

ENTWICKLUNG EINER METHODE ZUR SIMULATION UND QUANTIFIZIERUNG DER RESILIENZ VON SEKTORENGEKOPPELTEN ENERGIESYSTEMEN

Paul-Hendrik HOMBERG*, Marlon KORALEWICZ, Markus ZDRALLEK

Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik,
Rainer-Gruenter-Straße, 42119 Wuppertal, +49 202 439 1386, homberg@uni-wuppertal.de,
<https://www.evt.uni-wuppertal.de>

Kurzfassung: Diese Forschungsarbeit präsentiert die Entwicklung einer innovativen Methode zur Simulation und Quantifizierung der Resilienz in sektorengekoppelten Energiesystemen. Basierend auf der Anforderung, ein großes Spektrum an Energiesystemen und Fehlerfällen abzubilden zu können, wird eine Simulationsumgebung erstellt und anhand eines synthetischen Energiesystems getestet. Zudem wird eine Definition der Resilienz für sektorengekoppelte Energiesysteme vorgestellt sowie eine darauf abgestimmte Bewertungsmethodik, mit der in einem Fallbeispiel die Resilienz anhand der Veränderung der Systemkosten quantifiziert wird. Die Ergebnisse zeigen, dass die vorgestellte Methode einen objektiven Vergleich der Schwere der Auswirkungen verschiedener Fehlerszenarien auf ein Energiesystem und auch einen Vergleich von Energiesystemen untereinander ermöglicht. Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass die Bewertung der Resilienz anhand der Systemkosten eine sektorenübergreifende Quantifizierung der Resilienz ermöglicht.

Keywords: Netzberechnung, pandapipes, pandapower, Sektorenkopplung, Systemkosten, Resilienz

1 Hintergrund und Zielstellung

Um die nationalen Klimaziele zu erreichen, ist die Sektorenkopplung ein Schlüsselement für die effiziente Integration erneuerbarer Energien und die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Mobilität [1]. Durch die stetig wachsende Anzahl erneuerbarer Erzeuger im zunehmend dezentralen Stromsystem sowie durch engere Kopplung mit anderen Sektoren steigt die betriebliche Komplexität des Energiesystems erheblich, was eine Herausforderung für die Versorgungssicherheit darstellt. Gleichzeitig bietet die Sektorenkopplung auch die Chance zu einer maßgeblichen Steigerung der Resilienz, da die Möglichkeit besteht, die unterschiedlichen Zeitkonstanten von Energieübertragung/-transport und Speicherung zu nutzen, um die Flexibilität des gesamten Energiesystems zu erhöhen [2, 3].

Ebenfalls steigt die Relevanz der Resilienz in einer Ära globaler Herausforderungen, insbesondere durch Krisen wie Klimawandel, Ukraine-Konflikt und geopolitische Spannungen, wie im Nahostkonflikt, an. Trotz häufiger Begriffsverwendung bleibt die Definition von Resilienz uneinheitlich, ebenso wie die Methoden zu ihrer Quantifizierung [4, 5]. Eine Methode, welche die Resilienz von sektorengekoppelten Energiesystemen über eine Kennzahl quantifiziert, bleibt aus. Zur Bewertung der Resilienz von Energiesystemen Bedarf es zudem einer

Simulationsumgebung, die umfangreiche Fehlerszenarien modellieren und Schnittstellen für weitere Softwareanwendungen, wie Optimierungstools, bieten kann.

Diese Arbeit adressiert die Lücke in der Forschung, indem sie eine innovative Methode zur Simulation und Bewertung der Resilienz in sektorengestellten Energiesystemen vorstellt, die es ermöglicht, eine Vielzahl von verschiedenen Szenarien, Fehlerarten und Zeiträume abzubilden und diese effizient auf Basis detaillierter Netzdaten zu simulieren. Der Ansatz geht über die Limitationen bisheriger Methoden hinaus, die sich vorwiegend auf nicht-sektorengestellte Systeme mit begrenzten Szenarien und Modelltiefe beschränken [5].

2 Methodik

Die Auswahl einer geeigneten Simulationsumgebung ist für die Quantifizierung der Resilienz in sektorengestellten Energiesystemen essenziell. Die Umgebung muss in der Lage sein, eine Vielzahl von Szenarien und Fehlerarten realitätsnah zu modellieren und effizient Ergebnisse zu generieren. Die erzielten Simulationsergebnisse sollen anschließend in einem spezialisierten Modul zur Resilienzbewertung analysiert werden. Ziel ist es, die Resilienz des Energiesystems anhand eines skalaren Wertes messbar und quantifizierbar zu machen.

Eine Übersicht der aktuellen Bestandteile sowie des Informationsflusses der Ein- und Ausgabedaten der entwickelten Methode, welche sich aus Simulationsumgebung und Resilienzbewertung zusammensetzt, wird in Abbildung 1 gegeben. Die einzelnen Komponenten dieser Methode werden in den folgenden Abschnitten detailliert erläutert.

