

# MODELLIERUNG UND WIRKUNG VON ELEKTRISCHEN REGELUNGSSTRATEGIEN UND PROSUMERVERHALTEN IN EINER ENERGIEZELLE

Theresa Liegl\*, David Rampl\*, Anna Walter\*, Prof. Dr. Simon Schramm

Hochschule München, Institut für Nachhaltige Energiesysteme Lothstraße 64, 80335 München, Germany, simon.schramm@hm.edu, <https://hm.edu/sites/ises/index.de.html>

**Kurzfassung:** Das simulationsfähige Modell namens opEn (optimale Auslegung von Energiezellen) geht auf wiederkehrende, aber dennoch individuelle Fragestellungen der Energiewende ein. opEn integriert neben der detailgetreuen Erfassung des Ist-Zustandes, der Modellierung sog. Energiezellen, politisch abgegrenzte Energiesysteme, unter anderem auch eine systemspezifische Auswertung in den Beratungsprozess. Dieser Beitrag stellt das opEn-Modell und seine Einsatzmöglichkeiten der simulierten Steuerung von regenerativen Energieanlagen und elektrische Flexibilitäten vor. Die Auswirkungen verschiedener Regelungsstrategien dieser Komponenten auf Systemzielgrößen für unterschiedliche Auslegungsvarianten werden untersucht. Der modulare Aufbau des MATLAB-basierten Modells trägt nicht nur zur Übersichtlichkeit während der Anwendung bei, sondern erleichtert auch die Erweiterung der Modellstruktur im Rahmen zukünftiger Untersuchungen [1]. In diesem Beitrag werden drei Regelstrategien gegenübergestellt: kein aktiver Eingriff in die Steuerung von Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten, statische Betriebsführungshierarchien und dynamische Regelstrategien basierend auf ökonomischen Entscheidungskriterien. Die Integration von Regelstrategien in das Modell erfolgt über klar vorgegebene Annahmen und Grenzen, wie beispielsweise die Begrenzung der Netzanschlusskapazität oder die Vorgaben aus einem energiewirtschaftlichen Modell. Vor allem komplexe Zusammenhänge von der elektrischen Residuallast und der Erzeugung regenerativer Erzeuger werden durch die Zeitreihensimulation aufgezeigt. Durch die Berechnung und Ausgabe technologischer, ökologischer und ökonomischer Kennzahlen werden die Konsequenzen einzelner Ausbaupfade für unterschiedliche Varianten und deren Steuerung auch für betroffenen Akteure sichtbar. Dies ermöglicht eine datenbasierte Bewertung der Szenarien. Bei der Gegenüberstellung der Steuerungsmechanismen variieren die Zielgrößen Exportleistung, Importkosten und Strombeschaffungskosten am stärksten. 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 Energiewirtschaftsmodells in Zukunft notwendig ist.

**Keywords:** Energiezelle, Regelung, Prosumer, Energiesystemmodell, Energiewende

## 1 Motivation und Problemstellung

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 technologieneutrale 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 [1]. Vorhandene Energienutzungspläne weisen Potentiale und Maßnahmenkataloge auf Basis bilanzieller Zahlen auf, ohne konkrete Umsetzungspläne und deren Konsequenzen auf das Gesamtsystem. Zudem wird nicht auf die möglichen Einsatzmöglichkeiten der benötigten Energieanlagen eingegangen [2]. Als Beitrag zu diesem Gesamtprozess wird in der vorliegenden Arbeit anhand eines Modells Ansätze für verschiedene Regelungsmöglichkeiten der fluktuierenden Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten gezeigt und mögliche Auswirkungen auf Systemzielgrößen untersucht.

