der Komponenten noch die maximale Netzanschlusskapazität berücksichtigt. Die statische Regelung (Szenario 3 und 4) regelt die Komponenten nach der beschriebenen Hierarchie und ermöglicht die Limitierung von Leistung. Durch die dynamische Regelung in Szenario 5 und 6 werden die Komponenten nach variierenden Kosten eingesetzt. Die definierten Szenarien werden anhand verschiedener Systemzielgrößen untersucht, um eine multikriterielle Bewertung der unterschiedlichen Regelungsmechanismen und Speicherbauzahlen zu gewährleisten. Im Folgenden werden die vorhandenen Zielgrößen in opEn vorgestellt und Relevante hervorgehoben.

#### 4.1.2 Relevante Zielgrößen für die Auswertung

Im Rahmen der Entwicklung des opEn-Modells werden bereits unterschiedliche ökonomische, technologische und ökologische Zielfunktionen definiert. Einige der technologischen Zielfunktionen werden direkt während der Simulationsdurchführung berechnet (z.B. der jährliche Maximalwert der Residuallast oder die gesamte jährliche Erzeugung der EE-Anlagen). Andere Zielfunktionen werden im Nachgang an die Zeitschrittsimulation berechnet. Vor allem die Berechnung der ökonomischen und ökologischen Zielfunktionen erfolgt durch jährliche Kenngrößen. Diese Zielfunktionen sind als eigene MATLAB Funktionen im Modell hinterlegt und werden im Rahmen der Simulationsauswertung ausgeführt. Abbildung 22 zeigt eine Übersicht zu den Systemzielgrößen.



Abb. 22: Übersicht zu den Systemzielgrößen in opEn

Die bisher implementierten Funktionen werden im Folgenden knapp erläutert. Wirtschaftliche Zielgrößen sind spezifische und gesamte Stromgestehungskosten, Speicherkosten, Wärmegestehungskosten, Kosten für Stromimport- und Export und gesamte Stromkosten, siehe Abschnitt 3.1.4. Technologische Zielgrößen stellen vor allem jährliche Kenngrößen, die direkt aus der Zeitreihensimulation resultieren, dar. Die Berechnung von Energieimport und -export wird

unter anderem zur Beschreibung der Unabhängigkeit des Energiesystems vom übergeordneten Netz und zur Berechnung der gesamten Stromkosten benötigt. Der bilanzielle Autarkiegrad gibt an, welcher Anteil des gesamten Verbrauchs eines Systems durch eigene Erzeugung gedeckt werden kann. Im Gegensatz dazu berücksichtigt der lokale Autarkiegrad auch die zeitliche Übereinstimmung von Erzeugung und Verbrauch. Er gibt also an, in welchem Maß sich ein System tatsächlich selbst mit Energie versorgen kann. Um zu 100% bilanziell autark zu sein, reicht es also, wenn die innerhalb eines Systems erzeugte und verbrauchte Energiemenge über den Betrachtungszeitraum hinweg übereinstimmen. Für einen lokalen Autarkiegrad von 100% muss die Erzeugungsleistung jedoch zu jedem Simulationszeitraum mindestens so groß sein, wie die des Verbrauchs, was jedoch volkswirtschaftlich nicht erstrebenswert ist. Im Modell werden beide Werte berechnet. Die Erzeugungsnennleistung beschreibt die Leistung aller im System installierten EE-Anlagen. Im Modell wird sie sowohl pro Anlagentyp als auch für das Gesamtsystem berechnet. Unter ökologischen Zielgrößen werden Auswirkungen der Energieanlagen im Strom- und Wärmesektor auf die Fläche und  $CO_2$ -Emission der Energiezelle gezeigt. Sowohl auf den Energieimport als auch auf die systeminterne Erzeugung der regenerativen Erzeugungsanlagen entfallen  $CO_2$ -Emissionen. Die Höhe der  $CO_2$ -Emission ist dabei abhängig vom jeweiligen Energieträger und kann anhand der spezifischen Emission (Emissionsfaktor in kg/MWh) berechnet werden. Dabei handelt es sich um  $CO_2$ -Äquivalente. Der Betrieb einiger EE-Anlagen ist emissionsfrei. Der angegebene Emissionsfaktor bezieht sich jedoch auch auf die zur Herstellung, Installation und Entsorgung der Anlage benötigte Energie. Neben der absoluten Emission in kg werden auch absolute und spezifische Einsparungen im Vergleich zum Ist-Zustand berechnet. Der Flächenbedarf einzelner Systemkomponenten kann unter anderem die anfallenden Stromkosten einer Variante beeinflussen (Pachtkosten). Außerdem gibt er Auskunft darüber, inwiefern das reale System durch den Ausbau einzelner Komponenten beansprucht wird. Im Modell wird dabei nach benötigter und bebauter Fläche unterschieden. Die benötigte Fläche beschreibt den gesamten Flächenbedarf einer Komponente, inklusive eventuell geforderter Abstands- oder Ausgleichsflächen. Die bebaute Fläche beschreibt wiederum nur den Anteil des Flächenbedarfs, der für die Errichtung der eigentlichen Anlage anfällt. Die Möglichkeit der Doppelnutzung, beispielsweise in Kombination mit anderen EE-Anlagen oder Landwirtschaft, wird aktuell nicht berücksichtigt.

Für die weitere Untersuchung sollen sowohl technische als auch ökologische und ökonomische Zielgrößen verwendet werden, um eine umfassende Analyse sicherzustellen. Die technischen

Konsequenzen von unterschiedlichen Regelstrategien könnten sich vor allem bei der Betrachtung von Import- und Exportleistung bzw. -energie zeigen. Ökologische Aspekte werden im Rahmen der  $CO_2$ -äquivalenten Emissionen untersucht. Als ökonomische Zielfunktion werden die mittleren Kosten der Strombeschaffung analysiert. Durch die Integration der Regelstrategien können auch weitere Zielgrößen zur Analyse definiert und verwendet werden: Abregelungsenergie, Eigenverbrauch und Energieumsatz der elektrischen Speicher.

## 4.2 Analyse der Import- bzw. Exportleistung

Im Folgenden wird zunächst das Import- und Exportverhalten der Energiezelle untersucht. Dafür werden im ersten Schritt die Zeitreihen von Import und Export statistisch anhand von Boxplots ausgewertet, wie Abbildung 23 zeigt.