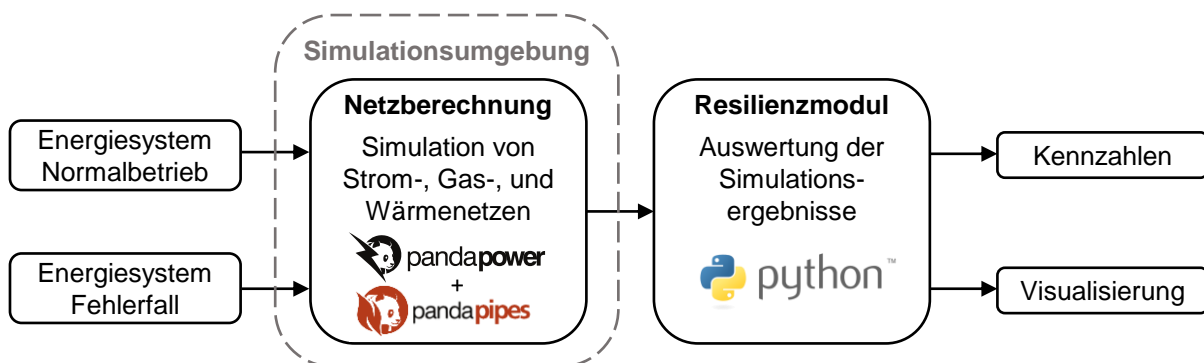


Abbildung 1: Übersicht der Bestandteile und des Informationsflusses in der vorgestellten Methode

2.1 Simulationsumgebung

Für die Netzrechnung in der Simulationsumgebung steht eine Auswahl an kommerzieller sowie frei verfügbarer Software zur Verfügung, zu denen Programme wie STANET, SAInt oder TransiEnt zählen. Eine detaillierte Gegenüberstellung dieser Tools findet sich in [6], während eine umfassende Beschreibung zur integrierten Simulation gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmesysteme in [7] gegeben wird. Die Wahl fiel letztendlich auf die Open-Source-Netzrechnungsprogramme pandapipes [6] und pandapower [8], da deren Kopplung folgende Kriterien erfüllt:

- performante Berechnung von gekoppelten Strom-, Gas- und Wärmenetzen
- Schnittstelle zu weiteren Python-Anwendungen mit Zugriff auf Simulationsparameter
- Funktionserweiterung durch Änderung des Quellcodes möglich

Das Netzberechnungsmodul empfängt als Eingabedaten die modellierten Energiesysteme sowohl im Normalbetrieb als auch im Störfall. Diese umfassen die physikalischen Modelle der Energieübertragungsnetze und Zeitreihendaten aller Betriebsmittel für den betrachteten Zeithorizont. Für die Simulation eines kostenoptimalen Betriebs werden ebenfalls Kostenparameter für die Energieerzeugung sowie Strafkosten bei Versorgungsunterbrechungen hinterlegt. Aktuell ermöglicht die Simulationsumgebung eine optimale Leistungsflussberechnung (OPF) im Stromsektor, was den kostenoptimalen Betrieb der Flexibilitäten im Stromsektor innerhalb eines Zeitschrittes ermöglicht. Das finale Ziel der Simulationsumgebung ist die Durchführung einer sektorenübergreifenden, optimalen Energieflussberechnung (OEF), die darauf abzielt, die Betriebsmittel so zu steuern, dass die Kosten zeitschrittübergreifend minimiert werden, ohne dabei die Grenzwerte der Energiesysteme zu überschreiten. Somit ist zukünftig geplant, die Simulationsumgebung ein zusätzliches externes Optimierungsmodul zu erweitern. Als Ausgabedaten liefert die Simulationsumgebung für jeden Zeitschritt Daten zu Potenzial- und Flussgrößen sowie die Auslastung der Betriebsmittel und die mit dem Betrieb des Energiesystems verbundenen Kosten. Diese Daten werden gespeichert und an das Resilienzmodul weitergeleitet, um die Resilienz des Systems anhand eines umfangreichen Datensatzes zu evaluieren.

2.2 Resilienzbewertung

Der Begriff 'Resilienz' (von lateinisch *resilire*: zurückspringen, abprallen) ist kontextabhängig vielfältig definiert. Während in der Psychologie Resilienz die Fähigkeit eines Individuums beschreibt, Krisen zu bewältigen und daran zu wachsen, bezieht sich der Begriff im technischen Bereich auf die Fähigkeit eines Systems oder einer Infrastruktur, Funktionalität während und nach Störungen zu bewahren oder schnell wiederherzustellen.

Auch im Bereich der technischen Resilienz existieren zahlreiche Definitionen, die sich je nach spezifischer Problemstellung und Betrachtungsschwerpunkt der Forschungsarbeit unterscheiden. In dieser Arbeit wird daher eine eigene Definition für die Resilienz sektorengekoppelter Energiesysteme vorgestellt, die sowohl umfassend als auch detailliert alle relevanten Aspekte der Resilienz beschreibt und zudem von der vorgestellten Simulationsumgebung abbildbar ist. Die Resilienz beschreibt in dieser Arbeit:

„Die Fähigkeit des Energiesystems, seine Funktion trotz Störung aufrechtzuerhalten sowie Dauer und Auswirkungen der Störung zu begrenzen, was die Fähigkeit einschließt, solche Ereignisse zu antizipieren, zu absorbieren, sich anzupassen und sich schnell davon zu erholen.“

Abbildung 2 veranschaulicht das typische Reaktionsmuster eines Systems auf eine Störung mittels der Resilienzkurve. Diese Kurve zeigt die Systemfunktion – ein Indikator für verschiedene Zustandsgrößen, die Aufschluss über den Zustand des Systems geben – im Zeitverlauf. Solche Zustandsgrößen können im Energiesystem beispielsweise die Anzahl versorgter Verbraucher, die Auslastung von Betriebsmitteln, Potential- und Flussgrößen oder die Systemkosten darstellen. Es besteht zudem die Möglichkeit, mehrere Zustandsgrößen zu einer aggregierten Kenngröße zusammenzufassen, um eine umfassende Betrachtung der Systemresilienz zu ermöglichen.