## 2 Das opEn-Modell

Die Modellierung von Energiesystemen wird im opEn-Modell nach dem zellularen Ansatz durchgeführt. Die sogenannte Energiezelle ist ein (politisch eingegrenztes) Energiesystem, welches über eigene Erzeugungseinheiten, Lasten sowie einen oder mehreren lokale Speicher verfügt. Dabei folgt die Energiezelle dem multi-modalen Ansatz, wodurch alle angewandten Energiearten innerhalb der Zelle und deren Wandlung im Bilanzkreis betrachtet werden. Durch dieses Prinzip, Erzeugung und Verbrauch auf einer möglichst niedrigen Ebene auszubalancieren, können Maßnahmen, wie der Ausbau von bestehenden Flexibilitäten sowie der Zubau von regenerativen Energieträgern, untersucht werden. Die Energiezelle wird als ein Knoten modelliert und kann mit variabler zeitlicher Auflösung simuliert werden. Durch die Zeitreihenbetrachtung können im Gegensatz zu rein bilanzieller Betrachtung auch zeitliche Aspekte (z.B. Saisonalität der Energiebereitstellung) als auch Leistungswerte (z.B. relevant für Infrastruktur) berücksichtigt und bewertet werden, was für die Umsetzung der Energiewende essenziell ist.

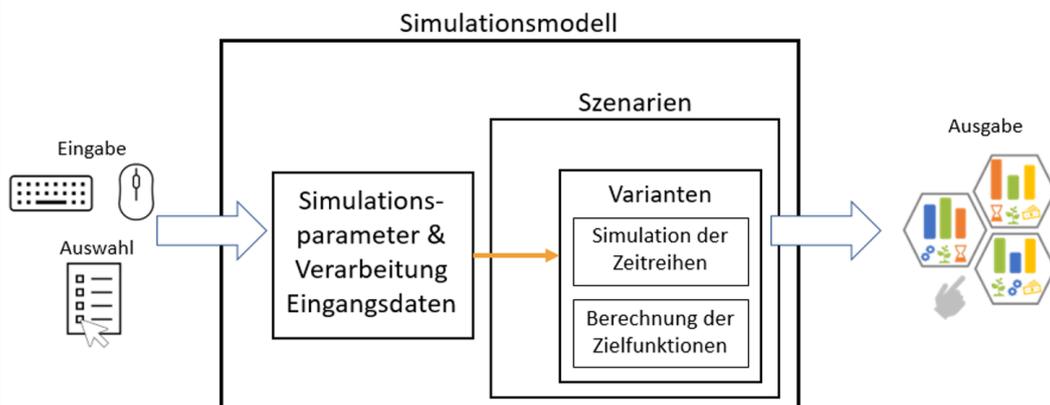


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Struktur des Simulationsmodells

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 individuellen 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.

### 3 Differenzierte Betrachtung von Privathaushalten als Prosumer

In einer regenerativ versorgten Energiezelle können manche Haushalte sowohl als Konsumenten als auch als Produzenten (sogenannte Prosumer) auftreten [3]. Nach dem zellularen Ansatz können große Energiezellen aus mehreren kleinen Energiezellen bestehen, hier Haushalte [4]. Dies hat den Vorteil, dass die erzeugte Energie (meist PV-Dachanlagen) direkt genutzt oder gespeichert werden kann und daher das Netz nicht mit den Lastspitzen belastet [5]. Im Folgenden werden Prosumer als weitere Verbrauchergruppe der Energiezelle angesehen, differenzieren somit das Ein-Knoten-Modell opEn hinsichtlich räumlicher Auflösung aus und bestehen aus Energieerzeugungsanlagen, Verbrauchern und Flexibilitäten [4]. Abbildung 2 stellt den modellierten Prosumer als PV-Dachanlagen-Betreiber mit Speicher und elektrischem Verbrauch dar. Denkbar wäre auch, Wärmepumpen und Solarthermieanlagen zu berücksichtigen [3, 5]. Für die Modellierung der Prosumer ist vor allem die Residuallast in der Energiezelle Haushalt relevant. Es wird angenommen, dass die Erzeugungsleistung von PV-Dachanlagen in Privathaushalten mit einem Leistungsprofil und einem Netzanschlusspunkt auftritt. Daraus resultiert für jeden Zeitschritt die Residualleistung der Energiezelle Prosumer. Die Residuallast kann durch die Differenz von Erzeugungsleistung und Verbrauch berechnet werden. Dabei bedeuten negative Werte Überschussleistung und positive Werte Defizitleistung am Netzanschlusspunkt. Aus der elektrischen Residualleistung im Haushalt resultiert die mögliche Speicherleistung, die durch einen Heimspeicher ein- bzw. ausgespeichert werden kann. Die Heimspeicherleistung wird derzeit mit dem Ziel der Eigenverbrauchsmaximierung berechnet [5]. 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. Das Prosumermodell stellt die Leistungsflüsse der Privathaushalte kumuliert dar und ermöglicht es in Zukunft weitere Verbraucher und Erzeuger in kleineren Einheiten zu berechnen. Auch Priorisierungen von Verbrauchern oder Erzeugern in Form von eigenen privaten Regelungsstrategien wären dadurch möglich.