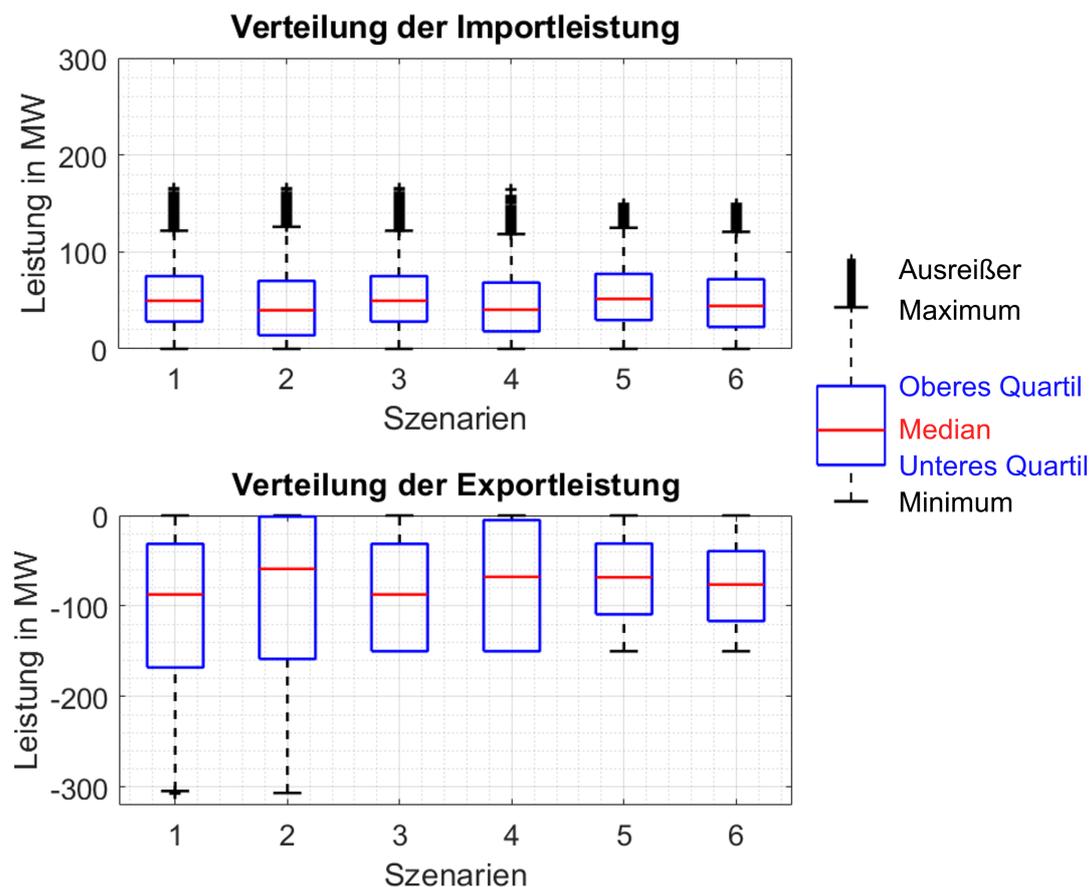


Abb. 23: Vergleich: Auftreten von Import- und Exportleistung

Die obere Darstellung zeigt die Verteilung der Importleistung, die untere die der Exportleistung. Es ist jeweils Leistung in MW über die einzelnen Szenarien aufgetragen. Wie die Legende auf der rechten Seite zeigt, setzt sich der Boxplot aus Minimum, unteres Quartil, Median, oberes Quartil, Maximum und Ausreißern zusammen. Das Minimum, also der kleinste Wert des

Datensatzes, wird durch das Ende des Whiskers gekennzeichnet. Die kleinsten 25% (unteres Quartil) und die größten 75% (oberes Quartil) der Datenwerte befinden sich außerhalb der blauen Box. Somit zeigt der Interquartilsabstand, die Ausdehnung der Box, den Wertebereich an, in dem sich die mittleren 50% der Daten befinden. Die kleinsten 50% der Datenwerte sind kleiner oder gleich dem Meridian, der in rot dargestellt ist. Der gesamte Wertebereich des Datensatzes wird durch die Länge des gesamten Boxplots (inklusive Ausreißer) dargestellt.

In allen Szenarien treten Importleistungen zwischen 0 und 120 MW auf (ohne Ausreißer). Die Verteilung der Importleistung variiert kaum: der Interquartilsabstand von Szenario 1, 3 und 5 ist identisch. Durch den Einsatz von Speichern in Szenario 2, 4 und 6 kann der Median der Leistungswerte lediglich um 7 - 10 MW reduziert werden. Die Netzanschlusskapazität von 150 MW wird bei allen Szenarien nur durch Ausreißer erreicht. Bei der Verteilung der Exportleistung treten dagegen größere Unterschiede zwischen den Szenarien auf. In Szenario 1 und 2 liegen die Minima der Exportleistung über 300 MW. Aufgrund der Begrenzung auf die Netzanschlusskapazität liegt die Spannbreite der Daten für Szenario 3-6 zwischen 0 und -150 MW. Bei der statischen Regelung befindet sich das untere Quartil bei -150 MW, was bedeutet, dass die exportierte Leistung oftmals die Netzanschlusskapazität erreicht. Der Wert des Medians wird bei keiner und statischer Regelung durch den Zubau von Speichern reduziert. Dies bedeutet, dass die Speicher, welche bei diesen Regelungsstrategien priorisiert werden, einen Teil der Überschussleistung zum Laden verwenden und dadurch die Exportleistung vermindert wird. Im Falle der dynamischen Regelung sind die Interquartilsabstände deutlich kleiner als bei den anderen Szenarien: 30 MW bis 110 MW. Die Netzanschlusskapazität und kleine Exportleistungen liegen außerhalb der Box und kommen somit nicht so häufig vor. Der Median wird durch den Zubau von Speichern kleiner, was eine leichte Erhöhung der Exportleistung bedeutet. Basierend auf der statistischen Auswertung der Exportleistung zeigt dieser Effekt, dass durch den Einspeichervorgang der Quartierspeicher der Anteil der Leistungswerte mit hoher Exportleistung ansteigen. Somit entstehen bei vollgeladenen Speichern Leistungsflanken, die das Netz tendenziell mit höherer Exportleistung belasten.

Zusammenfassend kann durch den Zubau von Speichern die Importleistung minimal gesenkt werden. Regelungsstrategien haben keinen Einfluss auf die Importleistung. Wichtig ist, dass es sich dabei um eine statistische Betrachtung der Leistung handelt. Die Nutzung statischer Regelungsstrategien limitiert die Spannweite der Exportleistung auf die maximale Netzanschlusskapazität. Bei einer dynamischen Betriebsführungshierarchie liegt ein Großteil der Exportleis-

tungswerte in einem kleinen Bereich von 30-110 MW. Die verschiedenen Regelungsstrategien sind nicht nur anhand der Leistungswerte zu bewerten, sondern auch mittels der gesamten Energiemengen, was im Folgenden verdeutlicht wird.

### 4.3 Eigenverbrauch und Abregelung

Im nächsten Schritt wird untersucht, wie die regenerativ erzeugte Energie in den Szenarien unterschiedlicher Regelung genutzt wird: als Eigenverbrauch, Export oder Abregelung. Die eingespeicherte Energie und die dadurch entstehende Verlustenergie ist im Eigenverbrauch enthalten. Dieser wird als Quotient definiert:

$$\text{Eigenverbrauch} = \frac{E_{EE-abr} + E_{Export}}{E_{EE}} \quad (19)$$

Die regenerative Erzeugung  $E_{EE-abr}$  abzüglich der exportierten Energie  $E_{Export}$  stellt die Energiemenge dar, die direkt von den Verbrauchern genutzt werden kann und ergibt, bezogen auf die gesamte Erzeugung, die Eigenverbrauchsquote [13]. Werden die Leistungsverläufe der Abregelung und des Exports über die Zeit integriert, erhält man die Energiemengen  $E_{Abregelung}$  und  $E_{Export}$ . Das Balkendiagramm in Abbildung 24 zeigt den prozentualen Anteil der Energieerzeugung über die Szenarien. Dabei kann die Erzeugung eigenverbraucht (blau), exportiert (gelb) oder abgeregelt (rot) werden.