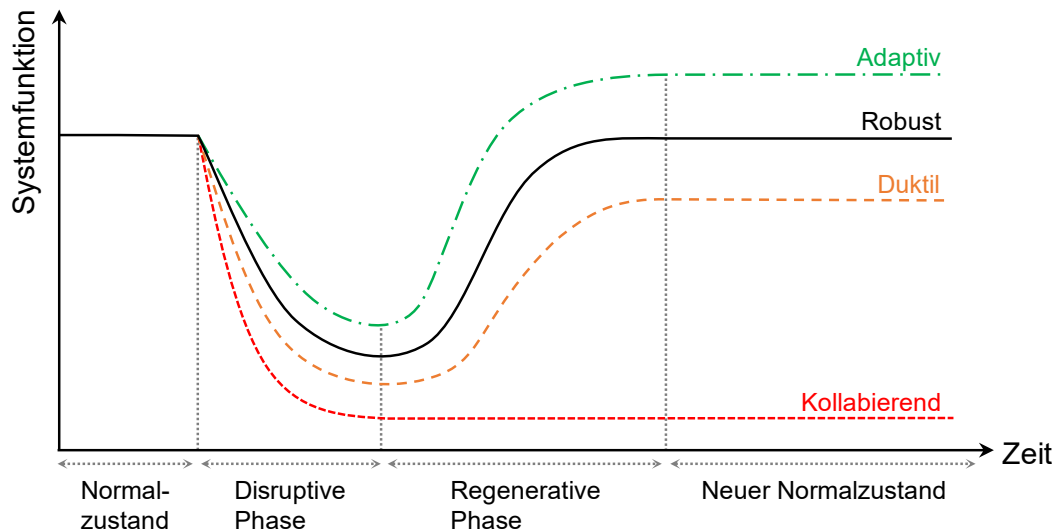


Abbildung 2: Allgemeine Systemantwort auf eine Störung einschließlich typischer Systemverhaltensmuster nach [4]

Systeme reagieren auf Störungen typischerweise durch einen Funktionseinbruch während der disruptiven Phase, gefolgt von einer Phase der Erholung, bis ein neuer Gleichgewichtszustand erreicht wird. Auf dieser Beobachtung basierend, wird in Anlehnung an [9] eine Bewertungsmethodik etabliert, die die Resilienz quantifiziert und die Eigenschaften der Antizipation, Absorption, Anpassung und Erholung, gemäß der vorgestellten Definition, widerspiegelt. Zur Quantifizierung dieser Eigenschaften werden spezifische Kennzahlen verwendet, die direkt aus dem zeitlichen Verlauf der Systemfunktion, im Folgenden als MOP (*measurement of performance*) bezeichnet, abgeleitet werden. Diese werden in Gleichungen (1) bis (6) erläutert und in Abbildung 3 visualisiert.

So wird die Robustheit R als das Minimum des MOP während des Störungsereignisses definiert, um die Absorptionskapazität des Systems zu quantifizieren:

$$R = \min(MOP(t)) \quad (1)$$

Die Rapidität der disruptiven Phase, $RAPI_{DP}$, wird durch die durchschnittliche Änderungsrate des MOP zwischen dem Beginn der Störung t_d und dem Zeitpunkt des stärksten Funktionseinbruchs t_r dargestellt, was die Verzögerungsfähigkeit des Systems anzeigt:

$$RAPI_{DP} = \frac{MOP(t_r) - MOP(t_d)}{t_r - t_d} \quad (2)$$

Für die regenerative Phase wird die Rapidität $RAPI_{RP}$ als durchschnittliche Änderungsrate des MOP vom Zeitpunkt des stärksten Funktionseinbruchs t_r bis hin zum Zeitpunkt des Erreichens des (neuen) Normalzustands t_n berechnet, was die Erholungsfähigkeit widerspiegelt:

$$RAPI_{RP} = \frac{MOP(t_n) - MOP(t_r)}{t_n - t_r} \quad (3)$$

Die durchschnittliche Abweichung vom Normalzustand, $TAPL$ (*time average performance loss*), beschreibt die Gesamtschwere der Störung durch Integration der Fläche zwischen MOP während des Normalbetriebs und des Fehlerfalls, normiert auf die Störungsdauer:

$$TAPL = \frac{\int_{t_d}^{t_n} MOP(t_0) - MOP(t) dt}{t_n - t_d} \quad (4)$$

Die Erholungsfähigkeit RA (*recovery ability*) wird durch den MOP-Wert im neuen Normalzustand nach Behebung des Fehlers repräsentiert:

$$RA = MOP(t_n) \quad (5)$$

Schließlich wird die generelle Resilienzkenzahl GR aus einer Kombination der vorherigen Metriken gebildet, die als skalarer Wert die Gesamtresilienz des Systems darstellt:

$$GR = R \cdot \left| \frac{RAPI_{RP}}{RAPI_{DP}} \right| \cdot TAPL^{-1} \cdot RA \quad (6)$$

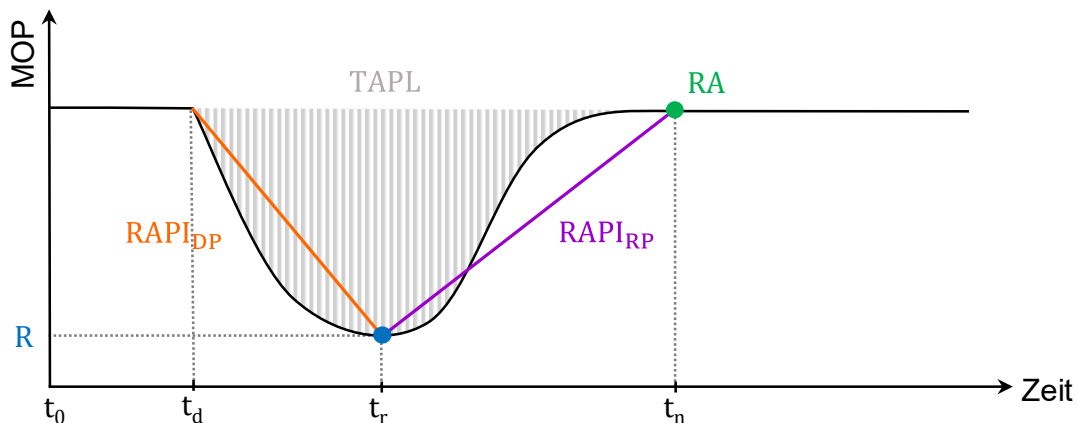


Abbildung 3: Visualisierung der Kennzahlen zur Bestimmung der Resilienz

3 Anwendung am synthetischen Energiesystem

Die entwickelte Methode zur Simulation und Quantifizierung der Resilienz von sektorengerkoppelten Energiesystemen soll anhand eines synthetischen, zukunftsorientierten Energiesystems erprobt werden. Daher wird im Folgenden ein Energiesystem modelliert, welches aus einem Strom- und Wasserstoffnetz in der Verteilnetzebene besteht.