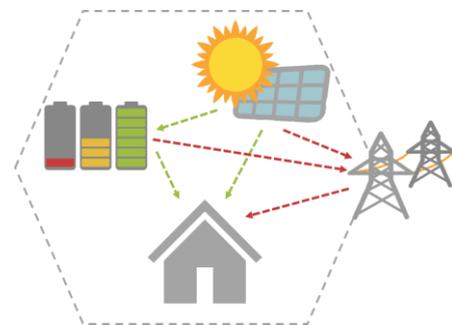


Abbildung 2: Prosumer als Energiezelle

### 4 Simulation von festen Betriebsführungshierarchien

Für die Nutzung von Flexibilitäten (wie beispielsweise steuerbaren Verbrauchern und Erzeugern) bei der Modellierung von Energiesystemen ist ein Energiemanagement notwendig, welches deren Einsatz im Gesamtkontext regelt. In opEn wird diese in Form einer Priorisierungshierarchie realisiert, ähnlich wie in [6] dargestellt. Im Folgenden wird gezeigt, wie die statische Regelungsstrategie für den Stromsektor in opEn modelliert wird. Neben bekannten Erzeugern und Verbrauchern wird die Verbraucherklasse Prosumer mit dem Prosumermodell simuliert, siehe Abschnitt 3, 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 beschriebenen Berechnung der verbleibenden PV-Dachanlagen- Leistung und des verbleibenden Haushaltstrombedarfs wird die Residualleistung durch die Differenz aller Erzeuger und Verbraucher berechnet.

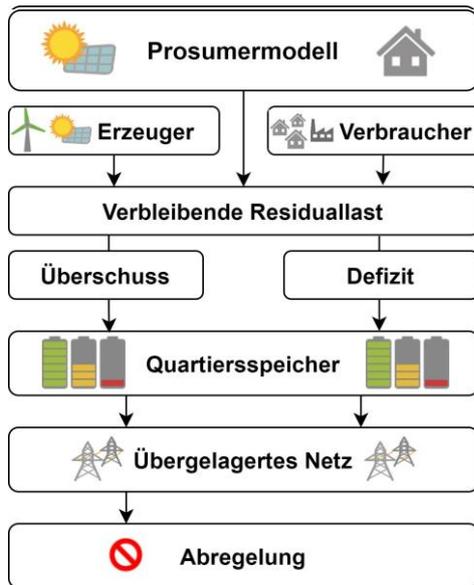


Abbildung 4: Schema der statischen Regelungshierarchie im opEn-Modell

Biogasanlagen und Wasserkraftwerke werden vorerst als Grundlastkraftwerke angenommen. Gemäß der hier eingesetzten Regelungshierarchie, siehe Abbildung 3, kommt zunächst der Quartierspeicher zum Einsatz. Dabei gibt die Speicherfunktion die verbleibende Residuallast nach Verwendung des Quartierspeichers zurück, welche im nächsten Schritt für den Import oder Export genutzt wird. Bei positiver Residuallast wird Strom aus dem übergelagerten Netz importiert. Bei Überschussleistung wird die vorhandene Residualleistung exportiert, jedoch maximal die mögliche Leistung am Netzanschlusspunkt. Falls die Netzanschlusskapazität überschritten wird, kann die Erzeugungsleistung zunächst von PV-Freiflächen und dann von Windkraftanlagen reduziert werden. Die Priorisierung der Abregelung ist dabei einstellbar. Die tatsächlich erzeugte Anlagenleistung ergibt sich aus der Differenz von maximal möglicher Erzeugungsleistung und abgeregelter Leistung. Die resultierenden Leistungsverläufe können für exemplarische Tage im Detail angezeigt werden, siehe Abbildung 4. Die exemplarischen Tage zeigen Zeitreihen mit maximaler Erzeugung, um die Funktionalität der Regelung bei starken Leistungsüberschüssen zu veranschaulichen. Die Kennzahlender zugebauten Prosumer-Heimspeicher betragen 128 MWh (64 MW); die der Quartierspeicher 84 MWh (42 MW). Darstellung Abbildung 4, oben 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).