Es zeigt sich generell, dass Szenarien mit Speichereinsatz einen höheren Eigenverbrauch der regenerativ erzeugten Energie haben. Liegt der Eigenverbrauch von Szenario 1 lediglich bei 58,7 %, so steigt er in Szenario 2 auf 65,7% an. Die unterschiedlichen Regelungsstrategien ändern den Eigenverbrauch des regenerativen Stroms kaum. Durch die Integration der Regelungsstrategie kann allerdings die Menge an exportierter Energie reduziert werden,

**Verwendung der regenerativ erzeugten Energie**

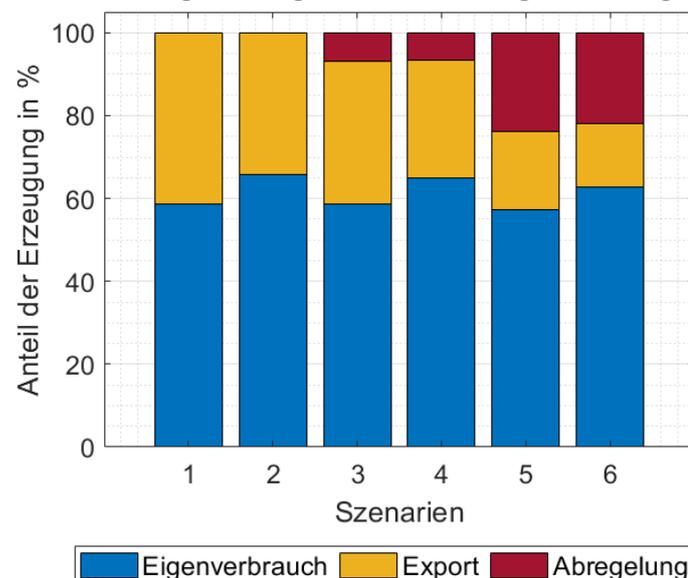


Abb. 24: Vergleich: Eigenverbrauch, Energieexport und Abregelung der regenerativen Energie

da die Menge der abgeregelt Energie ansteigt. Durch die dynamische Regelung erhöht sich

der abgeregelte Anteil auf 23,8% (Szenario 5) im Vergleich zur statischen Regelung (nur 6,8% in Szenario 3). Dabei werden in Szenario 5 32,1% der potentiellen Erzeugung von PV-Freiflächenanlagen und 2,1% der Windenergie abgeregelt. Somit werden die Anlagen mit dynamischer Energieeinsatzplanung und Kosten als Entscheidungskriterium am meisten abgeregelt. Es gibt deutliche Unterschiede zwischen den Regelungsstrategien hinsichtlich der Abregelung und auch bezüglich des Speicherausbaus bei Eigenverbrauch und Exportenergie. Basierend auf den Energiemengen können auch andere Zielgrößen, wie Kosten oder CO<sub>2</sub>-Emissionen, variieren.

#### 4.4 CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgrund verschiedener Regelungsstrategien

Im Folgenden wird gezeigt, wie sich die Art der Regelung und die Variation von Speichereinsatz bei gleichbleibenden Anlagenzahlen auf die Emissionen auswirkt. Die CO<sub>2</sub>-Äquivalente-Emissionen werden in opEn in der Funktion  $CO_2$  für alle regenerativen Erzeuger und Energieimporte berechnet:

$$M_{CO_2} = E_{EE} \cdot f_{CO_2} \quad (20)$$

Der Faktor  $f_{CO_2}$  stellt den Emissionsfaktor der Energieerzeuger in  $kg/MWh$  dar und wird mit der jeweiligen Energiemenge multipliziert. Die Tabelle im Anhang zeigt auch die angenommenen Emissionsfaktoren für Strom- und Wärmeerzeuger [24, 25]. Es gilt zu betonen, dass bei der vorliegenden Betrachtung die anfallenden Emissionen einer Anlage für den gesamten Lebenszyklus berechnet werden. Das bedeutet, dass die Emissionen von regenerativen Anlagen vor allem durch die Herstellung und Entsorgung entstehen.

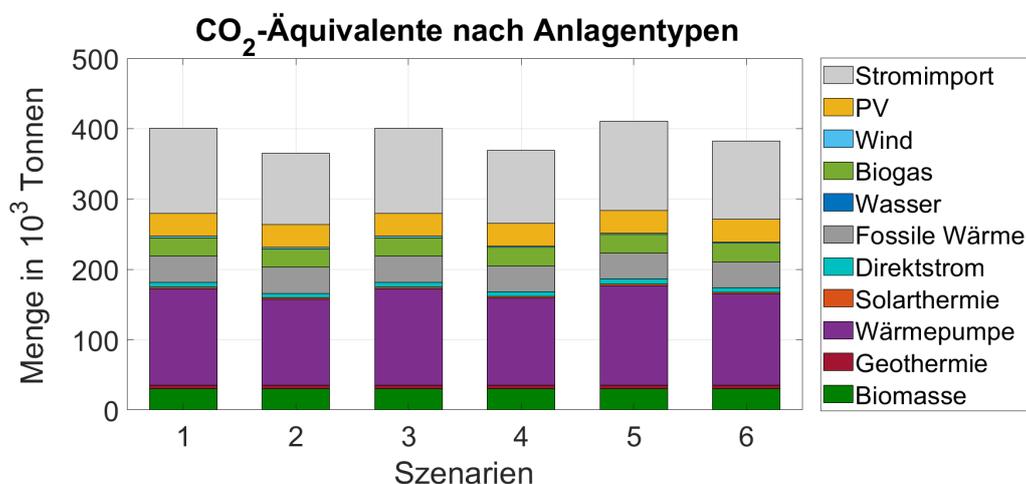


Abb. 25: Vergleich: Menge an CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Strom- und Wärmesektor

Für die Untersuchung werden sowohl Wärmeerzeuger, als auch Stromerzeuger berücksichtigt.

Mengen an  $CO_2$ -Äquivalente, die durch Speicher oder andere Flexibilitäten entstehen, werden vernachlässigt. Die Menge an  $CO_2$ -Äquivalente wird für jeden Energieanlagentyp aufgetragen, siehe Abbildung 25. Im Wärmesektor fallen Emissionen bei Biomasse-Anlagen (dunkelgrün), Geothermie (rot), Wärmepumpen (violett), Solarthermie (orange), Direktstromheizungen (türkis) und für den Import von fossiler Wärme in Form von Gasthermen (dunkelgrau) an. Auch bei Wasserkraft (blau), Biogasanlagen (grün), Wind (cyan), PV-Anlagen (gelb) und Stromimport (hellgrau) fallen  $CO_2$ -Äquivalente Emissionen an. Die Emissionen im Wärmesektor bleiben bis auf die der Wärmepumpe und Direktstromheizung unverändert. Diese werden aus dem  $CO_2$ -Faktor für die Stromgewinnung des Energiesystems berechnet. Bei Szenarien mit Speichereinsatz ist generell eine Reduzierung der Emissionen durch den geringeren Stromimport zu beobachten. Über alle Szenarien gesehen, schwankt die Menge der  $CO_2$ -Äquivalente zwischen 364,8 und 411,0 Mio. Tonnen. 6,9 - 9,1% der Emissionen werden durch Speichereinsatz gesenkt, wohingegen der Einsatz von dynamischer Regelung im Vergleich zu keiner Regelung die Menge um 2,5% erhöht. Bei statischen Regelungsmechanismen und keiner Regelung bleibt die Menge an  $CO_2$ -Äquivalenten gleich. Zusammenfassend sind keine großen Änderungen in Abhängigkeit der Regelungsstrategie zu beobachten, da die Emissionen des Wärmesektors nur sehr gering davon beeinflusst werden.