3.1 Aufbau

Vorlagen für Stromnetze liefert der SimBench-Datensatz [10], in welchem Benchmarknetze für verschiedene Entwicklungsszenarien enthalten sind. Aus diesem Datensatz wurde das synthetische städtische Niederspannungsnetz mit der Bezeichnung '1-LV-urban6--2-sw' ausgewählt. Es repräsentiert eine Topologie, die in Abbildung 4 dargestellt ist, mit Zeitreihendaten, die Last- sowie PV-Erzeugungsprofile für das Jahr 2034 abbilden. Da für das Benchmark-Stromnetz kein zugehöriges Wasserstoffnetz zur Verfügung steht, wurde im Folgenden ein eigenes Wasserstoffnetz erstellt, welches auf Basis der Struktur existierender Gasnetze basiert [11]. Da Gasnetze üblicherweise ein wesentlich größeres Gebiet als Niederspannungsnetze abdecken, wurde nur ein Ausschnitt des Wasserstoffnetzes modelliert, der als einzelner Strang mit mehreren Abzweigungen dargestellt ist. Die Struktur des konzipierten Wasserstoffnetzes ist in Abbildung 4 visualisiert. Die Lastprofile für das Wasserstoffnetz basieren auf den etablierten Standardlastprofilen, die von der TU München

entwickelt wurden [12]. Exklusiv für das im Folgenden beschriebene Szenario 3 wird eine Power-to-Gas-Anlage (PtG) mit einer Einspeiseleistung von 100 kW und einem Wirkungsgrad von 80% als Sektorenkopplungsanlage integriert.

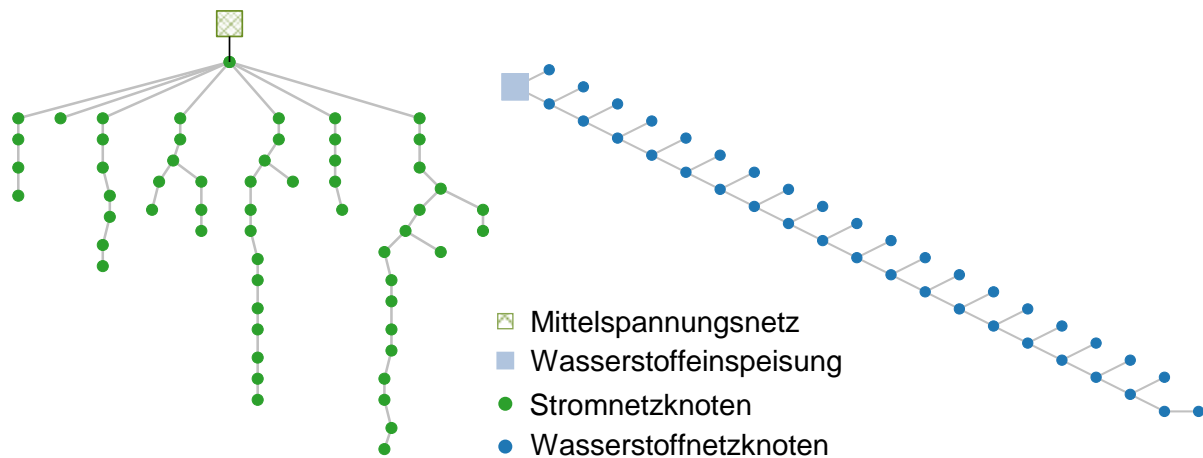


Abbildung 4: Struktur des Stromnetzes (links), Struktur des Wasserstoffnetzausschnitts (rechts)

Die auftretenden Systemkosten, die zur Auswertung der Resilienz dienen, werden in Tabelle 1 gelistet. Dies umfasst sowohl die Kosten für den Bezug von Energie aus verschiedenen Quellen als auch die Strafkosten, die bei Versorgungsunterbrechungen im System anfallen. Die Strafkosten werden mittels des Value of Lost Load (VoLL) dargestellt, einem Maßstab zur Quantifizierung der monetären Schäden, die durch Versorgungsunterbrechungen entstehen. Es ist zu beachten, dass diese Kostenwerte ein hypothetisches Szenario repräsentieren, das primär zur Methodenerprobung dient und nicht unbedingt eine präzise Prognose zukünftiger Systemkosten liefert.

Systemkosten	Kosten in ct/kWh	Kostenart	Quelle
Strom aus Netz	42,29	Endkundenkosten	[13]
Strom aus PV-Anlage	4,50	Stromgestehungskosten	[14]
Strom aus PV-Anlage + Batteriespeicher	7,00	Stromgestehungskosten	[14]
Strom Strafkosten bei Versorgungsunterbrechung	2405,00	VoLL	[15]
Wasserstoff aus Netz	12,26	Endkundenkosten	[13]
Wasserstoff aus PtG	52,86	Stromkosten/Wirkungsgrad	[16]
Wasserstoff Strafkosten bei Versorgungsunterbrechung	60,00	VoLL	[17]

Tabelle 1: Auflistung der angenommenen Systemkosten

3.2 Fehlerszenarien

Nachfolgend sind die für die Bewertung der Resilienz relevanten Fehlerszenarien dargestellt. Als exemplarischer Fall wird eine Zeitreihensimulation auf Basis der Zeitreihendaten für den

19.09.2034 durchgeführt. In allen Szenarien tritt der Fehler zu gleichem Zeitpunkt auf und dauert zwei Stunden an. Die Auflösung der Zeitreihe beträgt 15-Minuten.