maximal möglicher Erzeugungsleistung und abgeregelter Leistung. Die resultierenden Leistungsverläufe können für exemplarische Tage im Detail angezeigt werden, siehe Abbildung 4. Die exemplarischen Tage zeigen Zeitreihen mit maximaler Erzeugung, um die Funktionalität der Regelung bei starken Leistungsüberschüssen zu veranschaulichen. Die Kennzahlender zugebauten Prosumer-Heimspeicher betragen 128 MWh (64 MW); die der Quartierspeicher 84 MWh (42 MW). Darstellung Abbildung 4, oben 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).

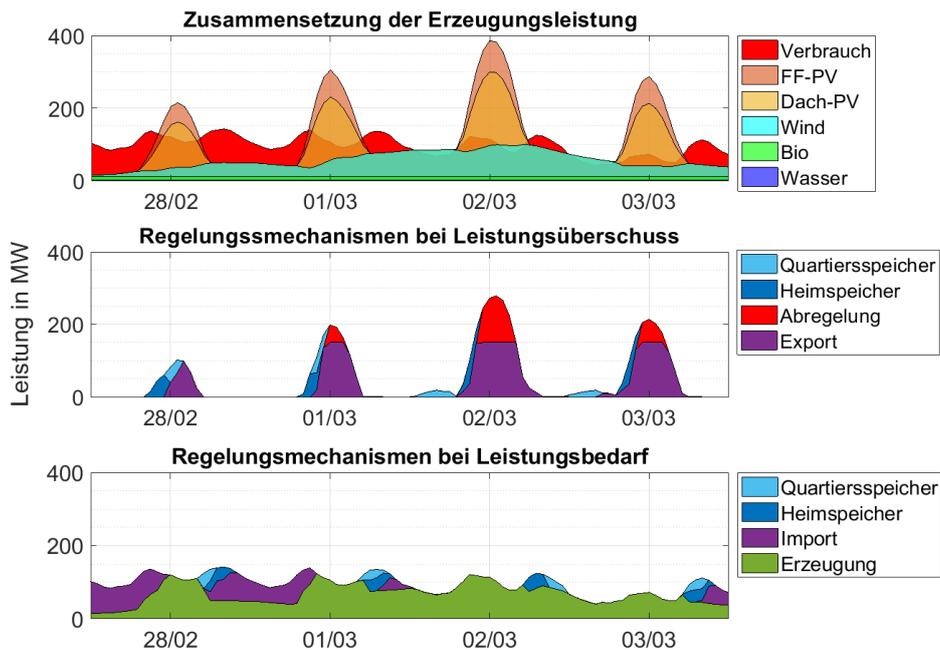


Abbildung 3: Exemplarische Leistungsverläufe bei der statischen Regelung

Vor allem die Leistungsspitzen am Mittag, verursacht durch einen hohen Anteil von PV-Anlagen an der Stromerzeugung, sind auffällig. Diese übersteigen zeitweise die Netzanschlusskapazität des Referenzsystems von spezifiziert 150 MW. Abbildung 4, Mitte zeigt die Wirkung der Regelungsmechanismen bei Leistungsüberschuss. Dabei wird Leistungsexport (violett), das Laden von Heim- und Quartierspeicher (Blautöne) oder schlussendlich Abregelung (rot) genutzt, um Leistungsspitzen zu kappen. Gemäß der Priorisierung werden hier zunächst die Speicher und anschließend das Netz als Flexibilität genutzt. Die Abregelung wird nur eingesetzt für Fälle, in welchen die Speicher nicht ausreichend Leistung aufnehmen können, z.B. weil diese vollständig geladen sind, und die der Netzanschluss mit 150 MW Exportleistung ausgelastet ist. Auch im Falle von Leistungsbedarf funktioniert die Betriebsführungshierarchie, wie Abbildung 4, unten zeigt. Die regenerative Erzeugungsleistung (grün) wird anderen Mechanismen gegenüber priorisiert eingesetzt. Bei leeren Energiespeichern und 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.