## 4.5 Wirkung auf Speicherkenngrößen

Da die Nutzung der Speicher durch die Priorisierung in der Regelung variieren kann, werden im Folgenden Speicherkenngrößen untersucht. Zum einen kann der Speicherumsatz betrachtet werden, der die Summe von eingespeicherter und ausgespeicherter Energie darstellt. Auf Grundlage der Speicherleistung  $P_{store}$  wird dieser durch die Summe der Integrale über die Zeit dargestellt:

$$E_{store} = \int_0^t P_{store}(t)(> 0)dt + \left| \int_0^t P_{store}(t)(< 0)dt \right| \quad (21)$$

Der resultierende Speicherumsatz wird in MWh/a ausgegeben und kann für die Berechnung der Vollzyklen genutzt werden. In opEn werden bisher nur die Vollzyklen der Speichersysteme berücksichtigt; eine differenziertere Betrachtung mittels Teilzyklen ist noch nicht implementiert. Die Vollzyklen stellen den Quotienten von Speicherumsatz  $E_{store}$  und Speicherkapazität  $E_{kap}$  dar:

$$N_{Zyklus} = \frac{E_{store}}{2 \cdot E_{kap}} \quad (22)$$

Die Kombination von Speicherumsatz und Vollzyklenzahl gibt somit einen Richtwert wie intensiv die Speicher genutzt werden. Abbildung 26 zeigt diese Kenngrößen für Szenario 2, 4 und 6 jeweils für Heim- und Quartierspeicher. Die linke Darstellung zeigt die gesamte jährlich ein- und ausgespeicherte Energie der Heimspeicher (blau) und der Quartierspeicher (orange) über die Szenarien mit Speicherzubau. Der Speicherumsatz von Heimspeichern liegt in Szenario 4 und 6 bei 70 GWh/a, da eine priorisierte Nutzung durch das Prosumermodell ermöglicht wird. Dieser Effekt ist auch bei der statischen Regelung zu beobachten. Die höchste ein- und ausgespeicherte Energie von 42,3 GWh erreicht der Quartierspeicher bei statischer Regelung, da dieser durch die festgesetzte Betriebsführungshierarchie priorisiert wird. Die dynamische Regelung liegt im Gegensatz dazu nur bei 34,1 GWh, da Import oder Export oftmals günstiger sein können als der Speichereinsatz. Als Größeneinordnung der Energiemengen dient folgendes Beispiel: Wenn jeder Quartierspeicher täglich vollständig beladen und entladen werden würde, läge der Speicherumsatz basierend auf Zubauzahlen und Annahmen bei 55,2 GWh.

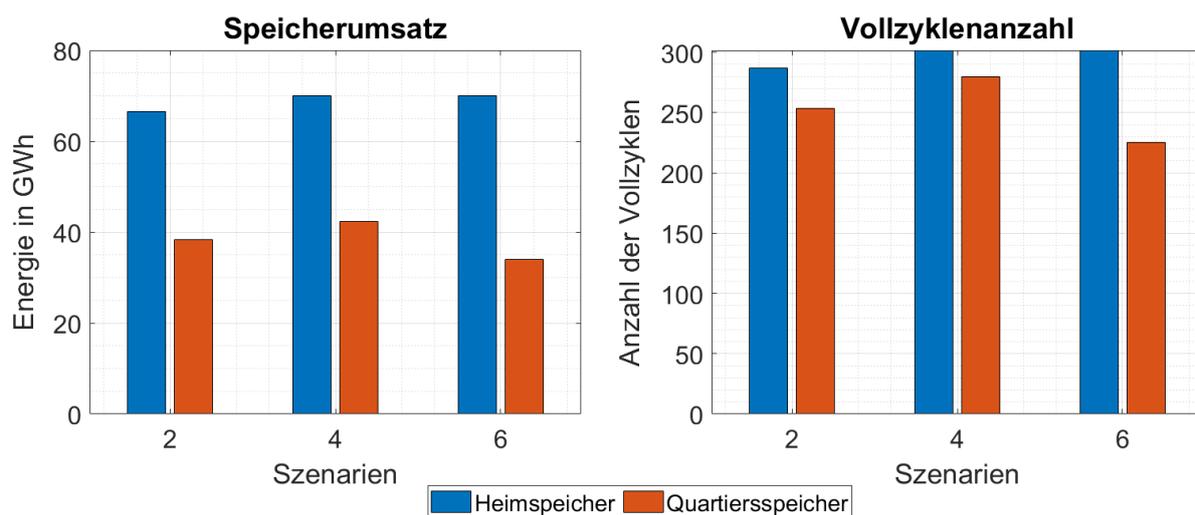


Abb. 26: Vergleich: Speicherumsatz und Vollzyklenzahl

Ein ähnliches Bild ergibt die Untersuchung der Vollzyklenzahlen von Heim- und Quartierspeicher, wie die rechte Darstellung in Abbildung 26 zeigt. Auch hier liegen die Heimspeicher, welche durch das Prosumermodell in Szenario 4 und 6 priorisiert werden, deutlich höher; bei 302 Vollzyklen pro Jahr. Die Quartierspeicher erreichen in Szenario 4 eine Zyklenzahl von 280 und in Szenario 6 nur 225. Bei täglichem Be- und Entladen wäre die jährliche Vollzyklenzahl bei 365. Es zeigt sich also, dass die Priorisierung von Speichern großen Einfluss auf Speicherkenngrößen hat. Durch die differenziertere Betrachtung von Prosumern werden auch die Heimspeicher intensiver genutzt. Die hohe Vollzyklenzahl zeigt auch, dass größere Speicherdimensionen für die gewählten Ausbauszenarien möglich wären.

## 4.6 Auswirkungen auf Strombeschaffungskosten

Um Auswirkungen auf energiewirtschaftliche Größen zu untersuchen, werden als Letztes die Energiebeschaffungskosten betrachtet. Abbildung 27 zeigt ein Balkendiagramm, welches die mittleren Kosten für Stromerzeugung (LCOE), Stromspeicherung (LCOS) und Kosten für Import und Export für die verschiedenen Szenarien gegenüberstellt. Zusätzlich sind die Strombeschaffungskosten eingezeichnet. Die spezifischen mittleren Kosten werden auf die jeweilige Energiemenge bezogen, wie unter Abschnitt 3.1.4 beschrieben ist. Die Exportkosten sind negativ, da durch den Export von überschüssigem Strom Einnahmen erwirtschaftet werden können. Aufgrund der Annahme, dass die gesamte mögliche Energiemenge der regenerativen Erzeugungsanlagen bei der Berechnung der Stromgestehungskosten berücksichtigt wird, bleibt der LCOE über alle Szenarien gleich, auch wenn Abregelung erfolgt. Wie bereits untersucht, werden Speicher in Szenario 4 am besten genutzt, daher sind die Speicherkosten dort auch am niedrigsten. Die Importkosten sind in Szenario 6 am niedrigsten, da die Energieeinsatzplanung kostenoptimiert ist. Die Vergütung durch Export von Überschüssen variiert über alle Szenarien gesehen nur minimal. Trotzdem steigen die Strombeschaffungskosten bei der dynamischen Regelung bis auf 95,9 €/MWh.