Szenario 1 – Ausfall der Photovoltaik:

Durch einen IT-Fehler wird die Einspeiseleistung aller Photovoltaikanlagen und PV-gekoppelten Batteriespeicher auf Null reduziert. Die Verbraucher können ihren Strombedarf weiterhin über das übergeordnete Mittelspannungsnetz decken.

Szenario 2 – Defekt der Regeldruckanlage:

Ein Fehler in der Regeldruckanlage führt zu einer Versorgungsunterbrechung bei allen Wasserstoffverbrauchern. Für die Schadensbewertung wird die entfallende Energiemenge mit den festgelegten Wasserstoff-Strafkosten verrechnet.

Szenario 3 – Ausfall der Regeldruckanlage mit Unterstützung durch PtG:

Ähnlich wie in Szenario 2 kommt es zum Ausfall der Regeldruckanlage. Jedoch ermöglicht die zusätzlich hinzugefügte PtG-Anlage eine teilweise Aufrechterhaltung der Wasserstoffversorgung, was eine Abmilderung der nichtgelieferten Energiemenge zur Folge hat. Die Wasserstoff-Strafkosten werden in diesem Szenario durch die zusätzliche Stromaufnahme aus dem Netz reduziert.

3.3 Systemfunktion

Zur Quantifizierung der Resilienz dienen in dieser Arbeit die anfallenden Systemkosten als Maß der Systemfunktion, also des MOP. Die Kosten des Fehlerfalls, die für jeden Zeitschritt in €/h aus der Simulationsumgebung generiert werden, werden gemäß Gleichung (7) relativ zu den Kosten des Normalbetriebs ohne Fehler bewertet. Dies führt zu typischen Resilienzkurven, wie bereits in Abbildung 2 dargestellt. In dieser Systemfunktion beträgt der MOP-Wert 1, sofern kein Fehler auftritt oder dieser keine zusätzlichen Kosten verursacht. Bei fehlerbedingten Mehrkosten, wie z.B. durch erhöhte Energiebezugskosten, Verluste oder Anfall von Strafkosten, verringert sich der MOP gemäß Gleichung (7). Die Verwendung der Systemkosten als Maß des MOP soll außerdem einen Vergleich unterschiedlicher Energiesysteme, unabhängig von ihrem Energieträger, ermöglichen, da in den Kosten bereits die Gewichtung der Fehlerschwere integriert ist.

$$MOP(t) = \frac{\text{Systemkosten Normalfall } (t)}{\text{Systemkosten Fehlerfall } (t)} \quad (7)$$

4 Ergebnisse:

Die in Kapitel 3 beschriebenen Szenarien wurden in der vorgestellten Simulationsumgebung simuliert und auf die Ergebnisse des Resilienzmoduls wird im Folgenden eingegangen. Um eine Referenz zu den Störfällen zu schaffen, wird zuerst auf den Systemkostenverlauf im Normalfall eingegangen, der in Abbildung 5 zu sehen ist. Dieser setzt sich aus dem Produkt der hinterlegten Zeitreihen mit den beschriebenen Kosten zusammen.

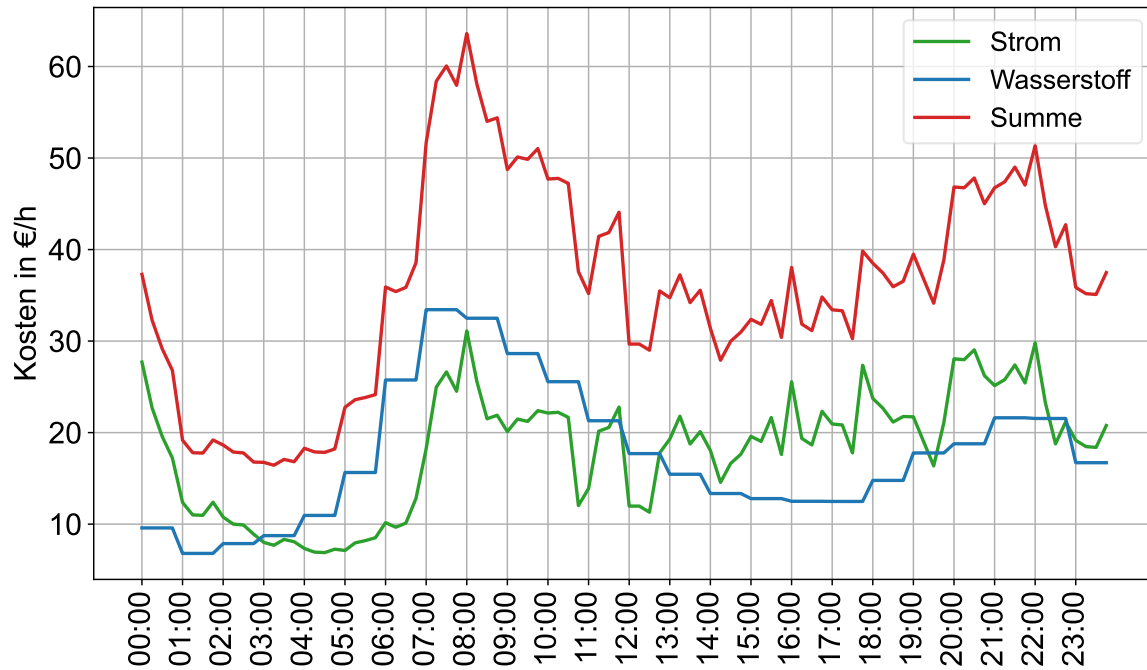


Abbildung 5: Verlauf der Systemkosten im Normalbetrieb

Um die Fehlerfälle miteinander zu vergleichen, werden im Folgenden die Systemkosten, aufgeschlüsselt nach einzelnen Sektoren, sowie die resultierende Resilienzkurve dargestellt. Um vergleichbare Ergebnisse zu generieren, wurden die Szenarien so gewählt, dass alle Fehler zur gleichen Zeit beginnen und sich im gleichen Zeithorizont voll ausgeprägt haben. Das System hat sich jeweils im gleichen Zeitabstand wieder erholt und zu seinem Normalzustand zurückgefunden.