## 5 Modellierung dynamischer Regelstrategien

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 priorisiert 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. 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<sub>2</sub>-Emissionen wären als Kriterium denkbar. Auf der Abszisse sind die in dem Zeitschritt möglichen Leistungen aufgetragen und die Ordinate zeigt die dazugehörigen Kosten.

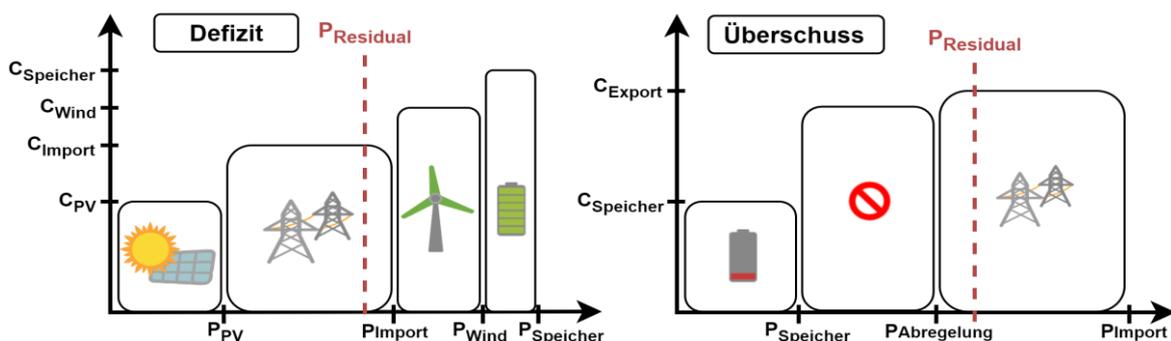


Abbildung 5: Exemplarische Einsatzplanung bei der dynamischen Regelung für einen Zeitschritt

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 den jeweiligen berechneten Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity, kurz: LCOE) an [7]. Der LCOE wird 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 der Speicherkosten (engl: Levelized Cost of Storage, kurz LCOS) angeboten. Die LCOE und LCOS werden iterativ vom vorangegangenen Simulationslauf übernommen und stellen über das Jahr gesehen eine Konstante dar. Die Kosten für den Import und Export werden anhand des Ausgleichsenergiepreises (kurz AEP) bestimmt, als Näherung für den Strombörsenpreis verwendet [8]. 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. Im Falle eines Leistungsüberschusses können Speicher, Abregelung und Export genutzt werden. Die Exportleistung kann dabei maximal den Wert der Netzanschlusskapazität annehmen. Die abgeregelt Leistung ergibt sich aus der Summe der Differenzen von tatsächlich eingespeister und der maximal möglichen Leistung der Energieanlagen. Auf Grundlage der Regelungsstrategie werden die Zeitreihen an exemplarischen Tagen dargestellt, um die Zusammensetzung der Leistung zu untersuchen.