Von allen Regelungen hat Szenario 1 die niedrigsten Strombeschaffungskosten mit 88,2 €/MWh, da hier auf den Verbrauch bezogen die niedrigsten Kosten für Import anfallen und keine Abregelung der regenerativen Erzeugung anfällt. Dieser Effekt muss bei weiteren energiewirtschaftlichen Anpassungen berücksichtigt werden. Auch weitere Erkenntnisse der Untersuchung werden im nächsten Schritt mit Hinblick auf zukünftige Erweiterungen diskutiert.

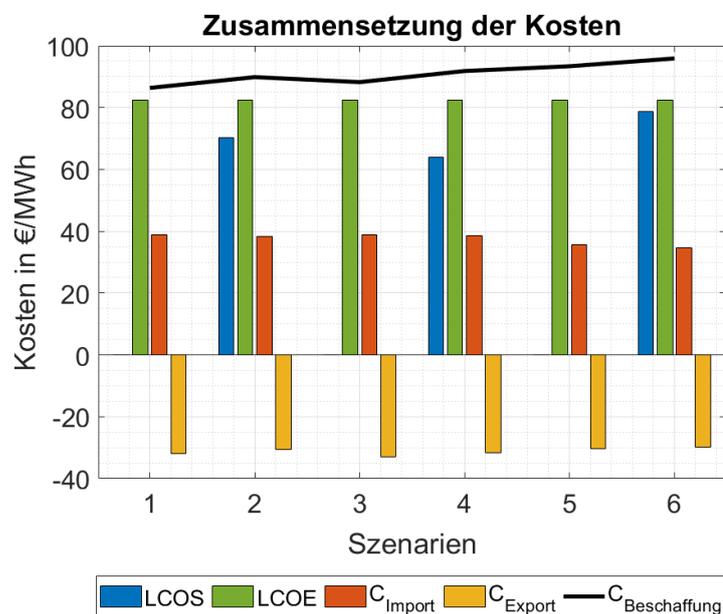


Abb. 27: Vergleich: Mittlere Kosten von Stromerzeugung, Stromspeicherung, Import und Export

## 5 Diskussion der Ergebnisse

Durch die Untersuchung der Regelstrategien wird deutlich, dass einige mehr oder weniger Einfluss auf relevante Zielgrößen haben. Zur Verdeutlichung werden die Ergebnisse im Folgenden als Netzdiagramme dargestellt, welche eine multikriterielle Bewertung der Ergebnisse ermöglicht. Betrachtet werden Importkosten, mittlere Exportleistung, Eigenverbrauch,  $\text{CO}_2$ -Emission und Strombeschaffungskosten. Für die fünf untersuchten Systemzielgrößen gibt es jeweils eine Achse, die kreisförmig gleichmäßig angeordnet werden. Um die Größen vergleichbar darstellen zu können, werden die Werte auf das Szenario ohne Regelung bezogen und in Prozent angegeben. Die schlechteren Werte liegen nahe des Zentrums und die besseren Werte nahe des Randes. Je nach Zielgröße wird die Orientierung der Achse angepasst. Für die Zielgröße Eigenverbrauch liegen Werte, die größer als der Eigenverbrauch des Referenzszenario sind (größer 100%) außen. Bei allen anderen Systemzielgrößen ist es umgekehrt: hier liegen die Werte, welche kleiner als die des Referenzszenarios sind (unter 100%), am Rand. Die unterschiedlichen Szenarien werden farblich dargestellt.

### Überblick: Szenarien ohne Speicher

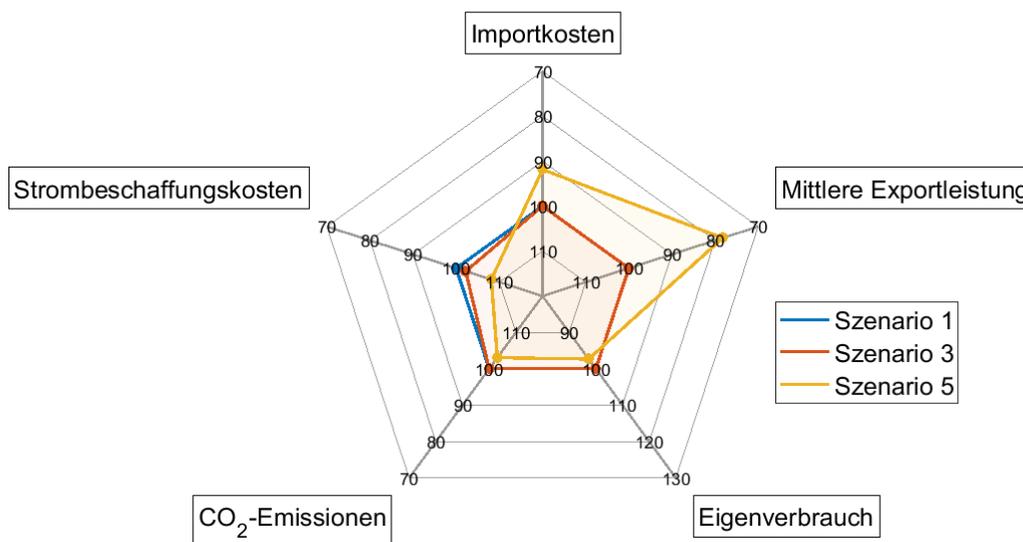


Abb. 28: Auswirkungen auf Systemzielgrößen für Szenarien ohne Speicher

Abbildung 28 zeigt die Auswirkungen auf Systemzielgrößen für Szenarien ohne Speicher, also Szenario 1 (blau), 3 (orange) und 5 (gelb). Szenario 1, welches hier als Referenz dient, erreicht bei allen Zielgrößen 100%. Wie bereits beschrieben, weicht Szenario 3 nicht allzu stark von dem Referenzszenario ab, lediglich die Strombeschaffungskosten liegen 2,2% über denen des Szenario 1. Szenario 5 liegt bei den Strombeschaffungskosten, der  $\text{CO}_2$ -Emission und dem

Eigenverbrauch deutlich unterhalb dem Referenzszenario. In Abschnitt 4.2 und 4.6 wird dargestellt, dass die mittlere Exportleistung und die Importkosten in Szenario 5 niedriger sind. Neben den Ergebnissen für Szenarien ohne Speicher können auch die der Szenarien mit Speicher übersichtlich dargestellt werden, wie Abbildung 29 zeigt. Dieses Netzdiagramm beinhaltet zusätzlich zu den fünf Systemzielgrößen die Vollzyklenzahl. Die Achsen beziehen sich auf das Szenario 2, welches in blau dargestellt wird. Wie in Abschnitt 4.2 bereits beschrieben, steigt die mittlere Exportleistung für die statische und dynamische Regelstrategie an. Ähnlich wie in Abbildung 28 ist Szenario 6 weniger vorteilhaft im Bereich Eigenverbrauch,  $\text{CO}_2$ -Emissionen und Strombeschaffungskosten. Nur bei den Importkosten liegt die dynamische Regelung bei 90% der Kosten. Die Priorisierung von Speichern hat merklich Einfluss auf die Vollzyklenzahl: Szenario 4 erreicht 7,7% mehr im Vergleich zum Referenzszenario.