Szenario 1 – Ausfall der Photovoltaik:

Der Kostenverlauf im System (Abbildung 6) zeigt, dass ein Ausfall der Photovoltaikanlagen zu einer Kostensteigerung im Stromsektor führt, da der kostengünstige PV-Strom durch teureren Netzstrom ersetzt werden muss. Die zugehörige Resilienzkurve (Abbildung 7) illustriert einen raschen Abfall des MOP bei Fehlereintritt, gefolgt von einer schnellen Erholung nach Fehlerbehebung. Diese Dynamik resultiert aus der Szenariogestaltung mit sofortigem Fehlerbeginn und -behebung. Die MOP-Höhe während der Fehlerphase reflektiert die Mehrkosten, die durch den Ausfall der PV-Anlagen entstehen.

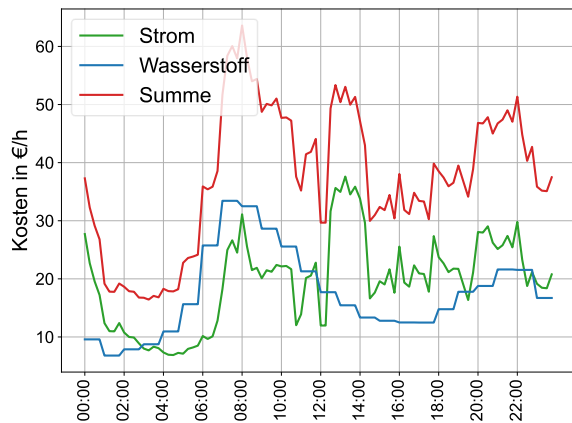


Abbildung 6: Kostenverlauf Szenario 1

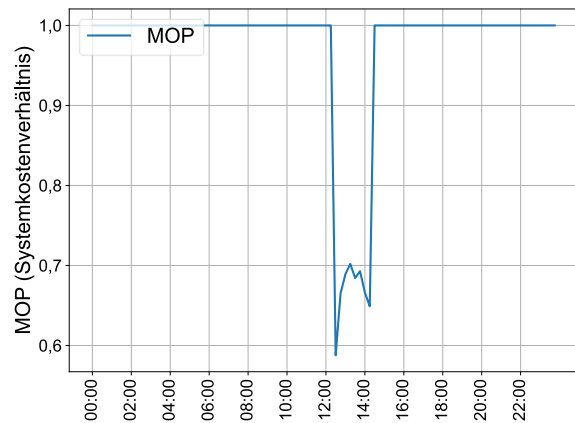


Abbildung 7: Resilienzkurve Szenario 1

Szenario 2 – Defekt der Regeldruckanlage:

Der Kostenverlauf für Szenario 2, dargestellt in Abbildung 8, zeigt einen Anstieg der Systemkosten, der durch die Strafkosten bei einer Versorgungsunterbrechung im Wasserstoffnetz verursacht wird. Die Resilienzkurve dargestellt in Abbildung 9 ähnelt der aus Szenario 1, was auf eine vergleichbare Fehlergestaltung zurückzuführen ist. Allerdings fällt der MOP-Wert während des Fehlerzeitraums hier geringer aus, was auf die höheren Mehrkosten durch die Unterbrechung der Wasserstoffversorgung hinweist.

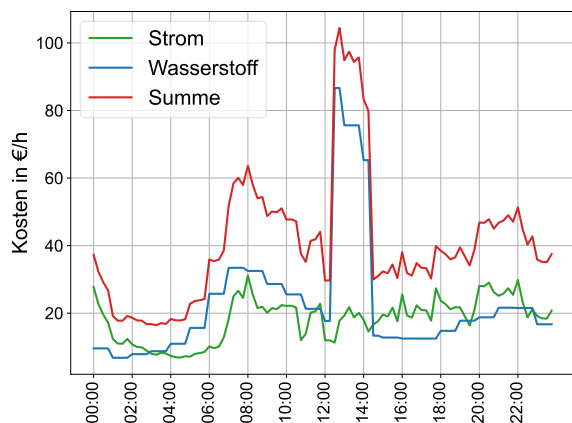


Abbildung 8: Kostenverlauf Szenario 2

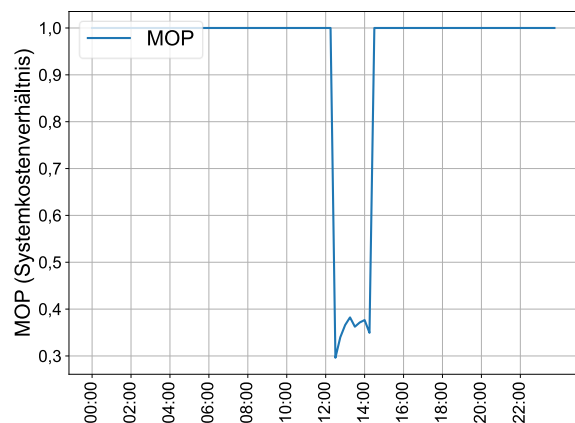


Abbildung 9: Resilienzkurve Szenario 2

Szenario 3 – Ausfall der Regeldruckanlage mit Unterstützung durch PtG:

In Szenario 3, das denselben Fehler wie Szenario 2 simuliert, trägt der Einsatz der PtG-Anlage zur Deckung des Großteils des Wasserstoffbedarfs bei. Dies führt zu einer Verringerung der Strafkosten im Wasserstoffsektor, wohingegen die Kosten im Stromsektor durch den Betrieb der PtG-Anlage ansteigen, wie in Abbildung 10 ersichtlich. Die in Abbildung 11 dargestellte Resilienzkurve ähnelt der des zweiten Szenarios, jedoch mit einem insgesamt höheren Verlauf. Dies deutet darauf hin, dass der Einsatz der PtG-Anlage die Gesamtkosten effektiv mindert, was eine verbesserte Resilienz gegenüber dem reinen Wasserstoffausfall in Szenario 2 impliziert.

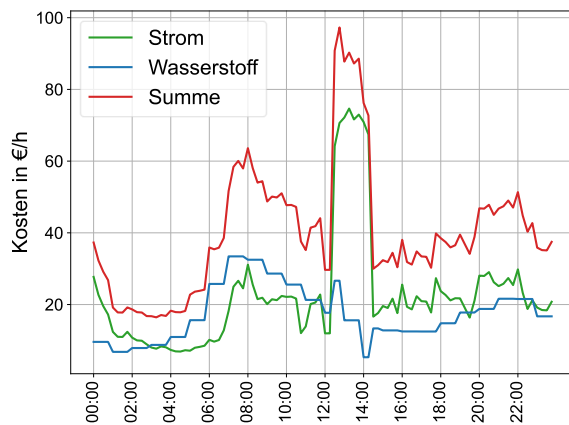


Abbildung 10: Kostenverlauf Szenario 3

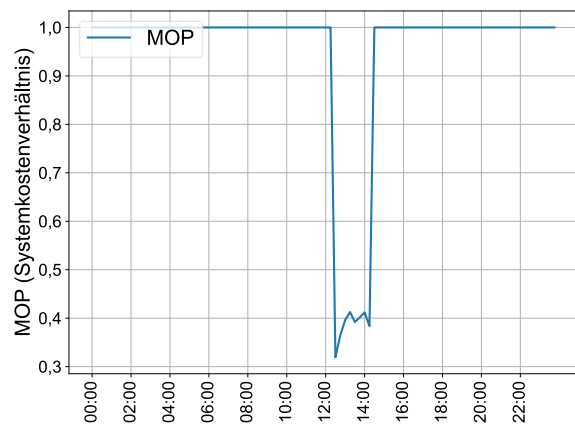


Abbildung 11: Resilienzkurve Szenario 3

In Tabelle 2 wird ein Vergleich der Faktoren, die die Kennzahl generelle Resilienz bilden, für alle Szenarien dargestellt. Es zeigt sich, dass sowohl das Verhältnis der Rapiditäten (RAP_{RP} zu RAP_{DP}) als auch die Erholungsfähigkeit RA für alle Szenarien identisch sind. Dies resultiert darin, dass bei jedem System die Systemfunktion direkt nach Eintritt des Fehlers auf ihr Minimum fällt und das System nach Fehlerbehebung seine volle Funktionalität wieder erlangt, es sich also um ein robustes System handelt.

Demnach wird die Resilienz der Systeme in dieser Szenariowahl primär durch die Robustheit R und durchschnittliche Abweichung vom Normalzustand $TAPL$ bestimmt. Wie die Systemkostenverläufe und Resilienzkurven bereits suggeriert haben, weist das System in Szenario 1 eine höhere Resilienz auf als in Szenario 2, da die Auswirkungen des Fehlerfalls geringer ausfallen. Der Vergleich von Szenario 2 mit Szenario 3 zeigt, dass das System mit der PtG-Anlage eine höhere Resilienz aufweist, da die Sektorenkopplungsanlage als Flexibilität genutzt werden kann, um Strafkosten im Wasserstoffsektor zu vermindern.

Faktoren der Resilienzbewertung	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
R	0,5878	0,2961	0,3194
$\left \frac{RAP_{RP}}{RAP_{DP}} \right $	0,1250	0,1250	0,1250
$TAPL^{-1}$	3,3788	1,7457	1,82986
RA	1,0000	1,0000	1,0000
GR	0,2483	0,0646	0,0731

Tabelle 2: Vergleich der Faktoren der Resilienzbewertung für die betrachteten Szenarien

5 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wird eine innovative Methode zur Simulation und Quantifizierung der Resilienz in sektorengesetzten Energiesystemen vorgestellt. Zunächst wurden die Anforderungen an die Simulationsumgebung definiert, gefolgt von der Auswahl und Anpassung eines geeigneten Tools zur Netzberechnung. Zur Quantifizierung der Resilienz wurde eine eigens entwickelte Definition und Bewertungssystematik basierend auf den Anforderungen erstellt. Die Anwendung der entwickelten Simulationsumgebung und Bewertungsmethodik auf ein Fallbeispiel hat gezeigt, dass sektorengesetzte Energiesysteme effektiv simuliert und deren Resilienz quantifiziert werden können. Weiterhin zeigte der Vergleich verschiedener Szenarien im Fallbeispiel, dass die Systemkosten als Systemfunktion eine sektorenübergreifende Quantifizierung der Resilienz ermöglicht.