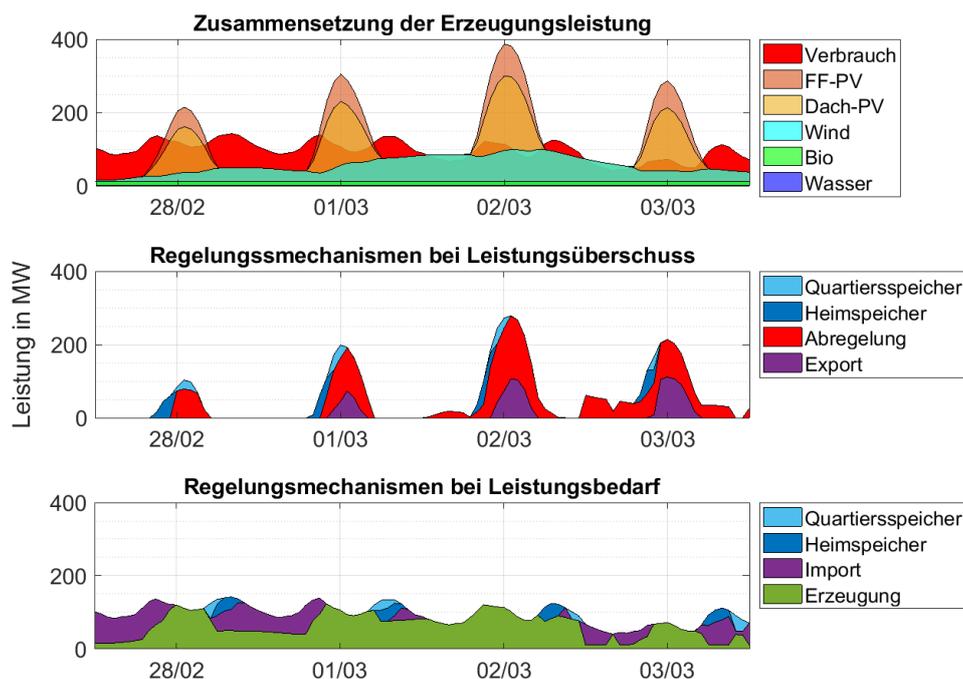


Abbildung 6: Exemplarische Leistungsverläufe bei der dynamischen Regelung

Abbildung 6 basiert auf der gleichen Darstellungsweise wie Abbildung 4. Die negativen Werte der Residuallast, also Überschussleistung, während der Mittagszeit werden durch die PV-Dachanlagen verursacht, die nicht übergeordnet priorisiert werden können. Die obere Darstellung in Abbildung 6 zeigt die Zusammensetzung der Erzeugungsleistung ohne Abregelung, die unteren Darstellungen die Regelungsmechanismen bei Leistungsüberschuss bzw. -bedarf. Es fällt auf, dass die tatsächlichen Leistungen der regenerativen Energieanlagen aufgrund der eingesetzten Abregelung stark von der maximal möglichen Erzeugung abweichen.

Im Gegensatz zu der statischen Regelungsstrategie wird für die untersuchte Zeitreihe bei großen Leistungsüberschüssen mehr abgeregelt statt exportiert.

## 6 Analyse der Betriebsweisen in der Energiezelle

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 Ist-Zustand der modellierten Energiezelle wird auf Grundlage des Treibhausgasberichts des Landkreises aus dem Jahre 2018 generiert, da derzeit keine aktuelleren Daten vorliegen [9].

*Tabelle 1: Szenarienübersicht zu Energiebedarf und installierte Anlagenleistung für das Referenzsystem*

Szenario	1	2	3	4	5	6
Regelung der Anlagen	keine		statisch		dynamisch	
Strombedarf	782 GWh					
PV-Dach	340 MW					
Heimspeicher	-	128 MWh	-	128 MWh	-	128 MWh
PV-Frei	95 MW					
Windkraft	99 MW					
Biogas	14 MW					
Quartierspeicher	-	84 MWh	-	84 MWh	-	84 MWh
Wärmebedarf	1126 GWh					
Wärmepumpe	286 MW					
Solarthermie	86 MW					
Geothermie	18 MW					
Biomasse	25 MW					

Tabelle 1 zeigt die gewählten installierten Anlagenleistungen für die Untersuchungsszenarien in Anlehnung an das festgesetzte Energiewendeziel des Referenzsystems [9]. 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- & Quartierspeicher 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.

### 6.1 Gegenüberstellung von Import- und Exportleistung

Im Folgenden wird zunächst das Import- und Exportverhalten der Energiezelle für ein Jahr untersucht. Dafür werden im ersten Schritt die Zeitreihen von Import und Export statistisch anhand von Boxplots ausgewertet, wie Abbildung 7 Abbildung 7 zeigt.