### Überblick: Szenarien mit Speicher

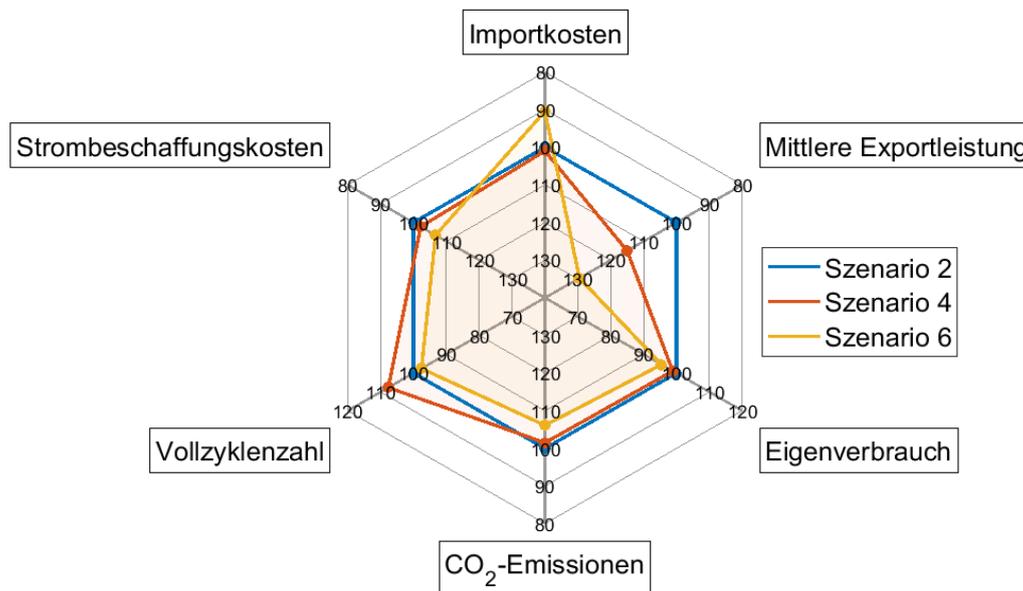


Abb. 29: Auswirkungen auf Systemzielgrößen für Szenarien mit Speicher

Sowohl bei der Betrachtung der Szenarien ohne Energiespeicher, als auch mit elektrischen Energiespeichern, variieren die Zielgrößen Exportleistung, Importkosten und Strombeschaffungskosten am stärksten. Aus der Übersicht der Ergebnisse wird deutlich, dass die dynamische Regelung unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Bedingungen nicht von Vorteil ist. Es zeichnet sich ab, dass vor allem durch die Abregelung in Szenario 5 die Zielgrößen beeinflusst werden, weshalb eine differenziertere Betrachtung der Abregelung und des Energiewirtschaftsmodell notwendig ist. Im Folgenden sollen die damit verbundenen Kritikpunkte am Modell hervorgehoben werden.

### **Stark vereinfachtes energiewirtschaftliches Modell**

Durch die starke Vereinfachung des energiewirtschaftlichen Modells zeigen sich Effekte, die die dynamische Regelung von Energieanlagen und Flexibilitäten nachteilig für die Energiezelle erscheinen lassen. Dabei spielen zeitlich veränderbare Parameter eine besondere Rolle, denn bisher variieren nur die Preise für Import bzw. Export. Die LCOE & LCOS werden iterativ vom vorangegangenen Simulationslauf übernommen und stellen über das Jahr gesehen eine Konstante dar. Dabei ist anzumerken, dass im Falle der Abregelung der LCOE höher wird, da die verwendbare Energiemenge abnimmt. Bei den aktuellen Vergütungsmodellen bleibt der LCOE konstant und die Abregelung kostet nichts, da in vielen Verträgen auch die abgeregelte Leistung vergütet wird [18]. Somit kann angenommen werden, dass die Abregelung vorerst keine Preisänderung begründet, jedoch großen Einfluss auf Export und Import hat. Gesamtwirtschaftlich gesehen werden Szenarien mit Abregelung daher schlechter dargestellt. Dieses Defizit müsste in Zukunft durch die Anpassung des Energiewirtschaftsmodells ausgeglichen werden.

### **Fehlende Prognose und Netzdienlichkeit**

Zu dem stark vereinfachten Energiewirtschaftsmodell reiht sich die Reduzierung der dynamischen Regelung auf momentane Entscheidungskriterien. Bisher wird bei der dynamischen Regelung der Einsatz von Komponenten für jeden einzelnen Zeitschritt anhand der Kosten entschieden. Eine Voraussicht über die weitere Entwicklung der Energieerzeugung oder der Ausgleichsenergiepreise ist nicht möglich. Wie bereits in [14] gezeigt werden konnte, ist aber beispielsweise die prognosebasierte Regelung von PV-Heimspeichersystemen sehr vorteilhaft für die Auslastung des Netzes. Angewandt auf das Gesamtsystem könnten Speicher oder anderen Flexibilitäten die Leistungsprognose der Anlagen und die Preisentwicklung an der Strombörse bei der Energieeinsatzplanung berücksichtigen.

### **Weitere Komponenten für Sektorenkopplung notwendig**

Die vorliegende Arbeit stellt den Grundbaustein für eine dynamische Komponentenregelung in opEn dar. Dennoch konnte die Sektorenkopplung nicht ausreichend dargestellt werden, da wichtige Komponenten nicht an der Energieeinsatzplanung teilnehmen. Wärmepumpen und Elektromobilität sollten in das Strommarktmodell integriert werden, um auch Teile der Lasten flexibel gestalten zu können. Auch die Erweiterung des Modells um einen Wärmespeicher, der die zeitliche Verschiebung des Wärmebedarfs abbildet, ist ein zukünftig notwendiger Schritt.