Somit bietet die vorgestellte Methode die Möglichkeit, als Tool zur Simulation und Bewertung von Fehlerfällen in sektorengesetzten Energiesystemen eingesetzt zu werden. Sie ermöglicht es, Rückschlüsse auf die Folgen dieser Fehlerfälle zu ziehen und Handlungsempfehlungen daraus abzuleiten. Weiterhin ist die Modellierung von Netzausbaumaßnahmen denkbar, um deren Auswirkungen auf die Systemresilienz sowie deren Kosten-Nutzen-Verhältnis zu untersuchen. Zukünftige Forschungsarbeiten sollten jedoch einen stärkeren Fokus auf die Realitätsnähe der entwickelten Systeme legen. Dazu gehören Netze, die idealerweise auf echten Netzdaten basieren, sowie Kostendaten, die sowohl den Bezug von Energieträgern vergleichbar machen als auch die Kosten für Versorgungsunterbrechungen realitätsnah abbilden sollen.

Zusätzlich anzumerken ist, dass in den vorgestellten Szenarien nicht die komplette Kapazität der Bewertungsmethodik gezeigt werden konnte. Durch Hinzufügen von zusätzlichen Flexibilitäten wie regelbaren Einspeisern, Lasten, Sektorenkopplungsanlagen und Energiespeichern einschließlich intelligenter Ansteuerungen können zusätzliche Systemdynamiken abgebildet werden, welche sich in der Antizipations-, Absorptions-, Anpassungs- und Erholungsfähigkeit des Systems und somit der Resilienzbewertung widerspiegeln. Insbesondere die Integration des beschriebenen Optimierungsmoduls würde eine vertiefte Analyse des Mehrwerts und der Synergien der Sektorenkopplung ermöglichen und die Bewertung ihres Einflusses auf die Resilienz der Systeme erlauben.

Diese Forschungsarbeit ist ein Bestandteil des Forschungsprojekts OMZES, das zum Ziel hat, die Resilienz von zellularen, multimodalen Energiesystemen auf Verteilungsebene auf Basis einer optimalen Multi-Energieflussanalyse zu untersuchen. Die entwickelte Simulationsumgebung und Resilienzbewertungsmethode legen hierfür das Fundament. Für den weiteren Projektverlauf ist geplant, die Simulationsumgebung um ein Optimierungsmodul zu erweitern, welches durch Ansteuerung der Flexibilitäten, einen kostenoptimierten Betrieb in einer zeitschrittübergreifenden Betrachtung ermöglicht. Des Weiteren ist die Untersuchung von sogenannten Energiezellen, die auf dem zellularen Ansatz basieren [18, 19], vorgesehen.

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, "Klimaschutzplan 2050", Berlin, 2016
- [2] acatech, Leopoldina, Akademienunion, "Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem", München, 2020, ISBN: 978-3-8047-4060-0
- [3] V. Arabzadeh et al., "Deep decarbonization of urban energy systems through renewable energy and sector-coupling flexibility strategies", *Journal of Environmental Management*, Band 260, 2020, DOI: 10.1016/j.jenvman.2020.110090
- [4] P. Gasser et al., "A review on resilience assessment of energy systems", *Sustainable and Resilient Infrastructure*, Band 6, Nr. 5, S. 273-299, 2021, DOI: 10.1080/23789689.2019.1610600
- [5] S. Hosseini et al., "A review of definitions and measures of system resilience", *Reliability Engineering & System Safety*, Band 145, S. 47-61, 2016, DOI: 10.1016/j.ress.2015.08.006
- [6] D. Lohmeier et al., "Pandapipes: An Open-Source Piping Grid Calculation Package for Multi-Energy Grid Simulations", *Sustainability*, Band 12, Nr. 23, 2020, DOI: 10.3390/su12239899
- [7] M. Koralewicz, "Integrierte Simulation gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmesysteme", *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 59, 2023, ISBN: 978-3-7584-3804-2
- [8] L. Thurner et al., "pandapower—an open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Band 33, Nr. 6, 2018, DOI: 10.48550/arXiv.1709.06743
- [9] C. Nan et al., "A quantitative method for assessing the resilience of infrastructure systems", *Reliability Engineering & System Safety*, Band 157, 2017, S. 35-53, DOI: 10.1016/j.ress.2016.08.013
- [10] S. Meinecke et al., "SimBench-Dokumentation", 2019, https://simbench.de/wp-content/uploads/2019/08/simbench_documentation_de.pdf (Aufgerufen 18.10.2023)
- [11] J. Kisse et al., "A GIS-Based planning approach for urban power and natural gas distribution grids with different heat pump scenarios", *Energies*, Band 13, Nr. 16, 2020, DOI: 10.3390/en13164052
- [12] M. Hellwig, "Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile", Universitätsbibliothek der TU München, 2003
- [13] Statistisches Bundesamt, "Erdgas- und Stromdurchschnittspreise", https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-Durchschnittspreise/_inhalt.html (Aufgerufen 18.10.2023)
- [14] C. Kost et al., "Stromgestehungskosten erneuerbare energien", 2021, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (Aufgerufen 18.10.2023)
- [15] Bundesnetzagentur, "Bericht zur Bestimmung des Qualitätselements 2022", Bonn
- [16] G. Gahleitner, "Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications", *International Journal of Hydrogen Energy*, Band 38, Nr. 5, 2013, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.12.010
- [17] European Network of Transmission System Operators for Gas, "2nd ENTSG methodology for cost-benefit analysis of gas infrastructure", https://www.entsoe.eu/sites/default/files/2019-03/1.%20ADAPTED_2nd%20CBA%20Methodology_Main%20document_EC%20APPROVED.pdf (Aufgerufen 18.10.2023)
- [18] T. Benz et al., "Der zellulare Ansatz: Grundlagen einer erfolgreichen, regionalübergreifenden Energiewende", VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik eV, 2015
- [19] B. Uhlemeyer, "Optimale Eigenversorgung in zellularen Energiesystemen auf Mittel- und Niederspannungsebene", *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 45, 2022, ISBN: 978-3-7565-1956-9