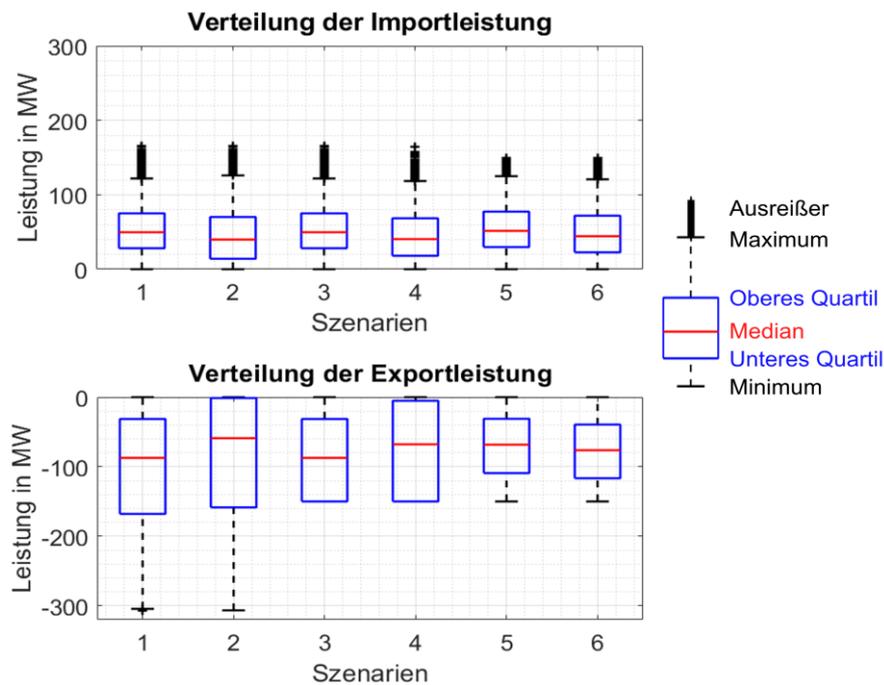


Abbildung 7: Vergleich: Auftreten von Import- und Exportleistung über den Zeitraum eines Jahres

Abbildung 7, oben zeigt die Verteilung der Importleistung, unten die der Exportleistung. Es ist jeweils Leistung in MW für ein Jahr über die einzelnen Szenarien aufgetragen. In allen Szenarien treten Importleistungen zwischen 0 und 120 MW auf (ohne Ausreißer). Die Verteilung der Importleistung variiert erwartbar 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 Spannweite 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 Exportleistungswerte 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.

## 6.2 Eigenverbrauch und Abregelung regenerativer Energie

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. Die regenerativ Erzeugung abzüglich der exportierten Energie stellt die Energiemenge dar, die direkt von den Verbrauchern genutzt werden kann und ergibt, bezogen auf die gesamte Erzeugung, die Eigenverbrauchsquote [5]. Werden die Leistungsverläufe der Abregelung und des Exports über die Zeit integriert, erhält man die Energiemengen. Das Balkendiagramm in Abbildung 8 zeigt den prozentualen Anteil der Energie über die Szenarien, wie in

**Verwendung der regenerativ erzeugten Energie**

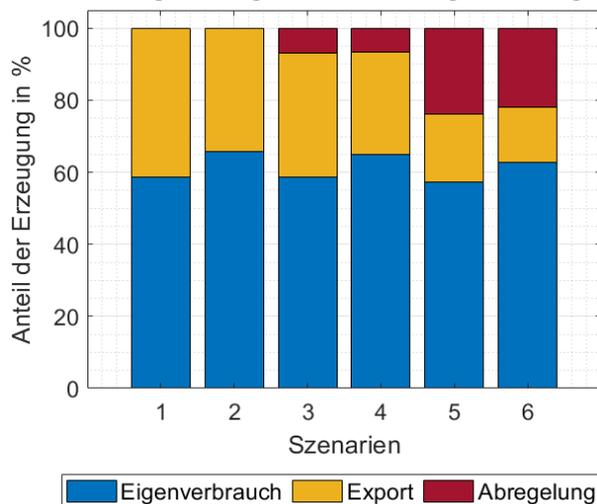


Abbildung 8: Vergleich: Eigenverbrauch, Energieexport und Abregelung regenerativ erzeugter Energie