## 6 Fazit und Ausblick

Ziel der Arbeit war es, das opEn-Modell zur Auslegung individueller Energiesysteme und seine Einsatzmöglichkeiten im Rahmen der simulierten Regelung von regenerativen Energieanlagen und elektrische Flexibilitäten zu untersuchen. Die Auswirkungen verschiedener neu integrierter Regelungsstrategien in Zeitreihensimulationen und auf Systemzielgrößen konnte aufgezeigt werden. Wie im Vergleich mit anderen Modellen gezeigt wird, gewährleistet der Bottom-up Ansatz und die Modellierung mehrerer Energiebedarfssektoren eine detaillgetreue Darstellung von Energiezellen. Der modulare Aufbau des opEn-Modells trägt nicht nur zur Übersichtlichkeit während der Anwendung bei, sondern erleichtert auch die Erweiterung der Modellstruktur im Rahmen zukünftiger Untersuchungen. Im Laufe dieser Arbeit konnten drei Regelstrategien gegenübergestellt werden: keine Regelung, statische Betriebsführungshierarchien und dynamische Regelstrategien. Die Integration von Regelstrategien in opEn erfolgt über klar vorgegebene Annahmen, wie beispielsweise die Begrenzung der Netzkapazität oder die Vorgaben des energiewirtschaftlichen Modells. Vor allem komplexe Zusammenhänge von der elektrischen Residuallast und der Erzeugung regenerativer Energie werden durch die Zeitreihensimulation deutlich aufgezeigt. Durch die Berechnung und Ausgabe technologischer, ökologischer und ökonomischer Kennzahlen wird zum einen die Vielfalt der Simulationsergebnisse deutlich, zum anderen wird die Bewertung der Szenarien ermöglicht. Bei der Gegenüberstellung der Regelungsmechanismen variieren die Zielgrößen Exportleistung, Importkosten und Strombeschaffungskosten am stärksten. Aus der Übersicht der Ergebnisse wird deutlich, dass die dynamische Regelung unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Bedingungen nicht von Vorteil ist. Es zeichnet sich ab, dass vor allem durch die Abregelung von regenerativer Leistung die Zielgrößen beeinflusst werden, weshalb eine differenziertere Betrachtung der Abregelung und des Energiewirtschaftsmodells in Zukunft notwendig ist.

Da das opEn-Simulationstool modular aufgebaut ist, kann eine Erweiterung durch den Ausbau des Stromsektors oder weiterer Sektoren erfolgen. Neben der Integration von weiteren Flexibilitäten sollen zukünftig vor allem die bereits vorhandenen Grundbausteine zur Simulation sektorübergreifender Regelstrategien ausgebaut werden. Eine differenziertere Betrachtung der Grundlastanlagen und energiewirtschaftlichen Aspekte ist für zukünftige Modellierungen notwendig. Die prognosebasierte Energieeinsatzplanung und der Ausbau des Strommarktmodells tragen zur realitätsnahen Abbildung der Energiezelle bei. Durch die Simulation weiterer Energiesysteme soll dabei sowohl der Vergleich der bisherigen Ergebnisse als auch die Integration

weiterer Funktionen ermöglicht werden. Als Referenzsysteme kommen beispielsweise weitere Landkreise oder Städte in Frage.

In Zusammenhang damit könnten auch Differenzen zwischen ländlichen und städtischen Strukturen bei der Energieversorgung untersucht werden. Zusätzlich soll der partizipative Prozess voranschreiten und Konzepte für Bürgerdialoge erstellt werden. Dadurch können in Zukunft Fragestellungen der Bevölkerungen noch gezielter in den Prozess einfließen und Antworten für eine gelungene Energiewende gefunden werden.

## Literatur

- [1] BVerfG. *Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021 - 1 BvR 2656/18 -, Rn. 1-270.*
- [2] Thomas Benz u. a. *Der zellulare Ansatz - Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende.* Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), 2015.
- [3] Michael Sterner u. a. *Analyse sektorenübergreifender Studien zur Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems.* Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES), Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (OTH Regensburg), 2016.
- [4] Florian Ausfelder u. a. *Sektorkopplung: Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems.* Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, 2017.
- [5] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. *Zellulares Energiesystem – Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen.* 2019.
- [6] Berit Erlach u. a. *Optimierungsmodell REMod-D.* Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, 2017.
- [7] Jan-Bleicke Eggers. *Das kommunale Energiesystemmodell KomMod - Konzeption, Implementierung und Anwendung an den Praxisbeispielen Frankfurt am Main und Freiburg-Haslach.* Fakultät III - Prozesswissenschaften der Technischen Universität Berlin, 2017.
- [8] Kai Mainzer. *Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme - Entwicklung und Anwendung eines übertragbaren Modellierungswerkzeugs zur nachhaltigen Systemgestaltung.* Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), 2018.
- [9] Georg Göhler. *Nutzerbezogene Anforderungsanalyse für Planungstools im Bereich Energie und Elektromobilität.* Institut für Arbeitswissenschaft und Technologiemanagement IAT, Fraunhofer IAO, 2018.
- [10] Ram M. u. a. *Global Energy System based on 100% Renewable Energy. Power, Heat, Transport and Desalination Sectors.* Studie von Lappeenranta University of Technology und Energy Watch Group. Lappeenranta, Berlin, 2019. URL: [http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG\\_LUT\\_100RE\\_All\\_Sectors\\_Global\\_Report\\_2019.pdf](http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_LUT_100RE_All_Sectors_Global_Report_2019.pdf).

- [11] Stephan Richter. *Entwicklung einer Methode zur integralen Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme. Erste Anwendung am Beispiel Augsburg*. 2004.
- [12] Local Energy Consulting. *Akzeptanz und lokale Teilhabe in der Energiewende*. Impuls im Auftrag von Agora Energiewende, 2020.
- [13] Johannes Weniger u. a. *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. 2015.
- [14] A. Walter u. a. „Komponentenoptimierte Modellierung des Stromsektors zur Auslegung von Energiezellen“. In: *Tagungsband des 36. Symposium Photovoltaische Solarenergie 2021*. 2021.
- [15] T. Liegl u. a. „Entwicklung einer generisch multikriteriellen Auslegung und automatisierten Modellierung von Energiezellen“. In: *Tagungsband des 36. Symposium Photovoltaische Solarenergie 2021*.
- [16] Hans-Martin Henning und Andreas Palzer. *Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2015. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Was-kostet-die-Energiewende.pdf>.
- [17] Christoph Dr. Kost und Thomas Dr. Schlegl. *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2015. URL: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf).
- [18] Prof. Dr. Kerber. *Diskussion über energiewirtschaftliches Modell in opEn*. Interview am 04.11.2021.
- [19] Prof. Wagenhäuser. *Diskussion über energiewirtschaftliches Modell in opEn*. Interview am 27.10.2021.
- [20] Tennet TSO GmbH. *Preise für Ausgleichsenergie*. Zuletzt besucht am: 07.03.2021. URL: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-in-deutschland/bilanzkreise/preise-fuer-ausgleichsenergie/>.

- [21] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. *BDEW-Strompreisanalyse Januar 2021*. Zuletzt besucht am: 07.03.2021. URL: [https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse\\_no\\_halbjaehrlich\\_Ba\\_online\\_28012021.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_no_halbjaehrlich_Ba_online_28012021.pdf).
- [22] Felix Wiesenberger u. a. *Zweite Treibhausgasbilanz - Berichtsjahr 2018 - Landkreis Ebersberg*. Ebersberg: Energieagentur Ebersberg-München GmbH, 2020.
- [23] B.A.U.M. Consult GmbH. *Integriertes Klimaschutzkonzept für den Landkreis Ebersberg*. Ebersberg, 2010.
- [24] Petra Icha und Gunter Kuhs. *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt - Fachgebiet V1.5 Energieversorgung und-daten, 2019. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-4>.
- [25] Michael Memmler, Dr. Thomas Lauf und Sven Schneider. *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger 2017*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt - Fachgebiet V1.5 Energieversorgung und-daten, 2018. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger-2017>.

## 7 Anhang

### 7.1 Technologieparameter in opEn

Parameter	Wind	PV Dach	PV Frei	Biogas	Wasser	Biomasse	Geoth.	WP	Solarth.	Strom
Leistung je System [MW]	3	0,02	0,75	0,25	0,04	0,46	4,5	0,011	0,0043	0,011
Volljahresstunden [h]	1600	935	1000	6000	6000	7000	8300	2000	935	2000
Investitionskosten [€/kW]	1200	1200	900	3000	5500	4000	5000	1500	681	590
Laufzeit [a]	25	20	25	20	50	20	50	20	20	15
Flächenbedarf [m <sup>2</sup> /MW]	37000	7000	16800	445 m <sup>2</sup> /MWh	0	455	833	909	1330	0
Flächenverbrauch [m <sup>2</sup> /MW]	400	0	14000	3 m <sup>2</sup> /MWh	0	3	0	0	0	0
Fixe O&M [%]	2	1	1	2,5	2	2,5	5	2,5	1	0
Pachtkosten [€/m <sup>2</sup> ]	0	0	0,2	0,2	0	0,2	0	0	0	0
Variable O&M [€/MWh]	0	0	0	30,3	0	30,3	0	0	0	0
Zinssatz [%]	4	3	3	4	3	4	4	4	4	4
CO <sub>2</sub> -Emission [kg/MWh]	10,71	66,73	66,73	272,60	3,97	173	36	flex	23	flex

Abb. 30: Übersicht zu komponentenspezifischen Annahmen, basierend auf [16, 17, 10, 25]

### 7.2 Blockschaftbild Speicherfunktion

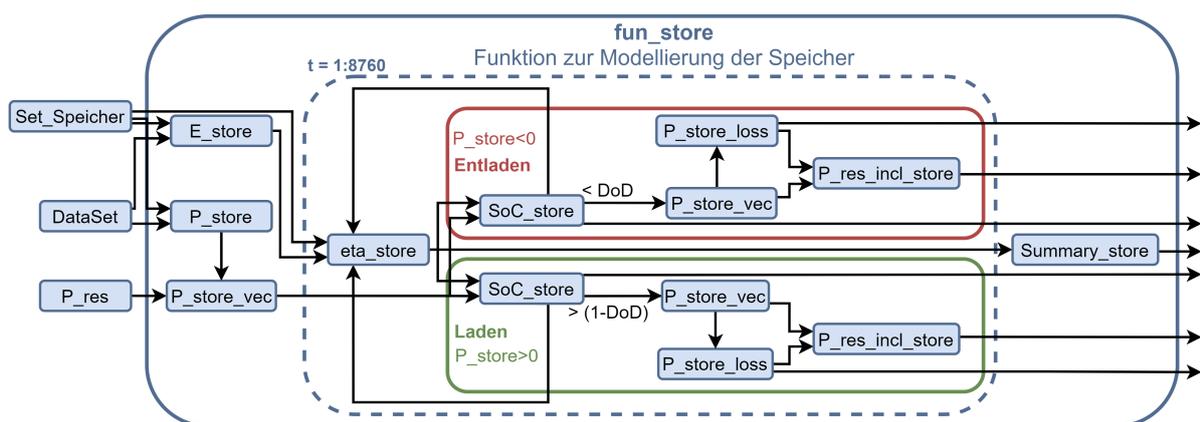


Abb. 31: Übersicht zur Speicherfunktion

## 7.3 Zeitreihen für alle Szenarien

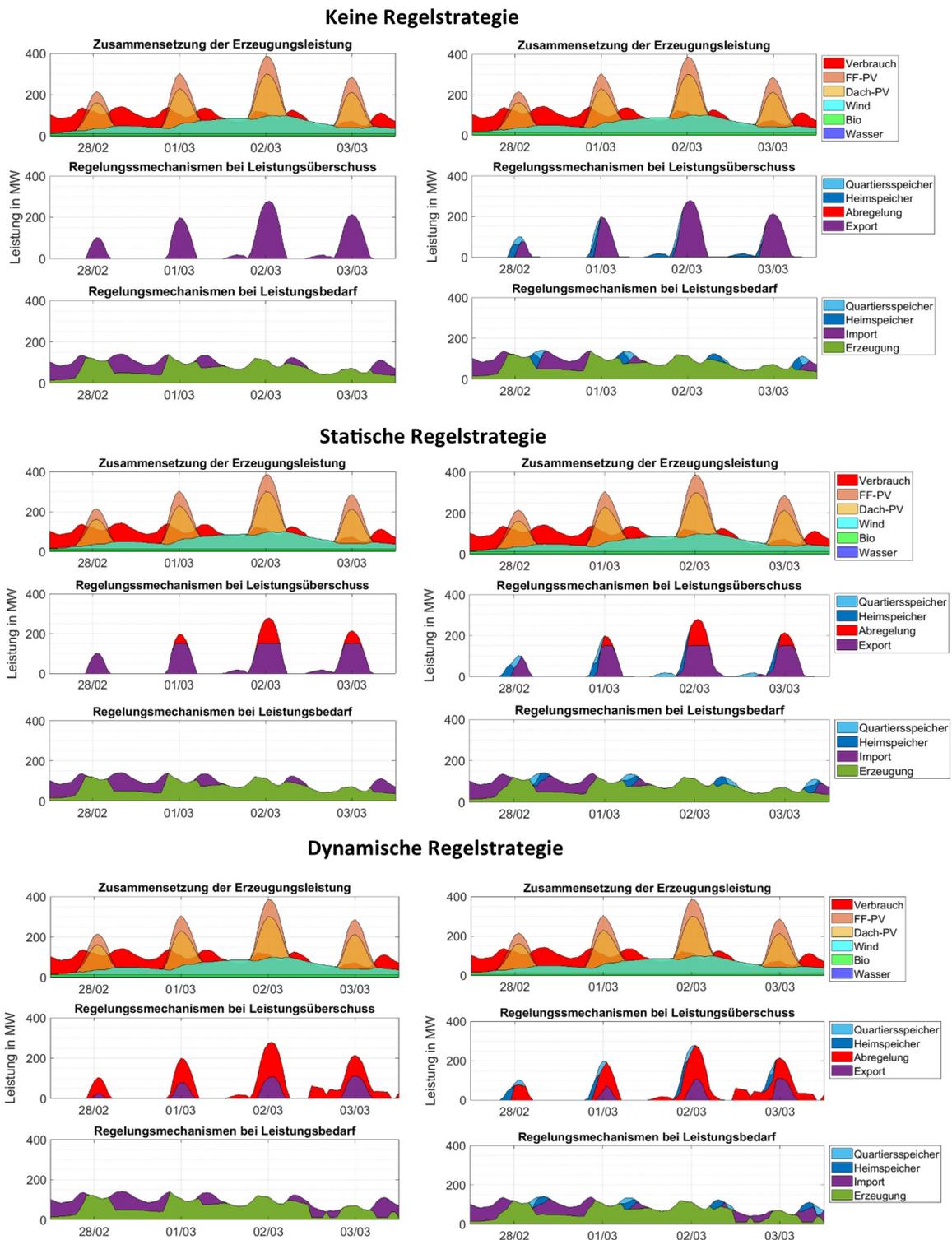


Abb. 32: Übersicht zu allen exemplarischen Zeitreihen