Tabelle 1 gezeigt. 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 wird die Menge an exportierter Energie reduziert, da die Menge der abgeregelteten Energie ansteigt. Durch die dynamische Regelung erhöht sich der abgeregeltete 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-Freiflächen-Anlagen und 2,1% der Windenergie abgeregelt. Somit werden die Anlagen mit dynamischer Energieeinsatzplanung und Kosten als Entscheidungskriterium am meisten abgeregelt, da zu Zeitpunkten mit sehr niedrigen Importkosten vorzugsweise Strom importiert wird, auch wenn die Anlagen einspeisen könnten. Somit ergibt die rein ökonomische Entscheidungsgrundlage nicht die optimale Betriebsführung der Anlagen. Es gibt deutliche Unterschiede zwischen den Regelungsstrategien hinsichtlich der Abregelung und auch bezüglich des Speicherausbau bei Eigenverbrauch und Exportenergie. Basierend auf den untersuchten Energiemengen können daher auch andere Zielgrößen, wie Kosten oder CO<sub>2</sub>-Emissionen, variieren.

## 7 Diskussion und Fazit

Die vorliegende Arbeit zeigt die Modellierung einer statischen und dynamischen Komponentenregelung im opEn-Modell. Anhand der resultierenden Leistungen und der Analyse der Verwendung der regenerativ erzeugten Energie kann die Wirkung dieser Betriebsweisen aufgezeigt werden. Bisher wird bei der dynamischen Regelung der Einsatz von Komponenten für jeden einzelnen Zeitschritt anhand der Kosten entschieden. Diese rein ökonomische Betrachtung erzielt nicht die optimale Betriebsweise aus Sicht der Energieanlagen. Eine Voraussicht über die weitere Entwicklung der Energieerzeugung oder der Ausgleichsenergiepreise ist ebenfalls nicht möglich. Wie bereits in [5] gezeigt werden konnte, ist aber beispielsweise die prognosebasierte Regelung von PV-Heimspeichersystemen sehr vorteilhaft für die Auslastung des Netzes. Allein durch die Simulation von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen kann Sektorenkopplung nicht ausreichend dargestellt werden, da diese wichtigen Komponenten nicht aktiv an der Energieeinsatzplanung teilnehmen. Wärmepumpen, Elektromobilität, sowie Blockheizkraftwerke sollten in das Strommarktmodell integriert werden, um auch Teile der Lasten flexibel gestalten zu können. 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. Für zukünftige Untersuchungen werden zusätzliche Komponenten in die intelligente Regelung integriert und die Auswirkungen auf weitere Zielgrößen analysiert.

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] T. Liegl und u.a., „Entwicklung einer generisch multikriteriellen Auslegung und automatisierten Modellierung von Energiezellen,“ in *Tagungsband des 36. Symposium Photovoltaische Solarenergie 2021*, 2021.
- [2] Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), *Leitfaden Energienutzungsplan*, München: Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), 2011.
- [3] M. Ram und u.a., „Global Energy System based on 100% Renewable Energy – Power, Heat, Transport and Desalination Sectors,“ Berlin, 2019.
- [4] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), „Der Zellulare Ansatz - Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende,“ VDE, Frankfurt am Main, 2015.
- [5] J. Weniger und u.a., „Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende,“ 2015.
- [6] B. Erlach und u.a., „Optimierungsmodell REMod-D,“ *Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft*, 2017.
- [7] Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,“ Freiburg, 2018.
- [8] Tennet TSO GmbH, „Preise für Ausgleichsenergie,“ [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-in-deutschland/bilanz>. [Zugriff am 10 Oktober 2021].
- [9] Energieagentur Ebersberg-München GmbH, „Zweite Treibhausgasbilanz - Berichtsjahr 2018 - Landkreis Ebersberg,“ Ebersberg, 2020.